



UNIVERSIDAD DE LA FRONTERA
FACULTAD DE INGENIERIA CIENCIAS Y
ADMINISTRACION
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
TEMUCO



PROTECCIONES DE SISTEMAS ELECTRICOS

Profesor: MANUEL VILLARROEL MORENO

2003

INDICE

CAPITULO 1	GENERALIDADES	1
	1.1. Introducción	1
	1.2. Necesidad de un sistema de protecciones eléctricas	2
	1.2.1. Consideraciones técnicas	2
	1.2.2. Consideraciones económicas	2
	1.3. Características de los sistemas de protección	3
	1.3.1. Confiabilidad o seguridad	3
	1.3.2. Selectividad	3
	1.3.3. Rapidez	3
	1.3.4. Exactitud	3
	1.3.5. Sensibilidad	3
	1.3.6. Zonas de operación	4
	1.3.7. Protección de respaldo	4
	1.4. Fallas de las protecciones	5
	1.5. Anormalidades que ocurren en los sistemas eléctricos	5
	1.5.1. Cortocircuitos	6
	1.5.2. Sobretensiones	7
	1.5.3. Sobrecargas	8
	1.5.4. Oscilaciones	8
	1.5.5. Desequilibrios	8
	1.6. Métodos para determinar la ocurrencia de anormalidades	8
	1.6.1. Aumento de la corriente	9
	1.6.2. Disminución de la tensión	9
	1.6.3. Aumento de la tensión	9
	1.6.4. Aumento de la temperatura	9
	1.6.5. Comparación de corrientes	10
	1.6.6. Variaciones de flujos de potencia	10
	1.6.7. Disminución de la impedancia o reactancia	10
	1.6.8. Aparición de componentes de secuencia cero	10
	1.6.9. Aparición de componentes de secuencia negativa	10
	1.6.10. Velocidad de variación de la impedancia	11
	1.7. Condiciones que debe cumplir un sistema de protección	11
	1.7.1. Independencia de la operación del sistema eléctrico	11
	1.7.2. Discriminar entre carga, sobrecarga y cortocircuito	11
	1.7.3. Discriminar entre falla y perturbación	11
	1.7.4. No ser afectado por anormalidades en los circuitos de control	11
CAPITULO 2	COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES	12
	2.1. Introducción	12
	2.1.1. Transformadores de medida (TT/MM)	12
	2.1.2. Relés de protección	12
	2.1.3. Interruptores de poder	12
	2.1.4. Circuitos de control	12
	2.2. Transformadores de medida (TT/MM)	13
	2.2.1. Objetivos	13
	2.2.2. Transformadores de potencial (TT/PP)	13
	2.2.3. Dispositivos capacitivos de potencial	18
	2.2.4. Transformadores de corriente (TT/CC)	22
	2.3. Interruptores y circuitos de control	35
	2.3.1. Interruptores de poder o de potencia	35

		ii
	2.3.2. Mecanismos y circuitos de control	47
	2.3.3. Reconexión automática de interruptores	53
	2.4. Relés	54
	2.4.1. Tipos de relés según su función	54
	2.4.2. Clasificación de los relés según el tiempo de operación	55
	2.4.3. Componentes y unidades de un relé	55
	2.4.4. Componentes de la unidad de medida	56
	2.4.5. Clasificación de los relés según el principio de funcionamiento del elemento comparador	56
	2.4.6. Características generales de los relés	57
	2.4.6.1. Relés de comparador móvil	57
	2.4.6.2. Relés estáticos	64
	2.4.7. Identificación de los relés de protección y dispositivos de control	70
CAPITULO 3	PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE	71
	3.1. Introducción	71
	3.2. Características de operación	71
	3.3. Aspectos constructivos y de funcionamiento	72
	3.3.1. Protecciones de sobrecorriente instantáneas	72
	3.3.2. Protecciones de sobrecorriente de tiempo definido	72
	3.3.3. Protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso	72
	3.3.4. Protecciones direccionales de sobrecorriente	81
	3.4. Aplicaciones de protecciones de sobrecorriente	89
	3.4.1. Selectividad con protecciones de tiempo definido	89
	3.4.2. Selectividad con protecciones de tiempo inverso	89
	3.4.3. Selectividad con protecciones con retención de voltaje	90
	3.4.4. Selectividad con protecciones de tiempo inverso e instantáneas	90
	3.5. Determinación de ajustes de relés de sobrecorriente. Coordinación de protecciones	90
	3.5.1. Definición de términos	91
	3.5.2. Reglas generales para calcular los ajustes de los relés de sobrecorriente	92
	3.5.3. Etapas a seguir para calcular los ajustes de los relés de sobrecorriente	93
	3.5.4. Ejemplo de cálculo de ajustes	94
CAPITULO 4	PROTECCIONES DIFERENCIALES	103
	4.1. Introducción	103
	4.2. Protección diferencial de barras	103
	4.3. Protección diferencial de porcentaje	104
	4.4. Relé diferencial de porcentaje tipo disco de inducción	105
	4.5. Protección diferencial para máquinas rotatorias	106
	4.5.1. Protección diferencial longitudinal	106
	4.5.2. Protección diferencial transversal	108
	4.6. Protección diferencial de transformadores de poder	109
	4.7. Diagrama de conexiones para protección diferencial de transformador	111
	4.8. Especificación de ajustes de una protección diferencial de transformador	112
	4.8.1. Cálculo de TAPS	112
	4.8.2. Cálculo del error de TAP	113
	4.8.3. Elección del porcentaje o pendiente del relé	114
CAPITULO 5	PROTECCIONES DE DISTANCIA	115
	5.1. Generalidades	115
	5.2. Diagramas R-X y P-Q	115
	5.2.1. Diagrama R-X	115

	iii
5.2.2. Diagrama P-Q	116
5.3. Impedancia y ángulo característico de las líneas	116
5.4. Conexión del relé para fallas entre fases	117
5.5. Conexión de la protección para fallas monofásicas	119
5.6. Tipos de relés	121
5.7. Relés de distancia simples	124
5.7.1. Relé tipo impedancia	124
5.7.2. Relé tipo reactancia	124
5.7.3. Relé tipo admitancia o tipo mho	125
5.8. Relés de distancia compensados	126
5.8.1. Relé tipo impedancia compensado	126
5.8.2. Relé tipo admitancia compensado	127
5.9. Principios generales de aplicación de los relés de distancia	128
5.9.1. Determinación de la impedancia de ajuste secundaria	128
5.9.2. Zonas de alcance	128
5.9.3. Variación del límite de la zona de operación de la protección de distancia	130
5.9.4. Accesorios complementarios de los relés de distancia	131
CAPITULO 6	132
PROTECCIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION	
6.1. Introducción	132
6.2. Fusibles	132
6.2.1. Aplicación de fusibles a la protección de transformadores	133
6.2.2. Características nominales de fusibles	135
6.2.3. Estandarización de Curvas tiempo-corriente (EEI-NEMA)	135
6.3. Reconectores Automáticos	137
6.3.1. Introducción	137
6.3.2. Clasificación de los Reconectores	138
6.3.3. Aplicaciones	141
6.3.4. Criterios técnicos de aplicación	141
6.4. Seccionalizadores	142
6.5. Coordinación de elementos de protección	142
6.5.1. Coordinación de fusibles	143
6.5.2. Coordinación entre reconectores y fusibles	144
6.5.3. Coordinación entre reconector e interruptor	146
6.5.4. Coordinación entre reconector y seccionalizador	146
6.5.5. Coordinación entre reconectores	147
BIBLIOGRAFIA	148

CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1. Introducción

El desarrollo del proyecto de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) moderno, así como el estudio racional de sus normas de operación, debe consultar, básicamente, dos aspectos principales: operación en condiciones normales y operación en condiciones anormales.

La operación en 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 poder abastecer los aumentos del consumo; mantendrá los niveles de voltaje dentro de rangos adecuados; regulará la frecuencia; las cargas se repartirán entre las diferentes centrales generadoras conforme a la distribución más económica; se mantendrá en forma adecuada; etc.

La operación normal de un sistema no considera la ocurrencia de fallas en el equipo, ni la presencia de fenómenos incontrolables como tormentas y descargas atmosféricas, o los 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:

- El equipo o parte del sistema, puede sufrir daños de consideración si la intensidad y la duración de la perturbación exceden magnitudes determinadas.
- La calidad del servicio suministrado se resiente gravemente.

Frente al problema de operación anormal, el proyectista de un sistema eléctrico de potencia puede adoptar dos puntos de vista:

- Incorporar al diseño ciertas características que eliminen la posibilidad de fallas.
- Permitir la ocurrencia de las fallas incluyendo en el proyecto características y elementos que reduzcan el daño causado por las mismas.

La primera solución es prácticamente imposible o por lo menos, no justificable económicamente. En la mayoría de los casos, se sigue el criterio de permitir la ocurrencia de ciertas fallas y tratar de aminorar sus efectos tanto en el equipo instalado como en la calidad del servicio suministrado. Un diseño moderno consulta ambas soluciones en la proporción que los estudios económicos aconsejen.

Los sistemas de protecciones eléctricas constituyen el equipo más importante que se incluye en un sistema eléctrico de potencia con el fin de alcanzar el último objetivo, esto es, aminorar 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 puedan producir perturbaciones.

Con el notable crecimiento de los sistemas eléctricos en los últimos años, el aumento de interconexión, el alto costo del equipo instalado y las exigencias cada vez mayores de un suministro de energía eléctrica seguro y de óptima calidad, la técnica de las protecciones eléctricas ha debido necesariamente perfeccionarse en forma paralela, pues, como ya se ha dicho, son ellas, en gran parte, las responsables de esas características deseables. Por esto, un diseño cuidadoso del sistema de protecciones y la elección adecuada de sus componentes es considerado, hoy en día, de una importancia fundamental en la operación de los sistemas eléctricos.

1.2. Necesidad de un sistema de protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas son los dispositivos que tienen como principal finalidad la de detectar condiciones anormales en la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia y tomar en forma automática las medidas que se requieran para restablecer la operación normal.

En el caso de fallas en equipos eléctricos, la medida será retirarlos del servicio y, en el caso de fallas en un sistema eléctrico, será necesario aislar el sector que produce la anomalía. Durante la operación normal de los sistemas eléctricos, las acciones están entregadas al hombre o a equipos automáticos que desempeñan su función dentro de límites determinados, en cambio, las protecciones no son requeridas en condiciones normales pero deben estar disponibles inmediatamente para manejar condiciones intolerables para el sistema y evitar daños mayores o paralizaciones no deseadas.

1.2.1. Consideraciones técnicas

Como se ha dicho, todos los sistemas eléctricos, sean Industriales, Residenciales o de Servicio Público, tienen el propósito común de suministrar energía eléctrica a los equipos que la utilizan, en la forma más segura y confiable que sea económicamente factible. Es decir, se requiere contar con un sistema eléctrico de buena calidad y sin interrupciones. En efecto, la sociedad moderna presenta una gran variedad de usos y también de usuarios de la energía, a tal punto que para algunos de ellos llega a ser de vital importancia contar con una buena continuidad del servicio eléctrico. A modo de ejemplo se puede citar los ascensores de grandes edificios; los pabellones quirúrgicos, incubadoras y otros equipos de los hospitales; las redes de computación; los hornos de la minería; los sistemas de ventilación de galerías subterráneas y una larga lista de equipos que dependen directamente de la energía eléctrica.

Dentro de los aspectos generales que caracterizan una buena calidad del servicio se encuentran la adecuada regulación de voltaje ($\pm 5\%$) y de frecuencia (banda de $\pm 2\%$), además de una cantidad de interrupciones mínima.

El tema de las protecciones es tan básico para la seguridad y confiabilidad del suministro de energía, que debería ser considerado desde el comienzo en cualquier proyecto bien diseñado y no ser relegado a un segundo lugar, para considerarlo después que se han fijado las demás características del SEP. Considerarlo así, resulta en un sistema de protecciones bien integrado, capaz de ser adecuadamente coordinado y lo suficientemente flexible como para acomodarse a las futuras expansiones del sistema.

1.2.2. Consideraciones económicas

Por lo general, el costo del sistema de protecciones es bastante pequeño comparado con el costo de SEP completo. Se estima entre 0,5 y 10% de la inversión total, creciendo el porcentaje mientras más pequeño sea el sistema eléctrico. Aún así, el costo de las protecciones puede minimizarse diseñando un sistema simple que garantice obtener y conservar una buena protección, lo que a su vez permite disminuir el costo del servicio y evitar la necesidad de efectuar complejas y costosas pruebas.

Durante la operación, las protecciones tienen incidencia sobre dos aspectos de orden económico, a saber:

- **Continuidad del servicio:** A mayor continuidad, mayores son las ventas de energía y en consecuencia los ingresos de todos los operadores del sistema. También representa mayor producción para aquellas empresas en que la electricidad sea su principal insumo.
- **Despeje de fallas:** En la medida que las fallas sean despejadas en forma oportuna y rápida se causarán menores daños a los equipos e instalaciones, con lo cual serán menores los costos de reparación y menores los tiempos de paralización.

1.3. Características de los sistemas de protección

Las características de un sistema de protecciones se analizan principalmente bajo el punto de vista de su operación en condiciones de anormalidad, siendo las principales las que se indican a continuación.

1.3.1. Confiabilidad o seguridad

Es la característica que permite garantizar la operación de las protecciones, cada vez que se produzca una falla. Complementando esta definición se puede agregar que es la característica del relé o del sistema de protecciones que le permite actuar correctamente cuando es requerido y evitar operaciones innecesarias. Cuando se presenta la anormalidad, las protecciones deben estar en condiciones de operar correctamente. En algunos casos, es posible que ciertos equipos sean requeridos muy pocas veces durante su vida útil, pero aún en estas condiciones deberán operar en forma correcta. Para lograr esta cualidad se debe recurrir a diseños simples, con componentes robustos y de buena calidad, que sean periódicamente sometidos a mantención para comprobar que se encuentran bien calibrados, bien conectados y que la orden que emitan sea cumplida por los sistemas de control.

1.3.2. Selectividad

Es la cualidad de las protecciones que les permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible desconectar. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones.

1.3.3. Rapidez

Es conveniente que las protecciones operen en el mínimo tiempo posible, disminuyendo con ello la duración de la falla, las perturbaciones al resto del sistema y los consecuentes daños a los equipos. La rapidez redundante también en una mayor efectividad de las reconexiones automáticas y mejora la estabilidad del sistema. Aunque es deseable la operación instantánea de las protecciones, muchas veces esta cualidad debe sacrificarse con el objeto de mejorar otros aspectos, tales como la selectividad. La temporización en todo caso debe ser compatible con los límites de resistencia de los equipos a las fallas consideradas y su empleo para obtener selectividad está asociado a otra característica que siempre debe considerarse, como es la economía.

1.3.4. Exactitud

Las protecciones deben operar con la mínima desviación respecto de la magnitud teórica de ajuste. La exactitud, se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5 y un 10%, según el caso.

1.3.5. Sensibilidad

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste. Esto no siempre es posible en la práctica. Por ejemplo, en períodos de sequía o en la época de verano, cuando cae una fase a tierra (pavimento) se producen fallas de muy baja corriente, las que pueden no ser detectadas por las protecciones.

Puesto que no es posible satisfacer plenamente cada uno de estos requerimientos en forma simultánea, deben adoptarse algunas soluciones de compromiso. En general se otorga mayor atención a aquellos problemas que de acuerdo a la experiencia es posible que ocurran. De aquí que se diga que el tema de las protecciones tiene mucho de técnica pero es también un arte. De hecho, diferentes especialistas utilizando una lógica razonable pueden llegar a soluciones significativamente diferentes para un mismo problema.

Considerando en su conjunto a las distintas protecciones de un SEP, aparecen dos características adicionales que es necesario tener presentes.

1.3.6. Zonas de operación

Las protecciones del SEP abarcan ciertas zonas de operación según su tipo. Es conveniente que entre las zonas de operación de dos protecciones contiguas no queden sectores sin cubrir por alguna de ellas. Para este efecto se deben superponer los bordes de las zonas contiguas y por lo tanto, no se acepta que sean tangentes. La Figura 1.1 muestra el Diagrama Unilineal de un sistema, indicando las zonas de protección.

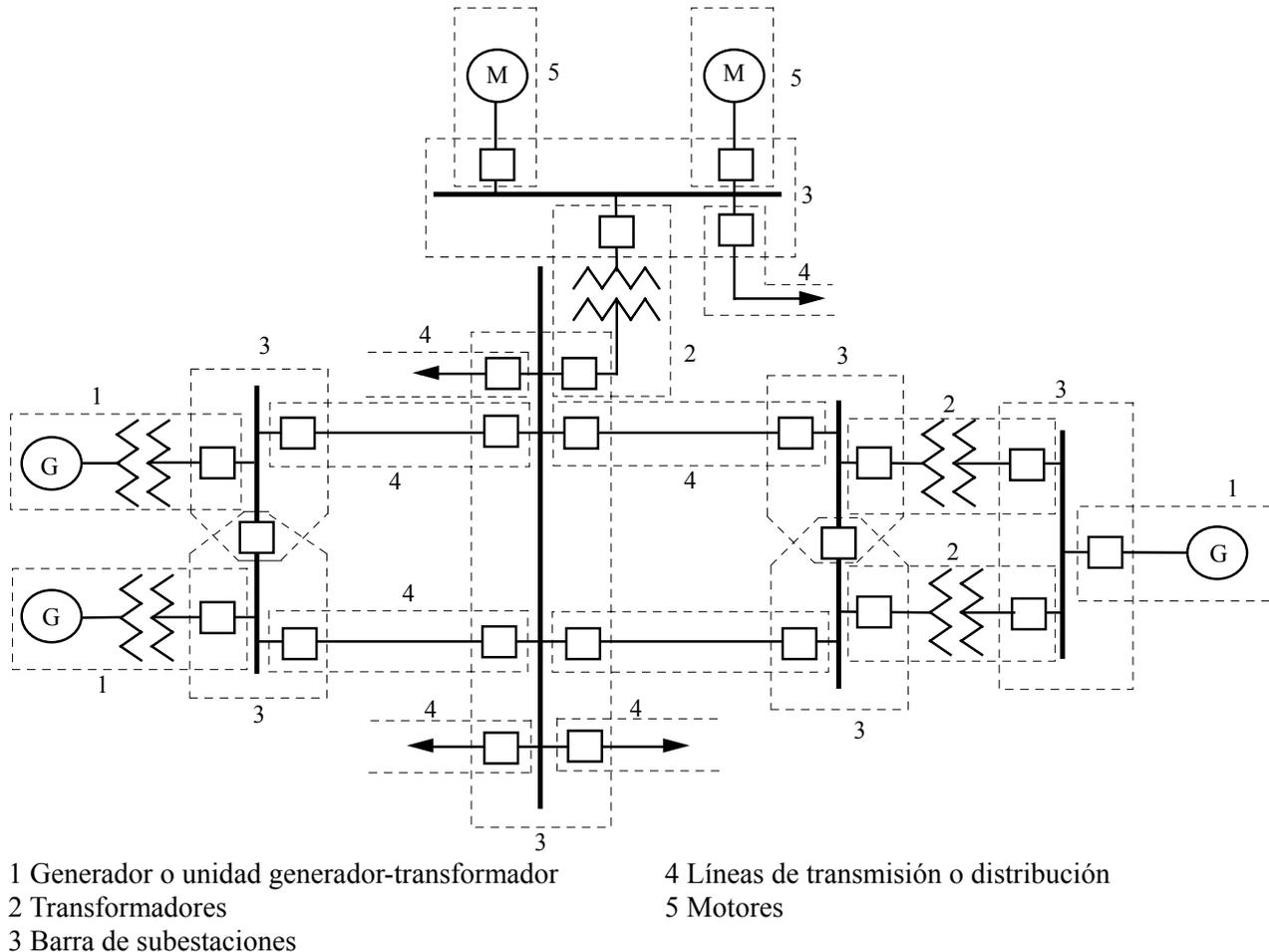


Figura 1.1.- Diagrama unilineal de un sistema indicando sus zonas de protección

1.3.7. Protección de respaldo

Si al producirse una anomalía en el SEP, la protección encargada de aislar la zona (llamada protección principal) no opera, los daños a los equipos serían mayores y la falla se propagaría por el resto del sistema con las consecuencias previsibles. Para que esto no ocurra se utiliza el respaldo, es decir, otra protección deberá ser capaz de detectar la falla y aislarla, aún a costa de dejar fuera de servicio equipos o sectores en condiciones normales. Donde más se aplica esta técnica, por razones económicas es en el caso de los cortocircuitos. Según la ubicación de la protección que da respaldo, este puede ser local o remoto.

a. Respaldo Local

Se ubica en la zona protegida y puede ser del tipo duplicación de la protección completa o parte de ella. Puede ser también del tipo adicional, tal como un relé de tiempo por ejemplo.

Respaldo Remoto

Este tipo de respaldo lo proporciona una protección ubicada en otro punto del SEP. Por lo general, esta protección es del tipo principal en su zona de operación.

1.4. Fallas de las protecciones

Como un antecedente adicional para justificar el respaldo a las protecciones se entrega un resumen estadístico del tipo de falla de las protecciones.

Fallas de los relés	43 %	Contactos sucios, bobinas cortadas, ajustes erróneos, calibración incorrecta.
Falla de interruptores	20 %	Bobinas quemadas, fallas mecánicas, falla de los contactos de poder, otros problemas de bobinas.
Falla de transformadores de medida	10 %	Fusibles quemados, saturación de núcleos, problemas de bobinados, fallas de aislación
Falla de dispositivos auxiliares	9 %	Contactos sucios, conexiones incorrectas
Fallas de alambrado	12 %	Mala aislación, conexiones sueltas e incorrectas
Fallas de la alimentación	6 %	Fusibles quemados, bajo voltaje

En el resumen anterior, no se incluyen otros tipos de problemas que pueden presentarse, tales como: Ajustes mal especificados, errores de cálculo, errores en los datos de los transformadores de medida, etc.

Por otra parte, los diferentes tipos de operación de una protección se pueden clasificar según el efecto obtenido de ellas, en la forma siguiente:

- Operaciones correctas y deseadas
- Operaciones correctas pero no deseadas (como las de respaldo)
- Operaciones incorrectas
- No operación

La confiabilidad general de las protecciones eléctricas (usando equipo electromecánico), es bastante alta. Así entre las operaciones correctas y correctas no deseadas se obtiene un porcentaje de 97 a 99%. Mientras que las operaciones correctas y deseadas van de un 90% a 95%.

1.5. Anormalidades que ocurren en los sistemas eléctricos

De acuerdo a lo planteado en los párrafos anteriores, una de las cualidades esenciales de una distribución moderna de energía eléctrica es la continuidad del servicio. La importancia de las posibles consecuencias de una interrupción, aunque esté limitada a pocos minutos, puede ser considerable tanto para las industrias, como para otro tipo de usuario. De aquí la conveniencia de analizar las anormalidades que ocurren en los sistemas eléctricos.

En relación con las consecuencias, las anormalidades que pueden ocurrir en un sistema eléctrico se clasifican en fallas y perturbaciones, cuyas diferencias aparecen en sus definiciones.

- **Falla:** Condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protecciones para no dañar a los equipos.
- **Perturbación:** Condición que permite continuar la operación del sistema, pero que puede dañar ciertos equipos si se prolonga más de un tiempo determinado.

Tanto las fallas como las perturbaciones deben poder ser detectadas y discriminadas por las protecciones, ya que al ocurrir un defecto en un componente del sistema significa, por lo general, una perturbación para el resto. Al aislar el equipo fallado, se elimina simultáneamente la perturbación, con lo cual el servicio se normaliza.

Entre las fallas, las más comunes son los cortocircuitos. Otras que se pueden mencionar son; la apertura de conductores, la pérdida de excitación de máquinas síncronas, etc., las que pueden producir efectos similares a los cortocircuitos.

Entre las perturbaciones, las más comunes son las sobretensiones, las sobrecargas, las oscilaciones y los desequilibrios.

1.5.1. Cortocircuitos

Un cortocircuito es la desaparición del aislamiento relativo de dos conductores de tensión diferente, alimentados de la misma fuente, sin la presencia de una impedancia conveniente. El cortocircuito puede ser realizado por contacto directo, llamado también cortocircuito metálico, como es el caso de dos conductores que se tocan o el toque de un conductor lanzado a una línea aérea. También puede ser causado por el deterioro o ruptura del aislante, como es el caso de arcos o fugas que se transforman en cortocircuitos.

Las causas de los cortocircuitos son múltiples. En la distribución en baja tensión se deben con mayor frecuencia al deterioro mecánico del aislante. En líneas subterráneas se deben principalmente a la ruptura del material aislante causado por movimientos del terreno, golpes de picota, filtración de humedad a través del envolvente de plomo deteriorado (corrosión química y electrolítica, retornos importantes de corriente por él cuando están vecinos a líneas de tracción eléctrica), etc. En líneas aéreas, los cortocircuitos son mucho más frecuentes y en la mayoría de los casos se deben a ruptura o contaminación de las cadenas de aisladores, cortadura de conductores, balanceo de los conductores por la acción del viento, contacto accidental de la línea con cuerpos extraños, etc.

Otras causas de cortocircuitos dignas de mencionar son: envejecimiento del aislamiento, daño de bobinados, falsas maniobras tales como apertura en carga de desconectores y puesta a tierra de líneas por trabajos, etc.

La forma de los cortocircuitos determina sus efectos y se pueden distinguir varios tipos (trifásico franco y con arco, bifásico, monofásico, etc.). En cuanto a su duración, se pueden distinguir cortocircuitos permanentes y transitorios. A estos últimos, cuando se repiten en cortos intervalos, se les llama intermitentes; es el caso, por ejemplo, de los originados por el balanceo de los conductores.

Las consecuencias de un cortocircuito se deben tanto a los efectos de la sobrecorriente como a los de las caídas de tensión originadas por ésta. En general, las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad de funcionamiento en el SEP. En este aspecto, el tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, el que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de una línea, le siguen los cortocircuitos, bifásico y finalmente el monofásico. En cambio, el tipo más frecuente es el monofásico (aproximadamente el 75% de los casos) y el menos frecuente es el trifásico (aproximadamente el 5% de los casos).

De igual forma, se ha comprobado que de los diferentes equipos que conforman un sistema eléctrico de potencia, los que tienen mayor probabilidad de ocurrencia de falla son las líneas aéreas. La probabilidad de ocurrencia de fallas en ellas y en otros equipos se detalla en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1.- Tasa de Ocurrencia de Fallas en Equipos Eléctricos

Equipo	% Ocurrencia
Líneas de Transmisión Aérea	50
Cables	10
Switchgear	15
Transformadores de poder	12
Transformadores de Medida	2
Equipos de Control	3
Otros	8

Dependiendo de la capacidad de generación, la distancia y la impedancia entre la fuente y el punto de falla, la sobrecorriente puede alcanzar una magnitud varias veces superior a la corriente nominal de los equipos. Las consecuencias de esta sobrecorriente son múltiples, tales como: calor del arco o calor producido por el contacto en el cortocircuito, que pueden fundir los conductores, carbonizar los aislantes u originar un incendio. No conviene despreciar tampoco, el calentamiento producido por la corriente de cortocircuito, que se concentra en los puntos más débiles: uniones de líneas, contactos de desconectores, etc., así como los efectos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito que pueden producir deformaciones en las bobinas de los transformadores, en las barras y cables de poder, etc.

Otros efectos importantes originados por las corrientes de cortocircuito son las sobretensiones en las líneas de telecomunicaciones vecinas a líneas de transmisión, inclusive tan separadas como 1 kilómetro, donde se pueden inducir tensiones de 1.000 o más Volt. Estas sobretensiones pueden provocar daños en las instalaciones y causar accidentes a personas. De aquí que algunos países hayan adoptado los sistemas aislados de tierra, o bien conectados a tierra mediante impedancias, para limitar las corrientes originadas por cortocircuitos monofásicos, que son los más frecuentes.

A su vez, la disminución del voltaje ocasionada por los cortocircuitos trae como consecuencia para el resto del sistema la disminución de su capacidad de transferencia de potencia y con ello, una baja de su estabilidad si se prolonga por algunos segundos

1.5.2. Sobretensiones

Las sobretensiones en un sistema son peligrosas por que:

- Someten a los aislantes a esfuerzos que los envejecen y pueden llegar a destruirlos
- En caso de duración prolongada traen como consecuencia daños en los equipos tanto de los usuarios como de generación y transformación
- En caso de una falla del aislante, traen a su vez como consecuencia inmediata un cortocircuito.

El daño es en estos casos directamente proporcional al valor máximo de la sobretensión y de la velocidad con la cual se establece ésta. Es así como sobretensiones de importancia media de dos a cinco veces la normal y de muy corta duración (algunos microsegundos) son capaces de perforar los aislantes porque su aparición es extremadamente rápida (se les llama de frente escarpado). De aquí la necesidad de consultar entre las pruebas dieléctricas de los equipos la llamada “prueba de impulso”.

Estas sobretensiones se pueden producir por descargas atmosféricas o por apertura de líneas largas de alta tensión (switching).

Las sobretensiones de larga duración, originadas por desconexiones de cargas inductivas en sistemas sin reguladores de voltaje automáticos, provocan efectos importantes en los transformadores, especialmente cuando trabajan con su circuito magnético en el codo de saturación. Por ejemplo, sobretensiones de un 30% pueden, en ciertos casos, hacer subir la corriente de excitación a valores de plena carga.

1.5.3. Sobrecargas

Una línea o un equipo se encuentra sobrecargado cuando su corriente es superior a la nominal. Las sobrecargas son sobrecorrientes, durables o breves según el caso. Las principales causas son:

- Los cortocircuitos que no se aíslan oportunamente
- Los peak de consumos o de transferencia de potencia en líneas de interconexión, que pueden corresponder a sobrecorrientes superiores a 20 o 30 %, durante largo tiempo
- Las sobrecorrientes originadas por desconexiones de circuitos en paralelo, que se pueden prolongar hasta la reposición del circuito desconectado.

Los efectos de altas sobrecargas y de corta duración fueron analizados en 1.5.1. Las sobrecargas más pequeñas, (hasta dos veces la carga normal) sólo tienen efectos térmicos que aparecen después de un tiempo, dependiendo de la constante de tiempo de calentamiento del equipo considerado y de sus condiciones de refrigeración.

1.5.4. Oscilaciones

Las causas más comunes de aparición de oscilaciones son las conexiones y desconexiones de circuitos del sistema, al producirse variaciones de potencia. Esto se debe a que los alternadores no toman instantáneamente el ángulo correspondiente a la carga, sino que después de cierto número de oscilaciones amortiguadas, pudiendo en algunos casos perder su sincronismo, lo que se traduce generalmente en una sobrecorriente. Efectos similares pueden producirse por una mala sincronización.

Además de los efectos eléctricos que es fácil suponer, las partes mecánicas de los alternadores y máquinas motrices pueden sufrir efectos graves por las oscilaciones de potencia.

1.5.5. Desequilibrios

Por el uso de transformadores de distribución en conexión triángulo-estrella y estrella-zigzag, se obtiene una buena simetría y equilibrio en las tensiones y corrientes en los circuitos de alta tensión, por lo cual en la práctica las cargas desbalanceadas en baja tensión no son la causa de desequilibrios de la red primaria. Cuando se producen desequilibrios es preciso determinar rápidamente su causa, pues constituye una anomalía muy peligrosa para el funcionamiento de las máquinas.

Dentro de las causas más comunes se pueden citar, las originadas por desconectores o interruptores con una o dos fases abiertas y la ruptura de un conductor de una línea que no provocó un cortocircuito.

Aunque los desequilibrios no provocan manifestaciones violentas, sus consecuencias no deben ser despreciadas, ya que producen vibraciones y calentamiento anormal en motores, alternadores y transformadores. En las máquinas rotatorias, en particular, se producen campos rotatorios de secuencia negativa, en el estator que, de acuerdo con el deslizamiento relativo, generan en los rotores fuerzas electromotrices y corrientes para las cuales no se encuentran diseñados. En los casos de alternadores se puede llegar a dañar totalmente el sistema de excitación.

El servicio eléctrico también puede ser afectado por esta causa. Por ejemplo, en sistemas con los neutros conectados a tierra, la corriente residual que se produce, retorna por tierra provocando inducciones o sobretensiones en las líneas de telecomunicaciones vecinas, cuyos efectos son peligrosos.

1.6. Métodos para determinar ocurrencia de anomalías

El funcionamiento anormal de un sistema o de alguno de sus componentes, se puede detectar por los fenómenos físicos que se presentan en éstos. A continuación se analizarán brevemente, los fenómenos mensurables (factibles de medir) que pueden aparecer al ocurrir anomalías.

1.6.1. Aumento de la corriente

Uno de los efectos más característicos de un cortocircuito es el aumento excesivo del valor de la corriente por sobre el valor nominal correspondiente al equipo afectado por la falla. Esta característica proporciona el método más simple para desarrollar un esquema de protección, conocido con el nombre de protección de sobrecorriente. Cualquiera de las formas de relés básicos del tipo electromecánico o estático, incluyendo los fusibles, pueden servir con tal objeto.

1.6.2. Disminución de tensión

Se le usa ampliamente para proteger motores y aparatos que pueden sufrir daños al trabajar con tensiones inferiores a la nominal. También se emplea en relés de verificación, para deshabilitar circuitos de partida de motores que requieren la atención de un operador para iniciar la marcha.

Contrariamente a lo que se podría suponer, no se usa para detectar cortocircuitos porque la tensión es variable entre el punto de falla y el punto de generación. Además, en el punto de medida, está en función de la magnitud de la corriente de cortocircuito. Por otra parte, esta protección operaría al desenergizarse el circuito de alimentación.

1.6.3. Aumento de la tensión

El aumento de tensión sobre su valor nominal es, en general, peligroso para todos los componentes de un sistema eléctrico y en especial para las máquinas. El problema de la sobretensión radica en que los equipos de un sistema poseen aislación con capacidad limitada para soportar los esfuerzos dieléctricos. Como la causa más común de sobretensiones de componente fundamental (50 Hz) proviene de sobre excitación de generadores, se usa justamente en estas máquinas. También es posible que se presenten sobretensiones debido al “efecto Ferranti”, producido en las líneas de alta tensión con un bajo nivel de carga ó en vacío.

A las protecciones que operan por efecto de sobretensiones se les conoce como “relés de sobre voltaje”. En casos muy especiales, se aplican protecciones basadas en otros fenómenos (variaciones de los flujos de potencia por ejemplo). Las sobretensiones de ondas no fundamentales (tensiones distintas de la fundamental de 50 Hz), no periódicas o transitorias, motivadas por maniobras de interruptores (switching), descargas atmosféricas, etc., se protegen por medio de chisperos y dispositivos llamados pararrayos.

1.6.4. Aumento de la temperatura

El aumento de temperatura, se emplea para proteger contra sobrecarga a las máquinas. La protección consiste fundamentalmente en alimentar con corriente a un dispositivo que dispone de un calefactor y que en conjunto tiene la misma constante de tiempo de calentamiento de la máquina. Al ajustarse este dispositivo para operar a cierta temperatura, su funcionamiento es independiente del valor instantáneo de la corriente y en consecuencia permite la operación de la máquina en régimen de sobrecarga no peligrosa; es decir, sobrecarga controlada.

En transformadores de potencia se usa la protección denominada de “imagen térmica”, con la cual se trata de medir indirectamente la temperatura de los devanados. Consta básicamente de un detector de temperatura que mide la temperatura del aceite en el estanque en la parte superior. Este detector lleva, además, en sus proximidades un calefactor alimentado por una corriente proporcional a la del devanado. La constante de tiempo total considera entonces la del aceite (lenta) y la del devanado (rápido).

En máquinas sincrónicas se usan detectores de temperatura ubicados en el núcleo del estator y también cerca de los devanados y en general dan indicación y alarma. Además se usan termostatos ubicados dentro del housing, ajustados para detectar altas temperaturas producto de incendios. Comandan los controles encargados de la desconexión y detención de la máquina así como los de extinción de incendios.

1.6.5. Comparación de corrientes

En las zonas de un sistema donde no hay consumos, la corriente que entra y la que sale debe cumplir una relación bien definida. Si el acoplamiento es conductivo, la razón es 1:1 y si es inductivo, es inversa a la razón de tensiones, al despreciar las pérdidas. Al ocurrir un cortocircuito en estas zonas se pierde la relación anterior, lo que se usa en las denominadas “protecciones diferenciales”, que se aplican en equipos, tales como: generadores, transformadores, etc. En forma similar, al comparar corrientes que entran a una línea de doble circuito, se han desarrollado las protecciones denominadas “de corrientes balanceadas”.

1.6.6. Variaciones de flujos de potencia

La variación de la magnitud y el sentido de la potencia se pueden usar en forma combinada o por separado. La variación del sentido de la potencia se usa en ciertos casos para impedir el trabajo de un alternador como motor (se previene el “motoreo” de un grupo electrógeno, por ejemplo). Estas protecciones se denominan “contrainvertión del flujo de potencia activa”.

La variación de magnitud se usa en protecciones de “sobrepotencia activa” o reactiva cuando se desea, por ejemplo, independizar un pequeño sistema que se encuentra conectado a otro de mayor capacidad, cuyas fuentes de generación se han desconectado. Con esto se evita perder el servicio en el sistema más pequeño al desconectarse por sobrecarga. De la misma forma se pueden usar protecciones de “sobrepotencia reactiva capacitiva”, para evitar mantener energizadas líneas de alta tensión en vacío (efecto Ferranti).

1.6.7. Disminución de la impedancia o reactancia

Mediante la información de tensiones y corrientes de circuitos o elementos auxiliares, se alimentan protecciones que miden en todo instante la impedancia y/o reactancia por fase en el sentido de su operación, y operan cuando ésta baja de cierto valor conforme a su curva característica. La impedancia o reactancia que se puede medir en un punto dado del sistema es el valor que resulta de sumar los parámetros del mismo (en el sentido del flujo de la potencia) y del consumo; al quedar cortocircuitado este último, se produce una disminución del valor medido que bien podría ser el valor de ajuste para la protección. A estas protecciones se les denomina “direccionales de distancia” y se les usa ampliamente en la protección líneas de transmisión.

1.6.8. Aparición de componentes de secuencia cero

Mediante la conexión de transformadores de medida en forma adecuada, es posible obtener corrientes y tensiones de secuencia cero (residuales) en sistemas conectados a tierra, al producirse fallas con retorno por tierra. Estas magnitudes pueden alimentar relés de protección que operan de acuerdo con sus características y en forma direccional, es decir, sólo en un sentido del flujo de potencia que toma la falla. Cuando sólo se alimentan con corriente residual se les llama “protecciones de sobrecorriente residual”.

La corriente residual se puede obtener también de los neutros de los transformadores de poder o bien de la conexión en paralelo de transformadores de corriente ubicados en cada fase. En sistemas aislados de tierra es posible detectar, con la conexión de transformadores de potencial en delta inconclusa (“delta abierta”), contactos de una fase a tierra.

1.6.9. Aparición de componentes de secuencia negativa

Las componentes simétricas constituyen parte de un método de resolución analítica de circuitos polifásicos. Sin embargo, es posible separar las componentes de secuencia por medio del uso de los llamados “filtros de secuencia”. Estos filtros son combinaciones adecuadas de resistencias, bobinas y condensadores que entregan un voltaje o una corriente proporcional a la componente de secuencia específica que se busca. La componente de secuencia negativa es especialmente peligrosa en los rotores de las máquinas sincrónicas, ya que induce corrientes parásitas de doble frecuencia, y por lo tanto, calentamiento. Las máquinas son bastantes limitadas en este aspecto, en especial las de rotor cilíndrico. En estos casos se usan filtros de secuencia negativa para proveer protección.

1.6.10. Velocidad de variación de la impedancia

Al ocurrir un cortocircuito, el valor de la impedancia entre los puntos de medida y de falla baja instantáneamente al valor correspondiente del sistema incluido entre estos dos puntos. En cambio, al ocurrir perturbaciones, tales como oscilaciones de potencia, el valor de la impedancia varía en magnitud y fase en forma más o menos periódica. Esta particularidad se emplea en esquemas destinados a bloquear la orden de apertura de interruptores comandados por protecciones que miden la impedancia y/o reactancia, donde resulta indeseable una apertura del sistema en condiciones de oscilaciones

1.7. Condiciones que debe cumplir un sistema de protección

De acuerdo con lo expuesto, en cuanto a los diferentes tipos de anomalías que se pueden presentar, y además que los esquemas de protecciones están íntimamente asociados con los circuitos destinados a ser comandados voluntariamente por los operadores de los equipos de poder, los sistemas de protecciones deben cumplir las siguientes condiciones:

1.7.1. Independencia de la operación del sistema eléctrico

Los sistemas de protecciones deben ser, en lo posible, totalmente independientes de la configuración ocasional del sistema de poder, motivada por la operación de éste. Por ejemplo, al desconectar parte de los equipos, las protecciones del resto deben continuar cumpliendo con sus funciones sin que sea preciso modificar sus ajustes o sus circuitos.

1.7.2. Discriminar entre carga, sobrecarga y cortocircuito

En general, los equipos que componen los esquemas de protecciones son diseñados para soportar en forma permanente una sobrecarga de un 20% del nivel normal. Es decir, si su corriente nominal corresponde, en términos primarios o secundarios, a la carga normal del circuito de poder, no sufren deterioro si en forma permanente estos últimos operan a 120% de carga. Evidentemente, esto se refiere sólo a los transformadores de corriente y circuitos amperométricos de las protecciones.

Las protecciones deben cumplir con la condición de poder diferenciar entre carga o sobrecarga respecto a corrientes motivadas por cortocircuitos. Esto es importante, ya que en ciertos casos la corriente de cortocircuito mínima puede ser inferior a la nominal de un determinado equipo.

1.7.3. Discriminar entre falla y perturbación

En 1.5, se indican las diferentes características con que se presentan estas anomalías. Estas diferencias deben ser aprovechadas por las protecciones para evitar producir desconexiones cuando aparecen perturbaciones fugitivas o decrecientes que pueden permanecer por tiempos cortos sin dañar a los equipos.

1.7.4. No ser afectado por anomalías en los circuitos de control

La fuente de alimentación de los circuitos de control debe cumplir con la máxima confiabilidad o seguridad de servicio. Los circuitos de control deben ser simples y eficaces, a prueba de daños que pudieran ocasionarles agentes extraños y atmosféricos, ya que gran parte de ellos interconectan elementos y dispositivos que se encuentran físicamente separados a distancias tales como 100 o 150 metros, por ejemplo.

Debe evitarse emplear elementos que puedan ordenar apertura de interruptores u operaciones básicas para la mantención del servicio al quedar desenergizados. Aun teniendo presente lo anterior, deben consultarse en estos casos sistemas de señalización visual o auditiva para indicar esta condición. Tal es el caso de las ampollas indicadoras de las protecciones diferenciales, de interruptores de poder, bocinas de alarma de bajo voltaje en los circuitos de control, instrumento indicador de aislación en los circuitos de control, etc. También en los esquemas de protecciones debe evitarse que los elementos de medida de protecciones produzcan una apertura indeseable de interruptores al faltarles parte de su alimentación normal.

CAPITULO 2

COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES

2.1. Introducción

La protección de un equipo eléctrico puede ser tan simple como un fusible o tan compleja como los modernos relés de tipo numérico, que hacen uso de enlaces de radio o carrier para transmitir la información de un punto a otro. Por esta razón, una definición de Sistema de Protecciones debe ser lo suficientemente amplia como para incluirlas a todas.

Definición: Sistema de Protecciones es el conjunto de elementos y de sus circuitos de control asociados que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger a un equipo o a un conjunto de equipos. Este conjunto de elementos operará bajo condiciones predeterminadas, usualmente anormales, desconectando un elemento del SEP o emitiendo una señal o ambas cosas. Bajo la perspectiva de esta definición y tratando de referirse siempre a los casos más generales, los componentes de un sistema de protecciones, tal como se muestra en la Figura 2.1, son los siguientes:

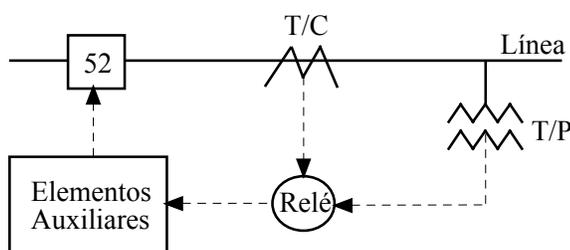


Figura 2.1.- Componentes de un Sistema de Protecciones

2.1.1. Transformadores de medida (TT/MM)

Los transformadores de medida son los elementos que permiten obtener la información acerca de las condiciones de operación de un sistema de potencia, en la forma de señales secundarias de corriente o de tensión proporcionales a las magnitudes primarias. Bajo este término común se agrupan los transformadores de corriente (TT/CC) y de potencial (TT/PP), para diferenciarlos de los transformadores comunes.

2.1.2. Relés de protección

Son los elementos que reciben la información de los transformadores de medida y que son capaces de discriminar entre una condición normal y anormal. Cuando el relé detecta una condición anormal inicia su acción ("opera"), generalmente a través de contactos que se cierran o se abren y que, en forma directa o indirecta, habilitan los circuitos de apertura o desenganche de los interruptores de poder.

2.1.3. Interruptores de poder

Dispositivos que cumplen con la función de aislar o desconectar los equipos, ya sea por operación de las protecciones o de las personas que manejan el sistema eléctrico. Se denominan interruptores de poder para diferenciarlos de otros dispositivos que no son capaces de interrumpir un circuito en condiciones de falla por no tener la capacidad de ruptura necesaria, aún cuando están diseñados para aislar partes del circuito.

2.1.4. Circuitos de control

Conjunto de elementos que interconectan a los tres componentes anteriores. Entre estos elementos se puede mencionar: alambrados; regletas de conexiones; switches; relés auxiliares; lámparas de señalización; dispositivos anunciadores; etc. Se analizarán a continuación, las principales características de los distintos elementos que componen los sistemas de protecciones.

2.2. Transformadores de medida (TT/MM)

2.2.1. Objetivos

Los transformadores de medida cumplen con varios objetivos tal como se indica a continuación:

- **Aislarse del circuito de Alta Tensión:** Puesto que no existen ni serían prácticos instrumentos o relés para conexión directa a la alta tensión, se usan transformadores que cumplen con la función de entregar corrientes o voltajes en baja tensión con el objeto de proteger tanto a los instrumentos como a las personas que los operan.
- **Disponer de magnitudes normalizadas:** Los secundarios de los TT/MM entregan valores normalizados de modo de facilitar la utilización de instrumentos u otros dispositivos que por tener un bajo nivel de aislamiento resultan pequeños y económicos.
- **Efectuar medidas a distancia:** Al disminuir los niveles de las magnitudes a medir y al estar aislados de la alta tensión, se hace posible instalar los elementos de medida y protección a distancias mas o menos alejadas del punto de ubicación de los TT/MM. Sin embargo, esta distancia no puede ser mayor de unos 100 a 150 m, puesto que los conductores comienzan a ser una carga apreciable que compromete la exactitud de las medidas. Con la aparición de los relés de estado sólido y de los transductores electrónicos de medida, las distancias mencionadas han podido superarse largamente.
- **Realizar aplicaciones en protecciones y medidas:** Interconectando adecuadamente los secundarios de los TT/MM, se pueden obtener otras magnitudes de gran utilidad en la aplicación de algunas protecciones y medidas. A modo de ejemplo, se pueden mencionar los dos circuitos que se muestran en las Figuras 2.2 y 2.3, que permiten obtener voltajes y corrientes de secuencia cero, respectivamente.

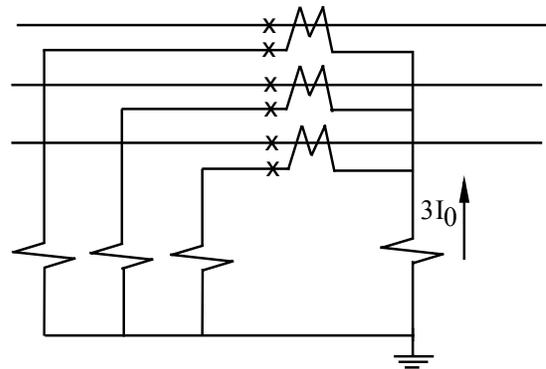
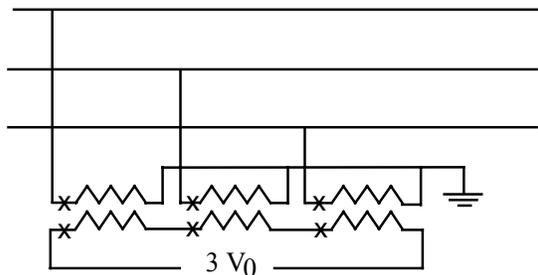


Figura 2.2.- Obtención de Voltaje de secuencia cero Figura 2.3.- Obtención de Corriente de secuencia cero

- **Proteger instrumentos:** Esta aplicación es particularmente válida en el caso de los TT/CC destinados a medidas, ya que al ocurrir un cortocircuito se aprovecha un bajo índice de saturación del núcleo para provocar un elevado error negativo en la corriente secundaria, de modo que ésta no se eleve muy por encima de los valores nominales. Se protegen de esta manera las bobinas de corriente de instrumentos tales como: Amperímetros; wáttmetros; fasímetros; etc.

2.2.2. Transformadores de potencial (TT/PP)

Son los transformadores de medida utilizados para reducir las tensiones primarias del SEP (normalmente del orden de los kV) a tensiones secundarias de rangos normalizados (115-120 volt), en forma directamente proporcional. En realidad, esta función puede ser cumplida también por otro tipo de elemento, denominado “Dispositivo Capacitivo de Potencial”, que se estudiará más adelante.

El transformador de potencial (T/P; Figura 2.4) es muy similar a un transformador de poder ya que ambos tienen la finalidad de cambiar el nivel de la tensión. Un transformador de poder está destinado a servir una carga sin exceder un aumento de temperatura especificado. El transformador de potencial se define, en cambio, en términos de la máxima carga (o burden) que es capaz de entregar sin exceder los límites de error de razón y de ángulo especificados; esto significa que la carga que es capaz de servir, sin exceder los valores permitidos de aumento de temperatura, puede llegar a ser hasta diez veces superior a su burden nominal.

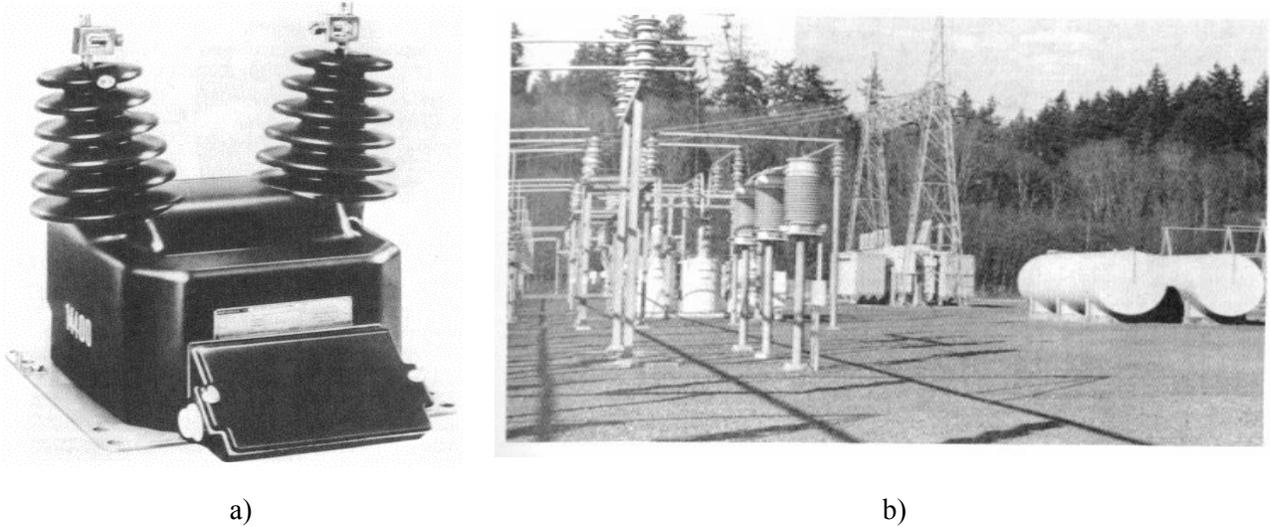


Figura 2.4.- Transformador de Potencial: a) Para uso en sistemas de media tensión (15 kV), b) Para 115 kV

a. Circuito equivalente y diagrama fasorial

La Figura 2.5 muestra el circuito equivalente y el diagrama fasorial de un T/P, referidos al primario.

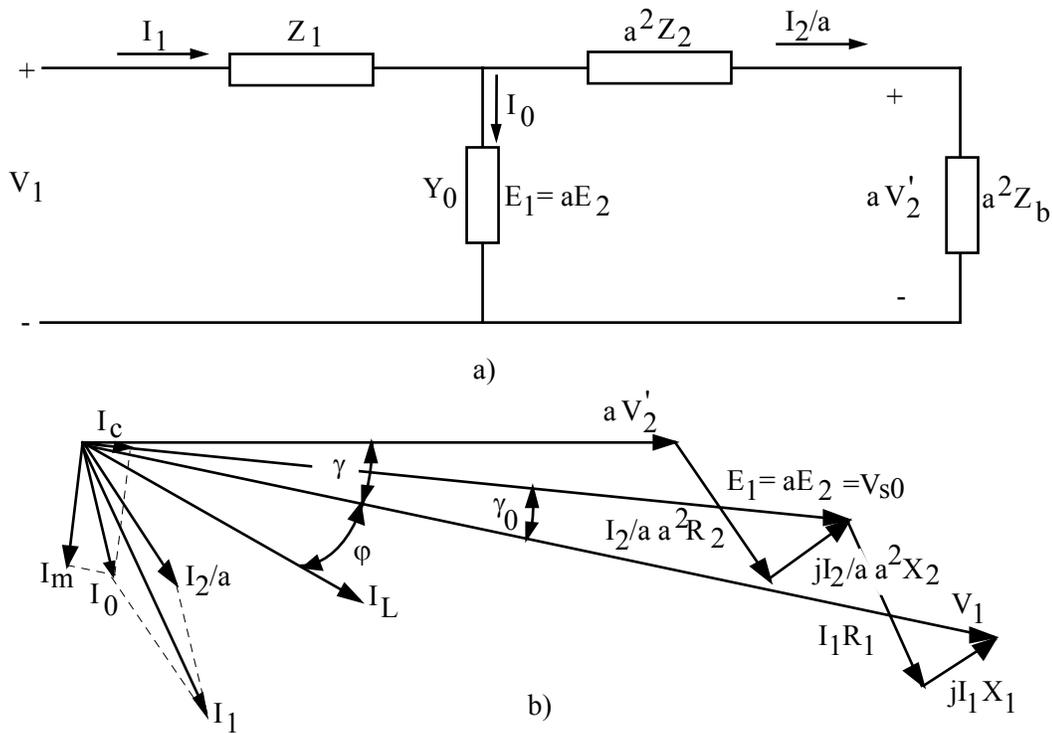


Figura 2.5.- Transformador de potencial: a) Circuito equivalente y b) Diagrama fasorial

A partir del diagrama fasorial de la Figura 2.5 b), se puede inferir que la exactitud de un transformador de potencial, queda determinada por las caídas de tensión en los enrollados, primario y secundario. Cuando el secundario está en circuito abierto, las caídas de tensión son causadas por la corriente de excitación que circula por el primario y en estas condiciones, la tensión secundaria es V_{s0} y existe una diferencia angular entre esta tensión y la del primario, de γ_0 grados.

Cuando el T/P tiene conectada una carga (burden) en el secundario, es necesario considerar las caídas de voltaje originadas por la corriente de carga, tanto en el primario como en el secundario. Así entonces, se tendrá la caídas de tensión asociadas a la corriente de excitación, que pueden considerarse pequeñas y constantes ya que se trabaja con densidades de flujo en el núcleo que están muy por debajo del punto de saturación y las caídas de tensión debidas a la corriente de carga. Por lo tanto, las variaciones de la carga, influyen en la exactitud del T/P.

b. Cargas normalizadas y clases de precisión

La exactitud depende de la carga y por ello, las normas (ASA, VDE) especifican éstas. Ellas se han elegido para incluir el rango normal de servicio. La Tabla 2.1 muestra los diferentes tipos de cargas normalizadas establecidas por ASA a 60 Hertz. Es necesario hacer notar; sin embargo, que estas normas establecen que los volt-amperes y factor de potencia de las cargas deben ser los mismos en todas las frecuencias.

Tabla 2.1.- Cargas normalizadas según ASA

Designación	Volt-Amperes a 120 Volt	Factor de Potencia	Resistencia (Ohm)	Inductancia (Henry)	Impedancia (Ohm)
W	12,5	0,10	115,2	3,04	1152
X	25,0	0,70	403,2	1,09	576
Y	75,0	0,85	163,2	0,268	192
Z	200,0	0,85	61,2	0,101	72
ZZ	400,0	0,85	30,6	0,0503	36
M	35,0	0,20	82,3	1,07	411

La carga que representa un instrumento o un relé determinado puede aproximarse, pero pocas veces será la misma que una de las características especificadas en la tabla anterior. Estas sirven como referencia para la exactitud del T/P.

A continuación y antes de analizar las clases de precisión, es necesario definir algunos términos que se emplean en esta clasificación, los que son válidos para todos los transformadores de medida.

- **Relación verdadera (RV):** Es la razón entre las magnitudes de la tensión o corriente del primario y las respectivas del secundario.
- **Relación marcada (RM) o relación nominal:** Es la razón entre la tensión o corriente nominales del primario y las respectivas del secundario.
- **Factor de corrección de la relación (FCR):** Es la razón entre la relación verdadera y la relación marcada.
- **Factor de corrección del transformador (FCT):** Es la razón entre la potencia verdadera y la indicada por un wáttmetro conectado a través del transformador de medida. Permite considerar tanto el error de razón como el de ángulo de fase.

Las normas ASA (C 57.13), clasifican a los TT/PP en 3 clases designadas como 0,3; 0,6 y 1,2. Estas cifras indican el porcentaje de error máximo que puede tener la razón del transformador al tener conectada

una carga secundaria normalizada para cualquier voltaje comprendido entre el 90 y el 110% de la tensión nominal, a la frecuencia nominal y desde funcionamiento en vacío hasta el correspondiente a plena carga. En la Tabla 2.2 se establece esta clasificación con los límites para FCR y FCT. Los límites de FCT de la tabla 2.2 han sido establecidos para un margen del factor de potencia del circuito primario, comprendido entre 0,6 y 1, ambos inductivos.

Tabla 2.2.- Errores de razón y ángulo, según clase de precisión

Clase de exactitud	Límites de FCR y FCT	Error de ángulo
0,3	0,997-1,003	± 15 min
0,6	0,994-1,006	± 30 min
1,2	0,988-1,012	± 60 min

Se puede demostrar que la relación entre el ángulo de desfase γ (considerado positivo cuando aV_2 adelanta a V_1 , tal como se muestra en la Figura 2.5 b) y los factores de corrección, se puede expresar según las siguientes ecuaciones:

$$\gamma = 0,75 \frac{FCT - FCR}{FCT} \text{ (rad)} \tag{2.1}$$

$$\gamma = 2600(FCT - FCR) \text{ (min)} \tag{2.2}$$

La Figura 2.6 muestra gráficamente la relación (2.2) para las clases 0,3; 0,6 y 1,2.

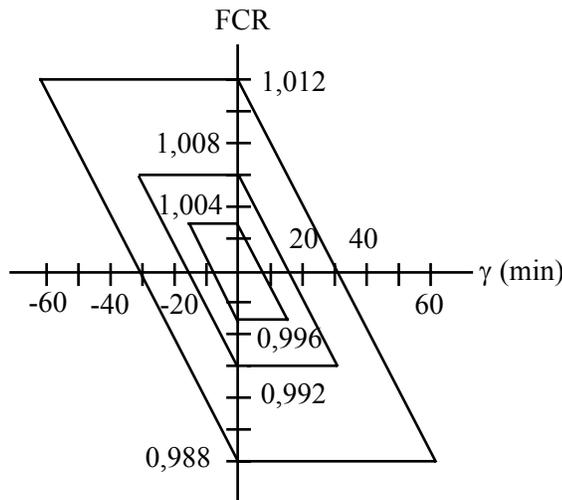


Figura 2.6.- Paralelogramos de clases de precisión de TT/PP según ASA

c. Protecciones de los TT/PP

En general, el funcionamiento de los TT/PP no presenta grandes problemas de operación, ya que las variables que pudieran afectarlo tales como: cambios de temperatura de los enrollados, forma de onda o variaciones de los voltajes y de la frecuencia, los afectan poco o no cambian de manera importante como para hacerlo.

Por otra parte y debido a que pueden estar expuestos a fallas internas, usualmente se protegen con fusibles rápidos ubicados en el lado de alta tensión pero sólo hasta el rango de los 66 kV. Con voltajes mayores los fusibles no tendrían la capacidad de ruptura necesaria. Por tal razón, los TT/PP siempre deben

estar protegidos en el secundario, ya sea con fusibles o con interruptores automáticos, los que deben ser instalados tan cerca del Transformador de Potencial (T/P) como sea posible.

Debido a su diseño especial un T/P puede llegar a suministrar una corriente secundaria considerablemente mayor que la nominal sin llegar a sobrecalentarse. Sin embargo, un cortocircuito en el alambrado secundario producirá una corriente muchas veces mayor, como consecuencia de la baja regulación requerida para mantener la exactitud. Tal corriente de cortocircuito ciertamente puede causar un sobrecalentamiento excesivo. Aún cuando se pueden instalar fusibles primarios, éstos usualmente no despejan un cortocircuito en el lado secundario debido al bajo valor de corriente primaria que deberían tener, el cual está muy por debajo de los rangos existentes para fusibles de A.T.

d. Polaridad y conexiones

En la utilización de transformadores de potencial es importante considerar tanto la polaridad de los bornes de conexión como las conexiones que es posible realizar.

d.1. Polaridad

En la práctica, cuando se miden voltajes alternos en forma aislada no interesa mayormente el sentido relativo y no existe un borne “positivo” o de polaridad que se deba considerar. En cambio, cuando se deben comparar voltajes con otros voltajes o corrientes, entonces sí interesa conocer estas designaciones (conexión de wáttmetros y de relés de potencia, por ejemplo). En los transformadores de potencial se usa una terminología similar a los transformadores de poder acostumbrándose a usar la letra H (mayúscula) para designar los bornes de los enrollados de alta tensión y la letra x (minúscula) para los bornes de los enrollados de baja tensión. Así, H_1 será homólogo con x_1 , o bien H_1 ; x_1 e y_1 serán bornes de igual polaridad de los enrollados: primario; secundario y terciario, respectivamente.

d.2. Conexiones

Los transformadores de potencial, según se usen con propósitos de protección o de medida, suelen conectarse en alguna de las siguientes disposiciones:

– Conexión estrella-estrella (Y/Y)

Se usa generalmente cuando se requiere alimentar relés de distancia para fallas entre fases, los que se deben alimentar con tensiones entre líneas, tal como se muestra en la Figura 2.7.

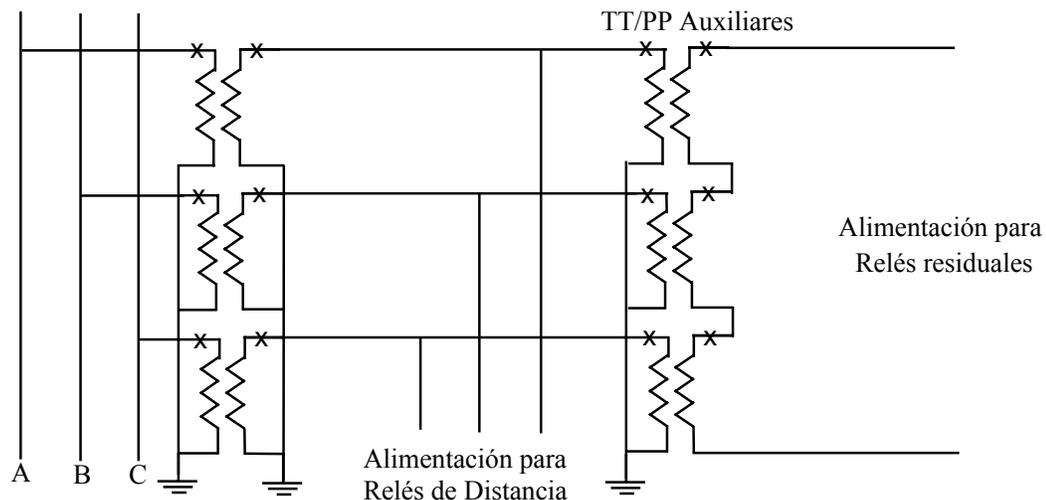


Figura 2.7.- Conexión Y/Y de transformadores de potencial

– **Conexión estrella/delta abierta o delta inconclusa**

Esta conexión, que ya fue mencionada anteriormente, (Figura 2.2), se utiliza generalmente en protecciones, principalmente para polarizar relés direccionales de tierra. Como sería poco económico obtenerla usando tres TT/PP de alta tensión, generalmente se obtiene de un enrollado secundario adicional de los TT/PP, en el caso que ellos lo tengan.

Otra posibilidad es usar TT/PP auxiliares, como se muestra en la Figura 2.7, que por ser de baja tensión son bastante más económicos. El voltaje residual que se obtiene de esta conexión es muy útil en protecciones para detectar una condición de falla a tierra. Para que esta conexión funcione bien es absolutamente necesario que el neutro del primario este aterrizado con el fin de permitir la circulación de la corriente de secuencia cero.

– **Conexión delta-delta (Δ/Δ) y delta abierta o en V (V/V)**

Estas conexiones se muestran en las Figuras 2.8 a) y b) y se utilizan cuando sólo se requieren tensiones entre fases. La conexión V/V es bastante utilizada con propósitos de medida, pues se obtiene un sistema de tensiones trifásico con dos TT/PP solamente, lo que la hace más económica.

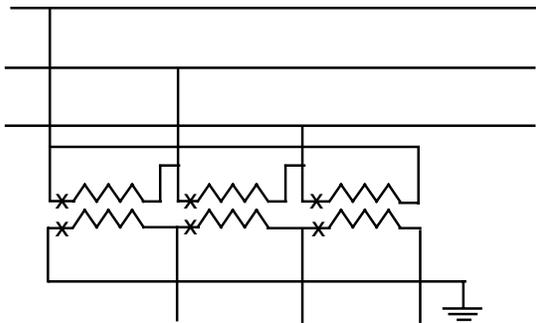


Figura 2.8 a) TT/PP conectados en Δ/Δ

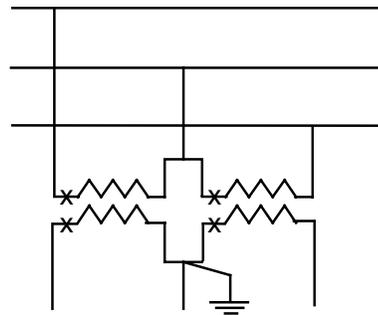


Figura 2.8 b) TT/PP conectados en V/V

2.2.3. Dispositivos Capacitivos de Potencial

Para muy elevadas tensiones, el tamaño de un T/P tiende a crecer enormemente, como también su costo. Una solución alternativa más económica se ha encontrado con la utilización de “transformadores de potencial” de tipo capacitivo, denominados “Dispositivos Capacitivos de Potencial”(DCP).

El dispositivo es básicamente un divisor de voltaje capacitivo. En realidad un divisor de voltaje podría obtenerse por ejemplo con resistencias, pero en este caso el voltaje de salida se vería seriamente afectado por la carga. El divisor capacitivo, en cambio, puede ser compensado con una inductancia conectada en serie con el punto de división. Si la inductancia fuera ideal, esta solución no tendría regulación y podría suministrar cualquier valor de salida, pero como no es ideal, en la práctica limita la salida que puede obtenerse. Por otra parte, si el divisor redujera el voltaje al valor secundario requerido (por ejemplo 63,5 V fase-neutro), los condensadores deberían ser muy grandes. Una mejor solución se obtiene con un divisor de voltaje que entregue un voltaje de salida de valor mas alto, el que puede ser reducido a valores normales usando un T/P más barato. Son varios los cambios que puede sufrir este circuito básico. La inductancia puede ser una unidad separada, o puede ser parte de la reactancia de fuga del transformador. La Figura 2.9 muestra dos tipos de DCP.

Los dos dispositivos son semejantes y la diferencia principal consiste en el tipo de divisor de tensión utilizado, que a su vez afecta a su carga nominal. El primero utiliza como divisor de tensión un condensador de acoplamiento compuesto de varios condensadores en serie y un condensador auxiliar (Figura 2.9 a). El dispositivo tipo bushing (Figuras 2.9 b) y c) utiliza el acoplamiento capacitivo de un bushing de alta tensión,

de un interruptor o de un transformador, especialmente construido. El aislador está provisto de una derivación capacitiva, conectada a un electrodo cilíndrico y concéntrico cuyo detalle se muestra en la Figura 2.9.c).

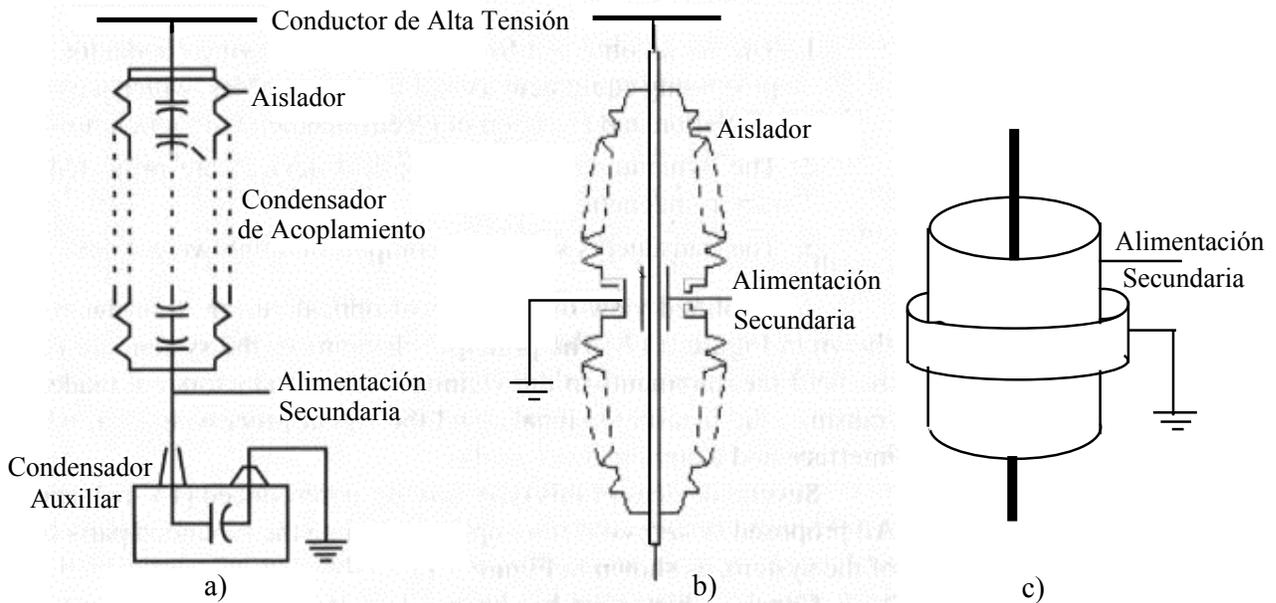


Figura 2.9.- DCP: a) Con condensador de acoplamiento; b) Tipo bushing; c) Detalle del condensador cilíndrico

En términos generales existen dos tipos de dispositivos capacitivos de potencial:

Clase A: Llamados también en fase o resonantes, a la cual pertenecen los dos tipos anteriores. Los DCP de esta clase se usan comúnmente en protecciones.

Clase C: denominados fuera de fase o no resonantes, los que generalmente no son apropiados para la protección con relés.

a. Dispositivos capacitivos de potencial clase A

a.1. Características de funcionamiento

La Figura 2.10 muestra un diagrama esquemático del DCP clase A, que incluye el divisor de tensión. No se muestran los medios para ajustar la magnitud y ángulo de fase de la tensión secundaria, los que varían según el fabricante. El DCP necesita un T/P auxiliar que consta de dos enrollados de 115 Volt, uno de los cuales posee una toma de 66,4 Volt. Estos enrollados se combinan con los de las otras fases de un circuito trifásico, de modo que se forme la conexión en estrella para los relés de fase y una delta inconclusa para el relé de tierra.

La Figura 2.11 muestra el circuito equivalente de un DCP referido al primario del T/P auxiliar, sin considerar la rama de excitación, es decir, se ha despreciado la corriente de excitación del transformador y en donde $R_{\bar{n}}$ y $X_{\bar{n}}$ son las, resistencia y reactancia de fuga del T/P auxiliar y Z_b es la impedancia de la carga. El Diagrama Fasorial de la Figura 2.12 muestra que V_1 y aV_2 están desfasados un ángulo α pequeño (error angular). Existe un error de razón debido a la rama de excitación no considerada y a variaciones de la carga.

En general estos dispositivos pueden ser ajustados de modo que para la impedancia de carga nominal, el voltaje secundario esté en fase con el voltaje primario y la razón de transformación sea igual a la nominal. Se establece también que la carga debe ser puramente resistiva, por lo que es necesario corregir el factor de potencia de las cargas, que son normalmente de tipo inductivo.

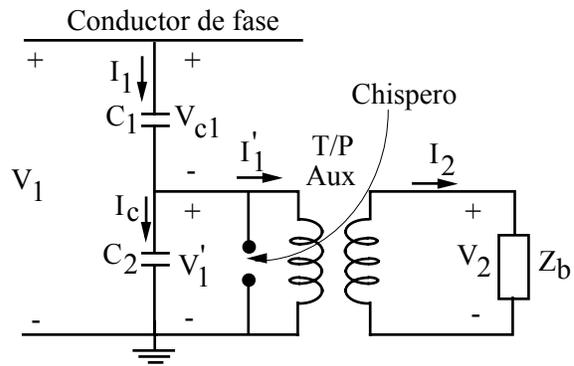


Figura 2.10.- Diagrama esquemático de un DCP Clase A

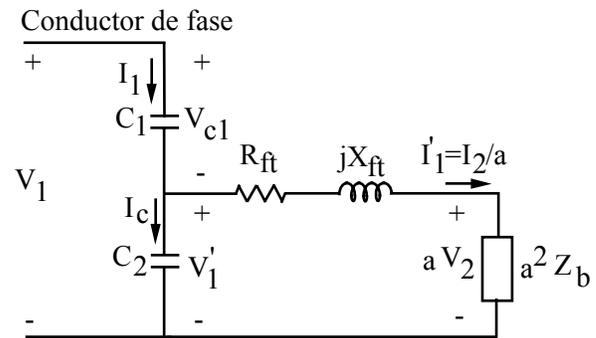


Figura 2.11.- Circuito Equivalente de un DCP Clase A, referido al primario de T/P Auxiliar

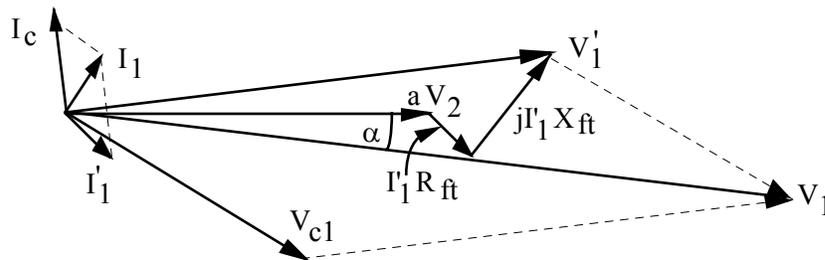


Figura 2.12.- Diagrama fasorial de un DCP clase A

Los distintos fabricantes eligen diversas formas para posibilitar los ajustes. A manera de ejemplo, el DCP General Electric KA 105 de tipo boquilla tiene las siguientes características:

- Reactancia variable del T/P auxiliar, para ajuste del desfase
- Taps en el T/P auxiliar, para ajuste de la razón de transformación
- Condensador variable en paralelo con la carga, para ajuste del factor de potencia

Algunos DCP poseen resistencias conectadas en paralelo con la carga, con el fin de mantener plena carga aplicada aunque ésta sea inferior a la nominal. Otros tienen condensadores de capacitancia variable en serie con la carga, para conseguir un desfase de 30° cuando los consumos se interconectan en delta.

Los ajustes que pueden efectuarse permiten trabajar con errores máximos como los que se indican en las Tablas 2.3 y 2.4.

Tabla 2.3.- Error de razón y ángulo en función de la tensión

Porcentaje del Voltaje primario nominal	Error máximo de la razón (%)	Error máximo del ángulo (Grados)
100	± 1	± 1
25	± 3	± 3
5	± 5	± 5

Tabla 2.4.- Error de razón y ángulo en función de la carga

Porcentaje de la carga nominal	Error máximo de la razón (%)	Error máximo del ángulo (Grados)
100	± 1	± 1
50	± 6	± 4
0	± 12	± 8

En lo que se refiere a las potencias nominales, éstas se indican en la Tabla 2.5, tanto para los Dispositivos Capacitivos de Potencial tipo boquilla, como para los de tipo condensador de acoplamiento.

Tabla 2.5.- Cargas nominales de DCP

Voltaje nominal del sistema (kV entre fases)	Carga nominal tipo Boquilla (watt)	Carga nominal tipo Condensador (watt)
115	25	150
138	35	150
161	45	150
230	80	150
287	100	150

a.2. Determinación de la razón de transformación

La Figura 2.13 muestra el circuito equivalente aproximado de un DCP, referido al primario del T/P, donde se ha supuesto compensado el factor de potencia (carga resistiva pura) y que la impedancia de fuga del T/P auxiliar es puramente reactiva. A partir del circuito se puede demostrar que:

$$\dot{V}_1 = a\dot{V}_2(1 + X_{c1}/X_{c2}) + j\dot{I}'_1 [X_t(1 + X_{c1}/X_{c2}) - X_{c1}] \quad (2.3)$$

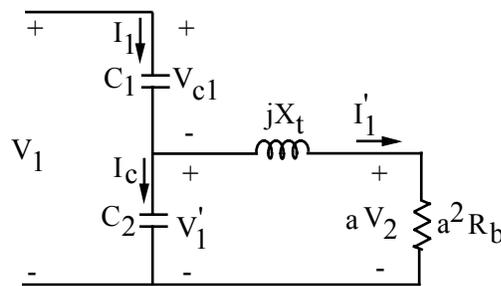


Figura 2.13.- Circuito equivalente aproximado de un DCP

Para que V_1 y V_2 queden en fase es necesario que la parte imaginaria de (2.3) sea cero, de donde:

$$X_t = \frac{X_{c2}}{1 + X_{c2}/X_{c1}} \quad (2.4)$$

Como $X_{c2} \ll X_{c1}$; $(1 + X_{c2}/X_{c1})$ es prácticamente igual a la unidad y entonces $X_t \approx X_{c2}$, lo que justifica la designación como resonante a este dispositivo ya que si por alguna razón se cortocircuita la carga, se produce el fenómeno de resonancia en paralelo, lo que puede traer como consecuencia una sobretensión en estas reactancias, la que puede incluso ser mayor que la existente en X_{c1} . Ante esta eventualidad, se dispone un chispero en el primario del T/P auxiliar, tal como se muestra en la Figura 2.10.

Bajo las consideraciones hechas y a partir de (2.3) la relación de transformación del DCP puede escribirse según la ecuación (2.5), donde se puede apreciar que ella se puede variar cambiando la razón de transformación del T/P o el valor de la capacitancia C_2 .

$$\frac{V_1}{V_2} = a \left(1 + \frac{X_{c1}}{X_{c2}}\right) = a \left(1 + \frac{C_2}{C_1}\right) \quad (2.5)$$

b. Dispositivos capacitivos de potencial clase C

Estos dispositivos tienen menor facilidad de ajuste que los de clase A y para ellos se especifica que el desfase entre el voltaje secundario y primario puede ajustarse para cualquier valor entre 30° y 120° de adelanto (secundario adelantando al primario). La razón se puede ajustar a la nominal, estando fija la carga siempre que la tensión varíe entre 75 y 100% de la nominal. Al cambiar la carga debe nuevamente ajustarse. Su potencia máxima es de 75 watt y el T/P auxiliar tiene un solo enrollado secundario de 115 volts nominales con una derivación de 66,4 volts. Esta clase se construye como dispositivo tipo condensador de acoplamiento.

2.2.4. Transformadores de corriente (TT/CC)

a. Consideraciones generales

Son los transformadores de medida destinados a entregar una corriente secundaria proporcional a la que circula por su enrollado primario. Este enrollado está conectado en serie con el circuito de poder que se pretende medir. En cualquier caso, su impedancia es despreciable comparada con la del circuito de potencia, aún si se considera el efecto de la impedancia del circuito secundario transferido.

Se construyen como elementos monofásicos, cuyo primario tiene muy pocas espiras (normalmente una sola). El núcleo puede ser de material ferromagnético o de aire. En el primer caso poseen una potencia de salida importante, por lo que son aptos para usar con relés electromecánicos; sin embargo, no existe una proporcionalidad total entre las corrientes de los enrollados primario y secundario, debido a las características no lineales de los materiales utilizados en el núcleo. Los TT/CC con núcleo de aire tienen baja potencia de salida por lo que sólo se pueden usar con relés del tipo estático, sin embargo, la corriente secundaria es siempre proporcional a la corriente primaria debido a lo cual se les llama “Acopladores lineales”.

Según las características constructivas de la bobina primaria, los TT/CC se clasifican en:

- **Tipo bobinado:** La bobina primaria se enrolla con una o más vueltas al núcleo de fierro. Las bobinas primarias y secundarias se encuentran aisladas entre sí y también están aisladas del núcleo, tal como se muestra en la Figura 2.14.
- **Tipo barra:** Consiste en un conductor fijo, aislado, en forma de barra o tubo, como bobina primaria que atraviesa el núcleo de fierro, en general de forma toroidal al que se ha enrollado la bobina secundaria (Figura 2.15).
- **Tipo ventana:** Es aquel que consta solamente de una bobina secundaria enrollada alrededor de un núcleo de fierro y en el cual la bobina primaria no forma parte del T/C propiamente tal (Figura 2.16).

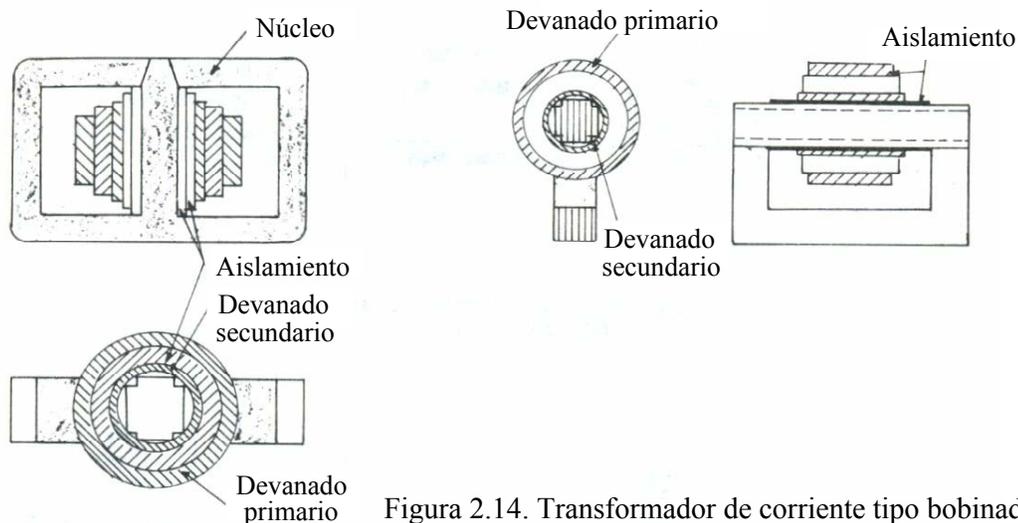


Figura 2.14. Transformador de corriente tipo bobinado

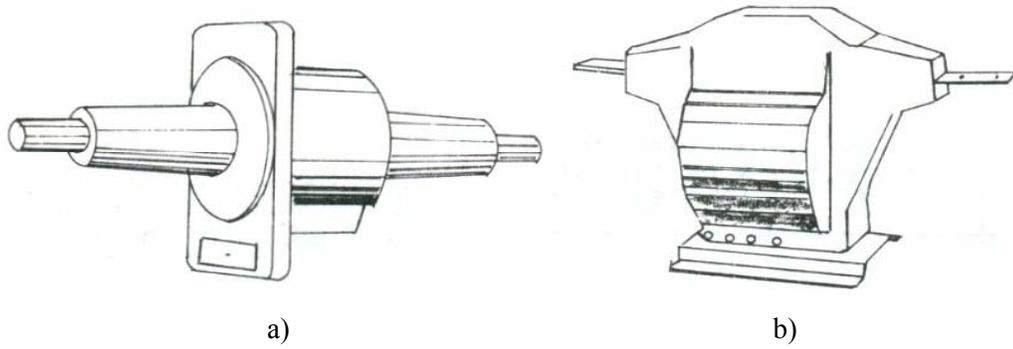


Figura 2.15.- Transformador de corriente; a) Tipo tubular para tensiones entre 6,6 y 23 kV; b) Tipo barra plana, aislado con resina sintética, para media tensión

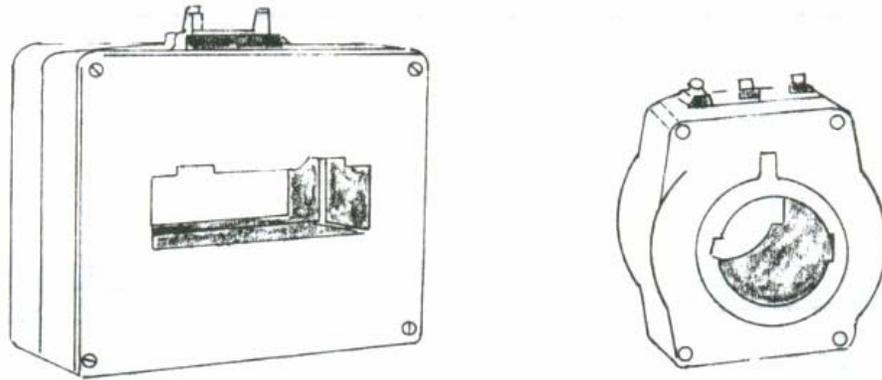


Figura 2.16. Transformadores de corriente tipo ventana

- **Tipo bushing:** Tiene un núcleo de hierro toroidal al cual se ha enrollado la bobina secundaria pero no tiene bobina primaria. Va montado en el bushing de los transformadores de poder y la bobina primaria la forma el cable conductor del circuito de potencia.

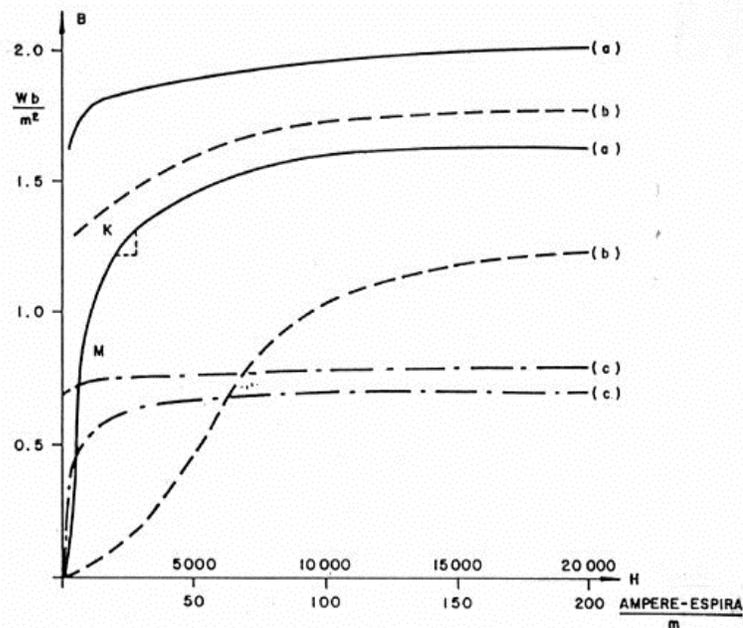


Figura 2.17.- Características de materiales magnéticos usado en transformadores de corriente

La Figura 2.17 muestra diferentes curvas de magnetización de materiales utilizados en el núcleo de los transformadores de corriente, que corresponden a:

- (a) Acero silicoso laminado en frío
- (b) Acero silicoso laminado en caliente
- (c) Acero con alto contenido de Níquel

b. Circuito equivalente y diagrama fasorial

La Figura 2.18 muestra el circuito equivalente aproximado de un T/C y su diagrama fasorial se muestra en la Figura 2.19, ambos referidos al primario. Z_e es la impedancia de fuga o equivalente del T/C, normalmente de valor pequeño, Z_0 es la impedancia de excitación y Z_b es la impedancia de la carga o burden.

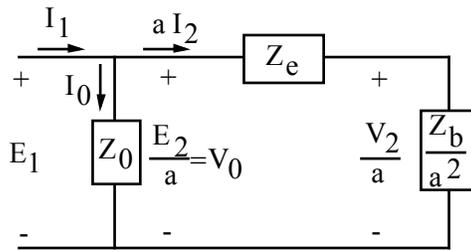


Figura 2.18.- Circuito equivalente aproximado de un transformador de corriente

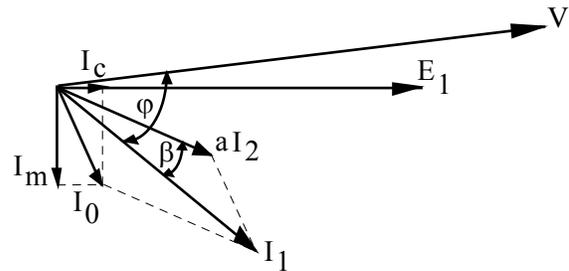


Figura 2.19.- Diagrama fasorial de un transformador de corriente

A partir de la Figura 2.18 se puede escribir:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_0 + a\dot{I}_2 \quad (2.6)$$

Tal como se indica en el diagrama fasorial y donde “a” es la razón de transformación, definida como:

$$a = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} \quad (2.7)$$

En un transformador de corriente interesa que el error de razón “a” y de ángulo “ β ” sean mínimos, por lo que, de las expresiones y figuras anteriores, se observa que es necesario disminuir la corriente de excitación I_0 . Por esta razón, si se considera que tanto Z_e como Z_b son parámetros constituidos por elementos no saturables, el análisis del comportamiento de un T/C se efectúa a través de su característica de excitación

La magnitud de la corriente de excitación I_0 de un transformador, depende del tipo de material del núcleo y del flujo que deba tener para satisfacer el burden requerido lo que, en última instancia, determina la sección del núcleo. En los transformadores de corriente, la carga representa una caída de voltaje por impedancia, que en la figura corresponde a $aI_2 Z_b/a^2$, la que, si se desprecia la caída en Z_e , es igual a $I_0 Z_0$, lo que determina el valor de I_0 y por lo tanto del flujo, además de determinar el valor de Z_0 como función de la característica de excitación.

Para que la razón real de corrientes sea lo más ajustada posible a la razón inversa de vueltas, I_0 debe tender a cero, o bien: $Z_0 \gg (Z_e + Z_b/a^2)$. Como resultado de estas consideraciones se puede concluir que:

- El núcleo debe ser de muy buena calidad para trabajar a niveles bajos de saturación y con pocas pérdidas.

- No se debe trabajar con cargas superiores a la nominal ya que si la impedancia de la carga es muy alta, aumenta la corriente de excitación y consecuentemente el error de razón y de ángulo.
- No se debe trabajar con el secundario en circuito abierto porque en este caso, el voltaje desarrollado será limitado solamente por la impedancia de magnetización. En estas condiciones: $I_1=I_0$, lo que trae como consecuencia la saturación, altas pérdidas y sobrettemperatura en el núcleo, junto con elevados voltajes máximos en bornes secundarios.

c. Característica de excitación

La Figura 2.20 muestra la característica de excitación de un T/C y en la Figura 2.21 está el circuito empleado para obtenerla. Para fines de estudio se ha exagerado el codo de saturación. En la práctica esta curva es mas redondeada y por eso se acostumbra dibujarla en papel log-log. De esta forma se puede definir con mayor precisión el “punto de saturación”, es decir, el punto donde la relación dV_0/dI_0 deja de ser constante. Esta curva se puede dividir (en forma aproximada), en cuatro zonas:

- El pié de la curva de 0 de 20 Volts, aproximadamente.
- Zona de linealidad, entre 20 y 160 Volts
- Zona del codo de saturación de 160 a 180 Volts
- Zona de saturación, a partir de los 180 Volts.

Para esta curva la zona de linealidad determina una impedancia de aproximadamente 53,33 ohm. A partir de los 180 Volts, la impedancia de excitación empieza a decrecer desde un valor de 36 ohm, debido a la saturación, es decir, en el codo de saturación Z_0 disminuye de 53,33 a 36 ohm aproximadamente.

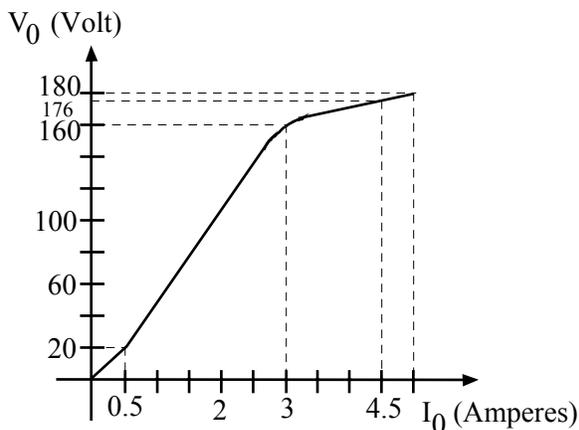


Figura 2.20.- Característica de excitación de un transformador de corriente

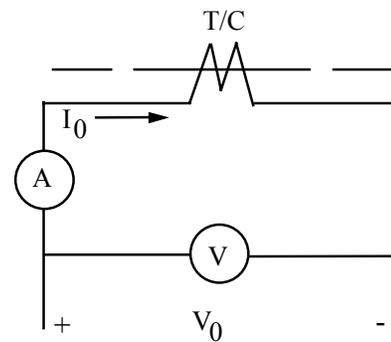


Figura 2.21.- Circuito para obtener la curva de excitación

d. Punto de saturación

Para establecer las características de operación de los TT/CC con corrientes superiores a la nominal, resulta necesario definir su punto de saturación. En este contexto, hay varios criterios y normas, algunas de las cuales se describen a continuación:

d.1. Criterio de la EEC

La English Electric Corporation (EEC) ha definido al “punto de saturación” de la curva de excitación, como el punto en el cual un incremento de un 10% de la f.e.m. secundaria, produce un 50% de aumento en la

corriente de excitación. Este punto puede ser considerado como un límite práctico, sobre el cual no se mantiene la razón de transformación especificada. Según esta definición, si la impedancia de excitación en el límite de la zona lineal, es $Z_0=V_0/I_0$, se tiene que la impedancia de excitación en el punto de saturación, $Z_{0s}=V_{0s}/I_{0s}$ corresponde al 73,33% de Z_0 .

De acuerdo con el gráfico de la Figura 2.20, $Z_0=53,33$ ohm y por lo tanto, $Z_{0s}=39,11$ ohm, en que tanto Z_0 como Z_{0s} corresponden a valores medidos en el secundario

– **Efectos de la variación del burden sobre la corriente secundaria**

La carga externa conectada al secundario de un transformador de corriente recibe el nombre de Burden. Este se expresa, generalmente, en términos de impedancia y factor de potencia. En algunos casos se expresa también como los Volts-Amperes disipados en la impedancia, a corriente nominal secundaria, con el factor de potencia correspondiente. Las variaciones que puede experimentar el burden conectado al secundario de un T/C, producen importantes efectos sobre su comportamiento. Considerando los resultados determinados según el criterio de la EEC, se puede visualizar el efecto que el burden tiene sobre la corriente secundaria.

De acuerdo con la característica de excitación del T/C de la Figura 2.20, la razón entre las corrientes se mantiene hasta un voltaje secundario de 160 Volts. ¿Hasta qué valores de sobrecorriente se mantiene dicha razón, en función de la carga?. Para este efecto supóngase que, como $Z_e \ll Z_b$, se puede desprejir Z_e y por lo tanto, en la Figura 2.18, $Z_b I_2=160$ Volts, expresados en términos secundarios. Los resultados se muestran en la Tabla 2.6. El valor “n” corresponde a la razón entre la corriente secundaria que puede circular, considerando que se mantiene la relación de transformación del T/C y la nominal secundaria (5 Amperes, en este caso) y puede ser considerado como un “índice de sobrecorriente”. En la tabla se aprecia que a medida que aumenta la carga, la corriente secundaria que puede circular, manteniendo la razón de transformación, disminuye, de la misma forma que lo hace el factor “n”.

Tabla 2.6.- Efecto de la variación del Burden sobre la corriente secundaria

Z_b (Ohm)	I_2 (Amp)	n
1	160	32
2	80	16
4	40	8
8	20	4

– **Efectos de la variación del burden sobre la razón de transformación**

Para analizar el efecto que la carga ejerce sobre la razón de transformación, se considerará despreciable el error angular, definiendo el error de razón E_a , a partir de la razón nominal a_N y razón real a_R , según (2.8)

$$E_a = \frac{a_N - a_R}{a_N} \quad (2.8)$$

Por lo tanto, el valor absoluto del error de razón, expresado en función de la corriente primaria I_1 es:

$$E_a \% = \frac{I_0}{I_1} * 100 \quad (2.9)$$

Por otra parte, considerando el circuito equivalente de la Figura 2.18 y despreciando Z_e , se puede determinar I_0 e I_1 , por lo que la expresión (2.9) se puede escribir en función de la impedancia de carga Z_b de la siguiente forma:

$$E_a \% = \frac{Z_b}{Z_b + a^2 Z_0} * 100 \quad (2.10)$$

En la expresión anterior: $a^2 Z_0$ representa la impedancia de excitación referida al secundario, la cual, en este caso es de 53,33 ohm. Si, por ejemplo, $Z_b = 1,0$ ohm, entonces el error de razón será del 1,84%. Si el burden aumenta al doble, el error sube a 3,61%, o sea, prácticamente al doble.

De todo lo anterior y de los supuestos efectuados, que hacen al método algo aproximado, se demuestran las condiciones de compromiso que existen entre el error y el burden.

d.2. Normas alemanas (VDE)

Las normas alemanas VDE, definen una “cifra característica de sobrecorriente” o “índice de saturación”, en la forma que se indica: “El índice de saturación es el múltiplo de la corriente primaria nominal para el cual el error de razón es igual a -10%, para el burden de trabajo y de acuerdo con la saturación del núcleo”. Si el burden de trabajo es igual al nominal, esta cifra se designa por “n” y puede tomar valores tales como: “n < x”; “n = x” ó “n > x”. Normalmente se usa n < 5 para medidas y n > 5 para protecciones.

Aplicando el criterio de la VDE, se encuentra que $a^2 Z_{0s} = 9Z_b$. Por otra parte, combinando (2.9) y (2.10) y utilizando la definición dada anteriormente, el índice de saturación n queda:

$$n = \frac{I_{0s} (Z_b + a^2 Z_{0s})}{5Z_b} \quad (2.11)$$

Por otra parte, estas normas recomiendan utilizar una expresión mas precisa para determinar el índice de saturación, la cual considera la impedancia equivalente Z_e , que se había despreciado en el cálculo anterior. A partir de la definición de n y según el circuito equivalente de la Figura 2.18, se obtiene:

$$n = \frac{V_{0s}}{4,5 (a^2 Z_e + Z_b)} \quad (2.12)$$

En las expresiones (2.11) y (2.12) se ha supuesto que la corriente nominal del primario referida al secundario es de 5 Amperes. Además, $a^2 Z_e$ y $a^2 Z_{0s}$ son las impedancias respectivas referidas al secundario. En todo caso, la influencia de $a^2 Z_e$ es mínima, lo que justifica despreciarla en algunos cálculos y por otra parte, es posible sumar directamente los módulos de las impedancias sin alterar mayormente los resultados.

Para los fines que se persiguen, ambos métodos dan resultados bastante aproximados, aunque los conceptos involucrados son distintos. Debe notarse que en estas expresiones no se considera la impedancia de los conductores secundarios, la que debería incluirse en la impedancia del burden si su valor resulta ser importante.

d.3. Punto “knee” según ANSI

El American National Standard Institute (ANSI, C57.13-1978), define lo que denomina el punto “knee” (rodilla) o punto efectivo de saturación como el punto en que la curva de excitación es tangente a la línea trazada a 45° de la horizontal.

En la Figura 2.22, la recta trazada en línea de segmentos, desde el punto “A” es el lugar geométrico de la intersección de esta tangente con cada una de las curvas correspondientes a las distintas razones del T/C. Por esta razón, al punto “A” se le denomina “ANSI knee”

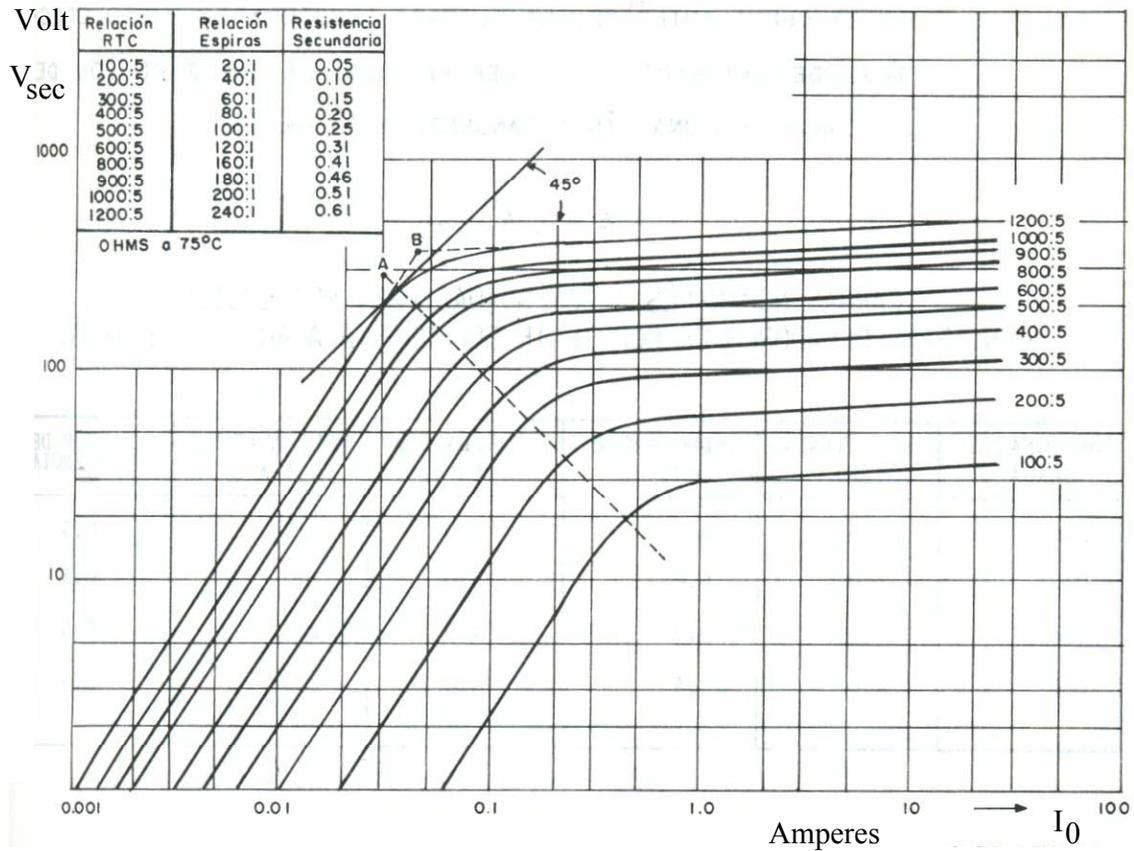


Figura 2.22.- Curvas de excitación típicas para un transformador de corriente Clase C, de multirazón

d.4. Punto “knee” según IEC

La International Electrotechnical Commission (IEC), define el punto “knee” (rodilla) o punto efectivo de saturación como la intersección de las rectas trazadas extendiendo las partes saturada y no saturada de la curva de excitación.

En la Figura 2.22, corresponde al punto “B”, que por esta razón, se denomina “IEC knee”, el que como se aprecia, determina un valor de voltaje más elevado que el “ANSI knee”; es decir, según la IEC, el límite de la zona considerada lineal es superior al determinado por ANSI.

e. Burden normalizados

Como se dijo, el burden de un transformador de corriente corresponde a la carga conectada en los terminales del devanado secundario. El término burden se usa para diferenciar la carga del transformador de corriente, de la impedancia que presenta el circuito de potencia.

El burden nominal de un transformador de corriente corresponde a la máxima carga que se le puede conectar en forma permanente, sin exceder los valores máximo de error de razón y ángulo indicados por el fabricante.

La Tabla 2.7 indica valores de burden normalizados.

Tabla 2.7.- Burden Standard para Transformadores de Corriente con 5 A Secundarios

Designación Del Burden	Resistencia [Ω]	Inductancia [mHy]	Impedancia [Ω , a 60 Hz]	Volt-Amp (con 5 A sec.)	Factor de Potencia
Burden para Relés					
B-1	0,5	2,3	1,0	25	0,5
B-2	1,0	4,6	2,0	50	0,5
B-4	2,0	9,2	4,0	100	0,5
B-8	4,0	18,4	8,0	200	0,5
Burden para Instrumentos					
B-0,1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
B-0,2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9
B-0,5	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9
B-0,9	0,81	1,040	0,9	22,5	0,9
B-1,8	1,62	2,080	1,8	45,0	0,9

f. Precisión del T/C utilizado en protecciones

El comportamiento de un relé de protección depende de la clase de precisión que el T/C mantenga no sólo a corriente nominal sino que también para las corrientes de falla. El grado de precisión para altas corrientes depende de la sección transversal del núcleo y del número de vueltas del secundario. Mientras mayor sea la sección transversal del T/C, mayor es el flujo magnético que puede desarrollarse antes de alcanzar el punto de saturación.

La saturación del T/C genera un alto error en la razón de transformación. Por otro lado, un gran número de vueltas en el devanado secundario requiere de un menor flujo magnético para inducir la corriente secundaria que debe circular a través del relé.

Al respecto, existen diversas formas de determinar el comportamiento de un T/C, tanto en forma analítica como por aplicación de las normas. A continuación se considerarán algunas de ellas.

f.1. Cálculo directo

Se hace uso de la fórmula clásica del transformador, es decir, la ecuación (2.13), que corresponde a la expresión general de tensión inducida en la bobina de un transformador de N espiras, con núcleo de sección A , a una densidad de flujo máxima B_{\max} y frecuencia f , despreciando la resistencia óhmica y la ecuación (2.14) que relaciona la tensión secundaria correspondiente a la suma de las caídas debidas a la circulación de corriente I_2 por las impedancias de carga Z_b , de fuga Z_e y de los conductores Z_L :

$$V_{\text{sec}} = 4,44 f N A B_{\max} \quad (2.13)$$

$$V_{\text{sec}} = I_2 (Z_b + Z_e + Z_L) \quad (2.14)$$

De donde se puede obtener:

$$B_{\max} = \frac{I_2 (Z_b + Z_e + Z_L)}{4,44 f N A} \quad (2.15)$$

Si el B_{\max} resultante es mayor que el valor correspondiente al del material del núcleo, el T/C no podrá usarse sin que los errores de medida sean mayores que los nominales

f.2. Por aplicación de las normas ASA (ASA C57.13-1954)

Estas normas especifican generalmente, el voltaje máximo que puede obtenerse en bornes secundarios, sin exceder el error especificado. En el caso de las normas ASA (American Standard Association), se consideran los siguientes aspectos:

- **Tipo de T/C:** H, de alta impedancia interna y L, de baja impedancia interna
- **Precisión de sobrecorriente:** 2,5 y 10% de error nominal de razón
- **Tensiones secundarias:** 50-100-200-400-800 Volts.
- **Corrientes nominales secundarias:** 0,1-1,0-5,0 Amperes. Los valores mas bajos se usan cuando la carga secundaria se encuentra alejada de los TT/CC. El valor de uso normal es de 5,0 Amperes.
- **Factor de potencia de la carga:** 0,5 ó 0,9 (Ambos inductivos)

La norma ASA designa a los TT/CC por medio de dos cifras y una letra colocada entre ellas. (Además de los valores usuales como: razón de transformación, corriente nominal secundaria, etc.)

La primera cifra indica el error máximo de razón que puede producirse siempre que no se exceda el voltaje en bornes secundarios que especifica la segunda cifra. La letra colocada al centro puede ser H ó L.

En los transformadores tipo H, las dos cifras mencionadas son válidas para corrientes secundarias de 5 a 20 veces la nominal (Figura 2.23, T/C tipo 2,5H400). En los transformadores tipo "L", las cifras tienen validez para 20 veces la corriente nominal, solamente (Figura 2.24, T/C tipo 2,5L400).

De las figuras se desprende que en el T/C tipo 2,5H400 es posible obtener la tensión secundaria nominal, para cargas comprendidas entre 4 y 16 ohm, con un error $\leq 2,5\%$ y que en el T/C tipo 2,5L400, la tensión secundaria nominal sólo se puede obtener con 4 ohm y 100 Amp, con el mismo error máximo (En ambos casos la corriente nominal secundaria es de 5 Amp.)

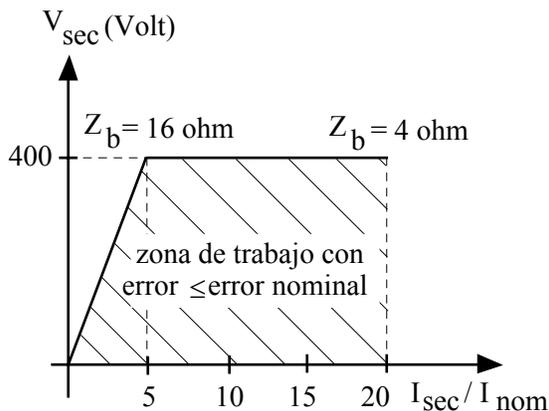


Figura 2.23.- Gráfico para T/C tipo 2,5H400

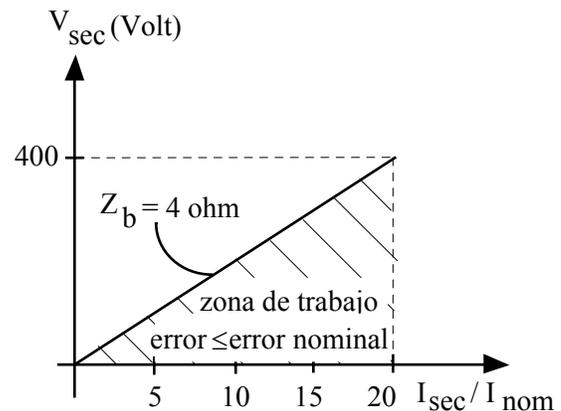


Figura 2.24.- Gráfico para T/C tipo 2,5L400

f.3. Por aplicación de las normas ANSI/IEEE (ANSI/IEEE Standard C57.13-1978) [11],[12]

Las norma ANSI/IEEE C57.13-1978 definen las clases de precisión de los T/C con las letras T y C junto a un número de clasificación. La letra T (clase H, antes de 1968) indica que este error ha sido determinado experimentalmente mientras que la letra C (Clase L, antes de 1968) indica que el error inducido en la razón de transformación puede calcularse. Para los transformadores Clase T, se entregan curvas de sobrecorriente, que relacionan la magnitud de las corrientes primaria y secundaria, para un rango entre 1 y 22 veces la corriente primaria nominal, considerando una curva para cada valor de burden nominal. Para la clase

C, el número de clasificación indica el voltaje que debe inducirse en el secundario con una carga normal (burden según lo especificado en Tabla 2.7) y operando con una corriente igual a 20 veces la corriente nominal primaria sin que se exceda en más de un 10% el error en la razón de transformación. Aún más, el error de razón no debiera exceder del 10% para ninguna corriente en el rango de 1 a 20 veces la corriente nominal. En la Figura 2.26 se muestran estas curvas para las clases C100 a C800, que corresponden a los burden B-1 a B-8 dados por la Tabla 2.7, respectivamente.

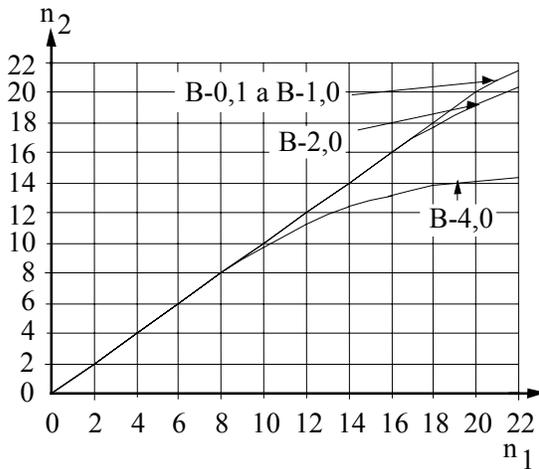


Figura 2.25.- Curvas típicas de relación de sobrecorriente para T/C clase T

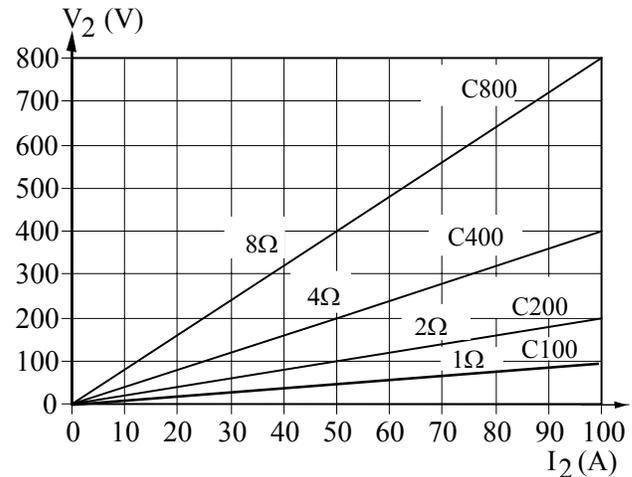


Figura 2.26.- Límites de voltaje secundario para varios T/C clase C

Los transformadores Clase T, agrupan a la mayoría de los transformadores del tipo bobinado, o bien aquellos en los cuales el flujo de dispersión tiene un efecto apreciable en la razón de transformación. Los transformadores Clase C agrupan a los T/C tipo bushing, cuyas bobinas se encuentran uniformemente distribuidas, o cualquier otro tipo de T/C cuyo flujo magnético de dispersión tenga un efecto despreciable en la razón de transformación.

f.4. Clases de precisión según IEC

Las normas IEC distinguen entre T/C para uso en instrumentación y en protecciones. Los T/C a usarse en sistemas de protecciones se designan con la letra P y se especifican las siguientes características:

- **Potencias nominales:** 2,5-5,0-15 y 30 VA
- **Clases de precisión:** 5 y 10%
- **Factores límites de precisión:** 5-10-15-20 y 30.
- **Corrientes nominales secundarias:** 1,0-2,0 y 5,0 Amperes. El valor preferido es de 5,0 Amperes.

Por ejemplo, un T/C designado como **15 VA Clase 10 P 20**; significa que su capacidad permanente es de 15 VA, con un error no mayor del 10%, siempre que su voltaje secundario no sea mayor de 20 veces el nominal. En este caso, con 5 A secundario, el voltaje secundario nominal es de 3 Volt ($15/5$) y por lo tanto el voltaje máximo secundario es de 60 Volt. Por otra parte, el burden permisible es de 0,6 ohm ($15/5^2$).

g. Clases de precisión para T/C utilizados en medidas

Las normas ASA para TT/CC destinados a ser usado en medidas, han estandarizado (C57.13), un método de clasificación de la precisión. Como ésta depende de la carga, se han designado burden normalizados, los cuales cubren los rangos que se encuentran normalmente en la práctica y que se indican en la Tabla 2.7.

La Tabla 2.8 siguiente, indica los límites de FCR y FCT. Ellos han sido establecidos con el requisito de que el factor de potencia de la carga esté dentro de los valores fijados en ésta. Si el factor de potencia está fuera de estos límites, el FCT también quedará fuera del margen especificado.

Tabla 2.8.- Clases de precisión para TT/CC usados en medidas

Clases de Precisión	Límites del FCR y FCT				Límites del factor de potencia (en atraso) de la carga	
	100% de la corriente nominal		10% de la corriente nominal		Mínimo	Máximo
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
1,2	0,988	1,012	0,976	1,024	0,6	1,0
0,6	0,994	1,006	0,988	1,012	0,6	1,0
0,3	0,997	1,003	0,994	1,006	0,6	1,0
0,5	0,995*	1,005*	0,995	1,005	0,6	1,0

* Estos valores también son aplicables para el 50% de la corriente nominal.

Las normas ASA especifican, al igual que en caso de los TT/PP, la relación que existe entre el error angular β y los factores de corrección, FCR y FCT, la que se puede escribir como:

$$\beta = 0,75 \frac{FCR - FCT}{FCT} \text{ (rad)} \tag{2.16}$$

$$\beta = 2600(FCR - FCT) \text{ (min)} \tag{2.17}$$

La expresión (2.17) está graficada en la Figura 2.27 para la clase 0,3; considerando un 10% y un 100% de la corriente nominal.

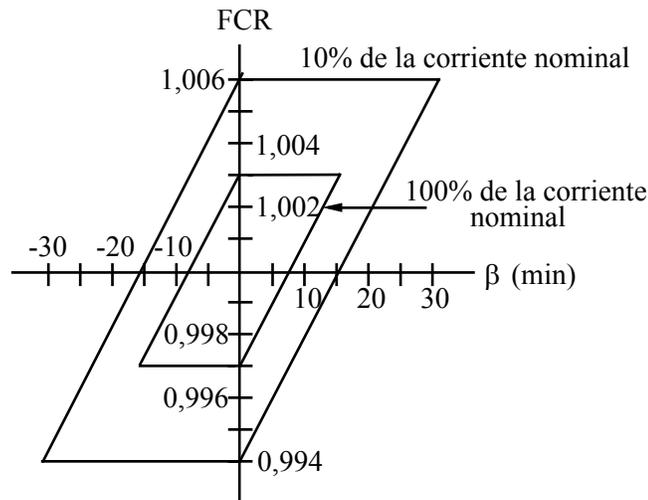


Figura 2.27.- Paralelogramo de la clase de precisión 0,3 de TT/CC usados en medidas

De la Figura 2.27 se puede deducir que para pertenecer a la clase de precisión 0,3 el Factor de Corrección de la Relación y el ángulo de fase, deben quedar dentro de los paralelogramos interior y exterior para el 100% y 10% de la corriente nominal, respectivamente, con la carga secundaria especificada.

h. Especificaciones técnicas de un T/C

Las principales características técnicas que deben ser indicadas al momento de seleccionar un T/C son las siguientes:

h.1. Corriente nominal

La corriente nominal máxima debiera ser igual o mayor a la máxima corriente de operación del circuito en donde se conectará el T/C. La magnitud de las corrientes de inrush también debe ser considerada, específicamente con respecto al efecto que puede tener en instrumentos de medidas o en relés de protecciones.

h.2. Factor de sobrecarga

Es una constante dada por el fabricante, que indica cual es la máxima corriente primaria que puede circular a través del T/C en forma permanente sin exceder la temperatura máxima de los enrollados para una temperatura ambiente de 30° C. El factor de sobrecarga (Rating Factor RF) normalizado es de 1,0-1,33-1,5-2,0-3,0 o 4,0. Por ejemplo un T/C de 100/5 con un RF igual a 1,5 puede operar en forma permanente con 150 A.

h.3. Corriente térmica de tiempo corto. Límite de solicitaciones térmicas

Es el valor efectivo de la máxima corriente que, circulando durante un segundo por el primario de un T/C con uno de sus secundario en cortocircuito, provoca elevaciones de temperatura que no exceden de 250 ó 350°C, según la clase de aislación sea A ó B. Este límite, designado como I_{th} es entregado por el fabricante y se da como un número de veces la corriente nominal del T/C durante un segundo. Para la correcta aplicación de un T/C, y considerando tiempos de duración de la falla de hasta 5 segundos, es conveniente que se cumpla la condición dada por la ecuación (2.18), donde I_{cc} es el valor efectivo de la máxima corriente de cortocircuito en el punto de instalación del T/C y f es la frecuencia del sistema:

$$I_{th} \geq I_{cc} \sqrt{t + 0,05 * \frac{50}{f}} \quad (2.18)$$

h.4. Límite de solicitaciones mecánicas

Es el valor efectivo de la máxima corriente que puede circular por el primario de un T/C, sin que sus bobinas acusen una deformación permanente. Estos valores rara vez se presentan por lo que este límite no tiene aplicación práctica.

h.5. Límite de solicitaciones dinámicas. Corriente mecánica de tiempo corto

Es la máxima corriente asimétrica de cortocircuito que el T/C es capaz de soportar sin que se dañe físicamente. Este tipo de corriente se especifica solamente en T/C tipo bobinado. Corresponde al valor máximo de la amplitud de la corriente del primer ciclo que circula por la bobina primaria estando el secundario en cortocircuito. Se le denomina también corriente dinámica y se define según (2.19)

$$I_{din} = 1,8 \sqrt{2} I_{th} = 2,542 I_{th} \quad (2.19)$$

h.6. Voltaje nominal

Corresponde a la tensión entre líneas del circuito de potencia donde se va a instalar el transformador de corriente. Los T/C pueden operar hasta con un 10% por sobre el voltaje nominal.

h.7. Tensión de Impulso

El BIL (Basic Impulse Voltage Level) se especifica de acuerdo al voltaje nominal del sistema. La Tabla 2.9 muestra los valores del BIL de los T/C de acuerdo a la tensión nominal del sistema.

Tabla 2.9.- Basic Impulse Nominal Levels para Transformadores de Corriente

Voltaje Nominal del Sistema kV	Máxima Tensión fase-neutro kV	BIL and full wave crest kV
0,60	0,38	10
2,40	1,53	45
4,80	3,06	60
8,32	5,29	75
13,80	8,90	110 ó 95
25,00	16,00	150 ó 125
34,50	22,00	200 ó 150

i. Polaridad y conexiones

Las polaridades relativas del primario y secundario de un T/C se identifican colocando marcas y/o símbolos H_1 , H_2 para los terminales primarios y X_1 , X_2 para los terminales del secundario. Según esta convención, si H_1 y X_1 son bornes de igual polaridad, cuando la corriente primaria “entra” por H_1 , la corriente secundaria “sale” por X_1 .

En cuanto a las conexiones usadas en sistemas trifásicos, se pueden dar varias posibilidades dependiendo de lo que se quiera conseguir. Entre las más utilizadas están las indicadas en los acápite siguientes:

i.1. Conexión estrella: Particularmente apropiada cuando se requiere obtener corrientes de secuencia cero. Figura 2.28.

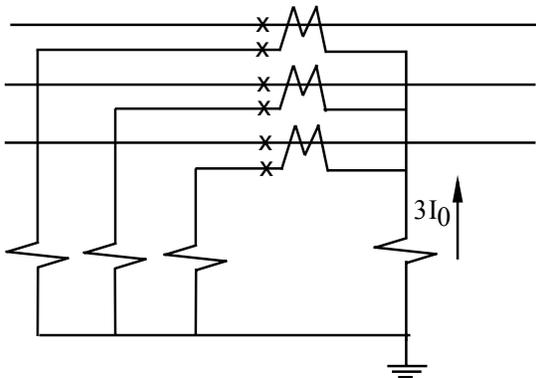


Fig. 2.28.- TT/CC conectados en estrella

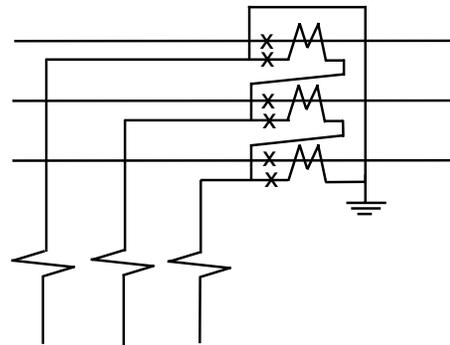


Figura 2.29.- TT/CC conectados en triángulo

i.2. Conexión triángulo: Es útil en aplicaciones a protecciones de distancia. Figura 2.29.

i.3. Conexiones especiales: Utilizan sólo dos transformadores de corriente, por lo que son económicamente más convenientes.

Las Figuras 2.30 y 2.31 muestran estos tipo de conexiones.

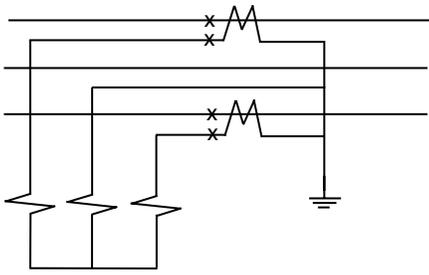


Figura 2.30.- Conexión de dos TT/CC normal

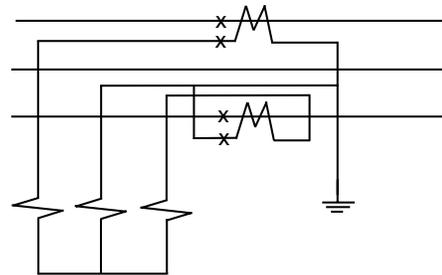


Figura 2.31.- Conexión de dos TT/CC cruzada

j. Aplicaciones

Los TT/CC se usan tanto en medidas como en protecciones. Cuando se usan para medidas, requieren de una alta precisión y de una característica idealizada como la que se muestra en la Figura 2.32, con el fin de que protejan adecuadamente a los instrumentos conectados a sus secundarios cuando existan altas corrientes en el sistema de potencia en que se encuentran, como es el caso de una falla, por ejemplo.

Para uso en protecciones, en cambio, es conveniente que no exista saturación con elevadas corrientes primarias, es decir, que se mantenga una precisión aceptable cuando ocurran fallas en el sistema. Para este caso es conveniente una característica como la de la Figura 2.33.

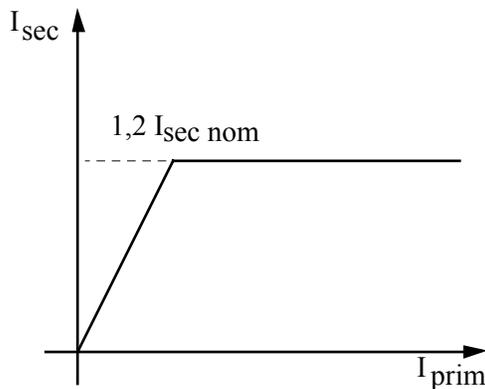


Figura 2.32.- Característica idealizada de TT/CC usados en medidas

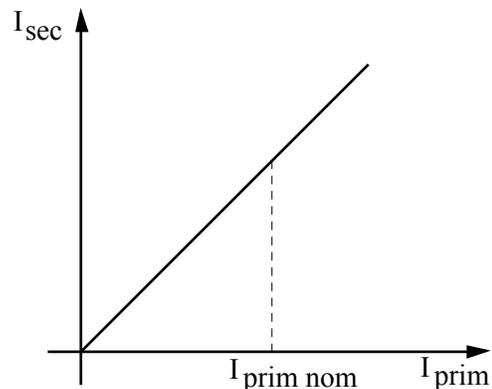


Figura 2.33.- Característica idealizada de TT/CC usados en protecciones

En aplicaciones de medidas donde se requiere una buena exactitud, son igualmente importantes los errores de razón y de ángulo. En protecciones, generalmente, son más importantes los errores de razón. Los errores de ángulo adquieren cierta importancia en aplicaciones de protecciones que necesiten la tensión y la corriente (como en el caso de protecciones de potencia, de distancia) o bien en el caso de las protecciones diferenciales.

2.3. Interruptores y Circuitos de control

Como se dijo anteriormente, tanto los interruptores como los circuitos de control asociados a éstos forman parte del sistema de protecciones y cumplen sus propios objetivos como se verá a continuación.

2.3.1. Interruptores de poder o de potencia

Son los elementos destinados a interrumpir la continuidad del circuito eléctrico, ya sea voluntariamente por condiciones de operación del sistema, o bien, por la necesidad de aislar un equipo o una parte del circuito que ha fallado. En media y alta tensión la operación de un interruptor obedece a la señal de

un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico donde está conectado. La apertura de los contactos del interruptor es comandada por un circuito de control, que una vez recibida la señal del relé, energiza el mecanismo encargado de abrir los contactos. Los equipos de control asociados con la operación de interruptores de potencia tienen la misma importancia desde el punto de vista de mantenimiento y de selección que la parte de potencia (contactos principales y auxiliares, cámara de apagado de arco).

El diseño de interruptores es difícil puesto que deben cumplir condiciones extremas de operación, dependiendo de las circunstancias. Deben conducir la corriente en la mejor forma posible cuando están cerrados, sin introducir pérdidas ni calentamiento de importancia. Cuando están abiertos, en cambio, deben impedir totalmente el paso de la corriente sin presentar fugas de importancia.

El principio básico de funcionamiento es bastante simple: Un contacto que se encuentra fijo y un contacto móvil que se separa de éste en forma rápida para crear un espacio no conductor entre ellos. La separación se logra, generalmente, por la acción de un resorte que se comprime con la ayuda de un motor auxiliar. El cambio de estado debe ser muy rápido, aunque no instantáneo, para no generar sobretensiones excesivas en el SEP.

a. Formación del arco eléctrico

Cuando el interruptor comienza una carrera de apertura, la superficie de contacto comienza a disminuir, con lo cual aumenta la densidad de corriente dando origen a un calentamiento del material. A medida que aumenta la separación de los contactos el aumento de temperatura se hace cada vez más rápido, calentando fuertemente el ambiente en torno al último punto de contacto, con lo cual se produce la ionización del gas circundante lo que permite el paso de la corriente a través del espacio que separa los contactos. Esta circulación de corriente se manifiesta en la forma de un arco eléctrico que es autosostenido por su elevada temperatura. Aunque la corriente alterna pasa por cero en cada semiciclo, la inercia térmica mantiene las condiciones adecuadas para reencender el arco.

Un oscilograma de los contactos de un interruptor en proceso de apertura (Figura 2.34), muestra que la tensión que aparece entre ellos está en fase con la corriente; es decir, el arco es de tipo resistivo y es relativamente constante durante el semiciclo, a pesar de que la corriente varía en forma sinusoidal. La Figura 2.34 muestra que la tensión crece por sobre el valor de encendido V_a , tanto al comenzar el arco (tensión de reencendido V_R) como al extinguirse éste (tensión de extinción V_E) y además que $V_R > V_E$.

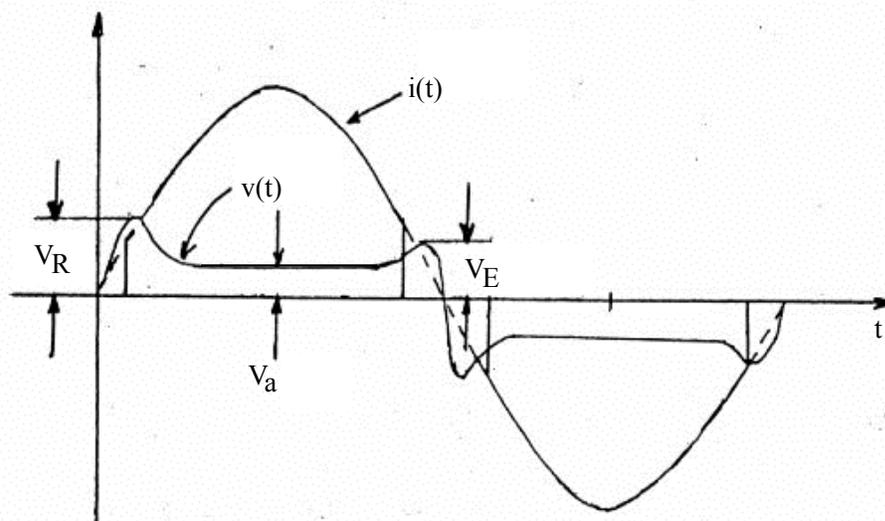


Figura 2.34.- Oscilograma de corriente y tensión entre los contactos de un interruptor en proceso de apertura

Existe un breve lapso al final de cada semiperíodo, en que la corriente se interrumpe debido a que su valor es tal que no logra mantener el grado necesario de ionización y el arco se enfría. Estas pausas de corriente cero va aumentando hasta que en algún momento la tensión impresa por el sistema es menor que V_R y el arco se apaga definitivamente.

El proceso descrito permite decir que la interrupción de circuitos resistivos es relativamente simple. Sin embargo, la interrupción es particularmente difícil en circuitos fuertemente inductivos (ó capacitivos), dado que la tensión impresa por el sistema es máxima cuando la corriente pasa por cero. Según esto, el problema fundamental en el diseño de interruptores es el medio que debe usarse para enfriar el arco y extinguirlo, en el breve lapso en que la corriente pasa por cero.

b. Interrupción de una línea fallada

El circuito de la Figura 2.35 es una representación de esta situación. En este circuito se ha supuesto concentrada la capacitancia C de la línea en un sólo punto; R y L representan la resistencia y la inductancia de los elementos del sistema conectados entre la fuente de alimentación de voltaje v_g y el punto en donde se produce la falla. Inicialmente el interruptor AB está cerrado y el voltaje entre fase y tierra v_c varía sinusoidalmente. Supongamos que se produce un cortocircuito en F en el instante t_1 cuando el voltaje es máximo. El voltaje v_c cae bruscamente a cero (Figura 2.36) y se establece una corriente de cortocircuito atrasada en casi 90° al voltaje, dado que la resistencia R es pequeña comparada con la inductancia L . Tan pronto como el cortocircuito es desconectado por el interruptor, en t_2 , el voltaje sube rápidamente y debido a la inductancia del circuito sobrepasa el valor máximo de v_c y a no ser por la resistencia podría alcanzar a dos veces el valor máximo del voltaje nominal. El voltaje oscilará entonces en forma amortiguada hasta recuperar la forma de onda normal. Como el borne B del interruptor está conectado a tierra a través de la falla, el voltaje entre los contactos v_R será igual al voltaje v_c .

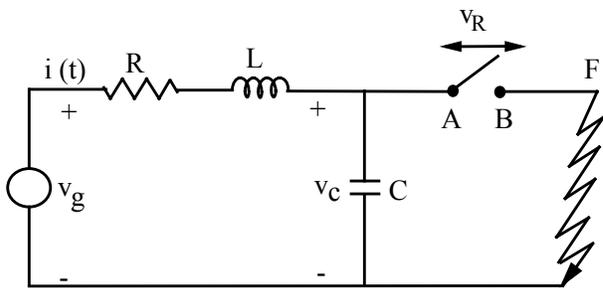


Figura 2.35.- Circuito equivalente de la apertura de una línea en cortocircuito

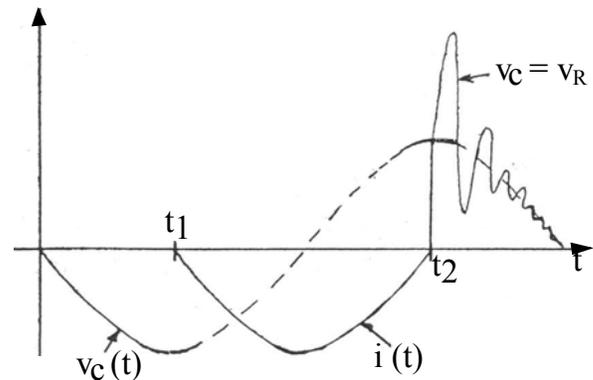


Figura 2.36.- Oscilograma de la apertura de una línea en cortocircuito

c. Apertura de una línea larga en vacío

El sistema posee una gran capacitancia y se puede representar por el circuito equivalente LC de la Figura 2.37, donde se ha despreciado la resistencia de la línea. La Figura 2.38 muestra un oscilograma de esta situación; al abrir el interruptor se establece un arco eléctrico cuyo corte se produce cuando la corriente pasa por cero en $t = t_1$ por ejemplo. El condensador queda cargado con $V_c = -V_g$ (Valores máximos) y la tensión entre los contactos $v_R = v_g - v_c$ crece desde cero hasta $2V_g$ medio ciclo después según la curva mostrada. Si el arco se vuelve a encender, v_R baja casi hasta cero (tensión de combustión V_a) y al circuito LC se aplica una tensión $V_g + v_R \approx 3V_g$. Existe una oscilación a frecuencia $f = 1/(2\pi\sqrt{LC})$ (comparativamente alta) que lleva la tensión en el condensador a $+3V_g$ en el instante en que la corriente vuelve a pasar por cero. Al cortarse el arco, el condensador puede quedar cargado a $+3V_g$, con lo que $v_R = v_g - v_c$ crece hasta hacerse

Aproximadamente igual a $-4V_g$ y así sucesivamente, pudiendo hacer que la tensión en el condensador alcance a $-5V_g$. En este análisis se ha supuesto que las reigniciones ocurren en los instantes más desfavorable, es decir, cuando se producen los voltajes transientes más elevados. Es muy importante impedir que el arco se vuelva a iniciar en forma sucesiva, porque las sobretensiones producidas son peligrosas para los equipos del sistema, mientras que si el arco persiste, podría llegar a quemar los contactos de los interruptores.

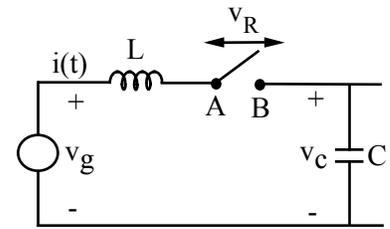


Figura 2.37.- Circuito equivalente a la apertura de una línea en vacío

d. Características de un interruptor

El buen funcionamiento de un interruptor que abre con carga depende de que la rigidez dieléctrica que puede ofrecer al paso del arco, tenga una velocidad de crecimiento adecuadamente elevada con respecto del voltaje establecido por el circuito externo entre los contactos, durante la carrera de apertura. Para cumplir con esta premisa en una aplicación en particular, se requiere especificar una serie de factores que son parte de las características del interruptor. Entre estos factores se destacan:

d.1. Voltaje nominal

Es el valor efectivo máximo de la tensión entre fases, con la cual puede operar el interruptor en forma permanente. Se elige siempre un valor algo superior a la tensión nominal del SEP, por ejemplo: 15 kV, para un sistema de 13,8 kV.

Los valores de tensión están especificados para operación en lugares donde la altura no supere los 3.300 pies (1.000 metros.) sobre el nivel del mar. Un interruptor puede utilizarse con alturas mayores, pero su tensión nominal sufre una degradación o derrateo (derating), según la Tabla 2.10 siguiente:

Tabla 2.10.- Factor de degradación o derrateo de la tensión nominal

Altura en pies	Factor de derrateo
3.300	1,00
4.000	0,98
5.000	0,95
10.000	0,80

Para alturas superiores a los 10.000 pies, es necesario estudiar el problema en particular, ya que la capacidad de interrupción también puede resultar afectada.

d.2. Corriente nominal

Es el valor efectivo de la mayor corriente que los contactos pueden soportar en forma permanente, sin calentarse excesivamente, considerando una altura máxima de 3.300 pies. En el caso de que ésta sea superior, la corriente nominal se degrada de acuerdo a lo valores dados por la Tabla 2.11 siguiente:

Tabla 2.11.- Factor de derrateo de la corriente nominal

Altura en pies	Factor de derrateo
3.300	1,0
4.000	0,996
5.000	0,99
10.000	0,96

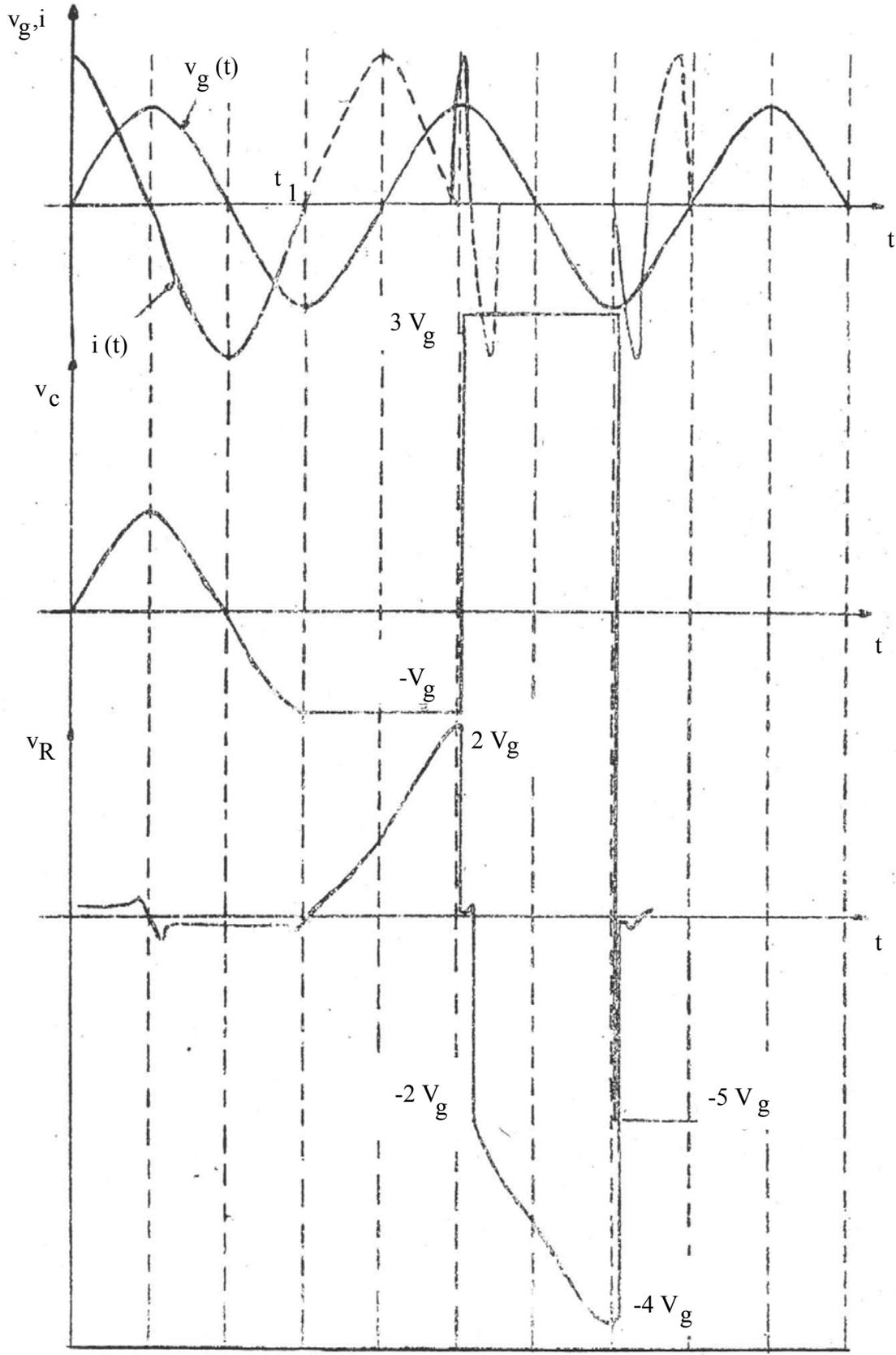


Figura 2.38.- Oscilograma de la interrupción de una línea en vacío

d.3. Corriente de paso momentánea

Es el valor efectivo de la corriente por polo que puede circular durante un lapso determinado. En general su valor es mayor que el de la corriente máxima de interrupción y queda determinado por los límites térmicos y de fuerzas magnéticas desarrollados en el interruptor.

d.4. Corriente de interrupción nominal

Es el valor efectivo de la corriente total por polo que el interruptor puede soportar en el momento de la apertura (incluyendo la componente de corriente continua), si la tensión del sistema es la nominal. Para obtener la corriente de ruptura a una tensión de operación inferior a la nominal, se puede usar la siguiente expresión:

$$I_{VO} = I_{VN} \frac{V_N}{V_O} \quad (2.20)$$

Donde:

I_{VO} : Corriente de interrupción al voltaje de operación

I_{VN} : Corriente de interrupción nominal (a tensión nominal)

V_N : Voltaje nominal (entre líneas)

V_O : Voltaje de operación (entre líneas)

El límite superior es el valor de la corriente máxima de interrupción, el cual no puede ser sobrepasado cualquiera que sea el voltaje de operación.

d.5. Capacidad de ruptura simétrica

Es la potencia aparente trifásica que considera la tensión nominal y la corriente nominal de interrupción. Es constante dentro de cierto rango de tensiones inferiores a la nominal, es decir, los MVA nominales de interrupción simétrica son:

$$MVA_N = \sqrt{3} V_N I_{VN} \quad (2.21)$$

O bien:

$$MVA_N = \sqrt{3} V_O I_{VO} \quad (2.22)$$

Si se considera que la corriente contiene la componente unidireccional (continua), se pueden emplear estas mismas relaciones, introduciendo un coeficiente comprendido entre 1,0 y 1,6; determinando de esta forma los MVA de interrupción asimétricos. Estos coeficientes se pueden obtener también a partir de curvas que son función de la relación X/R en el punto de falla y del tiempo transcurrido hasta que los contactos del interruptor comienzan a separarse.

Algunos ejemplos de interruptores de poder se indican en la Tabla 2.12

Tabla 2.12.- Características de interruptores de poder

Tensión del sistema (kV)	Rangos de Corriente Nominal (A)	Corrientes de Cortocircuito simétrico (kA)	Capacidad cortocircuito (MVA)
66	800-2.000	13,1-21,9	1.500-2.500
132	600-1.600	10,9-15,3	2.500-3.500

d.6. Tiempo de interrupción nominal

Es el intervalo máximo admisible entre la energización del circuito de operación del interruptor y la extinción del arco en los tres polos. Se mide normalmente en ciclos de la onda fundamental de 50 Hz. (Si los interruptores son de procedencia americana, la base puede ser 60 Hz). Por ejemplo, los interruptores antiguos tenían tiempos del orden de 8 ciclos. Un interruptor normal de hoy puede tardar 5 ciclos. En la actualidad hay interruptores que abren en 3, e incluso 2 ciclos. Por ejemplo, un interruptor del tipo HLR de ASEA, de pequeño volumen de aceite, abre en 2,5 ciclos en 50 Hz, o bien, en 3 ciclos en 60 Hz.

En general, los tiempos de apertura de los interruptores van de 0,05 a 0,10 seg. Por ejemplo, un interruptor moderno en base a soplo de aire abre sus contactos en 0,04 seg. y requiere entre 0,01 y 0,02 seg adicionales en extinguir el arco. Este retardo debe tenerse en cuenta cuando se trata de coordinar protecciones en base a tiempos.

e. Tipos de interruptores de poder de alta y media tensión

e.1. Interruptores en aceite

Existe o se introduce aceite aislante durante la apertura de los contactos. Se clasifican en:

– Interruptores de gran volumen de aceite

Los contactos fijos y móviles se encuentran alojados en el interior de un estanque metálico lleno de aceite (Figura 2.39). El calor del arco evapora instantáneamente el aceite que lo rodea, de tal modo que se genera hidrógeno a presión, el cual, debido a su gran conductividad térmica y al carácter explosivo que le da la presión, favorecida por un diseño adecuado de la cámara de extinción, contribuyen a ahogar rápidamente al arco. Este tipo de interruptor es muy robusto, sencillo, comparativamente silencioso, fácil de mantener y pueden conectarse T/C tipo bushing de entrada.

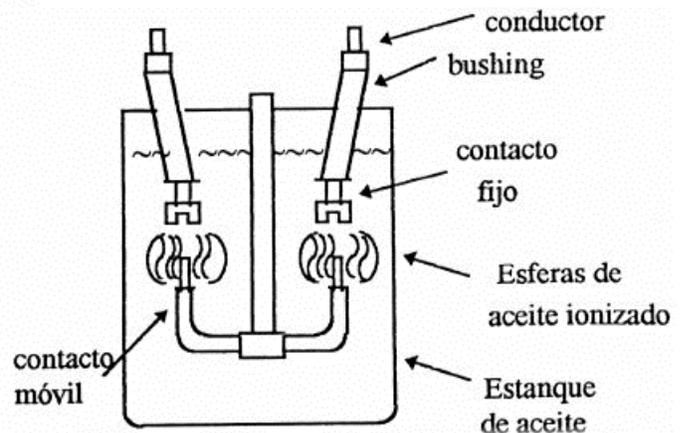


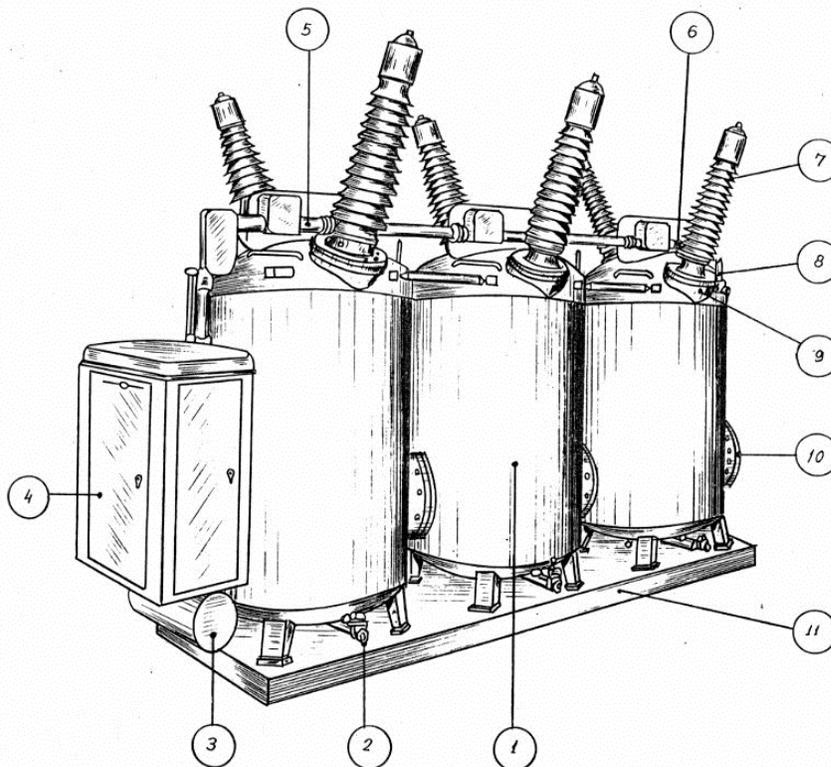
Figura 2.39.- Esquema de un polo de interruptor en aceite

Como inconvenientes o desventajas cabe mencionar, su excesivo peso y tamaño, ya que ocupa una gran cantidad de aceite mineral de alto costo (el estanque puede contener hasta 12.000 litros de aceite), lo que dificulta construir interruptores para tensiones de más de 154 kV, la posibilidad de incendio o explosión, los contactos son grandes y pesados y requieren de frecuentes cambios, la necesidad de inspección periódica de la calidad y cantidad de aceite en el estanque. Por lo tanto no pueden usarse en interiores, ni emplearse en reconexión automática. La Figura 2.40, muestra un interruptor de gran volumen de aceite con tres estanques; uno por polo o por fase.

– Interruptores de pequeño volumen de aceite

En estos interruptores (Figura 2.41 a) se reduce la cantidad de aceite a través de un diseño mas elaborado de la cámara de extinción (Figura 2.41 b). Esta cámara; mas pequeña, puede ser fabricada de material aislante y ponerse a la tensión de la línea, lo que abarata el costo. El aceite es conducido a presión a la zona del arco mediante una bomba que actúa en conjunto con el mecanismo de apertura. En este caso no hay mayores dificultades para colocar cámaras en serie y operar con tensiones tan elevadas como 750 kV.

Detalle de Componentes:



1. Estanque
2. Válvula de Drenaje, para sacar muestras
3. Estanque de aire comprimido
4. Caja del mecanismo de operación
5. Tubos de protección de barras de acoplamiento
6. Resorte de operación
7. Bushing
8. Indicador de nivel de aceite
9. Flange de soporte del bushing
10. Tapa de inspección
11. Fundaciones

Figura 2.40.- Interruptor trifásico de gran volumen de aceite

La cantidad de aceite que requiere este tipo de interruptor es del orden del 2% del anterior, es decir unos 240 litros, como promedio. Como desventajas se pueden mencionar el peligro de incendio y explosión aunque en menor grado comparados a los de gran volumen de aceite, no pueden usarse con reconexión automática, requieren una mantención frecuente y reemplazos periódicos de aceite, es difícil conectar transformadores de corriente y tienen menor capacidad de ruptura.

e.2. Interruptores neumáticos

Uno de los inconvenientes de los interruptores en aceite es el peligro que significa la presencia de un material combustible en las cercanías de una fuente de alta temperatura, como lo es el arco eléctrico. A lo anterior se suma la necesaria mayor preocupación que significa mantener el buen estado del aceite. Por estas razones se usan interruptores que tienen sus contactos en aire.

Entre las ventajas se pueden mencionar, el que no hay riesgos de incendio o explosión, su operación es muy rápida, pueden emplearse en sistemas con reconexión automática, tienen alta capacidad de ruptura, la interrupción de corrientes altamente capacitivas no presenta mayores dificultades, hay menor daño y más fácil acceso a los contactos, son comparativamente de menor peso.

Presentan sin embargo, algunas desventajas, tales como las siguientes: deben tener una compleja instalación debido a la red de aire comprimido, que incluye motor, compresor, cañerías, etc. y por lo tanto su construcción es más compleja y con mayor costo, requiere de personal especializado para su mantención y son más sensibles a la tensión de reignición del arco.

Se pueden construir como interruptores de aire a presión atmosférica, los que son poco aplicables en sistemas de alta tensión, y de tipo aire comprimido, los que se emplean principalmente en sistemas de alta tensión. A continuación se indican algunos aspectos constructivos y de funcionamiento de cada uno de ellos.

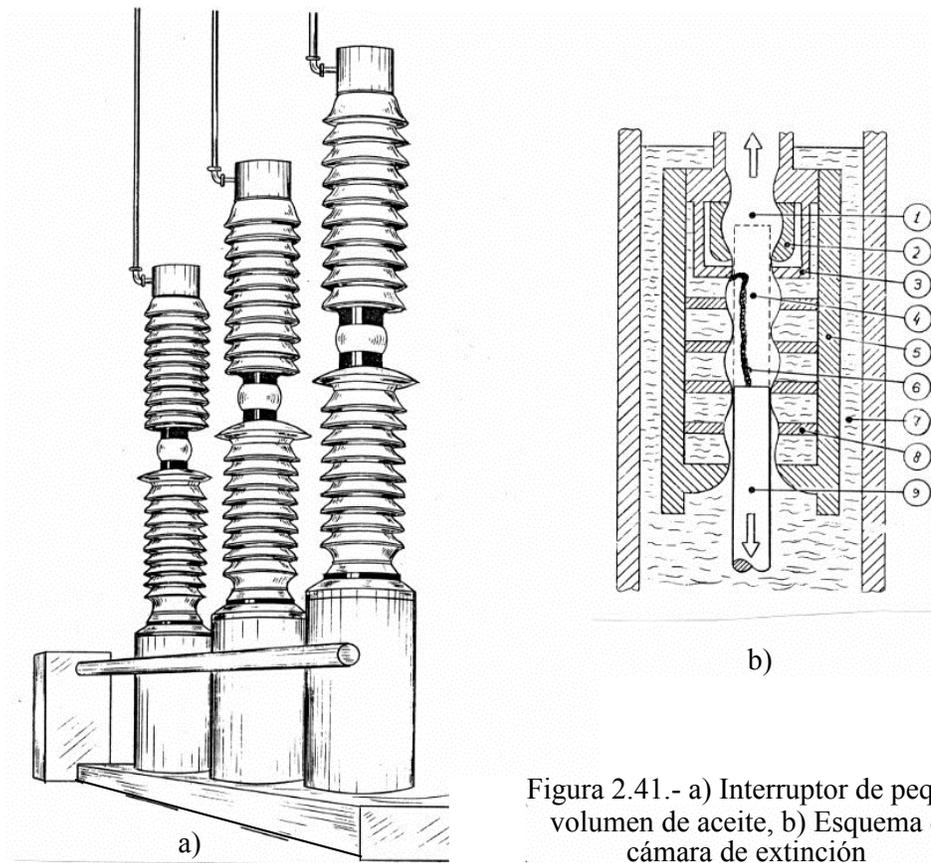


Figura 2.41.- a) Interruptor de pequeño volumen de aceite, b) Esquema de la cámara de extinción

Detalle de componentes en la Figura 2.41 b)

- | | |
|--|--|
| 1. Abertura de escape de gases | 6. Arco eléctrico |
| 2. Contacto fijo | 7. Aceite |
| 3. Anillo apaga chispas | 8. Discos de material aislante intermedios |
| 4. Espacio cilíndrico donde se produce el arco | 9. Varilla móvil |
| 5. Cámara de extinción | |

– Interruptores de aire a presión atmosférica

El mecanismo para la extinción del arco consiste exclusivamente en aumentar su longitud, lo que además de ser conseguido por la separación de los contactos, se logra principalmente de dos maneras:

Convección natural: Se disponen los contactos de tal modo que el calor desarrollado en la zona del arco provoque una corriente de aire por convección que lo alargue llevándolo a zonas más frías. Este método es el menos eficiente por lo cual prácticamente no se usa en alta tensión.

Por soplo magnético: En estos interruptores la corriente eléctrica que forma el arco se hace pasar por bobinas dispuestas de tal modo que por atracción magnética produzcan un alargamiento del arco, haciéndolo describir una trayectoria prefijada a través de un dispositivo “apaga-arcos”. La Figura 2.42 muestra en forma esquemática este tipo de interruptores.

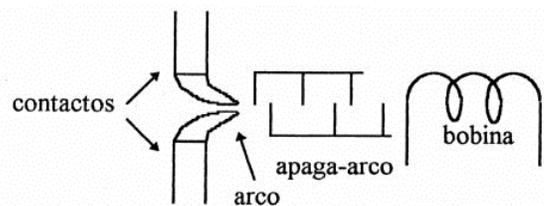


Figura 2.42.- Representación esquemática de un polo de un interruptor de soplo magnético

– **Interruptores de aire comprimido**

En este tipo de interruptores, tal como se muestra en la Figura 2.43, por ejemplo, el arco se apaga estirándolo y enfriándolo con ayuda de un chorro de aire que se fuerza a pasar entre los contactos en el proceso de apertura. Las cámaras de extinción están a tensión de la línea y pueden ser unidas en serie para alcanzar cualquier nivel de tensión. Su gran poder de extinción hace que este tipo de interruptor sea el más usado, a tensiones donde no se pueda usar el de gran volumen de aceite. El carácter explosivo de la operación con aire comprimido los hace ser bastante ruidosos. En algunos casos, el mecanismo de operación también funciona con aire comprimido.

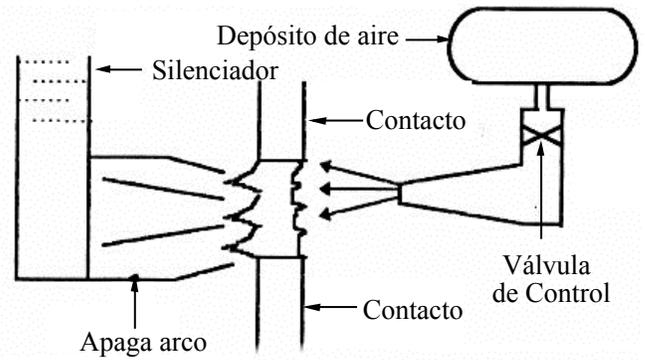


Figura 2.43.- Diagrama esquemático de un interruptor de aire comprimido de chorro transversal

Las Figuras 2.44 a) y b) muestran esquemáticamente un interruptor de aire comprimido y la sección longitudinal de una cámara de extinción, respectivamente.

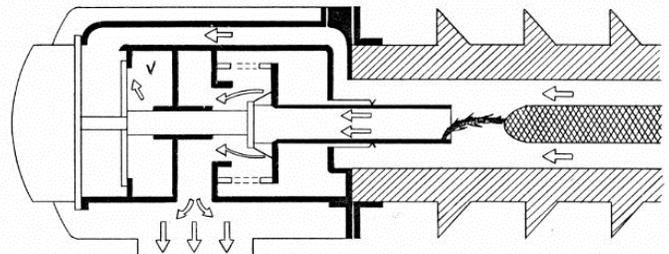
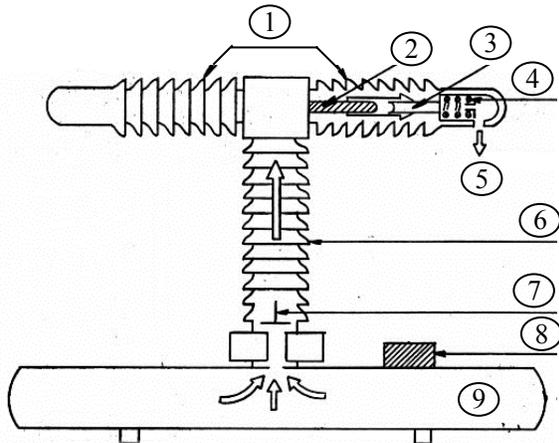


Figura 2.44 a) Esquema de un interruptor de aire comprimido; b) Corte longitudinal de una cámara de extinción

Detalle de componentes en la Figura 2.44 a)

- | | |
|---------------------------|--------------------------------|
| 1. Cámaras de arco | 5. Escape del aire |
| 2. Contacto fijo | 6. Columna aislante |
| 3. Contacto móvil | 7. Válvula |
| 4. Resorte de aceleración | 8. Tablero de Control |
| | 9. Estanque de aire comprimido |

El continuo aumento en los niveles de cortocircuito en los sistemas de potencia ha forzado a encontrar formas más eficientes de interrumpir corrientes de fallas que minimicen los tiempos de corte y reduzcan la energía disipada durante el arco. Es por estas razones que se han estado desarrollando con bastante éxito interruptores en vacío y en hexafluoruro de azufre (SF₆).

e.3. Interruptores en vacío

La alta rigidez dieléctrica que presenta el vacío (es el aislante perfecto) ofrece una excelente alternativa para apagar en forma efectiva el arco. En efecto, cuando un circuito en corriente alterna se desenergiza separando un juego de contactos ubicados en una cámara en vacío, la corriente se corta al primer

cruce por cero o antes, con la ventaja de que la rigidez dieléctrica entre los contactos aumenta en razón de miles de veces mayor a la de un interruptor convencional (1 kV por μs para 100 A en comparación con 50 V/ μs para el aire). Esto hace que el arco no vuelva a re-encenderse. Estas propiedades hacen que el interruptor en vacío sea más eficiente, liviano, y económico.

La presencia del arco en los primeros instantes después de producirse la apertura de los contactos se debe principalmente a emisión termiónica y a emisión por efecto de campo eléctrico. En otras palabras, los iones aportados al arco provienen de los contactos principales del interruptor. Conviene destacar que en ciertas aplicaciones se hace necesario mantener el arco entre los contactos hasta el instante en que la corriente cruce por cero. De esta forma se evitan sobretensiones en el sistema producto de elevados valores de di/dt . La estabilidad del arco depende del material en que estén hechos los contactos y de los parámetros del sistema de potencia (voltaje, corriente, inductancia y capacitancia). En general la separación de los contactos fluctúa entre los 5 y los 10 mm.

La Figura 2.45 muestra un esquema de un interruptor en vacío.

Entre las ventajas, que presenta, se pueden indicar las siguientes: tiempo de operación muy pequeño; en general, la corriente se anula a la primera pasada por cero, la rigidez dieléctrica entre los contactos se restablece rápidamente impidiendo la reignición del arco, son menos pesados y más baratos, prácticamente no requieren mantención y tienen una vida útil mucho mayor que la de los interruptores convencionales.

Como desventajas se pueden mencionar, su baja capacidad de ruptura (de entre 60 a 100 MVA), la posibilidad de generar sobretensiones debido al elevado di/dt .

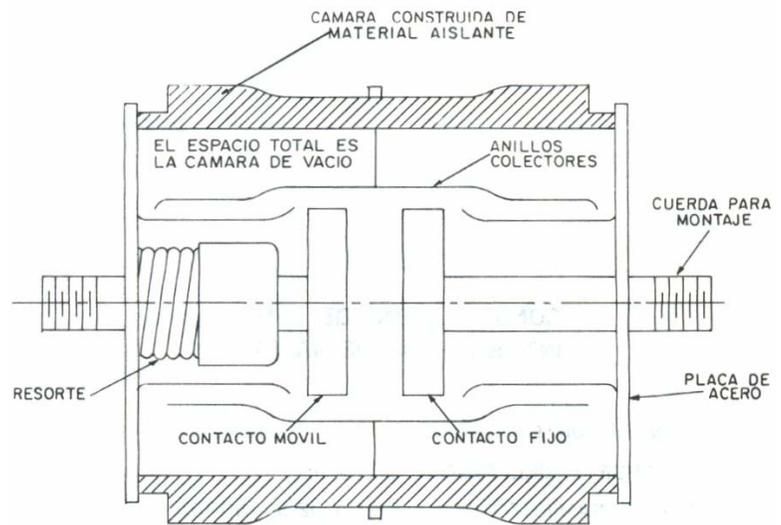


Figura 2.45.- Diagrama esquemático de la sección transversal de un interruptor de alto vacío

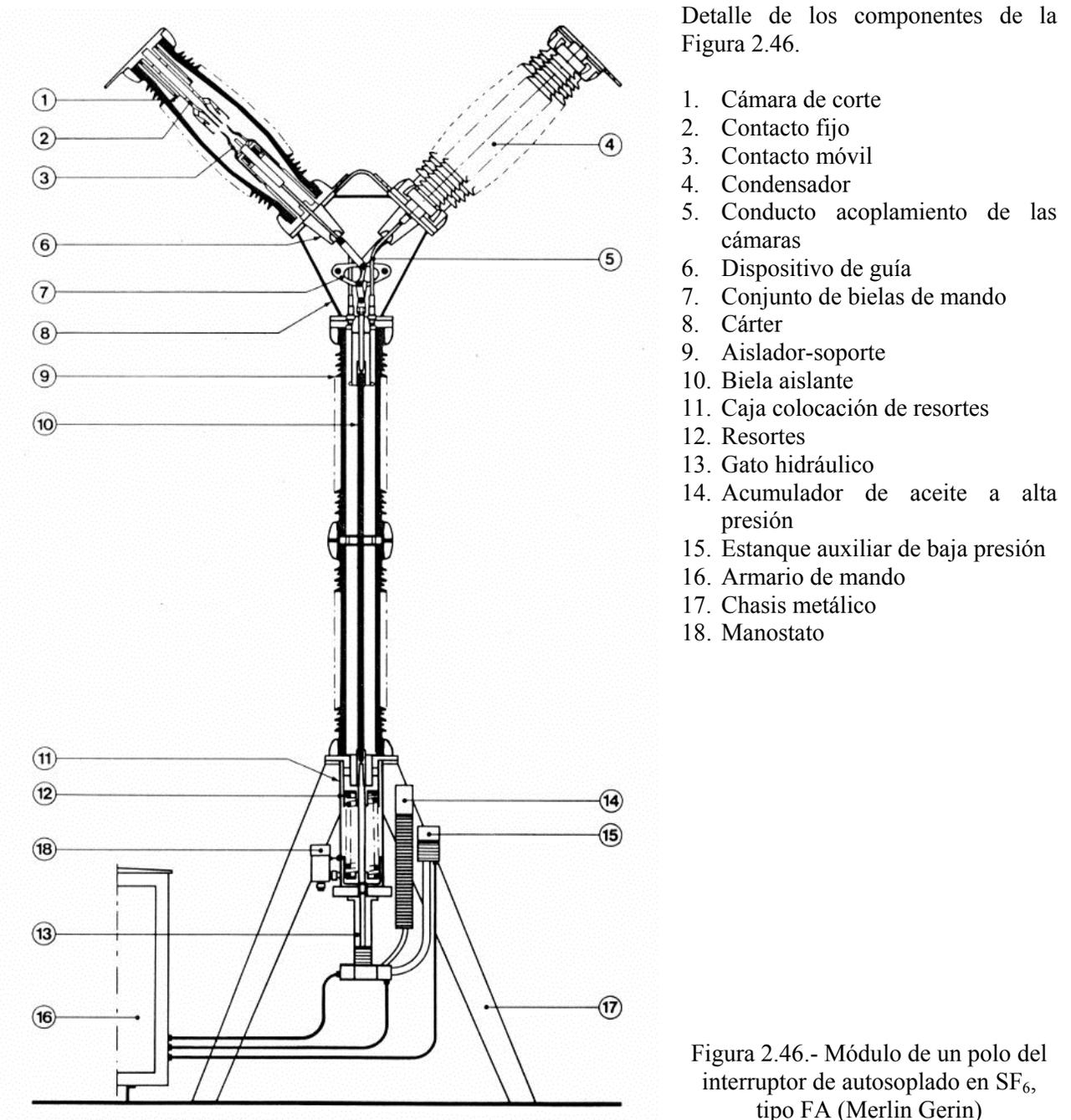
e.4. Interruptores en Hexafluoruro de Azufre (SF_6)

El hexafluoruro de azufre se usa como material aislante y también para apagar el arco. El SF_6 es un gas muy pesado (5 veces la densidad del aire), altamente estable, inerte, inodoro e ininflamable. En presencia del SF_6 la tensión del arco se mantiene en un valor bajo, razón por la cual la energía disipada no alcanza valores muy elevados. La rigidez dieléctrica del gas es 2,5 veces superior a la del aire (a presión atmosférica). La rigidez dieléctrica depende de la forma del campo eléctrico entre los contactos, el que a su vez depende de la forma y composición de los electrodos. Si logra establecerse un campo magnético no-uniforme entre los contactos, la rigidez dieléctrica del SF_6 puede alcanzar valores cercanos a 5 veces la del aire. Son unidades selladas, trifásicas y pueden operar durante largos años sin mantención, debido a que el gas prácticamente no se descompone, además de no ser abrasivo.

Dada la alta rigidez dieléctrica que el gas presenta, es un excelente aislante. Por ello resulta ser irremplazable en las subestaciones del tipo encapsulado, donde se utiliza además como medio de aislación para las barras de alta tensión. La subestación encapsulada o GIS (Gas Insulated Switchgear), tiene la gran ventaja de ocupar mucho menos espacio que una subestación convencional (aproximadamente un 50%), lo que muchas veces compensa desde el punto de vista económico el mayor costo inicial. La presión a que se

mantiene el SF₆ en interruptores es del orden de 14 atmósferas mientras que en switchgear alcanza las 4 atmósferas. Quizás si la única desventaja de este tipo de interruptor consiste en que no pueden operarse a temperaturas muy bajas (inferiores a 10 °C), para evitar que el gas se licúe, lo que obliga a utilizar calefactores cuando se emplea en el exterior.

La Figura 2.46 muestra un esquema que permite observar las diferentes partes que componen un módulo de un polo del interruptor tipo FA de autosoplado, en SF₆, de Merlin Gerin, utilizado para tensiones que van desde los 72,5 a 765 kV. Según la tensión, un polo del disyuntor FA está constituido por uno o varios módulos, de una o dos cámaras. El módulo incluye, dos cámaras de corte conectadas en serie, dos condensadores de reparto de tensión, montados en paralelo sobre las cámaras de corte, un gato hidráulico para la conexión, etc. La Figura 2.47 muestra los disyuntores FA 1 y FA 2 en servicio.



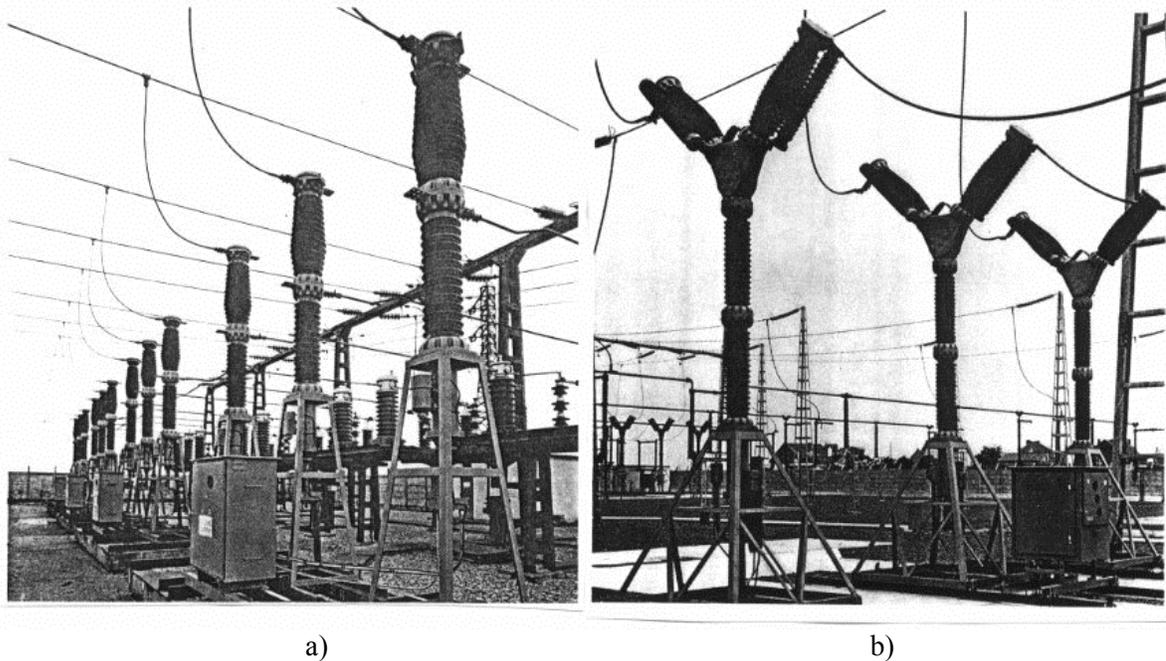


Figura 2.47.- Disyuntores en SF₆, en servicio: a) Tipo FA 1; b) Tipo FA 2

2.3.2. Mecanismos y circuitos de control

a. Mecanismos

Los mecanismos que utilizan los interruptores en su operación, concentran una gran cantidad de energía que se libera en fracciones de segundo. Para contar con la energía necesaria, los interruptores usan mecanismos tales como la compresión de resortes espirales o el uso de barras de torsión, como también la acumulación de aire comprimido a gran presión.

El mecanismo mas común consiste en un tren de palancas que es accionado por un solenoide o un pistón operado por aire comprimido o aceite, mediante el cual se produce el cierre. El sistema de palancas está diseñado para mantenerse en la posición cerrado mediante una lengüeta de desenganche la que al ser activada libera la energía acumulada, abriendo de este modo el interruptor. La energía de reserva se acumula en el proceso de cierre y puede ser bastante grande. Por ejemplo si el cierre de un interruptor de 132 kV se hiciera mediante un solenoide, requeriría una potencia del orden de 50 kW. Por este motivo se usa aire a una presión de 150 a 200 libras/pulgada cuadrada y se emplean alrededor de 6 pies cúbicos en cada operación.

Los interruptores de media y alta tensión tienen como mínimo la energía suficiente para lograr un cierre y una apertura con la energía acumulada en su mecanismo. Por supuesto, la mayoría de los interruptores modernos tienen la capacidad para efectuar más de un ciclo de cierre apertura. En cualquier caso, el interruptor debe terminar su ciclo con una operación de apertura.

b. Circuitos de control

Un interruptor puede ser accionado directamente en forma manual (operación local), o bien, mediante un electroimán que se puede energizar a distancia (operación remota). Generalmente, se dispone de dos electroimanes con potencias del orden de los 100 a 200 watt que se destinan a liberar la energía almacenada. Se denominan: Bobina de Cierre (BC), con su equivalente en inglés Close Coil (CC) y Bobina de Desenganche (BD), con su equivalente Trip Coil (TC). Estas dos bobinas están diseñadas para trabajar en

forma intermitente, puesto que se construyen para que sean capaces de operar hasta con el 60% del voltaje nominal, para asegurar su operación bajo condiciones anormales de voltaje de control.

b.1. Alimentación de los Circuitos de Control

Las principales fuentes de energía eléctrica utilizadas en el control de los interruptores de poder son:

– Bancos de acumuladores

Se denominan también baterías de control y son las que suministran la mayor parte de la energía requerida para el funcionamiento de los diferentes circuitos de control. Se prefiere este tipo de alimentación por su seguridad y eficiencia en lugares donde existen las facilidades para instalar bancos de baterías, o bien, cuando la cantidad de interruptores así lo exige. Las baterías que conforman el banco pueden ser del tipo plomo-ácido o alcalinas, siendo estas últimas bastante más caras que las primeras, aunque tienen una mayor duración. Las tensiones que se usan pueden ser: 48 Volts para instalaciones pequeñas o medianas con capacidades de 70 a 150 Amperes-hora; 125 Volt con capacidades de 200 a 400 Amperes-hora. En forma excepcional, se pueden encontrar bancos de baterías para 220 Volt, con capacidades superiores. Todos los circuitos necesarios para el comando de los interruptores y otros equipos de una instalación, además del sistema de alarmas y señalizaciones que se alimentan de la misma fuente de corriente continua, constituyen el “Circuito de control de C.C.” de la instalación

– Transformadores de servicios auxiliares

Se usan en subestaciones pequeñas que no disponen de baterías de control y cuando se trata de pocos interruptores para transformadores de potencias menores a 4 MVA. Generalmente, se trata de interruptores que tienen sus bobinas diseñadas para operar con corriente alterna. En la práctica se recurre, excepcionalmente, a utilizar interruptores con bobinas para corriente continua que se alimentan a través de un rectificador.

La alimentación se obtiene de transformadores para servicios auxiliares con potencias del orden de 15 kVA, con secundarios en estrella de 400-231 Volt. En algunos casos el control se alimenta de los mismos transformadores de potencial de la Subestación (S/E) que proveen la energía suficiente para hacer efectivas las órdenes, además de suministrar la información necesaria. Ocasionalmente, la energía puede obtenerse de los transformadores de corriente, aunque en este caso se usan exclusivamente para dar desenganche ante fallas, siendo la operación de cierre efectuada manualmente.

b.2. Contactos auxiliares

En cualquier interruptor de poder se consulta la existencia de contactos que están previstos para fines de control. Estos contactos (auxiliares) están diseñados para trabajar con valores de voltaje y corrientes de control (125 Volt C. C. y 10 Amperes, por ejemplo). Los contactos auxiliares que siguen la acción del interruptor, es decir, cierran cuando éste cierra se denominan tipo “a”. Los contactos que siguen la posición contraria, es decir, abren cuando el interruptor cierra, se denominan tipo “b”. (Figura 2.48)

Otra designación que se suele utilizar se basa en la posición que tienen los contactos cuando el elemento que los acciona está desenergizado, se dice: “como se recibió de fábrica”. En este caso un contacto tipo “a” se denomina “normalmente abierto” (NA) y un contacto tipo “b”, “normalmente cerrado” (NC). Todos estos contactos están adosados al mismo eje de los contactos principales, de modo que su operación coincida exactamente con la del interruptor. En algunos casos, dentro de este mismo conjunto se consulta

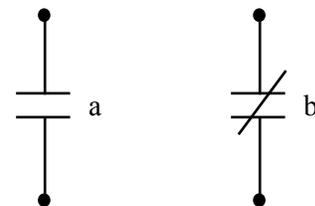


Figura 2.48.- Representación esquemática de contactos auxiliares

la existencia de contactos que tienen un pequeño adelanto en la operación que les corresponde denominados “aa” o “bb” según sea el caso.

b.3. Switch de control

Los switches o llaves de control son los encargados de comandar los interruptores de poder, a través del circuito de control dando órdenes de cierre o de apertura. Generalmente se ubican en los tableros o pupitres de control de las salas de comando, aún cuando pueden también estar ubicados en el mismo interruptor.

La Figura 2.49 muestra el aspecto exterior del switch de control, así como la disposición de los contactos y la Tabla 2.13, el diagrama de secuencia en que los contactos operan. La letra X indica que contacto está cerrado según la posición del switch. Por ejemplo, los contactos 1-1c y 4-4c son simples y cierran al poner el switch en la posición “cerrar”, pero el contacto 3-3c cierra tanto en la posición “cerrar” como “abrir”.

Por construcción, la manilla del switch permanece siempre en la posición central (reposo), pudiendo ser girada hacia la izquierda para dar una orden de cerrar, o bien, hacia la derecha para dar una orden de abrir. La manilla mueve un eje de camos que actúan sobre los contactos que se cierran o abren de acuerdo al diagrama de la Tabla 2.13. Al soltar la manilla, ésta vuelve a la posición central pero en la ventanilla queda una tarjeta que de acuerdo a su color indica la posición a que se movió la manilla la última vez. Si la tarjeta es roja, la manilla se movió a la posición cerrar. Si la tarjeta es verde, la manilla se movió a la posición abrir. Además de esto, se consultan ampolletas de señalización: de color rojo para “cerrado” y de color verde para “abierto”. De este modo se comprueba si el interruptor cumplió con la orden que se le dio. La disposición física de las ampolletas se muestra en la Figura 2.49 y su alimentación se hace a través de contactos auxiliares del interruptor tal como se muestra en la Figura 2.50.

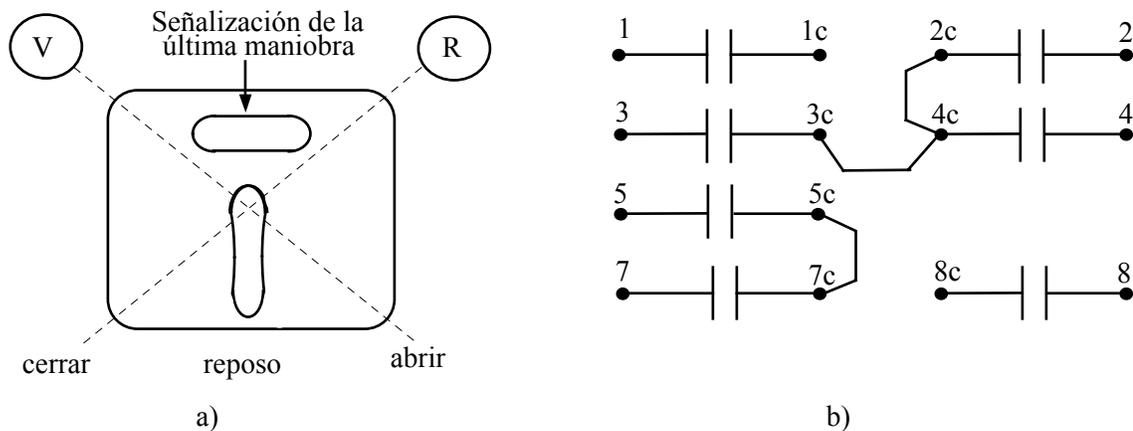


Figura 2.49.- Switch de control; a) Vista superior; b) Disposición de contactos y puentes

Tabla 2.13.- Diagrama de operación de contactos

Contacto N°	Abrir	Normal después de abrir	Normal después De cerrar	Cerrar
1-1c				X
2-2c	X			
3-3c	X			X
4-4c				X
5-5c		X	X	
7-7c			X	X
8-8c			X	X

Además de la señalizaciones anteriores, las protecciones que ordenan la apertura de interruptores poseen sistemas que permiten visualizar cual de ellas operó (unidad de sello y tarjeta, por ejemplo). Los interruptores mismos, cuentan con sistemas de alarma de tipo auditivo ya sea cuando operan o bien para indicar algún tipo de perturbación que no provoque una apertura inmediata.

b.4. Clasificación de los circuitos de control

Se pueden clasificar en dos grandes grupos, de acuerdo con su fuente de alimentación:

– De comando por corriente continua

En la Figura 2.50 se muestra un circuito de este tipo y su funcionamiento es el siguiente:

Cierre del Interruptor: Con el interruptor abierto, la posición de los contactos es la mostrada en la Figura 2.50. En estas condiciones, está encendida la ampolla verde a través de 52/b (bornes 1-2) y apagada la ampolla roja, pues 52/a (bornes 7-8) está abierto. Para cerrar el interruptor se lleva el Switch de control (Swc/52) a la posición “cerrar”, energizándose la bobina de cierre (52/BC) a través de 1-1c y 52/b (bornes 5-6). El interruptor efectivamente se cierra y cambia la posición de todos sus contactos; por lo tanto se cierra 52/a (bornes 7-8), con lo que se enciende la ampolla roja a través de la bobina de desenganche (52/BD) la que de todas formas no opera, puesto que la corriente no es suficiente para que ello ocurra. La ampolla roja encendida indica que el interruptor efectivamente cerró y que el circuito de desenganche tiene voltaje para una próxima operación de apertura. En el circuito de cierre se abre 52/b (bornes 5-6) por lo que se desenergiza la bobina de cierre, pero el interruptor queda cerrado en forma mecánica. Además se abre 52/b (bornes 1-2) con lo que se apaga la ampolla verde

Apertura del interruptor: Esta se puede hacer energizando la bobina de desenganche, llevando la manilla del Switch de control (Swc/52) hacia la posición “abrir”, lo que cierra los contactos 2 y 3 o por la operación de la protección, cuyos contactos se han designado por P. En cualquiera de los dos casos se cortocircuita la ampolla roja (que se apaga) y se energiza la bobina de desenganche 52/BD a través del contacto 52/a (bornes 7-8) y el interruptor se abre, con lo que se enciende la ampolla verde, a través del contacto 52/b (bornes 1-2)

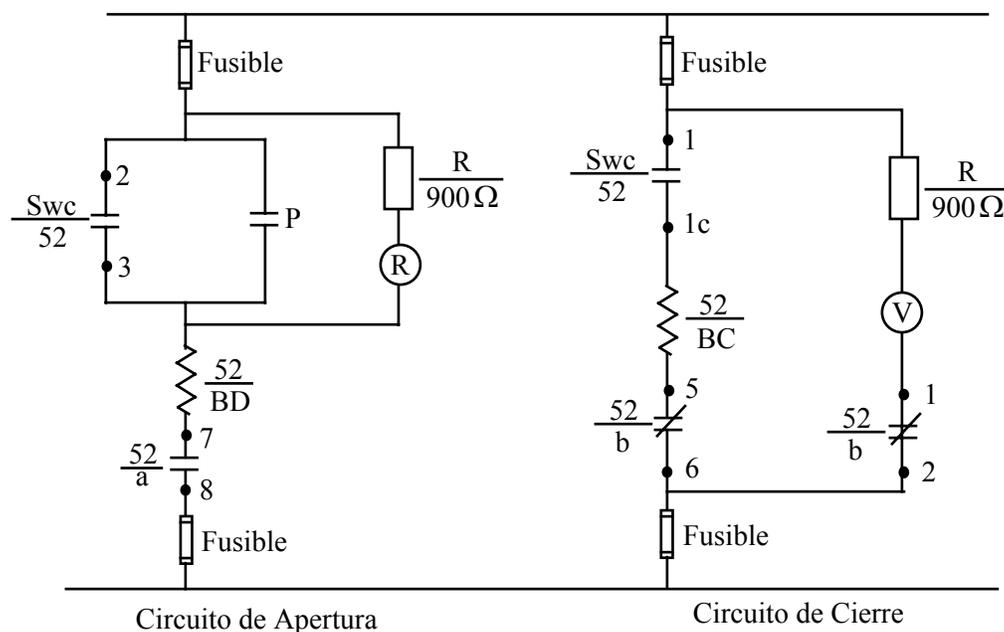


Fig. 2.50.- Diagrama elemental de control de un interruptor de poder

El desenganche es eléctricamente libre porque no depende de si el Swc/52 (bornes 1-1c) está cerrado o no. En el caso en que 1-1c se encuentre cerrado (el operador mantiene la orden de cierre del interruptor), la apertura se hace de todas maneras, pues 52/b (bornes 5-6) está abierto. Sin embargo, este esquema tiene el problema de que si se mantiene la orden de cerrar, una vez que el interruptor ha abierto, se producirán sucesivos cierres y aperturas, dando origen al denominado “bombeo” del interruptor. Para evitar este problema se hace uso de un circuito que cuenta con un relé antibombeo (94), tal como el que se muestra en la Figura 2.51, donde por simplicidad se han eliminado las ampollitas indicadoras.

En el esquema se aprecia que si se mantiene la orden de cierre contra la falla, el interruptor no vuelve a cerrar debido a que el circuito de la bobina de cierre queda interrumpido por el contacto 94/b (bornes 1-2) del relé de antibombeo, de modo que para cerrar nuevamente el interruptor, se debe inhabilitar el relé 94 abriendo el contacto 1-1c del Switch control y volviéndolo a cerrar. Este circuito no es necesario en los interruptores de sople de aire, ya que las bobinas de cierre que comandan las válvulas de aire comprimido necesitan ser desenergizadas para que sea posible efectuar una nueva orden de cierre.

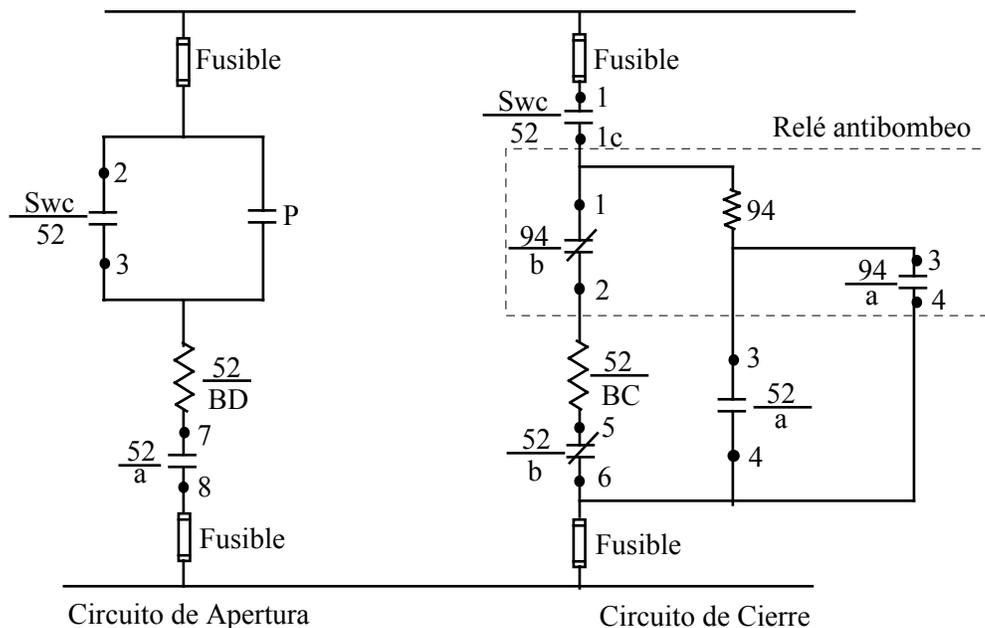


Figura 2.51.- Circuito de control de interruptor con relé antibombeo

– De comando por corriente alterna

Se usa en subestaciones inferiores a 4 MVA, que no dispongan de baterías de control. Las soluciones más usadas son:

Trip serie: Mediante el uso de la corriente circulante por el propio interruptor controlado, ya sea directamente si la tensión y la corriente lo permiten o, como es más común, a través de TT/CC. La Figura 2.52 muestra el circuito de control de interruptores tipo trip serie directo para el relé de sobrecorriente IAC 51C (General Electric). El sistema funciona de la siguiente manera: En condiciones normales, la corriente de carga circula por la bobina del relé 51 y por X_1 a través del contacto cerrado X que se mantiene en esta posición debido a la corriente que circula por X_1 . El contacto X a su vez cortocircuita las bobinas de sello y tarjeta del relé y de apertura del interruptor. Si existe una corriente muy alta que haga operar el relé 51 se cierra 51/a que cortocircuita la bobina X_2 ; en esta circula una corriente debido a la tensión inducida por la corriente que circula por la bobina X_1 . La corriente inducida en X_2 es tal que hace aumentar la reluctancia del circuito magnético a la izquierda de la bobina X_1 , por lo que el flujo producido por X_1 se cierra a través del núcleo situado a la derecha. Así entonces, se abre X y la corriente pasa por la bobina de sello y tarjeta

(51/SyT) y de desenganche del interruptor (52/BD) lo que hace que se cierre el contacto de la bobina de sello y tarjeta SyT/a dando otra vía de circulación a la corriente en X₂ y se abra al interruptor. Aunque ahora no hay corriente en el secundario del T/F de corriente el interruptor queda abierto.

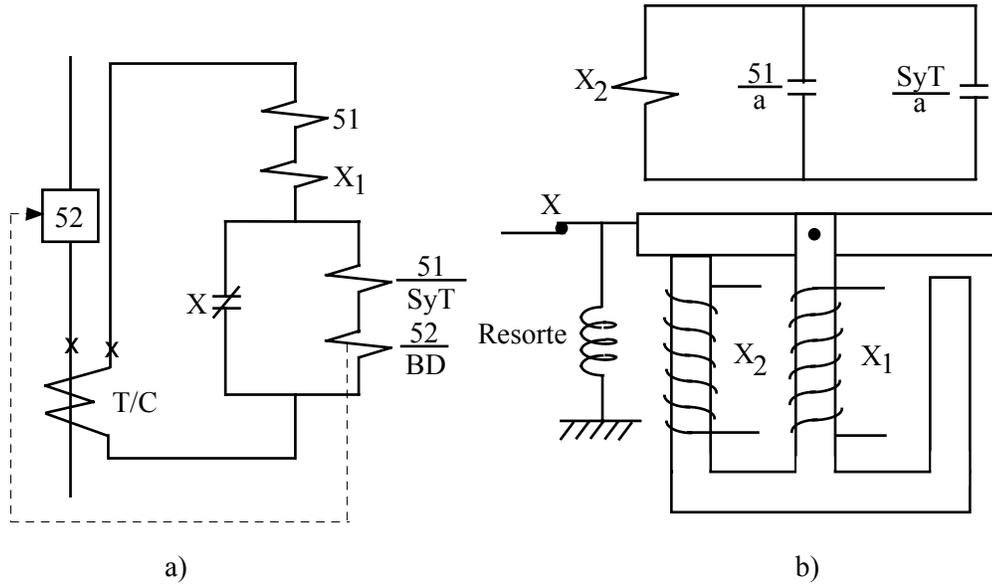


Figura 2.52.- a) Circuito de control tipo trip serie b) Diagrama esquemático del relé auxiliar X

Mediante el uso de energía obtenida antes o después del interruptor controlado: La Figura 2.53 muestra un circuito de control en que la energía se obtiene de transformadores de servicios auxiliares ubicados antes (aguas arriba) del interruptor controlado. El funcionamiento de este circuito es semejante a los ya estudiados. Se debe hacer notar que para el circuito de control se usa energía de C.A. rectificadas. El condensador de disparo C permite disponer siempre de la energía necesaria para la apertura, ya que para fallas cercana al punto en que se obtiene la energía, la tensión puede ser muy pequeña.

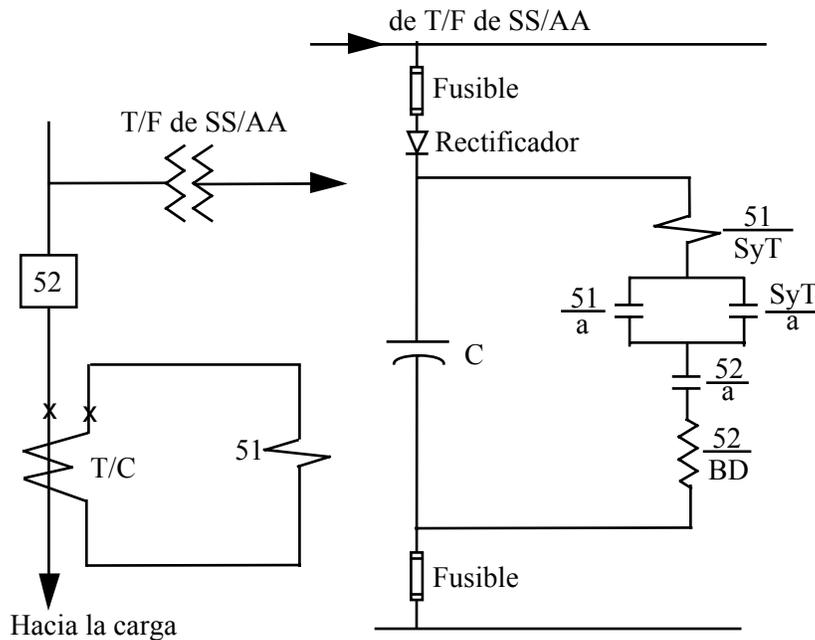


Figura 2.53.- Control de un interruptor de poder usando energía en C. A.

Otros esquemas utilizados

La Figura 2.54 muestra dos esquemas que usan energía proveniente de fuentes de corriente alterna para el control. Ella se puede obtener desde transformadores de corriente (Figura 2.54 a) o de transformadores de potencial (Figura 2.54 b). Los transformadores de potencial se conectan entre fases, para obtener un voltaje suficiente en el caso de fallas monofásicas.

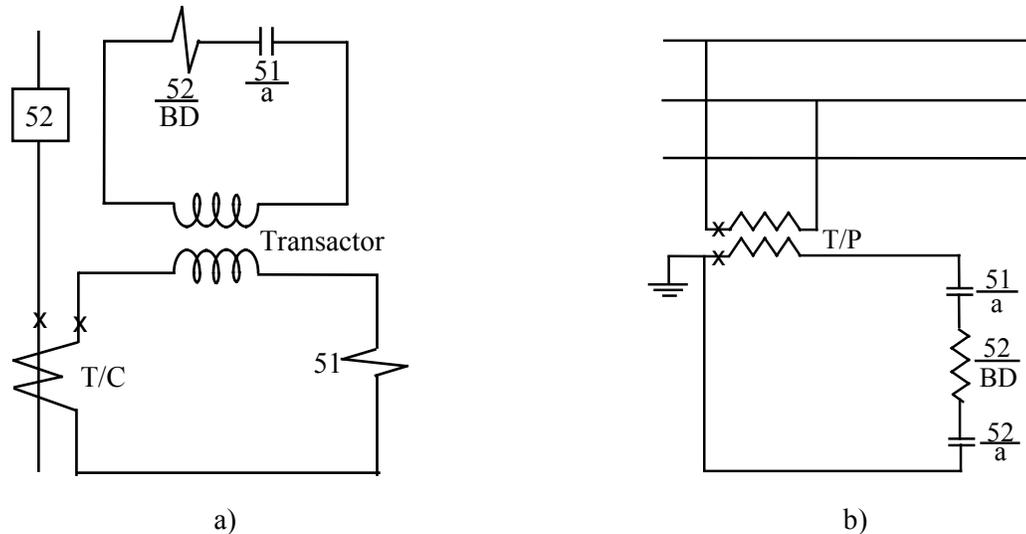


Figura 2.54.- Circuitos de control alimentados por C. A. proveniente de: a) Transformadores de corriente; b) Transformadores de Potencial

2.3.3. Reconexión automática de interruptores

Considerando que estadísticamente se ha demostrado que la gran mayoría de las fallas son de tipo transitorio, especialmente cuando se trata de líneas aéreas y que es conveniente reducir lo mas posible la duración de las interrupciones del servicio, se ha previsto efectuar reconexiones operando automáticamente los interruptores, cuando su apertura obedece a una falla. Es decir, cuando se abren por operación de las protecciones. En ningún caso por apertura manual. El equipo necesario para esta operación, es un conjunto de relés, generalmente temporizados, que forman parte del circuito de control del interruptor.

Debe tenerse presente que no siempre las reconexiones son posibles, especialmente entre distintas secciones de un sistema interconectado donde pueda perderse el sincronismo entre las partes. También cabe mencionar que se utiliza la reconexión monopolar en sistema de gran potencia y elevada tensión. Para lograrlo se requiere contar con interruptores especialmente diseñados que puedan abrir o cerrar cada polo en forma independiente. La reconexión automática se usa especialmente en líneas de transmisión radiales para aumentar la continuidad de servicio. El tiempo de reconexión del interruptor debe especificarse de acuerdo a las características de operación del sistema eléctrico. Por ejemplo en sistemas de distribución urbana la reconexión puede ser lenta, no así en sistemas industriales o en líneas de transmisión. En sistemas de transmisión, cuando es posible hacerlo, los tiempos de reconexión deben ser muy rápidos de manera de evitar pérdidas de sincronismos o problemas de estabilidad. También al calcular el tiempo de reconexión se debe considerar la desionización del arco de manera de eliminar la posibilidad de reencendido. Este tiempo muerto depende del nivel de tensión y para sistemas sobre 115 kV es de alrededor de 8 ciclos. El diagrama de operación de un interruptor operado con reconexión automática se muestra en la Figura 2.55.

Al usar un interruptor de potencia en un sistema con reconexión automática la capacidad de ruptura del disyuntor debe modificarse de acuerdo al ciclo de trabajo con que se utilizará el interruptor. El cálculo de la nueva capacidad de ruptura debe efectuarse tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- El ciclo de trabajo no debe tener más de 5 aperturas.
- Toda operación dentro de un intervalo de 15 minutos se considera parte de un mismo ciclo de trabajo.
- El interruptor debe usarse en un sistema cuya corriente de cortocircuito no exceda el valor corregido de la corriente de interrupción para la tensión nominal y el ciclo de trabajo especificado.

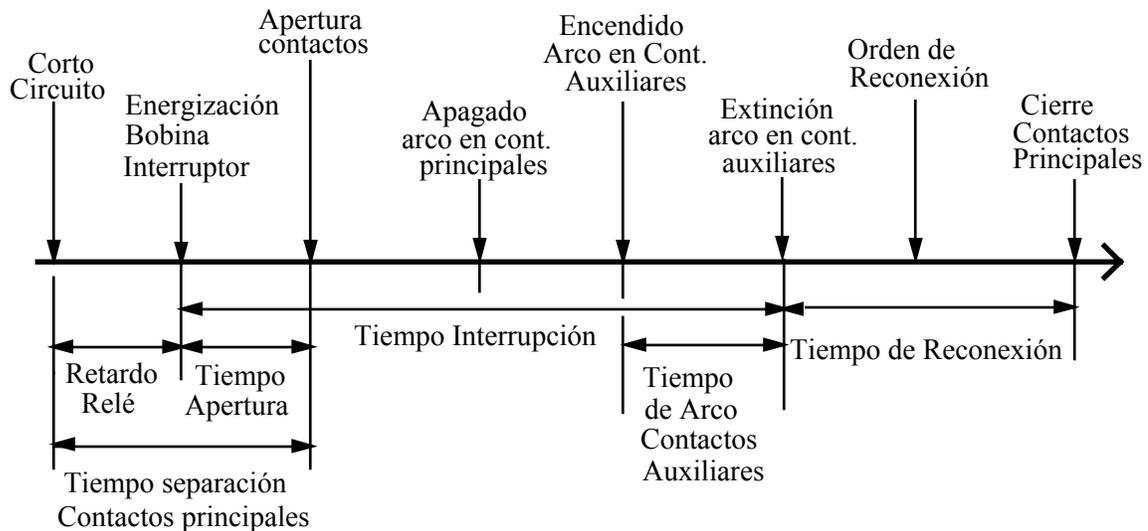


Figura 2.55.- Ciclo de trabajo de un Interruptor Automático trabajando en reconexión automática

Los interruptores especialmente diseñados para operar con reconexión automática se llaman “Restauradores” o “Reconectores”. El reconector es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente abre sus contactos, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia cierre-apertura un número determinado de veces (por lo general son 4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura queda en posición de abierto definitivamente. Cuando un reconector detecta una situación de falla abre en un ciclo y medio. Esta rápida operación de apertura disminuye la probabilidad de daño a los equipos instalados en el circuito en falla. Uno o uno y medio segundos después cierra sus contactos, energizando nuevamente el circuito. Después de una, dos, y hasta tres operaciones rápidas el restaurador cambia a una operación de características retardada. Este cambio de característica a una más lenta permite coordinar este dispositivo con otros equipos de protección.

2.4. Relés

Los relés de protección para sistemas de potencia están constituidos por una o más unidades detectoras de falla o “Unidades de Medida”, cuya función es recibir la información del equipo primario y discriminar si existe o no una condición anormal. Para este efecto compara la magnitud eléctrica medida con otra llamada de referencia, que le ha sido proporcionada con anterioridad a través de sus elementos de “ajuste”. En el caso de detectar una condición anormal, emitirá la orden correspondiente a través del resto de los elementos que componen el relé: Unidades auxiliares, contactos, resistencias, condensadores, alambrados, etc., a objeto de desconectar el sector o equipo comprometido, despejando la falla.

2.4.1. Tipos de relés según su función

Existe una gran variedad de aplicaciones, por lo cual existe una gran diversidad de tipos que desempeñan una función en particular. Desde este punto de vista se pueden clasificar en:

- **Relés de protección:** Detectan las anomalías y dan inicio o permiten la desconexión de un equipo o un grupo de equipos de poder. Ejemplo: Relés de sobrecorriente; relés direccionales; relés diferenciales; relés de distancia, etc.

- **Relés auxiliares:** Operan en respuesta a la energización de un circuito y asisten a otros relés o dispositivos en alguna función. Normalmente trabajan en dos condiciones: energizado o desenergizado (ON-OFF). Su operación generalmente es del tipo instantánea, aunque también existen relés temporizados. Ejemplo: Relés de sello y tarjeta, relés multiplicadores de contactos, etc.
- **Relés de regulación:** Operan cuando la magnitud que supervisan, se sale de márgenes aceptables predeterminados, dando instrucciones a través de otros dispositivos para que se restaure la magnitud en particular a sus límites usuales. Ejemplo: Reguladores automáticos de voltaje de unidades generadoras, sincronización automática de máquinas sincrónicas, etc.
- **Relés de verificación:** Su función es verificar una condición en particular, en relación a un cierto límite prescrito e iniciar acciones diferentes a la desconexión de equipos. Ejemplo: relés de bloqueo de sincronismo, relés de límite de carrera, etc.

2.4.2. Clasificación de los relés según el tiempo de operación

El tiempo de operación de un relé se mide entre el instante en que se hace presente la causa de su operación y el cambio de posición de sus contactos. El término “cambio de posición de sus contactos” se debe a que hay relés que al estar desenergizados tienen sus contactos cerrados y al operar los abren, como hay otros que tienen posiciones opuestas o bien disponen de ambos tipos de contactos. Esta es una manera general de expresarse, ya que el relé puede ser de tipo electrónico y su salida ser un rectificador controlado sin que ello signifique que vaya a abrir o cerrar contactos, sino más bien habilitar un circuito a su nueva forma de operación. Desde este punto de vista, los relés se pueden clasificar en:

- **De alta velocidad:** En que el tiempo de operación es inferior a 1/20 seg. (2,5 ciclos considerando la frecuencia usual de 50 Hertz como base)
- **Lentos o de baja velocidad:** Operan en tiempos mayores de 1/20 seg.

En la práctica se denominan relés instantáneos a los que operan en menos de 10 ciclos y de alta velocidad a los que operan en menos de dos ciclos. Al resto se les considera temporizados y entre ellos se distinguen los de tiempo definido y los que responden a una curva de tiempo versus la magnitud de medida.

2.4.3. Componentes y unidades de un Relé

Un relé desarrolla la función para la cual está diseñado, a través de ciertos elementos o unidades como las que se describen a continuación:

- **Elementos de ajuste:** Tienen como función la de poder dar diferentes niveles de operación y obtener características especiales de funcionamiento. Estos elementos son generalmente resistencias, reactancias, condensadores, bobinas con derivaciones o taps, etc.
- **Elementos auxiliares:** Son elementos auxiliares internos del relé que se usan para adecuar las señales externas de modo de adaptarlas a la unidad de medida del relé. Por ejemplo, transformadores de corriente auxiliares, shunt para transformar una señal de corriente en voltaje.
- **Unidad de medida:** Esta unidad es la que recibe en último término, la información acerca del equipo protegido, en la forma de corrientes y voltajes reducidos y determinando por comparación la existencia de una condición anormal.
- **Elementos de señalización y sello:** Se agrupa aquí a los elementos internos del relé que permiten señalar su operación (generalmente en forma visual: caída de una tarjeta, encendido de una señal luminosa, etc.) y los que permiten aumentar la cantidad de potencia que puede manejar el relé. (Contactos auxiliares).

En general, un relé puede tener a lo menos el elemento de ajuste y la unidad de medida, agregándose los otros según sea la función que cumple dentro del esquema de protección o el tipo de relé.

2.4.4. Componentes de la unidad de medida

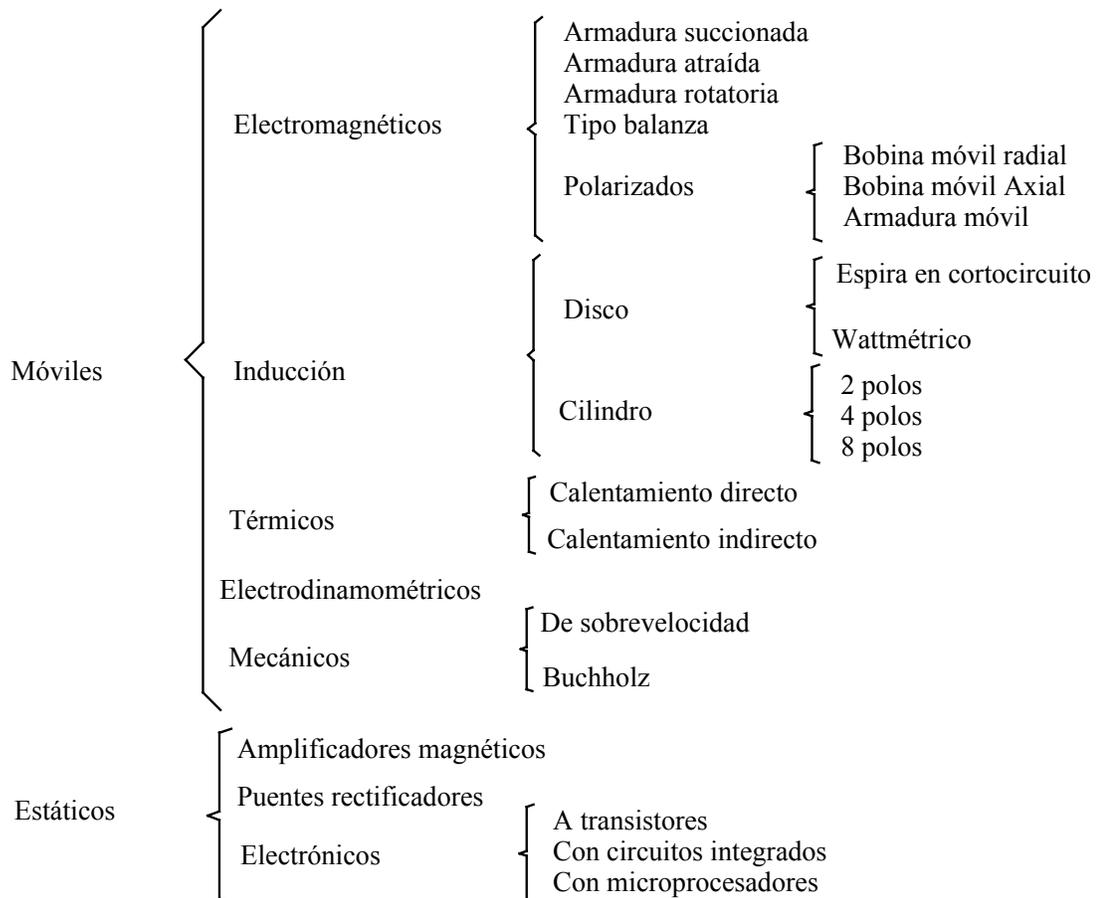
De todos los componentes anteriores, la unidad de medida es la mas importante, de modo que podría considerarse al resto como auxiliares. Los elementos que la componen son los siguientes:

- **Elementos de excitación:** Por lo general son bobinas y sirven de intermediarios entre la información y el elemento comparador.
- **Elemento comparador:** Es el encargado de transformar las magnitudes informativas (corrientes y/o voltajes) en flujos, fuerzas electromotrices, fuerzas magnetomotrices, torques, etc., compararlas y entregar una respuesta, ya sea en forma de movimiento (relés móviles) o de señales (relés estáticos).
- **Elemento antagónico:** Es aquel cuya función permanente es la de oponerse a la acción o respuesta del elemento comparador, tratando de mantener en reposo a los elementos móviles o de dar retardo de tiempo a la operación de éstos. Otros objetivos son el evitar operaciones falsas por efectos extraños (Armónicas, transientes, golpes, interferencias, etc.), dando estabilidad a la operación y, por otra parte, permitiendo la vuelta del sistema móvil al estado de reposo, una vez cumplida su función.
- **Elemento de respuesta:** Es el que recoge la señal de salida del comparador y actúa de acuerdo con ella, provocando acciones en el circuito de control externo a través del cual opera el relé. En los relés móviles generalmente es un contacto, mientras que en los de estado sólido puede ser un tiristor, transistor, o bien un relé auxiliar instantáneo.

2.4.5. Clasificación de los relés según el principio de funcionamiento del elemento comparador

Existe una gran variedad de elementos comparadores, que pueden resumirse en el Cuadro 2.1.

Cuadro 2.1.- Clasificación general de relés



En la actualidad, todavía se prefieren los relés de tipo electromecánico, para ciertas aplicaciones. Ello se debe al alto grado de desarrollo que han alcanzando con el tiempo, a su alta confiabilidad y bajo costo, así como también a los criterios conservadores en lo que respecta a protecciones, en la mayoría de las empresas eléctricas. Sin embargo, cada vez más se imponen los relés de estado sólido, especialmente los del tipo con circuitos integrados y microprocesadores. La razón del éxito de estos últimos, es que a un costo un poco mayor, entregan muchas más prestaciones por la versatilidad de la electrónica, incorporando incluso medidas de voltajes, corrientes, energía, como también guardando en memoria valores previos a la falla. Los problemas que presentaban los antiguos relés electrónicos, como su alta sensibilidad a las interferencias y a los armónicos, se han ido resolviendo así como su costo ha ido disminuyendo, de modo que son cada vez más aceptados por los proyectistas y por los usuarios.

2.4.6. Características generales de los relés

Analizaremos a continuación, en forma general, los diferentes tipos de relés según el principio de funcionamiento del elemento comparador.

2.4.6.1. Relés de Comparador móvil

a. Relés electromagnéticos

Funcionan bajo el principio de atracción magnética que ejerce sobre un núcleo móvil de material ferromagnético, el campo producido por la bobina de un electroimán

a.1. Característica de funcionamiento

Para estudiar su funcionamiento consideraremos el relé tipo bisagra (armadura atraída) de la Figura 2.56. El núcleo es de material magnético de alta permeabilidad ($\mu_{Fe} > \mu_0$) y existe un pequeño entrehierro ($x+d$). Por lo tanto, se puede despreciar el flujo de dispersión y considerar $H_{Fe} = 0$ en el núcleo (o $R_{Fe} = 0$) y de esta forma, la fuerza eléctrica queda:

$$F^e = -\frac{\mu_0 N^2 A}{2} \frac{i^2}{(x+d)^2} \quad (2.23)$$

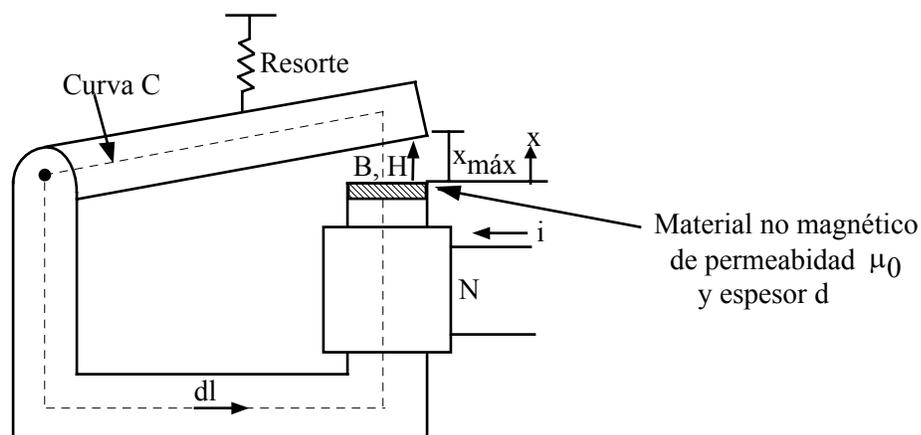


Figura 2.56.- Relé tipo armadura atraída

Es decir, la fuerza eléctrica es proporcional al cuadrado de la corriente (si no existe saturación) y actúa en sentido contrario a x (tiende a cerrar la parte móvil). Por lo tanto, la ecuación de la fuerza neta ejercida sobre el elemento móvil es:

$$F = F^e - F_R \quad (2.24)$$

Donde F_R es la fuerza de oposición ejercida por el resorte, la que para pequeños desplazamientos se puede suponer constante, es decir: $F_R = K_2$

Además F^e se puede considerar independiente de la longitud del entrehierro por lo que se puede escribir como:

$$F^e = K_1 i^2 \quad \text{con} \quad K_1 = -\frac{\mu_0 N^2 A}{2(x+d)^2} \quad (2.25)$$

Si el relé se alimenta con corriente continua, de valor I se tiene:

$$F^e = K_1 I^2 \quad (2.26)$$

Si se alimenta con una corriente alterna sinusoidal $i = \sqrt{2} I \sin \omega t$, donde I es el valor eficaz entonces, se aprecia que la fuerza eléctrica tiene 2 componentes (Ecuación 2.27):

$$F^e = K_1 (\sqrt{2} I \sin \omega t)^2 = 2 K_1 I^2 \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos 2\omega t \right) \quad (2.27)$$

- $K_1 I^2$: independiente del tiempo
- $K_1 I^2 \cos 2\omega t$: pulsatoria, con doble frecuencia de la alterna aplicada y de valor medio cero. Esta no contribuye al torque medio pero se manifiesta como una vibración mecánica que produce ruido. Para superar este problema y hacer mas constante la fuerza, se coloca una espira en cortocircuito en el núcleo. Por lo tanto, en general se puede escribir:

$$F = K_1 I^2 - K_2 \quad (2.28)$$

La ecuación (2.28), permite graficar la fuerza F como función de la corriente I , tal como se muestra en la Figura 2.57, donde: $I_0 = \pm \sqrt{K_2/K_1}$; es la corriente mínima de operación (pick-up).

En la Figura 2.57 se puede observar que la fuerza es positiva independientemente del sentido de la corriente a partir de $I = I_0$. La zona indicada con líneas de segmentos no tiene sentido físico.

Razón de reposición: Se define como la razón entre la corriente mínima de operación (pick-up) y la corriente máxima de desoperación o reposición (drop-out). Para visualizar esto en este tipo de relé, se puede escribir de nuevo la ecuación (2.24), incluyendo (2.23), de la siguiente forma, con el fin de hacer notar el efecto que tiene el entrehierro en el valor de la fuerza neta:

$$F = K \frac{I^2}{(x+d)^2} - K_2 \quad (2.29)$$

La corriente mínima de operación I_0 se tiene cuando $F=0$ y $x = x_{\text{máx}}$, es decir de (2.29)

$$I_0 = (x_{\text{máx}} + d) \sqrt{K_2/K} \quad (2.30)$$

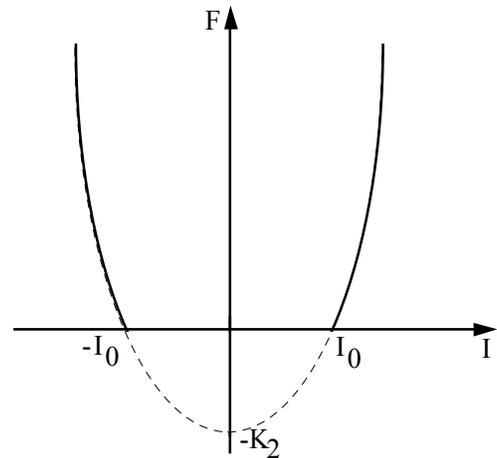


Figura 2.57.- Curva de operación de un relé de tipo electromagnético

La corriente máxima para que el relé se desopere I_d se tiene en (2.29); cuando $F=0$ y $x=0$

$$I_d = d\sqrt{K_2/K} \tag{2.31}$$

Por lo tanto, la razón de reposición de este relé es:

$$RR = \frac{I_0}{I_d} = \frac{x_{m\acute{a}x} + d}{d} = \frac{x_{m\acute{a}x}}{d} + 1 \tag{2.32}$$

Como $x_{m\acute{a}x} \gg d$, la razón de reposición es normalmente $\gg 1$, lo que significa que una vez operado, la corriente debe disminuir bastante su valor para que el relé se desopere. Esto explica también el uso del material no magnético en el entrehierro ya que en caso contrario, la razón de reposición tendería a infinito.

Por su sencillez y economía, los relés electromagnéticos son muy usados como relés auxiliares. Tienen gran rapidez de operación, pero en algunos casos se les puede dotar de algún retardo en la operación, utilizando medios tales como: mecanismos de relojería, amortiguadores hidráulicos o neumáticos, etc.

a.2. Tipos constructivos

Corresponden a este tipo varias unidades que son de uso común, tales como: Las de armadura atraída o Hinged Relay (Figura 2.56) que se emplean en los relés de las series MG y SG de la Westinghouse; las de armadura succionada o émbolo o Plunger Relay (Figura 2.58), presentes en las unidades instantáneas de los relés de sobre corriente General Electric, English Electric etc. y las de armadura rotatoria (Figura 2.59), utilizadas en relés de tipo REG de Brown Boveri.

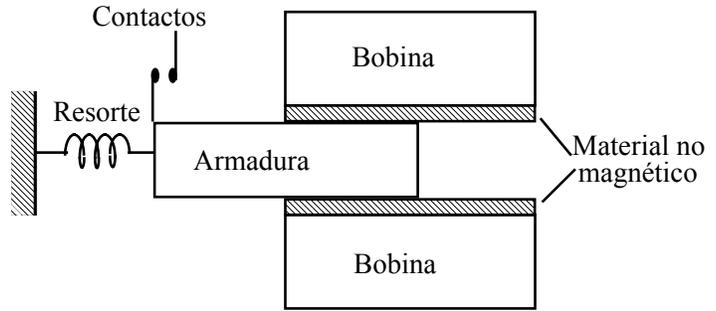


Figura 2.58.- Relé tipo armadura succionada

Existe un cuarto tipo de constructivo, de tipo balanza, el que se muestra en la Figura 2.60, el cual permite comparar dos magnitudes eléctricas. De esta forma, uno de los polos se alimenta de modo que produzca un torque resistente (polo de retención) y el otro, con una magnitud que tienda a producir operación (polo de operación). Estos últimos elementos son utilizados en la unidades direccionales de los relés de sobrecorriente de este tipo.

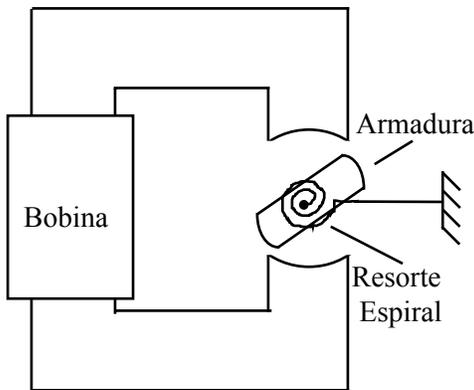


Figura 2.59. Relé tipo armadura rotatoria

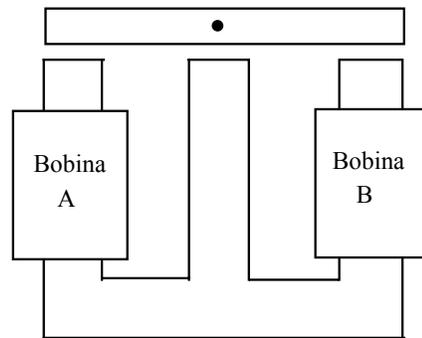


Figura 2.60.- Relé tipo balanza

Unidades de medida polarizadas: Son unidades electromagnéticas especiales, en las cuales el sentido del movimiento depende de la polaridad de la magnitud de excitación. Una parte del flujo necesario para producir el torque, es proporcionado por un imán permanente de manera similar al de un galvanómetro D'Arsonval. Por el hecho de contar con un flujo adicional, estas unidades son de bajo consumo (0,1 a 0,5 miliwatt) y de alta sensibilidad. Por ello resultan apropiados para trabajar con fuentes de baja potencia como shunts o rectificadores. La Figura 2.61 muestra diferentes formas constructivas que estos dispositivos pueden tomar. Desde luego, estos elementos son apropiados para trabajar con corriente continua o rectificada y su torque de operación será proporcional a la corriente de excitación. Sin embargo, en algunos dispositivos, se emplean dos magnitudes eléctricas, es decir, se tienen bobinas tanto en la parte fija como en la parte móvil (Figura 2.61 d), por lo cual se designan como magnitudes de polarización y operación respectivamente a la corrientes (tensiones) aplicadas a ellas. En este caso, el torque de operación es proporcional al producto de las corrientes en las bobinas, es decir:

$$T_{op} = K I_{op} I_{pol} \quad (2.33)$$

que cuando las corrientes de operación y retención son iguales, es semejante a la ecuación (2.25) y por lo tanto, su característica de funcionamiento corresponde a la mostrada en la Figura 2.57.

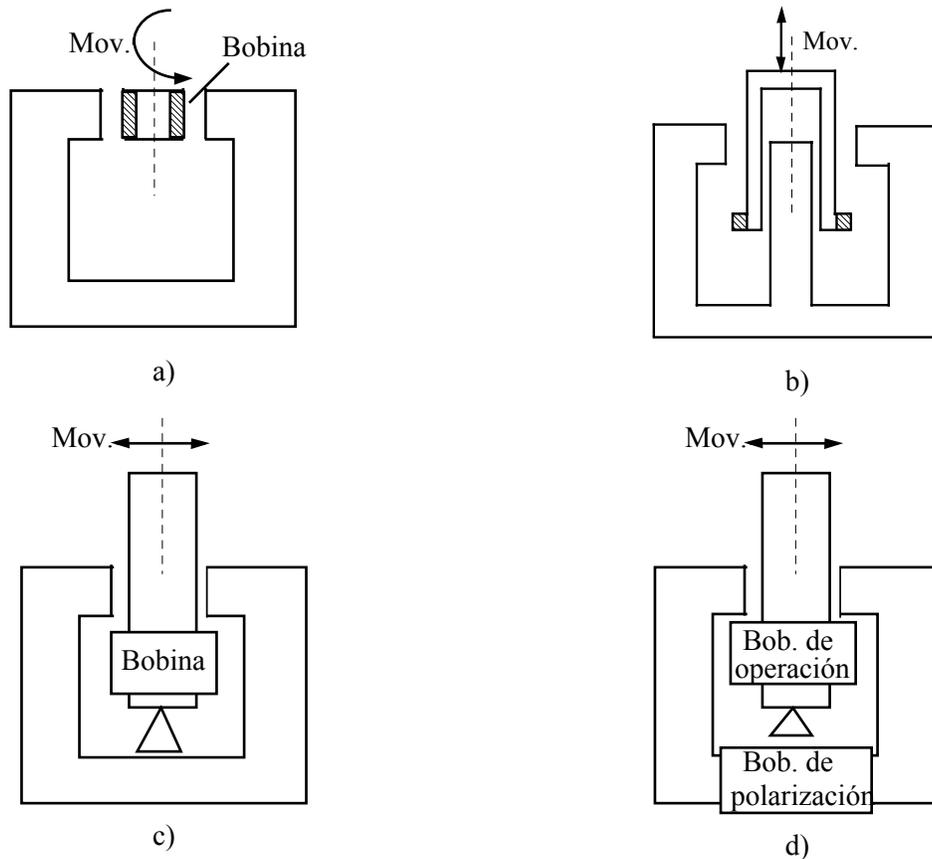


Figura 2.61.- Elementos comparadores polarizados: a) Bobina móvil radial, b) Bobina móvil axial; c) Armadura móvil y d) con dos magnitudes eléctricas

b. Relés de inducción

El funcionamiento de este tipo de relés consiste en hacer actuar dos flujos magnéticos variables en el tiempo, desfasados y con distinto punto de aplicación, sobre un elemento móvil que puede girar alrededor de un eje. Debido a esto, sólo son aplicables en Corriente Alterna.

b.1. Funcionamiento y determinación del torque

Sea un relé de tipo disco de inducción cuyo elemento móvil es un disco metálico (generalmente de aluminio), tal como el que se muestra en la Figura 2.62. Si en el instante considerado, los flujos ϕ_1 y ϕ_2 aplicados perpendicularmente en los puntos a y b del disco están aumentando; según la ley de Lenz, las corrientes inducidas tendrán los sentidos indicados y en consecuencia, las fuerzas f_1 y f_2 ejercidas en los mismos puntos, producirán un torque que hará girar el disco.

De acuerdo con la Ley de Laplace, la fuerza f que se origina al interactuar un campo magnético de densidad de flujo b con una corriente i , que circula en un conductor de largo L , en cuadratura con el campo es:

$$f = L i b \quad (2.34)$$

Por lo tanto, en el disco de la Figura 2.62 se tiene que:

$$f_1 = K_1 i_2 \phi_1 \quad \text{y} \quad f_2 = K_1 i_1 \phi_2 \quad (2.35)$$

Si los flujos ϕ_1 y ϕ_2 varían sinusoidalmente en el tiempo y el primero adelanta al segundo en α° , es decir, $\phi_1 = \Phi_1 \sin \omega t$ y $\phi_2 = \Phi_2 \sin (\omega t - \alpha)$; donde Φ_1 y Φ_2 son los respectivos valores máximos de los flujos, las corrientes i_1 e i_2 en las trayectorias de resistencia r serán proporcionales a las tensiones inducidas y por lo tanto se puede escribir:

$$i_1 = -\frac{K_2}{r} \frac{d\phi_1}{dt} = -\frac{K_2}{r} \Phi_1 \omega \cos \omega t \quad (2.36)$$

$$i_2 = -\frac{K_2}{r} \frac{d\phi_2}{dt} = -\frac{K_2}{r} \Phi_2 \omega \cos(\omega t - \alpha) \quad (2.37)$$

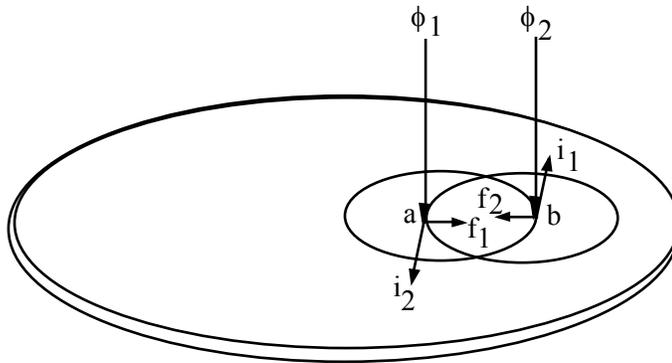


Figura 2.62.- Disco de Inducción

de esta forma:

$$f_1 = -\frac{K_1 K_2}{r} \omega \Phi_1 \Phi_2 \cos(\omega t - \alpha) \sin \omega t \quad (2.38)$$

$$f_2 = -\frac{K_1 K_2}{r} \omega \Phi_1 \Phi_2 \cos \omega t \sin(\omega t - \alpha) \quad (2.39)$$

y la fuerza resultante $f = f_2 - f_1$ se puede escribir como:

$$f = \frac{K_3 \omega}{r} \Phi_1 \Phi_2 \sin \alpha \quad (2.40)$$

La expresión (2.40) recibe el nombre de ley de Ferraris y es aplicable a todos los elementos comparadores tipo disco de inducción, donde K_1 , K_2 y K_3 son constantes de proporcionalidad.

Al analizar esta expresión se puede concluir que la fuerza es independiente del tiempo (es constante) y su magnitud es proporcional a la frecuencia y al producto de los flujos máximos e inversamente proporcional a la resistencia r del disco. Por otra parte, el sentido y magnitud de la fuerza dependen del valor de α , es decir del ángulo de desfase entre los flujos ϕ_1 y ϕ_2 . Así por ejemplo, si el flujo ϕ_1 adelanta 90° a ϕ_2 , la fuerza tenderá a mover el disco en el sentido de f_2 .

Como se dijo, esta fuerza da origen a un torque de operación T_{OP} , que se puede escribir como:

$$T_{op} = \frac{K_3 \omega d}{r} \Phi_1 \Phi_2 \sin \alpha \quad (2.41)$$

Como d (distancia entre el centro del disco y el punto de aplicación de las fuerzas) es una constante se puede escribir:

$$T_{op} = K \Phi_1 \Phi_2 \sin \alpha \quad (2.42)$$

b.2. Formas constructivas

El torque necesario para el movimiento del elemento móvil puede obtenerse de varias maneras, lo cual hace que los relés adopten diferentes formas constructivas:

- **Tipo disco de inducción**

El elemento móvil es un disco, generalmente de aluminio o cobre, que puede girar en el entrehierro de un circuito magnético. Según la forma en que se consiguen los flujos ϕ_1 y ϕ_2 se distinguen los siguientes tipos constructivos:

- **De espiras en cortocircuito**

Como se muestra en la Figura 2.63, consiste en una bobina y dos espiras en cortocircuito (polo partido), para conseguir un flujo auxiliar, desfasado del principal. Cada espira puede ser un anillo metálico o bien una bobina que se cortocircuita exteriormente a través de otra protección (unidad direccional, por ejemplo). Este tipo permite entrehierros pequeños, lo que da como resultado, mayores niveles de torque, debido a que prácticamente no hay flujos de pérdida. Ejemplo de este tipo constructivo es el relé de sobrecorriente IAC de la General Electric.

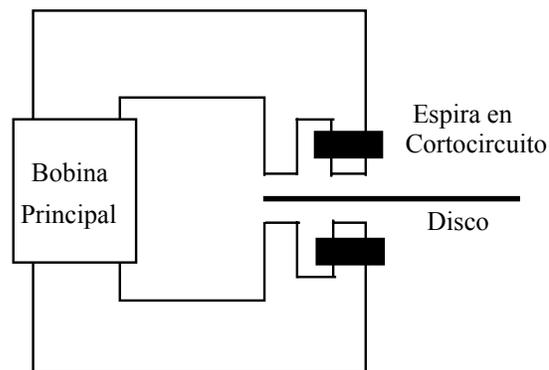


Figura 2.63.- Relés tipo disco de inducción con espiras en cortocircuito

- **Wattmétrico**

Su estructura es muy similar a la de un medidor de energía tal como se muestra en la Figura 2.64. Se utilizan en este caso, dos electroimanes que, en forma independiente, producen flujos que actúan sobre el disco. Tiene mayor entrehierro que el anterior, por lo que es menos sensible. Sin embargo, tiene la ventaja de que el polo superior y los inferiores pueden excitarse con magnitudes eléctricas diferentes.

- **Tipo cilindro (copa) de inducción**

El estator de esta unidad es similar al de un motor de inducción pero de polos salientes. En la Figura 2.65 se muestra una unidad de 4 polos, pero existen también unidades con dos y ocho polos, cada una apta para una aplicación en particular. La unidad tiene un núcleo de hierro central sobre el cual se ubica un cilindro de aluminio de paredes delgadas que tiene una forma similar a la de una copa. La carrera de la copa está limitada por topes y por los contactos. Un resorte en espiral proporciona el torque de reposición. El torque depende de las dos cantidades de operación y del ángulo que existe entre ellas, al igual que en los tipo disco de inducción. La inercia de la copa es reducida debido a su pequeño diámetro y el torque es alto por lo reducido del entrehierro. De esta forma, se logran altas velocidades de operación, pudiendo llegar a valores tan bajos como $\frac{1}{2}$ ciclo (10 mseg.). Se usa en la mayoría de los relés rápidos. Otras características de estos elementos son, su torque constante (no vibratorio), su elemento móvil sin conexiones eléctricas, su buena razón de reposición y el poco efecto que tienen sobre él los fenómenos transitorios.

Al disponer de varios polos se pueden combinar sus efectos para lograr que el relé responda a la resultante de varias magnitudes eléctricas. En general, el flujo que produce la operación tiene su origen en un enrollado alimentado por corriente, el flujo de retención puede originarse en un enrollado de voltaje. Además, se puede agregar un enrollado de polarización, el cual puede estar alimentado por voltaje o por corriente. Los relés GCX y GCY de la General Electric, son de este tipo.

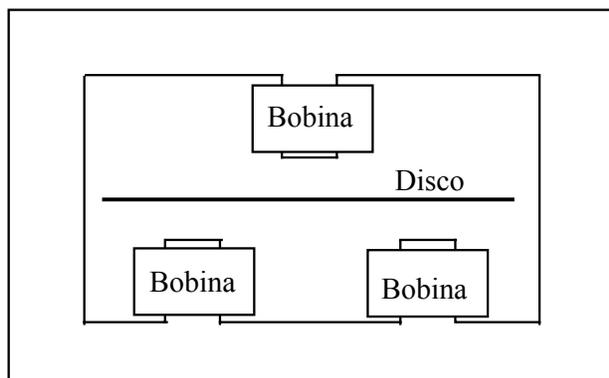


Figura 2.64.- Relés tipo disco de inducción Wattmétrico

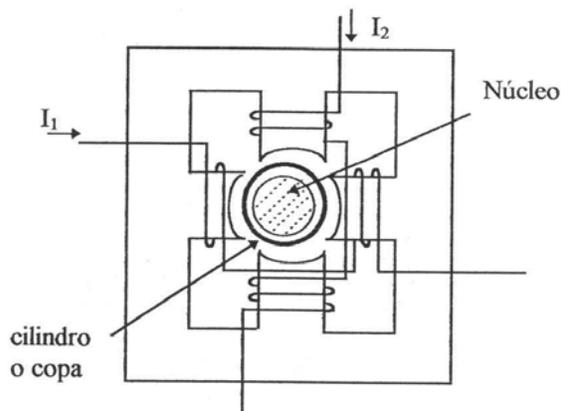


Figura 2.65.- Relé tipo copa de inducción de 4 polos

c. Relés térmicos

La mas simple de estas unidades opera bajo el principio del par bimetálico que puede tener la forma de una cinta recta o de una espiral con un extremo fijo y el otro libre. Cuando la temperatura cambia, el extremo de la cinta o espiral se mueve a causa de la diferencia del coeficiente de dilatación que tienen los dos metales. Este movimiento se utiliza para accionar un microswitch o un trinquete que accione un mecanismo de disparo de un interruptor. Sin embargo, este tipo es el menos utilizado en protecciones de sistemas eléctricos de potencia. Existen otros tipos de relés, en los cuales el elemento comparador puede ser una resistencia dependiente de la temperatura (RTD), una termocupla, etc.

d. Relés electrodinamométricos

Son similares en su principio de funcionamiento a los instrumentos electrodinamométricos, por lo cual cuentan con un electroimán fijo con un entrehierro donde se dispone una bobina móvil. El torque producido en el elemento móvil es proporcional al producto de los flujos de las partes fija y móvil. Estas unidades pueden aplicarse tanto en corriente continua como en corriente alterna, sin embargo, se utilizan muy poco en la práctica debido a su complejidad y elevado costo.

e. Relés mecánicos

Sus elementos de medida son puramente mecánicos, teniendo por ello, una gran variedad de formas constructivas. De entre ellos, se pueden citar los siguientes:

– Relés de sobrevelocidad

Son de tipo centrífugo y en general se han desarrollado según el principio del regulador de Watt, usado en máquinas de vapor.

– Relés Buchholz y de presión súbita

Se usan en transformadores de poder y funcionan en base al hecho de que al producirse fallas internas, se generan pequeños arcos eléctricos, incluso en fallas incipientes, los que originan gases provenientes de la descomposición del aceite. Si, por otra parte, la cantidad de gases es grande, se producen verdaderas corrientes de aceite en el interior y en consecuencia, sobrepresiones. Estos relés operan debido a la presencia de algunas o todas estas manifestaciones de falla interna.

El mas completo es el relé Buchholz (Figura 2.66) que se utiliza en transformadores con estanque conservador de aceite, ubicándose en el conducto de comunicación entre el tanque y el conservador. Consta de dos elementos: Una especie de flotador que detecta la presencia de gases y opera una alarma y una válvula que para grandes presiones de los gases, actúa directamente sobre el desenganche del interruptor. El relé de presión súbita se usa en transformadores sellados. Al producirse una gran presión de aceite y gases, se cierra una válvula que comanda un contacto y con ello el desenganche del interruptor de poder.

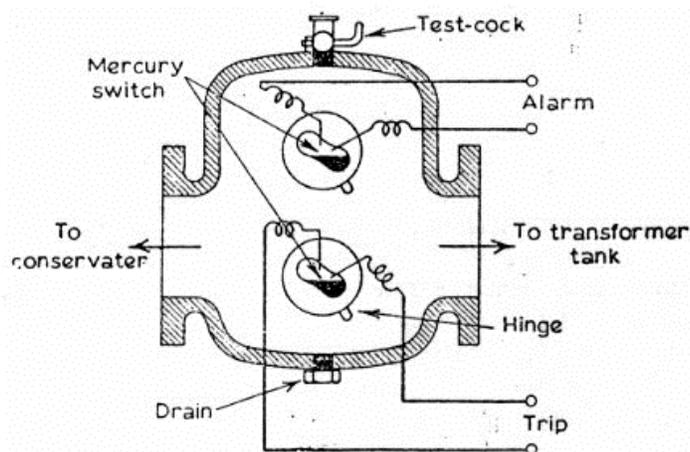


Figura 2.66.- Relé Buchholz

2.4.6.2. Relés estáticos

a. Unidades tipo amplificador magnético

La Figura 2.67 muestra este tipo de unidad, la que funciona en base a un transformador especial, en cuyo núcleo se disponen dos enrollados: Uno para corriente continua (llamado de control), el cual controla el grado de saturación del núcleo y por lo tanto la impedancia que presenta el otro enrollado y por ende la corriente que lo recorre. De este modo se logra controlar la respuesta del elemento. La señal de salida generalmente se aplica a un elemento de respuesta auxiliar de mucha sensibilidad y bajo consumo. A estos tipos de unidades se les conoce también con el nombre de transductores. Son unidades robustas cuya sensibilidad depende en gran medida del elemento de respuesta. Su aplicación es cada vez menor.

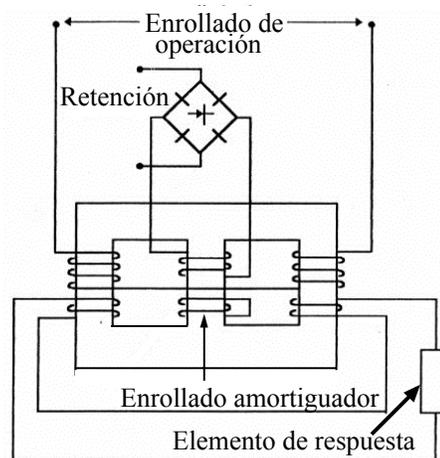


Figura 2.67.- Amplificador magnético

b. Unidades tipo puente rectificador

Estas unidades están basadas en elementos rectificadores semiconductores o diodos que fueron los primeros elementos de estado sólido desarrollados, por lo que son bastante confiables. En la Figura 2.68 puede verse un elemento comparador, en base a dos puentes rectificadores de onda completa conectados en serie. Cada puente está alimentado con una magnitud alterna de excitación. El puente de la izquierda se alimenta con la magnitud de operación. El otro con la magnitud de retención. Con los sentidos dados en la figura, el relé auxiliar operará siempre que $I_{op} > I_R$. Existen varias versiones de relés que hacen uso de unidades en base a rectificadores, como por ejemplo algunos relés de distancia, relés de hilo piloto, etc.

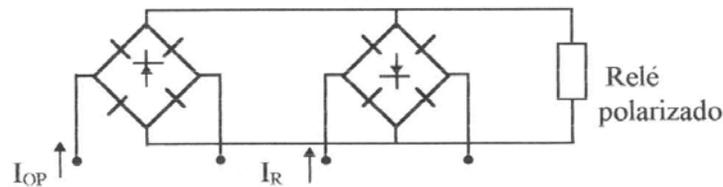


Figura 2.68.- Unidad tipo puente rectificador

c. Unidades de estado sólido

Se ha preferido utilizar el término estado sólido en vez de electrónicos, para referirse a este tipo de unidades, dado que en la actualidad no se usan válvulas electrónicas. El desarrollo de los relés de estado sólido ha estado muy estrechamente ligado al de los elementos electrónicos modernos, de modo que se hará referencia a tres tipos que son los que se usan en la actualidad.

c.1. Unidades a Transistores

Estas unidades hacen uso de componentes de baja potencia, tales como: diodos, transistores y sus resistencias y condensadores asociados. En general, los relés usan componentes de silicio por su gran estabilidad en un amplio rango de temperaturas. Muchas unidades están basadas en circuitos lógicos del tipo AND, NOT, OR, etc. Cada uno de los circuitos que se conocen en protecciones con elementos electromecánicos tiene su equivalente de estado sólido. Se incluyen a continuación algunos de ellos.

– Unidad de sobrecorriente instantánea

En la Figura 2.69 se presenta una unidad de sobrecorriente instantánea. El circuito mostrado es básicamente un detector de nivel de corriente continua.

La corriente de entrada, proveniente del secundario de los transformadores de corriente se transforma en voltaje derivado de la corriente, en el secundario del transformador de entrada. Este voltaje es limitado por el recortador zener Z_1 y la resistencia R_2 . Para niveles bajos de corrientes de entrada, el voltaje es proporcional a la corriente como queda determinado por R_1 y R_3 . El valor mínimo de operación (pick-up) se ajusta mediante R_1 . Un ajuste bajo de R_1 , permite el paso de más corriente a través de R_1 y R_3 y, en consecuencia, menos hacia el “phase splitter”. Este último consta de una malla R-C, un transformador y un puente rectificador. El voltaje de salida de esta unidad se muestra en la parte superior de la Figura 2.69. Cuando este voltaje se iguala con el voltaje del zener Z_2 , el diodo zener conducirá entregando una corriente de base que lleva a Q_1 a saturación es decir, conduce. Q_1 , a su vez dispara a Q_2 , el cual proporciona la corriente de salida a través del diodo D_2 y la resistencia R_9 . Además, Q_2 proporciona realimentación positiva a través de R_7 y D_1 , componiéndose con el efecto del detector de nivel para producir una acción de “resorte”. La corriente de reposición puede ajustarse mediante R_7 . Normalmente se da un ajuste tal que la razón entre operación y reposición sea de alrededor de 0,97; de modo que este ancho de banda junto con la acción de resorte evitan una especie de “chisporroteo” al operar y desoperar el relé.

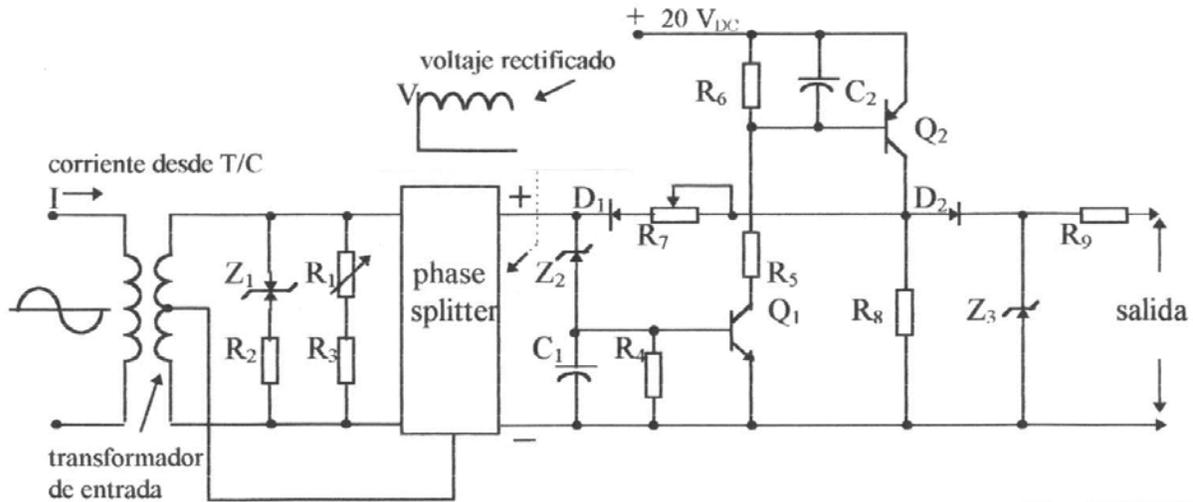


Figura 2.69.- Detector de nivel C.C. como unidad de sobrecorriente instantánea

– Circuito con indicador y alarma

Este circuito de luces (Figura 2.70) es el equivalente de estado sólido al de las tarjetas de indicación de los relés electromecánicos. El estado normal es con un uno en la entrada y Q_1 conduciendo. Para que opere, la entrada debe ser cero, con lo cual Q_1 se apaga y C_1 comienza a cargarse a través de R_3 y R_7 . Cuando el voltaje a través de C_1 alcanza el punto de encendido de Q_2 este se enciende, disparando a Q_4 y Q_5 , energizando la luz indicadora y el dispositivo de alarma.

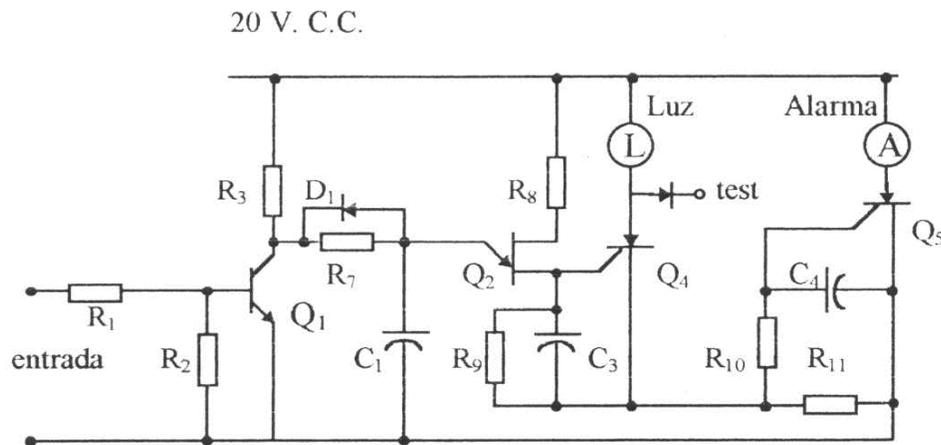


Figura 2.70.- Circuito con indicador y alarma

– Circuito Lógico típico de temporizador

En circuitería lógica se usan ampliamente circuitos temporizadores o timers como el que se muestra en la Figura 2.71. Con una entrada presente, Q_1 está conduciendo y cortocircuitando a R_4 - C_1 . Al remover la señal de la entrada, Q_1 deja de conducir permitiendo que C_1 se cargue a través de R_3 y R_4 . Cuando el voltaje de C_1 alcanza el voltaje zener de Z_1 , más el voltaje de D_1 hacen fluir una corriente por la base de Q_2 , con lo cual éste conduce y desaparece el voltaje de salida. Con la adecuada selección de los valores para R_3 , R_4 , C_1 y Z_1 se puede obtener un amplio rango de valores de operación.

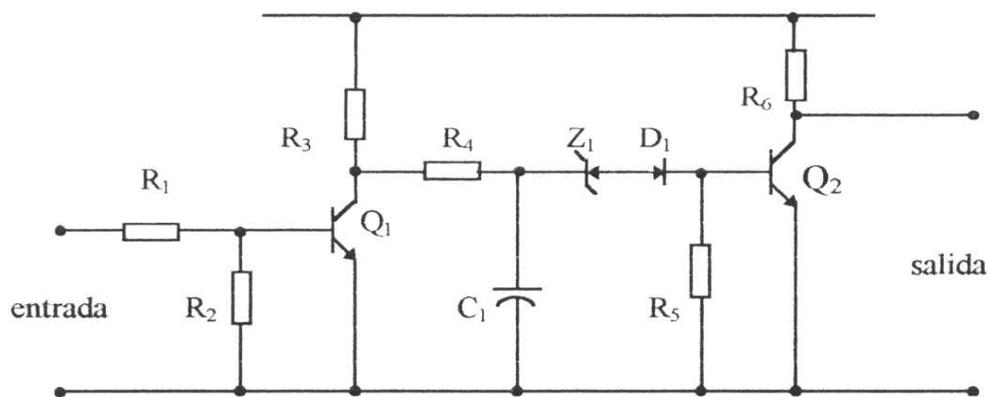


Figura 2.71.- Circuito lógico típico de temporizador

c.2. Unidades con circuitos integrados

El estado actual de la técnica en construcción de relés tiende cada vez mas hacia la utilización de circuitos integrados lineales y digitales para reemplazar a los circuitos a transistores vistos en los párrafos anteriores. A continuación se muestran dos unidades que utilizan estos componentes.

– Relé de sobrecorriente instantáneo

La unidad de sobrecorriente instantánea de la Figura 2.72 está diseñada en base a amplificadores operacionales. La corriente de entrada “ i ” es convertida a un voltaje proporcional a través de la resistencia shunt R que es filtrado por la acción del filtro pasabajos O_{p1} . El operacional O_{p2} es un amplificador inversor de ganancia ajustable. La señal amplificada es rectificada luego por O_{p3} y O_{p4} . El operacional O_{p5} es un integrador que proporciona una señal senoidal. El operacional O_{p6} es un detector de nivel que entrega una salida lógica (cero ó uno).

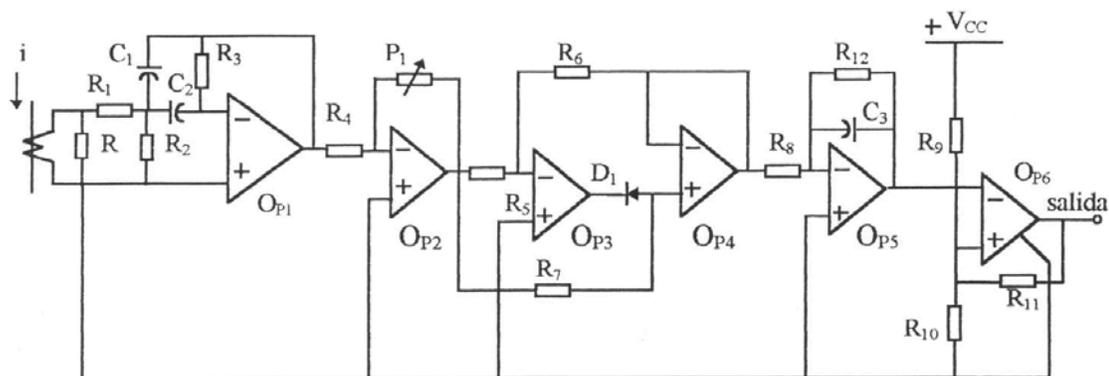


Figura 2.72.- Unidad de sobrecorriente instantánea

– Relé de sobrecorriente de tiempo inverso

El diagrama lógico de la Figura 2.73 muestra un relé de sobrecorriente de tiempo inverso, en el cual la curva de operación cambia según sea el módulo que se le inserte (Inverso, muy inverso, extremadamente Inverso). El relé es del tipo de estado sólido SCO de la fábrica Westinghouse. Sus características son equivalentes a las de un relé del tipo electromagnético de la serie CO, e incluso puede ser instalado en la misma caja de éste. La potencia necesaria para alimentar el relé se obtiene de la corriente de entrada, a través del transformador de corriente a voltaje “ T ”. El voltaje de salida de referencia, habilita al enrollado de información para la detección de la sobrecorriente.

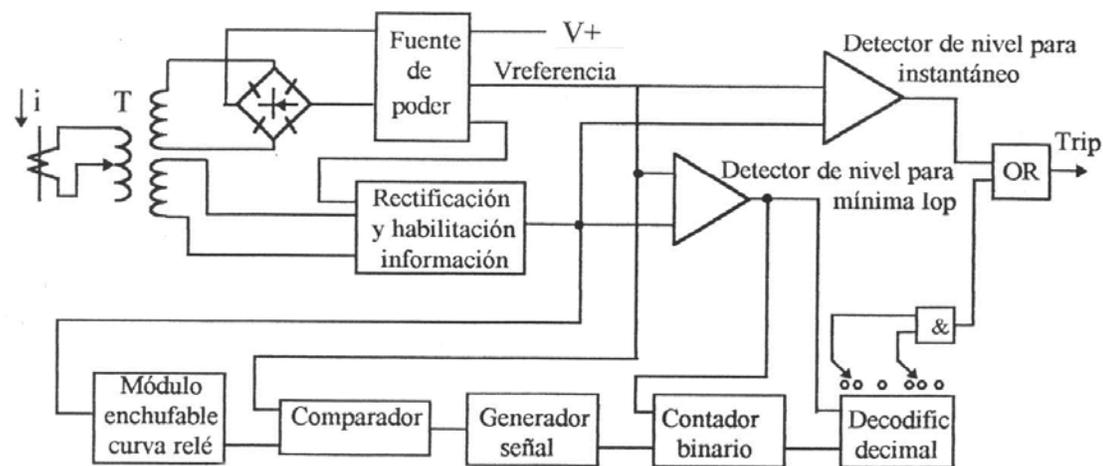


Figura 2.73.- Relé de sobrecorriente de tiempo inverso SCO

c.3. Relés con microprocesador

Con el desarrollo actual de la electrónica han aparecido en el mercado una diversidad de relés en base a microprocesadores, que aunque son mas caros entregan una cantidad de prestaciones que equivalen a disponer de varios relés en uno, e incluso permiten contar con algunas medidas de magnitudes eléctricas. Entre los modelos existentes en el mercado se considerará el relé tipo RACIF de ASEA por su gran versatilidad.

Algunas de las características de estos relés son las siguientes:

- * Son prácticamente libres de mantención.
- * No necesitan alimentación auxiliar.
- * Tienen requerimientos muy bajos de potencia desde los transformadores de medida.
- * Son apropiados para sustituir a los relés del tipo electromecánicos, con la ventaja de tener incorporadas curvas características de tiempo inverso y de tiempo definido, seleccionables por medio de microswitches.
- * La función instantánea puede ser bloqueada o temporizada.
- * Se pueden conectar de modo de operar con cualquier combinación de fallas entre fases y fallas a tierra.
- * Poseen un alto grado de inmunidad contra interferencias eléctricas.
- * Son de diseño compacto, por lo cual ocupan menos espacio.
- * Las curvas características y las funciones de tiempo son realizadas por el microprocesador, usando tablas de datos y lazos de retardo.

En la Figura 2.74, se muestra el diagrama en bloques del relé RACIF de ASEA.

Un microprocesador controla el funcionamiento de la protección. Permanentemente está controlando todas las entradas para comprobar la confiabilidad de la información antes de operar.

La salida es a través de relés auxiliares rápidos. Cuenta también con una salida a través de un optoacoplador que puede utilizarse para combinar con otras protecciones, por ejemplo, para bloquear una protección de barras.

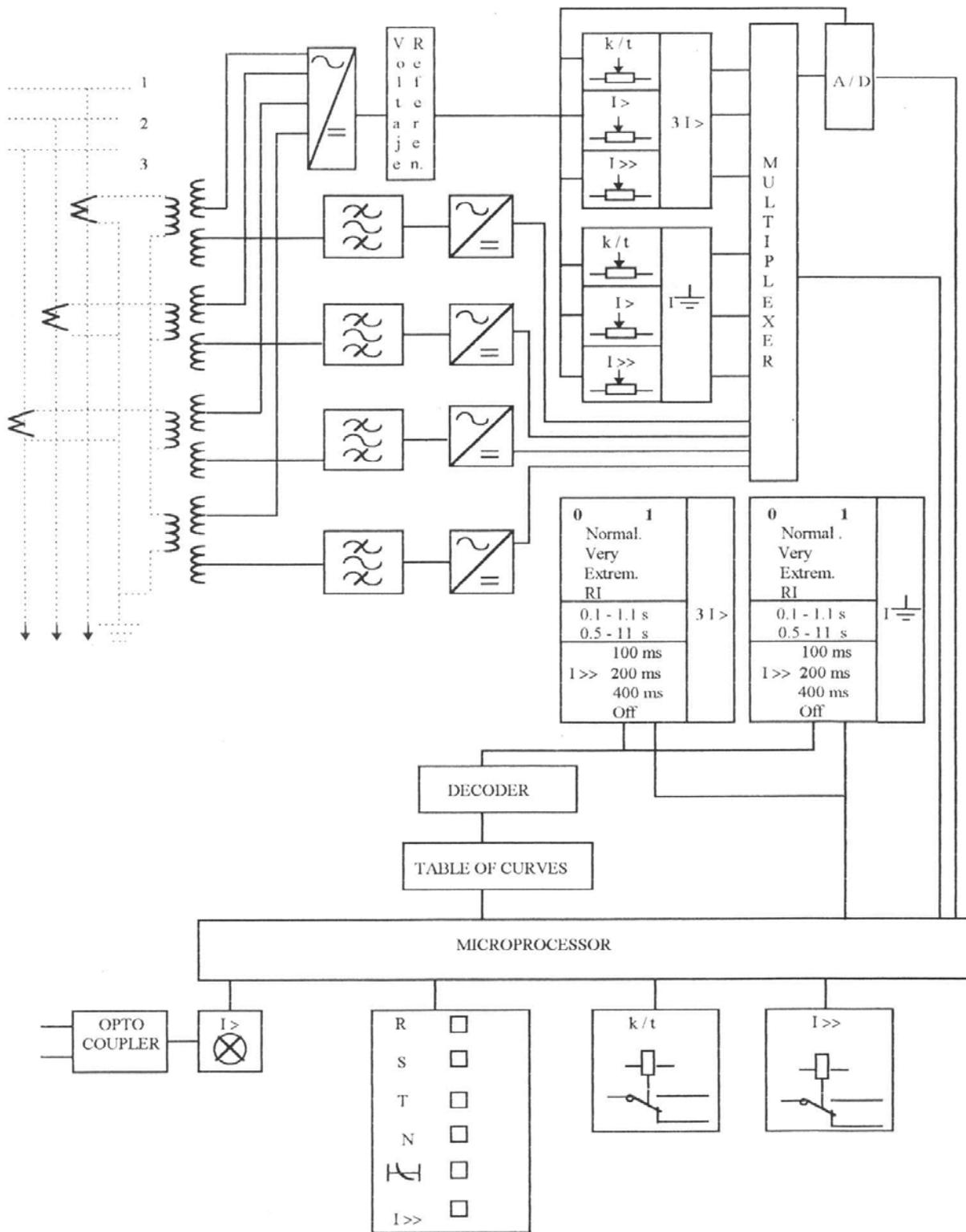


Figura 2.74.- Relé de sobrecorriente trifásico mas tierra, modelo RACIF

2.4.7. Identificación de los Relés de Protección y Dispositivos de Control

Como se dijo, un relé de protección es un equipo cuya función es vigilar o sensar permanentemente una variable eléctrica y comandar la operación de un interruptor en el caso que la amplitud de la variable sensada varíe con respecto a un valor predeterminado. Una forma de identificar estos relés y otros equipos primarios de control, de acuerdo a la función que realizan es usando los números definidos en la norma ANSI/IEEE C57-2-1979. Estos números van del 1 al 99 y cada uno de ellos identifica un determinado dispositivo. Algunos de estos números se indican a la Tabla 2.14.

Tabla 2.14.- Números normalizados de algunos dispositivos

Número	Descripción	Número	Descripción
21	Relé de distancia	51	Relé de sobrecorriente temporizado
25	Relé de chequeo de sincronismo	52	Interruptor de Potencia
27	Relé de bajo voltaje	59	Relé de sobre voltaje
30	Dispositivo anunciador	60	Relé de balance de voltaje
32	Relé direccional de potencia	67	Relé direccional de sobrecorriente
40	Relé de pérdida de excitación	79	Relé de reconexión
41	Interruptor de campo	81	Relé de frecuencia
46	Relé de inversión de fases	86	Relé de bloqueo
49	Relé térmico de sobrecarga	87	Relé diferencial (de corriente)
50	Relé de sobrecorriente instantáneo	94	Relé antibombeo

Junto a estos números una letra indica el equipo que se protege o bien complementa la información dada por el número.

CAPITULO 3

PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

3.1. Introducción

Uno de los fenómenos más comunes que se presentan durante las anomalías en un sistema eléctrico de potencia y en especial en los cortocircuitos, es el aumento de la corriente por sobre los valores normales de operación. Este aumento se utiliza para discriminar la ocurrencia de fallas, ya sea como protección principal o de respaldo y el relé se denomina de sobrecorriente. Es uno de los sistemas más simples y se usa ampliamente, especialmente en alimentadores radiales de distribución (10 a 25 kV en Chile) y transformadores de poca potencia (hasta 4 MVA). Como protección de respaldo se usa en equipos más importantes dentro del SEP, tales como: generadores, transformadores de mayor potencia, líneas de media tensión, etc.

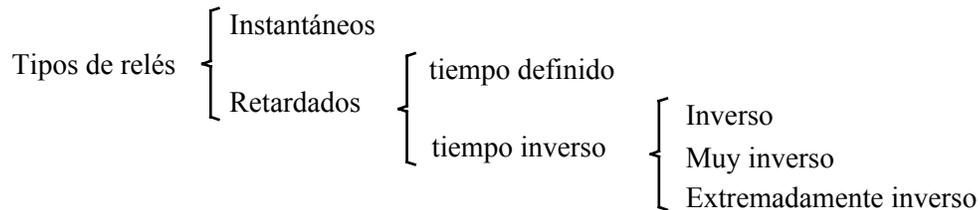
El funcionamiento de un relé de sobrecorriente es simple ya que su operación depende de dos variables básicas:

- El nivel de corriente mínima de operación (o corriente de pick-up), que es aquel valor que produce el cambio de estado del relé.
- La característica de tiempo de operación, es decir la forma en que el relé responde en cuanto al tiempo.

3.2. Características de operación

De acuerdo a la característica de tiempo de operación, los relés pueden clasificarse, en general, tal como se muestra en el cuadro 3.1 siguiente:

Cuadro 3.1.- Tipos de relés según su característica de tiempo de operación



Estas características quedan definidas en forma aproximada por las siguientes expresiones:

Instantáneos:	$t = 0$	para $I \geq I_{op}$	
Tiempo definido	$t = K$	para $I \geq I_{op}$	
Tiempo inverso	$t = K / I$		(3.1)
Tiempo muy inverso	$t = K / I^2$		
Tiempo extremadamente inverso	$t = K / I^3$		

Lo anterior es en la realidad una aproximación, ya que; para el caso de los relés electromecánicos, por ejemplo, en la forma de las curvas tienen mucha influencia elementos tales como: el resorte de reposición, la inercia de las partes móviles, imanes permanentes de freno, etc., de manera que en la práctica se obtienen curvas como las indicadas en la Figura 3.1.

Para los relés de estado sólido, es posible conseguir una variedad más amplia de curvas, las que además pueden ser expresadas matemáticamente, como se verá más adelante.

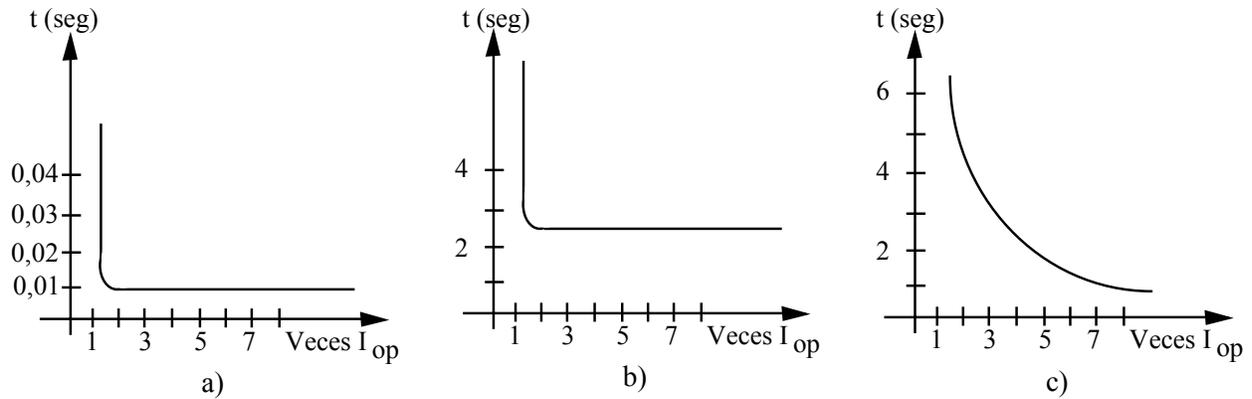


Figura 3.1.- Curvas de tiempo corriente de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso

3.3. Aspectos constructivos y de funcionamiento

Se incluye aquí una breve descripción de los diversos tipos de relé de sobrecorriente, más empleados.

3.3.1. Protecciones de sobrecorriente instantáneas

Estos relés, como unidades aisladas, se usan poco en los sistemas eléctricos de potencia. Generalmente se utilizan en conjunto con otras protecciones, con el fin de combinar sus características. Se construyen del tipo de armadura succionada, armadura atraída y copa de inducción. El torque de estos elementos responde a una expresión del tipo KI^2 . Los tiempos de operación son del orden de los 10 a los 60 milisegundos. La característica de operación, especialmente en los elementos tipo copa de inducción, corresponde a la curva mostrada en la Figura 3.1 a).

3.3.2. Protecciones de sobrecorriente de tiempo definido

Una protección simple de tiempo definido podría obtenerse usando un relé instantáneo en conjunto con un elemento temporizador (T) que produzca el retardo necesario, (Figura 3.2). Sin embargo, en la práctica se utiliza muy poco una solución en base a elementos independientes, sino que se usa un relé del tipo disco de inducción cuya curva sea muy poco inversa, de modo que pueda llamarse de tiempo definido. De todas maneras, en este tipo de relé el tiempo se define para 10 veces la corriente de operación, en adelante. Esta característica de operación se consigue utilizando una unidad de medida cuyo núcleo se satura rápidamente. En los relés de estado sólido se utiliza un elemento comparador que actúa a través de un temporizador. El relé opera solo si la sobrecorriente se mantiene durante el tiempo necesario. En caso contrario, el relé se repone.

3.3.3. Protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso

La principal características de este tipo de relés es que mientras mayor sea la corriente aplicada, menor es su tiempo de operación. Este principio da origen a una variedad de relés con diversas características de tiempo de operación y pequeñas diferencias de diseño eléctricas y mecánicas. En el caso de los de tipo electromecánico, el relé está basado en una unidad de medida de disco de inducción, ya sea del tipo de espira en cortocircuito o wattmétrica, tal como las descritas en el Capítulo 2.

a. Relé tipo disco de inducción

El relé IAC51B de la General Electric que se muestra en la Figura 3.3 es de tipo disco de inducción con espiras en cortocircuito. El disco del relé está montado sobre un eje que es retenido por un resorte espiral cuya tensión puede regularse, permitiendo el ajuste de corriente mínima de operación. El contacto móvil está sujeto al disco de modo que gira junto con éste y cierra su circuito a través del espiral. El contacto fijo está montado sobre la armazón metálica del relé; el torque de operación es producido por la unidad electromagnética y en frente de ésta se encuentra ubicado un imán permanente que actúa como freno para el

disco, una vez que éste se encuentra en movimiento, sustituyendo en cierta forma al resorte espiral, que en estas condiciones prácticamente no tiene ningún efecto. La posición de reposo del disco está definida por un tope móvil que permite variar la separación inicial entre los contactos fijo y móvil, los cuales determinan un ángulo β entre sí. El ajuste de la separación de los contactos, es decir del ángulo β (Figura 3.4), se acostumbra denominarlo "LEVER". Las distintas posiciones dan origen a una familia de curvas de tiempos de operación del relé que pueden ser seleccionadas por medio de una rueda numerada o dial de tiempo (time dial) que va desde 1 ó 0,5 a 10 en los relés Americanos y desde 0,1 (0,05) a 1 en los Europeos. La corriente de operación del relé se ajusta utilizando las tomas o tap adecuados de la unidad electromagnética. La posición del imán permanente también es posible de ajustar e influye sobre la curva de tiempos de operación.

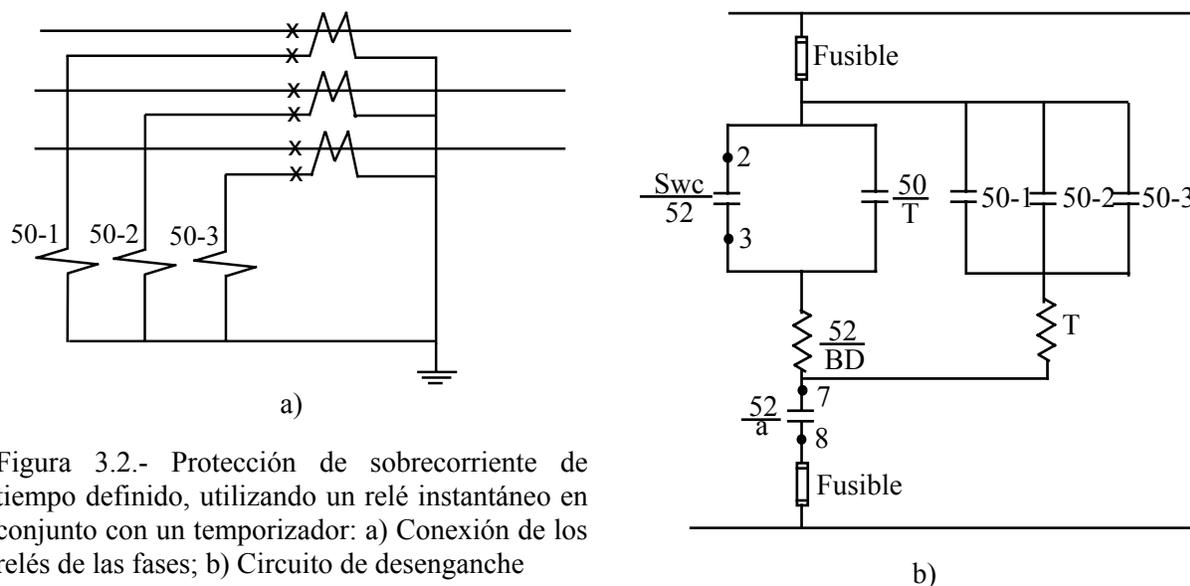


Figura 3.2.- Protección de sobrecorriente de tiempo definido, utilizando un relé instantáneo en conjunto con un temporizador: a) Conexión de los relés de las fases; b) Circuito de desenganche

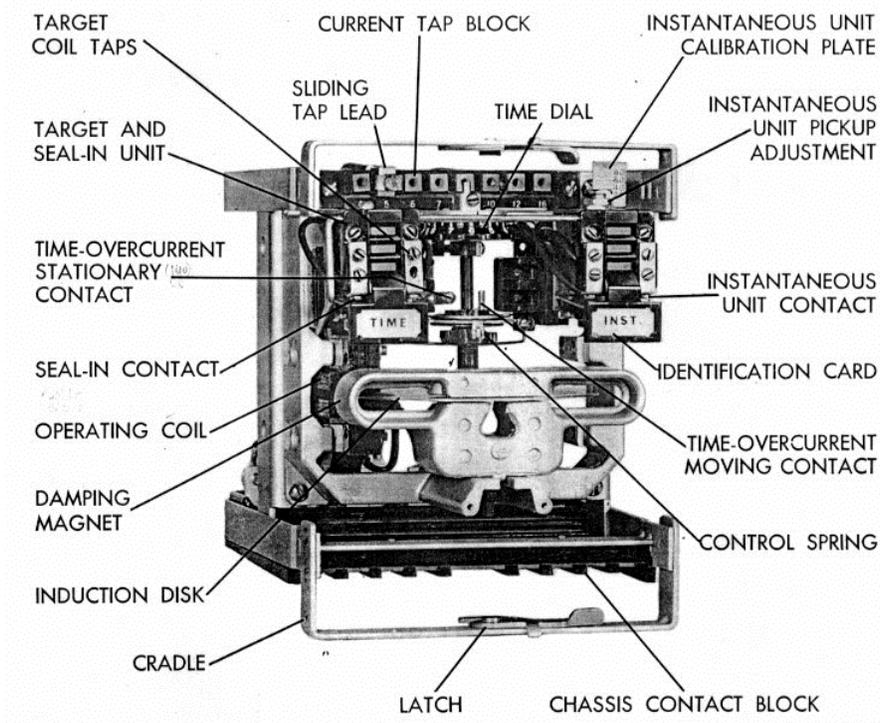


Figura 3.3.- Relé de sobrecorriente IAC51B de la General Electric

Para obtener la ecuación de tiempo versus corriente, se considerará la Figura 3.4 que muestra la disposición del disco móvil y los diferentes elementos que contribuyen al torque del relé. Por otra parte, en la Figura 3.5 se muestra el esquema de la estructura magnética con la bobina principal y la espira en cortocircuito, así como el diagrama fasorial que muestra los flujos que producen el torque de operación o torque motriz.

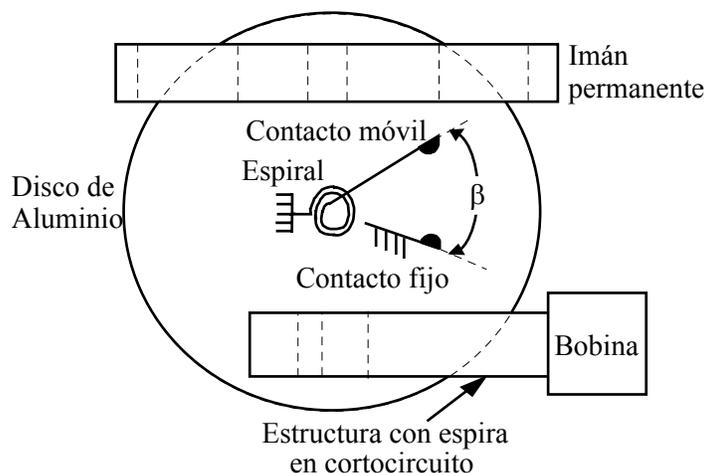


Figura 3.4.- Esquema del elemento comparador de un relé tipo espira en cortocircuito

Según lo visto en el Capítulo 2 (Ecuación 2.42), el torque de operación o motriz, T_M es de la forma:

$$T_M = K \Phi_1 \Phi_2 \sin \alpha \quad (3.2)$$

Donde Φ_1 y Φ_2 (valores máximos de los flujos), dependen del número de espiras N y de la corriente I . Además, tal como se muestra en la Figura 3.5, el ángulo de desfase α entre los flujos es constante y por lo tanto se puede escribir:

$$T_M = K_M (NI)^2 = K_M N^2 I^2 = a I^2 \quad (3.3)$$

Donde $a = K_M N^2$ es constante para un número determinado de espiras de la bobina

El imán permanente proporciona un torque de retención T_F que se supone proporcional a la velocidad del disco ω , a través de una constante b , que considera la densidad de flujo B del imán, que es constante

$$T_F = b \omega \quad (3.4)$$

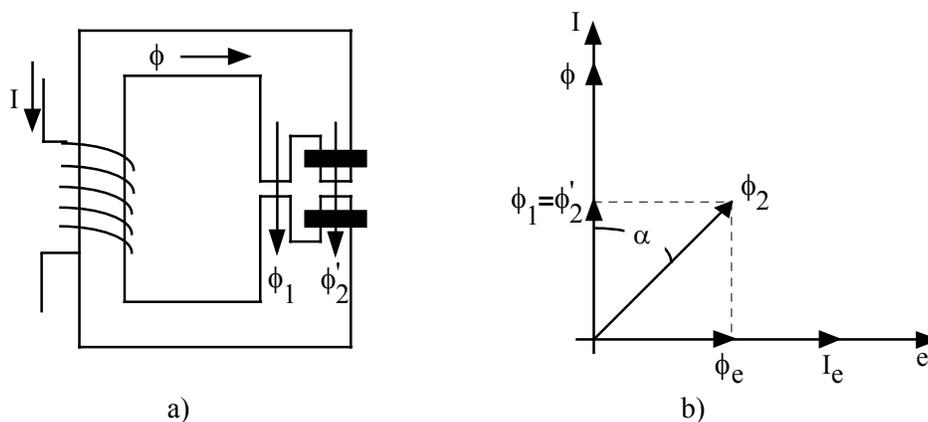


Figura 3.5.- Relé de inducción de espira en cortocircuito: a) Estructura magnética; b) Diagrama fasorial

El resorte antagónico suministra un torque de retención T_R que se puede suponer constante, o sea:

$$T_R = c \quad (3.5)$$

Luego, el Torque T que opera sobre el disco, es:

$$T = T_M - T_F - T_R = J \frac{d\omega}{dt} \quad (3.6)$$

Donde J es el momento de inercia de las partes móviles. La solución de la ecuación diferencial (3.6) es de la forma:

$$\omega(t) = \frac{a I^2 - c}{b} \left[1 - e^{-\frac{b}{J}t} \right] \quad (3.7)$$

Si, como ocurre normalmente J es pequeño comparado con b (por diseño), se puede despreciar el segundo término del paréntesis de la ecuación (3.7) (el transiente es muy rápido), por lo que se puede escribir:

$$\omega(t) = \frac{a I^2 - c}{b} = \frac{d\beta}{dt} = \text{constante} \quad (3.8)$$

Cuya solución, suponiendo que en $t=0$, $\beta=0$ es:

$$\beta(t) = \frac{a I^2 - c}{b} t \quad (3.9)$$

Que, considerando que c/b es muy pequeño, queda:

$$t = \frac{b\beta/a}{I^2} \quad (3.10)$$

Como el ángulo β de operación es un parámetro que se varía con el dial (LEVER), entonces, para cada LEVER se tiene:

$$t = \frac{K}{I^2} \quad (3.11)$$

Con $K = b \beta/a$ y donde “a” incluye a N y “b” incluye a B , que es la densidad de flujo producida por el imán permanente.

La expresión (3.11) corresponde a la de una hipérbola equilátera, que sólo tiene significado en el primer cuadrante, ya que corresponde a la disposición constructiva en que el torque del elemento móvil tiende a cerrar los contactos.

Si se considera el ángulo β como parámetro, se obtiene una familia de curvas como la que se muestra en la Figura 3.6, donde $\beta_1 < \beta_2 < \beta_3$.

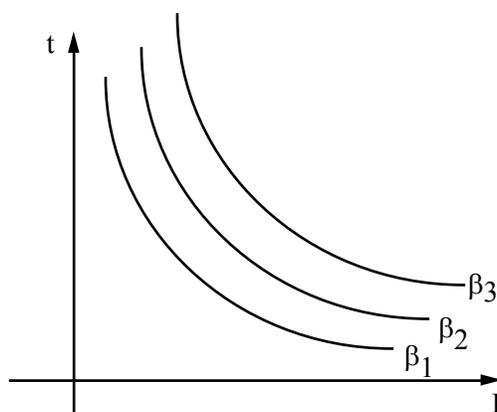


Figura 3.6.- Curvas de tiempo versus corriente para relés tipo disco de inducción

Si se varía el nivel de torque del comparador y se varía también la densidad de flujo B del imán permanente y la cantidad de espiras N , se pueden obtener las diferentes curvas características que se muestran en la Figura 3.7, las que se denominan: Inversa, Muy inversa y Extremadamente inversa.

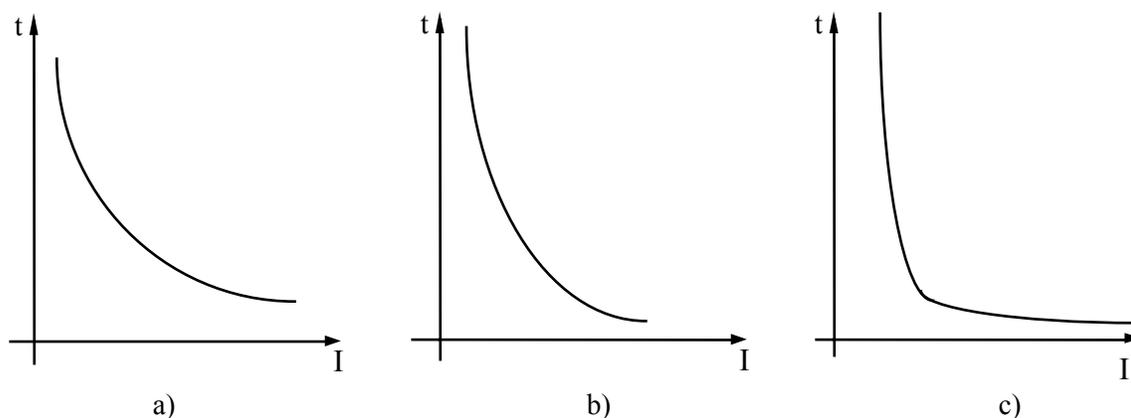


Figura 3.7.- Curvas características tiempo-corriente de relés inversos: a) Inverso; b) muy inverso; c) extremadamente inverso

En la práctica, las curvas características de estos relés se dibujan considerando el tiempo en función de veces la corriente mínima de operación (corriente de pick-up), en vez de la corriente en amperes. Esto se debe a que, según la expresión (3.3), el torque de operación depende en realidad, de los amperes-vueltas NI del relé y por lo tanto, si el número de espiras del relé se cambia, lo que es posible, ya que el relé tiene tap, entonces cambia el valor de la corriente mínima de operación. De esta forma, basta con dibujar una familia de curvas que represente todas las características de operación del relé para los distintos LEVER.

La Figura 3.8 muestra una familia de curvas del relé de tiempo inverso IAC de la General Electric.

b. Protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso con desenganche alterno

En el Capítulo 2, al clasificar los circuitos de control de interruptores de poder, se vio el principio de operación esta protección. En la Figura 2.52 se muestra este tipo de esquema, en donde, como se aprecia, la misma corriente de falla en términos secundarios, que hace operar el relé, energiza la bobina de desenganche del interruptor de poder.

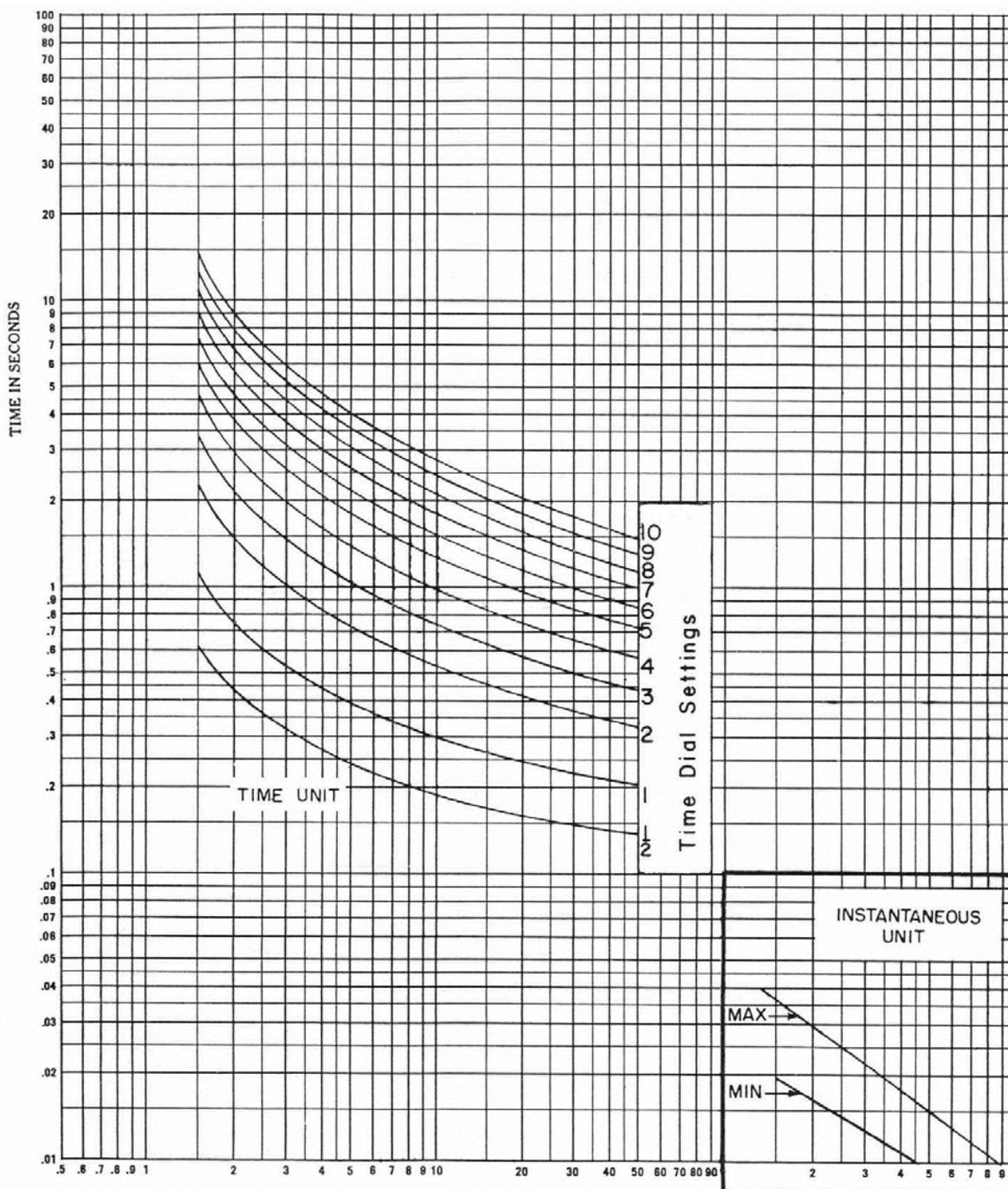


Figura 3.8.- Características tiempo-corriente de relés de tiempo inverso IAC

c. Relés estáticos

Los relés estáticos fueron estudiados en el Capítulo 2, en donde se indicó que con ellos es posible conseguir todas las características de los relés de tipo disco de inducción en cuanto a tiempos de operación y su relación con la corriente. Más aún, con ellos se puede obtener una variedad más amplia de curvas, las que, pueden ser expresadas matemáticamente. Dependiendo del fabricante, las curvas pueden ser de diferentes tipos tales como: de tiempo definido, moderadamente inversa, de tiempo corto, inversa modificada, inversa, muy inversa modificada, muy inversa, extremadamente inversa, etc., algunas de las cuales se muestran en la Figura 3.9.

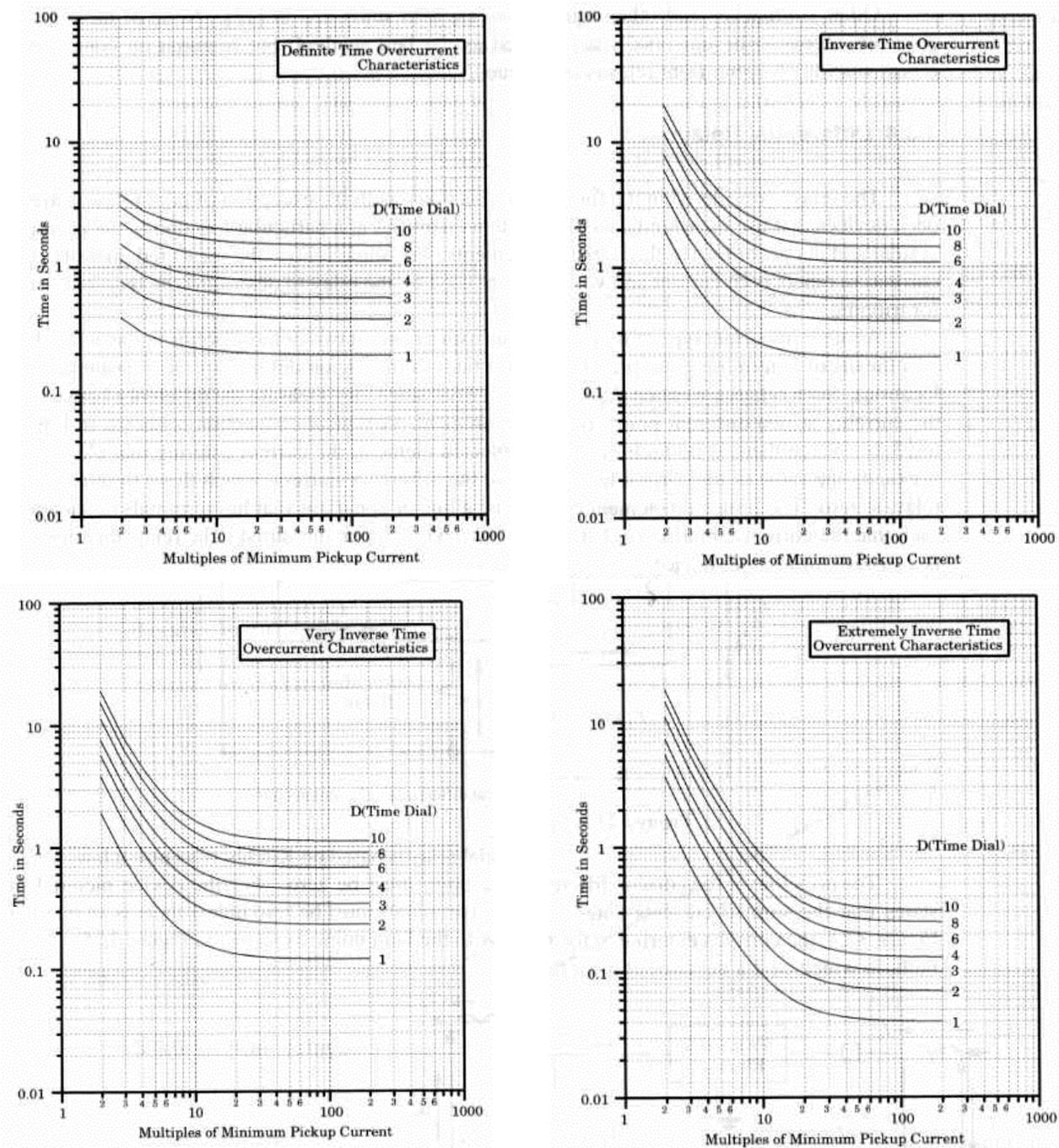


Figura 3.9.- Familia de características tiempo-corriente de relés de estado sólido

La ecuación (3.12) permite obtener estas curvas, cuyos parámetros se indican en la Tabla 3.1:

$$t = \frac{aD}{I^n - C} + bD + K \quad (3.12)$$

Donde: t: tiempo de operación, en segundos
a: una constante, en segundos
C=1 para relés standard
n: un exponente
b: una constante, en segundos

D: Posición del dial de tiempo (Lever)

K=0,01 segundos para relés standard

I: Corriente de operación, en múltiplos de la corriente de pick-up (ecuación válida para I>1)

Tabla 3.1.- Parámetros de la ecuación (3.12)

Curvas características	a	b	N
Tiempo definido	0,20	0,180	1
Tiempo moderadamente inverso	0,55	0,180	1
Tiempo corto	0,20	0,015	1
Tiempo inverso modificado	1,35	0,055	1
Tiempo muy inverso modificado	1,35	0,015	1
Tiempo inverso	5,40	0,180	2
Tiempo muy inverso	5,40	0,110	2
Tiempo extremadamente inverso	5,40	0,030	2

A manera de ejemplo, se puede mencionar el relé 735/737, muy utilizado como protección primaria en redes de distribución en cualquier nivel de voltaje, el que está basado en microprocesador. Sus prestaciones incluyen las protecciones de sobrecorriente temporizada e instantánea tanto para las tres fases como de tierra. Cada elemento de la protección se puede ajustar selectivamente mediante el panel frontal. Los ajustes flexibles y las formas seleccionables de las curvas permiten la coordinación exacta con otros dispositivos. Los costos de instalación y de mantenimiento son más bajos cuando se utiliza el 735/737 en vez de los 8 dispositivos separados a los que reemplaza.

Adicionalmente se puede mencionar que el relé tiene ajuste separado de los niveles de pick-up instantáneo y temporizado, dispone de 5 formas distintas de curvas (de tiempo definido, moderadamente inverso, normal inverso, muy inverso y extremadamente inverso). Para cada forma de curva se pueden obtener 40 curvas diferentes para producir distintos niveles de retardo que pueden ser seleccionadas usando los 4 multiplicadores de cambio y los 10 multiplicadores de tiempo. Además de ello, dispone de tres tipos de curvas (ANSI, IAC e IEC/BS142), salidas para apertura, apertura auxiliar y de servicio y en particular el SR737 tiene 8 relés adicionales de salida.

Permite también realizar monitoreo y medición ya que guarda las últimas 5 aperturas, incluye los datos de corriente previos a éstas, todos ellos en valores RMS. Cuenta con una Interfaz de usuario con 8 LED indicadores de apertura, 4 LED indicadores de estado, gráfico de barras de las corrientes, puertos de comunicaciones RS485 o RS422, con velocidad del protocolo de RTU hasta 19.200 bps, etc.

d. Protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso con retención de voltaje

Estas protecciones están formadas por relés similares a los de sobrecorriente, con la diferencia que, además de actuar el elemento tipo espira en cortocircuito alimentado por la corriente de falla, sobre el disco actúa también otro elemento similar alimentado por voltaje, cuyo torque es negativo respecto al anterior. Por lo tanto, el torque de operación T_0 vale:

$$T_0 = k_i I^2 - k_v V^2 \quad (3.13)$$

En condiciones de operación mínima (pick-up) y despreciando el torque de retención proporcionado por el resorte espiral, se tiene que T_0 es cero y por lo tanto:

$$\frac{V^2}{I^2} = \frac{k_i}{k_v} = Z^2 = R^2 + X^2 \quad (3.14)$$

La ecuación (3.14) corresponde a un círculo de radio $r = \sqrt{k_i / k_v}$ en el diagrama R-X, (Figura 3.10). Es decir, en condiciones de pick-up, el relé tiene una característica llamada de impedancia.

Si se hace $k_i I^2 \geq k_v V^2$, es decir, para una condición de operación superior al pick-up y si además se considera $k_v V^2$ constante, resulta una característica similar a la de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso, cuyo tiempo de operación vale:

$$t = \frac{K + (N_v V)^2}{(NI)^2} = \frac{K'}{(NI)^2} \quad (3.15)$$

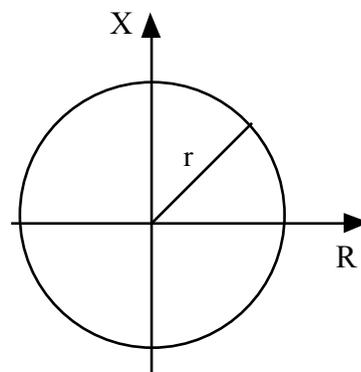


Figura 3.10.- Características del relé de sobrecorriente con retención de voltaje en el diagrama R-X

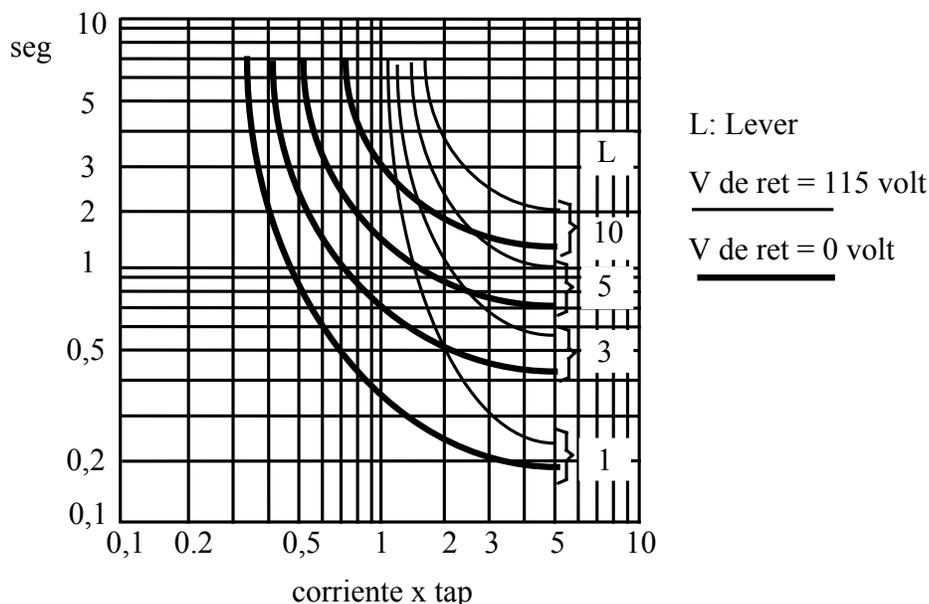


Figura 3.11.-Características tiempo-corriente de un relé de sobrecorriente con retención de voltaje

En la Figura 3.11 se muestran las curvas de tiempo-corriente en múltiplos de tap para diferentes lever y considerando voltajes de retención igual a cero y 115 volts, en escala log-log. Con 115 volts de retención, las curvas del relé son más inversas que las de los relés de sobrecorriente extremadamente inversos. Sin retención, la forma de la curva se aproxima a la de un relé de inducción del tipo muy inverso y su pick-up es cerca del 25% que en la condición anterior con 115 volts

Esta protección se ha diseñado con el propósito de proveer protección de respaldo contra fallas externas de alternadores, ya que el cambio en la forma de la curva de operación, al variar el voltaje, hace posible que el relé se puede ajustar de modo que permita al alternador tomar cualquier sobrecarga permisible dentro de la capacidad de la máquina, de acuerdo a los requerimientos y, a la vez, sea capaz de operar rápidamente con la misma magnitud de corriente o con una menor cuando se presenta una falla. Por otra parte, si la alimentación de corriente de la protección proviene de transformadores de corriente ubicados en el lado del neutro del generador, provee protección de respaldo aun si el interruptor está abierto o no hay otra fuente de generación en el sistema. La alimentación de voltaje se obtiene de transformadores de potencial del

generador, como se muestra en la Figura 3.12. La Tabla 3.2 muestra la corriente y el voltaje que alimenta cada uno de los relés.

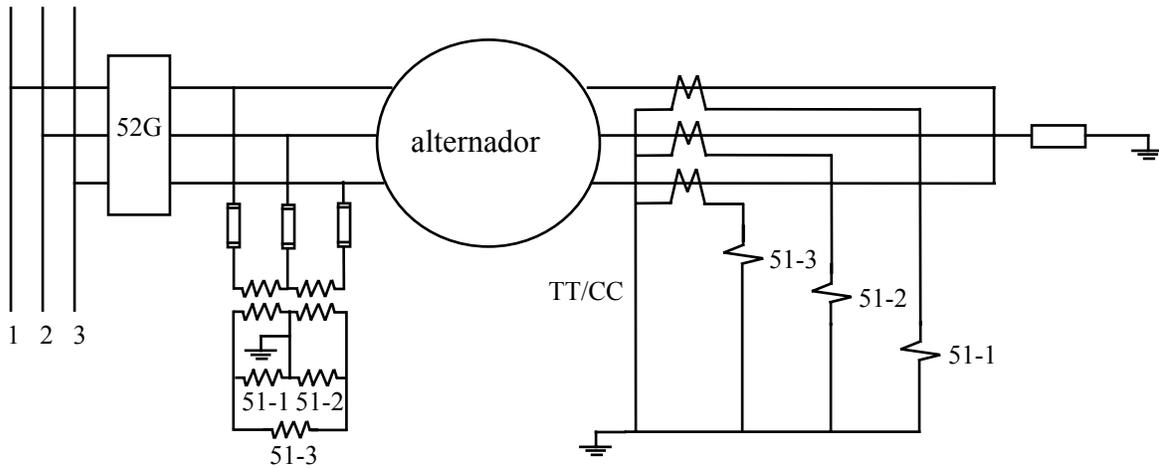


Figura 3.12.- Conexión de relés de sobrecorriente con retención de voltaje

Tabla 3.2.- Alimentación de relés de sobrecorriente con retención de voltaje

Relé	Corriente	Voltaje
Fase 1	I_1	V_{1-2}
Fase 2	I_2	V_{2-3}
Fase 3	I_3	V_{3-1}

En esta forma el relé de la o las fases afectadas tiene un aumento de corriente y una disminución del voltaje para cualquier tipo de falla. De acuerdo con el principio de funcionamiento del comparador del relé y con su conexión, este esquema de protección se caracteriza por discernir entre fallas motivadas por cortocircuitos y anomalías como penduleos o también sobrecargas. Contra cortocircuitos es posible dar un ajuste más sensible que con la protección clásica de sobrecorriente de tiempo inverso. Además, su aplicación se destaca aún más en alternadores de alta reactancia, en donde se hace difícil discriminar entre corriente de falla (permanente) y corriente de carga, ya que, en el instante inicial la corriente puede llegar a cerca de 10 veces la corriente nominal y después de 2 segundos bajar a un valor permanente de 1,5 a 2,0 veces, según la máquina esté con o sin regulador de voltaje.

En el caso en que esta protección sirva de respaldo de la protección diferencial de un alternador, debe ordenar las mismas operaciones que ésta.

3.3.4. Protecciones direccionales de sobrecorriente

a. Consideraciones generales

Estas protecciones pueden ser instantáneas, de tiempo definido o de tiempo inverso. Es decir, cada relé es igual a los descritos en los párrafos 3.3.1., 3.3.2. y 3.3.3, con el agregado de un elemento direccional, que en el caso de los relés electromecánicos, puede de tipo copa de inducción, por ejemplo. Así, los esquemas anteriores pueden estar controlados o supervisados direccionalmente por estos elementos. En este apartado, se analizará el comportamiento del elemento direccional, ya que los elementos de sobrecorriente fueron estudiados anteriormente.

En un sistema de corriente alterna (C.A.), la corriente, es una magnitud cuya dirección sólo puede ser determinada en relación a otra; se puede solamente afirmar que dos corrientes tienen o no la misma dirección. Es decir, la corriente no tiene una dirección absoluta. La potencia, en cambio, especialmente la

potencia activa, es una magnitud cuya dirección es posible determinar en forma absoluta, aunque como magnitud de medida para un sistema de protección contra cortocircuitos no presenta mayores ventajas que la corriente y su aplicación, por otra parte, introduciría enormes complicaciones. Sin embargo, esta propiedad de la potencia activa permite su aplicación como otro medio de selección en un sistema escalonado de protecciones, agregado a otras magnitudes y aisladamente en un sistema de protección por comparación. Un sistema escalonado de protecciones basado en la medida de potencia operará solamente para una determinada dirección de ella y evitará la operación del equipo de desconexión cuando ella fluya en la dirección opuesta.

Así, es posible complementar la aplicación de la corriente como magnitud de medida con un relé direccional (o de potencia) para el caso de una distribución en anillo (Figura 3.13). El relé direccional impide la operación de los relés de sobrecorriente cuando la potencia fluye hacia afuera de la sección protegida. Para una falla que ocurra en el lugar indicado en la figura, operan los relés del circuito fallado, es decir los ubicados en los puntos 3 y 4. El relé direccional ubicado en 2, en cambio, bloquea el desenganche del interruptor respectivo, impidiendo así una desconexión inadecuada del circuito no fallado. De este modo se obtiene una selectividad que no podría conseguirse con relés de sobrecorriente.

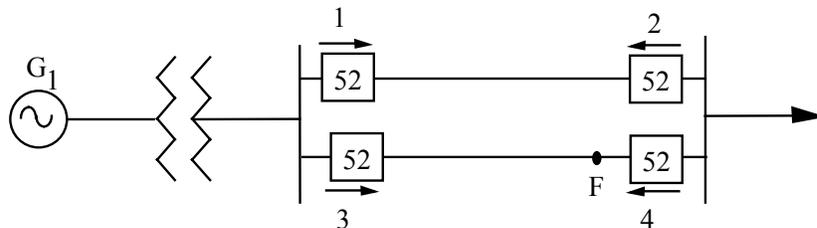


Figura 3.13.- Aplicación de la protección de sobrecorriente en una línea en doble circuito

b. Selección de la corriente y de la tensión

Como se indicó, el empleo de la potencia activa (medida en forma monofásica o trifásica) como magnitud para discriminar la ocurrencia de un cortocircuito presenta dificultades en su aplicación. La tensión en el lugar de la falla es prácticamente nula y, en consecuencia, la potencia no puede medirse. Es evidente que esta desventaja disminuye cuando la falla origina un arco, debido a la pequeña caída de voltaje que allí se produce. En consecuencia la sensibilidad de un relé direccional debe ser lo más alta posible. Otra desventaja es el bajo factor de potencia del circuito hasta el punto de falla; esto trae como consecuencia que la potencia que fluye es esencialmente reactiva. Esta complicación es mayor en líneas aéreas que en cables.

La zona de insensibilidad del relé es aquella que se extiende desde el lugar en que está instalado hasta un punto determinado, tal que para fallas que ocurran en ella el relé no operará, por las causas antes indicadas. Es evidente que no es posible controlar la magnitud del voltaje, pero en cambio, es posible disminuir fuertemente la zona de insensibilidad variando el factor de potencia artificialmente mediante una adecuada selección de los voltajes y corrientes que alimentan el relé.

Para conseguir un factor de potencia igual a uno en el relé es necesario elegir un voltaje y una corriente tales que su desfase sea igual al ángulo de la impedancia de la línea, estando la corriente en adelanto con respecto al voltaje. De este modo, al ocurrir un cortocircuito, la corriente se retrasará en el ángulo de impedancia de la línea quedando en fase con el voltaje. El sistema de medida del relé se comportará, entonces, como si la potencia que fluye hacia el cortocircuito fuera puramente activa. Además, los voltajes elegidos deben ser tales que con la ocurrencia de un cortocircuito mantengan su valor en todo lo que sea posible. Esto, naturalmente, es solo posible para el caso de cortocircuitos monofásicos o bifásicos ya que para uno trifásico los tres voltajes bajan en la misma proporción. Se distinguen conexiones de 0° , 30° , 60° y 90° . Así, la conexión de 0° corresponde a aquella en que el voltaje y corriente están en fase, por ejemplo, o bien I_{12} y V_{12} . Para las otras conexiones la corriente adelanta al voltaje en 30° , 60° o 90° .

En la Figura 3.14 se muestran los diagramas fasores correspondientes a la alimentación del relé de la fase 1. Para los relés de las fases 2 y 3, los voltajes corresponden a la rotación del caso. En esta forma, se pretende que el voltaje elegido no sea apreciablemente afectado en magnitud y fase en casos de fallas no-balanceadas. La conexión de 60° se puede lograr en la práctica colocando en el mismo polo dos bobinas alimentadas para el caso de la figura, con los voltajes V_{23} y V_{13} de tal manera que el flujo resultante sea proporcional a la suma de estos voltajes.

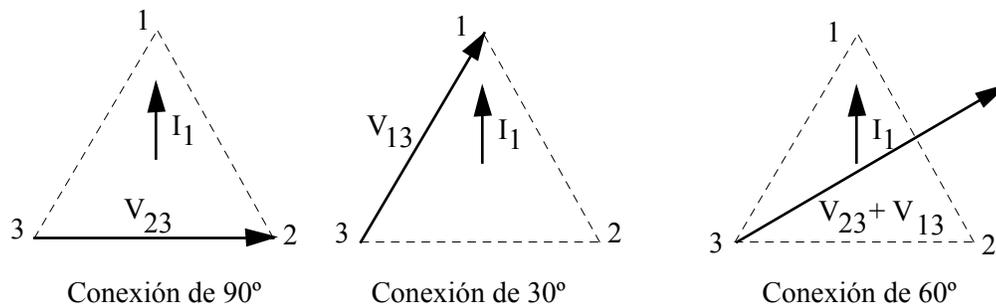


Figura 3.14.- Diagramas fasoriales para las conexiones del relé de la fase 1

c. Principios básicos de los relés direccionales

Los relés direccionales (o de potencia) cumplen con la función de detectar el sentido de flujo de la potencia activa y están, por lo tanto, basados en los principios del wáttmetro. Pueden ser del tipo electromagnético, de inducción o electrónico. Una forma constructiva muy común, es la de tipo balanza (electromagnético) que se muestra en la Figura 3.15, que corresponde al elemento direccional de los relés HZ de la Westinghouse.

Los relés direccionales de inducción pueden ser de cilindro o de disco. Por ejemplo, las unidades direccionales de los relés CR de la Westinghouse y de los IBC de la General Electric son del tipo cilindro de inducción; los relés direccionales de tierra ICP e ICC, de la General Electric, son de tipo disco de inducción. Entre los electrónicos se pueden mencionar el TCW y el TCCV, ambos de la General Electric y el 7SP88 de la Siemens.

Para deducir la ecuación característica, se considerará el relé tipo balanza de la Figura 3.15. En este relé cada núcleo se encuentra sometido al torque resultante del efecto del flujo de dos bobinas: una de voltaje y otra de corriente. El flujo producido en la bobina de corriente es proporcional a la corriente "I" y el flujo producido en la bobina de potencial será proporcional al voltaje "V", siempre que se desprecie la saturación.

Las dos bobinas de voltaje tienen igual número de vueltas y se encuentran enrolladas en el mismo sentido. Las bobinas de corriente tienen igual número de vueltas pero están enrolladas en sentido contrario, tal como puede verse en la Figura 3.15 a), de manera que el torque de operación T_{OP} será:

$$T_{OP} = k\phi_A^2 \quad (3.16)$$

Y el torque de retención T_R es:

$$T_R = k\phi_B^2 + K_R \quad (3.17)$$

Donde ϕ_A y ϕ_B son los flujos producidos en los respectivos núcleos, K_R es el torque asociado al resorte y la constante de proporcionalidad k es la misma para ambos torque por tratarse de bobinas iguales. De acuerdo con la Figura 3.15 b), se puede escribir:

$$\phi_A^2 = \phi_i^2 + \phi_v^2 + 2\phi_i\phi_v \cos(\varphi - \theta) = k' [I^2 + V^2 + 2VI \cos(\varphi - \theta)] \quad (3.18)$$

$$\phi_B^2 = \phi_i^2 + \phi_v^2 - 2\phi_i\phi_v \cos(\varphi - \theta) = k' [I^2 + V^2 - 2VI \cos(\varphi - \theta)]$$

El relé operará cuando $T_{OP} \geq T_R$, es decir:

$$k\phi_A^2 \geq k\phi_B^2 + K_R \quad (3.19)$$

Reemplazando los valores dados por (3.18) y ordenando se tiene:

$$4kk'VI \cos(\varphi - \theta) \geq K_R \quad (3.20)$$

Finalmente se puede escribir:

$$VI \cos(\varphi - \theta) \geq K \quad (3.21)$$

Donde $K = K_R / 4kk'$ y θ es el ángulo entre el flujo ϕ_v y el voltaje V . Cuando $\varphi = \theta$, el torque es máximo, por lo que al ángulo θ se le denomina “ángulo de torque máximo”

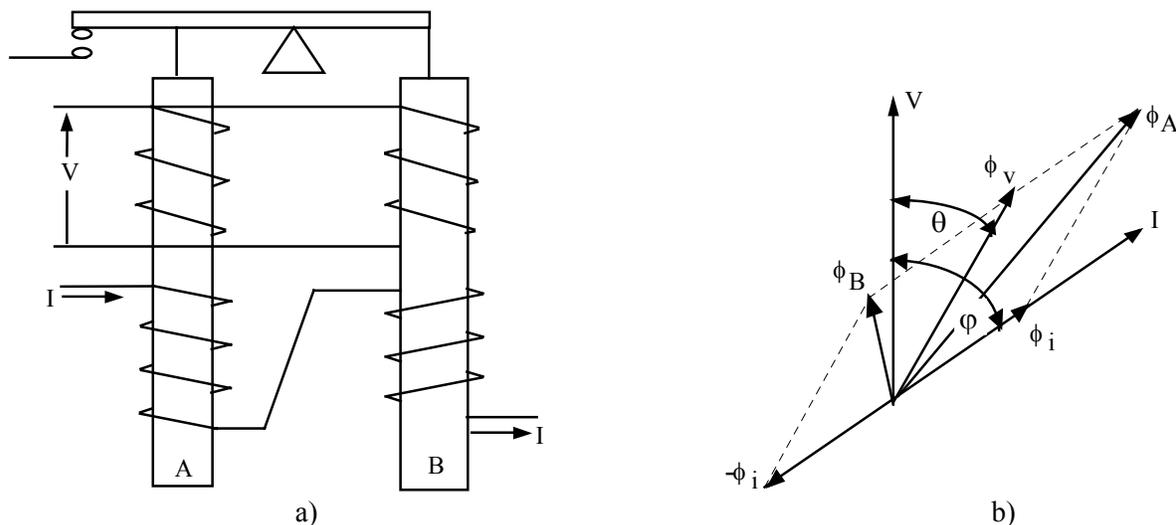


Figura 3.15.- Relé direccional tipo balanza, a) Esquema; b) Diagrama fasorial

En este caso, el ángulo de torque máximo depende de las características de la bobina de voltaje, ya que representa el ángulo asociado a su impedancia.

La ecuación (3.21) es válida, independiente de que el relé sea de tipo electromagnético, de inducción o de estado sólido. Es factible alterar el torque de operación variando el ángulo de torque máximo, lo que se consigue en la práctica proveyendo a los relés de dispositivos desfases adecuados.

d. Representación de las características de un relé direccional

Así como para los relés de sobrecorriente, sus características se representan en forma de curvas tiempo-corriente, es necesario disponer, en el caso de los relés direccionales, de ciertas curvas representativas, las que están basadas en la ecuación (3.21). En ellas, tanto V como I y φ pueden considerarse como variables o como parámetros, dando origen a las siguientes curvas características:

d.1. Características voltaje-corriente para “ φ ” constante

Esta característica responde a la ecuación (3.22); es decir, el producto VI es constante, lo que corresponde a una hipérbola, tal como se muestra en la Figura 3.16, donde $\varphi_3 > \varphi_2 > \varphi_1$

$$VI \geq \frac{K}{\cos(\varphi - \theta)} \quad (3.22)$$

d.2. Característica en coordenadas polares

La característica más útil es la que representa la ecuación (3.21) en coordenadas polares, como se muestra en la Figura 3.17.

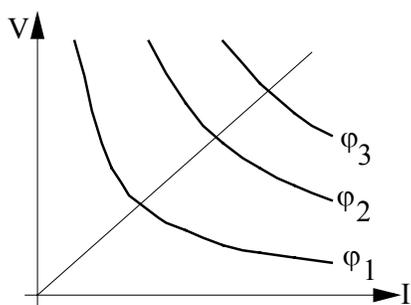


Figura 3.16.- Característica V-I para φ constante

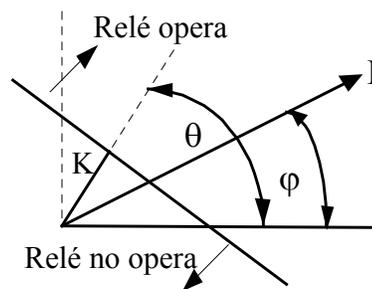


Figura 3.17.- Característica en coordenadas polares

d.3. Características voltaje-ángulo para I constante

La Figura 3.18 representa esta característica, donde $I_1 > I_2 > I_3$.

d.4. Características corriente-ángulo para V constante

La Figura 3.19 representa esta característica, donde $V_1 > V_2 > V_3$.

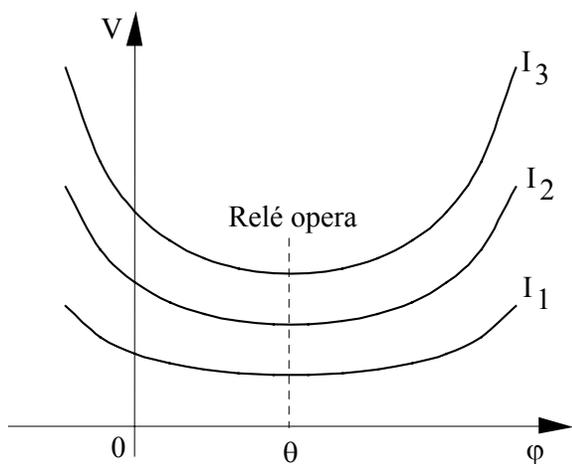


Figura 3.18.- Característica V- φ para I constante

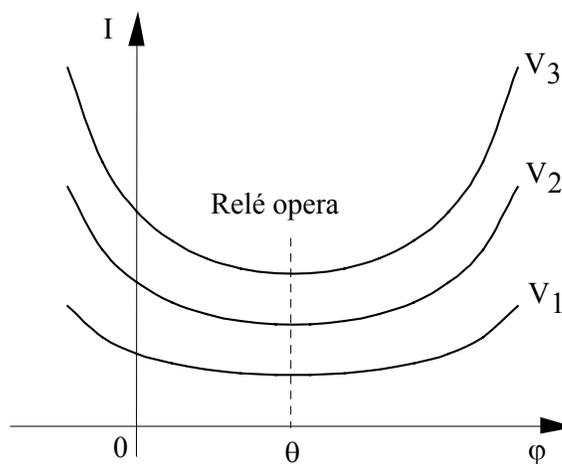


Figura 3.19.- Característica I- φ para V constante

e. Combinación del elemento direccional (de potencia) con el de sobrecorriente

Como se dijo anteriormente, los relés direccionales de sobrecorriente constan fundamentalmente, de un elemento de sobrecorriente convencional (IAC, por ejemplo) y de un elemento direccional (IBC, por ejemplo), que opera en conjunto con el anterior. El elemento direccional puede actuar sobre el elemento de sobrecorriente, en principio, de las dos maneras siguientes:

e.1. Supervisión direccional

Se conectan los contactos de los elementos de sobrecorriente y direccional en serie en el circuito de desenganche del interruptor de poder; de manera que mientras no se cierren los dos contactos no se completa dicho circuito y por lo tanto el interruptor no abre. Este procedimiento; sin embargo, puede en ciertos casos, causar una falsa operación de la protección, cuando la dirección del flujo de potencia en una línea sana cambia repentinamente al despejarse parcial o totalmente una falla externa y el elemento de sobrecorriente es de baja velocidad de operación. A manera de ejemplo, se considerará la situación de la Figura 3.20

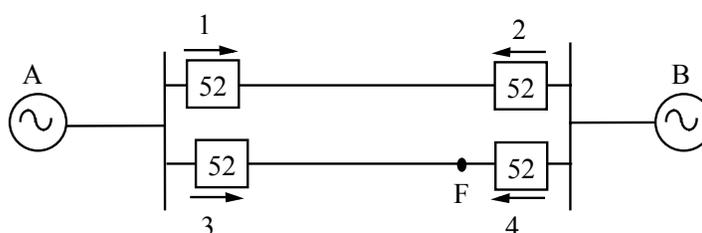


Figura 3.20.- Sistema en doble circuito, con alimentación en ambos extremos

Si la capacidad de generación de A es mucho mayor que la de B, el elemento de sobrecorriente en el interruptor 2 puede operar para una falla en F, pero la apertura se ve bloqueada por el elemento direccional. Cuando el interruptor 4 abre para aclarar parcialmente la falla, la dirección de la potencia en el interruptor 2 se invierte y, como sigue existiendo una sobrecorriente, el relé abrirá el interruptor 2 innecesariamente.

e.2. Control Direccional

Se combinan ambos elementos de modo que mientras no opere el elemento direccional no pueda operar el de sobrecorriente; es decir, el elemento direccional habilita (cierra el circuito) de la espira en cortocircuito o del enrollado secundario de elementos de sobrecorriente de tiempo inverso (por ejemplo). Esta disposición permite evitar los inconvenientes mencionados en el ejemplo anterior. En el circuito de desenganche del interruptor solo se incluye el contacto de la unidad de sobrecorriente. El relé IBC de la General Electric es de este tipo; consiste fundamentalmente de un relé de sobrecorriente tipo IAC, controlado direccionalmente por un elemento del tipo cilindro de inducción.

f. Polarización de relés direccionales

Una unidad direccional emplea corriente (de línea para un relé de fase y residual para un relé de tierra) y una magnitud de referencia para determinar la dirección del flujo de potencia. La magnitud de referencia de los relés empleados en protección de sistemas de corriente alterna recibe el nombre de “magnitud de polarización”; ésta puede ser un voltaje o bien una corriente. El uso de voltaje se conoce con el nombre de polarización de voltaje y el uso de la corriente con el nombre de polarización de corriente.

f.1. Polarización de relés de fases

Según lo visto, en los relés de fase, se emplea el voltaje del sistema como magnitud de polarización. A manera de ejemplo se presenta el esquema de la Figura 3.21 que muestra una conexión típica de relés direccionales de fases (conexión de 90°) con los transformadores de corriente conectados en estrella a tierra y los de potencial en estrella tierra-estrella tierra.

f.2. Polarización de relés residuales

Los relés direccionales residuales, conocidos como “relés direccionales de tierra”, pueden polarizarse por voltaje residual (polarización de voltaje) o por corriente residual (polarización de corriente). La Figura 3.21 muestra el caso de un relé de tierra (residual), en que se dispone de tres transformadores de potencial auxiliares conectados en estrella tierra-delta abierta para la polarización por voltaje y la corriente se obtiene de la salida de los tres transformadores de corriente.

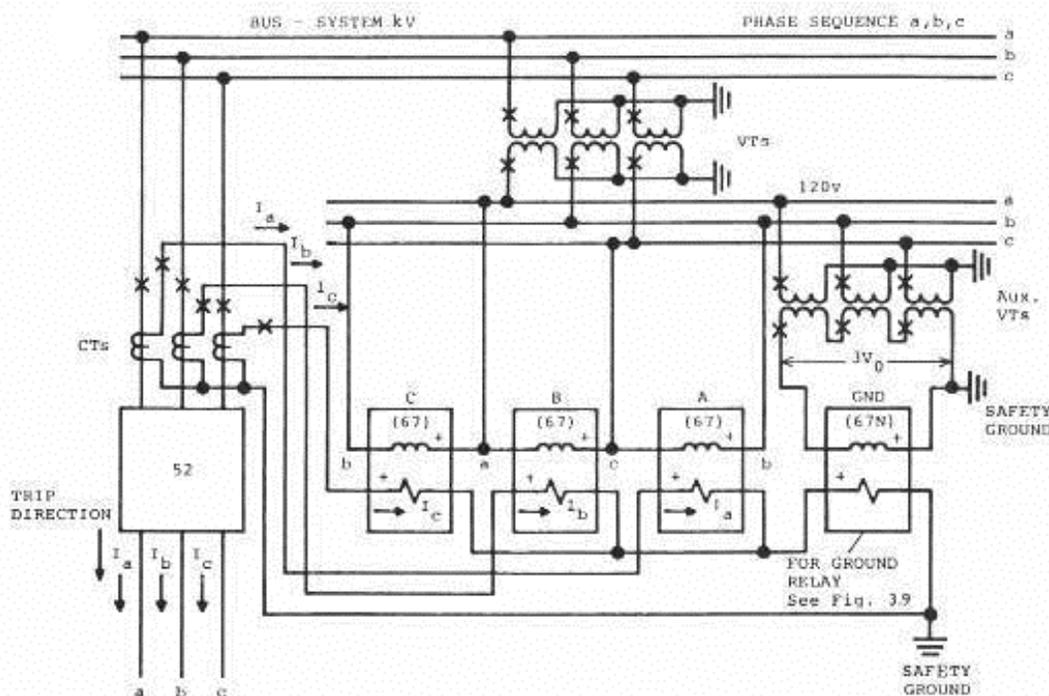


Figura 3.21.- Conexión típica de relés direccionales de fase y residual

Cuando en un punto de un sistema sólo se requiere polarizar por voltaje un relé residual y por lo tanto, las necesidades de burden son pequeñas, se suele usar, por razones económicas, un equipo que incluye tres condensadores de acoplamiento y un dispositivo de potencial conectados en la forma indicada en la Figura 3.22. De esta manera, el voltaje aplicado a los relés residuales es proporcional al voltaje de secuencia cero

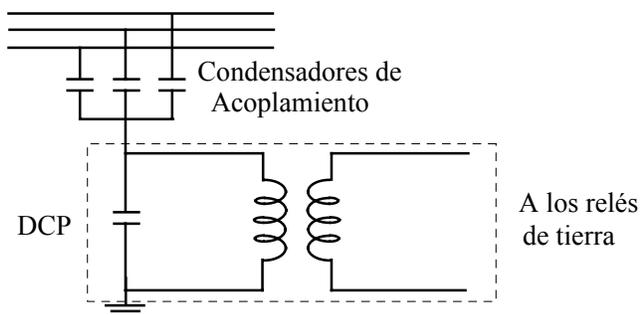


Figura 3.22.- Polarización de voltaje para relés direccionales de tierra

La polarización por corriente de relés direccionales residuales se aplica en subestaciones que tienen transformadores de poder con sus neutros adecuadamente conectados a tierra. Generalmente, la corriente residual de polarización se obtiene desde un transformador de corriente ubicado en la conexión a tierra de los neutros de los transformadores de poder. Sin embargo, el hecho de que un transformador trifásico o un banco de transformadores monofásicos tenga su neutro sólidamente a tierra no es razón suficiente para que sea una fuente de corriente de polarización. Es necesario, además, conocer las conexiones de todos los enrollados del transformador o del banco y a veces incluso es necesario conocer el resto del sistema.

Para un transformador con dos enrollados se pueden presentar los siguientes casos típicos de conexiones: Delta-estrella a tierra; estrella-estrella a tierra, estrella a tierra-estrella a tierra. De las tres conexiones la más común es la primera y al mismo tiempo es la única que se presta para polarización de corriente de relés ubicados en el lado de la estrella. En efecto, la presencia de la delta permite que por el neutro circulen corrientes de secuencia cero dirigidas siempre desde la tierra hacia los enrollados. Estas corrientes inducirán en la delta corrientes de circulación que no fluirán en la parte del sistema conectado en el lado delta y no habrá ningún caso de falla en el lado delta para el cual circularán corrientes residuales en la conexión del neutro de la estrella a tierra. Por eso, los relés residuales del lado estrella pueden ajustarse en forma independiente de las protecciones en el lado delta.

En la conexión estrella-estrella a tierra no pueden circular corrientes residuales, aunque el neutro de una estrella esté a tierra, porque los amperes-vueltas de las componentes de la corriente residual del lado conectada a tierra no podrían compensarse en la otra estrella, ya que, por los enrollados de esta última no pueden circular corrientes que estén en fase.

Si se conectan a tierra los neutros de ambas estrellas, tampoco se puede obtener una corriente adecuada para polarización. En efecto, si se supone que las partes del sistema conectadas a ambas estrellas tienen puestas a tierra, entonces una falla monofásica en el secundario provocará una corriente residual hacia abajo en el neutro del primario y hacia arriba en el neutro del secundario. En cambio, una falla monofásica en el primario, provocará una corriente hacia arriba en el neutro del primario y hacia abajo en el neutro del secundario. Luego, un transformador de corriente en uno de los neutros no proporcionará una corriente unidireccional adecuada para polarización.

El intento de colocar transformadores de corriente en los dos neutros, conectando los secundarios en paralelo también falla, ya que la corriente resultante por el relé cambiaría de sentido según que la falla se produzca a la izquierda o a la derecha del transformador de poder. Mas aún, si la razón de transformación de los transformadores de corriente de los neutros es inversamente proporcional a la razón de transformación del transformador de poder, entonces, la corriente resultante por el relé será siempre cero.

Por lo tanto, los transformadores trifásicos o los bancos, en conexión estrella-estrella, son inadecuados como fuentes de corriente de polarización.

Naturalmente que un transformador, en conexión delta-delta no puede ser usado para polarización de corrientes porque es imposible la circulación de corrientes de secuencia cero fuera de los enrollados.

Los transformadores de tres enrollados, también, pueden usarse para polarización de corriente. Estos transformadores pueden ser estrella-estrella-delta, estrella-delta-delta. Si sólo una de las estrellas está a tierra y la otra está desconectada de tierra, o bien es un enrollado delta, este neutro es una fuente adecuada de corriente de polarización. En realidad el caso es similar al de un transformador de dos enrollados delta-estrella a tierra. El enrollado terciario en delta tiene solamente el efecto de aumentar la corriente por el neutro debido a que se compensan en los enrollados de la estrella conectada a tierra los amperes-vueltas de secuencia cero del terciario.

Por lo general, en un transformador estrella-delta-estrella se conectan a tierra los neutros de ambas estrellas. En este caso se puede obtener una corriente de polarización colocando transformadores de corriente en los dos neutros y conectando los secundarios en paralelo y en oposición, ya que cualquiera sea la ubicación de la falla, el sentido de la corriente en el relé será el mismo. Además, la corriente en la delta también mantendrá su sentido, por lo que puede usarse un transformador de corriente en la delta para obtener corriente de polarización. A menudo se emplea este método cuando no es posible medir las corrientes que circulan por las conexiones de los neutros a tierra.

3.4. Aplicaciones de protecciones de sobrecorriente

En este apartado se indicarán los criterios generales en que se basa la utilización de relés de sobrecorriente, a fin de obtener del sistema de protecciones la selectividad, sensibilidad y simplicidad adecuadas. Existen varias alternativas que permiten obtener selectividad entre estas protecciones, las que dependen de los tipos de relés que se utilicen. Entre ellas tenemos:

3.4.1. Selectividad con protecciones de tiempo definido

En este método se utiliza un intervalo de tiempo entre cada uno de los relés que controlan los interruptores del sistema, para asegurar que opere primero el que está más cerca de la falla. En la Figura 3.23 se muestra una aplicación donde la condición de operación selectiva es que los relés van aumentando su tiempo de operación a medida que se acercan a la fuente, lo que permite que opere primero el que está más cerca del punto de falla.

Este método se usa preferentemente en líneas radiales o en líneas en anillo, donde la corriente de falla entre las diversas secciones no difiere mucho. Esta forma de dar selectividad se consigue con relés de tiempo definido, en los cuales la unidad de sobrecorriente juega el papel de iniciar el conteo del tiempo. Por esta razón se les denomina como relés con retardo independiente (del tiempo). Su uso está más difundido en Europa, pero tiene la desventaja que el tiempo de despeje de las fallas es cada vez mayor hacia las proximidades de la fuente, justamente donde el nivel de falla es mayor y donde se debiera actuar con más rapidez.

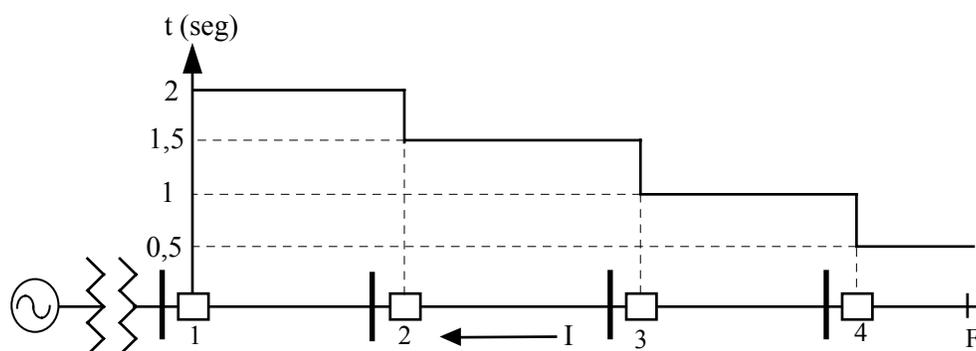


Figura 3.23.- Selectividad con protecciones de tiempo definido

3.4.2. Selectividad con protecciones de tiempo inverso

Como una forma de solucionar las deficiencias que presenta el método anterior, se ha desarrollado otro en base a relés de sobrecorriente de tiempo inverso, tal como se muestra en la Figura 3.24.

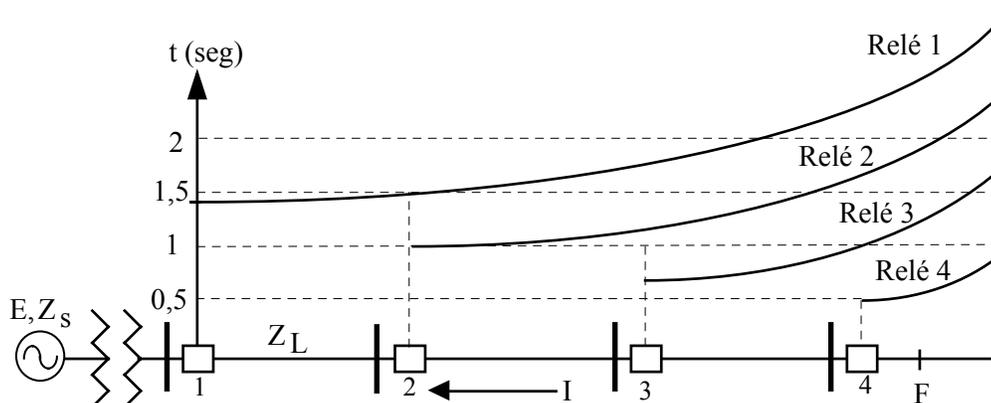


Figura 3.24.- Selectividad con protecciones de tiempo inverso

Este método se aplica especialmente cuando hay una apreciable diferencia entre la corriente de falla del final de la línea I_2 y la corriente para fallas al comienzo de ésta I_1 (Figura 3.24), donde:

$$I_2 = \frac{E}{Z_s + Z_L} \quad \text{e} \quad I_1 = \frac{E}{Z_s} \quad (3.23)$$

Como los relés tienen característica de tiempo inverso, de la forma $t = K/I$, resulta que la razón entre los tiempos de operación al comienzo de la línea t_1 y al final t_2 es:

$$\frac{t_1}{t_2} = \frac{Z_s}{Z_s + Z_L} \quad (3.24)$$

Las desventajas en la aplicación de protecciones de tiempo inverso, se dan cuando la razón t_1/t_2 no es apreciablemente menor que la unidad y cuando Z_s varía apreciablemente con la capacidad de generación conectada al sistema.

3.4.3. Selectividad con protecciones con retención de voltaje

Las protecciones de sobrecorriente se pueden usar solamente cuando la mínima corriente de falla excede la corriente máxima de carga. Cuando hay un amplio rango de variación de las condiciones de generación y donde la corriente mínima de falla puede ser menor que la corriente máxima de carga, es posible utilizar protecciones con retención de voltaje, tal como se explicó en el punto 3.3.3.d.

3.4.4. Selectividad con protecciones de tiempo inverso e instantáneas

Se pueden combinar las características de tiempo de operación de estos dos tipos de relés para mejorar la selectividad y la estabilidad del SEP tal como se muestra en la Figura 3.25, especialmente en el caso de líneas largas o para la protección de transformadores, donde hay una apreciable diferencia entre las corrientes de cortocircuito entre dos relés consecutivos. El ajuste de los elementos instantáneos debe ser tal que no detecte fallas en la barra siguiente a su ubicación, por lo que en general se le da un margen de un 25 a un 30%, es decir, se multiplica la corriente de falla en la barra siguiente por 1,25 o 1,3.

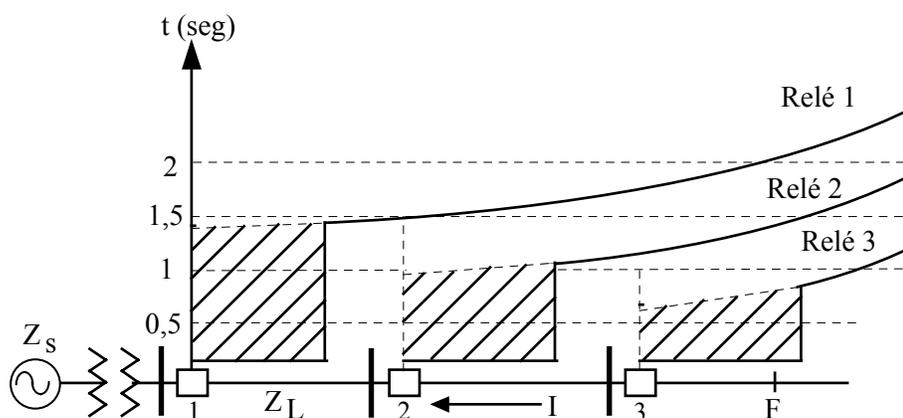


Figura 3.25.- Selectividad con protecciones de tiempo inverso e instantáneas

3.5. Determinación de ajustes de relés de sobrecorriente. Coordinación de protecciones

Un estudio de coordinación de protecciones consiste en organizar las curvas tiempo-corriente de cada uno de los relés que se encuentran en serie entre el dispositivo que usa la energía y la fuente. Este debiera realizarse al comienzo de cualquier proyecto de un sistema eléctrico, ya que ello podría indicar que se requieren algunos cambios en las especificaciones de ciertos equipos. También debiera efectuarse un estudio o una revisión, cada vez que se añaden cargas nuevas o se reemplazan equipos en un sistema existente, o

bien, cuando se produce un cambio importante en el nivel de cortocircuito del sistema. Finalmente, se requiere un estudio cuando una falla no es despejada con la selectividad adecuada y compromete una mayor parte del sistema de la que debiera.

El objetivo de un estudio de coordinación, es por lo tanto, determinar las características, los rangos y los ajustes de los dispositivos de sobrecorriente, para asegurar una selectividad adecuada donde quiera que se produzca una falla o una sobrecarga.

3.5.1. Definición de términos

Antes de iniciar este estudio, conviene definir algunos términos que son de uso común en protecciones y que es necesario conocer claramente.

a. Corriente de partida

Es el valor de corriente capaz de sacar del reposo a la parte móvil del relé (el disco, por ejemplo, en los relés de tipo disco de inducción), aunque es posible que éste no llegue a cerrar sus contactos a pesar de seguir manteniendo aplicado este valor de corriente.

b. Corriente mínima de operación o pick-up

Es la corriente que produce el cambio de estado del relé. En relación a este término existe una diferencia entre los fabricantes norteamericanos y los europeos. En los relés americanos (USA), el valor de la corriente mínima de operación o pick-up es igual al valor del tap. En los relés de procedencia europea, estos valores pueden ser diferentes. La corriente de pick-up es del orden de 1,3 veces el valor del tap.

Las curvas de los relés vienen con el valor de corriente expresado en veces tap y no en amperes, de modo que sirvan para cualquier rango de corrientes primarias. También es habitual que las curvas no comiencen en 1 por tap sino que en 1,5 veces en el caso de los americanos o 1,3 veces en el caso de los relés ingleses. En los relés de estado sólido es frecuente que el pick-up sea 1,1 veces el tap y que las curvas comiencen también desde este punto. La razón para esto es que resulta difícil precisar las curvas para valores de corriente muy cercanos al valor de la toma (tap), de modo que el fabricante se deja un margen donde no asegura la exactitud de las curvas.

c. Tap

Es el dispositivo que permite seleccionar la corriente de operación del relé dentro de un rango de tomas o derivaciones dispuestas para este efecto. Normalmente el valor del tap se designa en Amperes y representa el valor de corriente que haría operar al relé en un tiempo indeterminado (muy largo).

d. Lever o dial de tiempo

Es el indicador de la posición del tope que determina la separación inicial de los contactos, cuando el relé está en reposo (relés tipo disco de inducción, por ejemplo), haciendo variar el recorrido del disco desde la posición de máxima separación de los contactos hasta el cierre de ellos. Por lo tanto, permite variar las curvas de tiempo de operación del relé. En general puede considerarse que las curvas de un relé son proporcionales entre sí, de modo que pueden obtenerse curvas intermedias interpolando las curvas adyacentes. Los fabricantes entregan estas curvas para cada una de las graduaciones del dial, que como se dijo, en los relés americanos van de 0,5 a 10 y en los relés europeos, en general, de 0,05 a 1. Las curvas tiempo-corriente se dibujan, en general, como una sola línea; sin embargo, es necesario indicar que se aceptan ciertos límites de error para estas curvas (banda de operación), los que como se verá posteriormente, influyen en la determinación del tiempo de paso.

En los relés transistorizados, por lo general, el lever, que en este caso se denomina time dial (dial de tiempo) es un reóstato que influye en un circuito RC y que permite variar los tiempos de operación.

e. Sobrecarrera (overshoot)

En el caso de los relés de inducción, es el tiempo que puede seguir girando el disco (del relé de respaldo) luego de que la falla ha sido despejada por otro relé (local), antes de cerrar sus contactos. En el caso de los relés estáticos antiguos, correspondía al tiempo que demoraba el condensador del circuito de tiempo en descargarse bajo su nivel de operación, luego que la falla se había despejado. Esta sobrecarrera puede representar tiempos de 0,03 a 0,10 segundos, valores que hay que tener en cuenta como se verá mas adelante. En los relés de estado sólido modernos, la sobrecarrera no existe.

f. Tiempo de paso

Cuando se coordinan relés, debe mantenerse un intervalo de tiempo entre sus curvas, con el objeto de obtener una operación secuencial correcta de los interruptores. A este intervalo se le denomina “tiempo de paso” y su valor final depende de factores tales como: tiempo de apertura del interruptor, sobrecarrera y error de las curvas de operación de los relés, y a otros, como la exactitud de los TT/CC y a su posible saturación. Como la determinación exacta de cada uno de estos errores es prácticamente imposible, habitualmente se usan como valores aceptables, tiempos de paso de 0,3 ó 0,4 segundos. En este valor se considera:

- Tiempo de apertura del interruptor : 0,08 seg.
- Sobrecarrera : 0,10 seg.
- Error en la curvas de los relés : 0,10
- Factor de seguridad (incluye otros errores) : 0,02 a 0,12 seg.

El tiempo de paso a utilizar puede reducirse si se hacen algunas consideraciones especiales. Por ejemplo, si se usan interruptores de vacío o neumáticos, el tiempo de apertura podría reducirse a 0,05 ó 0,06 segundos. Si se usan relés muy inversos o extremadamente inversos que tienen una sobrecarrera menor que los de tiempo inverso, podría usarse un tiempo de paso de 0,3 seg. Por otra parte, si se usan relés de tiempo definido, no es necesario considerar el error de los TT/CC, ya que el núcleo de estos relés se satura rápidamente.

Finalmente se podría utilizar un tiempo de paso no menor de 0,25 seg. si se logra reunir las mejores condiciones, es decir, interruptores rápidos, relés de estado sólido, transformadores de corriente de buena calidad y efectuando una comprobación de los resultados en terreno.

3.5.2. Reglas generales para calcular los ajustes de los relés de sobrecorriente

Con lo explicado hasta ahora, se está en condiciones de dar algunas reglas que permitan abordar el cálculo de ajustes de los relés de sobrecorriente. Conviene recordar que estos relés, además de dar protección a ciertos equipos, cumplen también la misión de dar respaldo local o remoto a otras protecciones que pueden ser incluso de sobrecorriente.

a. Relés de fase

- a.1. El relé de fase debe detectar fallas por lo menos hasta el extremo final de la sección de circuito siguiente a la que está protegiendo. Por ejemplo, en la Figura 3.26, el relé R_1 debe detectar fallas mínimas en el sector del relé R_3 .

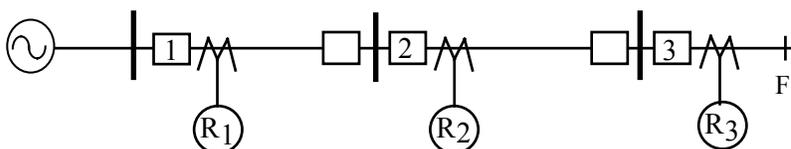


Figura 3.26.- Relés de sobrecorriente de fase en un sistema radial

- a.2. El tap debe elegirse de modo que el pick-up sea mayor que la corriente máxima de carga y detecte fallas mínimas en respaldo. Además de esto, en algunos casos, al relé de sobrecorriente se le da el carácter de relé de sobrecarga eligiendo entonces un ajuste de 1,2 a 1,5 veces la corriente nominal del equipo. Es necesario tener cuidado en esto último, ya que si se abusa de esta posibilidad se puede limitar mucho la posibilidad de sobrecarga controlada que puede dar el equipo protegido. Al elegir el valor del tap, debe tenerse en cuenta las posibles variaciones que respecto a este valor tiene el pick-up.
- a.3. El lever (ajuste de tiempo) debe elegirse dando el tiempo más corto posible al relé más alejado de la fuente. Si éste no coordina con otros elementos (fusibles, relés térmicos, etc.), debe dársele el lever mínimo permisible que evite falsas operaciones por vibraciones. Este lever se recomienda sea 1 para los americanos y 0,1 para los europeos, pero puede ser hasta 0,5 o 0,05, respectivamente. El resto de los relés debe coordinarse con los que le anteceden, dándole el tiempo de paso más el tiempo del relé con que se coordina, en el punto que corresponda a la máxima falla. Como tal se considera generalmente una falla trifásica, con máxima generación justo después de la siguiente barra o el pick-up del instantáneo del relé con el que se está coordinando. Por ejemplo, en la Figura 3.26, el lever del relé R_2 debe calcularse con el tiempo del relé R_3 más el tiempo de paso, con una falla máxima en F (barra siguiente al relé R_2). En todo caso, debe verificarse la coordinación para otro tipo de fallas.
- a.4. Todo lo explicado es válido para sistemas radiales. En puntos donde no hay suficiente diferencia entre la corriente de los alimentadores fallados y no fallados que llegan a una misma barra de subestación, o en sistemas en anillo o con líneas de doble circuito debe usarse relés con control direccional.

b. Relés de tierra

Para estos relés son válidos los mismos puntos mencionados antes, excepto lo indicado al comienzo de a.2. En efecto, como estos relés son alimentados con las corrientes de secuencia cero, las que valen cero para condiciones normales de operación, puede elegirse un tap de valor inferior a las corrientes normales de carga.

3.5.3. Etapas a seguir para calcular los ajustes de relés de sobrecorriente

El cálculo de ajustes de relés de sobrecorriente debe dar finalmente el valor de “tap” y de “lever” a que debe ajustarse cada relé. En los casos que se consulte elemento instantáneo, también debe entregar el valor al cual debe ajustarse éste. Para obtener el resultado final es necesario cumplir una serie de etapas previas, que se resumen a continuación, suponiendo que se dispone del diagrama unilineal del sistema, que el tipo de relé (inverso, muy inverso, etc.) está ya decidido y que se conocen las razones de los TT/CC a usar. También es necesario disponer de las curvas características de los relés y papel log-log para trazar las características de corriente (abscisa) y tiempo (ordenada). Las etapas son las siguientes:

- a. Dibujar el circuito equivalente por fase (diagrama de impedancias) del sistema eléctrico radial al cual se está aplicando la protección, indicando los parámetros de cada uno de sus componentes.
- b. Reducir todos los parámetros a una base común. Como se verá posteriormente, todas las corrientes deben estar referidas a un solo nivel de voltaje, el que conviene que sea el que es común a la mayor parte de los componentes.
- c. Calcular las corrientes nominales de los equipos, reduciéndolas además al nivel de voltaje común.
- d. Calcular las corrientes máximas de falla (con plena generación) y las mínimas (con generación mínima) para cada uno de los puntos donde se ubican relés.
- e. Determinar si procede el uso de elementos instantáneos de acuerdo a lo explicado en el párrafo 3.4.4.
- f. Calcular los tap de los relés en términos primarios, de acuerdo a lo explicado en el párrafo 3.5.2.a.2, en función de las corrientes nominales de los equipos y verificando respaldos para las fallas mínimas.
- g. Calcular los tap en términos secundarios, para lo que basta multiplicar el valor anterior por la razón inversa de los TT/CC correspondientes. Reajustar si es necesario los valores de acuerdo con los tap que realmente dispone el relé.

- h. Calcular el ajuste del elemento instantáneo, si procede, con las indicaciones dadas anteriormente (1,3 veces la corriente máxima de cortocircuito en la barra siguiente).
- i. Reducir todos los valores de tap a términos primarios y expresarlos en una sola base de voltaje. Marcarlos en el gráfico (log-log) correspondiente.
- j. Calcular los lever de acuerdo a lo indicado en el párrafo 3.5.2.a.3.

Existen dos maneras de determinar el lever; una gráfica y la otra analítica. Para la primera se necesitan las curvas para cada uno de los lever y para la otra, sólo la curva correspondiente al lever máximo.

- En el primer caso, para la corriente máxima de cortocircuito se toma el tiempo del relé con el cual se está coordinando (R_3 en Figura 3.26) y se le agrega el tiempo de paso. El tiempo " t_c " así calculado se lleva al gráfico tiempo-corriente y se ubica en un punto " n_c " de veces pick-up:

$$n_c = \frac{I_{Fmax}}{\text{Tap (prim)}} \quad (3.25)$$

El punto (t_c, n_c) coincidirá con alguna de las curvas o quedará cerca de ellas, determinando el lever buscado. Siempre conviene aproximar a la curva superior o bien dejar un lever intermedio.

- Para el segundo caso, el lever en tanto por unidad respecto al lever máximo vale:

$$L_c = \frac{t_c}{t_{nc}} \quad (3.26)$$

Donde t_{nc} es el tiempo para lever máximo tomado como veces pick-up igual n_c . El valor así determinado, dará de inmediato el Lever para los relés Europeos, cuyo Lever máximo es la unidad y habrá que multiplicarlo por 10 en el caso de los relés americanos cuyo Lever máximo es 10.

La coordinación del relé siguiente se hará a partir de una nueva corriente de falla máxima y con un procedimiento similar al expuesto. En el caso de utilizar elementos instantáneos, la coordinación se hará a partir del ajuste de corriente de esta unidad, (el que por supuesto es menor que la corriente de falla máxima) en vez de la corriente de falla máxima.

3.5.4. Ejemplo de cálculo de ajustes

Para mostrar el procedimiento descrito, se considerará el sistema eléctrico de la Figura 3.27.

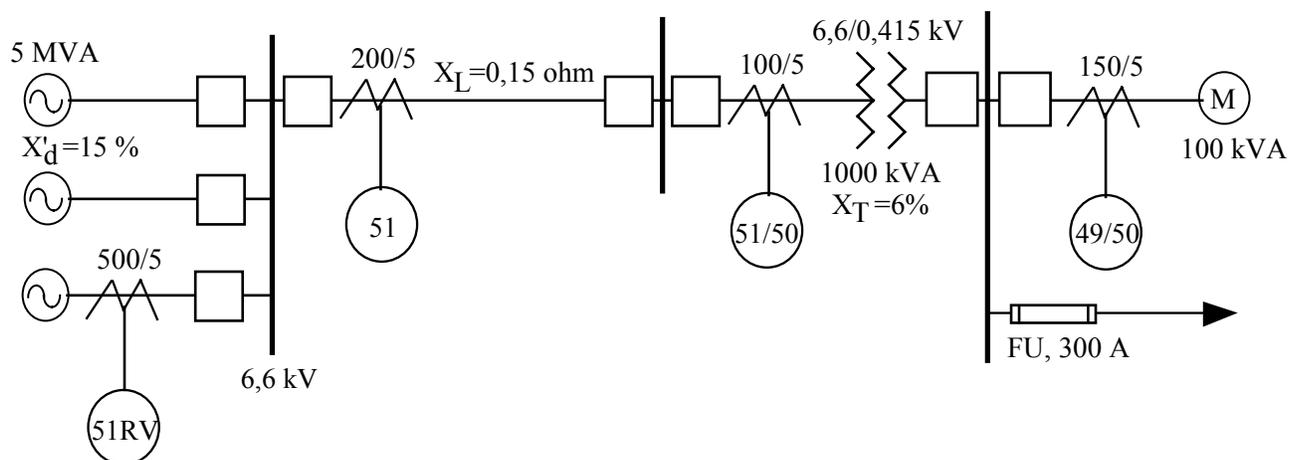


Figura 3.27.- Diagrama unilineal del sistema en estudio

Las protecciones de los equipos son las siguientes:

- Generador : Relé tipo CDV22 con retención de voltaje. Tap 51: 4-5-6-8-10-12-16
- Línea : Relé tipo CDG11 de tiempo inverso. Tap 51: 4-5-6-8-10-12-16
- Transformador : Relé tipo CDG11 de tiempo inverso con unidad instantánea.
- Motor : Relé de sobrecarga térmico, con curva fija y elemento instantáneo
- Alimentador : Fusible de 300 Amperes con curva fija

Las características tiempo-corriente de los relés, para lever máximo (1, ya que se trata de relés europeos) están dadas por las Tablas 3.3 y 3.4.

Tabla 3.3.- Característica tiempo-corriente del Relé CDV22, para Lever máximo

Corriente (Veces Tap)	A) Para Falla (Bajo Voltaje) Tiempo (segundos)	B) Para sobrecarga (voltaje normal) Tiempo (segundos)
2	10,0	20,0
3	6,2	12,0
4	5,0	9,3
5	4,3	7,8
7	3,6	6,4
10	3,0	5,2
15	2,55	4,2
20	2,2	3,6

Tabla 3.4.- Característica tiempo-corriente del Relé CDV11, para Lever máximo

I (Veces tap)	2	3	4	5	6	7	8	10	12	14	16	20
t (segundos)	10	6,2	5,0	4,3	3,85	3,6	3,35	3,0	2,75	2,6	2,5	2,2

Las características tiempo-corriente del relé térmico del motor y del fusible (ambas fijas) corresponden a las indicadas en las Tablas 3.5 y 3.6, respectivamente.

Tabla 3.5.- Característica t-I Relé térmico

I (amperes)	192	240	800
t (segundos)	60	34	13

Tabla 3.6.- Característica t-I Fusible

I (Amperes)	800	1.280	2.240
t (segundos)	50	3,0	0,2

- a. Dibujar el circuito equivalente por fase (diagrama de impedancias o malla de secuencia positiva) del sistema eléctrico radial al cual se está aplicando la protección de sobrecorriente, indicando los parámetros de cada uno de sus componentes. La Figura 3.28 muestra el diagrama de impedancias del sistema, con todos sus parámetros. Las impedancia en pu están en la base propia de cada equipo

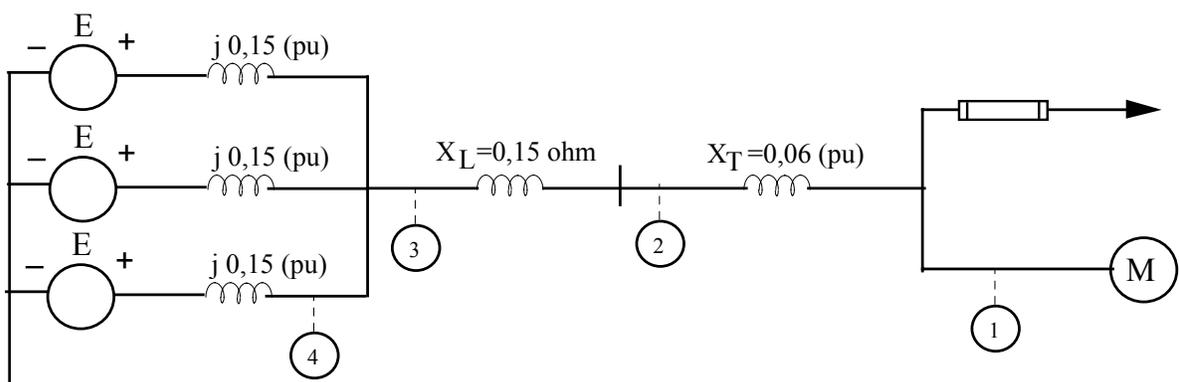


Figura 3.28.- Diagrama de reactancias del sistema

- b. Reducir todos los parámetros a una base común.

$$\text{Sea } S_B=5 \text{ MVA}; V_{B1}=6,6 \text{ kV} \Rightarrow I_{B1} = \frac{5 * 10^6}{\sqrt{3} * 6,6 * 10^3} = 437,4 \text{ A} \quad \text{y} \quad Z_{B1} = \frac{6,6^2}{5} = 8,712 \Omega$$

Por lo tanto: $X_S=0,15$ (pu) con un generador en servicio (Generación mínima)
 $X_S=0,15/3=0,05$ (pu) con los tres generadores en servicio (Generación máxima)
 $X_L=0,15/8,712=0,017$ (pu)
 $X_T=0,06*(5/1)=0,3$ (pu)

Las mallas de secuencia positiva (se suponen cortocircuitos trifásicos), se muestran en la Figura 3.29

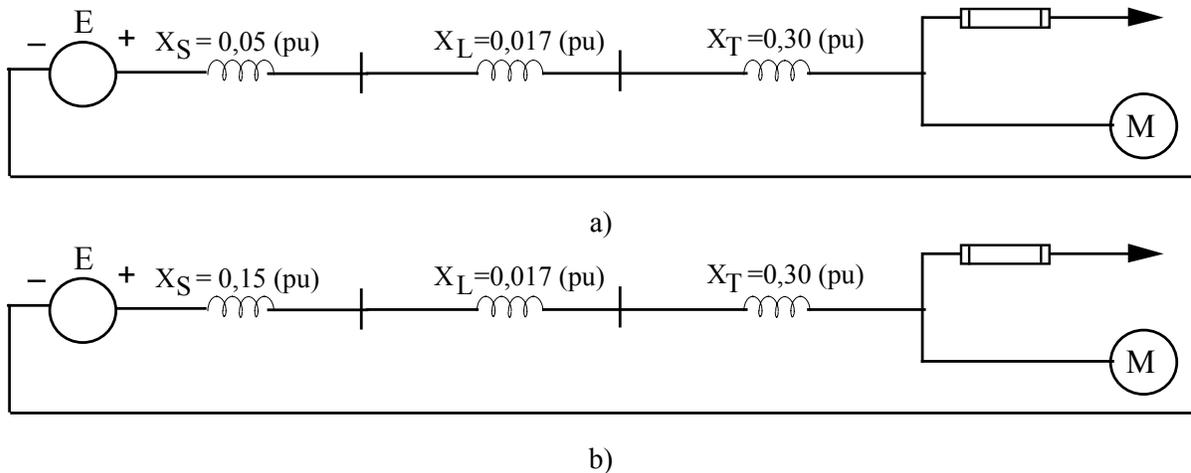


Figura 3.29.- Mallas de secuencia positiva. a) Generación máxima, b) Generación mínima

- c. Calcular las corrientes nominales de los equipos, reduciéndolas además al nivel de voltaje común. Se trabajará considerando como nivel de voltaje común el de 6,6 kV (lado de alta), porque en ese lado hay una mayor cantidad de relés.

$$\text{Generadores: } I_G = \frac{5 * 10^6}{\sqrt{3} * 6,6 * 10^3} = 437,4 \text{ A} \quad (\text{Igual a la corriente base del lado de alta})$$

$$\text{Línea: } I_L = \frac{2 * 10^6}{\sqrt{3} * 6,6 * 10^3} = 174,95 \text{ A} \quad (\text{Se supuso una capacidad de transferencia de 2 MVA para la línea})$$

$$\text{Transformador: } I_{T1} = \frac{1000 * 10^3}{\sqrt{3} * 6,6 * 10^3} = 87,48 \text{ A}$$

$$\text{Motor: } I_{M2} = \frac{100 * 10^3}{\sqrt{3} * 0,415 * 10^3} = 139,12 \text{ A}, \text{ que referido al nivel de voltaje común es:}$$

$$I_{M1} = \frac{139,12 * 0,415}{6,6} = 8,75 \text{ A}$$

- d. Calcular las corrientes máximas de falla (con plena generación) y las mínimas (con generación mínima) para cada uno de los puntos donde se ubican relés. Los valores de las corrientes de falla se

referirán al nivel de voltaje común, es decir, la corriente base será de 437,4 A, que por comodidad se aproximará a 440 A.

- En la barra de 0,415 kV, punto 1:

$$\dot{I}_{FMAX1} = \frac{\dot{E}}{jX_S + jX_L + jX_T} = \frac{1\angle 0^\circ}{j0,05 + j0,017 + j0,3} = 2,7248\angle -90^\circ \text{ (pu)} \Rightarrow I_{FMAX1} = 2,7248 * 440 = 1.200 \text{ A}$$

$$\dot{I}_{FMIN1} = \frac{\dot{E}}{jX_S + jX_L + jX_T} = \frac{1\angle 0^\circ}{j0,15 + j0,017 + j0,3} = 2,1413\angle -90^\circ \text{ (pu)} \Rightarrow I_{FMIN1} = 2,1413 * 440 = 940 \text{ A}$$

- En primario del transformador, punto 2:

$$\dot{I}_{FMAX2} = \frac{\dot{E}}{jX_S + jX_L} = \frac{1\angle 0^\circ}{j0,05 + j0,017} = 14,9254\angle -90^\circ \text{ (pu)} \Rightarrow I_{FMAX2} = 14,9254 * 440 = 6.600 \text{ A}$$

$$\dot{I}_{FMIN2} = \frac{\dot{E}}{jX_S + jX_L} = \frac{1\angle 0^\circ}{j0,15 + j0,017} = 5,988\angle -90^\circ \text{ (pu)} \Rightarrow I_{FMIN2} = 5,988 * 440 = 2.640 \text{ A}$$

- En la barra de los generadores, punto 3:

$$\dot{I}_{FMAX3} = \frac{\dot{E}}{jX_S} = \frac{1\angle 0^\circ}{j0,05} = 20\angle -90^\circ \text{ (pu)} \Rightarrow I_{FMAX3} = 20 * 440 = 8.800 \text{ A}$$

$$\dot{I}_{FMIN3} = \frac{\dot{E}}{jX_S} = \frac{1\angle 0^\circ}{j0,15} = 6,6667\angle -90^\circ \text{ (pu)} \Rightarrow I_{FMIN3} = 6,6667 * 440 = 2.940 \text{ A}$$

e. Determinar si procede el uso de elementos instantáneos de acuerdo a lo explicado en el párrafo 3.4.4. A partir de las corrientes de falla calculadas, se aprecia una reducción considerable en la barra de 415 Volt, respecto al lado de alta del transformador. Luego, se justifica poner relé instantáneo en el relé 2. Por otra parte, como la impedancia de la línea es baja considerada con la de la fuente, no hay una reducción importante de la corriente entre el cortocircuito en el lado de alta del transformador y la barra de los generadores, que justifique poner instantáneo en el relé 3.

f. Calcular los tap de los relés en términos primarios, de acuerdo a lo explicado en el párrafo 3.5.2.a.2, en función de las corrientes nominales de los equipos y verificando que den los respaldos correspondientes para las fallas mínimas.

f.1. Protecciones del Motor

- Relé térmico: Normalmente se ajusta con un valor de operación de 105% de la corriente nominal del motor. En este caso:

$$I_{op} = 1,05 * 139,12 = 146 \text{ A}$$

- Relé instantáneo: El elemento instantáneo se ajusta en un valor que sea superior a la corriente de partida del motor que en este caso se estima en 6 veces la corriente nominal. Se elige 8 veces la corriente nominal, es decir:

$$I_{op} = 8 * I_N = 8 * 139,12 = 1.112,96 \text{ A} \Rightarrow I_{op} = 1.110 \text{ A}$$

f.2. Protecciones del Transformador

- Relé temporizado: Normalmente se ajusta entre 1,2 y 1,5 veces la corriente nominal, o sea entre 105 y 131 A. Además debe dar respaldo a la falla mínima de 940 A. Se elige:

Tap=120 A (aproximadamente 1,37 veces la corriente nominal) que corresponde a un tap secundario justo de 6 A.

- Relé instantáneo: El elemento instantáneo se ajusta a 1,3 veces la corriente de falla máxima en la barra siguiente (aguas abajo). En este caso; corresponde a:

$$I_{op}=1,3*1.200=1.560 \text{ A}$$

f.3. Protección de la línea

- Relé temporizado: Normalmente se ajusta entre 1,2 y 1,5 veces la corriente nominal, o sea entre 210 y 260 A. Además debe dar respaldo a la falla mínima de 940 A. Se elige:

Tap= 240 A (aproximadamente 1,37 veces la corriente nominal) que corresponde a un tap secundario justo de 6 A.

f.4. Protección de los Generadores

- Los relés con retención de voltaje CDV22 tiene dos características de operación:
 - * Con voltaje nominal su pick-up es del 100% del valor del Tap
 - * Con voltaje inferior al nominal, por ejemplo, 70%, el relé opera con el 40% del valor del Tap.
- La corriente nominal del cada generador es de 440 A y por lo tanto, el ajuste podría estar entre 484 y 660 A (110 a 150% de la corriente nominal). Sin embargo, es usual permitir solo un 10% de sobrecarga y dar al relé también la característica de sobrecarga. Se puede elegir entonces un tap de 500 A, que en condiciones de falla (70% del voltaje nominal) corresponde a una corriente de operación de 200 A.

- g.** Calcular los tap en términos secundarios, reajustar si es necesario los valores de acuerdo con los tap que realmente dispone el relé.

g.1. Protecciones del Motor

- Relé térmico: $146*5/150=4,87 \text{ A}$
- Relé instantáneo: $1.110*5/150=37 \text{ A}$

g.2. Protecciones del Transformador

- Relé temporizado: $120*5/100=6 \text{ A}$
- Relé instantáneo: $1.560*5/100=78 \text{ A}$

g.3. Protección de la línea

- Relé temporizado: $240*5/200=6 \text{ A}$

g.4. Protección de los Generadores

- Relé temporizado: $500*5/500=5 \text{ A}$

h. Reducir todos los valores de tap a términos primarios y expresarlos en una sola base de voltaje. Marcarlos en el gráfico (log-log) correspondiente. Como el voltaje base elegido es de 6,6 kV, se debe referir a este nivel de voltaje solamente lo que está en 415 Volt; es decir, los Tap de las protecciones del motor y las características tiempo-corriente del térmico del motor y del fusible del alimentador.

h.1. Protecciones del Motor

- Relé térmico: $4,87 \cdot 150/5 = 146 \text{ A} \Rightarrow 146 \cdot 0,415/6,6 = 9,18 \text{ A}$ (referido al lado de 6,6 kV)
- Relé instantáneo: $37 \cdot 150/5 = 1.110 \text{ A} \Rightarrow 1.110 \cdot 0,415/6,6 = 70 \text{ A}$ (referido al lado de 6,6 kV)

Las Tablas 3.7 y 3.8 muestran las curvas del relé térmico del motor y del fusible con sus valores actuales de corrientes y los valores referidos a 6,6 kV.

Tabla 3.7.- Característica t-I Relé térmico

I a 415 V en Amp.	192	240	800
I a 6,6 kV en Amp.	12	15	50
t (segundos)	60	34	13

Tabla 3.8.- Característica t-I fusible

I a 415 V en Amp.	800	1.280	2.240
I a 6,6 kV en Amp.	50	80	140
t (segundos)	50	3,0	0,2

h.2. Protecciones del Transformador

- Relé temporizado: $6 \cdot 100/5 = 120 \text{ A}$
- Relé instantáneo: $78 \cdot 100/5 = 1560 \text{ A}$

h.3. Protección de la línea

- Relé temporizado: $6 \cdot 200/5 = 240 \text{ A}$

h.4. Protección de los Generadores

- Relé temporizado: $5 \cdot 500/5 = 500 \text{ A}$

i. Calcular los lever de acuerdo a lo indicado en el párrafo **3.5.2.a.3.**

i.1. Relé térmico del motor (1) y fusible del alimentador: Son de características fijas y han quedado definidos en las Tablas 3.7 y 3.8 respectivamente, con cuyos valores se dibujan en el gráfico log-log.

i.2. Relé del transformador (2): En este caso se debería coordinar considerando el valor del instantáneo del relé del motor que es de 70 A, menor que el pick-up del relé del transformador (120 A). Por lo tanto, el Lever del relé del transformador se puede ajustar en su valor mínimo, es decir; 0,1 ya que se trata de relés Europeos. A partir de la Tabla 3.4 se pueden obtener los valores de la característica tiempo-corriente, para Lever 0,1; considerando el 10% del tiempo en cada punto, lo que se indica en la Tabla 3.9 y con cuyos valores se dibuja la curva correspondiente sólo hasta 1.560 A. (Figura 3.30).

Tabla 3.9.- Característica tiempo-corriente del Relé del transformador

I (Veces tap)	2	3	4	5	6	7	8	10	12	Instantáneo
I (Amperes)	240	360	480	600	720	840	960	1.200	1.440	1.560
t (segundos)	1,0	0,62	0,50	0,43	0,385	0,36	0,335	0,30	0,275	Instantáneo

- i.3.** Relé de la Línea (3): Este relé debe coordinar con el del transformador (2) en el punto de corriente máxima; es decir, en el valor de 1.560 A (pick-up del instantáneo del relé 2), donde le corresponde un tiempo de aproximadamente 0,27 segundos (ver Figura 3.30). Luego: $t_c=t_2+t_p=0,27+0,4=0,67$ seg. El valor de corriente correspondiente a este tiempo se determina como sigue:

$$n_c = \frac{\text{Tap } 50 - 2}{\text{Tap } 51 - 3} = \frac{1.560}{240} = 6,5$$

De acuerdo con la Tabla 3.4, para $n_c=6,5$ corresponde un tiempo aproximado de 3,7 segundos; es decir, $t_{nc}=3,7$ segundos. Utilizando la expresión (3.26) se tiene

$$L = \frac{t_c}{t_{nc}} = \frac{0,67}{3,7} = 0,18$$

Por lo tanto se elige el lever más cercano, es decir, Lever 51-3=0,2. La curva correspondiente se dibuja con los valores de la Tabla 3.10, que se obtiene a partir de la 3.4, considerando un pick-up de 240 A y un tiempo del 20% del indicado en la Tabla 3.4.

Tabla 3.10.- Característica tiempo-corriente del Relé de la línea

I (Veces tap)	2	5	10	20
I (Amperes)	480	1.200	2.400	4.800
t (segundos)	2	0,86	0,6	0,44

Del gráfico de la Figura 3.30, se desprende que el tiempo de paso real es de aproximadamente 0,45 segundos.

- i.4.** Relé de los generadores (4): Como la corriente de cortocircuito de un generador es de 2.940 A, la coordinación entre los relés 3 y 4 deberá hacerse considerando este valor. Para este punto, el tiempo de la curva del relé de la línea es de 0,55 segundos, por lo que $t_c=0,55+0,4=0,95$ segundos. Las características tiempo-corriente para Lever máximo del relé CDV22, se muestran en la Tabla 3.3. En condiciones de falla (Curva A), se comporta de acuerdo a la curva de un relé normal de sobrecorriente, pero su pick-up baja a un 40% de la corriente de operación normal. En este caso, la corriente de pick-up en operación normal es de 500 Amperes y por lo tanto, en falla es de 200 Amperes.

Para continuar con la coordinación, corresponde determinar el lever para el relé del generador en condiciones de falla.

Para este caso, $n_c = 2940/200 = 14,8$ veces, es decir, 15. De acuerdo con la Tabla 3.3 (Curva A), $t_{nc}=2,55$ segundos, por lo que el Lever será:

$$L = \frac{t_c}{t_{nc}} = \frac{0,95}{2,55} = 0,37$$

El que se aproxima a 0,4. Luego, las características tiempo-corriente corresponderán a las indicadas en las Tablas 3.11 y 3.12, que corresponden a los valores de tiempo dados por la Tabla 3.3, multiplicados por 0,4

Tabla 3.11.- Característica tiempo-corriente del Relé CDV22, Curva A, para Lever 0,4

N_c	2	3	4	5	7	10	15	20
I (Amp)	400	600	800	1.000	1.400	2.000	3.000	4.000
t (seg)	4	2,48	2,0	1,72	1,44	1,2	1,02	0,88

Tabla 3.12.- Característica tiempo-corriente del Relé CDV22, Curva B, para Lever 0,4

n_c	2	3	4	5	7	10
I (Amp)	1.000	1.500	2.000	2.500	3.500	5.000
t (seg)	8,0	4,8	3,72	3,12	2,56	2,08

Se ha establecido 5.000 Amperes, como límite para el eje de abscisas del gráfico, razón por la cual no tiene sentido agregar en la Tabla 3.12, los valores para 15 y 20 veces tap.

En el gráfico de la Figura 3.30 se puede apreciar que la curva 4 A correspondiente al relé del generador se cruza con la curva del relé 3 de la línea. Esto no tiene importancia ya que la curva 4 A considera solo condiciones de falla con corrientes superiores a 940 Amperes, que es la falla mínima en la barra de 415 Volt, donde el tiempo de paso es de 0,7 segundos, lo cual es más que suficiente.

j. Resumen de ajustes

Relé 1: Motor de 100 kVA, 415 Volt

TT/CC: 150/5

Pick-up relé térmico: 4,87 A

Pick-up relé instantáneo: 37 A

Relé 2: Transformador de 1.000 kVA, 6,6/0,415 kV

TT/CC: 100/5

Tap: 6

Lever: 0,1

Pick-up relé instantáneo: 78 A

Relé 3: Línea de 6,6 kV

TT/CC: 100/5

Tap: 6

Lever: 0,2

Relé 4: Generadores de 5 MVA, 6,6 kV

TT/CC: 500/5

Tap: 5

Lever: 0,4

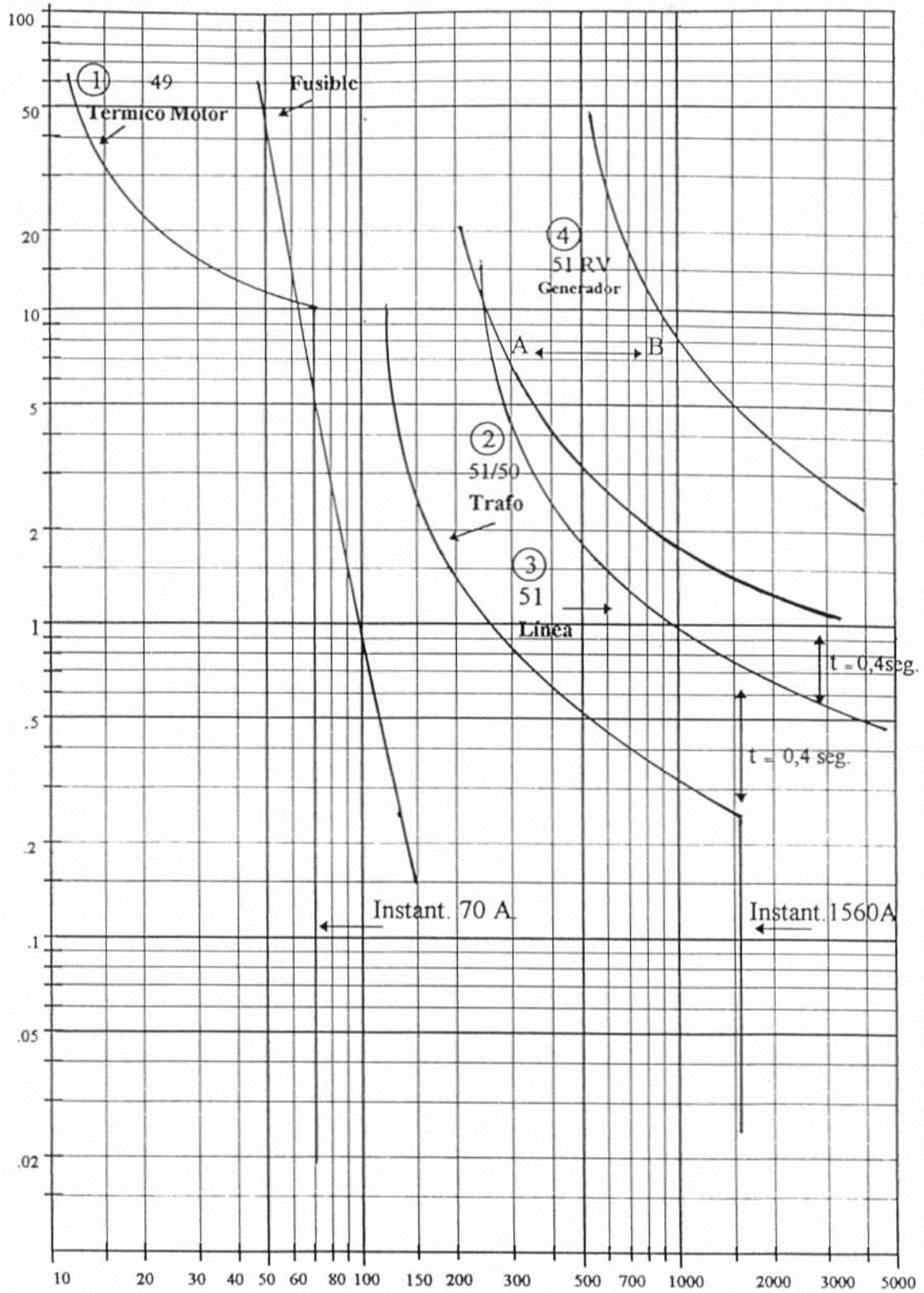


Figura 3.30.- Gráfico resumen de la coordinación del sistema de la Figura 3.27

CAPITULO 4

PROTECCIONES DIFERENCIALES

4.1. Introducción

Las protecciones diferenciales basan su funcionamiento en la comparación de las corrientes que entran y salen de un equipo. Su aplicación tiene pocas limitaciones, siendo la principal de ellas, la distancia que separa a los transformadores de corriente, ya que mientras mas separados se encuentren, mayor será el burden que representan los conductores de interconexión. Por razones prácticas y económicas, el relé diferencial se usa para la protección de máquinas síncronas y asíncronas, transformadores de poder, barras de subestaciones (SS/EE) y líneas cortas, siempre que su potencia sea importante. (Usualmente sobre unos 5 a 8 MVA). En el caso de líneas largas, el problema de la lejanía física de los extremos cuyas magnitudes deben compararse se ha subsanado de diferentes maneras dando origen a las protecciones de hilo piloto (alambre o cable de fibra óptica), vía carrier (30-200 kHz), microondas (sobre 900 MHz).

En el esquema de la Figura 4.1 se puede apreciar que la corriente que detecta el relé diferencial R, en las condiciones indicadas, es igual a cero. Al ocurrir una falla, sea monofásica, bifásica o trifásica, en la zona protegida (entre los TT/CC), se produce un desequilibrio que hace fluir una corriente diferencial I_d distinta de cero, por el relé R, de modo que éste da la orden de abrir el interruptor correspondiente.

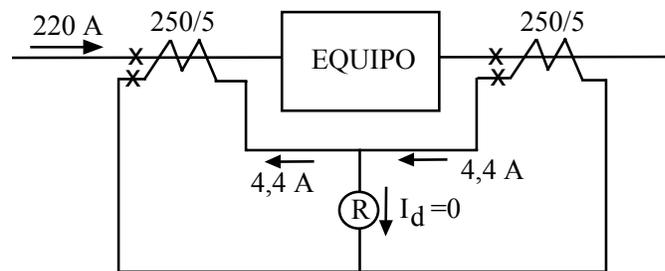


Figura 4.1.- Diagrama esquemático de un relé diferencial

La protección diferencial, por lo tanto, resulta ser eminentemente selectiva, ya que no responde a fallas que no estén comprendidas en su zona de influencia, es decir entre los dos juegos de transformadores de corriente. Por esta razón, no necesita ser coordinada en otras protecciones, como las de sobrecorriente por ejemplo; como además, es independiente de la corriente de carga circulante, puede tener un pick-up muy bajo y ser teóricamente instantánea.

La protección diferencial se construye de diversas formas utilizando distintos principios y con diferentes prestaciones. Entre los relés más utilizados se pueden mencionar: Los de tipo disco de inducción (IJD y STD, ambos de porcentaje, donde el segundo tiene restricción de armónicos), tipo copa de inducción (CFD, utilizado en la protección de máquinas rotatorias), los basados en microprocesador, como el DTP que proporciona funciones de protección diferencial (87) y respaldo (87R) para transformadores de poder, de frenado por armónicos, filtrado digital de la componente de secuencia cero, sistema interno de compensación de fase con la obtención de las corrientes de cada devanado y fase, a partir de las corrientes de línea, Monitoreo, Registro y Análisis. Todos ellos son fabricados por la General Electric.

4.2. Protección diferencial de barras

Una de las aplicaciones de la protección diferencial es la de proteger las barras de una subestación, donde las fallas normalmente suelen ser bastante severas. Dada su selectividad inherente, pueden ajustarse de modo que depeje la falla rápidamente a fin de evitar mayores daños y un compromiso mayor de las instalaciones.

La protección diferencial de barras reúne las corrientes de todas las líneas que llegan o salen de la barra, de modo que la suma instantánea de ellas es siempre igual a cero, en condiciones normales, tanto en términos primarios como secundarios.

En la Figura 4.2 se muestra el esquema diferencial de una subestación a cuya barra llegan cinco líneas, donde se puede apreciar que si todos los TT/CC tienen la misma razón de transformación (50/5, en este caso) y se conectan de acuerdo con la Figura; cuando la suma de las corrientes que entran y salen de la barra es cero, la corriente por el relé R es igual a cero. Conviene hacer notar que, a pesar de que la línea 3 está abierta, no afecta a dicho equilibrio, ya que la impedancia que ofrecen sus transformadores de corriente (de excitación), es mucho mayor que la del resto del sistema.

En el caso de ocurrir una falla en la barra se romperá el equilibrio y el relé dará orden de abrir a todos los interruptores de ésta.

En algunas barras de SS/EE y líneas cortas de transmisión, la protección diferencial está constituida por un relé de sobrecorriente tipo disco de inducción, ajustado en un tap de 4 A, con lever lo mas bajo posible para lograr una operación rápida. En subestaciones importantes donde se requieren tiempos muy cortos de despeje, se usan elementos de alta velocidad y muy sensibles, tales como: relés del tipo telefónico, polarizados o de estado sólido.

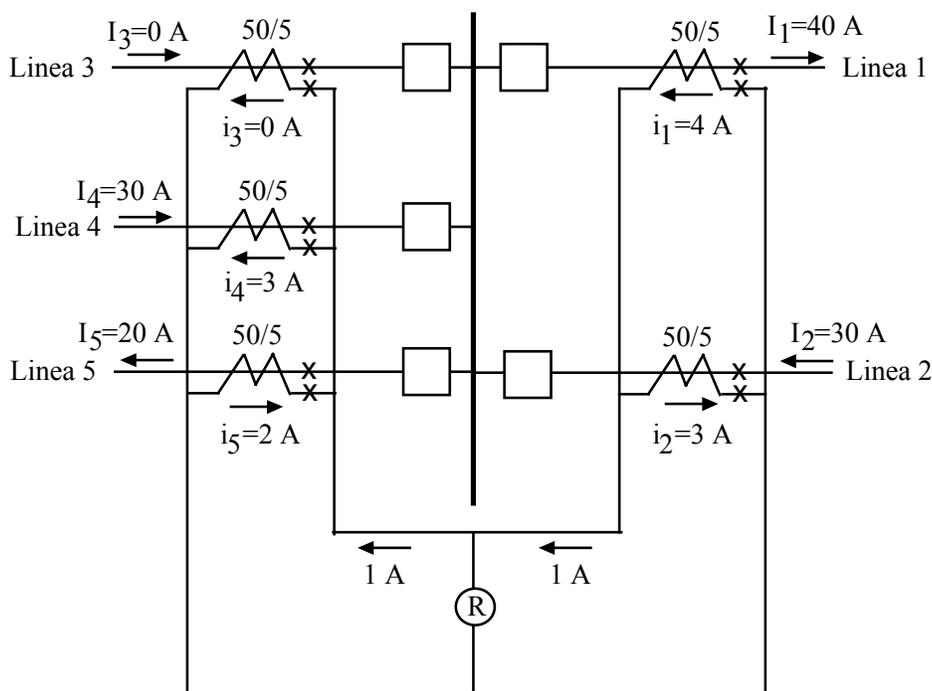


Figura 4.2.- Protección diferencial de barras

Como la protección diferencial es selectiva, no debería operar para fallas externas a la zona protegida. En la práctica esto no es totalmente cierto ya que las elevadas corrientes de falla que pueden producirse en las cercanías de la protección dan origen a corrientes diferenciales por razones tales como: Errores de razón de los TT/CC; distinto factor de sobrecorriente de éstos (aún con burden nominal) y por diferencias en el burden que tienen conectado. Por tales razones, ha sido necesario “insensibilizar” estos relés para que operen sólo cuando la corriente diferencial alcance un cierto valor que es un porcentaje de la corriente por fase. A estos relés se le denomina “relés diferenciales de porcentaje”.

4.3. Protección diferencial de porcentaje

El elemento de medida de estos relés compara las corrientes que entran con las que salen del equipo de tal manera que cuando la diferencia entre éstas alcance un valor igual o superior a un porcentaje dado de la corriente menor, el torque de operación es mayor que el de retención, produciendo la operación del relé.

Los relés diferenciales de porcentaje, tienen en cada fase una unidad de medida de tres enrollados: dos de retención y uno de operación dispuestos como se muestra esquemáticamente en la Figura 4.3.

Cuando no hay falla interna, las corrientes secundarias I_1 e I_2 son iguales, la corriente diferencial I_d , es igual a cero y por lo tanto, el torque de operación es igual a cero, mientras que el torque de retención es máximo con las dos corrientes en el sentido indicado y con el mismo valor. En condiciones de falla interna, las corrientes I_1 e I_2 cambian, por lo general, en magnitud y fase; la corriente diferencial aumenta, por lo que la bobina de operación produce torque en el sentido de cerrar los contactos del relé. El torque de retención disminuye ya que a lo menos una de las corrientes baja significativamente su valor.

En resumen, en condiciones de falla el torque de operación se hace mayor que el de retención produciéndose la operación de la protección. Los relés electromecánicos de este tipo se construyen generalmente como elementos tipo disco o cilindro de inducción. A manera de ejemplo, se analizará el relé diferencial de porcentaje tipo disco de inducción.

4.4. Relé diferencial de porcentaje tipo disco de inducción

El elemento de medida de este tipo de relé es semejante al de un relé de sobrecorriente tipo disco de inducción con espiras en cortocircuito, con la diferencia que el comparador está compuesto de dos unidades: una de operación y otra de retención, tal como se muestra en la Figura 4.4.

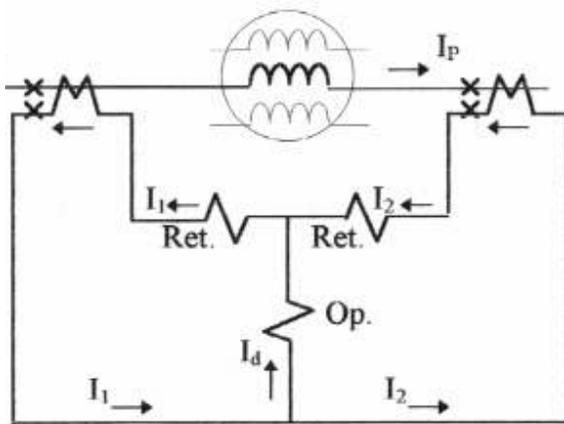


Figura 4.3.- Diagrama circuital de un relé diferencial de porcentaje

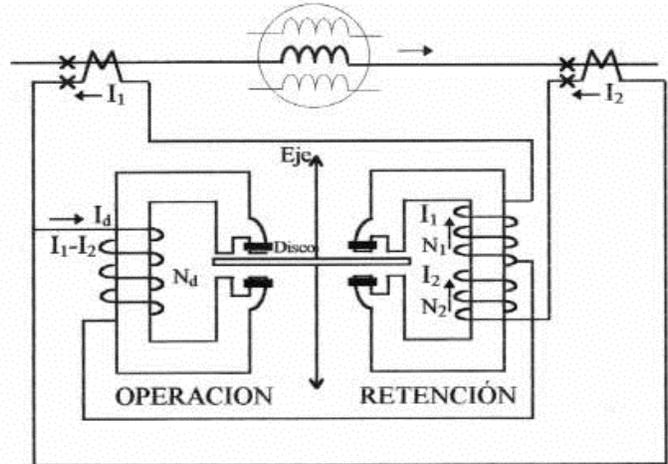


Figura 4.4.- Diagrama esquemático de un relé diferencial de porcentaje tipo disco de inducción

Para la Figura 4.4 se puede escribir:

$$T_{OP} = K (N_d I_d)^2 = K N_d^2 (I_1 - I_2)^2 \tag{4.1}$$

$$T_{RET} = K (N_1 I_1 + N_2 I_2)^2 \tag{4.2}$$

Para que el relé opere, es necesario que el torque de operación T_{OP} sea mayor que el de retención T_{RET} , es decir:

$$K N_d^2 (I_1 - I_2)^2 > K (N_1 I_1 + N_2 I_2)^2 \tag{4.3}$$

o bien:

$$\frac{I_1 - I_2}{I_2} > \frac{N_1 I_1}{N_d I_2} + \frac{N_2}{N_d} \tag{4.4}$$

En condiciones muy cercanas a la operación, con $I_1 > I_2$ pero considerando $I_1 \approx I_2$ se tiene que:

$$s = \frac{I_1 - I_2}{I_2} = \frac{N_1 + N_2}{N_d} \quad (4.5)$$

Donde s (slope) es la pendiente de la curva de operación del relé, denominada también “sensibilidad” o “por ciento de sensibilidad” cuando la expresión (4.5) se multiplica por 100.

La Figura 4.5 muestra la característica de este relé, para una pendiente del 10 %. La línea representa el límite de operación, por lo que el relé operará cuando el punto de trabajo se encuentre sobre ella. En la zona de I_2 pequeñas, la característica se desprende de la recta que pasa por el origen, por cuanto, debido a la acción del resorte antagónico, hay un torque mínimo capaz de vencer su acción.

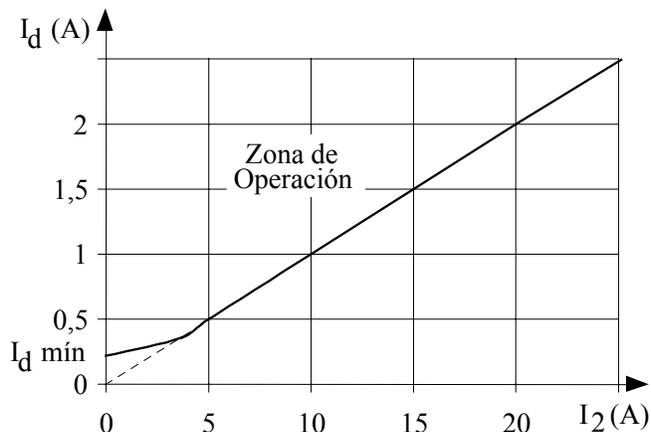


Figura 4.5.- Característica de operación del relé diferencial de porcentaje tipo disco de inducción

Variando la relación entre $(N_1 + N_2)$ y N se puede cambiar la pendiente de relé. Los porcentajes recomendados dependen del tipo de máquina. Se acostumbra a usar 10 y 25 % para máquinas rotatorias y 15, 25, 40 y 50 % para transformadores de poder. Cuando se aplica el relé tipo disco de inducción a generadores, la bobina de operación está conectada en el punto medio de una única bobina de retención; por lo tanto, el torque de retención, según (4.2), depende del promedio de las corrientes de cada entrada del equipo.

4.5. Protección diferencial para máquinas rotatorias

4.5.1 Protección diferencial longitudinal

La protección diferencial es la mejor forma de proteger el estator de un alternador contra fallas entre fases y a tierra. Sin embargo, para fallas a tierra, la efectividad de la protección depende de la impedancia de la puesta a tierra, puesto que según sea el valor de ella, una parte del enrollado queda sin protección. Por otra parte, la protección diferencial no protege contra cortocircuitos entre espiras de una misma fase. Las Figuras 4.6 a 4.9 muestran diferentes conexiones de la protección diferencial aplicada a generadores, según la conexión de sus enrollados. Conviene indicar que en el caso de la Figura 4.7, el relé protege sólo contra fallas monofásicas.

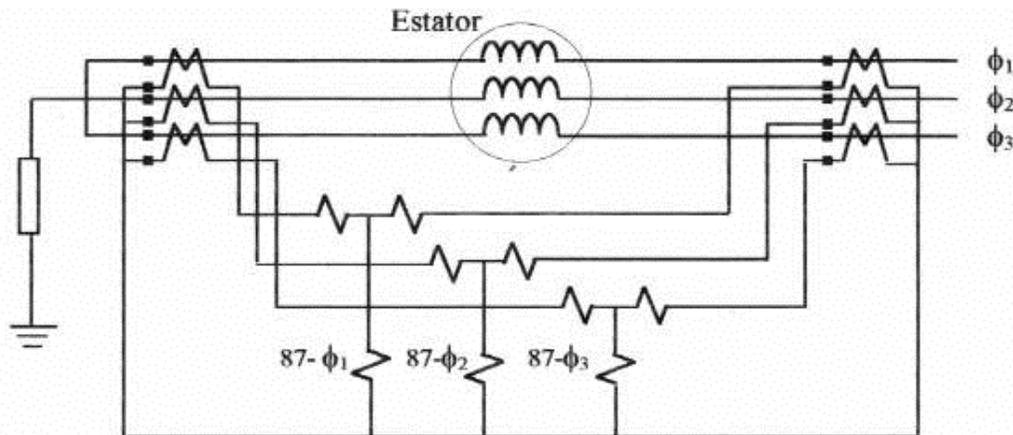


Figura 4.6.- Protección diferencial longitudinal aplicada a un generador conectado en estrella a tierra

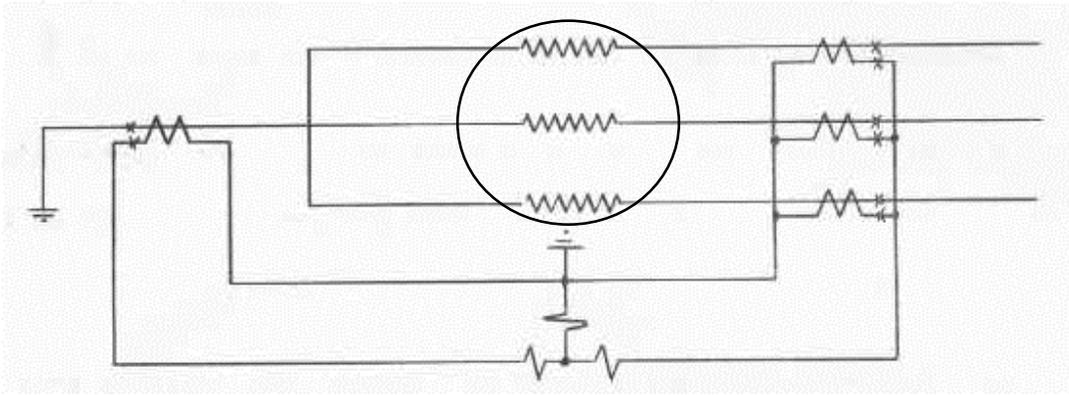


Figura 4.7.- Protección diferencial contra fallas a tierra

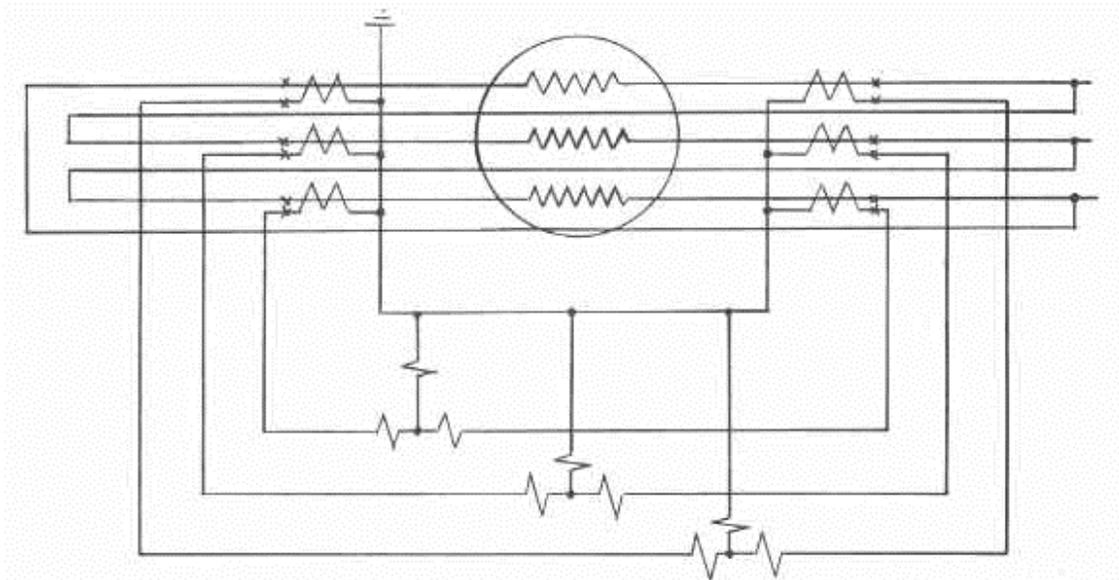


Figura 4.8.- Protección diferencial aplicada a un generador conectado en delta con TT/CC en estrella

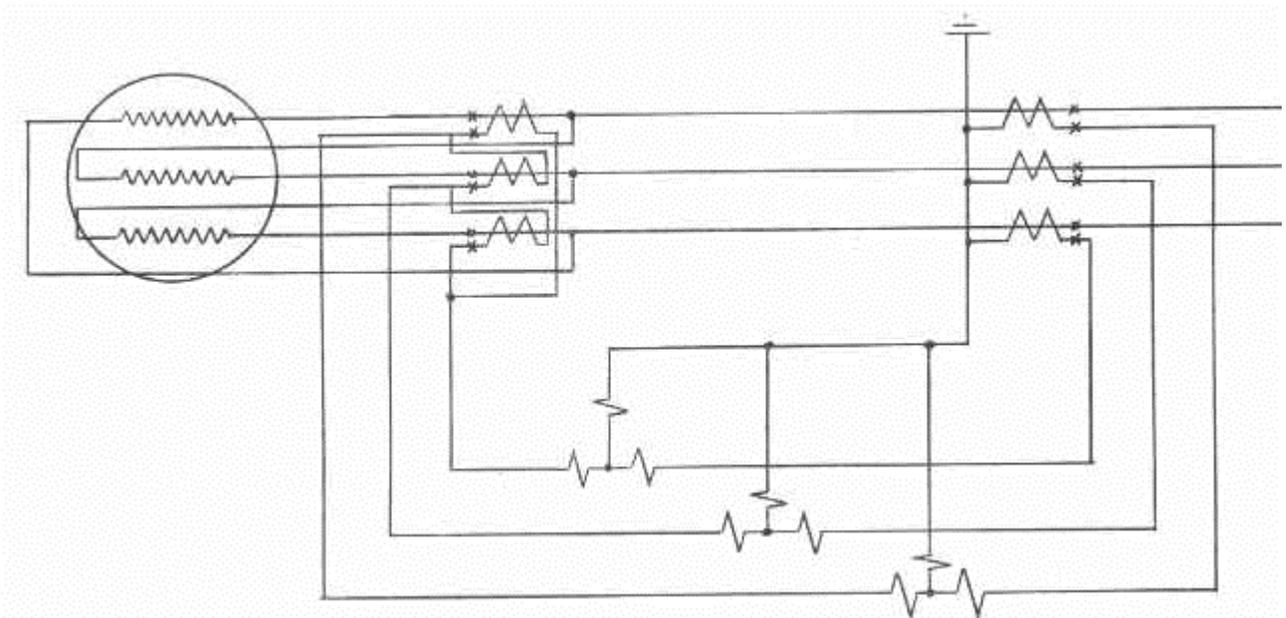


Figura 4.9.- Protección diferencial aplicada a un generador conectado en delta, con TT/CC en delta y estrella

Por otra parte, en muchos casos el alternador con su transformador elevador se encuentran conectados sólidamente formando un solo conjunto, sin interruptores ni desconectores intermedios. En estos casos se suelen utilizar dos protecciones diferenciales del tipo longitudinal: una llamada “corta” que abarca sólo el alternador y otra llamada “larga” que abarca desde el neutro del alternador hasta el secundario del transformador de poder.

4.5.2 Protección diferencial transversal

Por razones de conveniencia de diseño, los estatores de los alternadores se construyen, en algunos casos, con dos enrollados trifásicos idénticos conectados en paralelo. Se les denomina, de fase partida y es usual en grandes alternadores, donde la protección diferencial se consigue mediante la disposición de los transformadores de corriente en los extremos de los dos enrollados, tal como se muestra en la Figura 4.10.

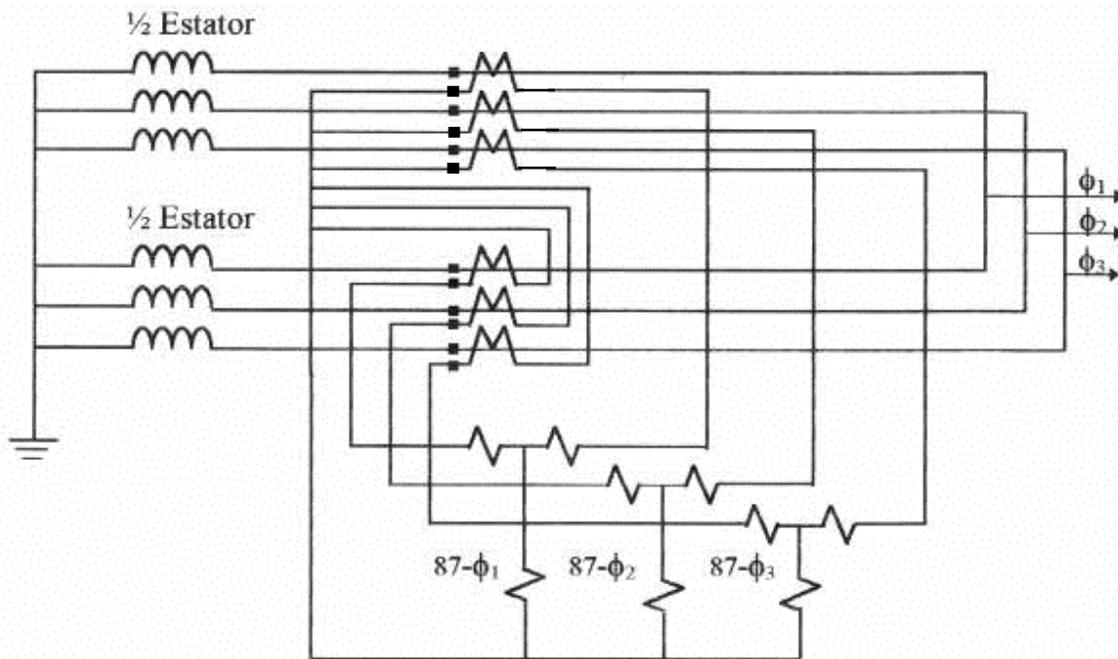


Figura 4.10.- Protección diferencial transversal aplicada a un alternador de fase partida

Cuando se trata de máquinas de gran tamaño, se puede dar el caso de una protección diferencial combinada, como se muestra en la Figura 4.11, donde se puede apreciar que la protección diferencial principal está conectada a los TT/CC de 1500/5, de modo que por las bobinas de retención de los relés 87F circulan normalmente las corrientes secundarias de las fases correspondientes. Al ocurrir una falla monofásica, por ejemplo en el punto A de la fase N° 1 a tierra, circulará una corriente por la parte de la fase N° 1 afectada, proporcional al voltaje generado por la sección de enrollado no afectado y que se cierra por la conexión a tierra del generador. Así, sólo el T/C de la fase 1 del lado del neutro detecta la falla a tierra, circulando una corriente por la bobina de operación del relé 87F- ϕ_1 que lo hará operar. Si el alternador está en paralelo con otro, la falla se alimentará también desde el exterior, circulando una corriente en sentido inverso por la sección del enrollado comprendida entre el punto A y el lado de fase, la cual será detectada por el T/C respectivo, aumentando así la corriente diferencial.

En el caso de la protección diferencial transversal, si ocurre un cortocircuito entre bobinas de una misma fase, circulará una corriente que se cerrará solamente por las partes cortocircuitadas de la misma fase. En estas circunstancias se invierte la corriente de uno de los TT/CC de la fase afectada, pasando por el enrollado de operación del relé respectivo, el doble de la corriente en términos secundarios.

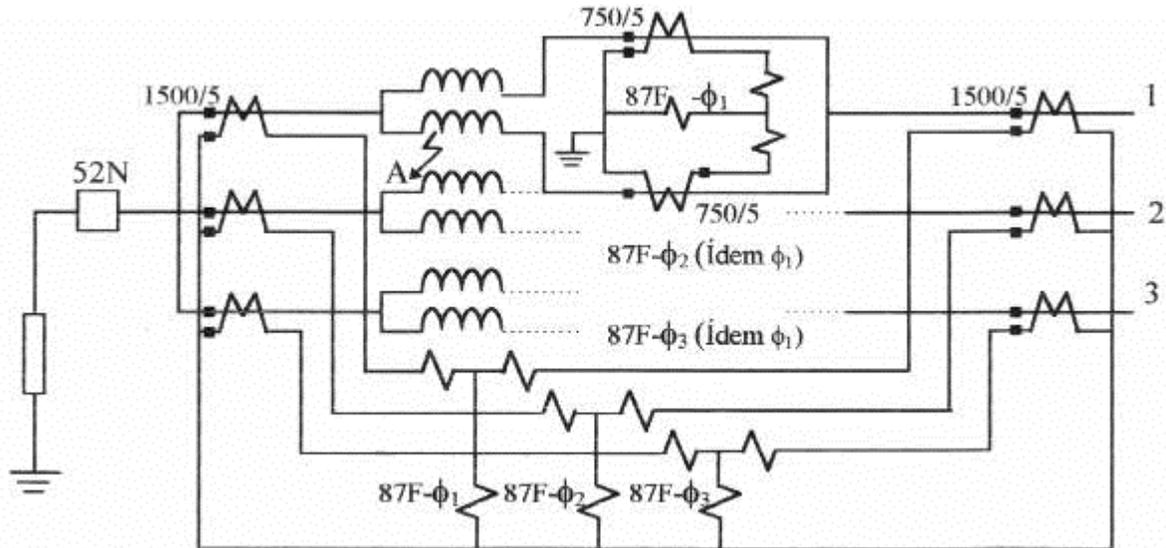


Figura 4.11.- Protección diferencial de alternador longitudinal y transversal

Cuando el generador no es de fase partida, la detección de fallas entre espiras o las fases abiertas se detectan mediante la medida de la tensión de secuencia cero generada (generadores conectados en estrella-tierra) o la medida de las corrientes de secuencia negativa causadas por el desequilibrio interno del generador. En general, las órdenes que debe habilitar una protección diferencial de un alternador dependen de los elementos asociados a éste, lo que es básicamente función de su potencia. En máquinas de cierta importancia se emiten órdenes tales como:

- Desconexión de la máquina del sistema: Apertura del interruptor de poder.
- Desconexión del sistema de excitación: Apertura del interruptor de campo.
- Detención de la máquina motriz: Por ejemplo, cierre rápido de compuertas.
- Desconexión de la puesta a tierra (Apertura del interruptor de tierra, 52N en la Figura 4.11).
- Aplicación del sistema de extinción de incendios.

4.6. Protección diferencial de transformadores de poder

La protección diferencial de transformadores trifásicos es bastante más complicada que la protección de alternadores, por los motivos siguientes:

- a. Las corrientes de primario y secundario no tienen el mismo valor, debido a que normalmente la relación de voltajes entre estos dos enrollados no es la unidad.
- b. Las corrientes del primario y secundario del transformador pueden no estar en fase, dependiendo de la conexión del transformador.
- c. Las razones de los TT/CC no siempre arrojan valores secundarios iguales a comparar.
- d. La protección no debe ser afectada por las condiciones de operación del transformador, como cambios de taps o funcionamiento en vacío.
- e. La corriente de excitación en el momento de la conexión del transformador (corriente de in-rush) puede tomar valores muy elevados, dependiendo del valor instantáneo de la onda de voltaje en el momento de la conexión. Su forma es exponencial decreciendo en el tiempo y disminuyendo su desplazamiento para tomar finalmente el valor de régimen permanente.
- f. En transmisión se usan bastante transformadores de tres enrollados o con terciario, lo que complica más la situación.

- g. Algunas conexiones especiales de los transformadores de poder, como la conexión zigzag, se tratan en forma diferente a la que correspondería según su índice horario para conseguir que la protección no opere para fallas externas.

A continuación se verá la forma como se resuelven estos problemas.

- a. Los relés diferenciales se construyen con tap en las unidades de retención, de modo que aunque las corrientes que se comparan no son iguales, el relé (que compara torques), opere con el mismo porcentaje o pendiente. En el caso del relé diferencial tipo disco de inducción, la General Electric dispone de los relés IJD53C e IJD53D, cuyo diagrama, incluyendo los Taps, es el de la Figura 4.12.

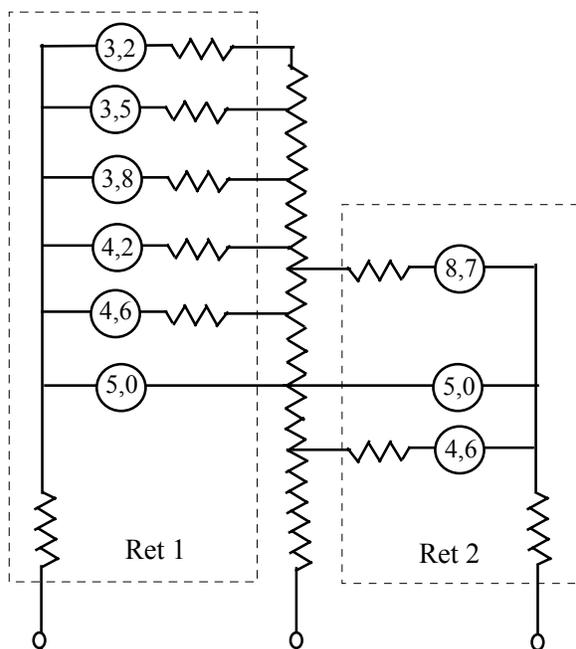


Fig 4.12.- Relé diferencial de porcentaje con taps

El porcentaje o pendiente, en este caso, se determina mediante las siguientes expresiones:

$$s(\%) = \left(\frac{I_1}{I_2} * \frac{T_2}{T_1} - 1 \right) * 100 \quad (4.6)$$

Válida cuando $I_1 > I_2$

En el caso en que $I_2 > I_1$, la expresión para la pendiente es:

$$s(\%) = \left(\frac{I_2}{I_1} * \frac{T_1}{T_2} - 1 \right) * 100 \quad (4.7)$$

Las expresiones (4.6) y (4.7) se pueden obtener a partir de las ecuaciones indicadas en la Figuras 11 y 12 de [13], respectivamente, que corresponden a las características de operación del relé.

- La característica de tiempo del relé se muestra en la Figura 13 de [13] y los diagramas de conexiones internas están en las Figuras 16 (IJD53C) y 17 (IJD53D) del manual de instrucciones del relé [13].
- b. Los relés diferenciales se conectan a circuitos secundarios provenientes de juegos de TT/CC cuya conexión debe efectuarse en forma inversa a aquella de los enrollados primario y secundario del transformador de poder. De esta manera se anula el desplazamiento angular de las corrientes por fase. Por ejemplo, si un transformador tiene conexión DY_1 , los TT/CC del lado primario se conectarán en estrella y los del lado secundario, en delta, de tal forma que las corrientes secundarias por línea de los TT/CC, adelanten en 30° a las correspondientes dentro de la delta. De todas formas, es conveniente asegurarse de la correcta conexión de los TT/CC, dibujando los diagramas fasoriales respectivos. En el caso de las protecciones electrónicas, los TT/CC de ambos lados se pueden conectar en estrella, ya que el desfase puede ser compensado en forma interna por la protección
- c. Para solucionar el problema de que los TT/CC entreguen magnitudes secundarias diferentes a comparar, se puede hacer uso de relés diferenciales de porcentaje, de diferentes porcentajes o pendientes; por ejemplo; 15-25-40-50%, o bien, utilizar autotransformadores de corriente auxiliares que disponen de un amplio rango de relaciones de taps, para igualar las corrientes que llegan al relé.
- d. El problema señalado en este punto también puede ser solucionado empleando relés diferenciales de porcentaje, con valores más elevados, tal como los indicados en c.
- e. El relé diferencial tipo disco de inducción que se ha visto, generalmente se aplica en transformadores no mayores de 4 a 8 MVA, puesto que para potencias mayores, se requeriría temporizarlo o

insensibilizarlo para lograr que no opere en el instante de la conexión del transformador, debido a la corriente de in-rush, atentando de este modo contra las principales ventajas de la protección diferencial, como lo son su rapidez y sensibilidad.

- Para insensibilizar el relé se ha recurrido a formas tales como hacer pasar parte de la corriente diferencial por una resistencia que es desconectada por un contacto auxiliar del interruptor o bien por un relé de sobrevoltaje conectado a un T/P ubicado en el lado del transformador por donde se acostumbra a energizarlo.
- Los relés se pueden temporizar para retardar su operación en unos 0,10 a 0,14 seg., según sea la característica de la corriente de in-rush del transformador, en cuyo caso el tiempo mayor corresponde a la situación mas desfavorable.

Relé diferencial con retención por armónicas [13]

Las soluciones anteriores se han ido dejando de lado debido al desarrollo de un relé especialmente diseñado para aplicaciones en transformadores de poder que permite resolver el problema. Figura 4.13.

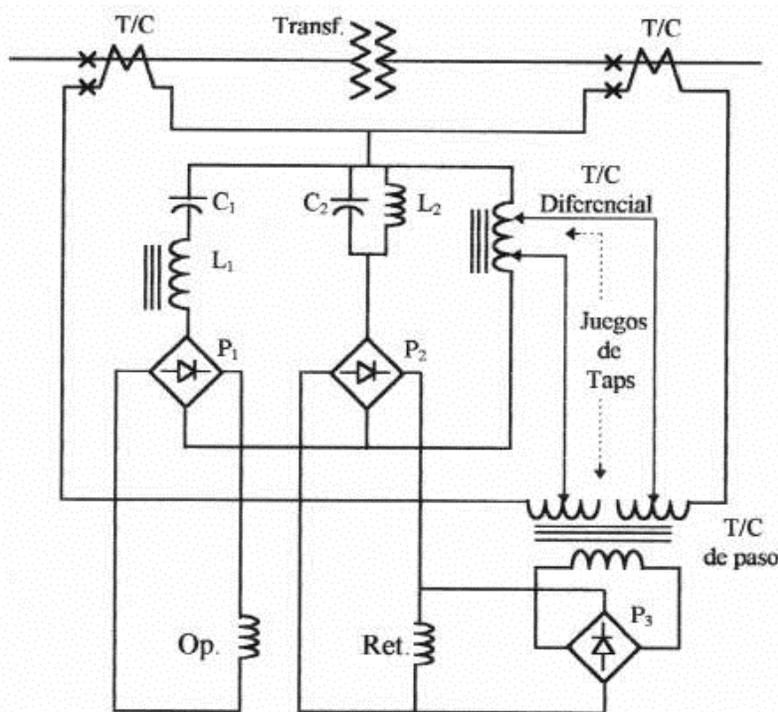


Figura 4.13.- Relé diferencial con retención de armónicas

La bobina de retención también se alimenta con corriente continua a través del puente P_3 y del transformador de corriente de paso, por una parte, y a través del puente P_2 cuyo filtro C_2-L_2 permite el paso de las armónicas de la corriente fundamental. En esta forma se consigue que el relé no opere para corrientes de in-rush y, en cambio, opere los mas rápidamente posible para fallas (0,02-0,03 seg.)

4.7. Diagrama de conexiones para protección diferencial de transformador

A modo de ejemplo, se considerará la aplicación de la protección diferencial de porcentaje a un transformador de poder en conexión DY_5 . Considerando lo indicado en **b.**, los secundarios de los TT/CC del lado primario del transformador de poder se conectarán en estrella y los del secundario en delta. Por otra

En efecto, los grandes transformadores requieren que las protecciones actúen lo mas rápido posible a fin de evitarles daños importantes, lo que se consigue con un relé que sea capaz de diferenciar entre corrientes de falla y corrientes de in-rush. La forma de conseguirlo es aprovechar la distorsión que caracteriza a la corriente de in-rush, especialmente el alto contenido de segunda armónica que puede ser usado como retención.

El elemento comparador funciona con corriente continua, ya que la bobina de operación se alimenta a través de un puente rectificador (P_1) y de un filtro C_1-L_1 , que entrega una señal de corriente continua proporcional a la fundamental de la corriente diferencial.

parte, considerando los sentidos de las corrientes en los enrollados del transformador y utilizando la ley de corrientes de Kirchhoff se pueden construir los Diagramas Fasoriales que permitan determinar la correcta conexión de los TT/CC del secundario a partir de una conexión estrella determinada para los TT/CC del primario del transformador de poder. La Figura 4.14 muestra el circuito completo correspondiente.

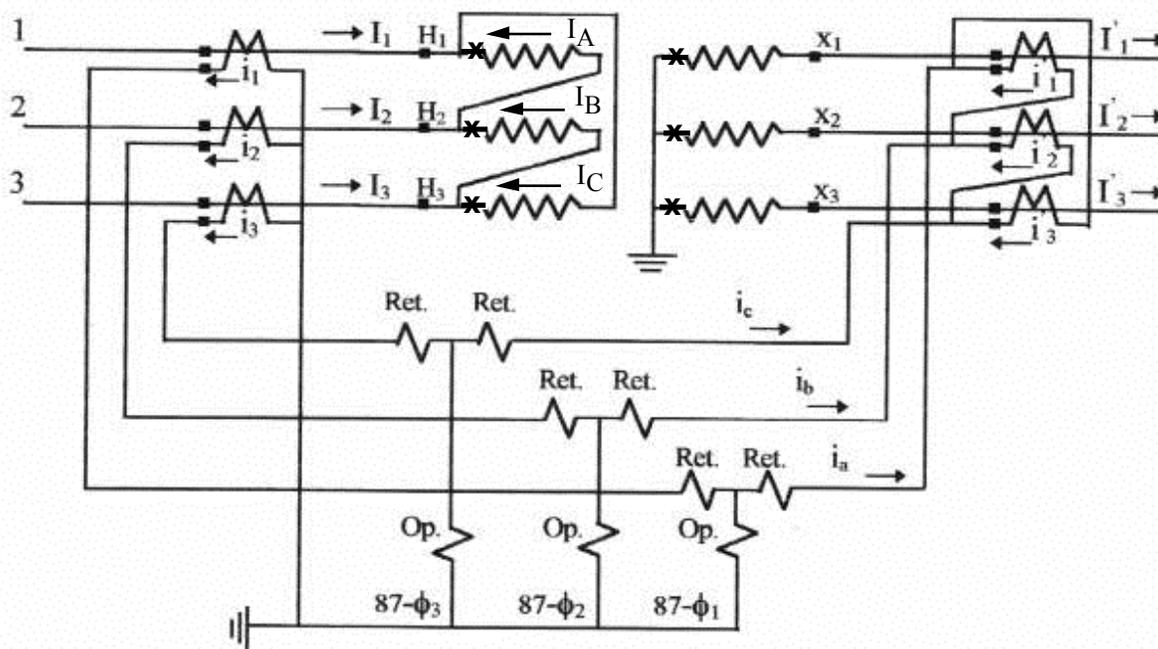


Figura 4.14.- Conexión de la protección diferencial a un transformador de poder en conexión DY₅

4.8. Especificación de ajustes de una protección diferencial de transformador

La especificación de ajustes es una etapa importante para obtener un buen comportamiento de una protección.

En el caso particular de la protección diferencial, la determinación del ajuste se simplifica bastante, ya que, por ser inherentemente selectiva, no necesita ser coordinada en el tiempo con otra protección, pudiendo ser instantánea.

En general, entonces, deberá especificarse lo siguiente:

- Razones de los transformadores de corriente principales y auxiliares, si los hubiera
- Taps
- Porcentaje o pendiente.

4.8.1 Cálculo de TAPS

Para determinar los TAPS en que debe dejarse el relé, conviene seguir el siguiente procedimiento:

1. Calcular la corriente normal de plena carga (I_N de cada lado del transformador), utilizando (4.8):

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} V_N} \quad (4.8)$$

- Elegir las razones de los TT/CC, de modo que la corriente secundaria correspondiente a la corriente primaria I_N , no exceda el rango de los TT/CC (5 Amperes). En esta elección deberá también tenerse en cuenta que las corrientes que llegan al relé deben equilibrarse por medio de los taps (la corriente más alta del relé no debiera exceder tres veces la corriente más baja, es decir, las corrientes no deben tener una razón más alta que 3).
- Calcular un tap del relé, correspondiente a un lado cualquiera, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{TAP } A_C = \frac{I_{NA} K_A}{a_A} \quad (4.9)$$

$K_A=1$ para TT/CC en Estrella, y $K_A=\sqrt{3}$ para TT/CC en Delta
C: Calculado; E: Elegido

Por lo general, el TAP no saldrá exacto, y será necesario elegir el más próximo superior. Una vez elegido un tap (TAP A_E en este caso) el otro (TAP B) se calcula por la expresión:

$$\text{TAP } B_C = \frac{I_{NB} K_B}{a_B} \text{TAP } A_E \quad (4.10)$$

Seguramente tampoco el TAP B_C saldrá exacto y será necesario aproximar al más cercano (TAP B_E), de entre los existentes en el relé, de tal forma que el error por TAP no exceda del 15%. En el caso de aplicar la protección a transformadores con cambio de TAP bajo carga, habrá que poner especial cuidado en esto, y considerar el error por cambio de TAP dentro de esta tolerancia. Así, si el transformador varía el voltaje en $\pm 10\%$, que es lo usual, el error de TAP no deberá exceder el 5%.

4.8.2 Cálculo del error de TAP

El error de TAP se calcula como sigue:

- En transformadores de dos enrollados, determinar las corrientes que llegan al relé

$$I_A = \frac{I_{NA} K_A}{a_A} \quad I_B = \frac{I_{NB} K_B}{a_B} \quad (4.11)$$

y la razón entre ellas.

- Determinar la razón entre los dos TAPS elegidos.

La diferencia entre estas dos razones, dividida por la razón menor es el error de TAP. Es decir:

$$\text{Error de TAP \%} = \frac{\frac{I_A}{I_B} - \frac{\text{TAP } A_E}{\text{TAP } B_E}}{\frac{\text{TAP } A_E}{\text{TAP } B_E}} 100 \quad (4.12)$$

La expresión (4.12) es válida cuando la razón entre los taps elegidos es menor que la razón entre las corrientes. En caso contrario, se deben intercambiar.

Para transformadores de tres enrollados, el error de TAP debe verificarse para todas las combinaciones de corrientes y TAPS.

Si no se pueden elegir TAPS que estén dentro de las tolerancias indicadas, deberá escogerse otras razones de TT/CC, o usar TT/CC auxiliares.

4.8.3. Elección del porcentaje o pendiente del relé

Se explicó antes que los porcentajes de los relés diferenciales que se aplican en transformadores de poder pueden ser 15, 25, 40 y 50%.

Para elegir la pendiente de un relé diferencial, se toman en cuenta los siguientes factores:

- Rango máximo de cambio de taps del transformador de poder, ya sea manual o automático (generalmente no excede $\pm 10\%$)
- % de error por TAP (no mayor de 5%, según lo visto)
- Error debido a saturación de los TT/CC en fallas externas; esto se obtiene conociendo el valor de las corrientes máximas de falla externa y la característica de saturación de los TT/CC.

La suma de estos tres errores permite elegir el porcentaje del relé. Por ejemplo, si esta suma es menor de 10%, se elige 15%; si es menor de 20%, se elige 25%; entre 20 y 35%, se elige 40%; y sobre 40%, se elige 50%.

CAPITULO 5

PROTECCIONES DE DISTANCIA

5.1. Generalidades

Una de las formas de detectar una anomalía en un sistema eléctrico de potencia es medir su impedancia o reactancia, en un punto dado. Para este fin, la información de voltajes y corrientes se entrega a relés de protección que miden en todo instante la impedancia o reactancia por fase en el sentido de operación y que actúan cuando sus magnitudes bajan de un cierto valor.

A las protecciones que operan bajo este principio se les denomina: "Direccionales de distancia" y se emplean principalmente en la protección de líneas de transmisión. Puesto que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, para medir "distancias" se utiliza un relé capaz de medir la impedancia de la línea hasta un cierto punto. Este tipo de protección se diseña para operar solamente con fallas que ocurran entre el punto de ubicación de los relés y un punto dado de la línea, de modo que puedan discriminar entre fallas que ocurran en diferentes secciones de ella.

Las protecciones de distancia son relativamente simples de aplicar, poseen una alta velocidad de operación y pueden proporcionar protección tanto principal (local) como de respaldo.

5.2. Diagramas R-X y P-Q

Para comprender en mejor forma el funcionamiento de las protecciones de distancia se requiere poder representar en forma gráfica las características de operación de sus unidades de medida. Dicha representación requiere la utilización de planos complejos adecuados tales como, los planos R-X y P-Q. Previamente es conveniente recordar que por convención, se define la potencia compleja S , según la expresión (5.1), que considera positiva la potencia reactiva Q , cuando la corriente atrasa al voltaje un ángulo ϕ ; es decir:

$$\dot{S} = V I^* = P + jQ = V I \cos \phi + jV I \sin \phi \quad (5.1)$$

5.2.1. Diagrama R-X

En este diagrama, compuesto por un par de ejes ortogonales, se lleva en la abscisa, la resistencia R y en la ordenada, la reactancia X , de modo que cada punto del plano así formado representa una impedancia que queda determinada por su distancia al origen (módulo Z) y por el ángulo ϕ que forma con la abscisa, tal como se muestra en la Figura 5.1.

La Figura 5.2 muestra el diagrama fasorial voltaje-corriente, donde se ha situado a la corriente como fador de referencia, es decir, en el eje horizontal, con el fador voltaje desfasado un ángulo ϕ . De esta forma, ambos diagramas son absolutamente compatibles.

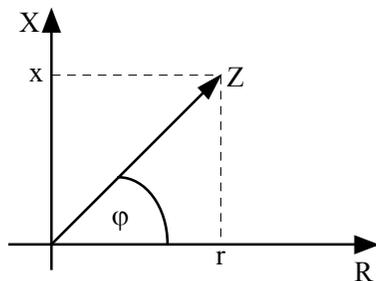


Figura 5.1.- Representación de una impedancia en el plano R-X

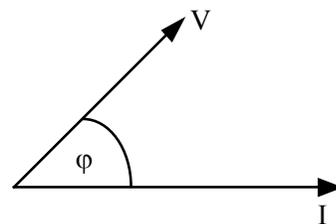


Figura 5.2.- Diagrama fasorial Voltaje-Corriente

Si se considera la Resistencia R , la Reactancia X y la Impedancia Z como operadores complejos y la corriente y el voltaje como fasores, se puede ver que hay compatibilidad de modo que se cumplen en forma correcta todas las relaciones fasoriales.

$$\dot{Z} = Z \angle \varphi \quad \dot{V} = V \angle \varphi \quad \dot{I} = I \angle 0^\circ \quad \Rightarrow \dot{V} = \dot{Z}\dot{I} = ZI \angle (\varphi + 0^\circ) = ZI \angle \varphi \quad (5.2)$$

Puede observarse, comparando ambas figuras, que el ángulo φ representa exactamente lo mismo en todas ellas. El diagrama R-X permite superponer en un mismo gráfico los parámetros R , X y Z de las líneas, máquinas, transformadores, etc., así como los valores de voltaje, corriente y ángulo de cualquier punto de sistema, de acuerdo con las relaciones siguientes:

$$r = \frac{V}{I} \cos \varphi \quad x = \frac{V}{I} \sin \varphi \quad (5.3)$$

o bien:

$$r = Z \cos \varphi \quad x = Z \sin \varphi \quad (5.4)$$

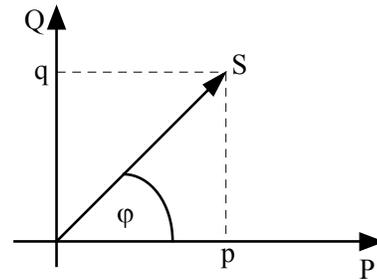
5.2.2. Diagrama P-Q

Este diagrama hace uso de un plano complejo para representar la expresión compleja de la potencia $\dot{S} = P + jQ$. La abscisa muestra la parte real, es decir, la potencia activa P y la ordenada, la parte imaginaria, o sea, la potencia reactiva Q .

De la Figura se puede escribir:

$$p = S \cos \varphi = VI \cos \varphi$$

$$q = S \sin \varphi = VI \sin \varphi$$



(5.5) Figura 5.3.- Representación de la potencia compleja en el plano P-Q

Según lo visto, los tres gráficos analizados son completamente compatibles, con la condición de que en las abscisas correspondientes se lleve: La resistencia R , la corriente I y la potencia activa P . De acuerdo con lo anterior, es posible representar un punto $P+jQ$ en el diagrama R-X y viceversa, en que las ecuaciones de transformación son respectivamente:

$$R = \frac{V^2}{P^2 + Q^2} P \quad X = \frac{V^2}{P^2 + Q^2} Q \quad (5.6)$$

$$P = \frac{V^2}{R^2 + X^2} R \quad Q = \frac{V^2}{R^2 + X^2} X \quad (5.7)$$

5.3. Impedancia y ángulo característico de las líneas

Las líneas de transmisión se diseñan de modo tal que, hasta donde sea posible, se logre equilibrar sus parámetros, por lo cual, su impedancia equivalente por fase resulta ser mas o menos igual para cada fase. Por tanto, si no hay cambios ni en la sección del conductor ni en el material empleado, la impedancia por fase es proporcional a la longitud de la línea entre el punto de medida y el punto considerado (punto de falla, por ejemplo).

La expresión para una impedancia homogénea a lo largo de la línea es del tipo:

$$Z_L = R_L + jX_L \quad (5.8)$$

Así entonces, cualquiera que sea el tramo considerado, dará como resultado el mismo ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente, en condiciones de cortocircuito. La Figura 5.4 muestra un sistema formado por una línea de transmisión, un transformador y las cargas respectivas. En la Figura 5.5 se representa la línea en el diagrama R-X.

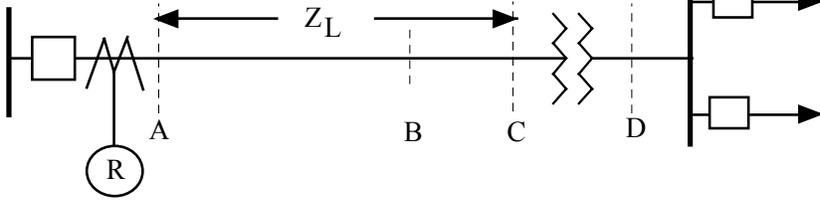


Figura 5.4.- Sistema de transmisión

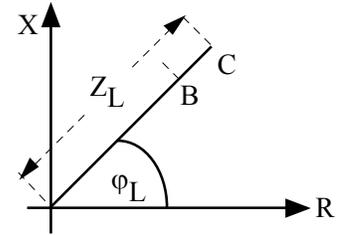


Figura 5.5.- Representación de la línea en el diagrama R-X

En la Figura 5.5, el trazo AC representa la impedancia de la línea $Z_L \angle \phi_L$. Si se produce un cortocircuito en el punto B, la impedancia queda representada por el trazo AB, con el mismo ángulo. Luego, el ajuste de los relés puede hacerse de modo que proteja la línea por completo, pero que no vea una falla en D, es decir, mas allá del transformador. En términos prácticos, los relés cuentan con zonas de protección lo cual permite dar ajustes que abarquen un porcentaje de la línea (80%, por ejemplo), la línea completa mas el primario del transformador (110%, por ejemplo) y, finalmente, el transformador completo mas una parte de la línea siguiente o de la carga, según sea el caso.

A manera de ejemplo, supóngase que los componentes del sistema de la Figura 5.4 tienen los siguientes parámetros:

$$Z_L=(1+j3) \Omega ; Z_T=(0+j4) \Omega ; Z_C=(10+j0) \Omega .$$

La Figura 5.6 representa esta situación en el diagrama R-X, donde la impedancia que mide el relé en condiciones normales es $Z_M=(11+j7) \Omega$. Si ocurre un cortocircuito en la barra D, la impedancia es $Z_{AD}=(1+j7) \Omega$. Si el cortocircuito ocurre en la barra C, la impedancia es $Z_{AC}=(1+j3) \Omega$; es decir, la impedancia de la línea en cortocircuito, queda representada de la misma forma que en la Figura 5.5.

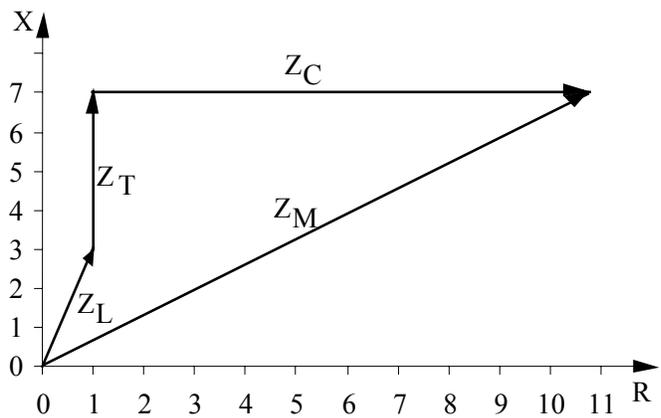


Figura 5.6.- Diagrama R-X para el sistema de la Figura 5.4

5.4. Conexión del relé para fallas entre fases

Las fallas entre fases que ocurren en un SEP pueden ser de tipo bifásica o trifásica. Se analizarán los dos tipos de fallas para determinar la forma en que se debe conectar la protección de distancia, de manera que tenga el mismo alcance para ambas. Ambas situaciones se muestran en la Figura 5.7.

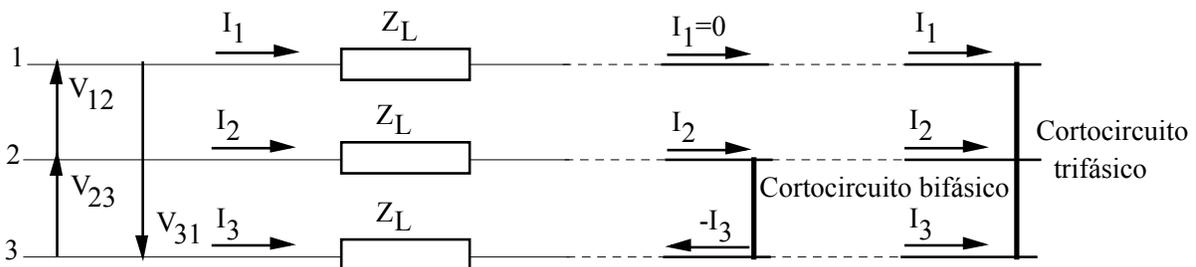


Figura 5.7.- Representación de cortocircuitos bifásico y trifásico

A partir de la Figura 5.7, para un cortocircuito bifásico entre las fases 2 y 3, se puede escribir:

$$\dot{V}_{23} = Z_L \dot{I}_2 + Z_L (-\dot{I}_3) = Z_L (\dot{I}_2 - \dot{I}_3) \Rightarrow \dot{Z}_L = \frac{\dot{V}_{23}}{\dot{I}_{23}} \tag{5.9}$$

De la misma forma, para cortocircuitos entre las fases 1 y 2 y entre las fases 3 y 1, se tiene, respectivamente:

$$\dot{Z}_L = \frac{\dot{V}_{12}}{\dot{I}_{12}} \quad \text{y} \quad \dot{Z}_L = \frac{\dot{V}_{31}}{\dot{I}_{31}} \tag{5.10}$$

En el caso de cortocircuitos bifásicos con arco, el voltaje en el punto de medida aumenta, la corriente y el ángulo entre ambos disminuyen, si se comparan con el caso anterior. Esto se debe a que el arco es de tipo resistivo y su resistencia queda en serie con la impedancia de la línea.

Para los cortocircuitos trifásicos metálicos (Figura 5.7), se tiene que:

$$\dot{Z}_L = \frac{\dot{V}_1}{\dot{I}_1} = \frac{\dot{V}_2}{\dot{I}_2} = \frac{\dot{V}_3}{\dot{I}_3} \tag{5.11}$$

Por otra parte, según las Figuras 5.8 y 5.9 se puede escribir:

$$\begin{aligned} \dot{V}_1 &= \frac{V_{12} \angle -30^\circ}{\sqrt{3}} & \dot{I}_1 &= \frac{I_{12} \angle -30^\circ}{\sqrt{3}} \\ \dot{V}_2 &= \frac{V_{23} \angle -30^\circ}{\sqrt{3}} & \dot{I}_2 &= \frac{I_{23} \angle -30^\circ}{\sqrt{3}} \\ \dot{V}_3 &= \frac{V_{31} \angle -30^\circ}{\sqrt{3}} & \dot{I}_3 &= \frac{I_{31} \angle -30^\circ}{\sqrt{3}} \end{aligned} \tag{5.12}$$

Es decir:

$$\dot{Z}_L = \frac{\dot{V}_{12}}{\dot{I}_{12}} = \frac{\dot{V}_{23}}{\dot{I}_{23}} = \frac{\dot{V}_{31}}{\dot{I}_{31}} \tag{5.13}$$

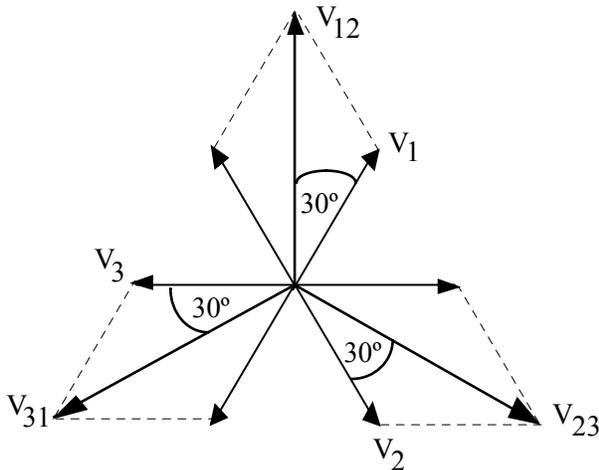


Figura 5.8.- Diagrama fasorial de voltajes

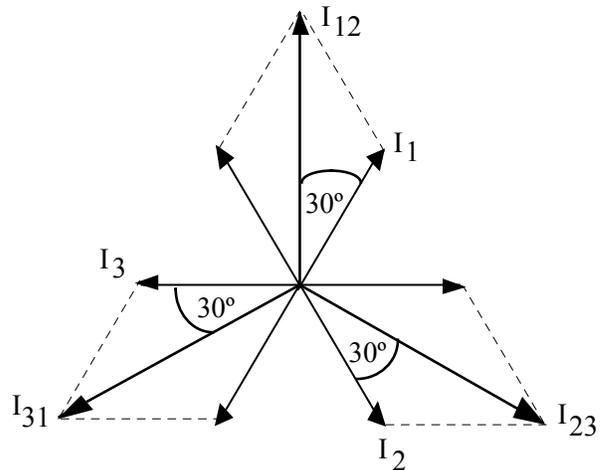


Figura 5.9.- Diagrama fasorial de corrientes

Se puede concluir entonces, que en ambos casos, es posible medir la impedancia por fase y con el mismo alcance, mediante el uso de tres unidades de medida F_1 , F_2 y F_3 , que determinen la impedancia de acuerdo con las tensiones y corrientes dadas por la ecuación (5.13); es decir, el circuito de voltaje de cada unidad se alimenta con tensiones entre líneas y el circuito de corriente requiere tener dos bobinas, alimentadas tal como se muestra en la Figura 5.10.

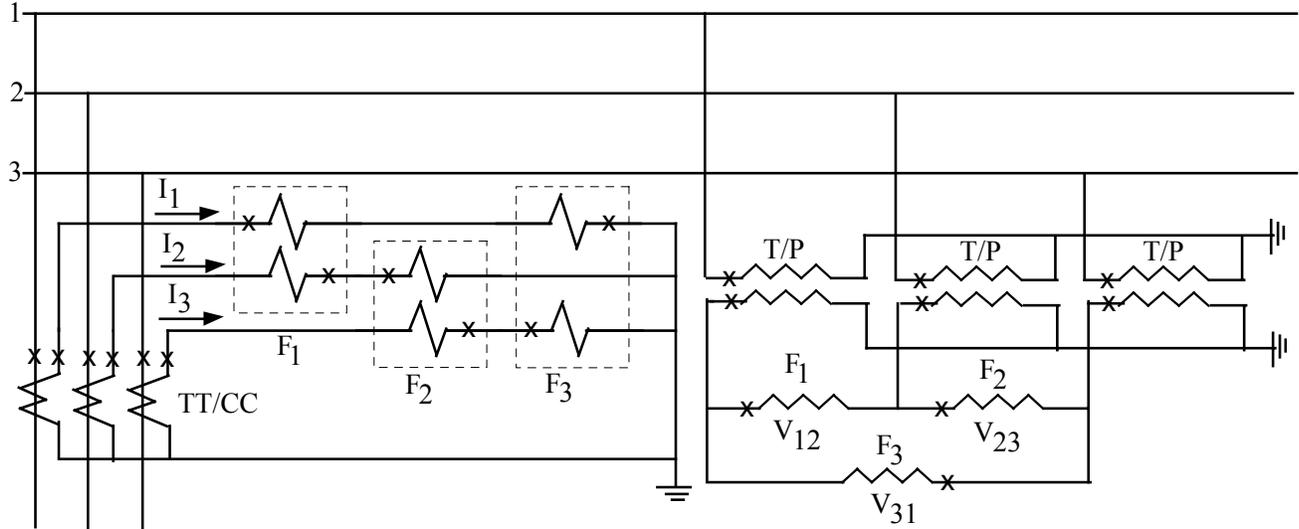


Figura 5.10.- Diagrama de conexiones de la protección de distancia para fallas entre fases y trifásicas

Cuando el circuito de corriente tiene una sola bobina, se pueden utilizar transformadores de corriente auxiliares conectados en estrella-delta, los que permiten obtener las corrientes necesarias.

5.5. Conexión de la protección para fallas monofásicas

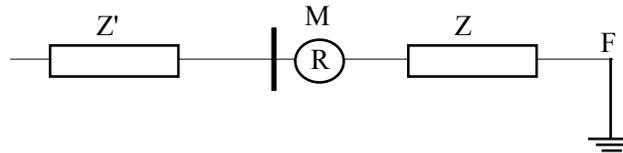


Figura 5.11.- Línea con una falla monofásica

Para el análisis se considerará el sistema cuyo diagrama unilineal se muestra en la Figura 5.11. En el caso de una falla monofásica metálica (la impedancia de falla es cero), en el punto F , las mallas de secuencia quedan conectadas tal como se muestra en la Figura 5.12, donde Z' es impedancia de la línea antes del punto de medida M (donde está ubicado el relé) y Z es la impedancia de la línea entre el punto de medida y el de falla. Los subíndices 1, 2, 0 indican los valores de secuencia respectivos.

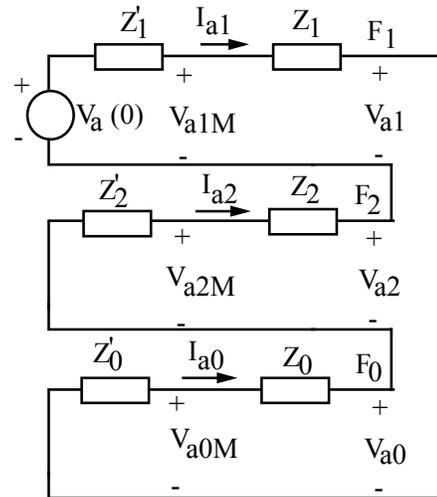


Figura 5.12.- Conexión de las mallas de secuencia para una falla monofásica en el sistema de la Figura 5.11

La tensión fase-neutro en el punto de medida M , para la fase a , V_a es [15]:

$$\dot{V}_{aM} = \dot{V}_{a0M} + \dot{V}_{a1M} + \dot{V}_{a2M} \tag{5.14}$$

A partir del circuito de la Figura 5.12, se pueden determinar los voltajes de secuencia en el punto de medida, que son:

$$\dot{V}_{a1M} = Z_1 \dot{I}_{a1} + \dot{V}_{a1} \quad \dot{V}_{a2M} = Z_2 \dot{I}_{a2} + \dot{V}_{a2} \quad \dot{V}_{a0M} = Z_0 \dot{I}_{a0} + \dot{V}_{a0} \quad (5.15)$$

Reemplazando (5.15) en (5.14) y considerando que la suma de los voltajes de secuencia en el punto de falla es cero (ya que la impedancia de falla es cero), se puede escribir:

$$\dot{V}_{aM} = Z_1 \dot{I}_{a1} + Z_2 \dot{I}_{a2} + Z_0 \dot{I}_{a0} \quad (5.16)$$

En general, en la líneas se tiene que: $Z_1=Z_2$ y por otra parte; $I_{a0}=I_R/3$, donde I_R es la corriente residual; es decir, la que circula por el neutro a tierra. Con las consideraciones anteriores, la ecuación (5.16) queda:

$$\dot{V}_{aM} = Z_1 (\dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2}) + Z_0 \frac{\dot{I}_R}{3} \quad (5.17)$$

La corriente de la fase a, en función de las componentes simétricas es [15]:

$$\dot{I}_a = \dot{I}_{a0} + \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} \quad \Rightarrow \dot{I}_{a1} + \dot{I}_{a2} = \dot{I}_a - \dot{I}_{a0} \quad (5.18)$$

La ecuación (5.17) queda entonces:

$$\dot{V}_{aM} = Z_1 (\dot{I}_a - \dot{I}_{a0}) + Z_0 \frac{\dot{I}_R}{3} \quad (5.19)$$

Haciendo las operaciones respectivas, recordando que si se desprecia la corriente de pre-falla, $I_a=I_R$ y ordenando se tiene:

$$\dot{V}_{aM} = Z_1 \dot{I}_a (1 + K_T) \quad (5.20)$$

Donde K_T se denomina “coeficiente de impedancia a tierra” y vale:

$$K_T = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \quad (5.21)$$

Si se considera que para líneas de muy alta tensión se puede encontrar que $Z_1=0,43 \Omega/\text{km}$ y $Z_0=1,3 \Omega/\text{km}$, resulta un $K_T=0,67$.

A partir de (5.20) se puede apreciar que el voltaje en el punto de medida se ve incrementado en una caída de tensión $Z_1 I_a K_T$ o bien $Z_1 I_R K_T$. Desde otro punto de vista y según sea la fase fallada se tendrá:

$$Z_1 = \frac{\dot{V}_{aM}}{\dot{I}_a + \dot{I}_R K_T} = \frac{\dot{V}_{bM}}{\dot{I}_b + \dot{I}_R K_T} = \frac{\dot{V}_{cM}}{\dot{I}_c + \dot{I}_R K_T} \quad (5.22)$$

Para que la impedancia Z_1 se iguale con la impedancia de línea Z_L , es necesario restar a la corriente de fase el valor $I_R K_T$, lo que se logra mediante el circuito de la Figura 5.13, que incluye sólo las unidades de corriente. La conexión de los potenciales se ha omitido, ya que es simple obtener la conexión para contar con los voltajes al neutro. En la Figura 5.13, cada unidad de medida cuenta con dos enrollados para hacer la suma de corrientes. A esta solución se le conoce con el nombre de compensación por corriente de secuencia cero.

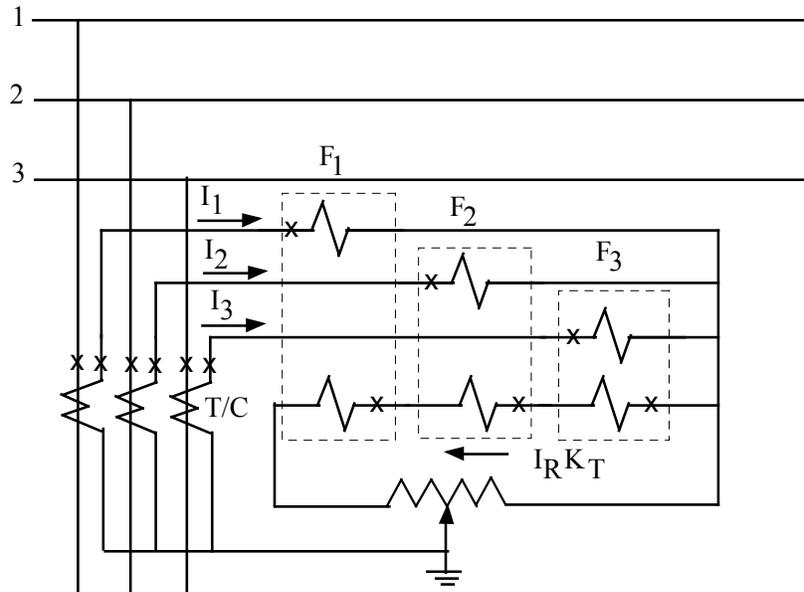


Figura 5.13.- Unidades de medida para fallas monofásicas (sólo las unidades de corriente)

5.6. Tipos de Relés

En un relé de distancia ideal, el elemento móvil es sometido solamente a la acción de un torque eléctrico que es función de la razón V/I y del desfase ϕ entre estas dos magnitudes. El sentido en que actúa este torque determina la operación del relé. Por convención se aceptará que es positivo cuando tiende a cerrar los contactos (a operar) y negativo en caso contrario. Funcionalmente se tiene, por lo tanto que:

$$T = F(V/I, \phi) \tag{5.23}$$

En el caso de los relés de tipo electromagnético o de inducción se originan torques que son proporcionales al cuadrado, o bien, al producto de los flujos. La ecuación general del torque de los relés de distancia de estos tipos debe ser cuadrática y homogénea entre las variables V e I . Es decir:

$$T = k_i I^2 - k_v V^2 \pm k_p V I f(\phi) \tag{5.24}$$

Como la impedancia disminuye al aumentar la corriente, el término $k_i I^2$ debe ser siempre positivo; en cambio, $k_v V^2$ debe ser siempre negativo, pues la impedancia crece al aumentar el voltaje. El último término, por ser función de V e I puede ser positivo o negativo, según se utilice como torque de operación o de retención. El relé operará cuando el torque eléctrico dado por la ecuación (5.24) sea positivo, o sea cuando:

$$k_i I^2 - k_v V^2 \pm k_p V I f(\phi) > 0 \tag{5.25}$$

Dividiendo (5.25) por $-I^2$, considerando que $Z=V/I$ y ordenando, se tiene:

$$k_v Z^2 \mp k_p Z f(\phi) - k_i < 0 \tag{5.26}$$

Es decir, la operación del relé depende exclusivamente de la razón: V/I y del desfase ϕ entre el voltaje y la corriente. El valor de Z que hace igual a cero la desigualdad anterior, que se designará por Z_a , representa las condiciones límites de operación y determina, para el caso ideal que se considera, la impedancia de ajuste del relé.

La función $f(\phi)$, según se demostró en 3.3.4.c. (ecuación 3.21) es igual a $\cos(\phi-\theta)$, donde el ángulo θ es el valor de ϕ que hace máxima esta función y ϕ es ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente.

Así entonces, la ecuación general de torque para estos relés es de la forma:

$$k_i I^2 - k_v V^2 \pm k_p V I \cos(\varphi - \theta) > 0 \quad (5.27)$$

En los relés de tipo electromagnético, la forma constructiva más común es la de una balanza en uno de cuyos extremos, tal como se indica en la Figuras 5.14.a) y b) o en los dos (Figura 5.14.c) se suspenden núcleos magnéticos, que son succionados por la acción del flujo originado en las bobinas correspondientes. Según que estas bobinas sean recorridas por la corriente I , o bien que se les aplique el voltaje V , el torque que actúa sobre la balanza será proporcional al cuadrado de una de estas magnitudes (si se acepta que no hay saturación). Es decir $T=k_i I^2$ (Figura 5.14 a) o $T=k_v V^2$ (Figura 5.14 b) respectivamente.

Para producir un torque de la forma $k_p V I \cos(\varphi - \theta)$ es preciso colocar bobinas de voltaje y corriente en ambos extremos de la balanza, pero uno de ellos con la polaridad invertida. Tal como se demostró en 3.3.4.c (ecuación 3.21), para la Figura 5.14.c), el torque de operación se puede escribir:

$$T_{op} = k_p V I \cos(\varphi - \theta) \quad (5.28)$$

En relación a la Figura 5.14 c), para estos relés, α es el ángulo en que el flujo ϕ_v atrasa al voltaje que lo produce. El ángulo β representa el ángulo en que ϕ_i atrasa a la corriente que lo produce. Esta relación de fases entre los flujos producidos por el voltaje y la corriente se ha adoptado como general, por ser la disposición común encontrada en la gran mayoría de los relés comerciales y es posible obtenerla mediante el uso de circuitos desfases adecuados. En este caso entonces, se tiene que: $\theta = \alpha - \beta$.

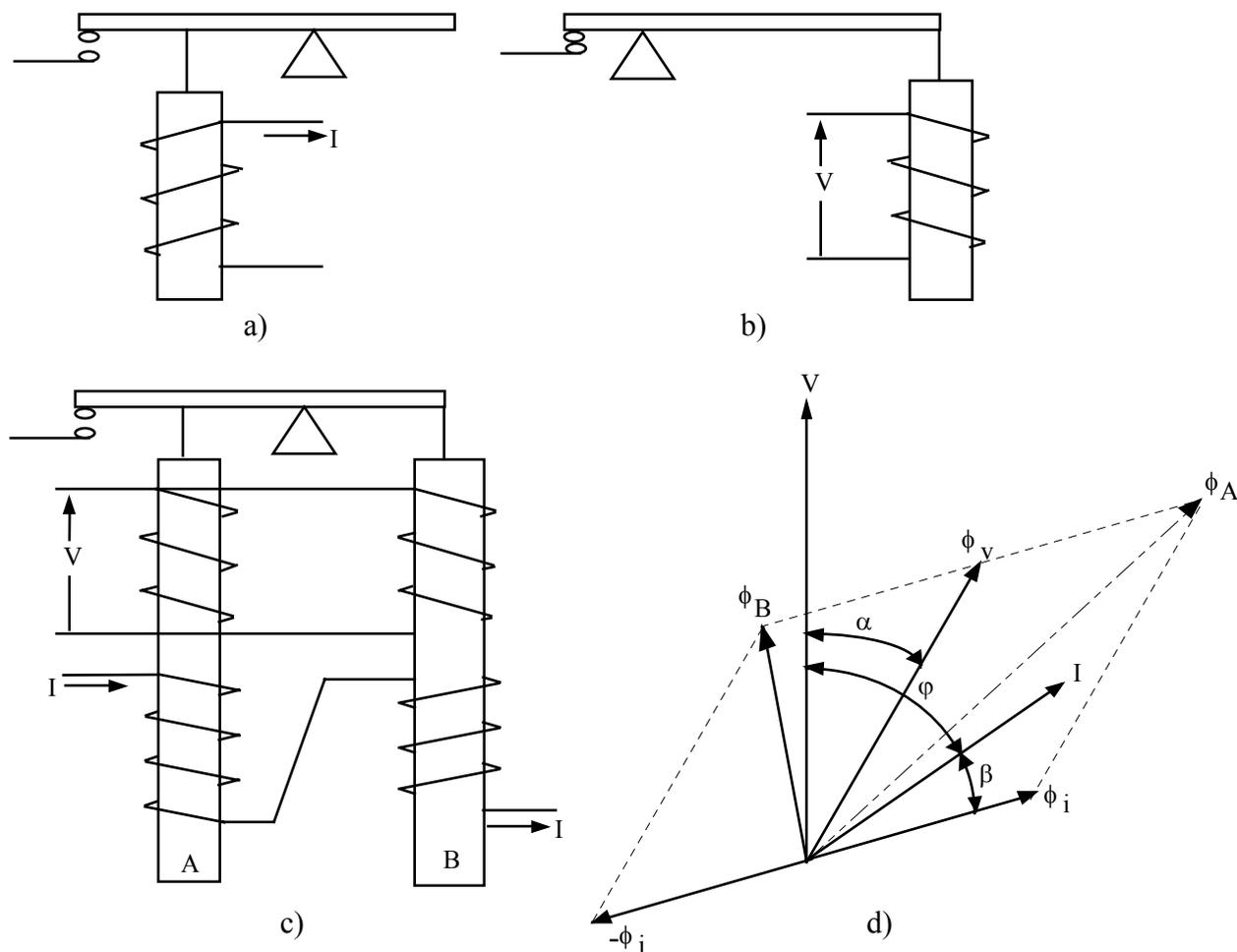


Figura 5.14.- Relés Electromagnéticos tipo balanza

En los relés de inducción, la forma constructiva más utilizada es la de cilindro de inducción con núcleo magnético multipolar. La obtención de torques proporcionales al cuadrado de la corriente o del voltaje es posible colocando dos bobinas a las cuales se aplica el voltaje o bien se hace circular la corriente I desfasando convenientemente los flujos que se producen en cada una de ellas, puesto que de otro modo el torque sería cero, por ser proporcional al seno del ángulo de desfase entre ambos. En cuanto a la obtención de un torque de la forma $VI \cos(\varphi - \theta)$, ello es posible colocando una bobina de voltaje y otra de corriente con un desfasador que permita conseguir un torque como el indicado.

La ecuación general del torque de los relés de distancia que se ha estudiado supone la no existencia de un torque de retención. En la práctica esto no se cumple, pues es necesario mantener los contactos en posición de reposo, para lo cual se hace uso de la gravedad o bien de un resorte. El efecto de este torque, supuesto constante, puede considerarse en la ecuación general introduciendo un término K , es decir:

$$T = k_i I^2 - k_v V^2 \pm k_p V I \cos(\varphi - \theta) - K \quad (5.29)$$

En esta forma la ecuación pierde su homogeneidad y la operación del relé pasa a depender de la corriente. En efecto, la condición de operación está dada ahora por la ecuación (5.30) o bien por (5.31).

$$k_i I^2 - k_v V^2 \pm k_p V I \cos(\varphi - \theta) - K > 0 \quad (5.30)$$

$$k_v Z^2 \mp k_p Z \cos(\varphi - \theta) - k_i + K/I^2 < 0 \quad (5.31)$$

El efecto de la corriente es especialmente importante para bajos valores de ella, pudiendo despreciarse para valores elevados. Se desprende además, que se puede conseguir una buena precisión haciendo K lo más pequeño posible o en otros términos, disminuyendo el torque de retención hasta el límite que permitan las dimensiones físicas del sistema móvil.

Es posible hacer un análisis cuantitativo del efecto del torque mecánico de retención, estudiando la variación de la impedancia límite de operación Z_a con la corriente I , igualando a cero la desigualdad (5.31):

$$k_v Z_a^2 \mp k_p Z_a \cos(\varphi - \theta) - k_i + K/I^2 = 0 \quad (5.32)$$

En la Figura 5.15 se ha graficado la dependencia de " Z_a " respecto a la corriente " I " expresada por esta ecuación. El valor de la corriente " I_{\min} " que hace cero el valor " Z_a " representa las condiciones de torque eléctrico mínimo necesario para vencer el torque resistente. Para valores elevados de la corriente el valor de " Z_a " se hace constante. La precisión de un relé de distancia se acostumbra a expresarla como el porcentaje de la impedancia de ajuste del valor real de operación para una corriente dada " I_0 ". En la práctica este valor no debe ser inferior al 90% de Z_a .

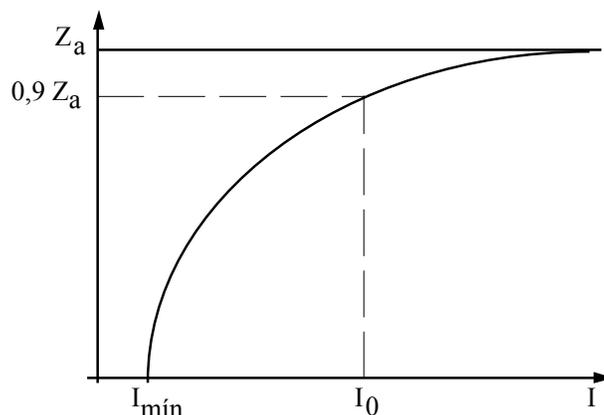


Figura 5.15.- Variación de la impedancia límite de operación con la corriente

5.7. Relés de distancia simples

Aunque es posible construir relés de distancia cuyo principio de operación se basa en la ecuación general del torque completa, la complejidad de su construcción, causada por el excesivo número de bobinas que habría que colocar en un mismo circuito magnético, hace que se utilice la ecuación general reducida a sólo dos de sus términos haciendo cero el restante. Por lo demás, como se verá más adelante, las ventajas que ofrece un relé cuya operación responda a la ecuación general completa, es posible conseguirla por otros procedimientos más sencillos como la compensación. De este modo, es posible obtener tres tipos distintos de relés de distancia con características de operación perfectamente diferenciadas.

5.7.1. Relé tipo impedancia

Con $k_i \neq 0$, $k_v \neq 0$ y $k_p = 0$, la ecuación general del torque (5.27) indica que el relé operará cuando se verifique la relación siguiente:

$$k_i I^2 - k_v V^2 > 0 \quad (5.33)$$

Dividiendo (5.33) por $-I^2$, considerando que $Z=V/I$ y ordenando, se tiene:

$$Z^2 < (k_i/k_v) \quad (5.34)$$

El relé que responde a esta ecuación es el más sencillo de los relés de distancia; recibe el nombre de relé de impedancia y su forma constructiva más común emplea el principio electromagnético. Pertenecce a este tipo el relé HZ que fabrica la Westinghouse. Como ejemplo de este tipo, basado en el principio de inducción puede citarse el relé CFZ de la General Electric. En este relé, las bobinas de corriente y de voltaje actúan sobre circuitos magnéticos separados a fin de evitar la formación de un torque de la forma $k_p VI \cos(\varphi - \theta)$.

La ecuación (5.34) se puede escribir también como:

$$R^2 + X^2 < (k_i/k_v) \quad (5.35)$$

En el diagrama R-X, (5.35) corresponde a la ecuación de una circunferencia con centro en el origen y de radio $\sqrt{k_i/k_v}$ (Figura 5.16). Como se aprecia en esta figura, el relé de tipo impedancia es adireccional.

5.7.2. Relé tipo reactancia

Con $k_i \neq 0$, $k_v = 0$ y $k_p \neq 0$, pero considerando el signo negativo; la condición de operación, de acuerdo a la ecuación general del torque (5.27), estará dada por:

$$k_i I^2 - k_p V I \cos(\varphi - \theta) > 0 \quad (5.36)$$

Dividiendo (5.36) por $-I^2$, considerando que $Z=V/I$ y ordenando, se tiene:

$$Z \cos(\varphi - \theta) < (k_i/k_p) \quad (5.37)$$

Desarrollando la expresión (5.37) se puede escribir:

$$R \cos\theta + X \sin\theta < (k_i/k_p) \quad (5.38)$$

Relés que corresponden a esta ecuación se utilizan en algunos casos especiales para bloquear la operación de otros relés de distancia en el caso de oscilaciones de máquinas síncronas. En el diagrama R-X, la ecuación (5.38) corresponde a una recta cuya distancia al origen es (k_i/k_p) y que forma un ángulo θ con el eje X. Para los valores extremos de θ (0° y 90°), la recta es paralela, al eje de las X o al eje de las R,

respectivamente. En este último caso está su aplicación mas común, en el llamado relé de reactancia, ($\theta=90^\circ$), donde el relé operará cuando:

$$X < (k_i/k_p) \tag{5.39}$$

La Figura 5.17 muestra la representación en el diagrama R-X del relé según las ecuaciones (5.38) y (5.39). Relés de reactancia tipo cilindro de inducción son el GCX de la General Electric y el XCG de la English Electric.

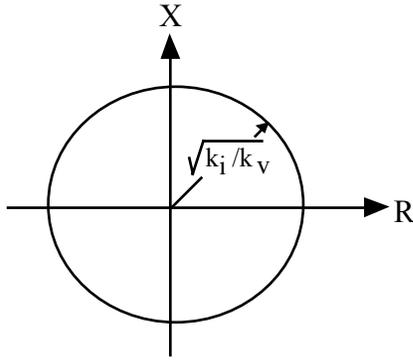


Figura 5.16.- Relé de tipo impedancia

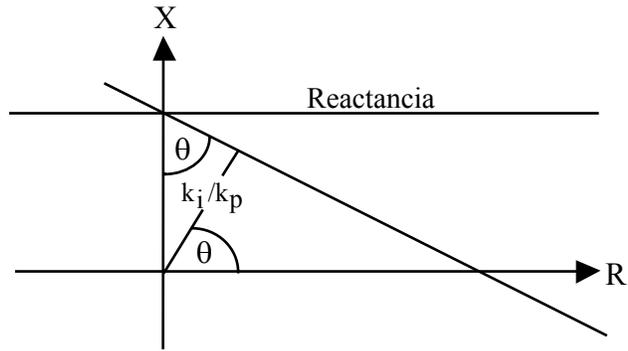


Figura 5.17.- Relé de tipo reactancia

5.7.3. Relé tipo admitancia o tipo mho

Con $k_i=0$, $k_v \neq 0$ y $k_p \neq 0$ pero considerando el signo positivo, la condición de operación, según la ecuación (5.27) está dada por:

$$-k_v V^2 + k_p V I \cos(\varphi - \theta) > 0 \tag{5.40}$$

Dividiendo (5.40) por $-(VI)$, considerando que $Z=V/I$ y ordenando, se tiene:

$$Z < (k_p/k_v) \cos(\varphi - \theta) \tag{5.41}$$

$$[Z/\cos(\varphi - \theta)] < (k_p/k_v) \tag{5.42}$$

Puesto que la desigualdad anterior puede escribirse también como sigue:

$$Y \cos(\varphi - \theta) > (k_v/k_p) \tag{5.43}$$

Los relés que responden a esta ecuación se denominan “relés tipo mho”, o de admitancia. En su forma más común emplean el principio de inducción y entre ellos se pueden mencionar, el relé GCY de la General Electric y el YCG, de la English Electric.

A partir de la ecuación (5.42) se puede demostrar que la representación de la característica de operación de este relé en el diagrama R-X corresponde a una circunferencia que pasa por el origen del diagrama, con radio= $1/2(k_p/k_v)$ y cuyas coordenadas del centro son: $[1/2 (k_p/k_v)\cos\theta, 1/2(k_p/k_v)\sin\theta]$, tal como se muestra en la Figura 5.18. Se puede apreciar aquí, que este relé es direccional, ya que no tiene puntos de operación en el tercer cuadrante.

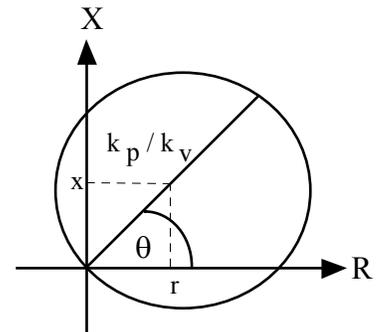


Figura 5.18.- Relé tipo admitancia

5.8. Relés de distancia compensados

Las características de operación de los relés de distancia pueden mejorarse en algunos casos especiales de aplicación, mediante un torque adicional de retención que dependa exclusivamente de la corriente. Los relés de distancia simple estudiados anteriormente, al ser modificados de esta manera, reciben el nombre de relés compensados.

La forma más simple de compensar un relé de distancia (de tipo electromecánico) consiste en introducir en serie con el voltaje del sistema V , una tensión adicional $V_c = Z_r I$ proporcional a la corriente y que, para el caso más general, se considerará adelantada en un ángulo θ_c respecto a la corriente. En el caso de los relés electromagnéticos se puede conseguir a través de un “transformador-reactor” o “transactor”, que consiste en un transformador (Tr en la Figura 5.19 a) con un entrehierro en su circuito magnético a fin de evitar la saturación, por cuyo primario se hace circular la corriente del sistema y en su secundario se conecta una resistencia variable R que permite variar la característica de Z_r . Si se considera a V como origen de vectores tal como se muestra en la Figura 5.19 b), se puede escribir:

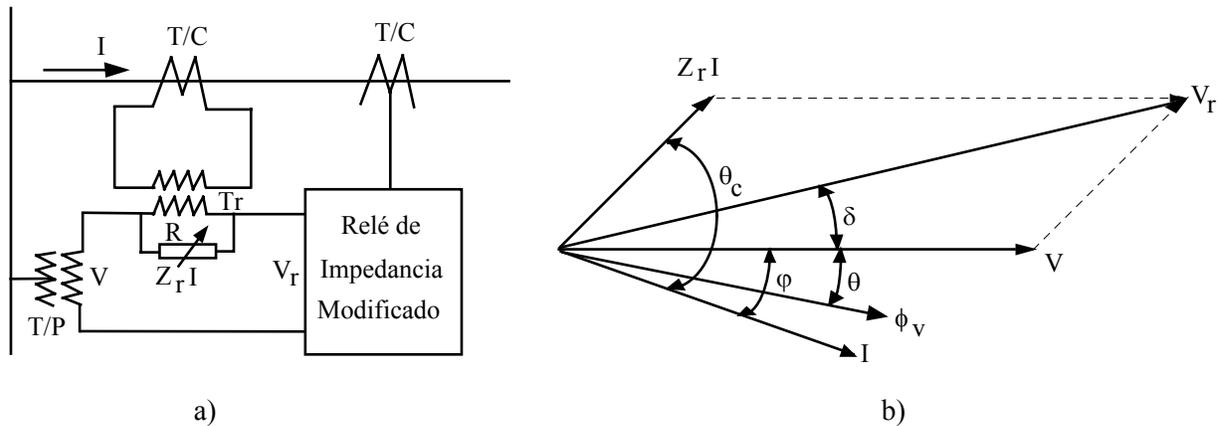


Figura 5.19.- Compensación de un relé de distancia: a) Circuito, b) Diagrama Fasorial

$$V_c = Z_r I \angle(\theta_c - \varphi) \quad (5.44)$$

Luego, el voltaje aplicado al relé será:

$$V_r = \sqrt{V^2 + Z_r^2 I^2 + 2Z_r V I \cos(\theta_c - \varphi)} \quad (5.45)$$

Para obtener la ecuación que define la operación de los relés de distancia, es necesario reemplazar el voltaje V de los tres casos simples ya estudiados por el nuevo voltaje compensado V_r .

5.8.1. Relé tipo impedancia compensado

Reemplazando V por V_r en la ecuación (5.33), el relé operará cuando se verifique la relación

$$k_i I^2 - k_v V_r^2 > 0 \quad (5.46)$$

o bien:

$$k_i I^2 - k_v [V^2 + Z_r^2 I^2 + 2Z_r V I \cos(\theta_c - \varphi)] > 0 \quad (5.47)$$

lo que se puede escribir en función de la impedancia Z , como:

$$Z^2 + 2Z_r Z \cos(\theta_c - \varphi) < (k_i/k_v) - Z_r^2 \quad (5.48)$$

Desarrollando y ordenando la ecuación (5.48), se puede escribir:

$$(R + Z_r \cos \theta_c)^2 + (X + Z_r \sin \theta_c)^2 < (k_i/k_v) \quad (5.49)$$

La representación de esta ecuación en el diagrama R-X, corresponde a una circunferencia de radio $\sqrt{k_i/k_v}$, cuyo centro tiene coordenadas $(-Z_r \cos \theta_c)$ y $(-Z_r \sin \theta_c)$. El cuadrante en el cual quede ubicado el centro, depende del ángulo θ_c . En la mayoría de los casos prácticos conviene que el centro del círculo quede en el primer cuadrante, para lo cual será preciso que $180^\circ < \theta_c < 270^\circ$. En este caso, el relé de impedancia compensado se representa como se muestra en la Figura 5.20. Por otra parte, para que el origen quede dentro del círculo, es necesario que $Z_r < \sqrt{k_i/k_v}$. En el caso en que $Z_r = \sqrt{k_i/k_v}$, la circunferencia pasa por el origen, teniendo la misma característica del relé de admitancia simple (relé tipo mho). Un ejemplo de relé de impedancia compensado es el HZM de la Westinghouse, de tipo electromagnético.

5.8.2. Relé tipo admitancia compensado

Reemplazando V por V_r en la ecuación (5.40), el relé operará cuando se verifique la relación

$$-k_v V_r^2 + k_p V_r I \cos(\theta - \varphi - \delta) > 0 \quad (5.50)$$

donde δ es el ángulo entre el voltaje V_r y V indicado en la Figura 5.19 b). La expresión (5.49) se puede escribir:

$$-k_v V_r^2 + k_p V_r I [\cos(\theta - \varphi) \cos \delta + \sin(\theta - \varphi) \sin \delta] > 0 \quad (5.51)$$

donde:

$$\cos \delta = \frac{V + Z_r I \cos(\theta_c - \varphi)}{V_r} \quad \text{y} \quad \sin \delta = \frac{Z_r I \sin(\theta_c - \varphi)}{V_r} \quad (5.52)$$

Reemplazando los valores de $\cos \delta$ y $\sin \delta$ en la expresión (5.51) y luego de algunas reducciones se llega a:

$$Z^2 - 2Z \left[\frac{1}{2} (k_p/k_v) \cos(\theta - \varphi) - Z_r \cos(\theta_c - \varphi) \right] < (k_p/k_v) Z_r \cos(\theta - \theta_c) - Z_r^2 \quad (5.53)$$

o bien:

$$\left[R - \left(\frac{1}{2} k_p/k_v \cos \theta - Z_r \cos \theta_c \right) \right]^2 + \left[X - \left(\frac{1}{2} k_p/k_v \sin \theta - Z_r \sin \theta_c \right) \right]^2 < \left(\frac{1}{2} k_p/k_v \right)^2 \quad (5.54)$$

Que es la ecuación de un círculo de radio $(\frac{1}{2} k_p/k_v)$ cuyo centro tiene por coordenadas

$$\left[\frac{1}{2} k_p/k_v \cos \theta - Z_r \cos \theta_c \right] \quad \text{y} \quad \left[\frac{1}{2} k_p/k_v \sin \theta - Z_r \sin \theta_c \right] \quad (5.55)$$

Tal como se muestra en la Figura 5.21

El elemento correspondiente a la tercera zona del relé GCY, fabricado por la General Electric, pertenece a este tipo y emplea el principio de inducción para su funcionamiento.

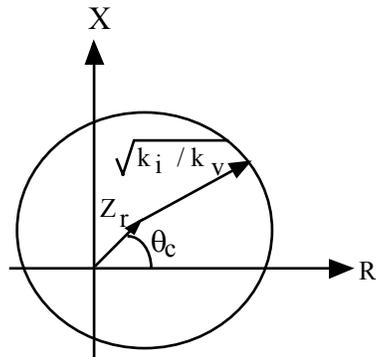


Figura 5.20.- Relé de Impedancia compensado

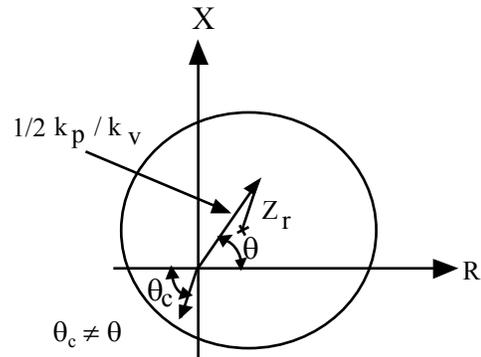


Figura 5.21.- Relé de Admitancia compensado

Con la aparición de los elementos electrónicos semiconductores, se diseñaron relés electrónicos analógicos basados en circuitos con amplificadores operacionales, multiplicadores analógicos, etc., lo que permitió flexibilizar un poco la forma de las zonas de operación. Con esto, además de las formas típicas de los relés electromecánicos (de impedancia, de reactancia y de admitancia) se obtenían óvalos, líneas inclinadas, etc., pero los principios de operación y los criterios para la selección del tipo de relé se siguieron manteniendo.

Actualmente, con la tecnología digital, es posible obtener virtualmente cualquier forma de zona de operación y diseñar relés con cierto grado de “inteligencia” o adaptabilidad a la falla, usando para ello la forma de onda de los primeros ciclos, etc. Los relés electrónicos digitales (numéricos o con microprocesadores) incluyen normalmente 4 zonas de operación, cuyas características pueden ser las ya descritas; pero además, sus características constructivas les permiten disponer de una característica diferente, llamada cuadrilateral. Entre estos tipo de relés se encuentran, el DLDP de la General Electric [13] y el SEL 321 de Siemens [16], en el cual, la protección para fallas a tierra presenta características de distancia cuadrilaterales.

5.9. Principios generales de aplicación de los relés de distancia

5.9.1. Determinación de la impedancia de ajuste secundaria

Debido a la necesidad de reducir el voltaje y la corriente, los relés se conectan a través de transformadores de potencial y de corriente. La impedancia que “ve” el relé, desde el lado secundario de los transformadores de medida, es menor que la impedancia real. Designando por Z_s dicha impedancia, tendremos que:

$$Z_s = \frac{V_s}{I_s} = \frac{R_v}{\frac{I}{R_c}} = Z \left[\frac{R_c}{R_v} \right] \quad (5.56)$$

Donde R_v y R_c son las razones de transformación de los transformadores de potencial y de corriente respectivamente y Z es la impedancia real, siendo V e I el voltaje y la corriente primarios. Es decir, para obtener la impedancia secundaria que realmente ve el relé es necesario multiplicar la impedancia primaria por la razón R_c/R_v . Dicha razón es siempre menor que uno, por lo tanto Z_s es siempre menor que Z .

5.9.2. Zonas de alcance

Como estas protecciones se aplican fundamentalmente en líneas de transmisión, que tienen fuentes de cortocircuito en ambos extremos, ya que interconectan sistemas y además se requiere que en lo posible, las fallas se despejen simultáneamente para no afectar su estabilidad, se explota la particularidad que tienen para

operar hasta distancias bien determinadas o zonas de alcance. Si en ambos extremos de una línea, se aplican protecciones direccionales de distancia cuyo alcance corresponde a su largo total, se las podría hacer operar en forma instantánea, sin tener problemas de coordinación, logrando una perfecta selectividad; sin embargo, esto es imposible en la práctica, por los siguientes motivos.

- Errores de medida, provenientes de todos los componentes que intervienen en la determinación de la impedancia tales como: Insuficiente transposición o ausencia de transposición de los conductores de la línea, errores de los transformadores de medida en régimen transitorio (durante las fallas), influencia de la temperatura en la resistencia de los conductores, errores propios de los relés, etc.
- Influencia de la resistencia de falla, la que se agrega a la impedancia del tramo de línea afectado.
- Variación del tipo de cortocircuito durante la falla: Un cortocircuito monofásico o bifásico, por ejemplo, puede transformarse en uno trifásico o en uno bifásico a tierra, por ionización del aire circundante.
- Cortocircuito entre fases de líneas en doble circuito: Cuando por las mismas estructuras se montan dos circuitos paralelos, pueden ocurrir cortocircuitos entre fases de circuitos diferentes, lo que es imposible manejar por la protección.
- Variación de la configuración del sistema.
- La pequeña impedancia que ofrece el sistema de barras de una subestación, lo que se traduce en una imprecisión del punto límite de operación de la protección a menos que se eleve la precisión a límites tales que hagan este tipo de relé absolutamente antieconómico.

Si en la subestación A del sistema representado en la Figura 5.22 se ajusta el relé 1 de modo que, opere para fallas en toda la zona AB, se corre el peligro, por las razones expuestas anteriormente, que el relé opere indebidamente para fallas que ocurran más allá de la subestación B. En la práctica este inconveniente se subsana ajustando el relé de modo que proteja en forma instantánea (de 1 a 3 ciclos) solamente entre el 80 y 95% de la línea, dejando el resto para posibles errores de operación del relé.

Para proporcionar protección al tramo final se ubica en A otro elemento de distancia que cubra todo el tramo AB y aproximadamente en 50% de tramo BC, pero con un cierto retardo de tiempo (de 1 a 2 segundos) de modo de evitar la descoordinación con el relé que protege la sección inicial de la línea BC (relé 3). Es costumbre disponer de un tercer elemento en A, con un retardo mayor (2,5 a 3 segundos) que el del segundo elemento, que cubra las zonas AB y BC y, aproximadamente, un 25% de la zona CD.

Para que la protección sea selectiva, el relé 3 en la subestación B, por ejemplo, no debe operar para fallas producidas a la izquierda de B, para lo cual es indispensable que la protección de distancia sea direccional, lo que según se vio en la sección 5.9, sólo cumple el relé de admitancia; por lo tanto, los relés de impedancia y reactancia deben proveerse con un elemento direccional para su correcto funcionamiento. Normalmente, las segundas zonas que alcanzan a los transformadores llegan hasta ese punto y las tercera zonas cubren totalmente el transformador. Debido a que los transformadores tienen una reactancia del orden de la de las líneas, esto se aprovecha para dar protección de respaldo (remoto) en segunda y tercera zona a los transformadores.

Si en el sistema de la Figura 5.22 se supone una falla en el punto F_1 , los 4 esquemas que “miran” hacia ese punto (1-3-4 y 6) se ponen instantáneamente en funcionamiento. La falla es despejada por las protecciones 3 y 4 que la “ven” en primera zona. Al despejarse la falla, los relés 1 y 6 se reponen. En caso que la falla no hubiera sido despejada por los relés de primera zona, habrían operado en forma temporizada los relés 1 y luego el 6.

Cuando la falla ocurre en el punto F_2 , se ponen en funcionamiento los mismos esquemas anteriores. El relé 3 operaría instantáneamente (primera zona) con lo que se repone el relé 1 (que ve la falla en segunda zona). El relé 4 opera con un cierto retardo de tiempo porque ve la falla en segunda zona y se repone el relé 6 que había comenzado a contar su tiempo de tercera zona.

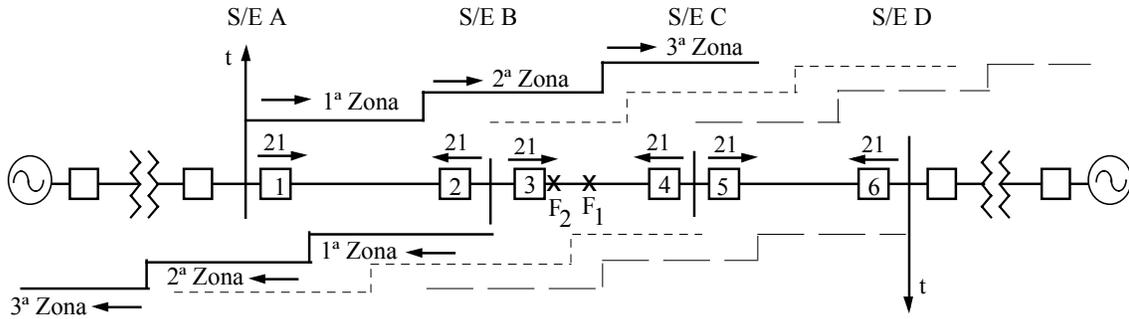


Fig. 5.22.- Sistema protegido con relés de distancia

5.9.3. Variación del límite de la zona de operación de la protección de distancia

En los sistemas donde existe generación en puntos que caen dentro de las zonas de operación de los relés de distancia, el límite de dichas zonas depende de la generación. En la sistema de la Figura 5.23, supóngase que el interruptor 1 es operado por un relé de distancia y que ocurre una falla en el punto C, límite de la segunda zona. Si se conecta a la barra B un generador G₂, la falla se verá alimentada desde las SS/EE A y B. Considerando que el voltaje de falla es cero, el voltaje en el punto de ubicación del relé será:

$$V = I_1 Z_1 + (I_1 + I_2) Z_2 \tag{5.57}$$

La impedancia que mide el relé en estas condiciones es:

$$Z_r = \frac{V}{I_1} = Z_1 + \frac{I_1 + I_2}{I_1} Z_2 \tag{5.58}$$

Sea:

$$k = \frac{I_1 + I_2}{I_1} \tag{5.59}$$

Entonces, la impedancia que mide el relé se puede escribir:

$$Z_r = Z_1 + k Z_2 \tag{5.60}$$

Cuando no hay alimentación desde B, el factor k vale 1. En general, el valor de k depende de la generación en ambos puntos de alimentación. De las ecuaciones anteriores se desprende que el límite de la segunda zona se aproxima al relé cuando aumenta la generación en B y se aleja cuando disminuye, si la generación en A se mantiene constante. Lo mismo ocurre con el límite de la tercera zona.

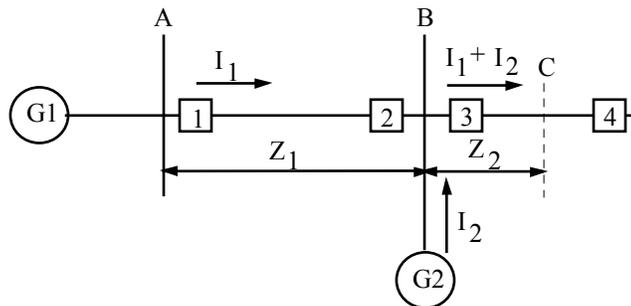


Figura 5.23.- Sistema con generación en un punto situado dentro de la zona de operación de los relés de distancia

5.9.4. Accesorios complementarios de los relés de distancia

Los relés de distancia pueden ser complementados con diversos accesorios para mejorar su funcionalidad, selectividad, rapidez y seguridad. Algunos de ellos se detallan a continuación.

– **Transferencia de Desenganche**

En líneas que son protegidas simultáneamente en ambos extremos con relés de distancia, es frecuente complementar la protección con la “transferencia de desenganche”, que consiste simplemente en que la señal de apertura de primera zona se transmite hacia el otro extremo para producir la operación inmediata del interruptor de poder. Como medida de precaución contra aperturas indeseadas, causadas por fallas en el sistema de transmisión o similar, sólo se respeta esta orden si el relé receptor está viendo la falla al menos dentro de la tercera zona. Este esquema permite acelerar la apertura del extremo lejano a la falla, cuando ésta se encuentra en el tramo de la línea protegida por la segunda zona, convirtiendo el esquema prácticamente en una protección unitaria de operación instantánea.

– **Comparación Direccional**

La teoría de este esquema es que se usan dos relés ajustados en su operación instantánea a una distancia mayor a la de la línea protegida, pero la operación se produce sólo si ambos ven la falla simultáneamente.

Esto requiere de un sistema de comunicaciones altamente confiable, pero permite usar relés con alta sensibilidad ya que pueden ajustarse a una impedancia mucho mayor que la de la línea. Es muy usado en zonas donde la resistencia de pie de torre puede ser alta, causando altas impedancias de falla monofásica. El esquema se implementa con relés ajustados con su primera, segunda y tercera zonas en forma tradicional, pero con una cuarta zona ajustada a una alta impedancia e intercomunicados entre los dos extremos de la línea. El relé opera instantáneamente si ve la falla en cuarta zona y simultáneamente recibe una señal del otro extremo, indicando que también se está viendo la falla en cuarta zona. Si la señal no se recibe por falla de comunicación u otro, el relé opera en forma normal en sus primera zona instantánea y segunda y tercera zona retardadas.

En todo caso es conveniente ajustar la cuarta zona a un valor tal que el relé no alcance a ver la impedancia de la carga normal, dado que si en esas condiciones recibiera una señal falsa del otro extremo, podría provocar la apertura indeseada de la línea.

– **Bloqueo contra Oscilaciones de Potencia**

De acuerdo con lo indicado en el punto anterior, para líneas muy largas y/o para relés muy sensibles, es posible que la última zona de operación del relé se acerque a la zona de impedancia de carga. Esto se hace crítico cuando ocurren oscilaciones de potencia debido a fenómenos transientes entre las máquinas sincrónicas, ya que la impedancia de carga puede entrar a la zona de operación del relé durante un tiempo suficiente para hacer operar la protección. Para evitar esta operación indeseada, se agrega otra zona de operación, levemente mas grande que la anterior y se detecta el tiempo que transcurre en el paso de puntos de impedancia del sistema entre los límites de una zona y la otra. Si este tiempo es corto, el relé se comporta como tal de acuerdo a lo que ya se ha visto. Sin embargo, si este tiempo es mayor a un valor predeterminado, la operación se bloquea totalmente hasta que el punto de impedancia del sistema haya permanecido fuera de las zonas de operación del relé por un tiempo suficiente como para considerar que el fenómeno transiente ha desaparecido.

CAPITULO 6

PROTECCIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION

6.1. Introducción

El problema de Protección de los Sistemas Eléctricos de Distribución ha venido adquiriendo cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y la exigencia de un suministro de energía a los consumidores con una calidad de servicio cada vez mayor. A pesar de existir abundante bibliografía sobre Protecciones de Sistemas Eléctricos, ésta en su mayoría está enfocada a los Sistemas de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica. No son muy abundantes las publicaciones que tratan este tema tan interesante y hoy en día tan necesario, a nivel de distribución con un interés especial a la selección, aplicación y coordinación de los equipos de protección comúnmente usados en estos sistemas. Por esta razón, el objetivo de este capítulo es dar una visión lo más completa posible sobre los equipos de protección más utilizados en distribución. Se tratan los temas de esquemas de protección, selección de equipos y coordinación de operación de los mismos en forma simple, más orientados a los conceptos, cálculos preliminares y recomendaciones generales, que a aspectos de construcción o mantención de los equipos. Se pretende entregar los elementos necesarios para realizar los cálculos eléctricos involucrados en la protección y determinar los parámetros pertinentes, todo ello dentro del marco de la filosofía de las protecciones en sistemas eléctricos. Se estudian en particular, los tres tipos de protecciones más utilizados y propios de los Sistemas de Distribución, como son, los fusibles, los reconectores automáticos y los seccionadores, a pesar de que estos últimos están siendo dejados de lado por algunas empresa de distribución. Otros equipos, como los relés de sobrecorriente y los interruptores de poder ya fueron analizados en los capítulos anteriores.

6.2. Fusibles

El fusible es el medio mas sencillo de interrupción automática de corriente en caso de cortocircuitos o sobrecargas. En baja tensión se encuentran hasta de 600 A y de 250 a 600 Volt. En este rango, la exigencia es que soporten continuamente la corriente nominal y que se fundan en un tiempo máximo de 5 minutos con un 15% de sobrecarga. En alta tensión, se encuentran hasta de 400 Amperes y de 10 a 138 kV, con potencias de 0,1 a 20 MVA. En general, un fusible (Figura 6.1) está constituido por un elemento sensible a la corriente (en adelante, elemento fusible) y un mecanismo de soporte de éste. El elemento fusible se funde cuando circula por él, una corriente peligrosa durante un tiempo determinado. El mecanismo de soporte establece rápidamente una distancia eléctrica prudente a fin de minimizar el tiempo que dura el arco.

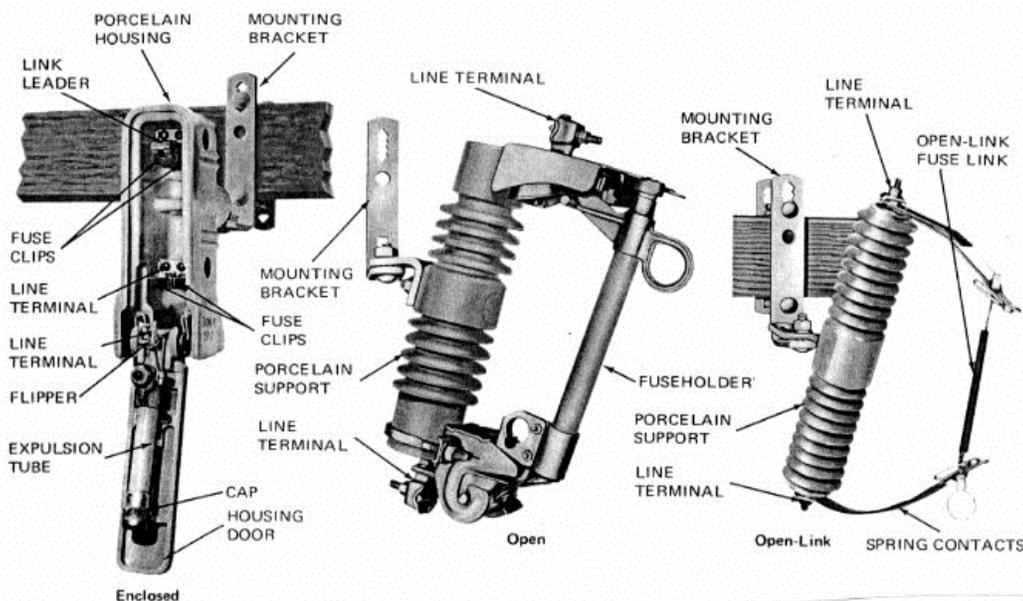


Figura 6.1.- Fusibles típicos

Las características de un fusible varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición. El tiempo y la intensidad mínima de fusión del elemento dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. En todo caso las curvas características de tiempo-corriente se dan para temperaturas ambientes de 20 a 25° C y se indican para corrientes que producen fusión en 5 minutos o menos, partiendo de fusibles sin carga.

La curva característica de un fusible se puede separar en las siguientes partes, tal como se muestra en la Figura 6.2

- a. **Curva de tiempo mínimo de fusión:** Relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde.
- b. **Curva de tiempo máximo de fusión o de aclaramiento:** Se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva a.
- c. **Curva de tiempo total para la extinción del arco:** Se obtiene adicionando a la curva b, el tiempo necesario para la completa extinción del arco.
- d. **Curva tiempo-corriente de corta duración:** Relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva a.

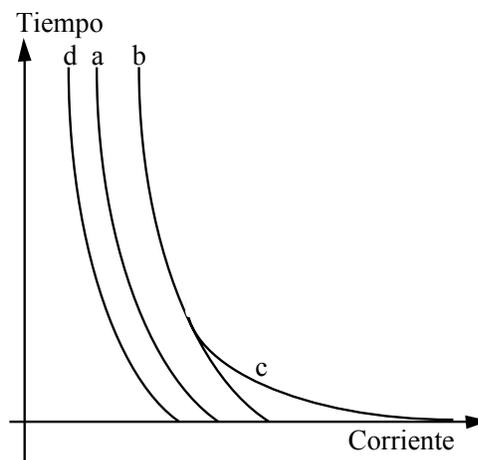


Figura 6.2.- Características de operación de fusibles

En general, los fusibles se aplican especialmente en el sector industrial, en la protección de transformadores de potencial, de distribución o de potencias reducidas y ocasionalmente, en protección de ramales. A menudo el fusible puede montarse como seccionador y en algunos casos tiene mecanismos automáticos.

Se debe tener en cuenta que en condiciones transitorias (in-rush de transformadores, corriente de arranque de motores de inducción, etc.) y condiciones permanentes de carga de transformadores (con posibles variaciones de hasta 200% de capacidad en los bancos auto-enfriados), el transformador no sufre daño y por lo tanto, el fusible debe permitir fluctuación con un margen de seguridad. Adicionalmente, debe considerarse que el fusible tiene una franja de respuesta a las sobrecorrientes (tiempo fusión del elemento + tiempo del arco), pudiendo presentar problemas de selectividad cuando está en serie con un interruptor automático u otros fusibles.

6.2.1. Aplicación de fusibles a la protección de transformadores

Las curvas “tiempo-corriente” muestran la relación entre la corriente y el tiempo que requiere el elemento fusible para fundirse y el tiempo que requiere el fusible para aclarar la falla (en el último caso, se incluye el tiempo de duración del arco). En Chile, se protegen transformadores de hasta 66 kV y potencias de hasta 5 MVA, con fusibles ubicados en el lado de alta, evitándose el interruptor de poder (52) respectivo, empleándose protección de sobrecorriente en el lado de baja (51), la que actúa sobre un 52, tal como se muestra en la Figura 6.3.

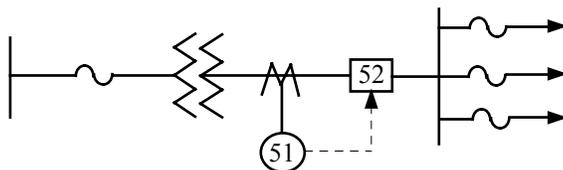


Figura 6.3.- Protección de un transformador de poder con fusible en el lado de alta

En la protección de transformadores se debe tener presente lo siguiente:

- **Consideraciones para curvas de calentamiento de transformadores:** Se construyen curvas lo mas reales posibles a las condiciones de operación. Se supone que el transformador alcanza hasta 50°C sobre la temperatura ambiente máxima de 45°C .
- **Consideraciones para curvas “tiempo-corriente” de fusibles:** Las curvas primitivas son bastantes irreales. Se supone que la temperatura ambiente es de 25°C (los ensayos se hacen entre 20 y 30°C) y que el fusible está sin carga (frío). Esto significa que para estudios de coordinación, debe trabajarse con curvas “tiempo-corriente” corregidas a las condiciones reales de ambiente y carga.

Para seleccionar adecuadamente un fusible de protección a un transformador deben considerarse los siguientes puntos, que se muestran en la Figura 6.4:

- Deben ser capaces de soportar sin quemarse la corriente nominal incrementada en un margen de seguridad que permita sobrecargas controladas, o que asegure la posibilidad de aumentar la capacidad de transformación mediante ventilación adicional. Se puede decir, en general, que los fusibles deben ser capaces de soportar 1,5 veces la corriente nominal. Esto es, su curva característica debe quedar a la derecha de la recta vertical que tiene como abscisa ese valor corriente.
- Deben ser capaces de soportar, sin quemarse, la corriente de magnetización (in-rush) durante por lo menos 0,1 segundo. Esta corriente es del orden de 8 a 10 veces la corriente nominal del transformador. La curva característica de los fusibles debe quedar a la derecha de un punto que tenga como coordenada 0,1 segundo y como abscisa el valor de la corriente determinada.
- Los fusibles deben quemarse para una corriente igual o superior a 6 veces la corriente nominal del transformador, admitiéndose que la impedancia de este último sea inferior al 6% (que es el caso más común en las subestaciones de transformación o sistemas industriales). Esta condición exige que la curva característica de los fusibles quede a la izquierda de un punto que tenga como coordenada el tiempo máximo de operación del fusible y como abscisa 6 veces la corriente nominal del transformador. Si la impedancia está entre 6 y 10%, deberá considerarse 4 a 6 veces la corriente nominal.
- Los fusibles deben quemarse para los valores de corriente y dentro de los tiempos indicados en la Tabla 6.1. Considerando que fallas de una fase a tierra en el lado de baja originan corrientes equivalentes en el lado de alta de sólo un 58% respecto a las de baja, los valores de la tabla deben ser multiplicados por 0,58. Esta tabla corresponde a los valores establecidos por las normas ASA (NEMA) para las corrientes máximas de cortocircuito simétricas, que pueden soportar los transformadores durante tiempos determinados.

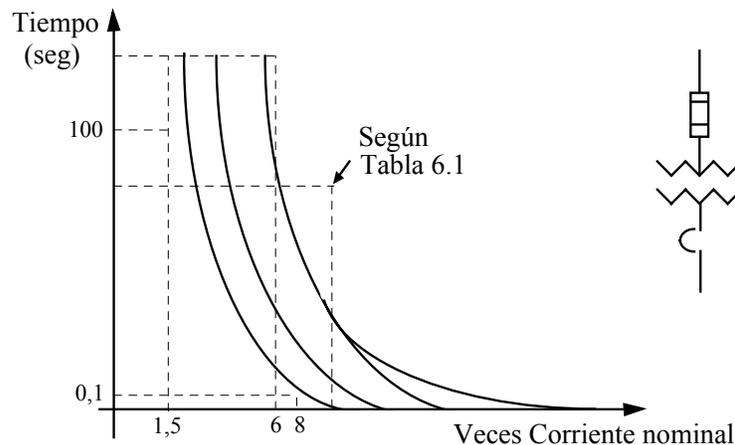


Figura 6.4.- Selección de fusibles

Tabla 6.1.- Corriente de cortocircuito y tiempo de fusión según NEMA

% Impedancia	Corriente efectiva de cortocircuito simétrico	Tiempo (seg)
4% o menos	25,0 I nominal	2
5%	20,0 I nominal	3
6%	16,6 I nominal	4
7% o más	14,3 o menos veces la I nominal	5

6.2.2. Características nominales de fusibles

La Tabla 6.2 indica la capacidad nominal del hilo o elemento fusible de diversos tipos de fusibles.

Tabla 6.2.- Capacidad de Corriente permanente de diversos tipos de elemento fusible

H Rating	Continuous Current (A)	N Rating	Continuos Current (A)	EEI-NEMA K or T Rating	Continuous Current (A)	EEI-NEMA K or T Rating	Continuos Current (A)
1H	1	25	25	6	9	40	60*
2H	2	30	30	8	12	50	75*
3H	3	40	40	10	15	65	95
5H	5	50	50	12	18	80	120+
8H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
N Rating		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150	* Only when used in a 100- or 200-ampere cutout.			
15	15	200	200	+ Only when used in a 200-ampere cutout.			
20	20			Limited by continuous current rating of cutout.			

6.2.3. Estandarización de Curvas tiempo-corriente (EEI-NEMA)

- **Rangos standard o normalizados:** Las características tiempo-corriente de los fusibles, según EEI-NEMA consideran tiempos desde 0,01 a 300 segundos para fusibles con corrientes nominales de 100 A o menos y de 0,01 a 600 segundos para fusibles con corrientes nominales por sobre 100 A. La Figura 6.5 muestra las curvas de tiempo máximo de aclaramiento (Maximum clearing time) para fusibles de tipo K y Figura 6.6 las de tiempo mínimo de fusión (minimum melting time) para fusibles de tipo T.
- **Razón de velocidad de fusibles:** Se define como el cuociente entre la corriente mínima de fusión en 0,1 segundos y la corriente mínima de fusión en 300 segundos para capacidad nominal de 100 A o menos y 600 segundos para capacidades nominal sobre 100 A. De acuerdo con esto, un fusible rápido (por ejemplo uno tipo K para distribución) es el que tiene una razón de velocidad de 6 a 8 y un fusible lento (tipo T, por ejemplo) es el que tiene una razón de velocidad de 10 a 13. Las curvas de los fusibles lentos se asemejan a las de calentamiento de los transformadores por lo que pueden usarse convenientemente en la protección de ellos. Las Figuras 6.7 y 6.8 comparan las curvas de tiempo mínimo de fusión de fusibles 15K y 15T y de tiempo mínimo de fusión y máximo de aclaramiento de un fusible tipo K, respectivamente.
- **Construcción del elemento fusible:** La seguridad de un fusible está dada por el elemento fusible. Por tal motivo, el control de la corriente por éste debe ser muy riguroso. Normalmente, el elemento fusible está constituido por un hilo de plata, una unión de estaño o mas comúnmente por la combinación física plata-estaño (ejemplo: un tubo de plata rodeado de un alambre de estaño (“time lag”). De esta forma, los puntos de tiempo rápido (alta corriente) de las curvas “tiempo-corriente de fusión” están determinados por la acción de uno de los elementos y los puntos de tiempo lento (baja corriente) por la acción del otro elemento.

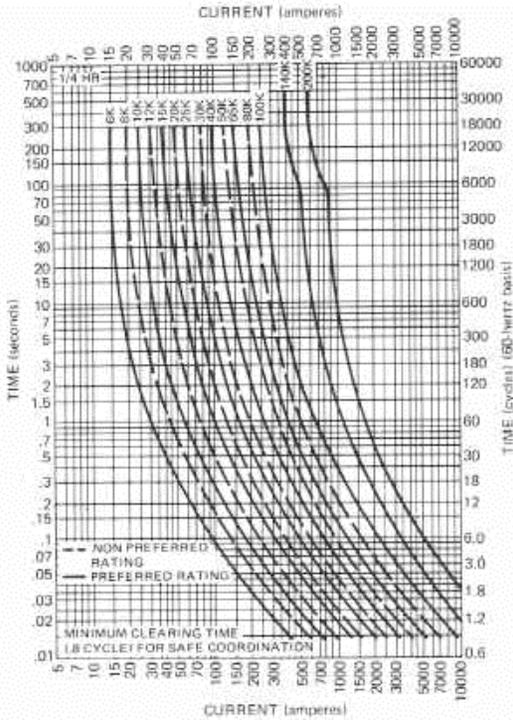


Figura 6.5.- Curvas de tiempo máximo de aclaramiento para fusibles tipo K

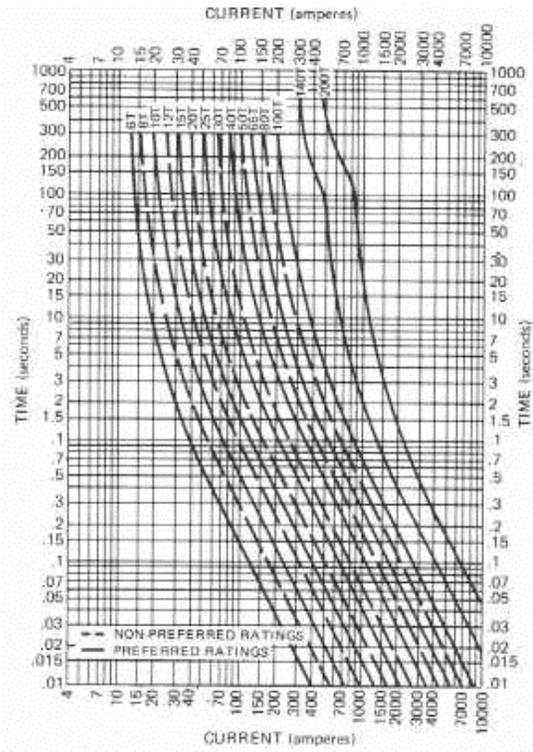


Figura 6.6.- Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo T

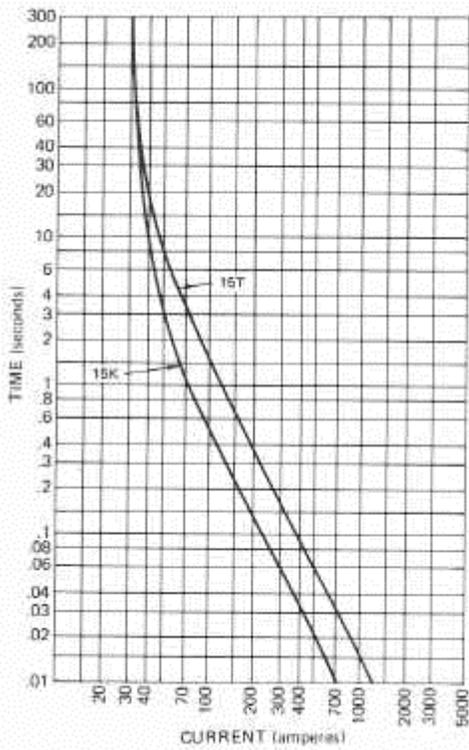


Figura 6.7.- Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo K y T del mismo rango

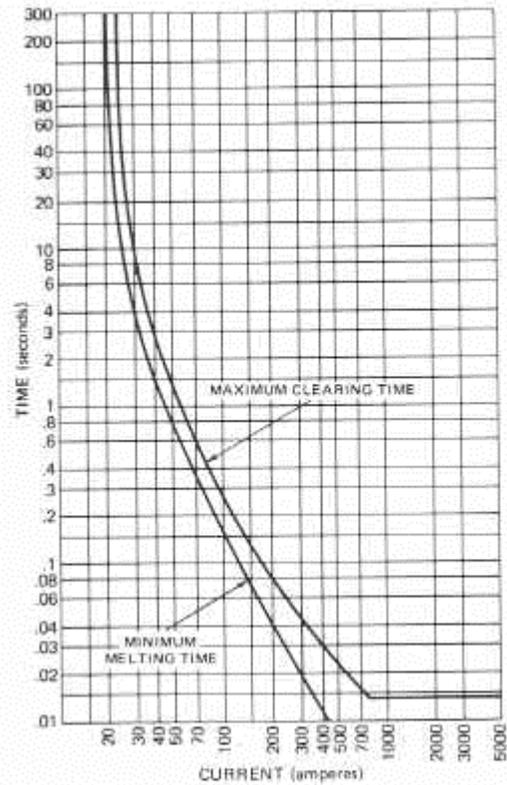


Figura 6.8.- Curvas típicas de corriente tiempo para un fusible 10K

6.3. Reconectores Automáticos

6.3.1. Introducción

En los sistemas de distribución aérea, entre el 80 y el 95 % de las fallas son de tipo temporal; es decir, duran desde unos pocos ciclos hasta a lo más algunos segundos. Las causas típicas de fallas temporales son: Contacto de líneas empujadas por el viento, ramas de árboles que tocan líneas energizadas, descargas de rayos sobre aisladores, pájaros y en general pequeños animales que cortocircuitan una línea con una superficie conectada a tierra, etc. Aunque estas fallas son transitorias hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Esto trae consigo demoras en la reposición del servicio, las que pueden ser bastante prolongadas, (especialmente en el caso de zonas rurales) ya que es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema y reponer el fusible o accionar el interruptor. Todo lo anterior justifica disponer de un dispositivo de protección que desconecte rápidamente antes de que actúen los elementos mencionados y que a su vez, en forma automática reconecte el sistema; este dispositivo es el reconector automático.

El reconector es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconector abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones (generalmente tres o cuatro), de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.

La tarea principal de un reconector entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconector, si esta falla es de carácter permanente.

Para comprender mejor el funcionamiento de un reconector es necesario considerar lo siguiente:

– **Secuencia de Operación:** Los re conectores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse de curvas características tiempo-corriente, como las que se muestran en la Figura 6.9. Cada punto de las curvas características representa el tiempo de aclaramiento del reconector para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada.

– **Número total de operaciones o aperturas:** Los re conectores permiten programar desde una apertura hasta un máximo de cuatro, lo que depende del estudio de coordinación con otros elementos de protección y que resulte más favorable para cada caso en particular.

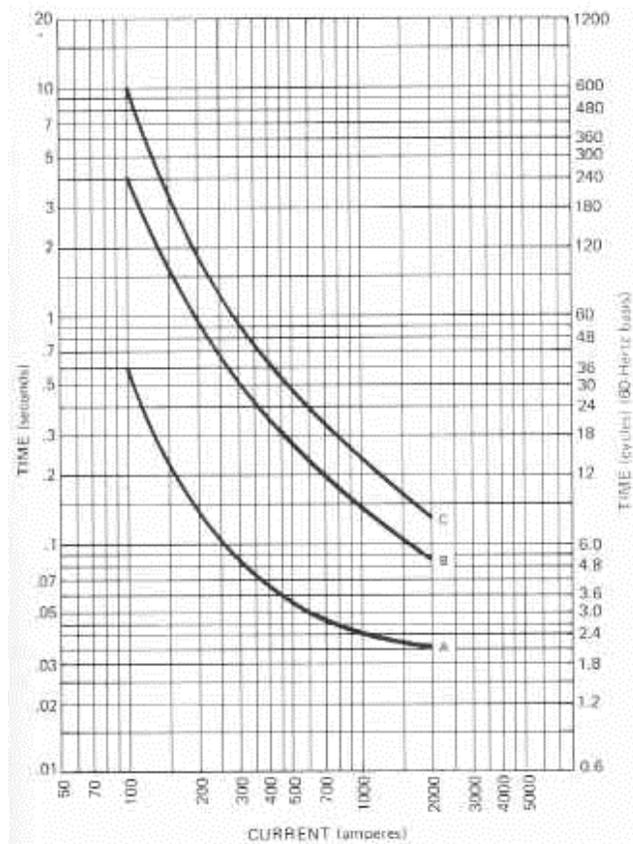


Figura 6.9.- Curvas de operación de un reconector

- **Tiempo de reconexión:** Son los intervalos de tiempo en que los contactos del reconectador permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.
- **Tiempo de reposición:** Es el tiempo después del cual el reconectador repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.
- **Corriente mínima de operación:** Es el valor mínimo de corriente para el cual el reconectador comienza a ejecutar su secuencia de operación programada.

La secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la figura 6.10, donde se ha supuesto que la programación es C 22, es decir, dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, con tiempos obtenidos respectivamente, de la curva A y de la curva C de la Figura 6.9, para la magnitud de corriente de falla correspondiente.

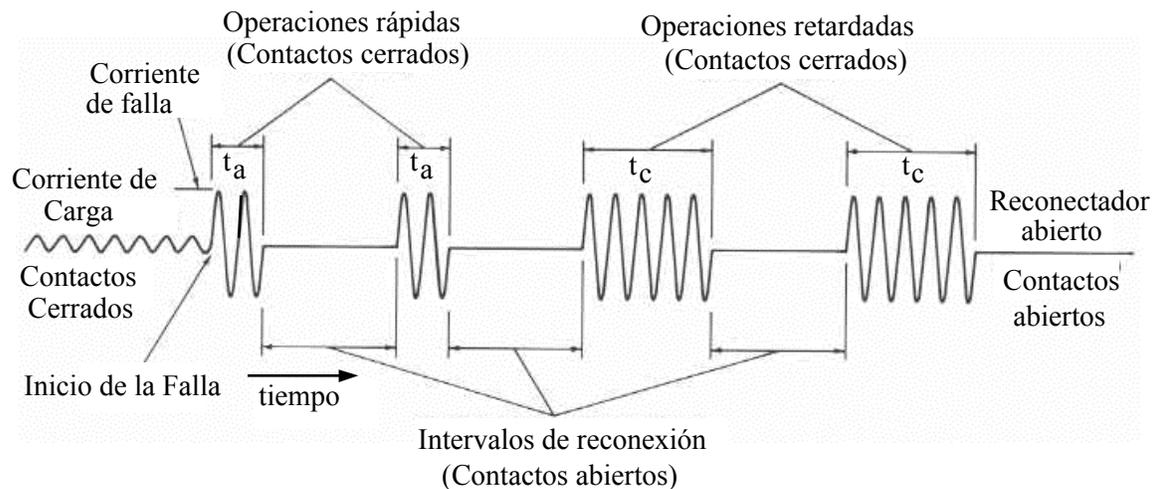


Figura 6.10.- Secuencia de operación de un Reconectador

Según la Figura 6.10, en condiciones normales de servicio, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si ocurre una falla aguas abajo de la instalación del reconectador y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el reconectador opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo t_a . Permanece abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, al cabo del cual reconecta la línea fallada. Si la falla ha desaparecido el reconectador permanece cerrado y se restablece el servicio. Si por el contrario, la falla permanece, el reconectador opera por segunda vez en curva rápida A y después de t_a segundos abre nuevamente sus contactos. Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión el reconectador cierra sus contactos y si aún la falla persiste, abre por tercera vez pero de acuerdo al tiempo de aclaramiento t_c correspondiente a la curva lenta tipo C. Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla está presente, el reconectador al cabo de t_c segundos abre definitivamente.

En caso que el reconectador no haya completado su secuencia de operación, después de transcurrido el tiempo de reposición, repone su programación que tenía antes que ocurriera la falla, quedando en condiciones de ejecutar completamente su secuencia de operación en caso de presentarse una nueva condición de falla en la línea.

6.3.2. Clasificación de los Reconectadores

Los reconectadores automáticos pueden ser clasificados de diferentes formas, a saber: Monofásicos o trifásicos; con control hidráulico o electrónico o con microprocesador; con interrupción en aceite o en vacío, con aislación de aire o aceite.

a. Reconectores monofásico y trifásicos

Los reconectores monofásico (Figuras 6.11) se utilizan para la protección de líneas monofásicas, tales como ramales o arranques de un alimentador trifásico. Pueden ser usados en circuitos trifásicos cuando la carga es predominantemente monofásica. De esta forma, cuando ocurre una falla monofásica permanente, la fase fallada puede ser aislada y mantenida fuera de servicio mientras el sistema sigue funcionando con las otras dos fases.

Los reconectores trifásicos (Figura 6.12) son usados cuando se requiere aislar (bloquear) las tres fases para cualquier falla permanente, con el fin de evitar el funcionamiento monofásico de cargas trifásicas tales como grandes motores trifásicos. Tienen dos modos de operación:

- **Apertura monofásica-bloqueo trifásico:** Consta de tres reconectores monofásicos montados en un solo tanque con mecanismo de acoplamiento para el bloqueo solamente. Cada fase opera independientemente para las aperturas por sobrecorriente y las reconexiones. Si cualquier fase opera hasta la condición de bloqueo (debido a una falla permanente), el mecanismo de acoplamiento de aperturas, abre las otras dos fases y las deja abiertas y bloqueadas. Se previene de esta forma la energización monofásica de cargas trifásicas. Este tipo de operación se provee para reconectores pequeños, tales como los tipo, 3H, 6H, V6H [5], [14].
- **Apertura trifásica-bloqueo trifásico:** Para cualquier tipo de falla (monofásica a tierra, bifásica o trifásica) todos los contactos abren simultáneamente para cada operación de apertura. Las tres fases, están mecánicamente acopladas para la apertura y la reconexión y son operadas por un mecanismo común. Los reconectores de mayor tamaño operan de este modo.

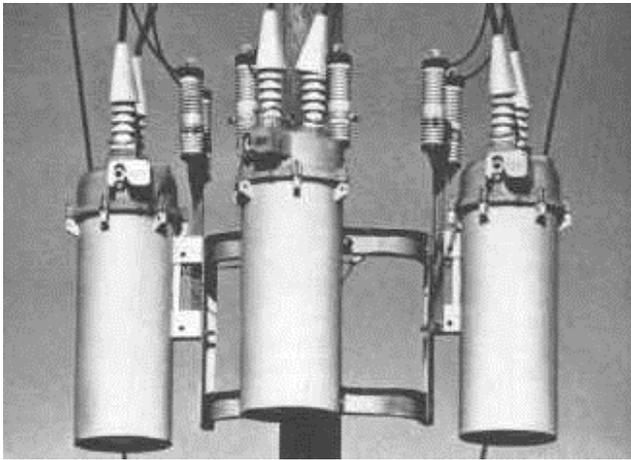


Figura 6.11.- Reconectores monofásicos

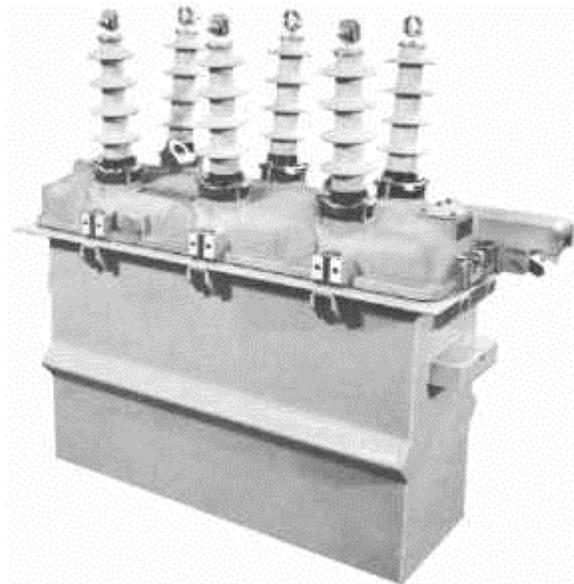


Figura 6.12.- Reconector trifásico

b. Control de los reconectores

b.1. Control hidráulico

El control hidráulico es usado en la mayoría de los reconectores monofásicos y en algunos reconectores trifásicos. Está construido como parte integral del reconnector. Con este tipo de control, la sobrecorriente es sensada por una bobina (de trip) que se conecta en serie con la línea. Cuando la sobrecorriente fluye a través de la bobina, un émbolo es introducido en la bobina de apertura para abrir los contactos del reconnector. La temporización y la secuencia son logrados por el bombeo de aceite a través de

compartimientos o de conductos hidráulicos separados. En los reconectores pequeños, la energía necesaria para la reconexión se obtiene de resortes que son cargados por la bobina serie durante la operación de apertura. En los de tamaño mayor, el cierre se realiza mediante un solenoide distinto, que es energizado por voltaje del lado fuente del reconector. La corriente mínima de operación en estos reconectores es de un 200% la nominal de la bobina de disparo.

b.2. Control Electrónico

El método de control electrónico de los reconectores es más flexible, de más fácil calibración y programación que el control hidráulico. Se entrega en un gabinete separado y permite cambiar la característica tiempo-corriente, los niveles de corriente mínima de operación y la secuencia de operación, sin desenergizar o retirar el reconector del sistema. Dispone de un amplio rango de accesorios para modificar su operación básica y resolver muchos problemas de aplicación. La Figura 6.13 muestra un diagrama simplificado de la operación de un reconector con control electrónico. La corriente de línea es sensada por tres TT/CC tipo bushing. Las corrientes secundarias de estos transformadores son llevadas al control por un cable multiconductor que lleva también las señales de apertura y cierre de vuelta al reconector. Cuando la corriente secundaria que pasa a través de los circuitos sensores en el control, excede el nivel mínimo de la corriente de apertura programada, los circuitos detectores de nivel y de tiempo se activan. Después de un retardo de tiempo, determinado por la característica tiempo-corriente programada, el circuito de apertura es energizado y se envía una señal de apertura al reconector. Opera entonces un relé de secuencia que ordena la reconexión y reajusta los circuitos para comenzar a medir el tiempo y el programa de control avanza a su siguiente secuencia preestablecida.

Después que el tiempo programado para la reconexión expira, una señal de cierre es enviada al reconector y la detección de corriente comienza otra vez. Cuando el tiempo de ajuste expira, el relé de secuencia ajusta el programa de control a su posición de partida. El control se cerrará (inmediatamente después de una señal de apertura) si el número de operaciones de apertura programado ocurre antes que el tiempo de reajuste expire. Cuando está abierto-enclavado, el control no se reajusta ni envía una señal de cierre hasta que el reconector sea cerrado manualmente desde el panel de control.

Los reconectores con control electrónico emplean un solenoide de cierre o un mecanismo motor para el cierre de potencia. La apertura de los contactos se consigue mediante los resortes de apertura, con el comando de apertura del control. Los resortes de apertura son cargados cuando se produce el cierre. En cuanto a la corriente mínima de operación, en estos reconectores electrónicos es de un 100% de la corriente nominal de la bobina de disparo o ajuste.

Los reconectores más modernos utilizan control basado en microprocesadores. Tal es el caso, por ejemplo, de los reconectores Kyle de Cooper Power Systems de la Forma 4C o 3A [14].

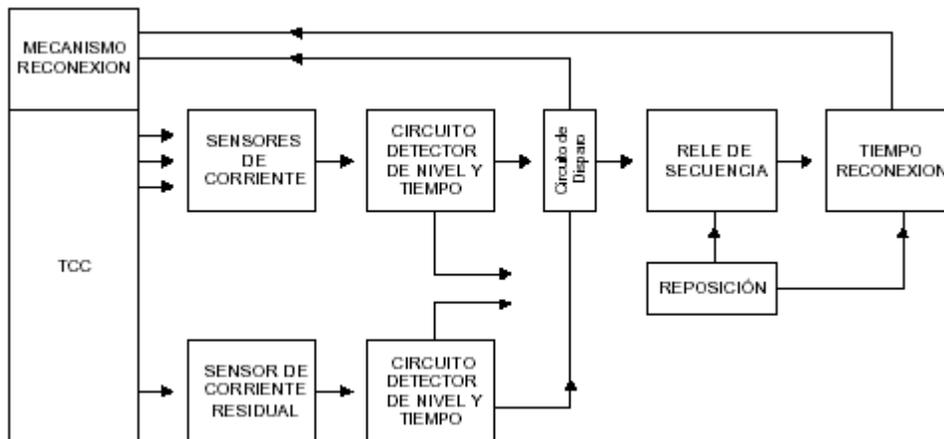


Figura 6.13.- Diagrama de bloques de un reconector con control electrónico

c. Medio de interrupción y aislación

Los reconectores utilizan aceite o el vacío como medio de interrupción. En el primer caso, el mismo aceite es usado tanto para la interrupción del arco como el aislamiento básico. Algunos reconectores con control hidráulico también utilizan el mismo aceite para las funciones de temporización y conteo.

El vacío como medio de interrupción, proporciona las ventajas de reducir la mantención y minimizar la reacción externa durante el proceso de interrupción. Algunos tipos de reconectores están disponibles ya sea con interruptor en aceite o vacío. Los reconectores de vacío pueden utilizar aceite o aire como medio básico de aislamiento.

6.3.3. Aplicaciones

Los reconectores pueden ser usados en cualquier punto de un sistema de distribución donde el rango del reconector es adecuado para los requerimientos del sistema. Las localizaciones lógicas para reconectores se muestran en la Figura 6.14 y corresponden a las indicadas por las respectivas letras:

- A. En subestaciones, como el dispositivo de protección del alimentador primario que permite aislar el alimentador en caso de falla permanente
- B. En líneas de distribución a una distancia de la subestación, para seccionalizar alimentadores largos y así prevenir salidas del alimentador entero cuando una falla permanente ocurre cerca del final del alimentador
- C. En ramales importantes desde el alimentador principal para proteger el alimentador principal de interrupciones y salidas debido a fallas en el ramal.
- D. En pequeños ramales monofásicos.

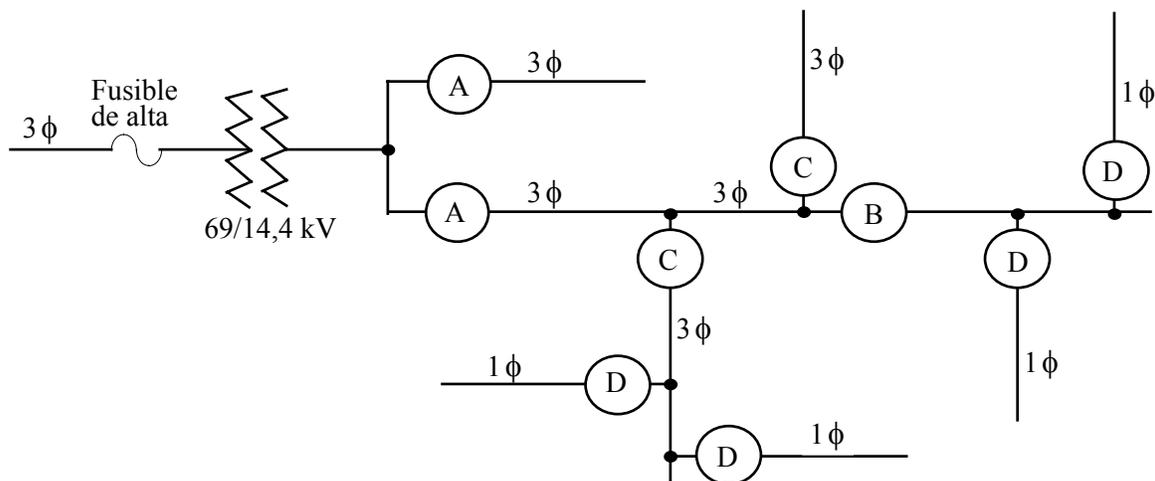


Figura 6.14.- Diagrama unilineal de un sistema de distribución mostrando aplicaciones de los reconectores

6.3.4. Criterios técnicos de aplicación

Para la correcta aplicación de los reconectores, se deben considerar los siguientes factores:

- La tensión nominal del sistema debe ser igual o menor a la tensión de diseño del reconector.
- La corriente máxima permanente de carga en el punto del sistema donde se ubicará, debe ser menor o igual a la corriente nominal de reconector.
- Debe tener una capacidad de ruptura mayor o igual, a la corriente máxima de falla en el punto de aplicación.

- La corriente mínima de operación debe escogerse de modo que detecte todas las fallas que ocurran dentro de la zona que se ha encomendado proteger (sensibilidad)
- Las curvas tiempo-corriente y la secuencia de operación deben seleccionarse adecuadamente, de modo que sea posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema.

6.4. Seccionalizadores

El seccionalizador es un dispositivo de protección que aísla automáticamente las fallas en las líneas de distribución. Se instala necesariamente aguas abajo de un equipo con reconexión automática. Para fallas ocurridas dentro de su zona de protección, el seccionalizador cuenta las aperturas y cierres efectuadas por el equipo dotado de reconexión automática instalado aguas arriba y de acuerdo a un ajuste previo, abre en el momento en que el reconectador está abierto; es decir, el seccionalizador cuenta los impulsos de corriente de falla que fluyen en el sistema, ajustándose para que abra después de un determinado número de pulsos que pueden ser uno, dos o tres como máximo. Siempre debe ajustarse para un pulso menos que el número de operaciones del reconectador asociado. Se usan a menudo en lugar de desconectores fusibles en arranques donde es necesario reponer el servicio rápidamente y donde no se justifica el uso de otro reconectador en serie. No tienen curvas características de operación tiempo-corriente y se coordinan con los reconectores, como se verá más adelante, simplemente por sus corrientes nominales y sus secuencias de operación.

Los requisitos básicos que deben considerarse para su adecuada aplicación son los siguientes:

- El dispositivo de protección con reconexión automática, ubicado aguas arriba del seccionalizador, debe tener la sensibilidad suficiente para detectar la corriente mínima de falla en toda la zona asignada para ser protegida por él.
- La corriente mínima de falla del sector de la línea que debe ser aislada por el seccionalizador debe exceder a su corriente mínima de operación.
- El seccionalizador debe ajustarse como máximo para que abra en una operación menos que el dispositivo con reconexión automática ubicado aguas arriba.
- No debe excederse los valores de corrientes máxima de corta duración del seccionalizador.
- Puede ser usado en serie con otros dispositivos de protección, pero no entre dos reconectores.

Las ventajas de usar seccionalizadores en líneas radiales de distribución son:

- Cuando se emplean en lugar de un reconectador, resultan de un costo de inversión inicial y de mantención menor.
- Cuando se emplean sustituyendo un desconector fusible, no presentan dificultades de coordinación como se presentaría, al ser reemplazado por otro desconector fusible de tamaño diferente.
- Pueden ser utilizados para desconectar o conectar líneas de carga, siempre que éstas estén dentro de su rango admisible.

6.5. Coordinación de elementos de protección

En general, los conceptos básicos de coordinación de los elementos de protección en alimentadores de distribución radial, pueden resumirse en dos:

- El dispositivo de protección más próximo a la falla (local) debe despejarla, sea ésta permanente o transitoria, antes que el dispositivo de respaldo opere si este no tiene reconexión automática o antes que agote las reconexiones en caso de tenerlas.
- Las interrupciones deben restringirse al mínimo en fallas permanentes, tanto en el tramo de la línea conectada como en el tiempo de duración.

Se considerará a manera de ejemplo, el sistema que se muestra en la Figura 6.15 [10], donde se indican las corrientes de carga de cada alimentador y el nivel de cortocircuito en cada punto de ubicación de un fusible (barra). A partir de la Tabla 6.3, considerando fusibles de tipo T se tiene que: En A se puede elegir un fusible 15T que soporta en forma permanente hasta 23 A, mayor que la corriente de carga de ese tramo. Por lo mismo, en B se elige un fusible 25T (38 A máximo) y en C un 80T (120 A máximo). Según la Tabla 6.4, los fusibles 15T y 25T coordinan hasta una corriente de falla máxima de 730 A, por lo tanto en B se debe elegir un fusible 30T que coordina con el 15T hasta 1.700 A (mayor que los 1.550 A de falla). Los fusibles 30T y 80T coordinan hasta 5.000 A, mayor que los 1.800 A de falla y por lo tanto en C queda el 80T.

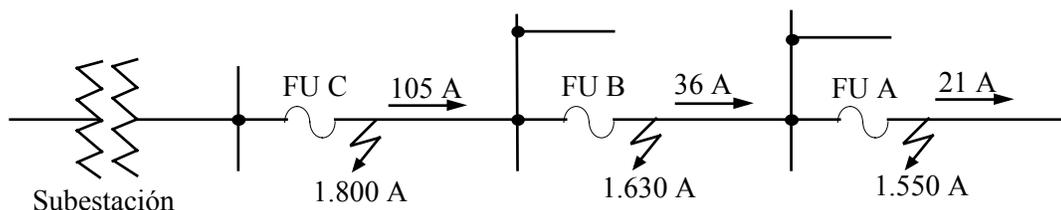


Figura 6.15.- Sistema ejemplo de coordinación de fusibles

El resultado gráfico de la coordinación se muestra en la Figura 6.16, donde las curvas con línea continua corresponden a las de tiempo mínimo de fusión y las segmentadas al tiempo máximo de aclaramiento. En la Figura se puede apreciar que, por ejemplo, para 1.630 A., el tiempo mínimo de fusión del 80T es de 0,16 segundos y el tiempo máximo de aclaramiento del fusible 30T es de 0,051 seg., entonces, resulta que este tiempo es el 32% del tiempo de fusión del fusible 80T, por lo tanto, existe una buena coordinación entre estos fusibles para esta corriente de falla máxima. Para la falla de 1.550 A, se aprecia que la curva de tiempo máximo de aclaramiento del 15T se ha cruzado con la de tiempo mínimo de fusión del 25T. Los tiempos correspondientes son: 0,021 y 0,0165 segundos; es decir, el tiempo máximo de aclaramiento del 15T corresponde al 127,3 % del tiempo mínimo de fusión del 25T y por lo tanto no hay coordinación entre ellos. Al elegir el 30T en lugar del 25T, los tiempos son: 0,021 y 0,031 segundos, respectivamente (67,7 %).

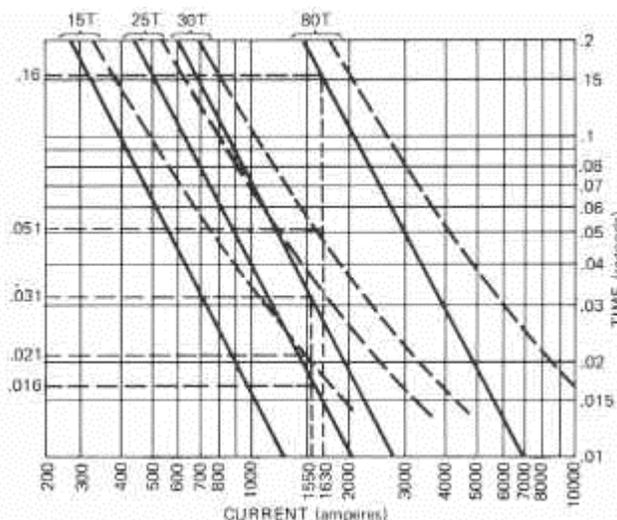


Figura 6.16.- Curvas tiempo-corriente para el ejemplo de coordinación

6.5.2. Coordinación entre reconectores y fusibles

Se pueden distinguir dos casos, reconector-fusible y fusible-reconector. En ambos, se usa el método de trazado de curvas del reconector y del fusible, con el fin de obtener el rango de corrientes de cortocircuito en que existe coordinación.

a. Coordinación de reconector con fusible en el lado carga (reconector-fusible)

En este caso el reconector deberá detectar las fallas ocurridas en su zona y también las de la zona del fusible. Por lo tanto, el fusible debe operar después de la característica rápida y antes de la lenta del reconector, como se muestra en la Figura 6.17. Para ello se debe cumplir lo siguiente:

1. Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo mínimo de fusión debe ser mayor que el tiempo de operación del reconectador en su característica rápida, multiplicada por el factor K_1 , dado por el fabricante, que se indica en la Tabla 6.5 y su valor depende de la secuencia de operación y del tiempo de la primera reconexión. La intersección de esta curva con la de tiempo mínimo de fusión del fusible determina el punto de corriente máxima de coordinación.

Tabla 6.5.- Valores del Factor de corrección K_1

Tiempo de Reconexión (ciclos)	Una operación rápida		Dos operaciones rápidas	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
25-30	1,3	1,2	2,0	1,80
60	1,3	1,2	1,5	1,35
90	1,3	1,2	1,5	1,35
120	1,3	1,2	1,5	1,35

Los valores de la columna “promedio” se aplican cuando las curvas rápidas son dibujadas para valores promedio y la columna “máximo”, cuando la curva rápida se grafica para valores máximos.

2. Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo máximo de aclaramiento, debe ser menor que el tiempo de operación del reconectador en su característica lenta. Si estas curvas pasan muy cerca, el reconectador deberá dejarse con a lo menos 2 operaciones lentas, para que pueda operar simultáneamente con el fusible. De esta forma, el reconectador podrá reponer el servicio al resto del sistema. Determina el punto de corriente mínima de coordinación.

b. Coordinación de reconectador con fusible en el lado fuente (fusible-reconectador)

En la Figura 6.18 se muestra un caso típico de coordinación entre fusible y reconectador. El fusible en este caso, protege el sistema de fallas internas en el transformador, o en la barra de la subestación, que no pueden ser detectadas por el reconectador.

Para el estudio de coordinación en este caso, es necesario considerar las fallas en el lado carga del reconectador, para lo cual se deben referir las curvas de tiempo mínimo de fusión del fusible ubicado en el lado de alta del transformador, al voltaje del lado de baja tensión, donde está ubicado el reconectador. Para una adecuada coordinación se debe cumplir que:

La curva de tiempo mínimo de fusión del fusible debe estar por sobre la curva de operación lenta del reconectador en todo el rango de corriente de cortocircuito. Esta última debe ser modificada, por un factor de corrección K_2 , dada en la Tabla 6.6, antes de comparar ambas curvas ya referidas a una tensión base común. El factor K_2 depende de la secuencia de operaciones elegidas en el reconectador y los tiempos de calentamiento y enfriamiento del fusible.

Tabla 6.6.- Valores del Factor de corrección K_2

Tiempo de Reconexión (ciclos)	Secuencia de operación		
	22	13	04
20	2,70	3,20	3,70
25	2,60	3,10	3,50
50	2,10	2,50	2,70
75	1,85	2,10	2,20
100	1,70	1,80	1,90
200	1,40	1,40	1,45
500	1,35	1,35	1,35

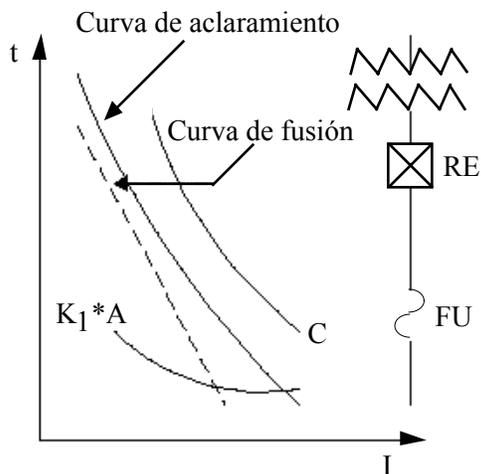


Figura 6.17.- Coordinación reconector-fusible

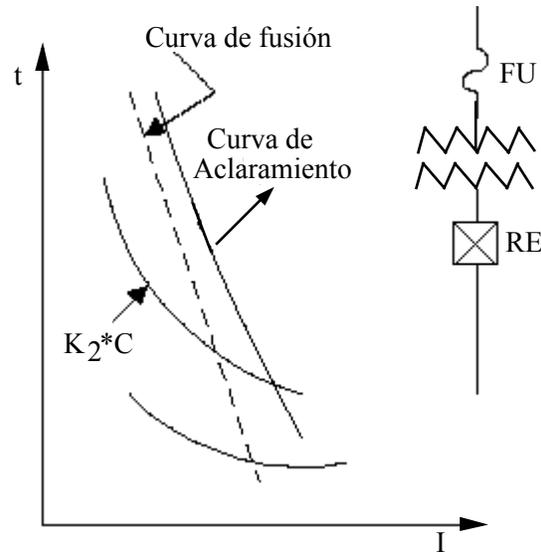


Figura 6.18.- Coordinación fusible-reconector

6.5.3. Coordinación entre reconector e interruptor

Esta coordinación es muy común en subestaciones donde el nivel de cortocircuito en la barra de alimentadores primarios es de 250 kVA o mayor, cuando se usan interruptores en el origen de alimentadores, con reconectores en el troncal o en arranques importantes. Los alimentadores son protegidos mediante interruptores, comandados por relés de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso. El relé debe ser ajustado de manera que detecte y de orden de aclaramiento para todas las fallas que ocurran dentro de la zona del alimentador, hasta la ubicación del primer reconector, pero, no obstante, debe tener un retardo suficiente de manera que no operen simultáneamente.

El factor crucial para coordinar la operación entre estos elementos de protección, es el tiempo de reposición del relé de sobrecorriente durante la secuencia de operación de reconector. Si se utiliza un relé electromecánico en lugar de uno de estado sólido, sucede que mientras se cumple el tiempo de operación del reconector durante una falla, el relé comienza a integrar el tiempo, avanzando su disco en el sentido de disparo. Si la reposición del disco es lenta, cuando el reconector está en el período de reconexión (abierto), el relé irá acumulando avance en la dirección de disparo, de manera que puede suceder una orden de apertura falsa durante las sucesivas operaciones de apertura y cierre de reconector.

Los tiempos típicos de reposición de los relés de sobrecorriente electromecánicos, para la curva de operación de mayor nivel, son de alrededor de 6 segundos para relés de características extremadamente inversas.

Una regla práctica que se puede aplicar para determinar si hay o no coordinación entre estos elementos, es la siguiente: Es posible que no se logre una selectividad adecuada, si para un valor cualquiera de corriente de falla, el tiempo de operación del relé, es menor que dos veces el tiempo de operación del reconector en curva lenta, suponiendo que la secuencia de operación del reconector incluye dos operaciones en este tipo de curva.

6.5.4. Coordinación entre reconector y seccionalizador

Para coordinar un reconector con un seccionalizador no se requiere hacer análisis de curvas de tiempo-corriente debido a que el seccionalizador no tiene este tipo de curvas; sólo cuenta pulsos de corriente de falla y se ajusta para que abra luego de un determinado número de pulsos, como máximo, uno menos que el número de operaciones del reconector ubicado aguas arriba y en el momento en que éste está abierto

6.5.5. Coordinación entre reconectores

a. Por corrientes nominales

En este método se coordina de acuerdo a las corrientes nominales de los equipos, considerando que dichas corrientes disminuyen a medida que se aleja de la fuente. Con este método, existirá coordinación aún cuando los reconectores tengan el mismo ajuste, que normalmente corresponde a 2 operaciones rápidas y 2 retardadas. Es prácticamente imposible que no haya operación simultánea cuando operan en curva rápida, sin embargo se debe mantener una diferencia de a lo menos 12 ciclos, entre las operaciones en curvas retardadas para asegurar en estos casos una buena selectividad. Figura 6.19.

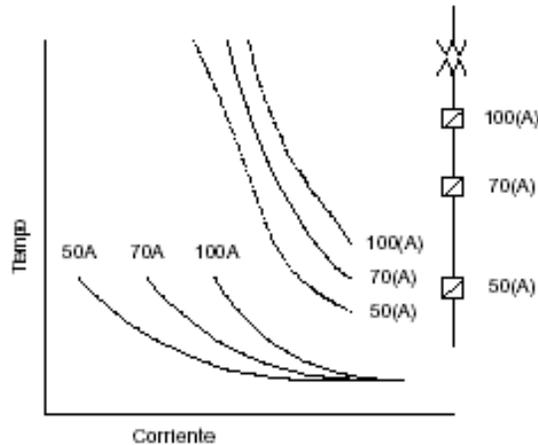


Figura 6.19.- Coordinación entre reconectores por corriente nominal

b. Combinando el número de aperturas

Es posible coordinar reconectores en serie, que tengan la misma corriente nominal, siempre que sus secuencia de operación sean diferentes, de tal manera que el reconector ubicado más cercano a la falla, tenga una operación menos en curva lenta que el reconector ubicado aguas arriba, de tal manera que se produzca el despeje de la falla selectivamente (Figura 6.20). Con esto se logra que ambos operen simultáneamente, pero uno de ellos agotará su secuencia de operación antes, cuando aún al otro le quede una operación más.

c. Combinando en curvas de operación retardadas

En este método las corrientes de operación son idénticas, sólo que además de tener programadas diferentes secuencias de operación, también realizan las aperturas con retardo en curvas diferentes. Esto se puede apreciar en el sistema mostrado en la Figura 6.21.

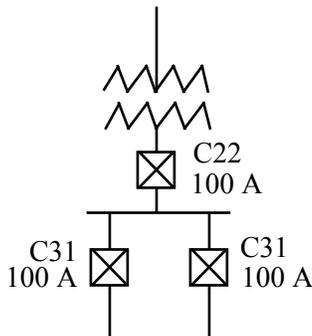


Figura 6.20.- Coordinación entre reconectores combinando el número de aperturas

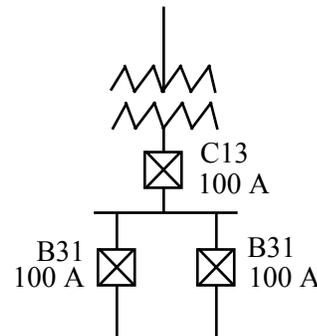


Figura 6.21.- Coordinación entre reconectores combinando curvas de operación retardada

BIBLIOGRAFIA

- [1] Mason, C. Russel “The Art and Science of Protective Relaying”, Ed. John Wiley and Sons, New York, 1956.
- [2] Brand, L.; Moncada, J. “Protecciones de Sistemas Eléctricos”, Editado por Hugo González, Chile, 1976.
- [3] Sánchez M., Gustavo “Protecciones de Sistemas Eléctricos”, Apunte Universidad Técnica del Estado, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Chile, 1976.
- [4] Ravindranath, M.Chander “Power System Protection and Switchgear”, Ed. Limusa, México,1980.
- [5] McGraw-Edison Co. Power Systems Division “Distribution System Protection Manual”, Bulletin N° 71022.
- [6] Eletrobrás, Comité de Distribuição “Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição”, II Edição, Ed. Campus, Brasil, 1986.
- [7] Bustos O., Julián “Protecciones de Sistemas Eléctricos”, Apuntes de Clases, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile, 1988.
- [8] Enríquez Harper, Gilberto “Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales”, Ed. Limusa, México, 1994.
- [9] Saavedra C., Raúl; Robles C., Patricio; Reich W., Federico “Protecciones de Sistemas Eléctricos”, Apunte Universidad Católica de Valparaíso, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Chile, 1994.
- [10] Guevara V., Cristián “Cálculo y Selección de Protecciones en Media y Baja Tensión”, Productores Editores Integral Comunicaciones Ltda., Chile, 1998.
- [11] Blackburn, J. Lewis “Protective Relaying, Principles and Applications”, II Edición, Ed. Marcel Dekker Inc., New York, 1998.
- [12] Anderson, P. M. “Power System Protection”, Ed. Mc Graw Hill and IEEE Pres, New York, 1999.
- [13] <http://www.geindustrial.com/cwc/products?famid=31>, “Catálogos de Relés de Protección General Electric”.
- [14] <http://www.cooperpower.com/Library/Literature/>, “Catálogos de Productos de Cooper Power Systems”.
- [15] Villarroel M., Manuel “Sistemas Eléctricos de Potencia II”, Apunte Universidad de la Frontera, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Chile, 2003.
- [16] Soto P., Roberto “Protección de Distancia de tipo Numérico”, Trabajo de Titulación, Universidad de la Frontera, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2002.

EJERCICIOS PROPUESTOS

1. Un T/C de razón 2.000/5, tiene las siguientes características: Sección del núcleo: 20 cm²; Impedancia de fuga: 0,3 Ω; N₂=400 espiras.; f=50 Hz; Inducción máxima en el núcleo: 1,86 Tesla. Verificar si se encuentra saturado, cuando por la línea en que está conectado circula una corriente de 40.000 Amperes y la impedancia del burden y conductores es de 2 Ω.

2. Un relé está conectado a través de un T/C de razón 100/5, 50 VA; 50 Hz; cuya curva de excitación se muestra en la Figura 1.

La impedancia de fuga del T/C es de 0,5 ohm, la de los conductores 0,4 ohm y el relé tiene una resistencia de 0,8 ohm y una inductancia de 4,41 milihenry. Si la corriente mínima de operación del relé es de 8 amperes (TAP=8), determinar la corriente primaria mínima que realmente lo hace operar.

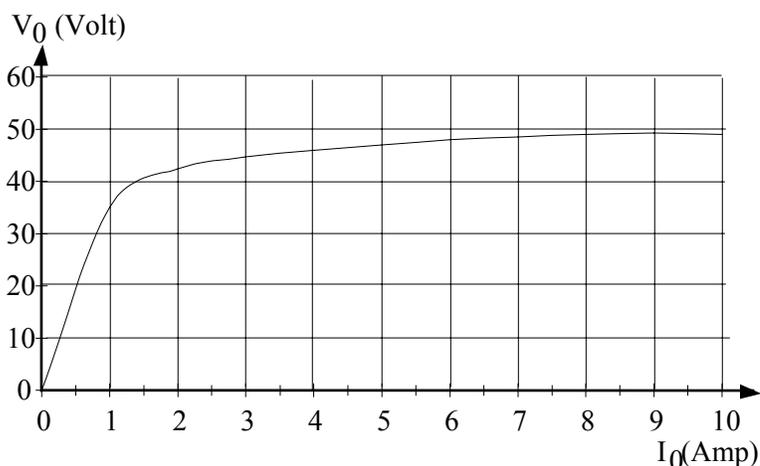


Figura 1

3. En el T/C del problema anterior, determine, usando el criterio de la E.E.C.:

- a. El índice de saturación para el 50, 100 y 150% del burden nominal.
- b. El error de razón para las mismas cargas anteriores.

4. En el sistema de la Figura 2, la lectura del wáttmetro es de 966,405 watt, el factor de potencia de la carga es 0,866 y la tensión entre líneas, de 13.800 volts. Los TT/CC son de razón 50/5 y el T/P es de razón 13.800/110. Suponiendo que la carga es equilibrada y que los errores de razón y angular de los TT/CC y del T/P son despreciables, determinar la corriente en las líneas.

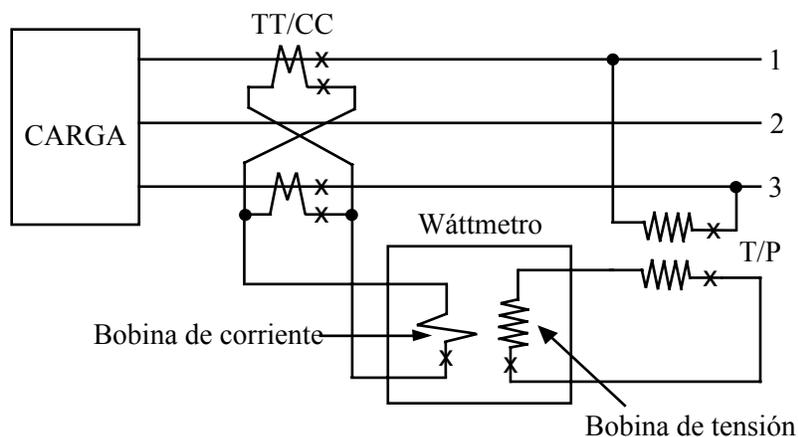


Figura 2

5. En el sistema mostrado en la Figura 3, determinar los TT/CC a usar en los puntos P y Q y calcular las corrientes en sus secundarios. Las características de los TT/CC disponibles son:

Capacidad térmica: 80 I_N por 1 seg.; Capacidad permanente: 1,2 I_N

Razones: 400/5; 500/5; 600/5; 800/5; 1.000/5; 1.200/5; 1.500/5; 2.000/5; 2.500/5; 3.000/5; 4.000/5; 5.000/5.

6. Demostrar que el ángulo β en un T/C se puede expresar, según las normas ASA, en forma aproximada como:

$$\beta = 2600 (\text{FCR} - \text{FCT})$$

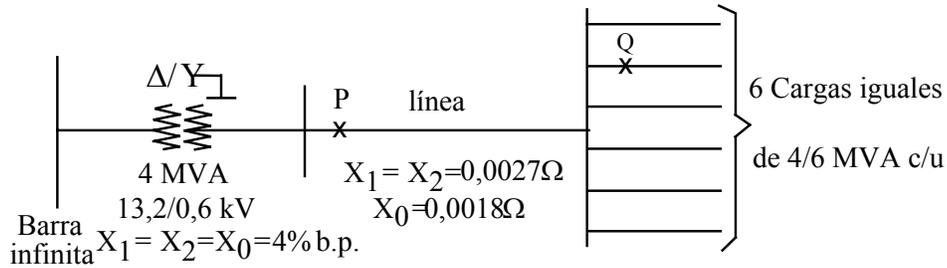


Figura 3

7. Considerando el circuito equivalente aproximado de un DCP, demostrar que la razón de transformación se puede expresar como:

$$\frac{V_1}{V_2} = a \left(1 + \frac{C_2}{C_1} \right)$$

8. Las características de cierto burden conectado a un T/C se encuentra expresada por $R=6,5 \Omega$ y $L=11,9 \text{ mH}$ para 50 Hz. Expresar el burden en VA y factor de potencia, especificado para 5 A.

9. Un relé está conectado, a través, de un T/C de razón 200:5. El relé de sobre corriente está ajustado en el Tap 3. Calcular la corriente primaria que hace operar el relé, considerando que la impedancia de fuga del transformador más las impedancias de las líneas es de $0,2 \Omega$. Las características del relé son: $R=0,4 \Omega$; $L=2,208 \text{ mH}$ y del T/C se indican en la Tabla 1.

Tabla 1.- Características del transformador de corriente

E_{sec}	0,5	1	2	3	4	5	Volts
I_o	0,01	0,05	0,1	0,115	0,13	0,14	Amperes

Efectuar los cálculos sumando directamente los módulos de las impedancias y luego considerando la impedancia de fuga y de las líneas como reactivas puras. Comparar los resultados.

10. Para los transformadores de corriente conectados en Delta de la Figura 4, determinar el valor de las corrientes de fases secundarias (I_x ; I_y ; I_z) en función de las componentes simétricas de la fase a. Considerar que los TT/CC son de razón 1:1

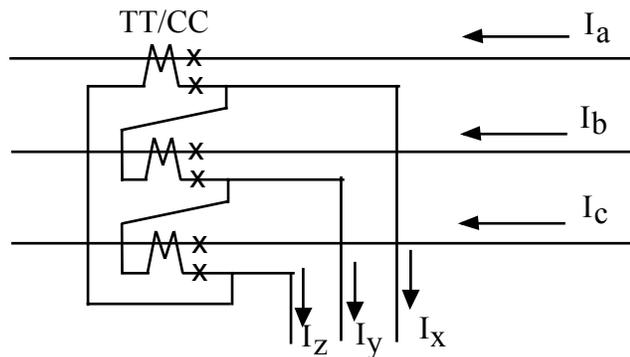


Figura 4

11. En el sistema de la Figura 5, determinar los MVA simétricos, a tensión nominal, en los interruptores 1-2-5 y 6, cuando ocurre un cortocircuito trifásico simétrico en el punto F, estando el sistema en vacío. Todos los datos están en por unidad, base 100 MVA

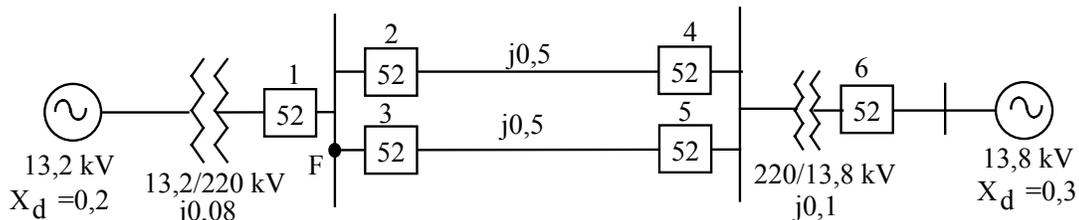


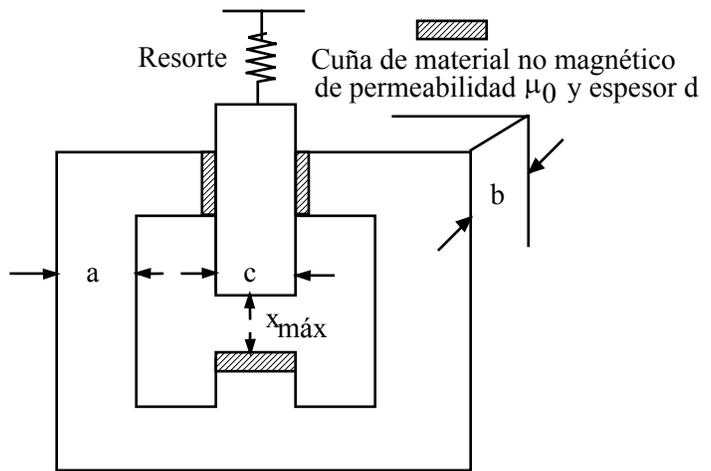
Figura 5

12. En el relé tipo Plunger de la Figura 6, considerar que la permeabilidad del núcleo (μ_n) es mucho mayor que la del vacío ($\mu_n \gg \mu_0$). Las características constructivas están indicadas en la Figura.

a. Demostrar que la razón de reposición se puede escribir como:

$$RR = 1 + \frac{2 a x_{\max}}{d (2 a + c)}$$

Figura 6



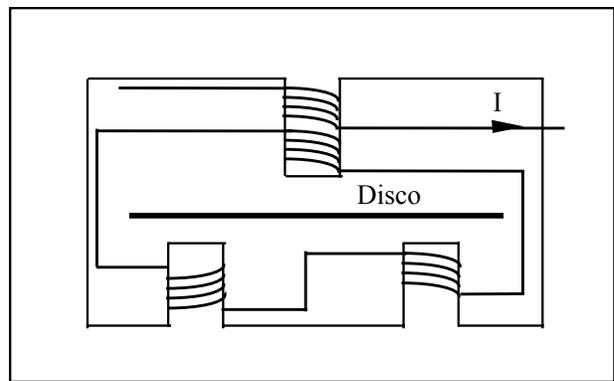
b. Si la fuerza ejercida por el resorte antagónico es de 153 (gr-fuerza) y las características del relé son: $a=2$ cm, $d=1$ mm, $b=4$ cm, $x_{\max}=8$ mm, $c=4$ cm y $N=100$ espiras; determinar las corrientes de pick-up y de drop-out del relé, así como la razón de reposición.

13. Determinar el torque motriz de un relé tipo disco de inducción wattmétrico en que una bobina se alimenta con corriente alterna sinusoidal y la otra con corriente continua. ¿Existe torque neto? Explique.

14. Considere el relé tipo disco de inducción de la Figura 7. Suponga que las inductancias de las bobinas y las pérdidas magnéticas son despreciables. Si las bobinas inferiores son iguales:

- a. Dibuje el Diagrama fasorial, indicando claramente los diferentes flujos
- b. Determine la ecuación de torque

Figura 7



15. La bobina de potencial de un relé direccional monofásico de 60 Hz (Figura 8) tiene una impedancia $Z=(230+j560) \Omega$. Si se conecta como se muestra en la Figura 7, el relé desarrolla torque máximo positivo cuando se alimenta una carga capacitiva en una dirección dada. Se desea modificar el relé de modo que desarrolle torque máximo positivo para una carga inductiva de factor de potencia 0,707; en la misma dirección y con la misma corriente mínima. Indique y determine los cambios necesarios.

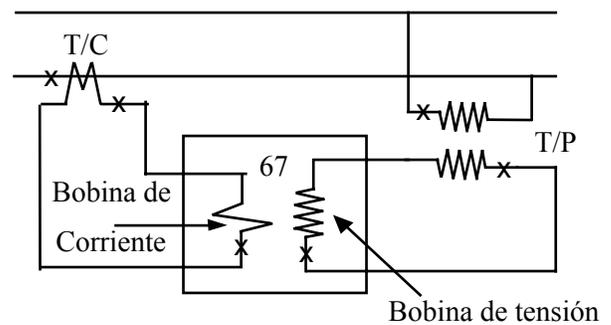


Figura 8

16. La ecuación de torque de un relé direccional es de la forma, $V I \cos(\varphi-60^\circ) \geq 57,5$.

- a. Represente la característica de operación en coordenadas polares, indicando la zona de operación.
- b. Si el voltaje aplicado es de 115 V, determine el menor valor de la corriente mínima de operación y las corrientes mínimas de operación cuando la corriente y el voltaje están en fase y cuando la corriente adelanta 90° al voltaje.

17. Calcular el ajuste (TAP y LEVER), de un relé de sobrecorriente de tipo IAC conectado a través de un T/C de 1000/5, para que opere con una corriente mínima de 1.200 Amperes y con una corriente de cortocircuito de 8.000 Amperes su tiempo de operación sea de 1 segundo. Las curvas tiempo-corriente corresponden a las de la Figura 3.8 del apunte y sus características son: **TAP 51:** 4-5-6-8-10-12-16; **TAP 50:** 20-40-60-80.

18. El sistema de la Figura 9, se protege con un relé IAC cuyas características se indicaron en el Problema 17. Suponga que la corriente de partida del motor es 6 veces la corriente nominal y que demora aproximadamente 0,4 segundos en partir. Determine las protecciones necesarias, calculando TAP y LEVER y grafique la curva de operación del relé indicando claramente los valores de tiempos y corrientes más importantes.

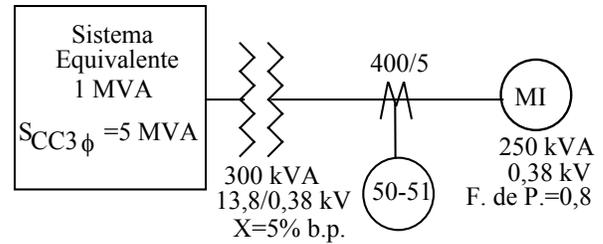


Figura 9

19. El sistema de la Figura 10 está protegido con relés de sobrecorriente tipo IAC (Problema 17). Todos los datos en pu, están en base 10 MVA. Considerando para el relé 50-1 un ajuste de 1,5 veces la corriente nominal, determine:

- Las protecciones necesarias, calculando TAP y LEVER de los relés para la generación máxima indicada.
- Los tiempos de operación de los relés para una falla en el secundario del transformador

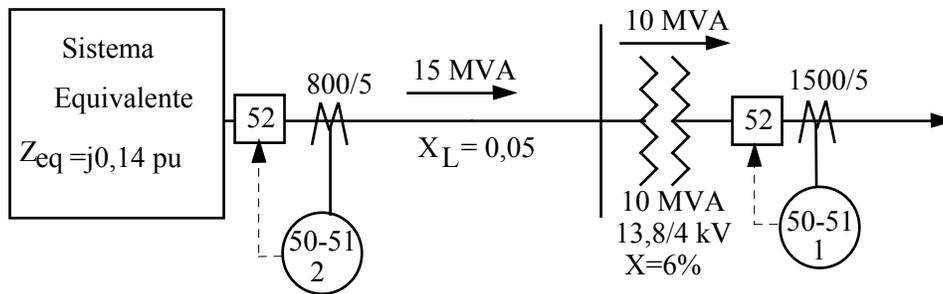


Figura 10

20. En el sistema de la Figura 11, los relés son direccionales de sobrecorriente, tipo tiempo definido. El tiempo mínimo de operación de cada uno es de 0,2 seg y el máximo de 3,0 seg., con pasos de 0,4 seg.: a. Determine el ajuste de tiempo y la dirección que debe tener cada uno de los relés para que el sistema opere selectivamente. Suponga que las líneas L_1 , L_2 y L_3 son iguales. A partir de los resultados obtenidos en a., determine: b. ¿Qué relés deben operar para aislar una falla en la carga 1, permitiendo que la carga 2 pueda mantenerse en servicio? c. ¿Qué relés deben operar para aislar una falla en la carga 2, permitiendo que la carga 1 se mantenga en servicio?

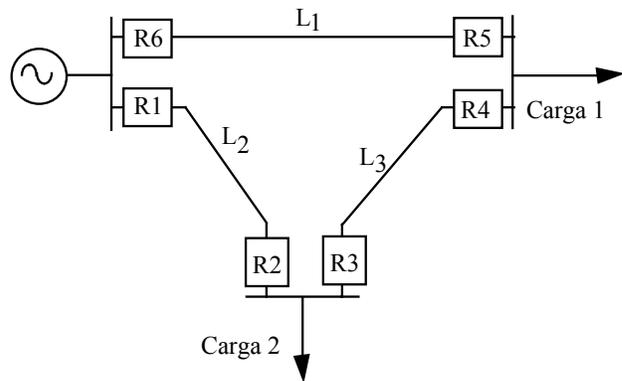


Figura 11

21. El generador conectado en triángulo, de 15 MVA, 13,8 kV de la Figura 12, se protege con un relé diferencial de porcentaje sin TAP y con un porcentaje del 10%.

- Determine usando diagramas fasoriales, la conexión de los Transformadores de corriente y la protección
- Considerando la conexión realizada y que la reactancia del generador es de 0,2 (pu) base propia, determine si el relé opera cuando ocurre un cortocircuito trifásico en el punto P. Explique

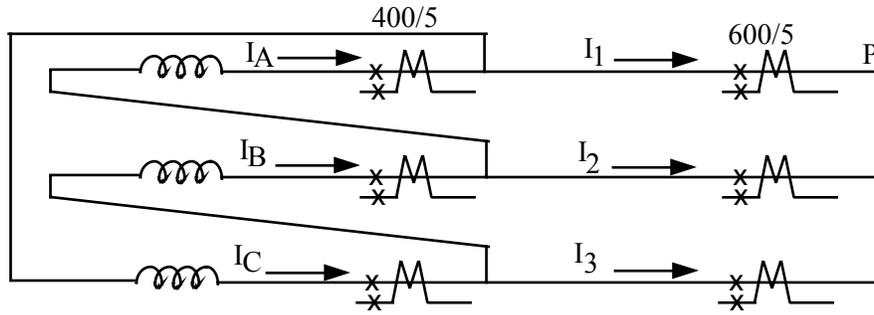


Figura 12

22. Un transformador trifásico de 50 MVA, 345/34,5 kV, conexión $Y\Delta_5$, se protege con un relé diferencial de porcentaje de 25 %. Determinar:

- La correcta conexión de los TT/CC a ambos lados
- Los TAPS del relé y la razón de transformación de los TT/CC, de manera que el error por tap no sea superior al 15%

Los TT/CC son de razón: 50/5-100/5-150/5-200/5-400/5-600/5-800/5-1000/5-1200/5 y 1500/5

Los taps del relé son: 3,2-3,5-3,8-4,2-4,6 y 5,0 (superior); 8,7-5,0 y 4,6 (inferior)

23. Un transformador trifásico en conexión $Y\Delta_7$ se protege con un relé diferencial de porcentaje. Conecte el relé y los TT/CC, de manera que se anule el desfase introducido por la conexión del transformador de poder. Demuestre usando diagramas fasoriales.

24. Un transformador trifásico de 80 MVA, 154/220 kV, conexión $Y\Delta_1$, se protege con un relé diferencial de porcentaje de 25 %. Determine:

- La correcta conexión de los transformadores de corriente a ambos lados
- Los Taps del relé y razón de transformación de los transformadores de corriente, de manera que el error por tap no sea superior al 15 %
- Si el relé opera cuando se conecta una reactancia de 242 ohm entre las fases b y c en el punto P (Figura 13), estando el transformador en vacío.

Los TT/CC son de razón: 50/5-100/5-150/5-200/5-250/5-300/5-400/5-500/5-600/5-800/5

Los taps del relé son: 3,2-3,5-3,8-4,2-4,6 y 5,0 (superior) 8,7-5,0 y 4,6 (inferior)

Considere que la reactancias de secuencia positiva y negativa son iguales, tanto para el sistema como para el transformador.

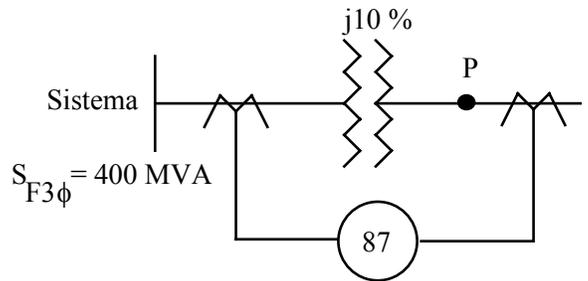


Figura 13

25. Un transformador trifásico de 100 MVA, 110/220 kV, conectado según la Figura 14, se protege con un relé diferencial de porcentaje de 25%. Las características de los TT/CC y del relé son:

Razones de los TT/CC: 50/5-100/5-150/5-200/5-250/5-300/5-400/5-600/5-800/5-1.000/5-1.500/5.

TAP del Relé: 3,2-3,5-3,8-4,2-4,6-5,0 (superior) y 4,6-5,0-8,7 (inferior). Datos en la base propia del T/F.

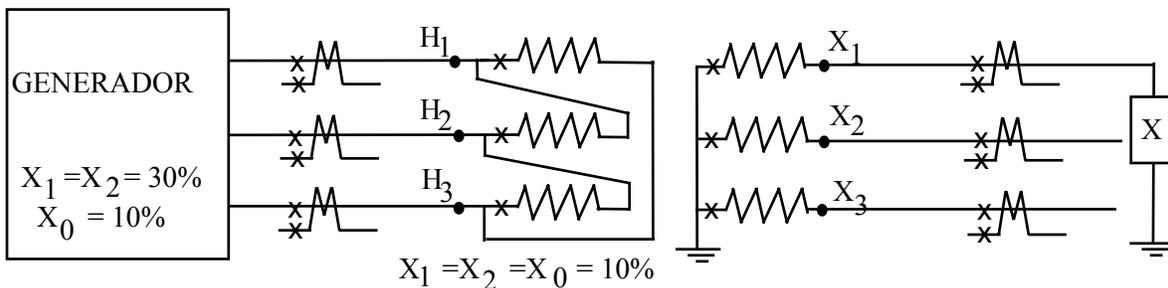


Figura 14

- a. Utilizando diagramas fasoriales, determine la correcta conexión de los TT/CC
- b. Determine los TAPS del relé y las razones de los TT/CC, considerando un error por TAP no mayor del 15%
- c. Determine si el relé opera y que unidades (de que fases) lo hacen, cuando se conecta una reactancia $X=0,1$ (pu), en el punto indicado, estando el transformador en vacío. Demuestre y explique

26. Determine si el relé de admitancia cuya característica se muestra en la Figura 15 opera, para los siguientes valores de Impedancia:

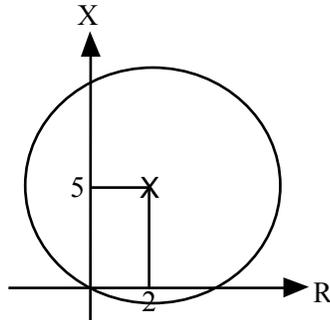


Figura 15

- a. $Z = -3 + j 6$
- b. $Z = 2 + j 8$
- c. $Z = 10 + j 4$

27. Considere el sistema de la Figura 16. Las impedancias están en ohm/fase y los voltajes de los generadores están en volt “por fase”, todos en términos secundarios. Determine la impedancia “aparente” que mide el relé de distancia 21 ubicado en la barra A cuando se tiene una falla en el punto F, al final de la línea AC, de tipo:

- a. Trifásica
- b. Bifásica (fases b y c)
- c. Monofásica a tierra (fase a)

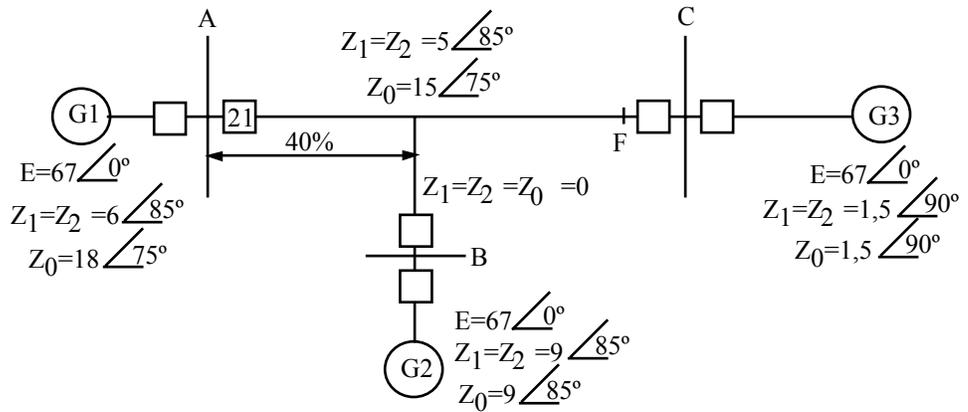


Figura 16

28. El relé de distancia (21) de la Figura 17 es de impedancia simple y consta de 3 elementos (uno por cada zona), ajustados según se indica y sin considerar la fuente intermedia. Determine que elementos operan cuando ocurre una falla trifásica en el punto F, límite de la 2ª zona, suponiendo que la generación de G1 y G2 es máxima.

Los valores por fase de las impedancias de cada tramo son: $Z_{AB}=10 \Omega$; $Z_{BC} =12 \Omega$ y $Z_{CD}=16 \Omega$, todas con el mismo ángulo (60°).

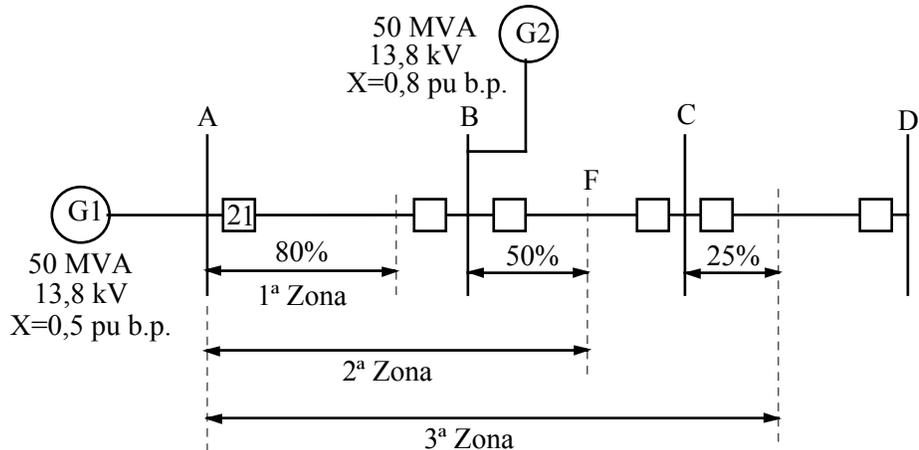


Figura 17

29. Un relé de distancia simple tiene los siguientes parámetros : $k_i = 0,5$ (Nm/A²) ; $k_p = 0,06$ (Nm/VA) y el ángulo característico es de 60° :

- Deduzca la característica de operación y representéla en el plano R-X
- Determine si el relé opera cuando se alimenta con 115 volts, 12 Amp. y $\varphi = 30^\circ$
- Idem cuando $V=115$ Volts; $I = 6$ Amp y $\varphi = 80^\circ$

30. En la S/E "A" de la Figura 18 se instala un relé de distancia (21), para proteger la línea de 110 kV en 3 zonas. La impedancia de la línea es de $0,3 \angle 60^\circ$ ohm/km y el relé 21 es de tipo GCX, con tres elementos

Relé GCX:

Primera zona: reactancia

Segunda zona: reactancia

Tercera zona: admitancia, con $\theta = 60^\circ$

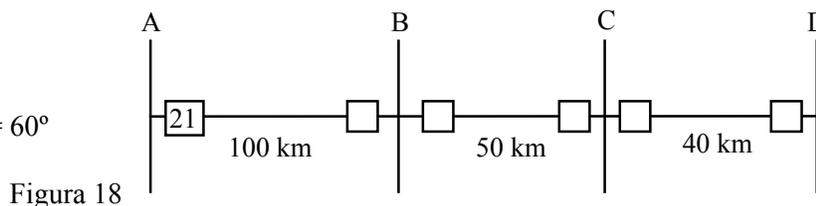


Figura 18

- Calcular ajustes secundarios del relé para cada zona, si se usan TT/MM de 110/0,11 kV y 500/5 A.
- Determinar el diámetro del círculo en el elemento de tercera zona
- Graficar los resultados en el Diagrama R-X

31. Una línea trifásica de 110 kV, cuya impedancia por fase es de $0,5 \angle 60^\circ$ ohm/km se protege con un relé de distancia tipo reactancia, el que se encuentra ajustado en 4 ohm (secundario) y conectado en forma convencional a través de TT/MM de razones 110/0,11 kV y 250/5 A.

- Calcular el alcance en km
- Si por la línea trifásica se transmiten $(60+j15)$ MVA, determinar si el relé opera.

32. Considere el sistema radial de distribución trifásico de la Figura 19, con las cargas indicadas (kVA) y suponiendo factor de potencia uniforme para todas ellas. Determine los fusibles de tipo T que se deben ubicar en los puntos A, B, C, D, E y F, de manera que el sistema de protecciones sea selectivo.

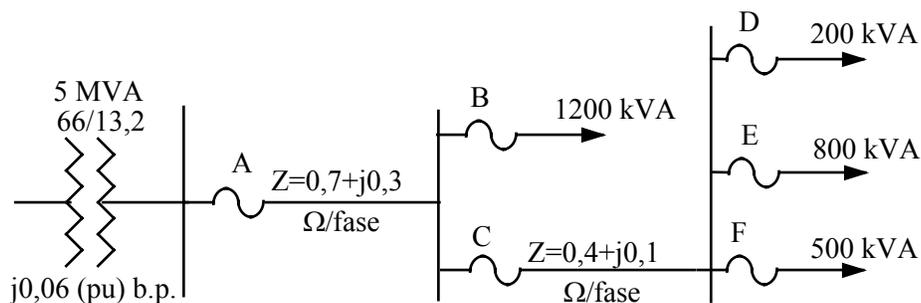


Figura 19