



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
CAMPUS ARAGÓN

PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES DE  
POTENCIA

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

**INGENIERO MECANICO ELECTRICO**

**ÁREA: ELECTRICO-ELECTRÓNICO**

P R E S E N T A N :

A B E L R E Y E S V Á Z Q U E Z

J U L I O D E L A R O S A G O N Z Á L E Z

Director Tesis: Ing. J. J. Ramón Mejía Roldán

México

1996.

· TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## AGRADECIMIENTOS

**JULIO DE LA ROSA GONZÁLEZ.**

QUIERO AGRADECER MUY ESPECIALMENTE A MIS PADRES, **GABINA Y LEOBARDO**, POR HABERME DADO LA OPORTUNIDAD Y EL APOYO PARA ESTUDIAR UNA CARRERA UNIVERSITARIA, ELLOS JUNTO CON MIS HERMANOS (**GREGORIO, GUILLERMO, MARCELA, LEOBARDO, RAYMUNDO, ROGELIO, RAMÓN Y MARIO**) FUERON UN FACTOR MUY IMPORTANTE PARA PODER TERMINAR CON ÉXITO ESTA TAREA.

NO PUEDO OLVIDAR QUE TODA MI FAMILIA SIEMPRE ESTUVO BRINDÁNDOME SU APOYO POR LO QUE NO ME QUEDA MAS QUE DECIRLES QUE GRACIAS A TODOS ELLOS (**CONSTANZA, ANTONIA, CLAUDIA, SILVIA G., DAMIÁN** Y TODOS Y CADA UNO DE MIS SOBRINOS Y SOBRINAS) FUE POSIBLE LLEGAR A ESTA ETAPA DE MI VIDA.

A CADA UNO DE LOS PROFESORES QUE SE PREOCUPARON Y ESFORZARON POR IMPULSAR A TODA UNA GENERACIÓN DE ALUMNOS A LA CUAL PERTENEZCO, ESPECIALMENTE AL **ING. J. RAMÓN MEJÍA ROLDAN, ING. JUAN MÉNDEZ MORENO (Q.E.P.D.), ING. CARLOS CORTÉS MARTÍNEZ, ING. PASCUAL RIVERA MUÑOZ, ING. JUAN GASTALDI PÉREZ.**

TAMBIÉN AGRADEZCO A MIS COMPAÑEROS DE GENERACIÓN POR COMPARTIR SU ENTUSIASMO Y ESFUERZO A LO LARGO DE CINCO DIFÍCILES AÑOS: **ENRIQUE ORTEGA GONZÁLEZ, EDUARDO ELVIRA ISIDRO, EDUARDO VÁZQUEZ OLIVARES, ALFREDO CALDERÓN MARTÍNEZ, MARGARITA GARCÍA RAMÍREZ** Y ESPECIALMENTE A **ABEL REYES VÁZQUEZ** POR ESPERARME, SOPORTARME Y ANIMARME DURANTE ESTA ÚLTIMA ETAPA ESCOLAR.

FINALMENTE, A LA FAMILIA **ELVIRA ISIDRO** POR HABERME BRINDADO SU AMISTAD Y SU AYUDA, Y A LA FAMILIA **REYES VÁZQUEZ** POR APOYARNOS A ABEL Y A MI A TERMINAR ESTA TESIS.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

## **AGRADECIMIENTOS**

**A DIOS Y A MARIA SANTISIMA POR QUE ME HAN DADO EL TIEMPO SUFICIENTE PARA CONCLUIR CON MI CARRERA, ASI COMO OBTENER MI TITULO PROFESIONAL Y LO AUN MEJOR QUE NADA CONOCER A MIS PADRES Y HERMANOS.**

**A LA SANTA CRUZ DE JERUSALEM, POR PROTEGERME DE TODO MAL.**

**A MIS PADRES ALTAMIRANO Y LILIA POR SU APOYO INCONDICIONAL QUE ME HAN BRINDADO, ADEMAS DE SU GRAN EXPERIENCIA QUE ME HA SERVIDO DE MUCHO. TODO ESTO HA SIDO A CAMBIO DE NADA.**

**A LA MEMORIA DE MI HERMANO NOE (NONE), QUE POR SER EL MAYOR FUE EL EN VERDAD QUIEN NOS DEJO LA GRAN ENSEÑANZA DE EL SIGNIFICADO DE 'PREPARACIÓN'**

**A MIS HERMANOS RUTH, ADAN, DAVID, EDNA, JOEL, POR SU VERDADERO APOYO OTORGADO PARA MI PERSONA, QUE EN OCASIONES NO LA MERECEBA PERO AHÍ LA TENIA, NO IMPORTABA EL MOMENTO SIEMPRE ME HACEN VER MIS ERRORES, LO QUE HE APRENDIDO A VALORAR ENORMEMENTE.**

A MIS CUÑADOS ESPERANZA Y FELIPE POR SER YA  
PARTE DE MI FAMILIA E INICIAR UN NUEVO CICLO DE VIDA,  
ASI COMO DAR FELICIDAD A LOS MIOS.  
A MIS SOBRINOS ADRIAN, ESPERANCITA, Y EL FUTURO  
SOTO REYES, "QUE AL VERLOS" ME VEO EN UN PASADO YA  
MUJ LEJANO Y RECAPACITO DE AQUELLOS AYERES DE MI  
INFANCIA Y CONCLUYO QUE NO EXISTE MEJOR Y MAS  
BELLA ETAPA QUE LA DE SER NIÑO.

A MI ASESOR DE TESIS EL INGENIERO J. RAMON MEJIA  
ROLDAN, POR SER UN GRAN MAESTRO Y POR SU  
COLABORACION Y DIRECCIÓN DE ESTA TESIS.

**ABEL**

# PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

## PRÓLOGO.

<b>1. PRINCIPIOS GENERALES DE TRANSFORMADORES.</b>	<b>. 1</b>
1.1 Principio de funcionamiento de los transformadores.	. 1
1.2 Modelo equivalente del transformador.	. 3
1.3 Componentes del transformador.	. 8
1.4 Clasificación de los transformadores.	. 12
1.5 Tipos de conexión de los transformadores.	. 13
1.6 Transformadores de instrumento.	. 16
<b>2. FUNDAMENTOS DE RELEVADORES.</b>	<b>.18</b>
2.1 Clasificación de los relevadores.	. 19
2.2 Relevadores de sobrecorriente.	. 26
2.3 Relevadores de sobrecorriente direccional.	. 30
2.4 Relevadores de distancia.	. 32
2.5 Relevadores diferenciales.	. 37
<b>3. PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.</b>	<b>.41</b>
3.1 Naturaleza y tipos de fallas en los transformadores.	. 41
3.2 El estudio de cortocircuito.	. 43
3.3 Protección contra sobrecorrientes.	. 51
3.4 Protección contra sobrecarga.	. 56
3.5 Protección por medio del relevador Buchholz.	. 57
3.6 Protección diferencial a transformadores de potencia.	. 61
3.7 Recomendaciones para la protección de transformadores.	. 62
<b>4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.</b>	<b>.64</b>
4.1 Características de un esquema de protección.	. 64
4.2 Elementos requeridos para el estudio de coordinación.	. 65
4.3 Selección, capacidad y ajuste de los dispositivos de protección.	. 69
4.4 Coordinación por ajuste de corriente.	. 76
4.5 Coordinación por ajuste de tiempo.	. 77
<b>5. APLICACIONES PRACTICAS.</b>	<b>.79</b>
5.1 Procedimiento para el estudio de coordinación de protecciones.	. 79
5.2 Solución paso a paso de un problema real de coordinación de protecciones.	. 84
<b>CONCLUSIONES.</b>	<b>. 98</b>

## PRÓLOGO

Ante el incremento del uso de la energía eléctrica en las plantas industriales y las exigencias de un desarrollo industrial acelerado, se hace necesario que los Sistemas Eléctricos operen con un alto grado de seguridad y eficiencia.

En el presente trabajo se pretende analizar, comprender y exponer los aspectos más relevantes que rodean a la implementación de las Protecciones de un Sistema Eléctrico Industrial y en particular a los Transformadores de Potencia de los mismos.

Los Transformadores de Potencia forman parte fundamental de los Sistemas Industriales y una falla en ellos puede traer como consecuencia la pérdida del suministro de energía. Ante esto, los transformadores de todos los tamaños deben de contar con una adecuada protección que permita detectar la presencia de una falla, aislar rápidamente a los elementos involucrados y así minimizar los daños y los costos de las reparaciones.

La ocurrencia de falla es un transformador es la más baja en comparación con los demás componentes de un Sistema Eléctrico, sin embargo, la implementación de un equipo de protección se hace necesaria ya que tienen el promedio más alto de tiempo fuera de servicio por falla.

Desde 1886, año en que se instaló el primer transformador en Great Barrington E.U., este dispositivo se convirtió en una pieza clave en el proceso de la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Actualmente se utiliza un gran número de transformadores, de diferentes tipos y cada uno con características específicas para su aplicación dentro del Sistema Eléctrico. En el capítulo primero, se exponen los aspectos generales de los transformadores, es decir, sus principios de operación, sus principales componentes, sus diferentes clasificaciones y los tipos de conexión posibles.

En el capítulo segundo se presentan los dispositivos que conforman un esquema de protección haciendo especial énfasis en los relevadores, que son parte importante de los mismos. Se muestran los tipos más usuales y se incluyen algunos ejemplos de su aplicación.

A continuación, en el Capítulo Tercero, se enumeran y explican los elementos necesarios para la elaboración de un esquema de protección para un transformador de potencia, se analiza el origen y tipos de fallas, y se muestran los diferentes esquemas que se pueden aplicar al equipo. También se presentan las recomendaciones para elegir el tipo de protección adecuada para un transformador de acuerdo a sus características.

Para el Capítulo Cuarto se explican las características que debe tener un esquema de protección y además se enumeran los elementos necesarios para realizar un estudio de coordinación de protecciones así como la selección y tipos de ajuste de los dispositivos de protección.

Finalmente, en el Capítulo Quinto, aparecen los pasos a seguir para la elaboración de la coordinación de las protecciones de un sistema eléctrico y se desarrolla paso a paso un sencillo ejemplo de un esquema de protección para un sistema industrial.

## **1. PRINCIPIOS GENERALES DE TRANSFORMADORES.**

A fines del siglo XIX, en Estados Unidos, Thomas Alva Edison inventó un sistema de distribución de potencia eléctrica con corriente directa a 120 volts. Este sistema empleaba voltajes de generación y transmisión tan bajos, que se requerían corrientes muy elevadas para suministrar magnitudes significativas de potencia. Las altas corrientes causaban fuertes caídas de voltaje y grandes pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, por esta razón los circuitos de este sistema tenían que ser relativamente cortos para tratar de aprovechar al máximo la energía.

Con el descubrimiento del principio del funcionamiento del transformador por Michael Faraday, se desarrolló el uso de las fuentes de potencia en corriente alterna, eliminando así las restricciones sobre el alcance y la magnitud de la potencia en los sistemas eléctricos.

Un transformador es un dispositivo que recibe energía eléctrica, en corriente alterna, a un determinado voltaje y entrega prácticamente la misma energía con un voltaje diferente, que puede ser mayor o menor que el primero.

En un sistema de potencia moderno, la energía eléctrica se genera a voltajes entre 12 KV. Los transformadores elevan el voltaje a niveles entre 110 KV, y casi 1000 KV, para la transmisión a grandes distancias con muy pocas pérdidas. Luego, nuevamente los transformadores reducen el voltaje a un rango entre 12 y 34.5 KV, para distribución local, y finalmente permiten que la energía sea empleada confiablemente en hogares, oficinas e industrias a voltajes tan bajos como 120 volts. Esto permite localizar las plantas generadoras en lugares con recursos adecuados para su operación económica, sin importar su lejanía de los centros de consumo.

### **1.1 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES.**

El mecanismo fundamental por medio del cual los transformadores cambian el nivel de un voltaje de corriente alterna, es el campo magnético, que actúa bajo los siguientes principios básicos:

a) Al circular una corriente por un conductor se produce un campo magnético alrededor de él (ley de Ampere).

b) Si a través de una espira se pasa un campo magnético variable con el tiempo, se induce un voltaje en dicha espira (ley de Faraday).

Para explicar estos fenómenos, considérese un transformador elemental compuesto por una parte eléctrica y una parte magnética como se ilustra en la figura 1.1

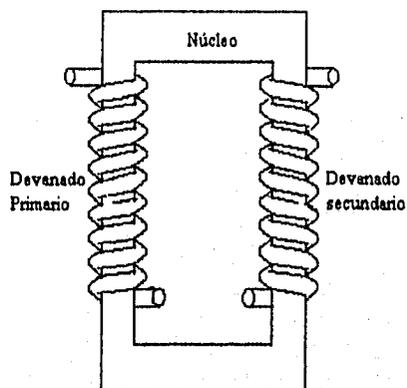


Fig. 1.1 Transformador Elemental.

La parte eléctrica está integrada por dos devanados o bobinas una que recibe la energía y se denomina primario y otra que entrega la energía y se denomina secundario; entre estos devanados no existe conexión eléctrica. La parte magnética está formada por un núcleo de acero que enlaza a los dos devanados.

Al aplicar un voltaje alterno  $V_1$  al devanado primario, circula por éste una corriente  $I_1$  que engendra un flujo magnético  $\phi$ . Este flujo, viajando a través del núcleo, enlaza al devanado secundario induciendo en éste un voltaje  $V_2$  (ver fig. 1.2).

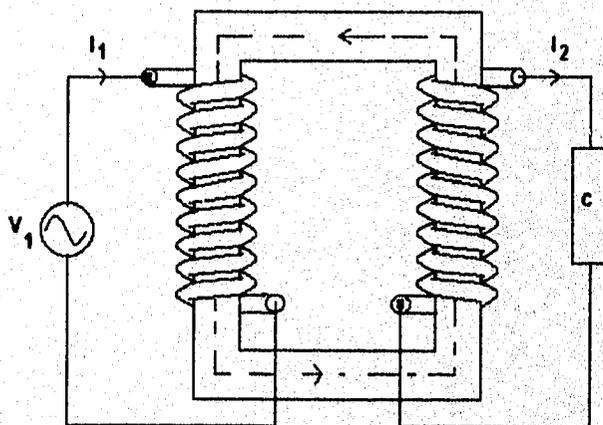


Fig. 1.2 Principio de funcionamiento del Transformador.

El voltaje inducido  $V_2$  guarda una relación directa con el número de vueltas del devanado, es decir, si en el secundario se tienen más vueltas que en el primario, se eleva el voltaje y si por el contrario se tienen menos vueltas en el secundario, entonces se reducirá el voltaje. A ésta se le llama **relación de transformación**.

### 1.1.1 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL TRANSFORMADOR.

Para simplificar la explicación del funcionamiento del transformador se ha considerado que la energía que recibe es la misma que entrega. Pero esto no es posible ya que se presentan pérdidas de potencia en el transformador debidas a varios fenómenos, las más importantes son:

a) **Pérdidas en el cobre:** Al circular una corriente por los devanados del transformador, éstos disipan energía en forma de calor debido a su carácter resistivo. Estas pérdidas varían proporcionalmente con el cuadrado de la corriente.

b) **Pérdidas por corrientes de Foucault:** El flujo magnético alterno creado en el transformador induce voltajes dentro del núcleo ferromagnético, estos voltajes a su vez originan remolinos de corriente que fluyen en el hierro del núcleo, que es un material resistivo, disipando energía. La cantidad de energía perdida por estas corrientes es proporcional a la longitud de la trayectoria seguida por ellas dentro del núcleo.

c) **Pérdidas por histéresis:** Estas pérdidas son provocadas por la dependencia que tienen los materiales ferromagnéticos con su historia magnética. Durante cada ciclo de la corriente alterna aplicada a los devanados, el núcleo conserva un flujo magnético residual que altera la ordenación magnética de las partículas del material (dominios), para lograr la reorientación de estas partículas se requiere un gasto de energía.

d) **Flujo de dispersión:** Esta pérdida de energía se presenta debido a que líneas de flujo magnético abandonan el núcleo y ligan sólo a uno de los devanados del transformador.

### 1.2 MODELO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR

Para construir un circuito que represente el comportamiento del transformador se deben tomar en cuenta las principales pérdidas que sufre. Un modelo que cumple con estas características es el mostrado en la figura 1.3.

En este modelo las resistencias  $R_p$  y  $R_s$  representan las pérdidas en el cobre, las inductancias  $X_p$  y  $X_s$  las pérdidas debidas al flujo disperso y la reactancia  $X_M$  y la resistencia  $R_c$  constituyen las mejores aproximaciones de las pérdidas en el núcleo (pérdidas por corrientes de Foucault y de histéresis).

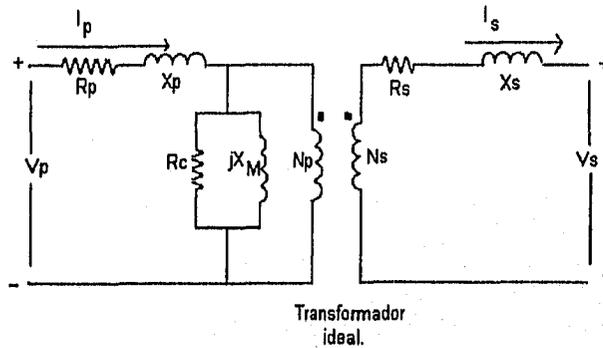


Fig. 1.3 Circuito equivalente del Transformador Real.

Además se tiene que:

$$a = \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} = \frac{I_s}{I_p} \quad 1.1$$

- Vp = Voltaje primario
- Ip = Corriente en el primario
- Np = Número de espiras en el primario
- Vs = Voltaje secundario
- Is = Corriente en el secundario
- Ns = Número de espiras en el secundario.
- a = Relación de espiras en el transformador.

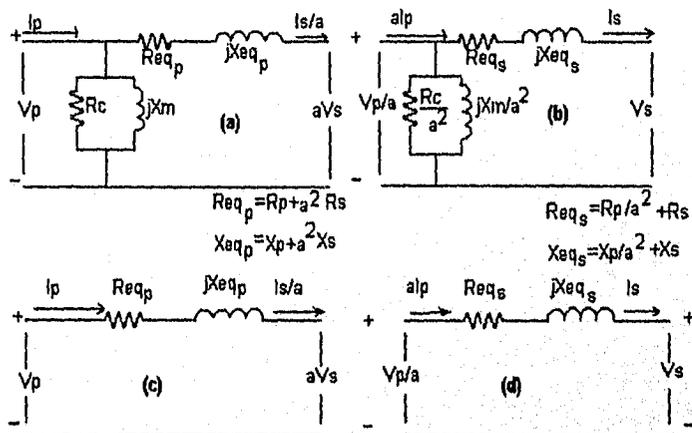
Los puntos que aparecen en uno de los extremos de cada devanado sirven para indicar la polaridad de voltaje y corriente en el lado secundario del transformador. Las relaciones son las siguientes:

- a) Las polaridades de los voltajes son las mismas con respecto a los puntos de cada lado del núcleo.
- b) Si la corriente penetra al transformador por el extremo punteado del devanado primario, la corriente secundaria sale por el extremo punteado del arrollamiento secundario.

Este circuito es más complicado de lo necesario para lograr buenos resultados en aplicaciones prácticas de Ingeniería. Por lo tanto, es posible utilizar un modelo simplificado que permite obtener prácticamente los mismos resultados.

### 1.2.1 MODELO SIMPLIFICADO.

En el modelo simplificado, la rama de excitación se pasa a la entrada del transformador, esto es válido ya que por ella circula una corriente pequeña comparada con la corriente de carga de los transformadores y en condiciones normales ocasiona unas caídas de voltaje completamente despreciables en  $R_p$  y en  $X_p$ . Además, en algunas aplicaciones dicha rama puede despreciarse completamente sin causar error apreciable (ver fig. 1.4).



Circuitos equivalentes aproximados del transformador. (a) referido al primario; (b) referido al secundario; (c) sin rama de magnetización, referido al primario; (d) sin rama de magnetización, referido al secundario.

Fig. 1.4 Modelo simplificado del Transformador.

También, con la ayuda de la relación de transformación es posible simplificar aún más los modelos del transformador refiriendo las impedancias del primario al secundario o a la inversa.

### 1.2.2 ENSAYOS DE CIRCUITO ABIERTO Y CORTO CIRCUITO.

Los parámetros del circuito equivalente del transformador pueden determinarse experimentalmente realizando dos sencillas pruebas: El ensayo de circuito abierto y el ensayo de corto circuito.

**ENSAYO DE CIRCUITO ABIERTO:** consiste en mantener el devanado secundario del transformador sin carga mientras se le aplica al primario el voltaje nominal. En estas condiciones, toda la corriente consumida debe circular por la rama de magnetización; los elementos en serie  $R_p$  y  $X_p$  son tan pequeños comparados con  $R_c$  y  $X_M$  que prácticamente todo el voltaje de alimentación queda aplicado sobre dicha rama.

Mediante las conexiones mostradas en la figura 1.5 es posible tomar lecturas de voltaje aplicado ( $V_{oc}$ ), la corriente ( $I_{oc}$ ) y potencia ( $P_{oc}$ ) consumidas para calcular los valores de  $R_c$  y  $X_M$ .

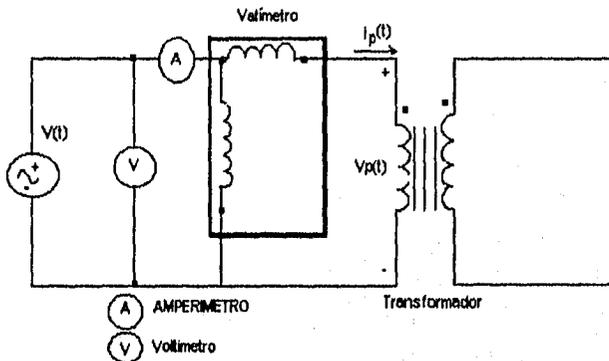


Fig. 1.5 Conexiones para la prueba del transformador en circuito abierto.

Primero se calcula el factor de potencia (PF) como sigue:

$$PF = \cos \theta = \frac{P_{oc}}{V_{oc} I_{oc}} \quad 1.2$$

Enseguida se obtiene la admitancia de magnetización:

$$Y_E = \frac{I_{oc}}{V_{oc}} \angle -\theta = \frac{I_{oc}}{V_{oc}} \angle -\cos^{-1} PF \quad 1.3$$

Es importante aclarar que en un transformador, debido a su carácter inductivo, el factor de potencia siempre está retardado, por lo que el ángulo de la corriente está atrasado  $\theta^\circ$  con respecto al del voltaje. Finalmente, como la admitancia es:

$$Y_E = \frac{1}{R_c} - j \frac{1}{X_M} \quad 1.4$$

Esta expresión nos permite determinar los valores de  $R_c$  y  $X_M$ .

**ENSAYO DE CORTO CIRCUITO:** las terminales del secundario del transformador son cortocircuitadas y el primario se alimenta con una fuente de bajo voltaje. El voltaje de alimentación se ajusta de manera que circule la corriente nominal por el devanado secundario y de nuevo se miden el voltaje ( $V_{sc}$ ), la corriente ( $I_{sc}$ ) y la potencia ( $P_{sc}$ ) que entran al transformador (Ver fig. 1.6).

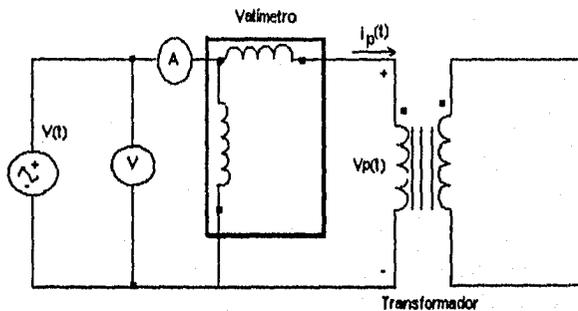


Fig. 1.6 Conexiones para la prueba de corto circuito.

Como el voltaje de alimentación es tan bajo durante el ensayo, por la rama de magnetización fluiría una corriente muy pequeña. Si se desprecia esta corriente de excitación, toda la caída de tensión puede atribuirse a los elementos en serie del circuito, esto permitirá entonces el cálculo de la impedancia serie total referida al primario del transformador.

La magnitud de la impedancia serie referida al primario es:

$$Z_{SE} = \frac{V_{sc}}{I_{sc}} \quad 1.5$$

El factor de potencia a su vez está dado por:

$$PF = \cos \theta = \frac{P_{sc}}{V_{sc} I_{sc}} \quad 1.6$$

Como el ángulo de la corriente es negativo, el de toda la impedancia es positivo:

$$\theta = \cos^{-1} \frac{P_{sc}}{V_{sc} I_{sc}} \quad 1.7$$

$$Z_{SE} = \frac{V_{sc}}{I_{sc}} \frac{\theta}{-\theta} = \frac{V_{sc}}{I_{sc}} \frac{\theta}{\theta} \quad 1.8$$

Finalmente, como la impedancia serie también es:

$$Z_{SE} = R_{EQ} + j X_{EQ} = (R_p + a^2 R_s) + j (X_p + a^2 X_s) \quad 1.9$$

Esta expresión define a la impedancia serie total referida al primario (el tratar de separarla en sus componentes es complicado e innecesario). Pero los ensayos pueden realizarse también en el secundario y los resultados proporcionarían las impedancias del circuito equivalente referidas al lado secundario del transformador.

### 1.2.3 PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR.

El transformador cuenta con otros dos parámetros que permiten comparar y evaluar su funcionamiento, éstos son:

a) Regulación de voltaje. Es un coeficiente que indica la variación que sufre el voltaje secundario al conectarle una carga y mantener constante el voltaje aplicado al primario. Se puede determinar mediante la siguiente expresión:

$$V_R = \frac{V_{s\ op} - V_{s\ pc}}{V_{s\ pc}} \times 100\% \quad 1.10$$

Donde:

VR = Porcentaje de regulación  
Vs op = Voltaje secundario sin carga  
Vs pc = Voltaje secundario a plena carga

b) Eficiencia. Es un porcentaje que permite valorar el funcionamiento del transformador. Nos indica que cantidad de la energía de entrada podemos utilizar a la salida.. Su expresión es:

$$\eta = \frac{P_{SAL}}{P_{ENT}} \times 100\% \quad 1.11$$

O también:

$$\eta = \frac{P_{SAL}}{P_{SAL} + P_{ENT}} \times 100\% \quad 1.12$$

$$\eta = \frac{P_{SAL}}{P_{SAL} + P_{CU} + P_{NUCLEO}} \times 100\% \quad 1.13$$

Donde:

Pcu : Es la potencia pérdida en el cobre.  
Pnúcleo : Es la energía consumida por el núcleo del transformador.

### 1.3 COMPONENTES DEL TRANSFORMADOR

Los transformadores de potencia están constituidos por un conjunto de elementos que pueden variar de acuerdo a su capacidad y aplicación. A continuación, en la fig. 1.7, se describen los componentes básicos del transformador.

a) **Devanados:** Son fabricados con conductores aislados eléctricamente y enrollados sobre moldes para darles la forma requerida, que puede ser rectangular o cilíndrica según la capacidad y aplicación de cada transformador. Los devanados primario y secundario son construídos o ensamblados uno dentro del otro para aprovechar al máximo el flujo magnético y reducir las pérdidas por flujo disperso. Su función es recibir cierto voltaje y cierta corriente para entregarlos transformados a diferentes valores.

b) **Núcleo:** Es el conductor del flujo magnético y es de acero al silicio. Se acostumbra construirlo con láminas muy delgadas para reducir al mínimo las pérdidas por las corrientes de Foucault, entre cada lámina se coloca una resina aislante para que las trayectorias de dichas corrientes queden limitadas a áreas muy pequeñas. Las capas aislantes deben ser suficientemente delgadas para reducir las pérdidas sin disminuir las propiedades magnéticas del núcleo.

c) **Aislamientos:** Son elementos que integran el corazón del transformador, ya que la vida útil de éste depende del estado que guarden sus aislamientos. Su función es la de impedir el contacto eléctrico entre partes conductoras y entre éstas, y partes tales como el núcleo, herrajes o tanque. Pueden ser sólidos o líquidos. Los sólidos además proporcionan soporte a los devanados para darles mayor rigidez mecánica. Se clasifican en dos tipos, aislamiento menores y aislamientos mayores.

- **Aislamientos menores.** Van colocados entre conductores de una misma vuelta; entre conductores de una vuelta a otra, entre grupos (capas) de vueltas de un mismo devanado; en guías de conexión internas. Pueden ser de cartón, papel, barniz.

- **Aislamientos mayores.** Van colocados entre grupos de alta tensión y grupos de baja tensión; entre bobinas de diferente fase; entre bobinas y núcleo, herrajes y tanque. Pueden ser de cartón, madera o micarta.

d) **Medio refrigerante:** La corriente que circula por los devanados produce calor. Este calor debe ser disipado eficientemente a fin de prolongar la vida útil de los aislamientos ya que éstos se degradan con los efectos de la temperatura. La acción de la disipación se lleva a cabo a través de un medio refrigerante que puede ser el aire o algún líquido dieléctrico como el aceite mineral o la silicona líquida.

e) **Tanque:** Es el recipiente que contiene el conjunto núcleo-bobinas y líquido refrigerante. Se construye con lámina de acero estructural para proporcionar soporte mecánico, superficie de disipación de calor y protección contra elementos ambientales que pudieran afectar al transformador en su operación.

f) **Accesorios:** Como auxiliares para su adecuada operación, el transformador cuenta con un buen número de accesorios. Aquí mencionaremos sólo los mas importantes y que son comunes a la mayoría de los transformadores.

- **Boquillas:** Conocidas también como "bushings", permiten la entrada y la salida de los conductores o guías de cada bobina a través del tanque. Están formadas por un cuerpo aislador y un conector o terminal. El aislador puede ser de porcelana o de resina epóxica.

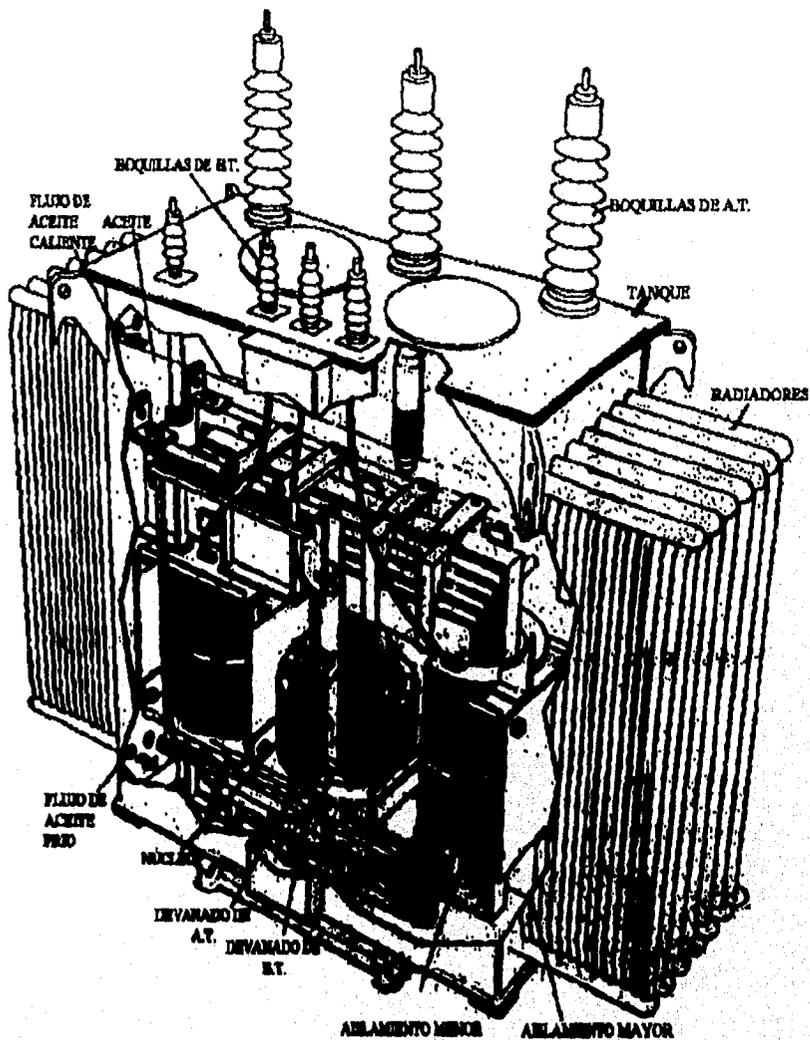


Fig. 1.7 Corte de un Transformador.

- **Cambiador de derivaciones:** Por diferentes razones, el voltaje que llega al primario del transformador es diferente al esperado y esto nos provoca que el voltaje secundario no sea el adecuado. Para evitar esta situación, se utiliza un dispositivo que permite ajustar el voltaje secundario al valor deseado, aumentando o eliminando vueltas en el devanado primario. Este dispositivo es el cambiador de derivaciones y va conectado generalmente a derivaciones o "taps" del devanado de alta tensión.

El cambiador de derivaciones más empleado es el de 5 posiciones y su operación se ilustra en la fig. 1.8. Normalmente se emplean cambiadores de derivaciones para operar manualmente y con el transformador desenergizado, aunque existen también de operación automática estando el transformador energizado.

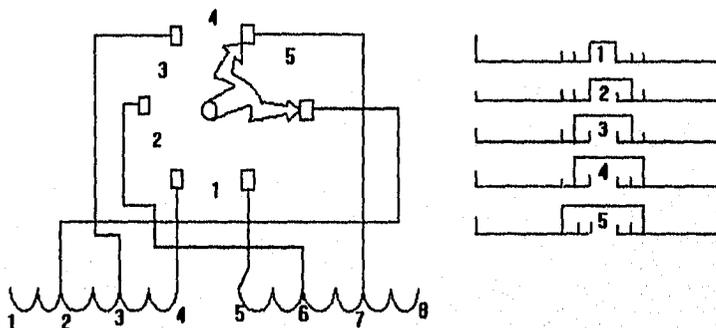


Fig. 1.8 Cambiador de derivaciones de 5 posiciones.

- Radiador: Existen casos en que se requiere mayor área de disipación de calor en el tanque. Es entonces cuando se utilizan radiadores, que son grupos de tubos o aletas de acero unidas a dos cabezales que se conectan a las paredes del tanque mediante soldadura o mediante válvulas de acoplamiento. La lámina de estos tubos es de espesor mucho menor al que tienen las paredes del tanque, esto es con el fin de acelerar la disipación de calor. La fig. 1.9 muestra la trayectoria que sigue el líquido refrigerante en un tanque con radiadores.

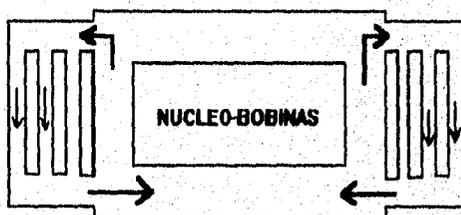


Fig. 1.9 Enfriamiento por Convención Natural.

## 1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores de potencia se clasifican de acuerdo a las siguientes características:

a) De acuerdo a la posición que ocupan dentro del sistema :

- Transformador de unidad: Son transformadores de potencia que se conectan a la salida del generador y eleva el voltaje hasta niveles de transmisión (superior a los 110 KV.).
- Transformador de subestación: Es el transformador que se conecta al final de la línea de transmisión para reducir el voltaje a niveles de distribución (entre 23 KV. y 34.5 KV.).
- Transformador de distribución: Reduce el voltaje de distribución hasta los valores reales de utilización.
- Transformadores especiales: Son transformadores de potencia diseñados para aplicaciones no incluidas en las anteriores y que pueden ser: Reguladores de voltaje, transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, transformadores defasadores, autotransformadores, transformadores para mina, transformadores para prueba, transformadores para C.D., transformadores de instrumento, etc.

b) Número de fases: De acuerdo a las características del sistema al que se conectará, los transformadores se clasifican en:

- Monofásico: Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a una línea o fase y un neutro o tierra. Tienen un sólo devanado de alta tensión y uno de baja tensión.
- Trifásico: Transformadores de potencia o de distribución que son conectados a tres líneas o fases y pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra.

c) Construcción del núcleo: De acuerdo con la relación que existe entre la colocación de las bobinas y el núcleo se clasifican de dos tipos:

- Núcleo no acorazado: También conocido como tipo columna o "core". En esta construcción el núcleo proporciona un sólo circuito magnético formado por un yugo superior y dos o tres columnas verticales o piernas para una o tres fases. Los devanados son ensamblados concéntricamente en cada una de las piernas del núcleo. De tal forma que el circuito rodea o envuelve al circuito magnético.
- Núcleo acorazado: También conocido como tipo "shell", los devanados forman un anillo y el núcleo se ensambla envolviendo a cada pierna de los devanados, formando dos o más circuitos magnéticos rodeando al circuito eléctrico.

d) De acuerdo al medio refrigerante: Existen los transformadores sumergidos en aceite y los tipo seco. A ambos se les puede agregar una o varias etapas de enfriamiento auxiliar, a base de aire forzado o por cambiadores de calor enfriados por agua, de acuerdo a las necesidades de uso.

## 1.5 TIPO DE CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.

Como la gran mayoría de los sistemas de generación y de distribución de energía que existen en el mundo son sistemas trifásicos de corriente alterna, es necesario conocer como es que se utilizan en ellos los transformadores.

Un transformador trifásico está constituido por tres transformadores, que se encuentran separados o combinados sobre un sólo núcleo. Los primarios y los secundarios de cualquiera de ellos pueden conectarse independientemente en ESTRELLA o en DELTA, dando lugar a un total de cuatro posibilidades de conexión en el transformador trifásico:

### 1.5.1 CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA.

En esta conexión los voltajes de las diferentes fases están apartados  $120^\circ$  entre sí y la relación de transformación que guardan es:

$$a = \frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\sqrt{3} V_{\theta P}}{\sqrt{3} V_{\theta S}} \quad 1.14$$

Esta conexión presenta serias dificultades cuando la carga del transformador es desbalanceada, ya que se producen fuertes desbalances en los voltajes de fase del transformador, sin embargo esta situación puede corregirse conectando sólidamente a tierra los neutros de los transformadores, especialmente el del primario. De esta manera, el neutro provee una trayectoria de retorno a cualquier desequilibrio de corriente de la carga. Este arreglo permite que los componentes de voltaje de tercer armónico origine corrientes en el neutro en vez de causar sobrevoltajes. A pesar de existir un desfaseamiento de  $120^\circ$  entre los voltajes de fase, los componentes de tercer armónico de las tres fases están en fase entre sí por lo que se suman y pueden dar como resultado un sobrevoltaje.

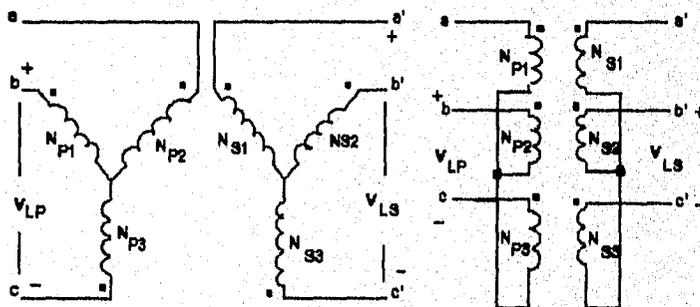


Fig. 1.10 Conexión Estrella-Estrella (Y-Y)

### 1.5.2 CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA.

En esta conexión la relación de transformación es la siguiente:

$$a = \frac{V_{\theta P}}{V_{\theta S}} = \frac{V_{LP} / \sqrt{3}}{V_{LS}} = \frac{V_{LP}}{\sqrt{3} V_{LS}} \quad 1.15$$

Esta conexión no tiene problema con los componentes de tercer armónico de voltaje, pues se consumen en corriente circulante en el lado de la delta. La conexión es más estable bajo la carga desbalanceada ya que la delta distribuye parcialmente cualquier desequilibrio.

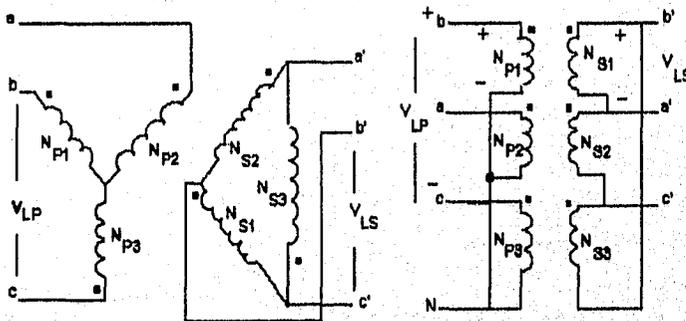


Fig. 1.11 Conexión Estrella-Delta.

Debido a la conexión delta, las tensiones secundarias sufren un desplazamiento de 30°, lo que puede causar inconvenientes al conectar en paralelo los secundarios de los bancos transformadores: los ángulos de fase de las tensiones secundarias deben ser iguales si los transformadores van a conectarse en paralelo.

### 1.5.3 CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA.

La relación de transformación para esta conexión es:

$$a = \frac{V_{\theta P}}{V_{\theta S}} = \frac{V_{LP}}{V_{LS} / \sqrt{3}} = \frac{\sqrt{3} V_{LP}}{V_{LS}} \quad 1.16$$

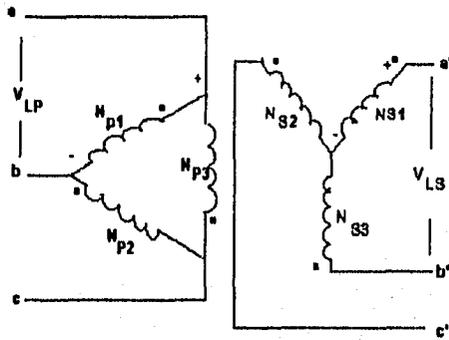


Fig. 1.12 Conexión Delta-Estrella

Esta conexión presenta las mismas ventajas y el mismo desplazamiento de fase de la conexión ESTRELLA-DELTA (atrás los voltajes  $30^\circ$ ).

#### 1.5.4 CONEXIÓN DELTA-DELTA.

En este arreglo los voltajes de línea y de fase en el primario y en el secundario son iguales, por lo que la relación de transformación es:

$$a = \frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} \quad 1.17$$

Esta conexión no tiene desfases asociados con ella, y tampoco presenta problemas de armónicos ni de cargas desequilibradas.

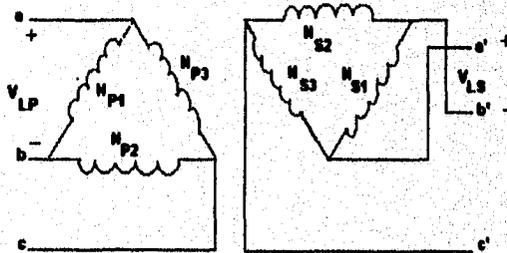


Fig. 1.13 Conexión Delta-Delta.

Además de las conexiones trifásicas normales de transformadores existen otras formas de lograr transformación trifásica con sólo dos transformadores. Una de las técnicas para lograrlo es la DELTA ABIERTA en donde se reduce la capacidad de carga de los transformadores pero puede justificarse económicamente hablando.

Suponiendo que a un banco de tres transformadores monofásicos conectados en DELTA-DELTA se le avería una fase y debe retirarse el transformador para repararlo, entonces se cambia la conexión a DELTA ABIERTA, lo que permite que un banco con sólo dos transformadores continúe entregando potencia trifásica.

## **1.6 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.**

Dentro de los transformadores de tipo especial se encuentran los transformadores de instrumento, transformadores de potencial y transformadores de corriente, los cuales tienen una función muy importante dentro de la protección de los sistemas eléctricos: se encargan de tomar muestras, de voltaje y corriente del sistema, que permite conocer las condiciones de operación del mismo y además aislan el sistema de protección del sistema de potencia.

### **1.6.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL**

Los transformadores de potencial (TP'S) se emplean para medición y/o protección, permiten reducir el voltaje del sistema de potencia, alta tensión, a un valor adecuado para conectar los instrumentos de medición o protección, generalmente 120 volts. Como su finalidad es el muestreo de la tensión deben ser muy precisos para no distorsionar los valores verdaderos.

Las especificaciones a considerar en un TP son las siguientes:

- 1.- Relación de transformación  $V1/V2$
- 2.- Potencia a alimentar en VA
- 3.- Clase de precisión
- 4.- Tipo de servicio (interior o intemperie)
- 5.- Número de devanados.

Un primario y un secundario, un primario y dos secundarios, etc.

- 6.- Especificaciones dieléctricas.

**NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO EN KV. (BIL).**

Representa la capacidad en un transformador de soportar un sobrevoltaje, producido por una descarga atmosférica o por apertura-cierre del circuito de alimentación del transformador.

**NIVEL DE AISLAMIENTO A LA TENSIÓN DE 60 Hz EN UN MINUTO**

## 1.6.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

La función de estos transformadores (TC'S) consiste en cambiar un valor de corriente en un sistema de potencia a un valor que permita alimentar los instrumentos para protección y medición, por lo general 5 amperes. Se utilizan para hacer mediciones en circuitos cuyos valores de corriente son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien, en circuitos que operan a tensiones elevadas y es necesario establecer un aislamiento entre el circuito y los instrumentos.

Las especificaciones a considerar en un TC son las siguientes:

1.- Tipo:

**BUSHING.** Integrado al equipo primario, es inexacto a corrientes pequeñas y su impedancia secundaria es baja.

**DEVANADO.** Separado al equipo primario, mayor costo, impedancia secundaria alta, saturación más rápida.

2.- Aislamiento: Porcelana, aceite

3.- Número de devanados.

4.- Nivel básico de aislamiento al impulso

5.- Sobrecorriente dinámica. Valor máximo de sobrecorriente instantánea que puede soportar el TC sin dañarse.

6.- Sobrecorriente térmica. Máximo valor de corriente que puede soportar el TC durante cuatro segundos sin dañarse.

7.- Clase de precisión

8.- Factor de sobrecorriente. Valor de sobrecorriente que puede soportar el TC durante periodos largos de tiempo sin dañarse, comúnmente 120 % de la corriente nominal.

## 2 FUNDAMENTOS DE RELEVADORES.

En la actualidad todo Sistema de Potencia Eléctrica para poder suministrar ininterrumpidamente energía debe contar con un Equipo de Protección para evitar, en lo posible, la presencia de fallas. Estas protecciones deben detectar cualquier situación anormal existente en el Sistema y ejecutar alguna acción para corregir la situación y evitar que sufra daños severos.

Al hablar de Protecciones nos referimos al equipo encargado de medir, comparar las cantidades del Sistema e iniciar una acción, de ser necesario, para aislar los elementos que se encuentren en falla. En este equipo de Protección se incluyen desde relevadores y dispositivos sensores hasta los elementos auxiliares de suministro de corriente directa.

Los elementos que componen un Sistema de Protección son los siguientes: Elemento Primario, Relevador de Protección, Elemento Accionado y una Fuente auxiliar de Tensión.

El Elemento Primario esta constituido por los transformadores de instrumento, transformadores de potencial y de corriente, y son los encargados de tomar muestras del comportamiento del Sistema Eléctrico, acondicionan estas cantidades, a baja potencia, para enviarlas en forma adecuada a los relevadores.

Los Relevadores son el elemento principal del Sistema de Protección y sus funciones incluyen: el medir las señales provenientes del elemento primario, decidir de acuerdo con el valor medido si el dispositivo de protección actúa o no, y en caso de detectar una falla, alteración anormal de las señales de voltaje, corriente o frecuencia del Sistema Eléctrico, enviar una señal hacia el elemento accionado.

Básicamente, el relevador consiste de un elemento de operación y un juego de contactos. El elemento de operación es el que recibe las señales del elemento primario, mide y en caso de detectar falla cambia el estado de los contactos, los que activan una alarma o completan el circuito de disparo de algún interruptor (ver fig. 2.1).

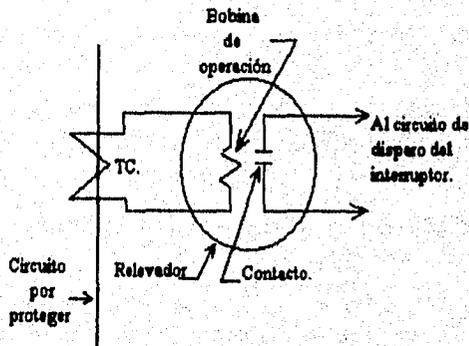


Fig. 2.1 Diagrama de relevador

Generalmente, el Elemento Accionado del Sistema de Protecciones esta constituido por la bobina de disparo de los interruptores, recibe la orden por parte de los relevadores de accionar los interruptores para aislar el elemento en falla.

Finalmente, la Fuente Auxiliar de Tensión esta formada por un banco de baterías a voltajes bajos ( 6V, 9V, 12V, 24V, etc.) con el propósito de suministrar alimentación tanto a los relevadores como al elemento accionado.

## 2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES.

Existen diferentes tipos de relevadores empleados en los sistemas de protección, algunos normalmente accionados por una señal eléctrica y otros por algún tipo de elemento, como son los relevadores accionados por presión o temperatura.

Los relevadores se pueden clasificar de acuerdo a varios factores que intervienen para su accionar como son:

a) La naturaleza de la cantidad a la cual el relevador responde, es decir, puede ser de voltaje, corriente, reactancia, impedancia, sincronía, etc.

b) El método por el cual el relevador actúa sobre el interruptor, pueden ser de acción directa cuyos elementos actúan directamente en forma mecánica para operar el interruptor y de acción indirecta cuyo elemento de control actúa sobre una fuente auxiliar para operar al interruptor.

c) Por la conexión de sus elementos de detección. Los relevadores primarios son aquellos cuyos elementos de detección se conectan directamente en el circuito o elemento que protegen y relevadores secundarios los que se conectan a través de transformadores de instrumento.

d) Por su función a desarrollar dentro del Sistema (Clasificación ANSI STANDARD C3790 IEEE-373):

**Relevador de protección.** Son los que detectan fallas en aparatos, líneas u otras condiciones peligrosas o intolerables.

**Relevador de monitoreo.** Verifican las condiciones operativas del sistema de potencia o del esquema de protección. Incluyen detectores de falla, unidades de alarma, relevadores de canal de monitoreo, verificación de sincronismo y faseo de malla.

**Relevadores de programa:** Establecen o detectan secuencias eléctricas, son muy empleados para la sincronización y recierre.

**Relevadores auxiliares.** Operan en respuesta a la apertura o cierre de un circuito de operación (primario) para completar su función con otro relevador o circuito. Pueden incluir timers, relevadores de contactos múltiples (contactores), relevadores de disparo, receptores de seguro, etc.

Además, desde un punto de vista general, los relevadores se pueden agrupar en dos categorías: relevadores electromagnéticos y relevadores estáticos.

### 2.1.1 RELEVADORES ELECTROMAGNÉTICOS.

Los relevadores electromagnéticos a su vez se pueden clasificar en dos tipos los cuales son: relevadores de atracción electromagnética y relevadores de inducción.

1.- Relevador de atracción electromagnética. Estos relevadores son del tipo instantáneo, incluyen una armadura fija, un brazo móvil y un elemento de sujeción, y responden tanto a señales de corriente alterna como de corriente directa.

Su principio de operación se basa en la fuerza de atracción que se produce por un flujo magnético originado por la magnitud actuante. La fuerza electromagnética actúa sobre el elemento móvil del relevador y provoca un cambio de estado en los contactos del dispositivo. La estructura actuante de estos relevadores puede ser del tipo armadura atraída o del tipo selenoide como se ilustra en las figuras 2.2

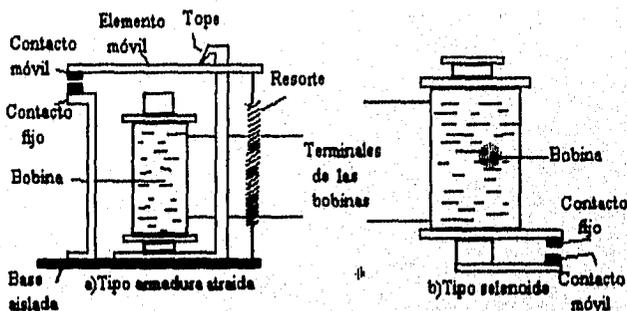


Fig. 2.2 Relevadores de atracción electromagnética

**Relevadores de Inducción Electromagnética.** Este tipo de relevadores son muy utilizados para propósitos de protección en los sistemas eléctricos que usan alimentación en corriente alterna para el circuito de control. Operan bajo el principio de los motores de inducción, es decir, reciben magnitudes de C.A.

El par se produce cuando el flujo alterno reacciona con otra corriente inducida en el rotor por otro flujo alterno desplazado en el tiempo y el espacio, pero de igual frecuencia.

Los relevadores de inducción nos dan la posibilidad de poder ajustar su velocidad de acción y se pueden obtener diferentes formas de curvas tiempo corriente.

### 2.1.1.1 TIPOS DE ESTRUCTURAS ACTUANTES DE LOS RELEVADORES DE INDUCCIÓN.

Los relevadores que reciben magnitudes de C.A., están formados por una o más de las siguientes estructuras: Polo sombreado, Wattorimetro, Tambor o Copa de Inducción, Anillo Doble de Inducción, Anillo Sencillo de Inducción.

1) ESTRUCTURA DE POLO SOMBRADO: Esta estructura es accionada por una corriente que circula en una sola bobina, que esta montada en una estructura magnética que contiene un entrehierro. El flujo magnético es dividido en dos flujos defasados por los llamados anillos de sombra, por lo común de cobre y que rodean parte de la cara polar de cada polo en el entrehierro. El rotor es un disco de cobre o aluminio. El ángulo de defasamiento entre los dos flujos que atraviesan el disco, esta fijado por diseño (fig. 2.3).

Los anillos de sombra pueden ser reemplazados por bobinas si se desea el control del funcionamiento de un relevador con este tipo de estructura, en donde las bobinas se ponen en cortocircuito a través del cierre de un contacto de la llamada unidad direccional, con lo cual se produce el par de operación que habrá de hacer girar el disco o rotor.

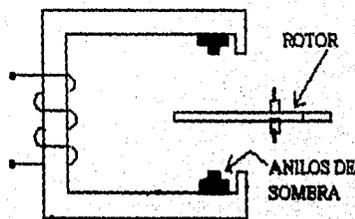


Fig 2.3 Estructura Polo Sombreado.

2) ESTRUCTURA TIPO WATTHORIMETRO: Esta estructura tiene dos bobinas separadas en dos circuitos magnéticos diferentes (circuitos de tensión y circuito de corriente), cada uno produce los dos flujos necesarios para hacer girar el rotor, que también es un disco de aluminio (fig. 2.4)

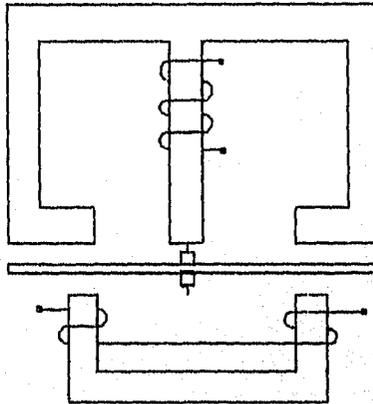


Fig. 2.4 Estructura tipo Watthorímetro.

3) **ESTRUCTURA DE TAMBOR O COPA DE INDUCCIÓN:** Esta estructura se parece mucho a un motor de inducción, excepto que el entrehierro del rotor está estacionario y sólo la parte conductora del rotor está libre para girar. Esta estructura emplea un rotor cilíndrico hueco, y puede tener más polos adicionales que los mostrados en la figura 2.5

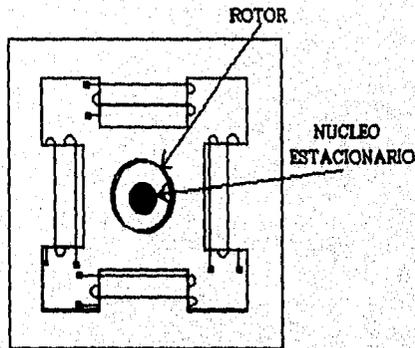


Fig. 2.5 Estructura tipo copa de inducción.

4) **ESTRUCTURA DE ANILLO DOBLE DE INDUCCIÓN:** Esta estructura es idéntica a la de tambor, sólo que el rotor consiste de dos anillos metálicos colocados en ángulos rectos. Estas dos estructuras producen un par más eficiente que las de polo sombreado y watthorímetro y se utilizan en relevadores de alta velocidad de operación (fig. 2.6).

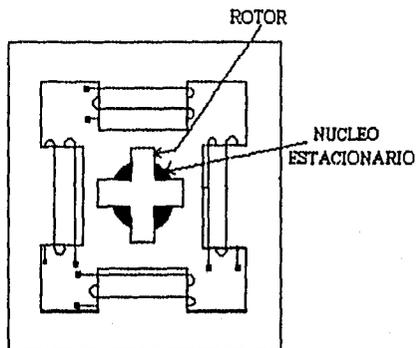


Fig. 2.6 Estructura anillo doble de inducción.

5) ESTRUCTURA DE ANILLO SENCILLO DE INDUCCIÓN: Esta estructura es la que produce el par más eficiente. Sin embargo tiene el inconveniente de que el rotor, el cual es también un anillo metálico, por su poca inercia, tiende a vibrar en el momento de la operación (fig. 2.7).

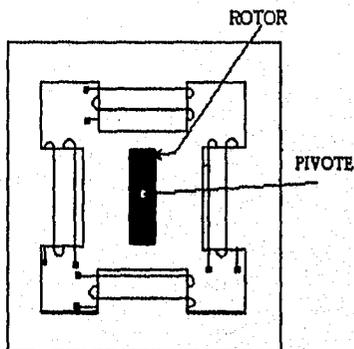


Fig. 2.7 Estructura anillo sencillo de inducción.

### 2.1.2 RELEVADORES ESTÁTICOS.

Un relevador estático es aquel en el que la medición se realiza por medio de una red estática. La señal analizada es enviada para operar un dispositivo de disparo que puede ser electrónico, semiconductor o electromagnético.

Los relevadores estáticos se clasifican atendiendo al tipo de unidad medidora o de comparador como sigue: relevador electrónico, relevador de transductor, relevador de transistor, relevador de Hall, relevador Gauss.

1) **RELEVADOR ELECTRÓNICO.** Este tipo de relevador fue desarrollado por Fitzgerald en el año de 1928, utiliza como unidad de medición válvulas electrónicas las cuales tienen el inconveniente de tener una corta vida. Principalmente se utiliza como comparador de amplitud o como comparador de fase (ver fig. 2.8).

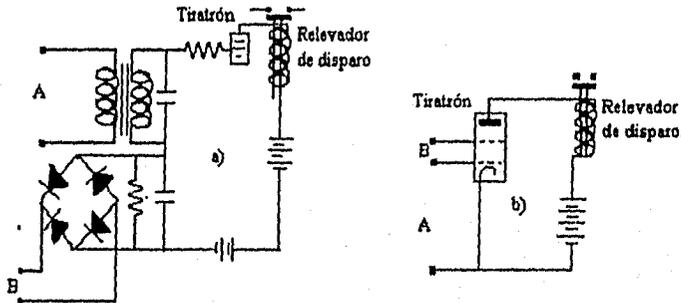


Fig. 2.8 a) Comparador electrónico de amplitud b) Comparador de fase.

Las características más importantes de este tipo de relevador son: operación rápida, es de baja carga para los transformadores de instrumento ya que la potencia de operación procede de una fuente auxiliar de corriente directa, no presenta problemas de inercia mecánica ni de rebote de contactos, requiere de bajo mantenimiento debido a la ausencia de partes móviles, las válvulas electrónicas son de corta vida, su consumo de potencia es elevado y son de alto costo tanto los relevadores simples como los de sobrecorriente.

2) **RELEVADOR DE TRANSDUCTORES.** Este relevador utiliza como unidad medidora un transductor que consta de un núcleo magnético en el que hay dos grupos de devanados, uno de operación y el otro de control. Cada grupo puede tener uno o más devanados, si hay más de uno todos están ligados magnéticamente, pero los de diferente grupo no lo están. Los devanados de operación se energizan con corriente alterna y los de control con directa.

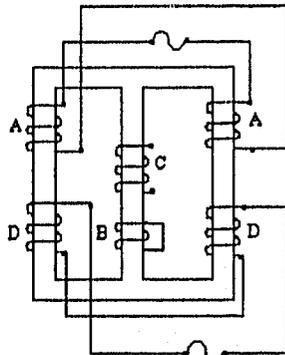


Fig. 2.9 transductor de un sólo núcleo donde:

A- devanado de operación, B- devanado de acoplamiento, C- devanado de control, D- devanado de salida.

Sus principales aplicaciones son como comparador de amplitudes o como comparador de fases, es de características similares a las del relevador electrónico pero sin el problema de corta vida de las válvulas electrónicas y además su confiabilidad no depende de los devanados del transductor sino de sus componentes estáticos, cuyas características se predeterminan y verifican con facilidad.

3) RELEVADOR DE TRANSISTORES. El transistor actúa como válvula electrónica venciendo las limitaciones que tienen las válvulas empleadas en relevadores y aprovechando sus características técnicas: amplificación, interrupción, sensibilidad y alta velocidad, para el diseño de las unidades funcionales.

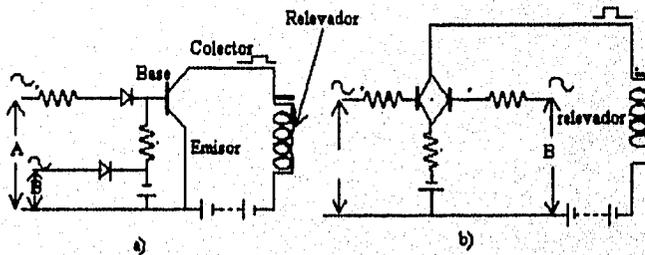


Fig. 2.10 Comparadores estáticos a) entradas múltiples a la base del colector b) Dos transistores, espalda con espalda.

En la figura 2.10 se muestra un relevador de transistores utilizado como comparador de fase, en cualquiera de estos dos circuitos pasa una corriente de magnitud constante por el circuito colector, sólo cuando las cantidades de entrada (C.A.) son negativas, un relevador del circuito colector entra en acción cuando el ángulo de traslape rebasa un cierto valor.

Las características mas importantes de estos relevadores son: respuesta rápida, larga vida, alta resistencia al choque y a la vibración, acción rápida de restablecimiento, no hay fricción en los cojinetes ni en los contactos, la amplificación permite mayor sensibilidad, requiere de bajos niveles de energía y evita errores en el alambrado con el empleo de circuitos impresos.

4) **RELEVADORES HALL.** El efecto de Hall se emplea para obtener una comparación de fase, este efecto se presenta en ciertos semiconductores como son: Arseniuro de indio, antimonio de indio, fosfato de indio, etc.

Se puede conectar dos generadores de Hall en cruz para obtener un dispositivo que funcionara como comparador de fase puro (se conectan en cruz para eliminar la doble frecuencia en corriente directa) como se muestra en la fig. 2.11

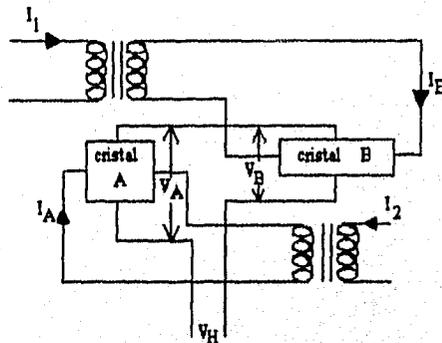


Fig. 2.11 Conexión cruzada de dos generadores.

5) **RELEVADOR GAUSS.** Algunos semiconductores tienen la propiedad de que la resistencia varía cuando se aplica un campo magnético. Este efecto es conocido como resistividad del magneto o efecto de Gauss. Es mejor que el del efecto de Hall porque no requiere una corriente polarizante, además de que el cristal es más simple y la salida es mayor. El costo del cristal ha limitado su uso en los relevadores estáticos.

## 2.2 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Este tipo de relevadores es destinado para proteger los sistemas eléctricos de potencia, cuando fluye por estos una corriente mayor que la predeterminada. Puede ser de tres tipos:

- 1.- Inducción electromagnética (sobrecorriente de tiempo inverso 51).
- 2.- Atracción electromagnética (sobrecorriente instantánea 50).
- 3.- Estado sólido (sobrecorriente instantánea y/o de tiempo inverso).

El relevador más simple del grupo de atracción electromagnética es el tipo solenoide: tiene características de tiempo mínimo definido y su tiempo de operación es prácticamente independiente de la magnitud de la corriente, una vez que cierto valor ha sido alcanzado.

La corriente de operación o de PICK UP de todos los relevadores de sobrecorriente es ajustable, cuando la corriente a través del relevador excede del ajuste dado, el relevador cierra sus contactos e inicia la operación de disparo del interruptor. El pequeño consumo en volts-amperes de estos aparatos, permite su instalación en serie con el equipo de medición u otros aparatos de protección.

El tipo de relevador más comúnmente usado es el de inducción electromagnética el cual se describe a continuación.

### 2.2.1 RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO.

El relevador de sobrecorriente de tiempo inverso consta de dos unidades funcionales. Una es la unidad de sobrecorriente de disco de inducción temporizada, llamada "unidad de inducción", esta cuenta con una unidad de sello y señalización. La otra es la unidad instantánea de sobrecorriente, que es un relevador de atracción electromagnética, y que actúa independientemente de la unidad de inducción, cuando se presentan magnitudes altas de corriente que rebasan su valor de ajuste.

#### 2.2.1.1 LA UNIDAD DE INDUCCIÓN.

Es la parte principal del aparato, se compone de un disco de inducción montado sobre un eje y dispuesto a girar en el entrehierro de un núcleo magnético y un imán permanente. En los polos del núcleo magnético, se sitúan asimétricamente unos anillos o espiras en corto circuito, llamados anillos de sombra (fig. 2.12).

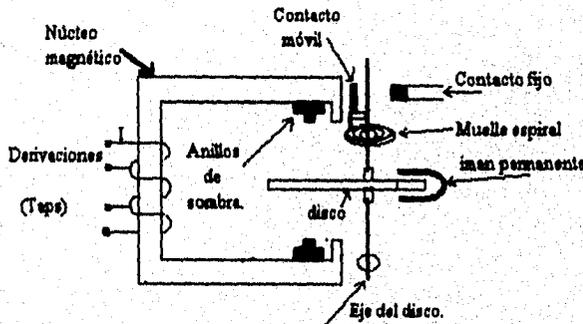


Fig. 2.12 Unidad de inducción (partes principales)

La unidad funciona en base al principio de operación del relevador de inducción, es decir, se debe a la acción mutua entre los campos magnéticos que inciden en el disco y las corrientes inducidas por ellos, lo cual crea un par motor en el disco, cuya magnitud depende de la intensidad de corriente que circule por la bobina. Bajo la acción de este par, el disco gira un determinado ángulo hasta cerrar un contacto, quedando alimentado el circuito de disparo del interruptor.

El relevador cuenta con un muelle espiral, alojado en un anillo situado a media altura del eje del disco, cuya tensión mecánica determina el punto de funcionamiento del disco y sirve al mismo tiempo de conexión eléctrica entre el contacto móvil y la terminal del relevador.

El imán permanente, en cuyo entrehierro gira el disco desarrolla un par resistente, proporcional a la velocidad de giro y produce un fuerte amortiguamiento, con lo que se evita, en el momento de la operación, el rebote del contacto móvil contra el fijo.

La bobina de operación, va montada en el núcleo magnético, y se conecta en serie con el equipo a proteger, va provista de varias derivaciones (taps), que permiten variar el número de espiras y como consecuencia la corriente de arranque del relevador.

La característica de retardo de tiempo de estos relevadores puede ser de: tiempo definido, tiempo inverso, tiempo muy inverso y tiempo extremadamente inverso. Las curvas características de operación de cada uno de ellos se muestra a continuación en la fig. 2.13

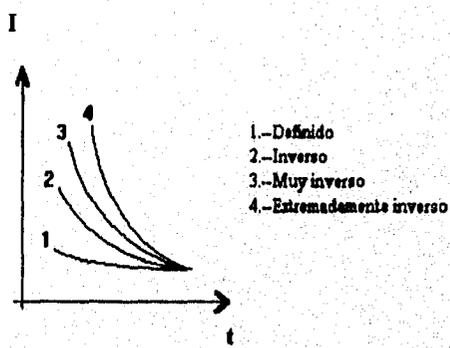


Fig. 2.13 Curvas de operación de los relevadores de sobrecorriente.

### 2.2.1.2 UNIDAD DE SELLO Y SEÑALIZACIÓN.

Esta unidad es un pequeño relevador de atracción electromagnética, que tiene la función de asegurar (sellar) e indicar en forma visual la operación de la unidad de inducción (fig. 2.14).

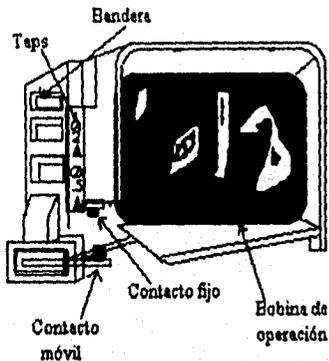


Fig. 2.14 Unidad de sello.

La bobina de ésta unidad se conecta en serie con la bobina de disparo del interruptor, y opera cuando cierra el contacto principal de la unidad de inducción, debido a que al energizarse la bobina de disparo del interruptor, circula una corriente directa que hace operar ésta unidad. Este dispositivo permanece autoalimentado, hasta en tanto no se realice la apertura del interruptor, independientemente de que el contacto de la unidad de inducción se mantenga o no cerrado.

La señalización se logra mediante un indicador de funcionamiento, que es elevado mecánicamente por el elemento móvil (armadura), mostrando tres franjas rojas (bandera), al frente del dispositivo.

### 2.2.1.3 UNIDAD INSTANTÁNEA DE SOBRECORRIENTE.

Esta unidad es similar a la unidad de sello, sólo que su bobina es de alambre grueso para soportar altas corrientes. Tiene la función de enviar la señal de disparo al interruptor cuando la corriente rebasa en forma súbita su valor de ajuste (generalmente en fallas de corto circuito muy severas).

La bobina y el contacto de ésta unidad, se conectan en serie y paralelo respectivamente con la bobina y el contacto de la unidad de inducción.

La calibración de este dispositivo, se efectúa mediante el giro de un tornillo, que constituye el polo magnético móvil. El valor de la corriente de ajuste, se obtiene en una escala grabada detrás del tornillo, leyendo el número con el cual coincide el borde superior de la cabeza del mismo.

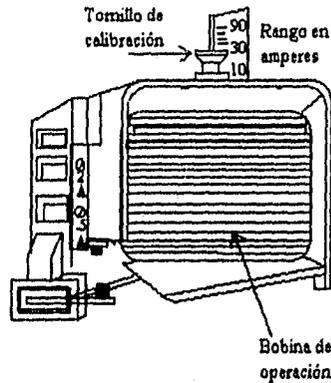


Fig. 2.15 Unidad instantánea.

### 2.3 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.

La característica principal de este tipo de relevadores es que sólo detectan fallas hacia un sentido; lo cual permite lograr una gran selectividad en el diseño de un esquema de protección. Se utilizan en sistemas de anillo o de interconexión, en donde la corriente en caso de falla puede fluir en cualquier sentido con respecto a la localización del relevador.

#### 2.3.1 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE INDUCCIÓN.

Los relevadores direccionales del tipo de inducción indican dirección comparando los ángulos de fase entre la cantidad que da la polarización y la cantidad por controlar. Estos relevadores son monofásicos, direccionales, de alta velocidad de operación, índice o capacidad térmica de tiempo corto, reciben dos magnitudes de influencia que son la magnitud de operación (la corriente), y la magnitud de polarización (corriente o tensión). Son muy sensibles para operar con potencias muy pequeñas ( $VI \cos \theta$ ); debido a que en las fallas de corto circuito aunque la intensidad de corriente es elevada; la tensión y el factor de potencia se reduce a valores muy pequeños.

Las partes principales de este relevador son: la unidad direccional de copa de inducción y la unidad de sobrecorriente de disco de inducción.

### 2.3.1.1 UNIDAD DIRECCIONAL DE COPA DE INDUCCIÓN.

Esta unidad emplea la estructura actuante de tambor o copa de inducción, la cual es simétrica; es decir los flujos que atraviesan el rotor, están en el mismo ángulo de fase con sus corrientes actuantes. Se compone esta unidad de un estator magnético de ocho polos, dispuestos simétricamente alrededor de un núcleo central. El rotor o copa de inducción, es de aluminio y esta dispuesto a girar libremente en el entrehierro, formado por los polos del estator y el núcleo central.

El principio de funcionamiento es el mismo que el de disco de inducción. La disposición de sus partes es la de un motor de inducción, con la que se obtiene un par superior, y una inercia de rotor inferior a la del disco de inducción, consiguiéndose una gran rapidez de operación y una elevada sensibilidad.

Este relevador en vez de emplear anillos de sombra en corto circuito, se instalan bobinas en serie llamadas "bobinas de sombra", cuyas terminales se conectan al contacto de la unidad direccional. Cuando la unidad direccional cierra su contacto, quedan en corto circuito todas las bobinas de sombra de la unidad de sobrecorriente, que producen el flujo auxiliar defasado con respecto al de la bobina de operación, y en consecuencia el aparato se comporta en forma análoga a un relevador de sobrecorriente.

### 2.3.1.2 UNIDAD DE SOBRECORRIENTE.

La unidad de las corrientes del relevador direccional es prácticamente la misma que el relevador de sobrecorriente común, con características de tiempo definido y tiempo extremadamente inverso. Estos relevadores pueden conectarse con restricción de voltaje sobre el elemento de sobrecorriente, la restricción operativa se realiza a través de la unidad direccional pudiendo esta última ser eliminada (bloqueada), quedando el relevador caracterizado completamente como de sobrecorriente.

### 2.3.2 APLICACIÓN DEL RELEVADOR DIRECCIONAL

En la fig. 2.16 se muestra un esquema de protección a base del relevador de sobrecorriente direccional, en las líneas de transmisión ilustradas, la protección direccional sólo ve fallas hacia las líneas y no en dirección contraria; que podrían ser fallas en las barras colectoras o en otros circuitos adyacentes.

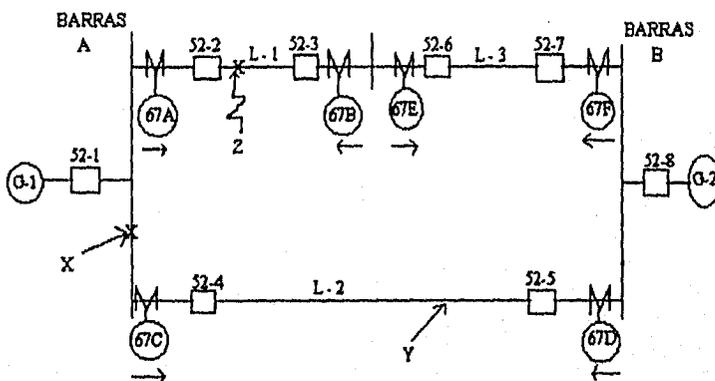


Fig. 2.16 Protección de sobrecorriente direccional.

De la figura, tenemos que el comportamiento de la protección de sobrecorriente direccional, para las fallas X, Y y Z, sería como sigue:

La falla X; en las barras A, la detectan los relevadores 67F, 67B y 67D.

La falla Y; en la línea L-2, la detectan los relevadores 67.

La falla Z; en la línea L-1, la detectan todos los relevadores 67.

#### 2.4 RELEVADORES DE DISTANCIA.

El principio de operación de los relevadores de distancia se basa en que la impedancia o reactancia de un circuito entre el relevador y el punto de falla, es proporcional a la distancia entre ellos; como la impedancia por unidad de longitud de un conductor es constante, entonces la impedancia total será proporcional a la distancia.

Estos relevadores establecen la distancia a un cortocircuito, comparando la corriente ( $I$ ) en los conductores con la tensión ( $V$ ) entre los mismos; así como el ángulo de fase entre ambas magnitudes. Estas cantidades pueden ser representadas en función de la relación  $V/I$ , en donde  $V$  es la caída de tensión a través de la falla, e  $I$  es la corriente de falla.

Los relevadores del tipo de inducción, son monofásicos y existe en ellos un equilibrio entre tensión y corriente, la cual puede expresarse en función de su admitancia o de la impedancia, utilizan la estructura actuante o copa de inducción, teniendo una muy alta velocidad de operación. Pueden ser de los siguientes tipos: de impedancia, de reactancia, admitancia (Mho).

### 2.4.1 RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO IMPEDANCIA.

En este relevador el par producido por un elemento de corriente es equilibrado con el par de un elemento de tensión. El elemento de corriente produce el par positivo (puesta en trabajo) y el de tensión el par negativo (reposición).

La curva característica de funcionamiento se muestra en la fig. 2.17

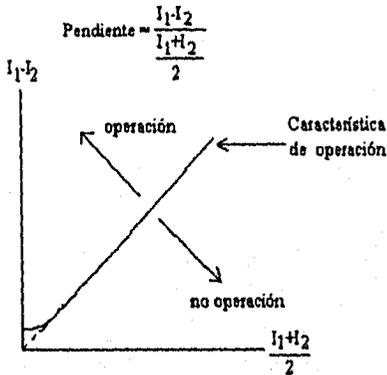


Fig. 2.17 Característica de funcionamiento.

Este tipo de relevadores de impedancia (Z), está en el límite de funcionamiento, a un determinado valor constante dado por la relación  $V/I$ ; su curva característica de funcionamiento representada en un diagrama resistencia-reactancia (R-X), se muestra en la figura 2.18, de la cual se observa que este relevador no es direccional.

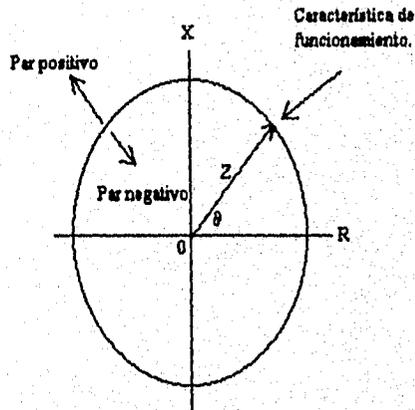


Fig. 2.18 Relevador de distancia tipo impedancia.

## 2.4.2 RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO REACTANCIA (X).

Son relevadores de sobrecorriente con retención direccional en los cuales en la unidad de operación de reactancia, un elemento de sobrecorriente desarrolla el par positivo al cerrar el contacto de la unidad y un elemento direccional corriente-tensión se opone o ayuda al elemento de sobrecorriente, dependiendo del ángulo de defasamiento entre la corriente y la tensión.

En la unidad de reactancia de la figura 2.19, las bobinas de corriente producen flujos magnéticos en los polos 1, 2 y 3, el flujo en el polo 2 está defasado con respecto al de los polos 1 y 3, debido a un devanado secundario cuya trayectoria se cierra a través de una impedancia defasadora y la interacción de los dos flujos crea el par de operación proporcional al cuadrado de la corriente.

La bobina de tensión en el polo 4, produce un flujo, el cual interactúa con los flujos de los polos 1 y 3, para producir el par de restricción, el cual es proporcional a la potencia reactiva inductiva ( $VI \text{ SEN}\theta$ ).

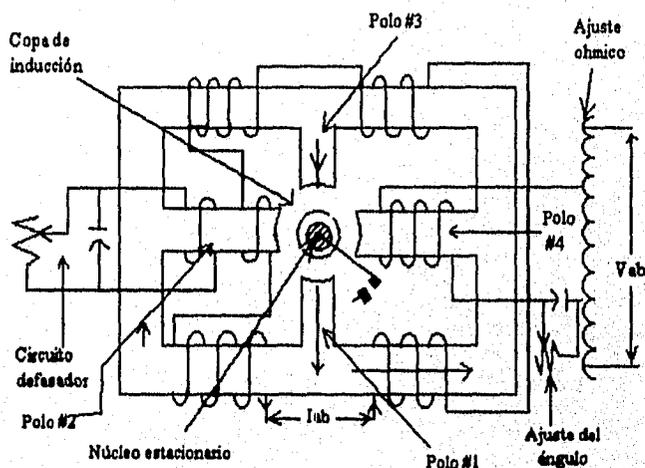


Fig. 2.19 Unidad de reactancia de un relevador de distancia.

Su curva característica de operación en el diagrama R-X, fig. 2.20, es una línea paralela al eje de las abscisas, lo que nos indica que también estos relevadores al igual que los de impedancia no son direccionales, por lo tanto deberán de complementarse con un relevador direccional.

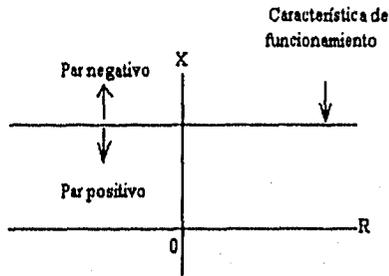


Fig. 2.20 Relevador de distancia tipo reactancia.

La gran ventaja de estos relevadores de reactancia, es que no influye en su operación el valor de la resistencia en el momento de la falla, por lo cual se aplican a esquemas donde la resistencia de arco cause problemas como es el caso de las fallas a tierra.

#### 2.4.3 RELEVADOR DE DISTANCIA TIPO ADMITANCIA. (Mho).

Este relevador es direccional su característica de operación se muestra en el diagrama R-X de la fig. 2.21, por lo cual es inherente su direccionalidad.

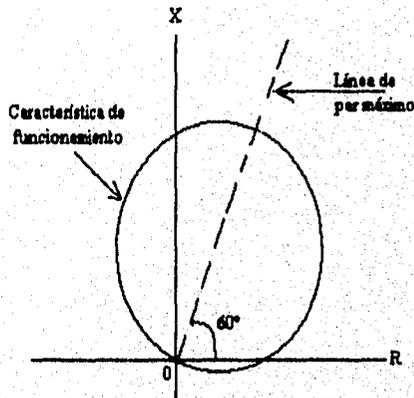


Fig. 2.21 Relevador de distancia tipo admitancia.

Este tipo de relevador, es el más adecuado para la protección contra fallas de fase en líneas largas, su operación no se ve afectada por ningún cambio en el nivel de falla de cortocircuito, son de alta velocidad de operación y reposición, tienen la característica de operación más selectiva que cualquier otro tipo de relevador de distancia.

En la figura, 2.22, se muestra una unidad de admitancia o Mho, su construcción es similar a una unidad de reactancia, excepto por la forma en que se conectan y arreglan las bobinas. Su principio de operación es como sigue:

Los polos magnéticos 2 y 4, se energizan con voltaje para producir el flujo de polarización. El polo número 3, se energiza con corriente y el polo 1, con voltaje. Dos de los polos energizados con potencial producen un flujo, el cual induce corrientes de EDDY en el rotor, e interacciona con los flujos de los otros polos; de éstos, uno tiene dos devanados alimentados con corriente provenientes de las fases, y el otro polo es energizado con potencial del mismo par de fases.

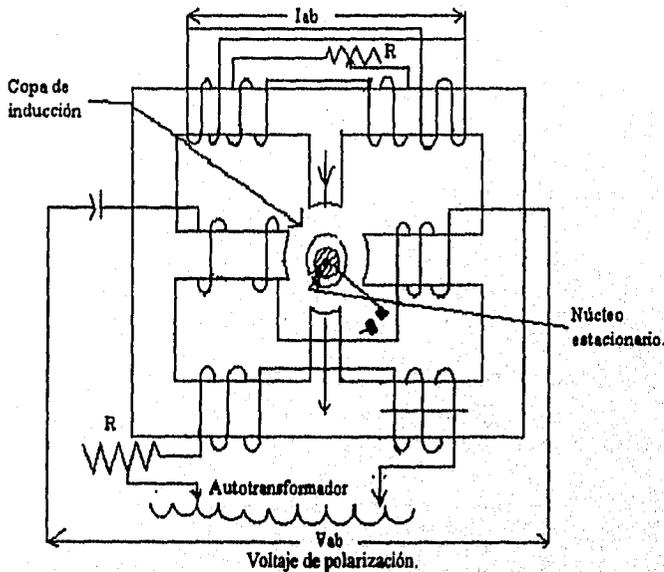


Fig. 2.22 Unidad de admitancia de un relevador de distancia.

## 2.5 RELEVADORES DIFERENCIALES.

El relevador diferencial es aquel que funciona cuando la diferencia vectorial de dos o más magnitudes (voltaje, corriente, etc.), al ser comparadas excede un valor prefijado dentro de una zona protegida.

Dentro de los tipos más comunes de relevadores diferenciales están los siguientes:

- 1) Relevador diferencial de sobrecorriente.
- 2) Relevador diferencial de porcentaje.
  - 2.1) Relevador de porcentaje.
  - 2.2) Relevador de restricción de armónicas.
- 3) Diferencial de alta impedancia.
- 4) Diferencial piloto.

### 2.5.1 COMPORTAMIENTO DEL RELEVADOR DIFERENCIAL.

En la fig. 2.23 se ilustra un esquema de protección a base de un relevador diferencial, su principio de operación se apoya en la comparación de las corrientes de cada fase de ambos extremos del elemento protegido, y cualquier desbalance, tanto en magnitud como en ángulo de fase de estas corrientes, provoca la diferencia vectorial que hace operar el relevador.

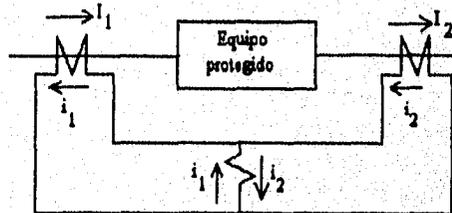


Fig. 2.23 Diagrama esquemático de protección diferencial.

Para condiciones normales de operación o para una falla fuera de la zona diferencial, considerando que los TC'S se conectan adecuadamente, despreciando el error de relación de ángulo de fase y de transformación, las corrientes secundarias  $I_1$  e  $I_2$  circulan como se muestra en la figura 2.24. Para este caso la corriente diferencial es nula.

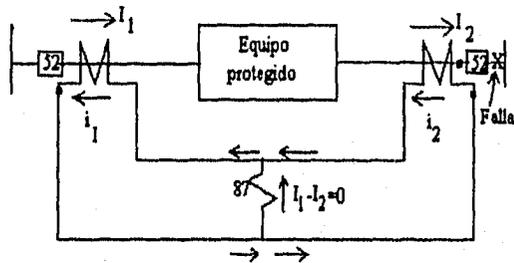


Fig. 2.24 Condiciones normales o falla externa.

Cuando ocurre una falla dentro de la zona diferencial, las corrientes secundarias se incrementan súbitamente y circulan en la forma mostrada en la figura 2.25. La diferencia de la corriente diferencial será muy grande con lo cual el relevador opera, enviando la señal de disparo a los interruptores.

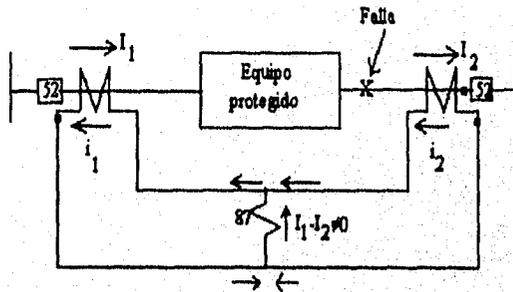


Fig. 2.25 Falla interna.

En el caso de la protección diferencial de los transformadores de potencia, las relaciones de transformación y las conexiones de los TC'S deben ser tales que compensen la diferencia tanto en magnitud como en ángulo de fase de las corrientes secundarias de ambos lados del transformador de potencia.

## 2.5.2 RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE

El relevador diferencial de porcentaje y restricción de armónicas es de los mas empleados en los esquemas de protección para transformadores de potencia, en la figura 2.26 se muestran las partes principales de dicho relevador que son: la unidad instantánea de sobrecorriente, los transformadores de restricción, transformador de corriente diferencial, unidad diferencial, resistencia para calibración, un circuito resonante serie-paralelo y un diac.

La unidad instantánea de sobrecorriente está constituida por un relevador de atracción electromagnética con dispositivo de señalización (bandera), y opera cuando por ella circula una corriente alterna de aproximadamente ocho veces el valor de la derivación o el tap seleccionado, enviando a través de su contacto (I), la señal de disparo a los interruptores del transformador de potencia

Los transformadores de restricción están formados por un devanado primario con una serie de derivaciones (taps), y un devanado secundario. La operación de este transformador determina la restricción de la unidad diferencial del relevador.

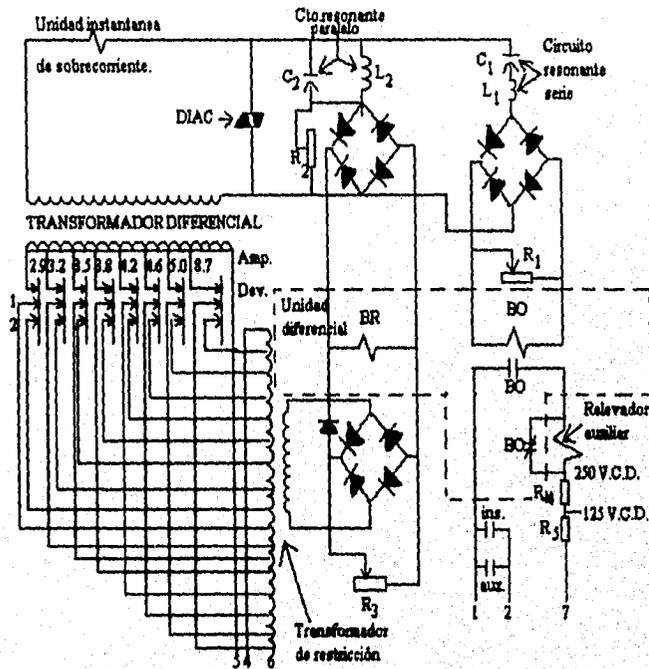


Fig. 2.26 Diagrama interno de un relevador diferencial tipo BDD. Mca. G.E.

El transformador de corriente diferencial es de las mismas características que el de restricción, sólo que su operación determina la operación de la unidad diferencial, para el caso de fallas en la zona diferencial, o la restricción de la misma unidad, cuando se presenten corrientes de magnetización.

La unidad diferencial, es conocida también como la unidad sensitiva de polarización, esta formada por la bobina de operación y la bobina de restricción. Cuando opera la bobina de operación energiza a un relevador auxiliar del circuito de control, y éste, a través de un contacto envía la señal de disparo a los interruptores de potencia.

Por medio de la resistencia de calibración se logra el ajuste del porcentaje de pendiente, que hace que el relevador tenga mayor o menor capacidad en la discriminación de fallas externas, los porcentajes de pendiente para este tipo de relevador son 15%, 25% y 40%.

El circuito resonante serie esta formado por la inductancia  $L_1$  y el capacitor  $C_1$ , tiene la función de permitir sólo el paso de las corrientes con frecuencia fundamental (60Hz), ofreciendo alta impedancia a las corrientes con otras frecuencias. El circuito resonante paralelo, formado por la inductancia  $L_2$  y el capacitor  $C_2$ , tiene la función de permitir el paso únicamente a las corrientes con armónicas, para permitir que se energice la bobina de restricción de la unidad diferencial, bloqueándose la operación del relevador.

El DIAC del relevador está conectado al secundario del transformador diferencial, y su función es limitar cualquier pico de voltaje transitorio, que pudiera dañar las unidades de rectificación.

#### 2.5.2.1 COMPORTAMIENTO DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE.

El relevador diferencial de porcentaje presenta un comportamiento cuando ocurre una falla dentro de la zona diferencial y otro diferente cuando la falla es externa.

Cuando la falla es externa, ver figura 2.26, la corriente secundaria de falla entra por el borne 4 y sale por el borne 6, y pasa a través del transformador de restricción, los efectos magnéticos de estas corrientes por tener la misma dirección se suman, induciéndose en el secundario del transformador, una corriente tal que ya rectificada, energiza fuertemente la bobina de restricción de la unidad diferencial, bloqueándose la operación del relevador.

En el caso de una falla interna, las corrientes secundarias de falla entran por los bornes 4 y 6 respectivamente, restándose ahora los efectos magnéticos de éstas corrientes en el transformador de restricción, mientras que en el transformador diferencial los efectos magnéticos se suman, obteniéndose en su secundario un valor de corriente tal, que ya rectificada energiza fuertemente la bobina de operación de la unidad diferencial, esta a través del cierre de uno de sus contactos activa un relevador auxiliar del circuito de control, que es el que finalmente envía la señal de disparo a los interruptores del transformador de potencia.

### 3 PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Los transformadores de potencia constituyen uno de los elementos más importantes dentro de los sistemas eléctricos de potencia, forman parte fundamental de las subestaciones eléctricas en cualquiera de sus modalidades (elevación, reducción, enlace, etc.). Como es sabido estos elementos son máquinas estáticas que presentan fallas sólo en raras ocasiones, pero aún siendo esporádicas, estas no dejan de ser graves, por lo que es necesario proveer los elementos de protección contra las posibles fallas que se presenten.

Por ser un elemento estático, el esquema de protección es menos elaborado y varía dependiendo del tamaño (potencia) del transformador por proteger. Principalmente se deben vigilar y proteger de cuestiones como: elevación de temperatura en el aceite, de sobrecargas, y corto circuito.

#### 3.1 NATURALEZA Y TIPOS DE FALLA EN LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores de potencia son diseñados y construidos con un alto nivel de confiabilidad, sin embargo las condiciones de operación lo exponen a fallas que pueden producir defectos en la maquina. Las principales causas de falla o defectos en los transformadores, son:

- Elevación de temperatura a niveles inadmisibles en los devanados del transformador.
- Sobretensiones de origen atmosférico o por maniobras de interruptores.

Las sobrecargas permanentes o temporales pero que se presentan con frecuencia y que son tolerables en condiciones de operación más o menos normales provocan las elevaciones de temperatura y conducen a un envejecimiento prematuro de los aislamientos de los devanados que finalmente pueden ocasionar cortocircuitos entre espiras de una misma fase o entre fases.

Las fallas en los transformadores pueden dividirse en tres grupos, que son:

- 1) Fallas en el equipo auxiliar que forma parte del transformador.
- 2) Fallas internas, en los devanados y conexiones del transformador.
- 3) Fallas externas, sobrecargas y corto circuitos.

##### 3.1.1 FALLAS EN EL EQUIPO AUXILIAR.

Los elementos auxiliares del transformador en algunas ocasiones pueden sufrir una falla y traducirse en una falla del transformador mismo, por lo tanto es de suma importancia proteger estos elementos para evitar daños al transformador. Las fallas pueden ser por problemas en los siguientes elementos:

a) En el aceite para el transformador. Un nivel bajo de aceite puede provocar fallas por rupturas dieléctricas en las partes vivas del transformador como son conductores conectados a las boquillas o conductores de las bobinas que se deben encontrar sumergidos en aceite.

b) En el colchón de gas, que se encarga de excluir al oxígeno del espacio gaseoso del transformador; de no ocurrir esto, el oxígeno y las mezclas derivadas de este deterioran el aceite y los aislamientos.

c) Las bombas de aceite y ventiladores de aire forzado. Una falla en el sistema de enfriamiento provocara un aumento en la temperatura del aceite y en los aislamientos. Según sea el tipo de enfriamiento empleado, la falla puede ocurrir en la bomba de aceite, el bloqueo de alguna válvula de los radiadores o bien la no operación de los ventiladores.

d) Aislamiento del núcleo y bobinas. Las fallas en los aislamientos del núcleo pueden ser originadas por la poca calidad del material, por daños sufridos durante el montaje o por una mala construcción. En cuanto a los aislamientos de las bobinas, pueden fallar también por la mala calidad del material, por daños durante la construcción o por la pérdida de sus características por envejecimiento o continuas sobrecargas.

### 3.1.2 FALLAS INTERNAS.

Las fallas eléctricas que pueden ocurrir en el interior del transformador pueden ser de diferentes tipos como son:

Falla entre las espiras adyacentes de un mismo devanado (alto voltaje o bajo voltaje), falla de fase a fase en la parte exterior o en los devanados mismos, corto circuito entre espiras, falla a tierra a través de todo el devanado o bien, fallas a tierra en las terminales externas de alto voltaje o bajo voltaje.

Estas fallas se detectan por un desbalance en las corrientes o tensiones y tienen diversos orígenes como pueden ser el deterioro del aislamiento debido a sobrecargas excesivas, pérdida de alguna conexión o por la ruptura dieléctrica del aislamiento del transformador por algún impulso de tensión.

### 3.1.3 FALLAS EXTERNAS.

Las fallas externas que pueden dañar a un transformador son las descargas atmosféricas, las sobrecargas y los corto circuitos.

Las sobrecargas excesivas provocan un incremento en la temperatura de los aislamientos y en el medio refrigerante lo que a su vez produce deterioros en los aislamientos y fallas subsecuentes.

Un corto circuito externo en el transformador sólo es limitado por la impedancia del transformador, si la impedancia es pequeña, la corriente de corto circuito puede resultar excesiva y producir daños al transformador por esfuerzos mecánicos debidos a los esfuerzos magnéticos que originan desplazamientos en la bobinas o fallas en las conexiones.

### 3.2 EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

El estudio de corto circuito es un análisis de suma importancia que no debe quedar fuera del contexto de la protección, en un sistema eléctrico de potencia; debido a su gran valía que nos permite saber lo que podemos esperar y lo que podemos emplear en la protección. Dicha información resulta de gran ayuda para minimizar los efectos de las fallas en la red eléctrica.

El estudio de corto circuito es necesario en los sistemas eléctricos en todas y cada una de sus etapas (desde la generación hasta el consumo). Este estudio nos proporciona información tal que nos permite:

- a) Calcular las corrientes de corto circuitos para diferentes tipos de fallas en distintos puntos de la red, lo que permite especificar los elementos principales de protección como pueden ser las características interruptivas de los elementos de desconexión: interruptores, fusibles y restauradores.
- b) Determinar las potencias de corto circuito para la especificación, selección y coordinación de los dispositivos de protección.
- c) Calcular las corrientes de corto circuito para efectos térmicos y dinámicos usados en el diseño de sistemas de barras, tableros, etc.

Un sistema eléctrico esta constituido por: fuentes productoras de energía, elementos de transformación, líneas de transmisión, redes de distribución y elementos de consumo (cargas). Debido a su comportamiento, los elementos del sistema se pueden dividir en: elementos pasivos y elementos activos como se muestra a continuación:

Elementos activos.	{	-Generadores
		-Convertidores sincronicos
		-Motores sincronicos
		-Motores de inducción.
Elementos pasivos.	{	-Las impedancias de máquinas rotatorias (generadores, convertidores sincronicos, motores sincronicos y de inducción)
		-Las impedancias de las líneas de transmisión, redes de distribución, transformadores, reactores y resistencias limitadoras.

### 3.2.1 REPRESENTACIÓN DE ELEMENTOS.

La información requerida para iniciar el estudio de corto circuito es el diagrama unifilar del sistema por proteger con datos como son: valores de potencias, tensiones e impedancias, siempre que sea posible (ver fig. 3.1).

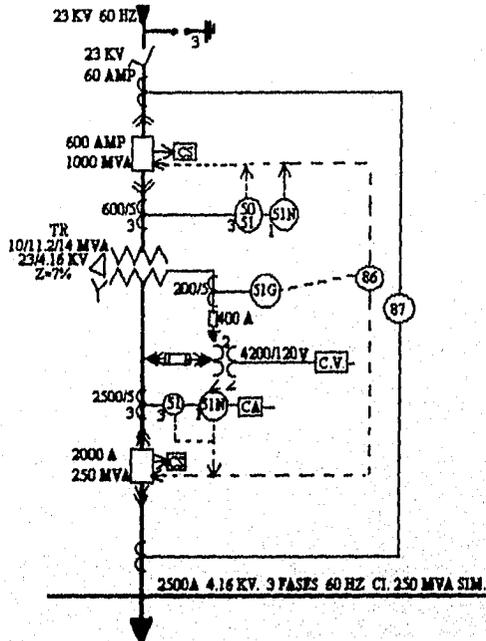


Fig. 3.1 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico.

Por lo regular, las impedancias de los distintos elementos están referidas a sus valores de potencia y tensión base, por lo que es conveniente cambiar estos valores a una base común, en cantidades por unidad; para esto son muy útiles las siguientes expresiones:

La relación existente entre una cantidad expresada en por ciento y otra en por unidad es:

$$Z_{pu} = Z_{\%} / 100 \quad \text{o} \quad Z_{\%} = Z_{pu} \times 100 \quad 3.1$$

donde:  $Z_{\%}$  = Impedancia expresada en por ciento.  
 $Z_{pu}$  = Impedancia expresada en por unidad.

Si una impedancia esta expresada en ohms y se desea pasar a por ciento referida a valores base tenemos que:

$$Z_{pu} = Z \frac{MVA_{base}}{(KV_{base})^2 \times 100} \quad 3.2$$

siendo:  $Z$  = Impedancia expresada en ohms.  
 $MVA_{base}$  = La potencia base en MVA.  
 $KV_{base}$  = El voltaje base en KV

Para referir las impedancias de los diferentes elementos del sistema a una base común se debe considerar que:

a) La potencia base es única y su valor se puede seleccionar en forma arbitraria, pudiendo ser la potencia nominal mayor de los elementos del sistema, la suma de las potencias nominales o alguna cantidad arbitraria.

b) Existen tantas bases de tensión como relaciones de transformación en cada nivel de tensión se tengan en el sistema. Entonces, para el cambio de base tenemos que:

$$Z_2 = Z_1 \frac{MVA_{b2}}{MVA_{b1}} \left( \frac{KV_{b1}}{KV_{b2}} \right)^2 \quad 3.3$$

donde:  $Z_2$  = Impedancia a la base nueva en por ciento o en por unidad.  
 $Z_1$  = Impedancia en su propia base.  
 $MVA_{b2}$  = Potencia base a la que se desea referir las cantidades.  
 $MVA_{b1}$  = Potencia base a la que esta referida  $Z_1$ .  
 $KV_{b1}$  = Tensión base a la que esta referida  $Z_1$ .  
 $KV_{b2}$  = Tensión base a la que se desea referir las cantidades.

### 3.2.2 EL MÉTODO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS.

Uno de los métodos empleados para el estudio de corto circuito es el de las componentes simétricas. Este método, en las fallas desbalanceadas (línea a tierra, línea a línea, dos líneas a tierra), descompone los sistemas de vectores de corrientes o voltajes desbalanceados en sistemas equivalentes constituidos por tres vectores balanceados que se denominan como de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero (ver fig. 3.2).

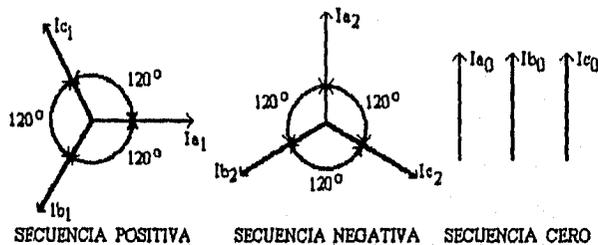


Fig. 3.2 Secuencia positiva, negativa y cero

Las componentes de secuencia positiva consisten en tres fasores de igual magnitud defasados uno del otro por  $120^\circ$  y teniendo la misma secuencia de fases que el sistema original (secuencia abc).

Las componentes de secuencia negativa son tres fasores iguales en magnitud y defasados  $120^\circ$  entre si con una secuencia de fases opuesta al sistema original.

Las componentes de secuencia cero son tres fasores de igual magnitud con defasamiento de cero grados entre si.

Así, cada vector desbalanceado se puede representar en términos de sus componentes simétricas, ejemplo:

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \\
 I_b &= I_{b0} + I_{b1} + I_{b2} \\
 I_c &= I_{c0} + I_{c1} + I_{c2}
 \end{aligned}
 \tag{3.4}$$

Este método hace uso del operador  $a$  el cual causa una rotación de  $120^\circ$  en sentido antihorario. Dicho operador es un numero complejo de magnitud unitaria y ángulo de  $120^\circ$ , es decir:

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0.866
 \tag{3.5}$$

Si el operador  $a$  se aplica a un fador dos veces en forma sucesiva, entonces se gira un ángulo de  $240^\circ$  y tres aplicaciones sucesivas de  $a$  giran el vector  $360^\circ$ , entonces:

$$a \cdot a = a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j0.866
 \tag{3.6}$$

$$a \cdot a \cdot a = a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1
 \tag{3.7}$$

Los componentes simétricos se pueden definir en función de la fase  $a$  como sigue:

$$\begin{aligned} I_{b0} &= I_{a0}, & I_{b1} &= a^2 I_{a1}, & I_{b2} &= a I_{a2}, \\ I_{c0} &= I_{a0}, & I_{c1} &= a I_{a1}, & I_{c2} &= a^2 I_{a2}. \end{aligned} \quad 3.8$$

Finalmente las relaciones se pueden escribir como:

$$\begin{aligned} I_a &= I_0 + I_1 + I_2 \\ I_b &= I_0 + a^2 I_1 + a I_2 \\ I_c &= I_0 + a I_1 + a^2 I_2 \end{aligned} \quad 3.9$$

En cuanto a los valores de las impedancias ordinarias de los equipos eléctricos es importante contar con los establecidos por el fabricante; para las impedancias de secuencia se pueden tomar las siguientes consideraciones para determinarlas:

En las maquinas sincronas, la reactancia de secuencia positiva  $x_1$  puede ser igual a la reactancia subtransitoria  $x''_d$  o a la transitoria  $x'_d$ , dependiendo del tipo de estudio a realizar.

Si es para seleccionar capacidades interruptivas o para estabilidad, entonces:  $x_1 = x''_d$

Si el estudio es para ajuste de relevadores o diseño de redes, entonces:  $x_1 = x'_d$

La reactancia de secuencia negativa  $x_2$  siempre será igual a  $x'_d$  ( $x_2 = x'_d$ ).

La reactancia de secuencia cero  $x_0$  se puede obtener del manual de operación de la maquina, de tablas publicadas en libros, o bien tomar la siguiente aproximación:  $x_0 = .75 x$ .

Para las impedancias de secuencia de los transformadores tenemos que las de secuencia positiva y negativa siempre van a ser iguales a la impedancia ordinaria  $x$  ( $x_1 = x_2 = x$ ).

La impedancia de secuencia cero en los transformadores va a ser igual al infinito o a su impedancia ordinaria dependiendo de la conexión de los devanados del mismo (ver figura 3.3).

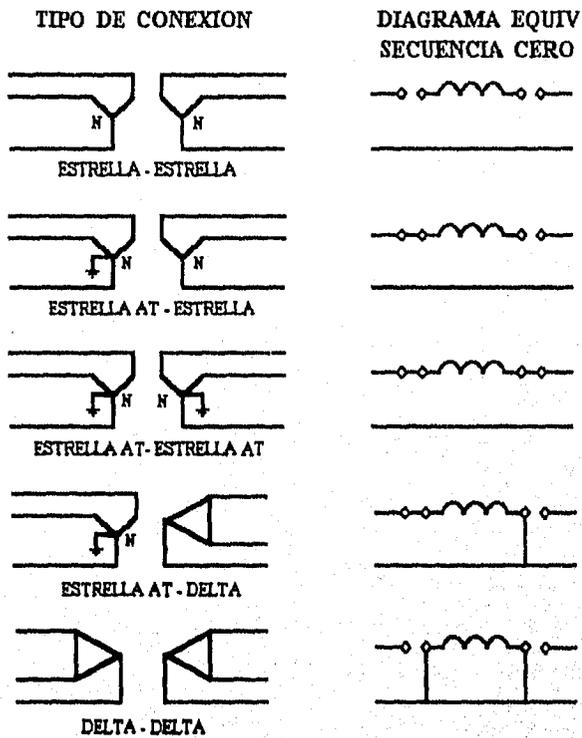


Fig. 3.3 Diagramas equivalentes de secuencia cero para transformadores

Como puede observarse en la figura anterior, para elaborar los diagramas equivalentes de secuencia cero es muy importante tomar en cuenta la conexión de los neutros a tierra, en transformadores y generadores.

### 3.2.3 TIPOS DE FALLAS A ESTUDIAR.

Todo sistema eléctrico de potencia esta expuesto a sufrir diferentes fallas por corto circuito, entre ellas se pueden mencionar las siguientes:

- Falla de línea a tierra (fase a tierra), con un promedio de 85 % ocurrencia.

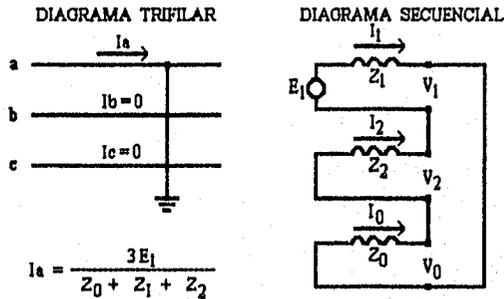


Fig. 3.4 Corriente de falla, línea a tierra.

- Falla de línea a línea (fase a fase), con un promedio de 8% de ocurrencia.

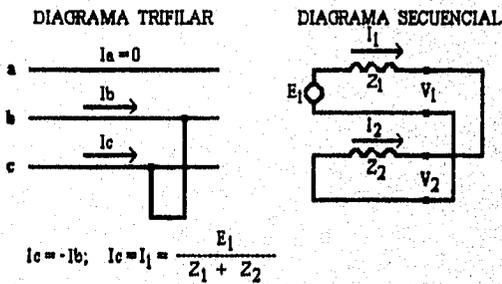


Fig. 3.5 Corriente de falla, línea a línea.

- Falla de dos líneas a tierra, con un promedio de 5% de ocurrencia.

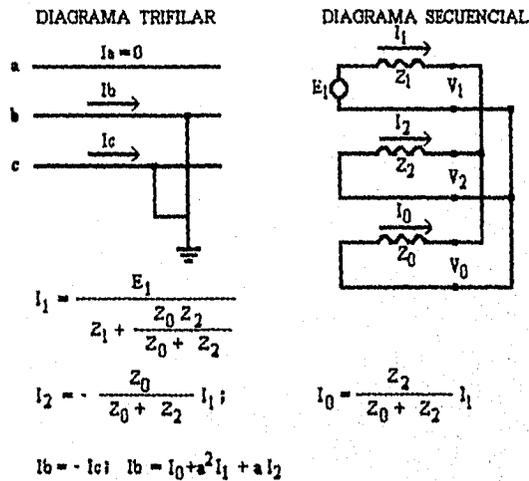


Fig. 3.6 Corriente de falla, dos líneas a tierra

- Falla trifásica, con un promedio de 2% o menos de ocurrencia.

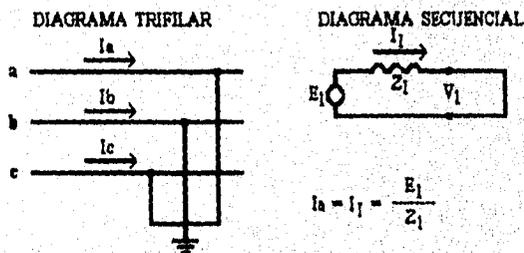


Fig. 3.7 Corriente de falla trifásica.

En una subestación eléctrica normalmente se realizan los estudios de corto circuito por fallas de línea a tierra, por ser la más probable de ocurrir y la trifásica porque es la que puede someter a los equipos, máquinas y/o aparatos a esfuerzos muy severos, además de ser la más sencilla de estudiar, siendo los resultados muy satisfactorios en la aplicación de protecciones.

El procedimiento para realizar un análisis de corto circuito se puede resumir de la siguiente manera:

- 1.- Obtención del diagrama unifilar con los datos de los elementos del sistema.
- 2.- Normalizar unidades mediante valores base.
- 3.- Seleccionar las impedancias de secuencia.
- 4.- Elaborar los diagramas de secuencia.
- 5.- Ubicar el punto y tipo de falla.
- 6.- Calcular las impedancia de Thevenin, mediante circuitos equivalentes.
- 7.- Calcular la corriente de falla.
- 8.- Calcular las corrientes en cada elemento del sistema.
- 9.- Calcular las tensiones en los buses.

### 3.3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.

La protección contra sobrecorriente a transformadores se puede lograr por medio de dos métodos, uno es por medio de fusibles y el otro con relevadores.

La protección por medio de fusibles tiene un bajo costo y es de rápida operación con valores elevados de corriente. Sus principales desventajas son que se conectan por fase, lo que implica una posible interrupción monofásica; su característica tiempo-corriente es fija dificultando la coordinación de las protecciones; en los transformadores conectados en estrella-delta tiene una sensibilidad especial para fallas a tierra en el lado de baja tensión; y se deben reemplazar después de cada operación por lo que no son repetitivos.

Con el uso de relevadores en la protección contra sobrecorriente no es posible una interrupción monofásica ya que de ser necesario envían la señal de disparo a un interruptor; se puede ajustar la característica tiempo-corriente para lograr una buena coordinación entre las protecciones de alto y bajo voltaje; y permiten ejecutar operaciones repetitivas sin necesidad de reemplazo.

Los inconvenientes que tiene el uso de relevadores son su costo pues requieren además de TC e interruptor; también se tienen problemas en la sensibilidad de la protección ya que los relevadores se ajustan para valores sobre la máxima corriente de carga permisible, entonces pueden no responder para algunas fallas internas y tienen una sensibilidad reducida para las fallas a tierra en el lado de bajo voltaje en los transformadores conectados en delta-estrella, por lo tanto al elemento de disparo instantáneo se le debe de restar sensibilidad para prevenir disparos inesperados por fallas en el lado de bajo voltaje o corrientes magnetizantes de inserción.

### 3.3.1 PROTECCION CON FUSIBLES.

El fusible es un elemento que se encarga de interrumpir automáticamente el circuito que protege cuando se presentan condiciones anormales de funcionamiento. Su principio de operación se basa en la fusión de un elemento conductor por efecto Joule.

Los fusibles que se utilizan con mayor frecuencia son los limitadores de corriente y los de expulsión.

El fusible limitador de corriente es un dispositivo sellado y no ventilado, se funde por la circulación de una corriente comprendida entre su capacidad interruptiva, produce un voltaje de arco que excede al del sistema y fuerza a la corriente a un valor cero.

El fusible de expulsión depende de un arco que inicia el proceso de interrupción, éste actúa como un catalizador generando un gas desionizante desde su alojamiento. El arco es extendido por la fuerza de los gases. El arco se elonga lo suficiente para impedir la recirculación de la corriente después de un paso cero.

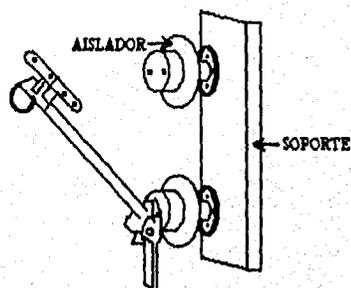


Fig. 3.8 Fusible de expulsión para sistemas de tensión media.

Las especificaciones generales que definen a un fusible son las siguientes (comprendidas en la norma ANSI C37.40):

1.- Rango de corriente: Valor máximo directo o eficaz de c.a. que puede soportar el fusible sin alterar sus características conductivas, sin calentamiento y sin operar, por tiempo indefinido. Se denota como capacidad de conducción continua y puede ser excedida pero en márgenes menores de 30%.

2.- Voltaje nominal o rango de voltaje: Es el valor nominal máximo en c.d. o c.a. (rms), para el cual se designa la operación del fusible, es un valor que no debe ser sobrepasado más allá de las especificaciones dadas por el fabricante.

3.- Capacidad interruptiva: Valor máximo de c.d. o c.a. (rms) que el dispositivo es capaz de interrumpir con seguridad (en circuitos de c.a. se expresa como el valor máximo de la corriente de corto circuito simétrica).

4.- HRC: Esta terminología indica que el fusible tiene alta capacidad de ruptura (generalmente al menos 100 KA para fusibles de bajo voltaje)

5.-  $I^2 t$  . Representa la medida de energía calorífica disipada por un fusible al fundirse o aclarar una falla.

6.- Corriente circulante de pico: Máxima corriente instantánea a través de un fusible limitador de corriente durante el tiempo total de despeje.

7.- Corriente de umbral: Es la magnitud de corriente para la cual el fusible inicia su acción limitadora de corriente.

### 3.3.1.1 CURVA CARACTERISTICA TIEMPO-CORRIENTE.

En la figura 3.9 se muestra la curva de operación tiempo-corriente de un fusible, en ella se nos indica el tiempo que tardara el dispositivo en interrumpir el paso a una determinada corriente.

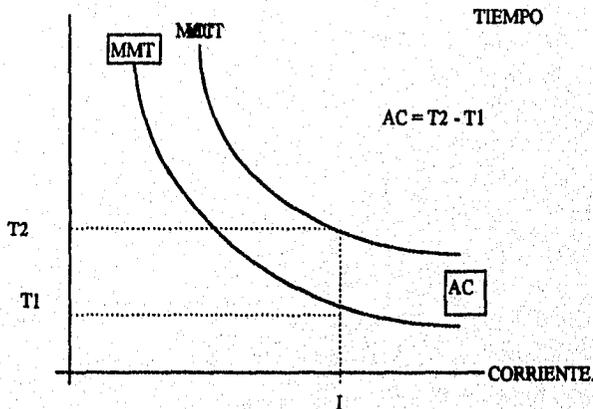


Fig. 3.9 Curva característica tiempo-corriente de un fusible.

En donde:

MMT es tiempo mínimo de fusión, es decir, es el tiempo mínimo que necesita permanecer la corriente de falla en el circuito, para que el fusible empiece a fundirse, esta característica es de tiempo inverso y se le conoce como **CURVA RÁPIDA DEL FUSIBLE**.

MCT es el tiempo máximo de despeje o tiempo máximo que el fusible requerirá para despejar o aclarar completamente una falla. A esta curva se le conoce como CURVA LENTA.

AC es el tiempo de arqueo o tiempo que requiere el fusible desde que empieza a fundirse hasta que aclara completamente la falla (deja de conducir).

Para efectuar la coordinación de las protecciones con fusibles se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones (según la norma NEMA SG-2)

1.- La curva MMT debe ser capaz de soportar la corriente de carga máxima sin calentarse ni modificar sus propiedades.

2.- Para coordinar tiempos de operación, debe utilizarse la frontera inferior de la cascada, la curva rápida MMT, y para elementos en la cascada superior, la curva lenta MCT.

3.- La falla no es liberada hasta que transcurre como mínimo en tiempo MCT.

4.- La curva más lenta (aclaramiento total) de cualquier dispositivo debe quedar por debajo de un curva representativa del 75% de la curva MMT del fusible aplicado.

5.- La curva MCT (TCT) debe quedar por debajo de la curva representativa del 75% de la curva rápida MMT de cualquier dispositivo localizado superiormente en la cascada.

### 3.3.2 PROTECCION CON RELEVADORES.

La protección contra sobrecorriente se emplea, para la protección contra fallas en transformadores que tienen interruptores de circuito, sólo cuando no se puede justificar el costo de la protección diferencial.

Para la aplicación de relevadores en la protección de transformadores, los valores mínimos de corrientes de disparo se deben especificar de acuerdo con los siguientes criterios:

1.- Transformadores enfriados por aceite o askarel:

$$I_{DISPARO} = 2.5 ( I_{PLACA} )$$

2.- Transformadores tipo seco:

$$I_D = 1.25 ( I_P )$$

3.- Transformadores con aceite o askarel pero impedancia menor del 6%

$$I_D = 6 ( I_P )$$

4.- Transformadores con aceite o askarel con impedancia entre 6 y 10%

$$I_D = 4 ( I_P )$$

En la fig. 3.10 se puede observar un esquema típico de protección contra sobrecorriente en transformadores:

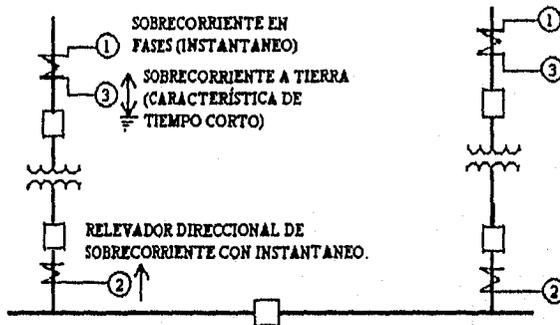


Fig. 3.10 Diagrama de protección contra sobrecorriente.

En el diagrama podemos observar que la protección está formada por: la protección de sobrecorriente en las fases, la de sobrecorriente a tierra y la diferencial instantánea.

La protección de sobrecorriente en las fases se logra con el uso de relevadores de sobrecorriente-tiempo instantáneos (1), se recomienda instalar en el lado de alta tensión, se requiere un elemento de retraso de tiempo y la corriente de disparo instantáneo debe tener un margen de 15 % para prevenir errores en los TC.

La operación del relevador debe ser selectiva para coordinarse con los relevadores de baja tensión para fallas de fase a fase, es decir, con los relevadores direccionales y con los timers asociados con los interruptores en el bus de baja tensión.

En el lado de alta tensión también se encuentra la protección de sobrecorriente a tierra (3), cuya característica no es direccional, incluye un elemento de retraso de tiempo y su disparo es instantáneo.

Por otra parte, la protección en baja tensión está compuesta por el relevador direccional de sobrecorriente-tiempo instantáneo (2).

Para lograr la protección de una subestación de media tensión se puede aplicar el esquema mostrado en la fig. 3.11, en donde los relevadores de sobrecorriente para la protección contra corto circuito proporcionan también la protección de respaldo contra falla externa.

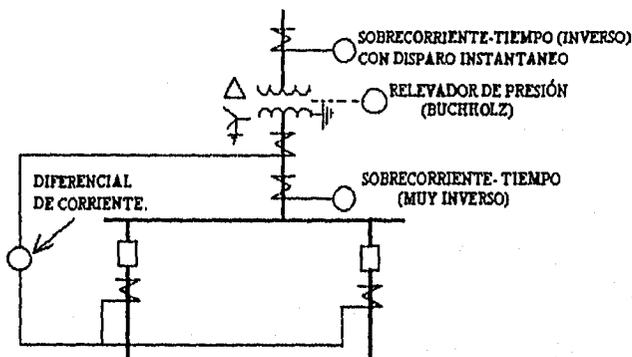


Fig. 3.11 Esquema típico para protección de una subestación de media tensión.

### 3.4 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA.

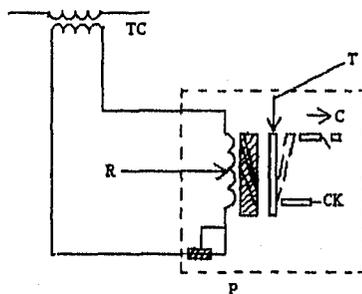
La protección contra sobrecarga generalmente se lleva a cabo por medio de la aplicación del relevador llamado de IMAGEN TÉRMICA.

Las corrientes de sobrecarga y corto circuito producen efectos térmicos y dinámicos a los equipos que intervienen en un sistema eléctrico. El principio de operación de la protección se basa en la deformación de una lámina bimetálica y el cierre de un contacto, es decir, una sobrecarga o corriente de cortocircuito es detectada por el relevador como acumulación de calor por efecto Joule.

Cuando en la protección no son consideradas las condiciones ambientales y climatológicas, puede accionarse la misma sin ser requerida, por lo tanto la protección debe cumplir con ciertos requerimientos operacionales como son:

- 1.- Adecuar la capacidad térmica del relevador a la de la máquina. (curva T-I iguales).
- 2.- Introducir dispositivos de compensación para corregir los brincos o variaciones bruscas de temperaturas en los casos de instalación de las máquinas eléctricas y los relevadores en ambientes distintos.
- 3.- Corregir la relación de transformación de los TC de manera tal que la corriente que circule por ellos este en fase y de acuerdo a la que circula por la máquina (para el caso donde las máquinas estén instaladas en ambientes cambiantes, intemperie).

En la figura 3.12 se muestran las partes funcionales de la protección de imagen térmica:



3.12 Protección contra sobrecarga.

La resistencia R transmite el calor producido por la corriente secundaria del TC de la máquina y debe tener una constante térmica tan próxima a la de la máquina como sea posible. La masa metálica T permite acumular el calor por un tiempo relativamente largo y transmitirlo a la lámina l. El sistema H está constituido por una cámara termostática, de manera que limite hasta donde sea posible los cambios de temperatura con el exterior.

Cuando R y T se recalientan, la protección tiende a alcanzar valores sucesivos de etapas de equilibrio térmico con tiempos de intervención que son:

- a) La temperatura ambiente
- b) Sobrecorriente
- c) Duración de la sobrecorriente.
- d) Características constructivas del dispositivo de protección.

### 3.5 PROTECCIÓN POR MEDIO DEL RELEVADOR BUCHHOLZ.

La protección por medio del relevador Buchholz sólo se aplica a los transformadores que emplean aceite como medio refrigerante y cuentan con tanque conservador (deposito de expansión).

El relevador Buchholz se instala entre el tanque principal y el tanque conservador, ya que trabaja por flujo de aceite o gases y es de operación mecánica (ver fig. 3.13).

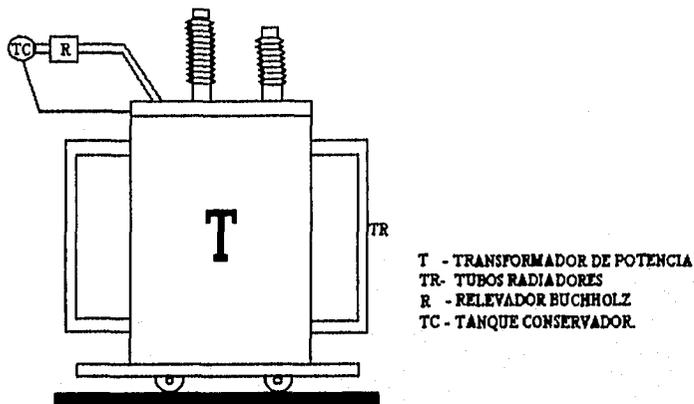


Fig. 3.13 Transformador de potencia con proteccion por relevador Buchholz.

La acción del relevador Buchholz esta basada en el hecho de que cualquier falla que se origine en el interior de un transformador de potencia está precedida por otros fenómenos a veces no perceptibles pero que a la larga pueden dañar a el transformador, por lo que es importante detectar las fallas incipientes y enviar señales de alarma acústica o bien óptica, sin que sea necesario desconectar de inmediato el transformador.

A continuación, en la fig. 3.14, se muestra un esquema de un relevador Buchholz donde se muestran sus partes principales:

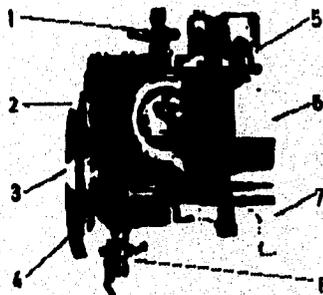


Fig. 3.14 Corte parcial de un Relé BUCHHOLZ

- 1.- Llave de evacuación de los gases, que puede servir para el control de alarma y desconexión.
- 2.- Flotador de alarma
- 3.- Mirilla graduada de vidrio
- 4.- Brida de unión al transformador.
- 5.- Agujeros roscados para circuitos controlados

- 6.- Flotadores de desconexión
- 7.- Brida de unión al deposito conservador de aceite
- 8.- Llave de vaciado, que puede servir para el control de desconexión.

El relevador lleva dos flotadores (fig. 3.15), uno de alarma, y otro de desconexión, y un receptáculo de captación de los gases contenidos en el aceite. Cada flotador opera mecánicamente un contacto que esta intercalado dentro del circuito de disparo de interrupción o alarmas de la misma manera que los relevadores electromecánicos.

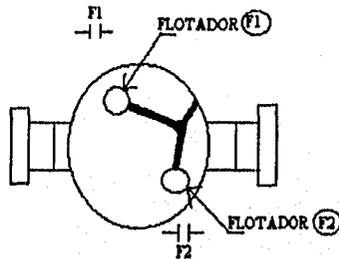


Fig. 3.15 Corte parcial del relevador Buchholz, flotadores.

Una válvula de purga permite recoger el gas acumulado como elemento de juicio de la importancia del defecto y su eventual agravación; la cantidad de gas recogido en un tiempo dado, es función de estos dos factores.

La posición del flotador de alarma, depende del nivel de aceite en el receptáculo, siendo este nivel función de la presión de los gases que contiene el aceite. El flotador de desconexión depende de la velocidad del caudal de aceite y de gas que circula desde el transformador al deposito conservador. Para una determinada posición de los flotadores previamente fijada, básculan los contactos de mercurio, uno para cada flotador que aseguran la puesta en marcha de la alarma y de la protección.

### 3.5.1 DETECCIÓN DE FALLAS POR EL RELEVADOR BUCHHOLZ.

Las fallas mas importantes que pueden ser detectadas por el relevador Buchholz son las siguientes:

1.- **Falla en las conexiones internas.** Cuando se llega a producir una discontinuidad eléctrica en cualquier parte de los devanados se presenta un arco eléctrico que puede alargarse y transmitirse a otras partes de los devanados pudiendo provocar un corto circuito severo que dañe al transformador. El arco eléctrico inicial, en presencia del aceite refrigerante, produce gases que se manifiestan como humos y que hacen operar al relevador.

2.- **Falla por sobrecarga.** Cuando se produce una sobrecarga brusca o un corto circuito, se eleva la temperatura de las capas interiores de los devanados hacia el exterior de tal manera que el aceite, que está en contacto con las bobinas, se volatiliza y se descompone; los gases producto de la descomposición circulan hacia el exterior de los devanados formando burbujas que desplazan una cantidad equivalente de aceite y provocan una fuerte circulación que detecta el relevador.

3.- **Deficiencias en la construcción del transformador o corto circuito en el núcleo.** El núcleo puede sufrir pequeñas deformaciones que aumentan considerablemente las corrientes circulantes las cuales a su vez producen un incremento en la temperatura y la producción de gases que deben ser detectados por la protección Buchholz.

4.- **Falla en los aislamientos.** Una falla de aislamiento a tierra se traduce en un corto circuito de fase a tierra con presencia de un arco eléctrico que descompone y volatiliza el aceite, produciéndose una circulación de aceite por las burbujas de gas en el interior del transformador que debe ser detectada. Este tipo de fallas son producidas por sobretensiones atmosféricas o por maniobras de interruptores, por lo tanto es necesario considerar la implementación de una protección contra sobretensiones.

5.- **Descomposición química del aceite.** Esta descomposición, causada por una baja calidad del aceite o por sobrecargas continuas, producirá gases que de ser excesivos serán detectados por el relevador Buchholz.

En el esquema de la fig. 3.16, se muestra la aplicación del relevador Buchholz:

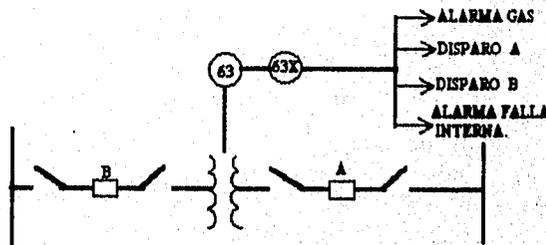


Fig. 3.16 Esquema de protección a un transformador con el relevador Buchholz.

Con el empleo de estos relevadores diferenciales Buchholz se provee un esquema confiable a fallas internas del transformador pudiéndose detectar fallas incipientes antes de que estas fallas se hagan francas.

### 3.6 PROTECCIÓN DIFERENCIAL A TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

La protección diferencial es una de las más eficientes y versátiles, ya que con esta se puede proteger cualquier elemento de un sistema de potencia. Sus aplicaciones principales las tiene en las líneas de transmisión, generadores, barras colectoras y transformadores de potencia. El principio de operación de esta protección consiste básicamente en que cualquier desviación de los valores de intensidad de corriente en los extremos de entrada y salida de la zona protegida indica una falla en esta parte, de manera que se envía una señal de disparo a un interruptor.

Un relevador diferencial, para transformadores, no debe operar en fallas externas solo debe hacerlo para fallas internas bastante severas.

Esta protección es contra fallas internas de fase a fase o fase a tierra, es aplicable a transformadores de potencia del orden de 5 MVA o mayores; también es conocida como "protección Merz-Price".

Por lo general la protección diferencial de los transformadores de potencia esta basada en el uso de relevadores del tipo electromagnético, de eje balanceado o brazo móvil en equilibrio, que son muy sensibles a las corrientes de operación por lo que se les provee de una bobina de restricción como se muestra en la fig. 3.17.

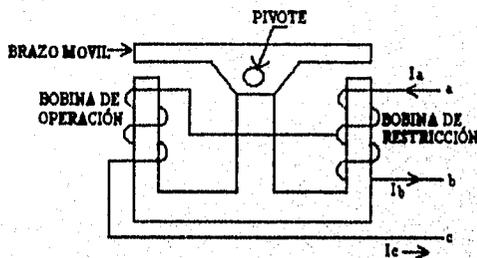


Fig. 3.17 Relevador electromagnético tipo brazo móvil con bobina de restricción.

#### 3.6.1 CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES.

Al implementar la protección diferencial a un transformador se debe hacer algunas compensaciones o correcciones para lograr un adecuado funcionamiento. A continuación se enumeran las consideraciones que se deben tomar:

a) En la relación de transformación: Las corrientes nominales del transformador en los lados primario y secundario usualmente difieren en la relación inversa de los correspondientes voltajes. La corriente primaria de los transformadores de corriente deberán ser seleccionadas de tal manera que cubran esta relación de transformación.

b) En la conexión de los transformadores: Si la conexión del transformador es estrella/delta, las correspondientes corrientes de transformación estarán defasadas  $30^\circ$ , este hecho debe ser corregido en las conexiones del lado secundario de los transformadores de corriente.

Adicionalmente, en las conexiones delta no se tiene circulación de corrientes de secuencia cero por no tener punto de referencia a tierra. Si se desea eliminar dicha corriente, del lado de la estrella, se deben conectar los TC en delta. De no ser así, entonces los TC en el lado de alta se deben conectar a tierra.

Como regla general, y en términos de los dos inconvenientes descritos, si el transformador esta conectado en estrella/delta, los TC deberán estarlo en delta/estrella.

c) En el cambiador de derivaciones: Si el transformador tiene un rango de derivaciones, esto debe ser considerado por el esquema diferencial, dado que si las corrientes han sido ajustadas para balancearse en términos de la relación de transformación, una variación en esta, creará un desbalance proporcional en la relación de corrientes.

En este problema no es posible compensar con los transformadores de corriente por lo que será necesario utilizar relevadores de polaridad, que son los más adecuados para la protección de los transformadores con relación variable.

d) Por la corriente de magnetización (inrush): Cuando un transformador se energiza inicialmente tomará más corriente primaria que la que entrega en el lado secundario, esto podría aparecer como una falla interna para la protección diferencial. Los valores pico de las corrientes magnetizantes de inserción pueden ser del orden de 8 a 10 veces el valor pico de la corriente a plena carga, para evitar complicaciones se puede añadir un retraso de tiempo lo suficientemente largo a la acción del relevador diferencial (87) para que la corriente magnetizante descienda antes de que opere.

Además, el relevador debe contar con una bobina de restricción, como ya se menciono anteriormente, para filtrar y eliminar el contenido armónico de la corriente que pasa por el circuito de operación.

### **3.7 RECOMENDACIONES PARA LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES.**

En la protección de los transformadores se pueden utilizar diferentes dispositivos ya sea en forma individual o en combinaciones, para determinar la protección apropiada es necesario tomar en cuenta el costo de la protección y algunos factores concernientes con el transformador y su localización en el sistema, algunos de estos factores son los siguientes:

1.- El tamaño. Dependiendo del tamaño de transformador (capacidad en KVA) se puede tomar como guía general lo siguiente:

a) En transformadores de hasta 2500 KVA la mayoría de los casos se pueden proteger solo con fusibles.

b) En transformadores de 2500 a 5000 KVA se pueden utilizar fusibles para la protección contra sobrecorrientes y es deseable el uso de relevadores desde el punto de vista de sensibilidad y coordinación con otros elementos de protección en el sistema tanto en el lado de alto voltaje como en el de bajo voltaje del transformador.

c) Para transformadores de 5000 a 10000 KVA se recomienda la protección diferencial al menos con relevadores de inducción.

d) En transformadores de 10000 KVA y superiores es necesaria la protección diferencial, relevadores de presión y/o temperatura y una adecuada coordinación con el resto de los elementos de protección del sistema.

2.- Localización y función en el sistema. Dependiendo de la función que desempeñe y de su localización en el sistema, la decisión del tipo de protección que se debe adoptar para el transformador estará afectada por:

a) Si el transformador forma parte importante de toda la red y además su localización en el sistema esta sujeto al estudio de los problemas de estabilidad, entonces se deberá implementar una doble protección diferencial y también se usaran relevadores de presión y de temperatura.

b) Si el transformador es del tipo reductor es posible que una protección diferencial reforzada con relevadores de sobrecorriente sea suficiente.

c) Cuando el transformador este cercano a una fuente de generación, como puede ser en el caso de un transformador elevador en una central generadora, requerirá de una protección diferencial con alta restricción de armónicas debido al problema de las corrientes magnetizantes de inserción, además de los relevadores de presión y temperatura.

3.- Tensión de operación. En términos generales se puede afirmar que a mayor tensión de operación se requiere de una mejor protección ya que es importante detectar y eliminar las fallas con un mínimo de retraso y con un máximo de seguridad.

## 4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

El estudio de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico, consiste en un análisis organizado de las características tiempo-corriente de todos los dispositivos de protección conectados en serie desde el punto físico de su ubicación, hasta la fuente o soporte de voltaje. Este estudio es una comparación del tiempo que requiere para operar cada dispositivo bajo condiciones normales o anormales y con ello, garantizar una secuencia adecuada de operación.

El objetivo del estudio de coordinación, es determinar las características, gamas y ajustes de los dispositivos de protección, los cuales garantizarán que un mínimo de elementos no fallados, dejarán de alimentarse cuando dichos dispositivos aislen una falla o sobrecarga en cualquier punto del sistema. Al mismo tiempo, los dispositivos y ajustes seleccionados, deben brindar una protección satisfactoria contra sobrecargas e interrumpir las fallas tan rápido como sea posible.

### 4.1 CARACTERÍSTICAS DE UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN.

Un esquema de protección bien implementado debe cumplir con ciertas características funcionales como son: confiabilidad, rapidez, selectividad, economía y simplicidad. Así, el papel del estudio de coordinación es reforzar dichas cualidades de las protecciones.

a) **CONFIABILIDAD.** En un sistema eléctrico bien diseñado no deberían intervenir las protecciones por mucho tiempo, por lo que se deben implementar de manera que operen con bastante precisión y seguridad cuando sea requerido. Es importante apuntar que una falla también puede ocurrir por defectos de los dispositivos de protección, es decir, todos los elementos que intervienen en el sistema son una fuente potencial de falla. Por esto, en la coordinación de protecciones se deben prever todas las posibles fallas reduciendo así el riesgo al mínimo.

b) **RAPIDEZ.** Como ya se menciona, las protecciones deben operar rápidamente para minimizar los daños al sistema y además se debe buscar aislar al mínimo de elementos posibles. Con esto se procura evitar someter a los equipos a esfuerzos electrodinámicos excesivos, elevaciones severas de temperatura y daños producidos por conducir corrientes anormales por largo tiempo y soportar caídas de tensión excesivas.

c) **SELECTIVIDAD.** Para lograr que las protecciones de un sistema eléctrico sean selectivas se debe determinar con gran precisión el nivel de corriente para el cual operaran cada uno de los dispositivos implementados. La selectividad esta relacionada con la velocidad de operación de las protecciones ya que en algunos casos, como corto circuitos, se requiere que operen tan rápido como sea posible y en otras ocasiones, como en arranque de motores con presencia de altas corrientes o transformadores con corrientes magnetizantes, es deseable disponer de dispositivos con características de protección para tiempos mayores.

d) **ECONOMÍA.** El propósito de la protección es dar seguridad de operación en los dispositivos, para lograrlo se debe invertir cierta cantidad de dinero, la cual no debe exceder al 5% del total de la inversión del sistema bajo estudio.

e) **SIMPLICIDAD.** Es deseable utilizar el mínimo de equipo y alambrear de la manera mas sencilla.

#### 4.2 ELEMENTOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN.

Para realizar un estudio de coordinación es imprescindible contar con el diagrama unifilar del sistema o de la porción del mismo (ver fig. 4.1), también es importante tener las curvas características tiempo-corriente del fabricante de los dispositivos de protección.

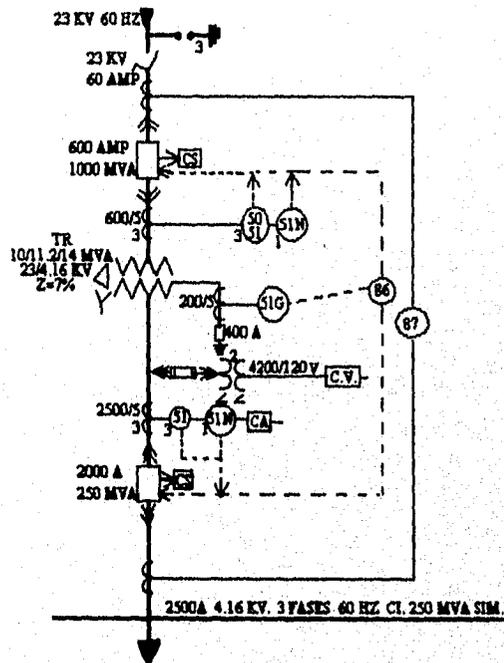


Fig. 4.1 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico.

La información que debe contener el diagrama unifilar es la siguiente:

- 1) Potencia aparente.
- 2) Relación de transformación.
- 3) Impedancia de transformadores.
- 4) Conexiones de transformadores.
- 5) Condiciones de operación normales y de emergencia de los interruptores.
- 6) Datos de placa, reactancias subtransitorias y transitorias, de las maquinas rotatorias, y reactancias sincronicas de generadores.
- 7) Configuraciones, tamaños y tipo de conductores que forman la red.
- 8) Relaciones de transformación, ubicación y especificaciones de los transformadores de instrumento asociados al equipo de protección.
- 9) Características generales del equipo de protección, como capacidad de fusibles, marca, tipo y ajuste de relevadores.

Dentro del estudio de coordinación no cabe duda que existe una gran variedad de aspectos a considerar, tanto teóricos como prácticos, pero sin duda alguna el más importante es la corriente, de ahí que en dicho estudio las corrientes de mayor importancia con que se debe contar son:

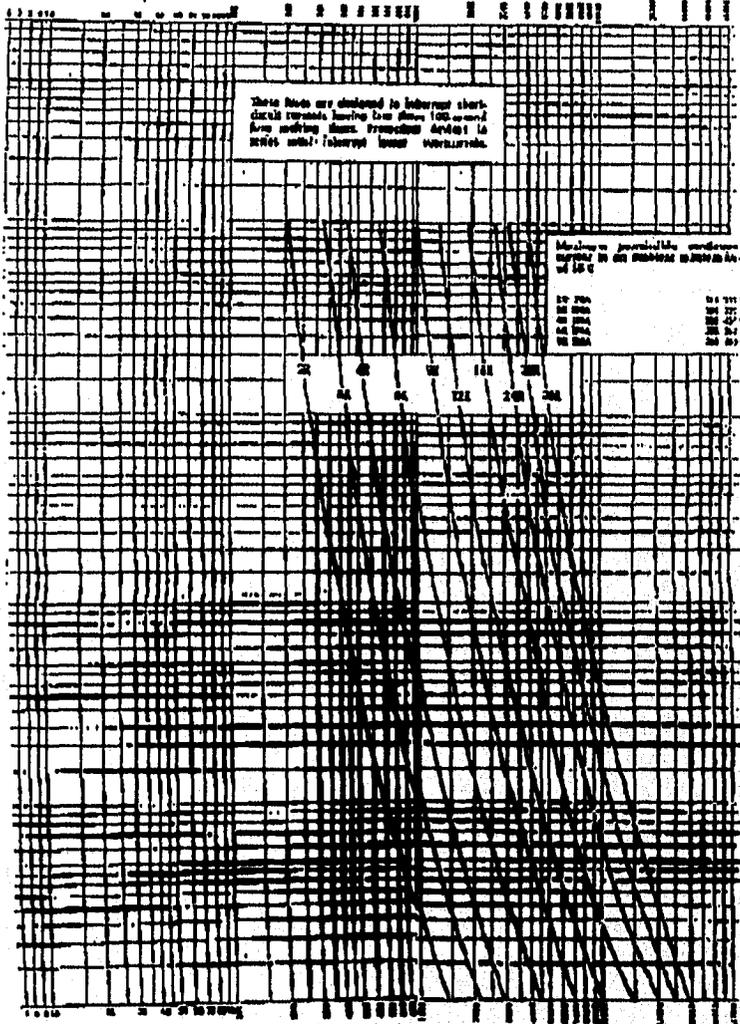
- Corrientes momentáneas de corto circuito trifásico.
- Corrientes interruptivas de corto circuito trifásico.
- Corrientes de corto circuito trifásico para relevadores con retardo de tiempo.
- Corrientes de corto circuito de línea a tierra.

Las corrientes momentáneas se emplean para determinar los valores de respuesta de los relevadores con ajuste instantáneo y de los dispositivos con disparo de acción directa. Así como para verificar la capacidad momentánea de interruptores, fusibles, desconectores y reactores.

Las corrientes interruptivas sirven para verificar la capacidad de interrupción a la cual están sujetos los cables e interruptores.

Las corrientes para dispositivos con retardo de tiempo sirven, para determinar el valor en el que se terminarán de graficar las curvas de coordinación. Con respecto a este valor deben establecerse y verificarse los márgenes de coordinación.

CURRENT IN AMPERES.



These fuses are designed to interrupt short-circuit currents having time delay (I<sup>2</sup>t) curves. Any melting time. Provision should be made with interrupting time characteristics.

Maximum permitted overcurrent in an ampere maximum of 150%

100	100
150	150
200	200
250	250
300	300
350	350
400	400
450	450
500	500
550	550
600	600
650	650
700	700
750	750
800	800
850	850
900	900
950	950
1000	1000

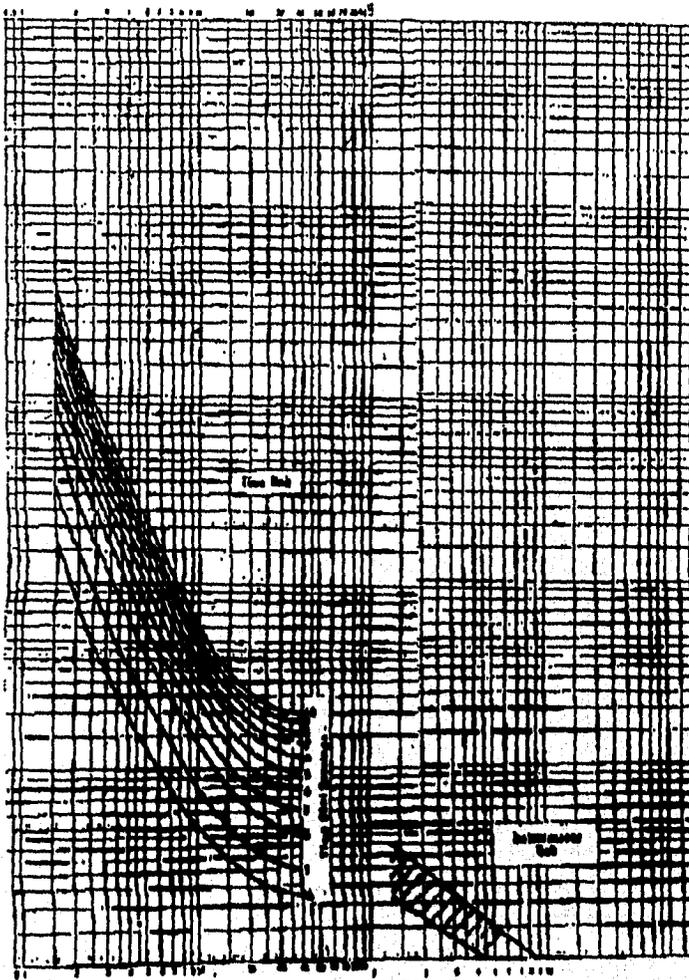
CURRENT IN AMPERES

GENERAL ELECTRIC

CURRENT-LIMITING POWER FUSE  
EJ-2 2.4 Y 4.0 KV

65E-6107A  
EJ-2 2.4 Y 4.0 KV

MULTIPLES OF PICK-UP SETTING



MULTIPLES OF PICK-UP SETTING

**VEBAL ELECTRIC**  
 Relay (Type)  
 100 100  
 10 10  
 1 1  
 0.1 0.1

**TIME OVER CURRENT RELAY  
 MC 77 RELAY**

Instantaneous Inverse Breaked Type  
 Time-Current Curve  
 Other relays not depicted due to space limitations

**ESI-7000 3**  
 Series  
 Full Size Type  
 MADE IN U.S.A.  
 ELECTRIC

### 4.3 SELECCIÓN, CAPACIDAD Y AJUSTE DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

Como ya se menciono anteriormente, el transformador de potencia puede ser protegido contra todo tipo de fallas (eléctricas, flujo, temperatura, etc.), pero sólo los dispositivos de protección contra sobrecorriente son los que intervienen en un estudio de coordinación: fusibles, interruptores, relevadores de sobrecorriente. Existen sin embargo gran número de dispositivos que protegen al transformador como son: relevadores diferenciales, relevadores de presión, etc., pero estos no intervienen en un estudio de coordinación.

La selección, capacidad y ajuste de los dispositivos de protección del transformador puede ser determinada siguiendo las siguientes recomendaciones:

1) Los dispositivos de protección del primario no deben operar si: por un transformador tipo seco circula toda la corriente de carga o por un transformador enfriado por circulación forzada de aire, circula la corriente de plena carga y tampoco deben operar bajo condiciones de sobrecarga permitida. Estas condiciones se fundamentan en la norma ANSI C57.92-1962 y C57.96-1959.

2) Los dispositivos de protección no operarán si se presenta la corriente de magnetización del transformador. Si la magnitud de esta corriente no es conocida, se asumirá que es de 12 veces la corriente a plena carga del transformador considerándolo como tipo seco, y su duración es invariablemente de 0.1 segundos.

En lo posible los dispositivos de protección en el primario de los transformadores se deben coordinar con las protecciones del lado de la fuente y con las del lado de baja tensión del transformador.

Algunas veces no es posible coordinar con las protecciones de baja tensión, si este es el caso que se presenta, debemos considerar en primer término la seguridad del transformador y posteriormente considerar la coordinación con los dispositivos del secundario. Sin embargo, es muy frecuente poder escoger o ajustar los dispositivos de protección en el secundario de manera tal que permitan una apropiada coordinación sin comprometer los requerimientos de seguridad del transformador.

#### 4.3.1 TRANSFORMADORES CON TENSIÓN SUPERIOR A 600 VOLTS.

A continuación se presentan las consideraciones contenidas en la norma NEC 450 para la selección, ajuste y coordinación de las protecciones de transformadores con tensión sobre los 600 volts. Aquí se utiliza la palabra transformador para denotar a un transformador, a un banco de transformadores, o bien dos o tres transformadores monofásicos operando conectados entre si.

1.- Cada transformador con tensión mayor a los 600 volts deberá ser protegido por un dispositivo de protección de manera individual en el primario. Cuando se utilicen fusibles su capacidad en corriente no deberá exceder un 250% de la corriente esperada en el primario del transformador. Si se utilizan interruptores deberán ser ajustados a no más del 300% de la corriente esperada en el primario.

Excepción 1: Donde el 250% de la corriente esperada en el primario del transformador no corresponda a un tamaño estándar de fusible, el tamaño inmediato superior deberá ser utilizado.

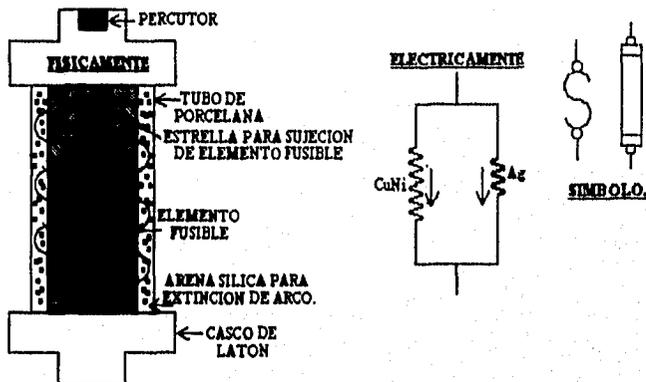


Fig. 4.2. Fusible de alta potencia para Tensión media.

Excepción 2: Para transformadores con tensión arriba de los 600 V que tengan dispositivos de protección contra sobrecorriente en el secundario. Estos dispositivos deberán ser ajustados a valores que no excedan los valores de la tabla 4.1

Tabla 4.1 Máximo ajuste para los dispositivos protectores en transformadores de 600 V con protección primaria y secundaria.

PRIMARIO			SECUNDARIO		
Mayor a 600 V			600 V o menores		
Impedancia del transformador	Interruptor	Fusible	Interruptor	Fusible	Interruptor o Fusible
No más de 6 %	600 %	300 %	300 %	250 %	125 %
Más de 6 % menor de 10 %	400 %	300 %	250 %	225 %	125 %

#### 4.3.2 TRANSFORMADORES CON TENSIÓN DE 600 VOLTS O MENORES.

Las consideraciones más importantes para la selección, ajuste y coordinación de protecciones en un transformador con tensión inferior a los 600 volts son las siguientes:

1.- Todo transformador de 600 V o menores deberá ser protegido en el primario por dispositivos de protección de sobrecorriente individuales, y estos deberán ser ajustados a no más de 125% de la corriente esperada en el primario del transformador.

Excepción 1: Cuando se tengan transformadores con corrientes en el primario de 9 A., puesto que para esta corriente de 125% no corresponde a ningún tamaño ni de fusible ni de interruptor, se permite utilizar el tamaño inmediato superior. Para transformadores de corriente primaria de menos de 9 A., se permite ajustar los dispositivos de protección a no más de 167% del valor de la corriente en el primario. Finalmente, en transformadores con una corriente primaria de 2 A. o menos se permite un ajuste de 300% en los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

Excepción 2: No se requerirá un dispositivo individual para la protección en el primario del transformador siempre que la sección donde se encuentre conectado el primario este protegida por dispositivos contra sobrecorriente.

2- Para transformadores de 600 V o menos con protección contra sobrecorriente en el secundario ajustados a no más de un 125% de la corriente en el secundario no requieren de un dispositivo individual en el primario del transformador, siempre que haya un dispositivo en la sección donde se encuentra el primario del transformador ajustado a no más de 250% del valor de la corriente primaria del transformador.

Para transformadores de 600 V o menos, equipados por el fabricante con protección térmica contra sobrecarga y dispositivos de interrupción de la corriente primaria, no requieren de un dispositivo de protección individual de sobrecorriente en el lado primario, si el dispositivo protector del alimentador primario está ajustado a un valor no mayor de 6 veces la corriente primaria del transformador para transformadores que no tengan más de 6% de impedancia, y no más de 4 veces la corriente primaria para transformadores que tengan una impedancia entre 6 y 10%.

Excepción. En transformadores cuya corriente en el secundario es de 9 A. o bien el 125% de esta corriente no alcanza una capacidad de fusible o interruptor, se permite utilizar la capacidad inmediata superior. En caso de que la corriente del secundario sea menor de 9 A., se permite ajustar el dispositivo a 167% de la corriente en el secundario.

### 4.3.3 CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO DE LOS TRANSFORMADORES

Todos los transformadores deben ser capaces de soportar los daños causados por los esfuerzos mecánicos y térmicos que se presentan durante un cortocircuito en las terminales externas de los devanados en los que se presenta una tensión.

En la norma ANSI C37.12.00-1973, se establece la capacidad de corto circuito y el tiempo que pueden soportar los transformadores tipo seco:

1.- La magnitud de la corriente RMS simétrica que circule por cualquier devanado del transformador no deberá ser mayor que 25 veces la corriente nominal del transformador.

2.- La duración del corto circuito deberá ser limitada, dependiendo de la magnitud del mismo (ver tabla 4.2).

Tabla 4.2 Duración de un corto circuito permisible en función de la corriente simétrica.

Corriente RMS simétrica en cualquier devanado	Periodo de tiempo en segundos
25 veces la corriente nominal	2
20 veces la corriente nominal	3
16.6 veces la corriente nominal	4
14.3 veces la corriente nominal	5

#### 4.2.3.1 CATEGORÍA DE LOS TRANSFORMADORES (ANSI).

La categoría de los transformadores es un punto de suma importancia en el estudio de coordinación, puesto que los valores y capacidades de cada uno de los transformadores a que se aplique el estudio esta relacionado con los valores que derivarán del análisis. Los valores nos permiten conocer datos como la corriente de corto circuito simétrica, etc.

Tabla 4.3 Categorías de los transformadores

Categoría	KVA monofásicos	KVA trifásicos
1	5 a 500	15 a 500
2	501 a 1667	501 a 5000
3	1668 a 10000	5001 a 30000
4	mayores a 10000	mayores a 30000

Para determinar la duración permisible del corto circuito tenemos que:

Para los transformadores de la categoría 1 y transformadores de distribución la duración de la corriente de corto circuito permisible se calculara según la formula:

$$t = \frac{KVA \times f}{I_{cc}^2} \quad 4.1$$

Donde t es la duración en ciclos, f es la frecuencia en Hertz, la I es la corriente de corto circuito simétrica en veces de la corriente nominal del transformador.

Para las categorías 2, 3 y 4 la duración de la corriente de corto circuito es limitada en 2 segundos o menos.

Cuando se tiene un circuito con características de recierre, los transformadores en todas las categorías deberán ser capaces de soportar los corto circuitos que presentan sucesivamente por las maniobras cuando se presenta una falla de característica permanente, sin que los transformadores disminuyan su temperatura a la temperatura normal de operación entre recierre y recierres; siempre y cuando la duración de todos los recierres juntos no exceda los límites de corto circuito definidos anteriormente.

Para determinar la magnitud de la corriente de corto circuito tenemos:

**CATEGORÍA 1:** La corriente de corto circuito simétrica deberá ser calculada utilizando únicamente la impedancia del transformador siempre que la magnitud máxima de la corriente simétrica no exceda los valores listados en la tabla 4.4.

**CATEGORÍA 2:** La corriente de corto circuito simétrica se calculara utilizando la impedancia del transformador únicamente:

$$KVAcc = \frac{KVA}{Z\%}; \quad I_{cc} = \frac{KVA \times 100}{Es \times \sqrt{3}} \quad 4.2$$

**CATEGORÍA 3 Y 4:** En estas categorías la corriente de corto circuito simétrica será calculada utilizando la impedancia del transformador más el sistema de impedancia especificado por el fabricante.

Tabla 4.4 Capacidad de corto circuito en transformadores de distribución.

Transformadores mono fasicos KVA	Transformadores trifasicos KVA	Capacidad que puede soportar en p.u. de la corriente base.
5-25	15-75	40
37.5-100	112.5-300	35
167-600	500	25

Otra importante consideración en la protección y coordinación de protecciones en transformadores es el efecto que produce una falla externa en el secundario de un transformador conectado en delta-delta o en estrella-estrella. Para considerar el comportamiento de la corriente de la falla en las terminales del transformador se debe consultar al fabricante ya que son recomendaciones específicas para cada equipo.

#### 4.3.4 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA CORTO CIRCUITO EN CIRCUITOS DERIVADOS QUE ALIMENTAN MOTORES.

La capacidad, selección y ajuste de dispositivos que proporcionan protección contra cortocircuito (fusibles, interruptores y relevadores de sobrecorriente) a circuitos derivados que alimentan motores puede ser determinada tomando en cuenta las siguientes recomendaciones:

1) Los dispositivos de protección no deberán operar cuando se presenten las condiciones de arranque del motor.

2) En lo posible, los dispositivos de protección se coordinarán con los dispositivos de protección que protegen a la línea de alimentación.

3) Para la selección de los dispositivos que proporcionarán protección a los circuitos derivados de motores se seguirán los siguientes pasos:

3.1) Se trazará la curva tiempo-corriente de operación normal del motor

3.2) Se trazará la curva característica tiempo-corriente del relevador de sobrecarga.

3.3) Se consultarán las recomendaciones del fabricante en cuanto al equipo de control, y así determinar el dimensionamiento de los dispositivos a emplear. Tómese como regla general, el seleccionar un fusible cuya curva característica tiempo-corriente intercepte a la curva del relevador de sobrecarga en un punto no menor al 110% de la corriente a rotor bloqueado. Cuando se utilicen dispositivos con disparo magnético se recomienda que el ajuste final sea hecho ajustando el campo lo suficientemente alto para permitir la corriente de arranque del motor sin que el dispositivo dispare. Sin embargo, se recomienda cuidar que el número de arranque del motor no sobrepase al recomendado por el fabricante.

#### 4.3.5 PROTECCIÓN DE CONDUCTORES.

Los lineamientos a seguir para lograr un correcto ajuste y selección de los dispositivos de protección de sobrecorriente para proteger los conductores son los siguientes:

a) Los cables deberán de protegerse contra el sobrecalentamiento causado por la circulación de la corriente de corto circuito. No se debe permitir que la temperatura del conductor alcance el punto en que el aislamiento sea dañado.

b) Para ofrecer protección contra corto circuito al cable, los dispositivos de protección deberán ser ajustados de tal manera que su curva característica tiempo-corriente quede por debajo y a la izquierda de la curva del cable, es decir, los conductores se protegerán de acuerdo a su capacidad de corriente.

#### 4.3.5.1 PROTECCIÓN DE CONDUCTORES CON TENSIÓN DE 600 V. Y MENORES.

En general, los requerimientos de protección de la norma NEC nos dicen que los conductores utilizados a tensiones de 600 V o menores deberán ser protegidos contra sobrecorriente de acuerdo a su capacidad de corriente. Sin embargo hay excepciones a esta regla, como lo son los motores, los controladores de motores y conductores derivados, por lo que se deberá consultar la norma NEC para estos casos especiales.

Excepción 1: En el caso de que la capacidad de corriente del conductor quede por arriba del ajuste de los dispositivos de protección con capacidad más similar, se permite tomar el tamaño inmediato superior, siempre que el ajuste no pase de 500 A.

Excepción 2: Para conductores de controles remotos, se consideran protegidos si los dispositivos de protección de sobrecorriente se ajustan a no más del 300% de la capacidad de estos conductores.

Excepción 3: Conductores alimentados por el secundario de un transformador monofásico a dos hilos, se consideran protegidos por los dispositivos de protección del primario del transformador, de acuerdo a la Norma NEC 450 sección 3, siempre que la capacidad de corriente de los conductores referidas al primario del transformador no exceda al ajuste de los dispositivos de protección primaria. En el caso de que en el secundario de un transformador monofásico se tengan más de dos hilos no se consideran protegidos por los dispositivos de protección primaria.

#### 4.3.5.2. PROTECCIÓN DE CONDUCTORES DE MÁS DE 600 V.

Los alimentadores deberán tener dispositivos de protección contra cortocircuito en cada conductor que no este aterrizado. Dichos dispositivos deberán ser capaces de detectar e interrumpir todos los valores de corriente que sobrepasen los valores de ajuste de disparo o bien el valor de fundido para fusibles que se produzcan en su localidad. La capacidad del fusible no excederá a tres veces la capacidad del conductor y en caso de dispositivos con elementos de disparo con ajuste largo o bien algún interruptor, el ajuste no excederá a 6 veces la capacidad del conductor.

Además, el tiempo de operación de los dispositivos de protección, la corriente de corto circuito esperada y el tipo de conductor a utilizarse deberán coordinarse para prevenir que el conductor alcance temperaturas peligrosas y dañe el aislamiento cuando se presenten condiciones de cortocircuito.

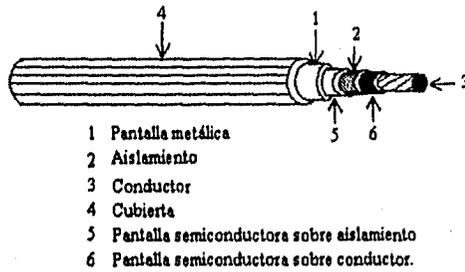


Fig. 4.3. Cable de energía unipolar para media tensión (5-35 KV).

#### 4.4 COORDINACIÓN POR AJUSTE DE CORRIENTE.

El concepto más simple en la coordinación de relevadores es el gradiente de corriente, es decir, los dispositivos se ajustan para operar a diferentes niveles de corriente de tal forma que tengan diferente tiempo de disparo.

Haciendo referencia al sistema mostrado en la fig. 4.4 tenemos que los relevadores ajustados trabajan mejor cuando la impedancia de la fuente  $Z_f$  es mucho menor que la de la línea  $Z_l$ , ya que entonces la corriente para una falla en una terminación remota es considerablemente menor que para una falla en el extremo de la fuente.

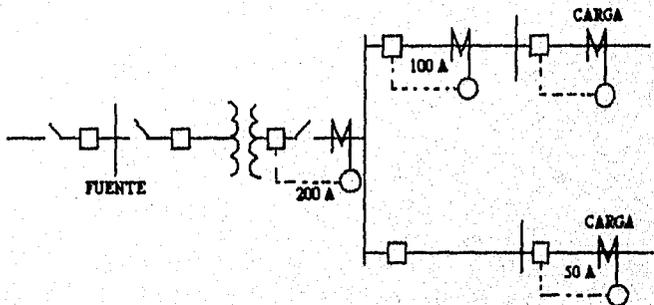
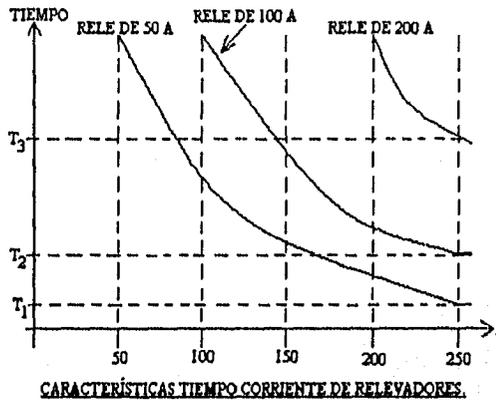


Fig. 4.4 Esquema de protección coordinado por ajuste de corriente.

Suponiendo que ocurre una falla de 80 A en el lado de la carga, siguiendo el principio de ajuste por corriente, sólo los relevadores de 50 A operarían sus correspondientes interruptores, ya que los relevadores ajustados por encima de este valor no operarían sus elementos de disparo (100 y 200 A respectivamente). Sin embargo este no es el caso general de ajuste de relevadores de sobrecorriente ya que puede ocurrir en el lado de la carga una falla que demande una corriente mayor, como sería el caso de 250 A, para esta situación los tres interruptores operarían, para comprender en que consiste el ajuste por corriente y porque sólo el interruptor de la carga operaría y no los tres, basta con observar la curva característica tiempo-corriente de los relevadores (fig. 4.5).



Las curvas características mostradas en la figura 4.5 corresponderían a relevadores que son del tipo que operan más rápido para valores grandes de corrientes de falla que para valores pequeños de corrientes de falla conocidas como relación inversa tiempo-corriente y es una característica típica de los relevadores de inducción.

En la figura 4.5 se puede observar que el relevador de 50 A. tiene un tiempo de operación mas pequeño ( $T_1$ ) y por lo tanto este será el que interrumpa la falla antes que operen los otros dispositivos. En caso de que el interruptor de 50 A. no interrumpiera la falla lo haría el interruptor de 100 A. en un tiempo  $T_2$ , y si esto no ocurriera, entonces operaría el relevador de 200 A. en un tiempo  $T_3$ .

No todas las situaciones permitirán usar relevadores de ajuste inverso ya que por ejemplo cuando la impedancia de la fuente  $Z_f$  es grande con respecto a la impedancia de la línea, la corriente no es mayor para una falla cerca de la fuente que para una falla en el extremo del alimentador de la carga lo que implica la necesidad de revisar para diferentes localizaciones de la falla.

#### 4.5 COORDINACIÓN POR AJUSTE DE TIEMPO.

Los relevadores empleados en este esquema se denominan definidos en lugar de los conocidos como inversos de sobrecorriente; esto significa que tienen un nivel de corriente específico de operación, el tiempo de disparo es independiente de dicha corriente y puede ser ajustado a diferentes valores. En la siguiente gráfica (fig 4.6) se muestra y compara la relación entre las curvas características tiempo-corriente de varios elementos de sobrecorriente.

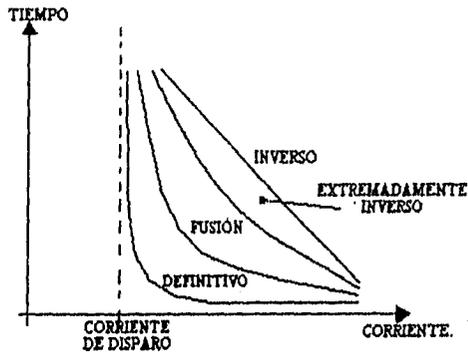


Fig. 4.6 Curvas características de diferentes dispositivos de protección contra sobrecorriente.

El concepto de coordinación de relevadores por ajuste de tiempo se puede entender por medio del esquema de la figura 4.7.

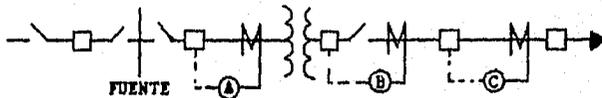


Fig. 4.7 Esquema de protección coordinado por ajuste de tiempo.

Los tres relevadores estarán ajustados para operar al mismo valor de corriente pero con diferente tiempo de disparo, entonces los relevadores más cercanos a la fuente darán un mayor tiempo de retraso para proporcionar el respaldo y la selectividad necesaria.

El relevador A respalda a los relevadores B y C, en tanto que el relevador B respalda al C; la principal desventaja de usar este tipo de coordinación es que si ocurriera falla entre los interruptores A y B tendría un largo tiempo de retraso antes de que ser liberada por el interruptor A. Por lo general los relevadores de tiempo definido deberían ser usados únicamente en sistemas aislados o como respaldo de relevadores de impedancia o diferenciales.

## 5 APLICACIONES PRACTICAS.

A continuación como parte final del presente trabajo, se presentan los pasos a seguir para realizar un estudio de coordinación de protecciones para un sistema eléctrico industrial. También se resuelve paso a paso un ejemplo de selección y coordinación de protecciones con el propósito de mostrar la aplicación de las recomendaciones señaladas a lo largo de este trabajo.

### 5.1 PROCEDIMIENTO PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Para realizar una coordinación de protecciones de sobrecorriente se recomienda seguir los siguientes pasos:

- 1.- Realizar un planteamiento inicial.
- 2.- Elegir la ruta a coordinar.
- 3.- Elegir una escala para graficar.
- 4.- Graficar las curvas características de los dispositivos.
- 5.- Efectuar el ajuste de los dispositivos.

Enseguida se describen cada uno de estos pasos en formas mas amplia.

#### 5.1.1 PLANTEAMIENTO INICIAL.

El planteamiento inicial de un estudio de coordinación consiste en lo siguiente:

- 1.- Obtener el diagrama unifilar del sistema o porción a coordinar.
- 2.- Determinar el flujo de carga.
- 3.- Obtener los datos, en la forma más completa posible, de los equipos y dispositivos utilizados en el sistema.
- 4.- Determinar el nivel de la corriente de corto circuito en cada sección del sistema.
- 5.- Seleccionar las características de los dispositivos de protección y rangos de los transformadores de instrumento y conseguir sus curvas características tiempo-corriente.
- 6.- Obtener los rangos y ajustes de sobrecorriente del equipo utilizado.

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

### 5.1.2 ELECCIÓN DE LAS RUTAS A COORDINAR.

Se escogerá una ruta de coordinación tal que incluya por lo menos un elemento de protección por cada nivel de tensión que tenga la ruta. Si la ruta presenta más de un elemento en cada nivel de tensión, se escogerá el o los elementos representativos de ese nivel de tensión, por lo general resultan los elementos de mayor capacidad, cuyos ajustes en combinación representarán la frontera de coordinación con el siguiente dispositivo de la ruta. De esta manera se garantiza que los demás elementos en paralelo operarán en un tiempo igual o menor que el o los elementos que se utilizaron en la coordinación de la ruta.

Es importante mencionar que la ruta de coordinación escogida debe incluir básicamente los elementos en serie de mayor capacidad de modo que los demás elementos no puedan causar disparos no selectivos. Una vez escogida la ruta se establece el diagrama de la ruta, donde se incluirá la información exacta de los dispositivos que la componen, incluyendo marca y tipo, para facilitar la localización de sus curvas características.

Es recomendable, para facilitar el manejo de la información, numerar en orden progresivo hacia la fuente de voltaje todos los dispositivos que intervienen en la ruta, es decir de la carga hacia la fuente.

### 5.1.3. ELECCIÓN DE LA ESCALA.

Una hoja de coordinación de las normalmente utilizadas en los estudios de sistemas industriales, es una hoja con escalas logarítmicas en ambos ejes. El eje de las ordenadas está formado por 5 ciclos logarítmicos, cuyo valor máximo es de 1000 segundos. El eje de las abscisas consta de 4.5 ciclos, que van desde 0.5 hasta 10000 amperes.

Ahora bien, para la selección de la escala en la coordinación de una ruta particular, se selecciona una tensión base a la que se referirán todos los valores de corriente; para la elección de una tensión base podemos seguir algún criterio conocido, como pueden ser: escoger una tensión base tal que el mayor número de dispositivos se encuentre en ese nivel de tensión o bien, elegir la mayor tensión de la ruta como base.

Una vez fijada la tensión base de la ruta se procede a verificar que los límites de corriente de la ruta puedan ser representados en la misma gráfica. Estos límites se definen como:

a) Límite inferior. El límite inferior será la corriente del dispositivo de menor capacidad en el nivel de tensión más bajo.

b) Límite superior. El límite superior generalmente resulta ser la corriente de cortocircuito en el nivel de tensión más alto de la ruta. Sin embargo no se debe excluir la posibilidad de que pueda haber un valor de corriente mayor a un nivel de tensión menor, en cuyo caso se tomará como el límite superior.

Se debe verificar que ambos límites (superior e inferior) puedan graficarse en la misma gráfica, o dicho en otras palabras que ambos valores queden comprendidos en el rango de la escala que se tomo; se referirán ambos límites al nivel de tensión base escogido y se verifica que estén dentro del rango de la escala. Enseguida se muestra un ejemplo, considerando el sistema eléctrico de la figura 5.1, de como se puede elegir la escala adecuada.

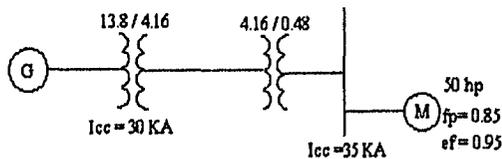


Fig 5.1 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico.

Suponiendo que se realiza la coordinación en una hoja de coordinación normal y que asumimos una tensión base de 13.8 KV. El límite inferior será la corriente nominal del motor de 50HP.

Es importante mencionar que este es un caso hipotético con valores ficticios donde se ilustra el caso en el que se presenta una corriente aparentemente mayor a un nivel de tensión menor, pero hay que recordar que para hacer una comparación consistente deben referirse ambas corrientes a un mismo nivel de tensión.

Calculando la corriente nominal del motor, tenemos que:

$$I_N = \frac{(50 \text{ HP}) (746 \text{ W/HP})}{(1.73) (0.95) (0.85) (0.48 \text{ KV})} = 55.59 \text{ A, a } 480 \text{ V}$$

Ahora se refiere esta corriente a la tensión base de 13.8 KV:

$$I_N = 55.59 \text{ A} \frac{0.48 \text{ KV}}{13.8 \text{ KV}} = 1.9335 \text{ A, a } 13.8 \text{ KV}$$

El valor de  $I_{cc} = 30 \text{ KA}$  esta a una tensión de 13.8 KV por lo que no es necesario cambiarlo de base.

Como mencionamos anteriormente, la escala normal de corriente en la hoja de coordinación empieza en 0.5 y su valor mayor es de 10000. Si escogemos esta escala, podemos graficar el límite inferior de la ruta  $I_n = 1.9335 \text{ A}$ , pero el límite superior  $I_{cc} = 30 \text{ KA}$  esta fuera del rango de la escala.

Ahora bien, si se afecta la escala por un factor multiplicativo, al que llamaremos "factor multiplicativo de corriente para la gráfica" (FMCG) de 10. El rango de la gráfica sería desde 5 hasta 100000, por lo que el límite inferior de 2 A quedaría fuera de rango. Aquí podemos observar, que no importa que valor de FMCG utilicemos. Siempre uno de los dos límites quedará fuera de rango. Cuando este sea el caso se recomienda acortar la ruta a coordinar.

Ahora bien, la escala se escogerá de tal forma que ambos límites estén en el rango de la escala. Se recomienda que el FMCG sea una potencia de 10.

#### 5.1.4. GRAFICADO DE CURVAS.

Una vez escogida y verificada la escala para la hoja de coordinación, el paso a seguir en el procedimiento es el trazado de las curvas características tiempo-corriente de los dispositivos protectores (fusibles, interruptores, relevadores, etc.) y las curvas de daños u operación normal de los dispositivos a proteger en la ruta a coordinar, como lo son:

- Curva ANSI para transformadores.
- El perfil de operación normal de un motor.
- La curva de daño de un conductor.

Las curvas tiempo-corriente de los dispositivos protectores son proporcionadas por el fabricante, en cuanto a los elementos a proteger, no siempre contamos con sus curvas. En este documento se proporciona un método práctico para la determinación de: La curva ANSI para transformadores (apéndice 3), la construcción del perfil de operación normal de un motor (apéndice 2) y la curva de daño de conductores (apéndice 4).

Es importante recordar que para realizar una comparación consistente, todos los valores graficados deben referirse a la base de tensión y al FMCG. Ahora bien, para el graficado de curvas en escala logarítmica se recomienda utilizar el método expuesto en el apéndice 1. En este apéndice se muestra como obtener el equivalente de un valor de corriente o de tiempo en distancia y de manera inversa de medir una distancia y obtener un valor en corriente o tiempo según sea el caso. Con el empleo de este método, el manejo de la información será de una manera más precisa.

Es común encontrar las gráficas proporcionadas por el fabricante, en términos de la corriente nominal del dispositivo, o bien en términos del sensor, o del tap, en el caso de los relevadores. El procedimiento para manejar esta información es similar en todos los casos y se recomienda tomar en cuenta las siguientes condiciones:

a) Lo primero, es expresar los puntos que se graficaran en Amperes, para posteriormente referirlos a la base de corriente y al FMCG escogidos, y de esta manera poder realizar una comparación consistente de los valores ya sea de tiempo o de corriente.

b) En cuanto al número de puntos utilizados para el graficado de las curvas; no existe un número determinado por las normas, pero resulta obvio que con un mayor número de puntos la curva graficada tendrá mejor resolución. Los entendidos en materia de coordinación recomiendan utilizar entre 12 y 15 puntos.

c) Antes de iniciar el procedimiento de la obtención de puntos para el graficado de las curvas tiempo-corriente de los dispositivos protectores es importante verificar que el dispositivo escogido pueda ser ajustado de manera que proteja adecuadamente el elemento que debe proteger, para esto, pasaremos los puntos críticos de la curva del elemento que se quiere proteger a la curva del dispositivo protector, verificando que pueda ser ajustado adecuadamente.

Entiéndase por puntos críticos, los puntos más relevantes en cuanto a la protección se refiere en las curvas tiempo-corriente de un elemento. Estos puntos varían según el elemento que consideremos. En un motor serían la corriente de magnetización, la corriente de carga y la corriente de rotor bloqueado, cada una con su respectivo tiempo. Para un transformador serían el punto Inrush y los puntos que delimitan la curva ANSI.

De no seguir estas recomendaciones, podríamos escoger un dispositivo que cumpliera con alguna de las condiciones impuestas en la protección, realizando todo el baseado de puntos para la realización de la gráfica, para constatar que el dispositivo no cumple con los demás requerimientos mínimos exigidos, habiendo malgastado el tiempo en graficar las características tiempo-corriente de un dispositivo que no utilizaremos.

#### 5.1.5. AJUSTE DE LOS DISPOSITIVOS PROTECTORES.

Una vez escogido el dispositivo que utilizaremos en la coordinación, es decir que cumpla con los requerimientos mínimos de protección, el siguiente y último paso en el procedimiento es el de ajustar las características tiempo-corriente de los dispositivos protectores, no existe una regla general para llevar a cabo un ajuste, puesto que cada aplicación es diferente. Lo más importante en el ajuste de un dispositivo es que este proporcione una adecuada protección, una vez que haya cumplido con este requerimiento trataremos hasta donde sea posible que opere de una manera selectiva, en otras palabras trataremos de coordinarlo con los demás dispositivos protectores.

Los dispositivos de protección que se utilizan regularmente en los sistemas industriales son:

- Los relevadores de sobrecorriente
- Los interruptores en baja tensión
- Los fusibles.

Los fusibles son dispositivos que no permiten ajustes en sus características tiempo-corriente, por lo que debemos escoger adecuadamente el fusible que se ajuste a nuestros requerimientos.

En cuanto a los interruptores, estos nos ofrecen mayor libertad de ajuste en sus características, los ajustes posibles que podemos hacer a un interruptor depende del nivel de tensión al que trabaje, de su capacidad interruptiva y del tipo de interruptor que se utilice.

En cuanto a relevadores se refiere, tenemos opción de regular sus características de tiempo-corriente con el ajuste del TAP y del DIAL respectivamente.

## **5.2 SOLUCIÓN PASO A PASO DE UN PROBLEMA REAL DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.**

El esquema a coordinar forma parte de un sistema industrial real, con valores típicos en redes industriales, y busca desarrollar la aplicación práctica de cada uno de los pasos delineados en el procedimiento anterior.

Se tiene un transformador trifásico de 1000 KVA, usado como reductor de 4.16 KV a 480 V; su carga principal, por el momento, es un motor de 150 HP. Se necesita implementar las protecciones y efectuar la coordinación bajo la siguiente condición: el objetivo principal es el de proteger los elementos de la red, por lo tanto no se deben permitir sobrecargas.

**SOLUCIÓN.** Empezaremos por mostrar el diagrama unifilar de la parte del sistema a proteger, fig. 5.2, el cual contiene los datos del equipo utilizado como son: la potencia del transformador, tipo de conexión, impedancia, relación de transformación, potencia del motor, eficiencia, factor de potencia, factor de arranque y la corriente de corto circuito de la red. Enseguida, se seleccionarán los dispositivos de protección adecuados. Para el motor utilizaremos un interruptor termomagnético que permita la corriente a plena carga, la corriente de arranque y la corriente de magnetización. Es conveniente elegir una tensión base y referir a la misma todos los valores de corriente para posteriormente facilitar su comparación.

$I_{cc} = 20 \text{ KA SIM}$   
 CONDUCTOR 400 MCM

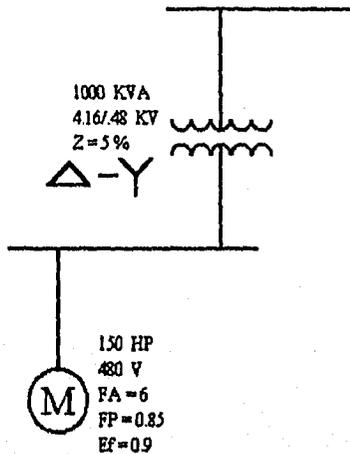


Fig. 5.2 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico a proteger.

Para conocer la corriente a plena carga del motor utilizamos la siguiente expresión:

$$I_{NM} = \frac{P}{\sqrt{3} (e) (\phi) (V)} = \frac{(150 \text{ HP}) (0.746 \text{ KW/HP})}{\sqrt{3} (.9) (.85) (0.48 \text{ KV})}$$

$$I_{NM} = 175.94 \text{ A, a } 480 \text{ V}$$

$$I_{NM} = 20.30 \text{ A, a } 4.16 \text{ KV}$$

Si se desconoce la magnitud de la corriente de arranque se considera como 6 veces la corriente nominal o de plena carga:

$$I_{AM} = (I_{NM}) (FA) = (20.30) (6)$$

$$I_{AM} = 121.80 \text{ A, a } 4.16 \text{ KV}$$

La corriente de magnetización se calcula mediante la siguiente relación, en donde se emplea el factor FM = 1.5 para motores con tensión menor a los 600 V.

$$I_{MM} = (I_{AM}) (FM) = (121.80) (1.5)$$

$$I_{MM} = 182.70 \text{ A, a } 4.16 \text{ KV}$$

En base a los resultados obtenidos, escogemos un interruptor termomagnético marca Square D tipo KA con una corriente nominal de 200 A.

Para el transformador, donde al igual que en el motor no se permitiran sobrecargas, se deben considerar cargas futuras y por lo tanto se protegerá el secundario con un interruptor electromagnético que permita la corriente nominal. En el primario se utilizará un fusible con capacidad para soportar la corriente de magnetización. Anteriormente se apuntó que para un transformador de 1000 KVA es suficiente con este tipo de protección y no es necesario implementar una protección diferencial.

Para calcular la corriente nominal del transformador, tenemos que:

$$I_{N T} = \frac{P}{\sqrt{3} (V)} = \frac{1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} (4.16 \text{ KV})}$$

$$I_{N T} = 138.80 \text{ A, a } 4.16 \text{ KV}$$

$$I_{N T} = 1202.93 \text{ A, a } 480 \text{ V}$$

La corriente de magnetización se calcula utilizando el Factor Inrush, de tablas, igual a 8 para transformadores de 1000 KVA:

$$I_{M T} = (I_{N T}) (F_{\text{Inrush}}) = (138.80) (8)$$

$$I_{M T} = 1110.40 \text{ A, a } 4.16 \text{ KV}$$

Así, con este resultado elegimos para el secundario un interruptor marca General Electric modelo Versatrim tipo KS a 1200 A. nominales. En cuanto al primario, este se protegerá con un fusible marca Federal Pacific tipo SCL de 200 A. de corriente nominal.

Por último, para proteger al conductor, que alimenta al transformador, emplearemos un relevador con su correspondiente transformador de corriente. La corriente de carga del conductor será igual a la de plena carga del transformador, por lo tanto se elige un relevador marca Westinhouse CO-8 y un TC con relacion de corriente 500/5 V.

El esquema completo se muestra en la fig. 5.3

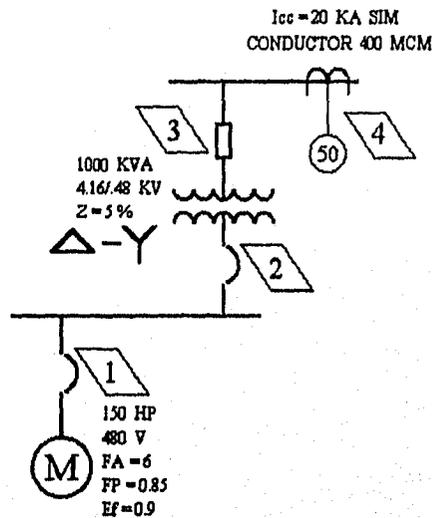


Fig. 5.3 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico con Protecciones y Ruta de Coordinación.

Una vez elegidos los dispositivos de protección se procede a efectuar la coordinación.

**PASO 1: PLANTEAMIENTO INICIAL.** El planteamiento se realizó conjuntamente con la elección de los dispositivos de protección, obteniéndose las curvas de fabricante.

**PASO 2: ELECCIÓN DE LA RUTA A COORDINAR.** La ruta elegida se muestra ya en la figura 5.3, en donde se decide empezar de la carga hacia la alimentación.

**PASO 3: ELECCIÓN DE LA ESCALA.** Una vez establecida la ruta a coordinar, el paso a seguir es la selección de una tensión base y la verificación de que los límites de corriente (corriente de menor magnitud en el nivel más bajo de la ruta y la corriente de mayor magnitud en el nivel más alto de tensión), estén dentro de la escala de la hoja logarítmica.

Como observamos en el diagrama de la ruta, el elemento con la corriente de menor magnitud en el nivel de tensión más bajo es la corriente nominal del motor M1, y la corriente de mayor magnitud al nivel de tensión más alto es la corriente de corto circuito en el bus de 4.16 KV.

Una vez referidos todos los valores de corriente a la tensión base comprobamos que el límite inferior es la corriente nominal del motor y el límite superior la ya mencionada corriente de corto circuito.

Recordando la hoja logarítmica, en el eje de la corriente tenemos 4.5 ciclos logarítmicos que van desde 0.5 hasta 10,000. Si dejamos la escala sin afectar, en otras palabras que tomaremos  $FMCG=1$ , el límite superior de la ruta quedaría fuera de rango, por lo que escogemos un  $FMCG=10$ , de esta forma el rango de la escala se amplía, y ahora abarca desde 5 hasta 100,000, donde caen los límites de la ruta. Entonces tendremos:

$FMCG=10$

Tensión base = 4.16 Kv.

**PASO 4: GRAFICADO DE CURVAS.** Ahora con una tensión base de 4.16 Kv. y un  $FMCG=10$  procedemos a trazar las curvas de los elementos a proteger y de los dispositivos protectores.

#### **Perfil del Motor.**

150 HP

0.48 KV.

Factor de arranque = 6 ( $F_a$ ) letra código.

Eficiencia = 0.9

$I_{NM} = 175.94$  A, a 480 V

$I_{NM} = 20.30$  A, a 4.16 KV

$I_{AM} = 121.80$  A, a 4.16 KV

$I_{MM} = 182.70$  A, a 4.16 KV

\* Consulte apéndice 2 para la construcción del perfil del motor.

Ahora bien, como no se nos especifican datos sobre los tiempos del motor se consideran:

Corriente a plena carga

$I_N$ ,  $10 < t < 1000$  s

Corriente a rotor bloqueado.

$I_A$ ,  $0.1 < t < 10$  s

Corriente de magnetización

$I_M$ ,  $0 < t < 0.1$  s

Haciendo uso del apéndice 1 transformamos estos valores de corriente en distancias, ver tabla 5.1, para situarlas en la gráfica.

5.1 Curva de Operación normal del Motor	
Valor de Corriente	Distancia a partir de 10 <sup>N</sup> Divisiones 1/300
20.3	4.1
121.8	1.1
182.7	3.5

Ahora hay que recordar que la gráfica esta afectada por un FMCG=10, por lo que podemos dividir el valor de corriente entre el FMCG, o bien considerar el valor de la gráfica por 10.

En cuanto al tiempo, en este caso no será necesario transformarlo a distancia puesto que están directo en la escala.

### Curvas y ajuste del Elemento 1.

EL elemento 1 es un interruptor termomagnético marca SquareD. Como no se considero sobrecarga admisible en el motor, el interruptor debe permitir una corriente continua de 175.94 A, a 480 V. o bien 20.83 A, a 4.16 KV.

Ahora bien debemos pasar estos puntos (puntos críticos) a la gráfica del interruptor proporcionada por el fabricante, para comprobar que el interruptor cumple con los requerimientos mínimos. Como ya mencionamos, las curvas del fabricante están dadas en términos de la corriente nominal del interruptor, por lo que debemos pasarlos a amperes para luego referirlos a la tensión base, una vez que estén en amperes referidos los pasamos a una distancia para ser graficados. Esta información se condensa en la tabla 5.2.

Para un mejor entendimiento de la tabla 5.2, y tomando en cuenta que las tablas de los demás elementos son muy similares procedemos a explicar cada columna:

La primera columna, es la columna del tiempo, se tomaron tiempos para determinar el valor de múltiplos de la corriente nominal para estos tiempos, se acostumbra tomar los tiempos en los que el comportamiento de la gráfica cambia.

La segunda columna, es la columna de la corriente nominal del interruptor para la determinación del valor exacto nos auxiliamos del apéndice 1.

La tercera columna, es la columna de corriente a la tensión nominal del interruptor, en este caso 480 V, los valores que se presentan en esta columna se obtienen de multiplicar la corriente nominal del interruptor por el múltiplo de la corriente nominal, obtenido en la columna 2.

La cuarta columna, es la columna donde se expresan los valores de corriente referidos a la tensión base, en este caso 4.16 kv.

La columna 5, es la columna donde el valor de corriente referida a la tensión base se expresa en una distancia para ser graficada. Estos valores los obtenemos utilizando el apéndice 1.

<b>5.2 Curva Característica Tiempo-Corriente Elemento 1</b>				
Tiempo (s)	Múltiplos de $I_N$	Corriente a 480 V	Corriente a 4.16 KV	Distancia Divisiones 1/300
<b>Curva Rápida</b>				
1000	1.188	237.6	27.41	5.78
600	1.294	258.8	29.86	6.27
200	1.749	349.8	40.36	8.00
100	2.265	453.0	52.26	9.48
40	3.637	727.4	83.93	12.200
15	6.788*	1357.60	156.650	2.57
10	8.250	1650.00	190.380	3.69
<b>Curva Lenta</b>				
1000	1.6055	321.10	37.050	7.50
600	1.7878	357.56	41.257	8.12
200	2.3650	473.00	54.576	9.73
100	2.9320	586.40	67.660	11.000
40	6.096*	1219.200	140.6800	2.00
15	10.43900	2087.800	240.9000	5.00
10	11.13500	2227.000	256.9600	5.40
0.02	12.75000	2550.000	294.2300	0.20

\* A PARTIR DE ESTOS VALORES SE CONSIDERA EL AJUSTE MAGNÉTICO ALTO.

#### **Perfil del Transformador.**

S = 1000 KVA

4.16 / 0.48 KV

Z = 5%

DELTA-ESTRELLA

$I_{NT} = 138.80$  A, a 4.16 KV

$I_{NT} = 1202.93$  A, a 480 V

$I_{MT} = 1110.40$  A, a 4.16 KV

Procedemos a la construcción de la curva ANSI y a la determinación del punto INRUSH del transformador. Para ello consulte el apéndice 3.

## CURVA ANSI.

Por la capacidad del transformador, 1000 KVA trifásicos, se sitúa en la categoría 2. El transformador tiene una impedancia de  $Z=5\%$  y tiene una conexión delta-estrella, por lo que el factor ANSI = 1 ( $F_{ANSI}$ ) por tipo de conexión.

### Punto 1

Tiempo = 2 s

$$\text{Corriente} = (I_N / Z_T) (F_{ANSI}) = (138.8/0.05) (1) = 2776 \text{ A, a } 4.16 \text{ KV}$$

$$P1 = (2776 \text{ A, } 2 \text{ s})$$

### Punto 2

Tiempo = 4.08 s

$$\text{Corriente} = (0.7) (I_N / Z_T) (F_{ANSI}) = (0.7) (2776) = 1939 \text{ A, a } 4.16 \text{ KV}$$

$$P2 = (1939 \text{ A, } 4.08 \text{ s})$$

### Punto 3

$$\text{Tiempo} = 2551 \times (Z_T)^2 = 2551 \times (0.05)^2 = 6.37 \text{ s}$$

$$\text{Corriente} = (0.7) (I_N / Z_T) (F_{ANSI}) = (0.7) (2776) = 1939 \text{ A, a } 4.16 \text{ KV}$$

$$P3 = (1939 \text{ A, } 6.37 \text{ s})$$

### Punto 4

Tiempo = 50 s

$$\text{Corriente} = (5) (I_{pc}) (F_{ANSI}) / (1.73) = (5) (138.8) (1) / (1.73)$$

$$P4 = (402.52 \text{ A, } 50 \text{ s})$$

## DETERMINACIÓN DEL PUNTO INRUSH.

De acuerdo con la capacidad del transformador, le corresponde un factor INRUSH ( $F_{INRUSH}$ ) = 8.0 y su corriente de magnetización, calculada anteriormente, es:

$$I_{MT} = 1110.40 \text{ A, a } 4.16 \text{ KV.}$$

El tiempo invariablemente es de  $t=0.1$  s. por lo que el punto INRUSH queda igual a:  
(1110.4 A, 0.1 s)

Condensando esta información en forma de tabla, tendremos la tabla 5.3:

<b>5.3 Curva ANSI para el Transformador de 1000 KVA</b>				
Punto	Tiempo (s)	Corriente a 480 V	Corriente a 4.16 KV	Distancia Divisiones 1/300
1	2.00	24058.000	2776.000	5.9
2	4.08	16804.000	1939.000	3.8
3	6.37	16804.000	1939.000	3.8
4	50.000	3488.50	402.52	8.0
PINRUSH	0.10	9623.46	1110.400	0.6

**Curvas y ajuste del Elemento 2.**

<b>5.4 Curva Característica Tiempo-Corriente Elemento 2</b>				
Tiempo (s)	Múltiplos sensor	Corriente a 480 V	Corriente a 4.16 KV	Distancia Divisiones 1/300
<b>Amperes Continuos Curva Rápida</b>				
1000.000	1.05	1260	145.3846	2.14
113.64	1.05	1260	145.3846	2.14
<b>Amperes Continuos Curva Lenta</b>				
1000.000	1.25	1500	173.0769	3.14
113.64	1.25	1500	173.0769	3.14
<b>Ajuste de Tiempo Largo Curva Rápida</b>				
113.64	1.05	1260	145.3846	2.14
20.0	3.20	3840	443.0700	8.53
<b>Ajuste de Tiempo Largo Curva Lenta</b>				
113.64	1.25	1500	173.0769	3.14
20.0	3.80	4560	526.1538	9.51
<b>Ajuste Largo de Corriente Curva Rápida</b>				
20.000	3.20	3840	443.07	8.53
0.12	3.20	3840	443.07	8.53
0.08	4.63	5556	641.43	10.650
<b>Ajuste de Corriente Curva Lenta</b>				
20.000	3.80	4560	526.1338	9.51
0.15	3.80	4560	526.1338	9.51
0.12	4.63	5556	641.4300	10.650

El elemento 2 es un interruptor electromagnético General Electric modelo Versatrip tipo TKS. Como la corriente nominal del transformador es de 138.8 A, a 4.16 KV o bien 1202 A, a 480 V, tomaremos un sensor de 1200, considerando una sobrecarga admisible nula. Ahora bien, debemos tratar de proteger y coordinar siempre con los ajustes mínimos del dispositivo protector y si no cumplimos con los requerimientos mínimos, entonces optar por un ajuste superior. En este caso tomamos todos los ajustes mínimos, y observamos que si protegemos al transformador y queda coordinado por el momento con el elemento 1. Entonces el múltiplo del sensor es 1, el ajuste de tiempo largo, tomamos la banda inferior, el ajuste de corriente corto, tomamos el mínimo, el ajuste de tiempo corto lo tomamos como el mínimo y no tomamos ajuste instantáneo.

Ahora debemos pasar los puntos de la gráfica del fabricante a nuestra gráfica, esta información se muestra en la tabla 5.4.

### Curvas y ajuste del Elemento 3.

5.5 Curva Característica Tiempo-Corriente Elemento 3				
Tiempo (s)	Curva Rápida		Curva Lenta	
	Corriente a 4.16 KV	Distancia Divisiones 1/33.33	Corriente a 4.16 KV	Distancia Divisiones 1/33.33
0.01	3131.900	4.8	2658.620	6.2
0.02	2001.500	4.4	2496.090	5.8
0.03	1820.800	3.4	2374.693	5.2
0.05	1650.000	3.2	2131.900	4.8
0.20	1328.700	1.8	1709.000	3.4
0.50	1065.110	0.4	1370.000	2.0
1.0	909.71	14.00	1134.470	15.40
3.0	849.31	12.40	881.46	13.80
5.0	623.00	11.60	776.98	13.00
10.0	599.10	10.80	766.68	12.40
20.0	469.06	9.8	780.82	11.40
30.0	454.50	9.6	767.12	11.20
50.0	400.60	8.8	515.60	10.40
100.0	364.40	8.2	454.50	9.6
200.0	311.20	7.2	413.40	9.0
500.0	283.10	6.6	353.10	8.0
1000.0	257.60	6.0	311.20	7.2

Tenemos que proteger el primario del transformador, para ello utilizaremos un fusible, el cual deberá permitir la magnetización del transformador, sin permitir que la corriente alcance la región de daño (curva ANSI). Para lo cual, nuevamente pasamos la curva ANSI y el punto Inrush a la curva del fusible.

El fabricante nos recomienda utilizar una tolerancia de más menos 10%, puesto que el nos proporciona el valor promedio de la gráfica. La información en forma de tabla se muestra en la tabla 5.5.

#### Curva de daño del Conductor.

El conductor que alimenta al transformador T1 es un conductor calibre 400 MCM que trabaja a 4.16 KV, que para efectos de este ejemplo, consideramos que sólo alimenta al transformador.

Para la curva de daño del conductor, utilizaremos el apéndice 4, el cual nos permite calcular para un tiempo dado, la corriente correspondiente. Como sabemos que la curva de daño del conductor es una recta, sólo calculamos dos puntos, para los tiempos de 5 y 10 segundos.

Con estos tiempos y la ecuación del apéndice 4 obtenemos la tabla 5.6:

5.6 Curva de daño del Conductor		
Tiempo (s)	Corriente a 4.16 KV	Distancia Divisiones 1/33.33
5	30000.0	4.4
10.0	9000	14.00

#### Curvas y ajuste del Elemento 4.

Para concluir este ejemplo debemos ajustar el relevador con el cual protegemos al conductor. Observamos de la gráfica que la protección del conductor no tiene mayor complicación. Una vez más buscamos la curva adecuada: si la corriente de carga del conductor en este caso es la corriente de plena carga del transformador, tendremos que:

$$I_c = 138.8 \text{ a } 4.16 \text{ KV}$$

$$I_{cc} = 20000 \text{ A}$$

Para escoger el TAP dividimos  $I_c$  entre la relación de transformación del TC, teniendo:

$$TAP = I_{pc} / RTC = 138.8 / 100 = 1.38$$

Por lo que escogemos el TAP mínimo TAP 4. Una vez escogido el TAP debemos escoger el dial o palanca para fijar las características de tiempo. Escogemos la palanca 5, una vez fija las características de corriente y tiempo del relevador procedemos al ajuste instantáneo.

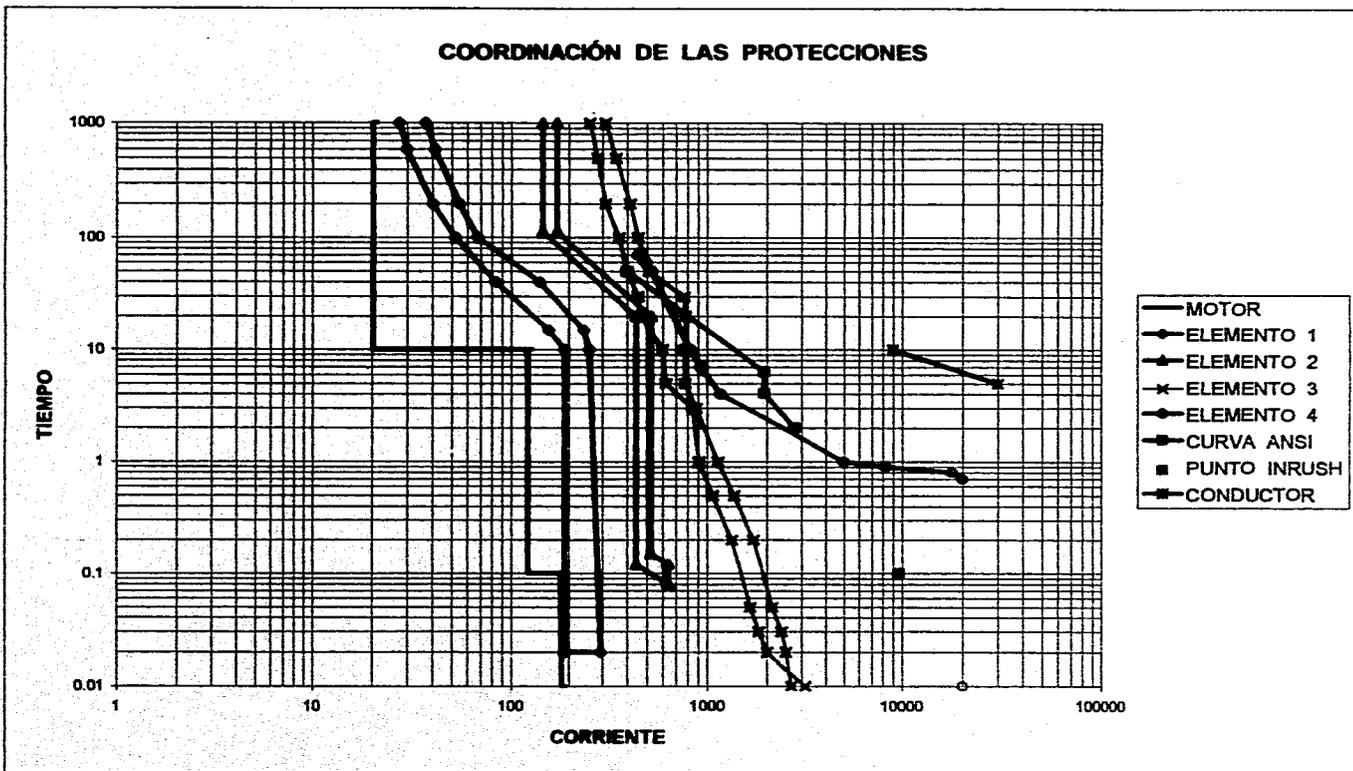
Para el ajuste instantáneo tomaremos en cuenta el valor de cortocircuito en el nivel de tensión donde se encuentra el relevador, debemos de considerar el rango de operación de la unidad instantánea, es decir que su valor mínimo de respuesta en trabajo de la unidad no debe ser mayor que el valor de cortocircuito afectado por la relación de transformación del TC, ni debe exceder los límites permitidos por el fabricante del TC: escogemos el valor mínimo permitido. Como observamos de la gráfica, la curva del relevador se corta en el valor de cortocircuito, que representa la unidad de disparo instantánea.

Condensando los valores a graficar, nos queda la tabla 5.7:

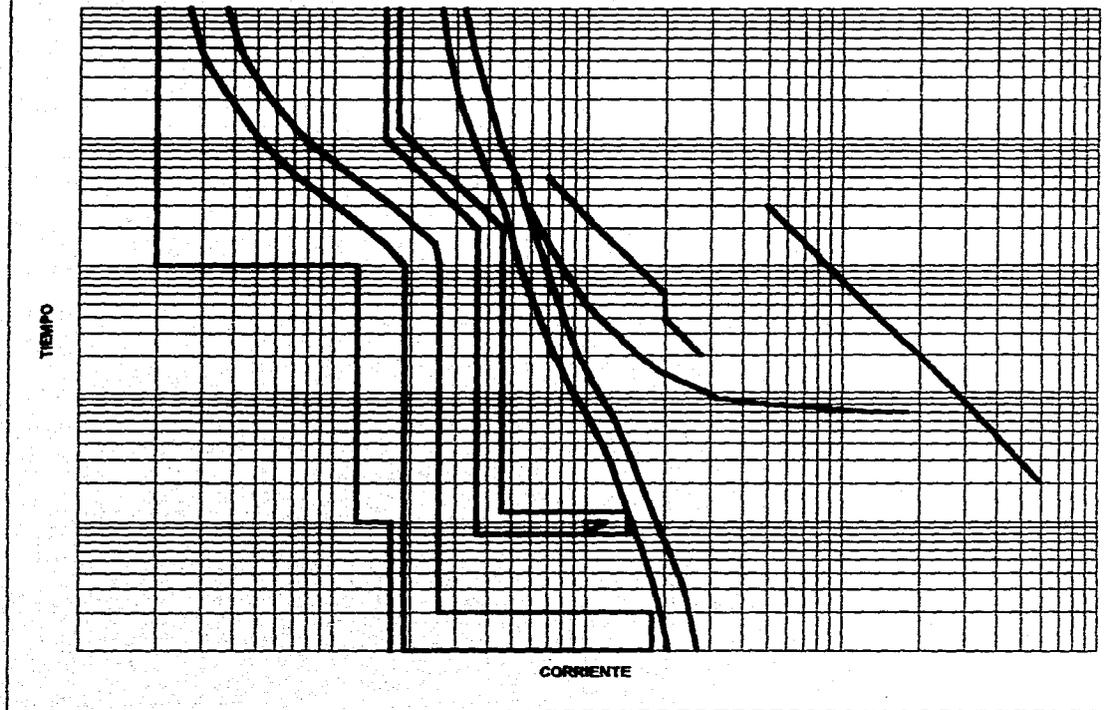
<b>5.7 Curva Tiempo-Corriente Elemento 4</b>		
Tiempo (s)	Corriente a 4.16 KV	Distancia Divisiones 1/33.33
70.00	454.50	9.6
60.00	499.60	10.20
50.00	532.14	10.60
10.00	827.50	13.40
7.00	938.86	14.20
4.00	1170.820	15.60
1.00	4996.080	10.20
0.90	8275.500	13.40
0.80	17643.000	18.20
0.70	20000.000	19.00
0.01	20000.000	19.00

Ahora bien, todas las tablas se graficaron lo que nos permite observar como quedaron las características tiempo-corriente de los dispositivos protectores y las curvas de daño de los elementos a proteger.

### COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES



COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.  
CURVAS IDEALES.



## CONCLUSIONES

Para poder comprender los aspectos que rodean a un esquema de protección para transformadores de potencia es necesario conocer el funcionamiento y los componentes principales de estos equipos.

Es importante recordar que un transformador se encarga de cambiar el nivel de un voltaje de corriente alterna mediante la acción de un campo magnético y que sus componentes principales son: dos devanados (uno que recibe la energía y se denomina primario y otro que la entrega y se denomina secundario); un núcleo de acero, que enlaza a los dos devanados y se encarga de conducir un flujo magnético; un sistema de aislamientos (evita el contacto eléctrico entre partes conductoras y entre éstas y partes tales como el núcleo, herrajes o tanque, y además, la vida útil del transformador depende del estado que guarden sus aislamientos); y un medio refrigerante, para preservar y prolongar la vida útil de los aislamientos, se encarga de disipar el calor producido por la corriente que circula por los devanados ya que dicho calor degrada los aislamientos.

Por otra parte, un esquema de protección cuenta con los dispositivos necesarios para medir, comparar las cantidades de operación del equipo y, de ser necesario, realizar una acción para aislar a los elementos que se encuentren en falla. Entre estos dispositivos se encuentran los transformadores de instrumento, relevadores, interruptores, fusibles, instrumentos de medición y elementos auxiliares de suministro de energía.

En base a los relevadores se pueden implementar diversos esquemas de protección aplicables a los transformadores de potencia como son las protecciones diferenciales o la protección con relevador Buchholz. Los relevadores generalmente responden a señales eléctricas como los de sobrecorriente, sin embargo también hay ciertos tipos que son accionados por temperaturas o presión, como el Buchholz.

Todo esquema de protección para transformadores debe perseguir los siguientes objetivos:

1. Proteger al sistema eléctrico de los efectos de una falla en el transformador.
2. Proteger al transformador de los disturbios ocurridos en el sistema al cual está conectado.
3. Proteger al transformador, tanto como sea posible, de una falla incipiente en él.

4. Proteger al equipo de las condiciones físicas, medio ambiente, que lo rodean y que puedan afectar su funcionamiento.

De acuerdo con lo anterior podemos resumir el tipo de fallas en las que se ve involucrado un transformador son tres: fallas en el equipo auxiliar (bajo nivel de aceite, fallas en el sistema de enfriamiento, fallas en los aislamientos); fallas internas, fallas eléctricas en los devanados o en las conexiones del transformador; y fallas externas (sobrecargas constantes, corto circuitos, fallas a tierra y sobrevoltajes transitorios).

Para supervisar el funcionamiento del equipo auxiliar del transformador se debe contar con medidores de temperatura y de aceite. Con un medidor de aceite se puede detectar un bajo nivel de aceite, por lo regular este medidor cuenta con contactos para activar una alarma cuando se presente esta situación. Un medidor de temperatura registra los incrementos de temperatura que pueden ser una indicación de una sobrecarga o también de una falla en el sistema de enfriamiento.

Para realizar una protección para fallas internas es importante recordar que cualquier problema que se origine en el interior del transformador esta precedida por una serie de fenómenos a veces imperceptibles pero que a la larga pueden dañar al equipo. Una de dichas alteraciones es el desbalance de corrientes o voltajes, que se puede detectar por medio de una protección diferencial a base de relevadores. El relevador Buchholz es un dispositivo ampliamente utilizado en los transformadores enfriados por aceite, si se presentan arcos eléctricos o corto circuitos internos se incrementa la temperatura del aceite, éste se volatiliza y produce gases y desplazamiento de aceite lo que debe ser detectado por el relevador. Al registrarse estas fallas internas incipientes se debe activar una alarma, óptica o acústica sin que sea necesario desconectar de inmediato el transformador.

Las fallas externas que pueden afectar a un transformador son: corto circuitos, sobrecargas constantes y transitorios de sobrevoltajes.

Las sobrecargas constantes producen un incremento en la temperatura de varios componentes del transformador. Si la temperatura excede el límite de diseño se deteriora el sistema de aislamiento reduciendo así la vida del equipo. Para proteger al transformador contra sobrecargas se puede diseñar un sistema donde la capacidad del transformador sea más grande que el total de carga instalada, sin embargo, el incremento de la carga y cambios en el procedimiento de operación pueden, muchas veces, eliminar la capacidad extra que proveía esta protección.

Otro método para limitar la carga es uno que responda a la temperatura del transformador, como la protección de imagen térmica o con la utilización de sensores de temperatura con contactos auxiliares para desconectar carga o para

activar equipos de enfriamiento (para aumentar la capacidad del equipo en un 15 a 33 % y mantener la temperatura dentro de los límites normales). El relevador Buchholz también puede detectar condiciones de sobrecarga o corto circuitos externos.

Cuando se presentan condiciones de corto circuito es necesario aislar el equipo con falla tan rápido como sea posible para evitar que sufra severos daños, provocados por las corrientes tan grandes que se dan. Es importante proteger al transformador tanto de fallas internas como externas para tratar de reducir al mínimo los efectos de un corto circuito. Ya se mencionó que con dispositivos sensores de gases se pueden detectar estas fallas, también se pueden emplear sensores de corriente como es el caso de los fusibles y de los relevadores, con la ayuda de estos últimos se pueden implementar esquemas contra sobrecorriente y de protección diferencial.

En ocasiones es necesario implementar una protección contra las condiciones físicas del medio ambiente que puedan afectar el funcionamiento del transformador como es la presencia de agentes corrosivos, partículas contaminantes, humedad, vibraciones excesivas, obstrucción para una adecuada ventilación, riesgos de choque de vehículos y vandalismo.

Una herramienta muy importante para la realización de un esquema de protección es el estudio de corto circuito ya que nos permite saber lo que podemos esperar y lo que podemos emplear. Este estudio nos proporciona información para seleccionar la capacidad de los dispositivos de protección así como para realizar los ajustes de operación de los mismos.

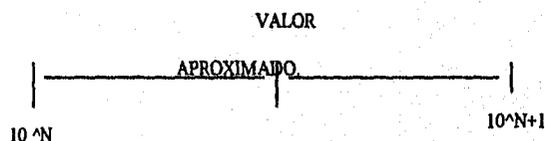
Finalmente, para optimizar un esquema de protección se debe cumplir con las siguientes características: confiabilidad, rapidez, selectividad, economía y simplicidad. El último paso para afinar estos detalles es realizar un estudio de coordinación de protecciones, en donde se analizan las características tiempo-corriente de todos los dispositivos de sobrecorriente, para efectuar los ajustes necesarios a fin de obtener una secuencia adecuada de operación y garantizar la interrupción de una falla rápidamente procurando que un mínimo de elementos no fallados dejen de operar.

## APENDICE 1

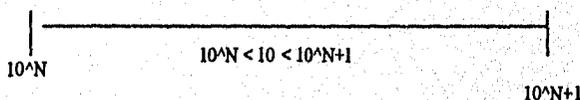
### INTERPRETACIÓN DE VALORES GRAFICOS LOG-LOG.

En los estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente frecuentemente se recurre a hojas del fabricante para determinar tiempos de operación, así como también en el baseado de curvas. En las hojas de coordinación se trabaja permanentemente con escalas logarítmicas, las cuales evidentemente no siguen una proporción lineal, la problemática se puede resumir en dos casos:

a) Determinar el valor aproximado de una magnitud en términos de su proyección en la escala logarítmica:



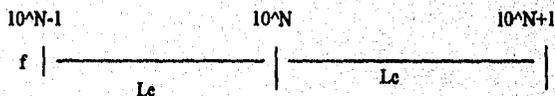
b) Situar gráficamente en el eje o grafica de coordinación un valor dado:



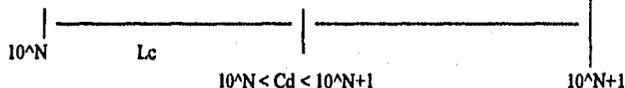
Procedimiento analítico:

Caso a:

Toda hoja logarítmica sigue una regla que consiste en que: la distancia lineal entre valores de la escala  $10^N$  a  $10^{N+1}$  es siempre la misma para un valor de N entero. Es decir que existe la misma longitud entre los valores de 10 y 100, que entre los valores de 0.01 y 0.1, 1000 y 10000. Esta longitud depende de la hoja utilizada, a esta distancia la denominaremos  $L_c$  (longitud de la escala). Comúnmente su valor se da en cms, pero puede utilizarse cualquier unidad lineal.



Una vez determinado este valor se procede a medir la distancia que existe entre la referencia  $10^N$  y la cantidad desconocida  $C_d$ , denominando a esta distancia  $L_c$ .



Finalmente el valor desconocido  $C_d$  se calcula mediante la expresión:

$$C_d = 10^N \cdot \left[ \frac{L_c}{L_e} \right]$$

donde:

$$L_c = L_e \cdot \text{Log}_{10} \left[ \frac{C_d}{10^N} \right]$$

donde:

$L_c$  = Longitud lineal a partir de  $10^N$

$C_d$  = Valor que queremos fijar en la grafica.

$L_e$  = Longitud de la escala.

Caso b:

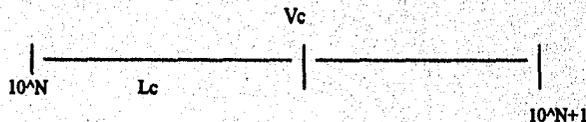
En este caso partimos de un valor conocido (por ejemplo un valor de cortocircuito), y se desea ubicar graficamente en la escala logaritmica. Primero se procede a ubicar el valor conocido dentro de un rango de potencia de 10.

$$10^N < V_c < 10^{N+1}$$

donde:

$V_c$  = Valor conocido (amperes o segundos)

Tomando como referencia el valor de longitud de escala  $L_e$  (inciso a) se procede a determinar (incognita) el valor de  $L_c$ , que representa la longitud lineal entre los valores  $10^N$  y  $L_c$ , donde hay que situar el valor  $V_c$ .



$$L_c = L_e * \text{Log}_{10} \left[ \frac{V_d}{10^N} \right]$$

Ejemplos:

Para clarificar el ejemplo de las expresiones expuestas anteriormente (incisos a y b), se procede a ejemplificar el uso de las expresiones utilizadas.

De la curva tiempo-corriente de un interruptor termomagnético:

$L_e = 4.35$  cm en el eje de corriente

$L_e = 4.35$  cm en el eje de tiempo.

Suponga que se requiere determinar el tiempo de respuesta del dispositivo en su ajuste mínimo de sobrecarga para un valor de 200 A (punto 1). Para la proyección del punto 1 en el eje del tiempo determinaremos la longitud  $L_c$ . Gráficamente  $L_c = 0.6$  cm. Es decir, que  $L_c$  está entre 100 y 1000 seg, entonces  $N=2$ , por lo que:

$$C_d = 10^N * \left[ \frac{L_c}{10^{L_e}} \right]$$

$$C_d = 10^2 * \left[ \frac{0.60}{10^{4.35}} \right]$$

$$C_d = 137.38 \text{ segundos}$$

## APENDICE 2:

Construcción del perfil de un motor:

Para graficar la curva de operación de un motor se recomienda utilizar la siguiente regla:

Corriente a plena carga  $I_{pc}$  con tiempo de  $10 \text{ a } < t < 1000 \text{ s}$ .

Corriente a rotor de bloqueado  $I_A$  con tiempo de  $0.1 \text{ s } < t < (t_a^1) \text{ s}$ .

Corriente de magnetización  $I_M$  con tiempo de  $0 \text{ s } < t < 0.1 \text{ s}$ .

Corriente a plena carga  $I_{pc}$ .

Para la determinación de la magnitud de la corriente a plena carga de un motor, se parte de sus características nominales:

$$I_{pc} = \frac{HP * 0.746}{\sqrt{3} * FP * Ef * KV}$$

donde:

HP= Capacidad nominal del motor.

FP=Factor de potencia del motor

Ef=Eficiencia del motor

KV=Tensión nominal del motor en KV.

Corriente de Rotor Bloqueado  $I_A$  :

Esta corriente se considera igual a la corriente de arranque del motor. Si se desconoce la magnitud de esta corriente se considera como 6 veces la corriente nominal o corriente de plena carga.

$$I_A = 6 * I_{pc}$$

Corriente de Magnetización  $I_M$  :

La corriente de magnetización depende de la tensión del motor por lo que se considera:

Para motores con tensión mayor o igual a 600 volts:

$$I_M = 1.76 * I_A$$

Para motores con tensión menor a los 600 V se considera:

$$I_M = 1.5 * I_A$$

### APENDICE 3:

#### CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA ANSI Y DETERMINACIÓN DEL PUNTO INRUSH PARA TRANSFORMADORES:

Para la determinación de la curva ANSI de daño a transformadores requerimos considerar lo siguiente:

- \* Impedancia del transformador
- \* Factor ANSI por tipo de conexión
- \* Categoría del transformador.

Por lo que a continuación se presentan las tablas 1, 2 y 3 para que sirvan de referencia en caso de desconocer alguno de estos valores.

**TABLA 1:**  
Impedancias mínimas de transformadores.

1 fase	KVA	3 fases	impedancias mínimas en P.U. a la base del transformador.
5-25		15-75	0.286
37.5-100		112.5-300	0.0286
167-500		500	0.0400

**TABLA 2:**  
Modificadores de valores de corriente ANSI por tipo de conexión.

Alta	Baja	Factor ANSI.
Delta	Delta	0.87
Delta	Estrella-A <sup>1</sup>	0.58
Delta	Estrella	1.0
Estrella-A	Estrella	1.0
Estrella-A	Estrella-A	1.0
Estrella	Estrella-A Núcleo	0.67
Estrella	Estrella-A Acorazado	1.0
Estrella	Estrella	1.0
Estrella-A	Delta	1.0
Estrella	Delta	1.0

**TABLA 3:**  
Clasificación de transformadores por capacidad y número de fases.

Categoría	1 fase	3 fases
1	5-500	15-500
2	501-1667	501-5000
3	1668-10000	5001-30000
4	> 10000	>30000

Una vez conocidas estas tablas podemos estudiar la tabla 4 donde se definen los cuatro puntos de la curva ANSI.

**TABLA 4:**  
Puntos (Y, t) para la construcción de la curva ANSI para transformadores.

PUNTO	CATEGORIA	TIEMPO (S)	CORRIENTE (A)
1	I	$1250 * (Zt)^2$	$Ipc / Zt$
	II	2	$Ipc / Zt$
	III y IV	2	$Ipc / (Zt + Zs)$
2	II	4.08	$0.7 * Ipc / Zt$
	III y IV	8.0	$0.5 * Ipc / Zt$
3	II	$2551 * (Zt)^2$	$0.7 * Ipc / Zt$
	III y IV	$5000 * (Zt + Zs)^2$	$0.5 * Ipc / Zt$
4	I, II, III, IV	50	$5 * Ipc$

Donde:

$Zt$  = Impedancia del transformador en P:U: en base a los KVAS mínimos del transformador.

$Zs$  = Impedancia Thevenin equivalente del sistema en P:U: en base a los VKAS mínimos del transformador.

$Ipc$  = Corriente a plena carga del transformador en amperes considerando la potencia mínima del transformador.

**NOTA: LOS VALORES DE CORRIENTE SE DEBEN AFECTAR POR LOS FACTORES ANSI POR TIPO DE CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR.**

Anteriormente para representar gráficamente los límites de protección a transformadores se empleaba el denominado PUNTO ANSI, actualmente existe una modificación a este criterio y para representar los límites de daño a este tipo de equipo se utiliza la "curva de máxima corriente circulante de falla"; que representa la relación de corriente tiempo máxima que puede soportar un transformador cuando alimenta una falla.

La norma ANSI C37.91-1985 presenta un método para la construcción de esta curva para efectos de estudios de coordinación a partir de curvas normalizadas en función de múltiplos de una corriente base, la cual se obtiene del producto de la corriente a plena carga del transformador por un factor ANSI que depende del tipo de conexión del equipo, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_{base} = Ipc * Fansi$$

En general, esta curva tiene geoméricamente dos sectores: Región de falla probable y Región de falla poco probable, como puede observarse en la siguiente figura:



CURVA ANSI PARA TRANSFORMADORES

De acuerdo a la grafica, el primer caso se refiere al hecho de que el transformador está menos propenso a sufrir y/o alimentar una falla cuya magnitud en términos de corriente sea muy inferior a los valores de cortocircuito esperados en la localidad del transformador. Para efectos del estudio de coordinación implica que en la medida de lo posible todas las protecciones de sobrecorriente asociadas al transformador deben de quedar ubicadas a la izquierda de este sector de la curva de daño, evidentemente es necesario que cumplan también con las recomendaciones NEC (1987) referente a ajustes máximos de protecciones contra sobrecorriente.

El segundo caso, implica geoméricamente que el transformador está más propenso a alimentar fallas cuyo valor en corriente sea cercano a los valores de cortocircuito esperados en la localidad del transformador (lado secundario) y consecuentemente los tiempos de tolerancia a este tipo de fallas es mucho menor, por lo que obligatoriamente las protecciones de ambos lados del transformador deberán quedar a la derecha de esta región de la curva.

#### DETERMINACIÓN DEL PUNTO INRUSH PARA TRANSFORMADORES.

$$P_{\text{INRUSH}} = (I_{\text{INRUSH}}, T_{\text{INRUSH}}=0.1s)$$

$$P_{\text{INRUSH}} = I_{\text{PC}} * F_{\text{INRUSH}}$$

Donde el factor inrush depende principalmente de la potencia del transformador, considere la siguiente tabla:

Potencia (KVAS)	Factor INRUSH
KVAS < 1500	8.0
1500 < KVAS > 3750	10.0
KVAS < 3750	12.0

## **BIBLIOGRAFIA**

1. **MAQUINAS ELECTRICAS**  
Stephen J. Chapman  
McGRAW-HILL
2. **EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES**  
C. Russell Mason.  
CECSA
3. **FUNDAMENTOS DE PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS POR RELEVADORES**  
Gilberto Enriquez Harper  
NORIEGA
4. **FUNDAMENTOS DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE MEDIANA Y ALTA TENSION**  
Gilberto Enriquez Harper  
LIMUSA
5. **RECOMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION FOR INDUSTRIAL PLANT**  
The Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc  
IEEE
6. **RECOMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMERCIAL POWER SYSTEM**  
The Institute of Electrical And Electronics Engineers Inc  
IEEE
7. **REDES ELECTRICAS**  
Viqueira Landa Jacinto  
REPRESENTACIONES Y SERVICIOS DE INGENIERIS. S.A.
8. **PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION**  
Comisión Federal de Electricidad  
CENTRO EDITORIAL DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
9. **ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALISIS**  
Stevenson W. D. Jr.  
McGRAW-HILL

10. **INDUSTRIAL POWER SYSTEM HANDBOOK**  
Beeman D. L.  
McGRAW-HILL
  
11. **TRANSFORMADORES- MEMORIA TECNICA**  
CONDUMEX
  
12. **TESIS "COORDINACION DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA"**  
Roberto Aros Alberto  
INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL E.S.I.M.E.
  
13. **TESIS "PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS POR RELEVADORES"**  
Francisco Tovar  
INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL E.S.I.M.E.
  
14. **APUNTES "TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO"**  
P.E.M.E.X
  
15. **MANUAL DE OPERACION Y MANTENIMIENTO A TRANSFORMADORES**  
VOLTRAN, S.A. DE C.V.