

TITULO DEL CURSO.

**PROTECCIÓN DE
TRANSFORMADORES.**

MANUAL DEL PARTICIPANTE.

DURACION 40 HRS.

INSTRUCTOR:

ING. LUIS SANTIESTEBAN TORRES

luis.santiesteban@dt.cfe.mx

GRTN

“A nadie cuesta mas que a aquel que mucho desea”
Ramón y Cajal

INTRODUCCION.

Protección de Transformadores es un curso encaminado a conocer de manera básica el comportamiento eléctrico de los Transformadores de Potencia y su relación eficiente con los elementos de protección eléctrica; de tal manera que el alumno sea capaz de contar con los conocimientos suficientes para seleccionar dichos elementos y proteger el equipo más importante de la subestación eléctrica.

OBJETIVO GENERAL

Al término del curso el participante obtendrá conocimientos básicos de los principios de operación para los esquemas de protección de transformadores de potencia y su aplicación en el ámbito de su trabajo.

OBJETIVO ESPECIFICOS.

- 1. Transformadores de Potencia.** Al término del tema el participante identificara las características eléctricas y su comportamiento ante sobrecargas de los transformadores eléctricos de potencia.
- 2. Dispositivos de protección.** Al término del presente tema, los participantes analizaran las clases y subclases de los dispositivos de protección y su aplicación a los transformadores eléctricos de potencia.
- 3. Defasamiento Vectorial.** El participante analizará diagramas vectoriales eléctricos y los diferentes tipos de conexiones de los transformadores eléctricos de potencia.
- 4. Transformadores de corriente.** Analizara el participante las características eléctricas y aplicaciones de los transformadores de corriente como accesorios de los transformadores de potencia.
- 5. Relevador diferencial tipo SEL387 para transformador.** El participante analizara la teoría de operación y operara bajo pruebas de laboratorio la protección SEL387 como protección al transformador de potencia.
- 6. Protección diferencial para transformadores tipo 7UT51.** Analiza y compara la tecnología de operación de la protección diferencial digital europea y aplica los criterios de operación de estos equipos.
- 7. Circuitos equivalentes de transformadores.** Aplica las herramientas matemáticas necesarias para el análisis de fallas en transformadores de potencia.
- 8. Curvas51.** Por medio de un software interactivo coordina las protecciones de un transformador de potencia.

ESTRUCTURA TEMATICA.

El presente manual esta estructurado de tal manera que se pretende abordar todos los conocimientos básicos necesarios para entender el comportamiento de los Transformadores de Potencia desde el punto de vista eléctrico y de esa forma poder aplicar la filosofía de las protecciones en función de asegurar su operación como la parte mas importante de la subestación eléctrica.

INDICE

CAPITULO 1	
TRANSFORMADORES DE POTENCIA.	7
CAPITULO 2	
DISPOSITIVOS DE PROTECCION.	25
CAPITULO 3	
DEFASAMIENTO VECTORIAL.	41
CAPITULO 4	
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	51
CAPITULO 5	
PROTECCION DIFERENCIAL PARA TRANSFORMADORES SEL 387.	68
CAPITULO 6	
PROTECCION DIFERENCIAL PARA TRANSFORMADORES TIPO 7UT61.	75
CAPITULO 7	
CIRCUITOS EQUIVALENTES DE TRANSFORMADORES.	81
BIBLIOGRAFIA	108

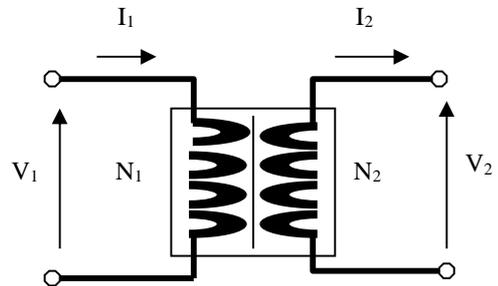
CAPITULO UNO
TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

En las centrales generadoras los voltajes son relativamente bajos por razones técnicas (enfriamiento, aislamiento, tamaño, etc.). Resulta antieconómico transportar grandes bloques de energía a enormes distancias a las tensiones de generación, ya que las caídas de voltaje y las pérdidas por efecto Joules(I²R) serían excesivas, la forma más económica para transportar estos bloques de energía a grandes distancias es empleando altos voltajes.

Por lo que en las centrales generadoras deberá elevarse el voltaje a un nivel convencional para la transmisión de la energía, así como también en los centros de consumo deberá reducirse a un valor conveniente, esta importante misión es realizada dentro de las subestaciones eléctricas por el “transformador”.

Podemos definir el transformador como un dispositivo o máquina eléctrica que funciona bajo el principio de inducción electromagnética. Con sus circuitos magnéticamente eslabonados pero eléctricamente aislados, capaz de transferir la potencia eléctrica de un circuito a otro, sufriendo si así se requiere la modificación en dos de sus parámetros que son: voltaje y corriente pero sin sufrir variación alguna en la frecuencia.

Es decir tenemos la siguiente figura para un transformador de dos devanados.



Transformador de dos devanados.

$$\alpha = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad P_1 = P_2 \quad f_1 = f_2$$

Donde:

α	Constante.
V	Voltaje
I	Corriente
P	Potencia
f	Frecuencia

PRUEBAS DE CAMPO

Las pruebas de campo que se realizan a los equipos antes de su entrada en operación son una función técnica evaluativa que nos permite conocer la confiabilidad del equipo bajo prueba.

- a).- Factor de potencia a devanados y boquillas.
- b).- Resistencias de aislamiento a devanados y boquillas.
- c).- Relación de Transformación y Polaridad.
- d).- Corriente de excitación.

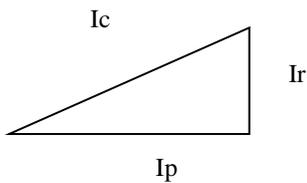
Factor de Potencia.

Su objetivo es detectar ciertas modificaciones en las características de un aislamiento, las cuales pueden ser ocasionadas por factores sumamente destructivos como son: efecto corona, humedad, contaminación, etc.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional expresado en por ciento, que resulta del coseno del ángulo de defasamiento entre la corriente de carga que toma el dieléctrico y el voltaje aplicado

$V_a=$	<i>Voltaje aplicado</i>
$I_p=$	<i>Corriente por pérdidas dieléctricas en fase con el voltaje</i>
$I_r=$	<i>Corriente capacitiva provocada por cualquier aislante</i>
$I_c=$	<i>Corriente de carga</i>

$$F.P. = \cos\theta = \frac{I_p}{I_c}$$



Interpretación de resultados.

Los criterios a utilizar para considerar un valor de factor de potencia en % a 20° C, aceptable para entrar en servicio un transformador por primera vez, es decir nuevo, deberá tomarse como base un valor no mayor de 0,5%.

Para transformadores que se encuentran en operación deberán considerarse del orden de 0,5 a 2% y para valores mayores se recomienda que se investigue dicho valor.

Pruebas de Resistencia de Aislamiento.

Su objetivo es determinar las condiciones de los materiales que forman parte de los aislamientos en los equipos eléctricos. La resistencia de aislamiento es la oposición que presenta un aislamiento al paso de la corriente directa durante un tiempo establecido, medida a partir de la aplicación del potencial (megaohms).

La corriente consiste en dos componentes principales. La corriente que se establece dentro del volumen del aislamiento y la que fluye en la superficie del mismo.

Existen tres métodos prácticos para medir la resistencia de aislamiento mediante megger.

1. Método de tiempo corto o de lectura única.
Este método consiste en conectar el megger a través del aislamiento que se va a probar, operarlo durante un tiempo corto (60 Segundos) y ver la lectura final. Este método tiene su principal aplicación en equipos pequeños y de baja absorción como interruptores, apartarayos y cables.
2. Método tiempo- resistencia o absorción dieléctrica.
Este método consiste en aplicar voltajes de prueba durante un periodo de 10 minutos, tomando lecturas en intervalos de 1 minuto. Su aplicación se basa en las características de absorción del aislamiento y proporciona una buena referencia para evaluar maquinas rotatorias y los transformadores de potencia.
3. Método de voltajes múltiples.
Este método se apoya en el hecho de que conforme se aumenta el voltaje de prueba

se aumentan los esfuerzos eléctricos sobre el aislamiento al aproximarse a las condiciones de operación.

Interpretación de resultados.

La única manera de evaluar con cierta seguridad las condiciones del aislamiento de un devanado, es mediante el análisis de la tendencia de los valores obtenidos en las pruebas periódicas a las que se somete.

Prueba de Relación de Transformación y Polaridad a Devanados (TTR).

Su objetivo es detectar devanados abiertos, espiras en cortocircuito indicativo de que el aislamiento entre espiras sea el adecuado y se define como la relación de vueltas o de voltaje primario al secundario o relación de corriente del secundario al primario. La polaridad es el indicativo de la direccionalidad de la corriente secundaria con relación a la primaria (sustractiva) esto es, deben de ser de dirección opuesta con respecto a la otra.

$$RT = \frac{Np}{Ns} = \frac{Vp}{Vs} = \frac{Is}{Ip}$$

Interpretación de resultados.

Será necesario calcular el por ciento de diferencia según la formula siguiente:

$$\% \text{ Diferencia} = \frac{\text{Rel. Teórica} - \text{Rel. Medida}}{\text{Rel. Teórica}}$$

Como regla general se dice que el % de diferencia no debe ser mayor al 0,5% con algunas excepciones.

Pruebas de Corriente de Excitación.

Su objetivo es determinar los cortocircuitos entre espiras, falsos contactos en las conexiones, daños en cambiadores de tap's, etc., causados por los esfuerzos mecánicos sufridos por el transformador durante cortocircuitos o golpes en su transportación.

La corriente de excitación en un transformador es la que presenta el devanado primario al someterlo a un voltaje de corriente alterna, con el circuito secundario abierto, actuando dicho voltaje sobre el circuito formado por la impedancia de dispersión del primario $Z1=R1+X1$ mas la impedancia de excitación $Z0=R0+X0$. Las perdidas por histéresis y corrientes parásitas en el núcleo son prácticamente la caída evaluada aunque debe tenerse cuidado en transformadores que ya han estado en servicio en desmagnetizar el núcleo ya que puede inducirnos a diagnósticos erróneos.

Resultados de las pruebas.

Se recomienda que las pruebas se comparen entre unidades similares, cuando se carece de datos anteriores o alguna estadística sobre el equipo bajo prueba.

Determinación de la Impedancia de Devanados.

El objetivo de este procedimiento es mostrar en una forma sencilla y precisa un método por el cual se pueda conocer la impedancia de cortocircuito de un transformador. El método se reduce a poner en cortocircuito él o los devanados de bajo voltaje, aplicando en el lado de alta tensión un potencial bajo, midiendo y anotando los valores de voltaje de alimentación y la corriente que toma el transformador. Con

esto calculamos la impedancia de la prueba Z_p , solo en el tap nominal (es la que se tiene de placa).

$$Z_p = \frac{V_p}{I_p}$$

Después se convierte a valor porcentual, dividiéndola entre la impedancia base.

Efectos mecánicos de los transformadores causados por fallas eléctricas.

Todos los elementos activos o pasivos de una red eléctrica tienen límites de protección que determina condiciones normales de operación o daño del equipo, estos límites son utilizados para determinar las zonas de los elementos de protección

Las sobrecargas causan incremento de pérdidas en el cobre, y como una consecuencia aumento de temperatura. Sin embargo, las sobrecargas se pueden llevar por cortos períodos, como se verá mas adelante, esto dependerá de la temperatura inicial y las condiciones de enfriamiento del transformador.

La constante de tiempo térmica de la ONAN (oil natural, air natural) para transformadores es del orden de 2,5 a 5 horas.

Un cortocircuito, produce un calentamiento al igual que la sobrecarga, dado que las pérdidas en el cobre se incrementan en proporción al cuadrado de la corriente de falla en p.u.. La duración que un transformador puede sostener en un corto circuito sin daño, (la corriente se limita únicamente por la auto reactancia del transformador) está dada en la siguiente tabla:

Reactancia del Transformador en %.	Múltiplos de la Corriente de Falla.	Duración en Segundos.
4	25	2
5	20	3
6	16,6	4
7	14,2	5

Curva ANSI.

Esta curva representa la máxima capacidad que puede soportar un transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos (o térmicos) ocasionados por un cortocircuito. Esta curva esta perfectamente definida por la categoría del transformador y su tipo de conexión.

Limites nec.

El National Eléctric. Code, proporciona los límites máximos requeridos para la protección contra sobrecorrientes en los transformadores, en valores de por ciento de acuerdo a la capacidad nominal del transformador.

Capacidad de sobre carga.

La capacidad de sobrecarga de un transformador se refiere a los amperes de la plena carga multiplicados por los factores de enfriamiento y elevación de temperatura. La sobrecarga de un transformador depende de su tipo de enfriamiento y de la temperatura de diseño.

Punto de magnetización. -

Es una aproximación del efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador, este punto es variable y depende principalmente del magnetismo residual y del punto de onda de voltaje aplicado al energizar un transformador.

La corriente de magnetización de un transformador es considerada como un múltiplo de corriente nominal que varía de acuerdo a la capacidad nominal. El tiempo de duración de la corriente de magnetización es invariablemente de 0.10 segundos.

Límites de Protección que determinan las condiciones normales de operación

Enseguida un ejemplo de estos límites que son empleados para determinar las zonas de protección de los Transformadores.

Se tiene un transformador con las siguientes características:

Capacidad	2,500
Voltaje	4.16 - 0.48 KV
Impedancia	Z= 5.7 %
Enfriamiento	OA
Conexión	Delta - Estrella aterrizada sólidamente
Temperatura	65 °C

Curva ANSI.

Es necesario definir la categoría del transformador de acuerdo a la tabla 1:

Categoría de transformadores:

Categoría	KVA nominales de placa. Monofásicos.	KVA nominales de placa. Trifásicos.
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1668-10,000	5001-30,000
IV	Mayor a 10,000	Mayor a 30,000

Tabla 1

Categoría de Transformadores

Por su capacidad nominal el transformador se encuentra en la categoría II.

2.- Se encuentran los siguientes puntos para definir la curva de acuerdo a la tabla 2.

Puntos de curva ANSI.

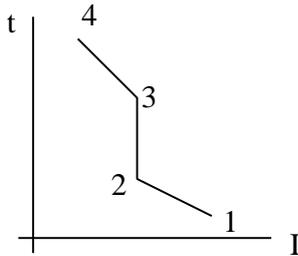
Punto	Categoría Transformador.	Tiempo (Seg.)	Corriente en Amperes.
1	I	$1,250(Zt)^2$	$\frac{I_{pc} * fac \text{ ANSI}}{Zt}$
	II	2	$\frac{I_{pc} * fac \text{ ANSI}}{Zt}$
	III, IV	2	$\frac{I_{pc} * fac. \text{ ANSI}}{(Zt + Zs)}$
2	II	4.08	$\frac{I_{pc} * 0.7 * fac. \text{ ANSI}}{Zt}$
	III, IV	8	$\frac{I_{pc} * 0.5 * fac. \text{ ANSI}}{(Zt + Zs)}$
3	II	$2,551(Zt)^2$	$\frac{I_{pc} * 0.7 * fac. \text{ ANSI}}{Zt}$
	III, IV	$5,000(Zt + Zs)^2$	$\frac{I_{pc} * 0.5 * fac. \text{ ANSI}}{(Zt + Zs)}$

4	I,II,III,I V	50	5* I_{pc} *fac.ANSI
---	-----------------	----	-----------------------

Tabla 2

Y Υ acorazado	1
Y Y	1
Υ Δ	1
Y Δ	1

Tabla 4



Curva ANSI.

Donde:

Z_t =	Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA con enfriamiento OA.
Z_s =	Impedancia de fuente en por unidad de base a los KVA del transformador con enfriamiento OA.
I_{pc} =	Corriente en amperes a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA, el factor ANSI se obtiene de la tabla 4.

Factor ANSI

Conexión del Transformador.	Factor ANSI
Δ Δ	0.87
Δ Υ	0.58
Δ Y	1
Υ Y	1
Υ Υ	1
Y Υ núcleo tipo	0.67

Impedancias mínimas.

Monofásico KVA	Trifásico KVA	Impedancia mínima Z_t en por unidad en base a los KVA del transformador.
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	112.5-300	0.0286
167-500	500	0.0400

Tabla 3.

Sobrecarga de Transformadores

Es posible sobrecargar un transformador, pero ¿Cómo hacerlo de manera segura?

Las fórmulas de diseño para los transformadores son complicadas. Sin embargo, las grandes fórmulas realizan curvas simples y cualquiera puede leer sus valores para un cálculo simple de aumento de temperatura por sobrecarga.

Recomendaciones para sobrecargar un transformador.

- a) Temperatura sostenida continuamente. El límite sugerido es de 95 °C
- b) Temperatura de operación con sobrecarga por tiempos cortos recurrentes.

Los límites sugeridos, considerando sobrecarga ocasional y no más de una vez cada 24 horas son:

2hrs	8hrs	24hrs
105°C	100°C	95°C

c) Temperatura de operación con sobrecarga por tiempos cortos en emergencia

Los límites considerando algo inesperado, esto es, que se presente en muy pocas ocasiones:

2hrs	8hrs	24hrs
115°C	110°C	105°C

Capacidad de Sobrecarga.

Para resolver el problema de calentamiento en el transformador, se tiene 4 definiciones

- 1.- Aumento de la temperatura de aceite, es el valor por encima de la temperatura ambiente.
- 2.- Gradiente del cobre, es la diferencia entre el indicador del punto mas caliente en el devanado y la temperatura del aceite.
- 3.- Indicador de temperatura del aceite máxima, se alcanzará si una carga constante se mantiene el tiempo suficiente para que la temperatura sea constante.
- 4.- "T" constante de tiempo térmica que se requiere para alcanzar la temperatura máxima del aceite, si todo el calor fuera almacenado y no se disipara nada por la superficie de enfriamiento.

Indicador de temperatura del aceite máxima

La fig. 1 nos da el valor de K para determinar el máximo valor del indicador de temperatura del aceite para varias cargas de transformadores con relación de las perdidas cobre - sobre - núcleo(acero) para uno, dos, tres e infinito. Si se desea encontrar el nivel máximo de temperatura es necesario seleccionar solamente la carga requerida en la abscisa, con el cruce de la curva de relación de perdidas y leer el factor K. El producto de K y el indicador de temperatura de aceite máxima a un 100 % de carga es la máxima temperatura de aceite para esa carga en particular.

La fig. 2 nos muestra las curvas que se requiere para calcular el aumento de temperatura máximo en el aceite el cual varía a la primera potencia para el caso de transformadores de aire forzado y enfriamiento por aceite forzado.

La fig. 3 nos da valores del gradiente de cobre para varios gradientes de plena carga, como se vera los transformadores sumergidos en aceite, el gradiente de cobre varia aproximadamente como 1.6 veces la potencia de la carga. Para obtener el gradiente de cobre, seleccione la carga requerida en la abscisa, suba a la curva de Gradiente de cobre a plena carga adecuada y la respuesta se lee de la escala ordinaria.

Curvas de calentamiento y enfriamiento (fig. 4 y 5)

Las curvas que nos dan el aumento de temperatura y enfriamiento del aceite para varios niveles máximos de temperatura en transformadores con auto enfriamiento y

enfriados por otros, con constantes de tiempo térmica de 2, 4, 3 o 6 como se ve en las figuras. Sin embargo, las curvas de las figuras 4 y 5 pueden usarse para transformadores de aire forzado y enfriamiento con aceite forzado con solamente pequeños errores. La primera hora es en una escala expandida para darle mayor resolución de lectura a la curva. Todas las curvas comienzan en un aumento de temperatura de 100 grados. Esto esta permitido porque, cuando el transformador comienza a enfriarse, el transformador no puede decirnos donde empieza la curva.

Se preguntará porque una constante de tiempo térmica es necesaria para obtener el aumento de temperatura del aceite y no por el gradiente del cobre. El cobre alcanza su temperatura máxima mucho más rápido que el aceite de tal manera que el elemento tiempo pueda ser despreciable.

La constante de tiempo térmica puede calcularse por :

$$T = \frac{U * H}{W}$$

donde:

T; constante de tiempo térmica en horas

U; aumento de temperatura del aceite máxima sobre la temperatura ambiente

H; capacidad térmica del transformador completo, o

$$0.058x \text{ (lbs. coil and coils)} + 0.04x \text{ (lbs case)} + 1.33x \text{ (gal. oil)}$$

W; perdida total de watts en cualquier carga dada.

Ejemplo

a) Asuma que es necesario cargar un transformador de auto enfriamiento a 130 % por 3 horas el medidor de temperatura de aceite nos da una lectura de 60° C. Asuma una temperatura ambiente de 25° C. ¿Cual será el valor de la temperatura al final de las tres horas?

b) Si el 90 % de la carga es cargada por tres horas después de que la carga en a), ¿cual es la temperatura después de las segundas tres horas?

El transformador con auto enfriamiento en cuestión tiene las siguientes características tomadas de los datos de placas y de pruebas realizadas.

Perdidas del núcleo	13,000 watts por pruebas
Perdidas del cobre a plena carga y 75° C.	26,000 watts por pruebas
Aumento de temperatura del aceite a plena carga continua (U)	40° C por prueba
Aumento de temperatura del cobre a plena carga por resistencia	45° C por prueba
Indicador del punto mas caliente del devanado a plena carga	55 °C
Peso del núcleo y devanados.	20,000 lbs por placa
Peso de la coraza	11, 000 lbs por placa
Cantidad de aceite	1,400 gals. por placa

Solución a:

a) Los pesos están escritos en la tabla calculando la capacidad térmica total., Las

perdidas del núcleo, pérdidas del cobre, pérdidas totales, temperatura del aceite, y el indicador del punto más caliente del devanado o gradiente del cobre a 100 % de la carga se carga a la tabla.

- El gradiente de cobre para este transformador es:

$$55^{\circ} \text{ C} - 40^{\circ} \text{ C} = 15^{\circ} \text{ C}$$

- La temperatura de aceite inicial será: 60° C como se leyó en el termómetro menos 25° C de la temperatura ambiente:

$$60^{\circ} \text{ C} - 25^{\circ} \text{ C} = 35^{\circ} \text{ C inicial}$$

- La relación de pérdidas cobre sobre acero para este transformador a plena carga es:

$$R = \frac{26000}{13000} = 2$$

- La constante "K" para 130% de sobrecarga será 1.36 (Fig. 1)

- El aumento máximo de temperatura del aceite es:

$$1.36 \times 40 = 54.4$$

- La constante de tiempo para el 100% de la carga es:

$$T = \frac{U * H}{W} = \frac{40 * 3460}{39000} = 3.55 \text{ hrs}$$

Consideremos $T=3$ para este problema seleccionada por experiencia del personal. Esto nos dará un aumento de temperatura mayor que $T=4$ por lo tanto estaremos más seguros, de cualquier manera, el error entre los resultados es muy pequeño.

Para obtener el aumento de temperatura del aceite después de tres horas para $T=3$ vea la figura 5. El valor inicial de temperatura se escoge en la ordenada (35° C en este problema) viendo el cruce con la curva de aumento de temperatura máximo apropiado. En este caso el aumento de temperatura máximo es 54.4 grados que esta aproximadamente en la mitad de las curvas de 50 y 60. Desde ese punto a la abscisa nos da un tiempo de arranque de 2.7 horas.

- Después de 3 horas. El tiempo en la abscisa será $2.7 + 3.0 = 5.7$ horas.

Desde el punto de 5.7 horas al punto intermedio entre las curvas dadas de 50 y 60 grados en el aumento de temperatura del aceite es de 48.5 grados.

- 48.5° C es el aumento de la temperatura después de tres horas para $T=3$, como se ve es menor a los 54.4° C obtenidos como máximo.

Gradiente del Cobre

El gradiente de cobre (Fig. 3) a 130% de sobrecarga, con un gradiente de 15 grados a plena carga, es de 22.5 grados.

- El valor final del indicador del punto más caliente en el devanado después de tres horas será:

El aumento de temperatura del aceite mas el gradiente de cobre más la temperatura ambiente:

$$48.5\text{ °C} + 22.5\text{ °C} + 25\text{ °C} = 96\text{ °C}$$

- Si esta sobrecarga esta bajo la clasificación recurrente, la sobrecarga por tiempo corto de la recomendación de la A.S.A. es una carga segura.

El procedimiento a seguir es el mismo por las curvas de enfriamiento y calentamiento.

El aumento de temperatura de aceite máximo de 90% de carga es (fig 1).

$$.90 * 40\text{ °C} = 36\text{ °C}$$

El valor inicial de temperatura del aceite es ahora 48.5 grados. Si el termómetro da una lectura diferente, entonces esta será usada como la temperatura inicial.

Por T=3 (Fig. 5) con un aumento inicial de 48.5 grados y 36 grados de aumento de temperatura de aceite máxima, el punto de arranque para el 90% de carga será 5.8 horas.

Después de tres horas más o un total de 8.8 horas, el nivel de aceite caerá a 42° C. El gradiente de cobre para 90% de carga (Fig. 3) será 12.6 °C.

La temperatura final de punto más caliente en el devanado después de tres horas de enfriamiento con 90% de carga es:

$$42\text{ °C} + 12.6\text{ °C} + 25\text{ °C} = 79.6\text{ °C}$$

Como vemos los 79.6 °C es menor a los 96 °C obtenidos como valor máximo.

Tabla para escribir las características térmicas y cálculo del aumento de temperatura del transformador.

Capacidad térmica del transformador.

L. core and colis	20,000*0.58=1120	H1
Lb. case	11,000 x .040 = 440	H2
Gal.Oil	1400*1.33=1860	H3
Total thermal capacity	H1+H2+H3=3460	H
Por ciento de carga	100% 130% 90%	Dada
Watts perdida del núcleo.	13000	Dada
Watts perdidas del cobre a 75° C.	26000	Dada
Watts perdidas totales.	39000	Dada
Horas transcurridas.	3 3	Dada
Temperatura inicial del aceite.	35° 48,5°	Dada
K	1.0 1.36 0.90	Calculada
Temperatura máxima del aceite.	40 54.4 36	Fig. 1
T	3.55	Calculada

Gradiente del cobre.	15 22.5 12.6	Fig. 3
Aumento de temperatura del aceite al final del tiempo	40 48.5 42	Fig. 5
Temperatura ambiente.	25 25	Dada
Indicador de	80 96 79.6	Calculada

punto mas caliente.		
---------------------	--	--

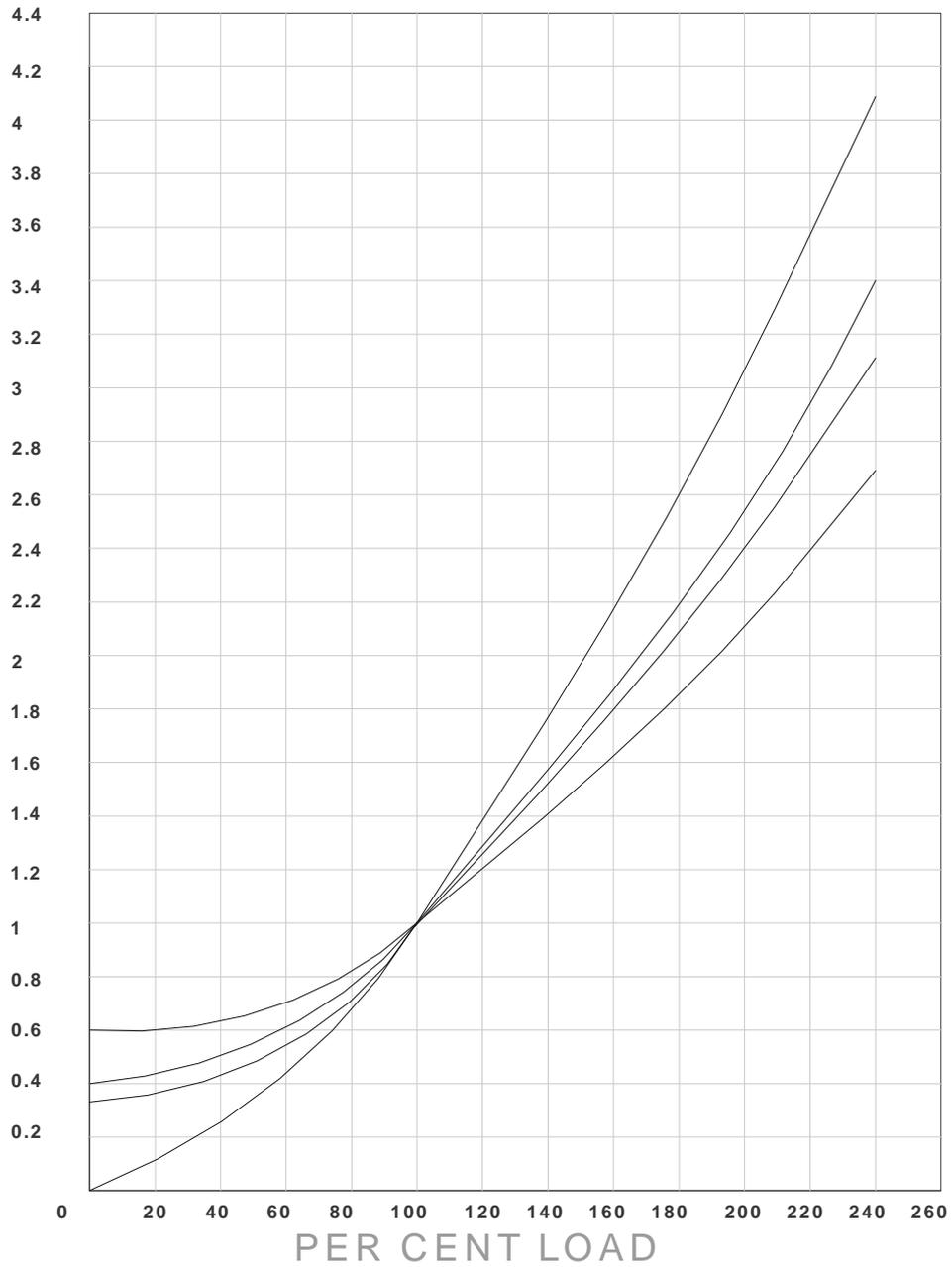


Fig.1 Ultimate oil temperatura rise for self-cooled and water-cooled transformers.

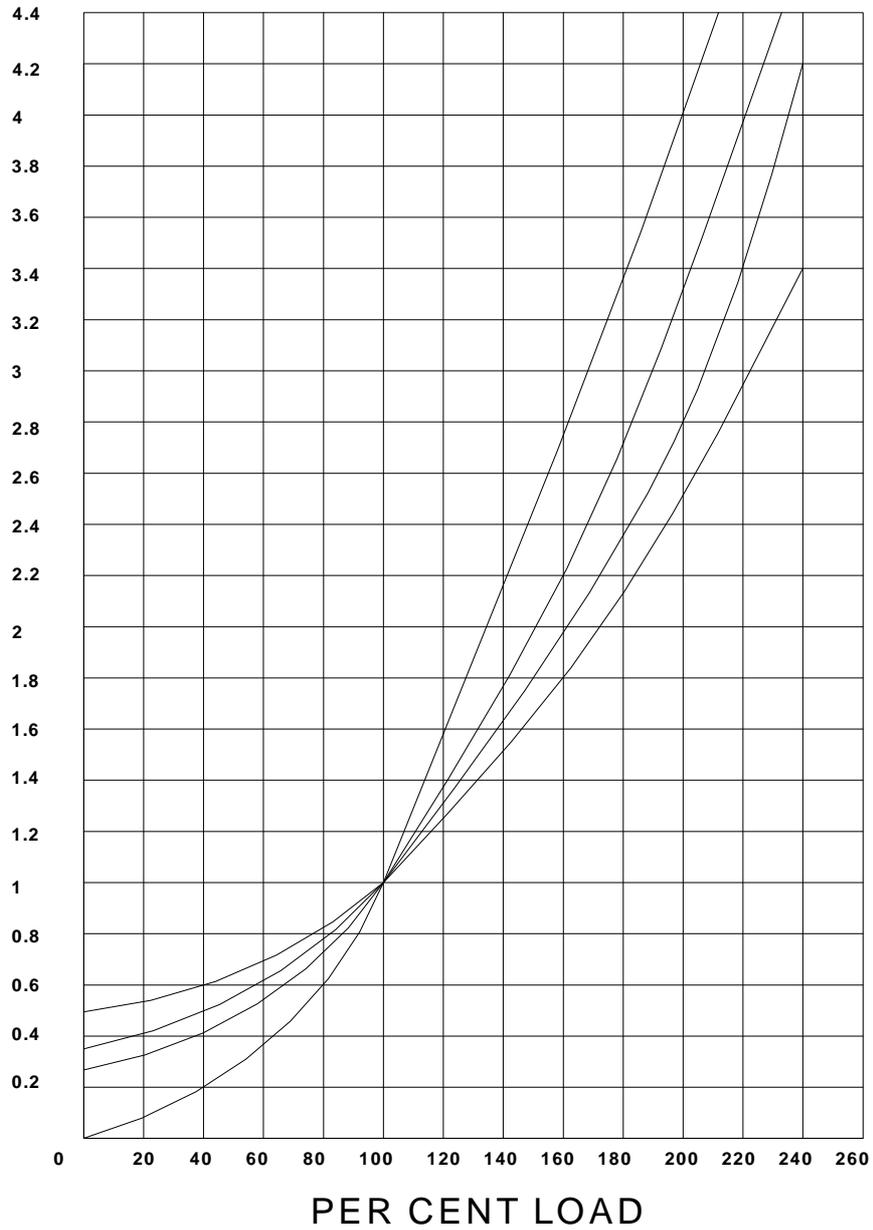


Fig. 2 Ultimate oil temperatura rise for forced –oil cooled and forced –air cooled transformers

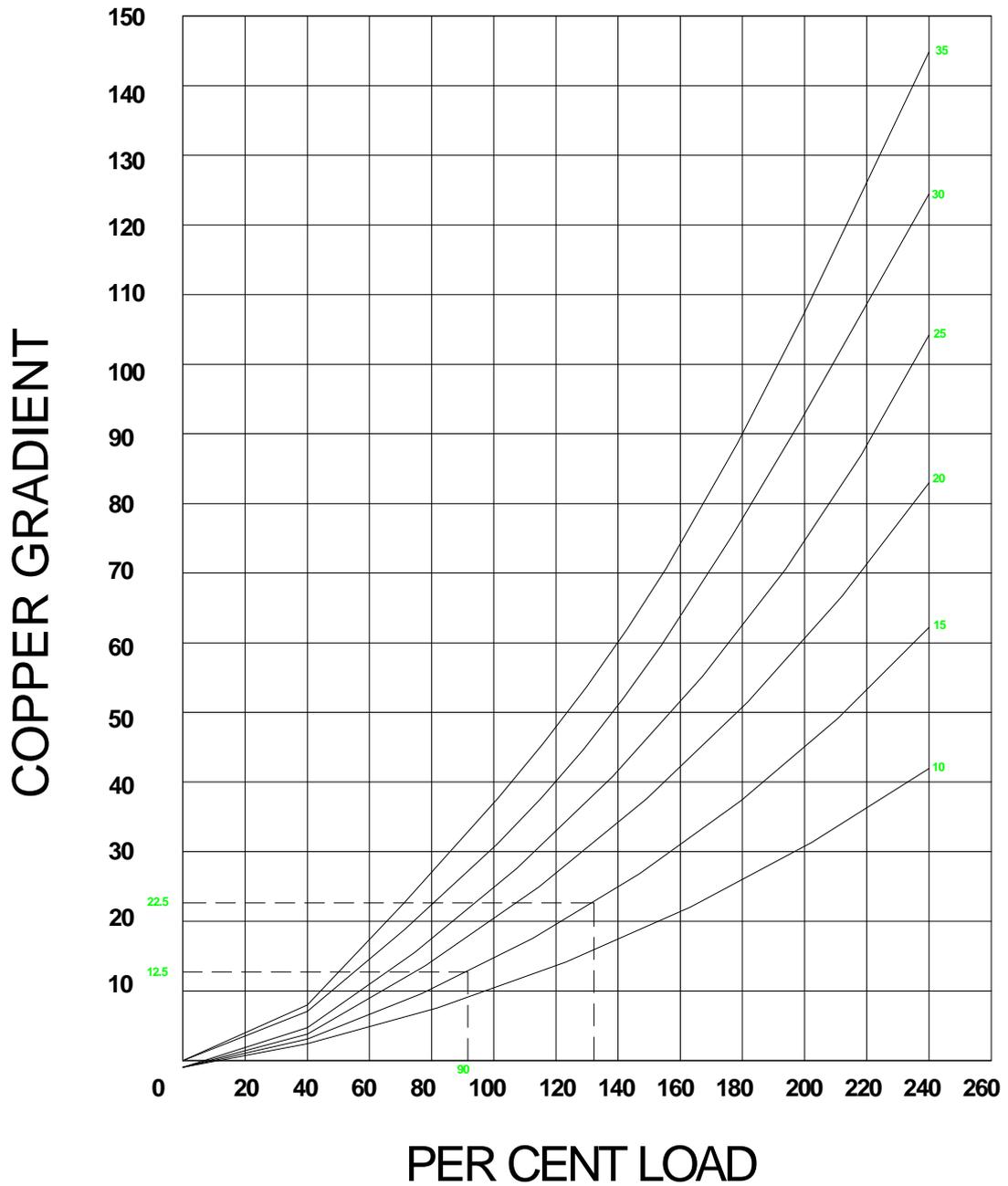


Fig. 3 Cooper gradient curves for different full load gradients.

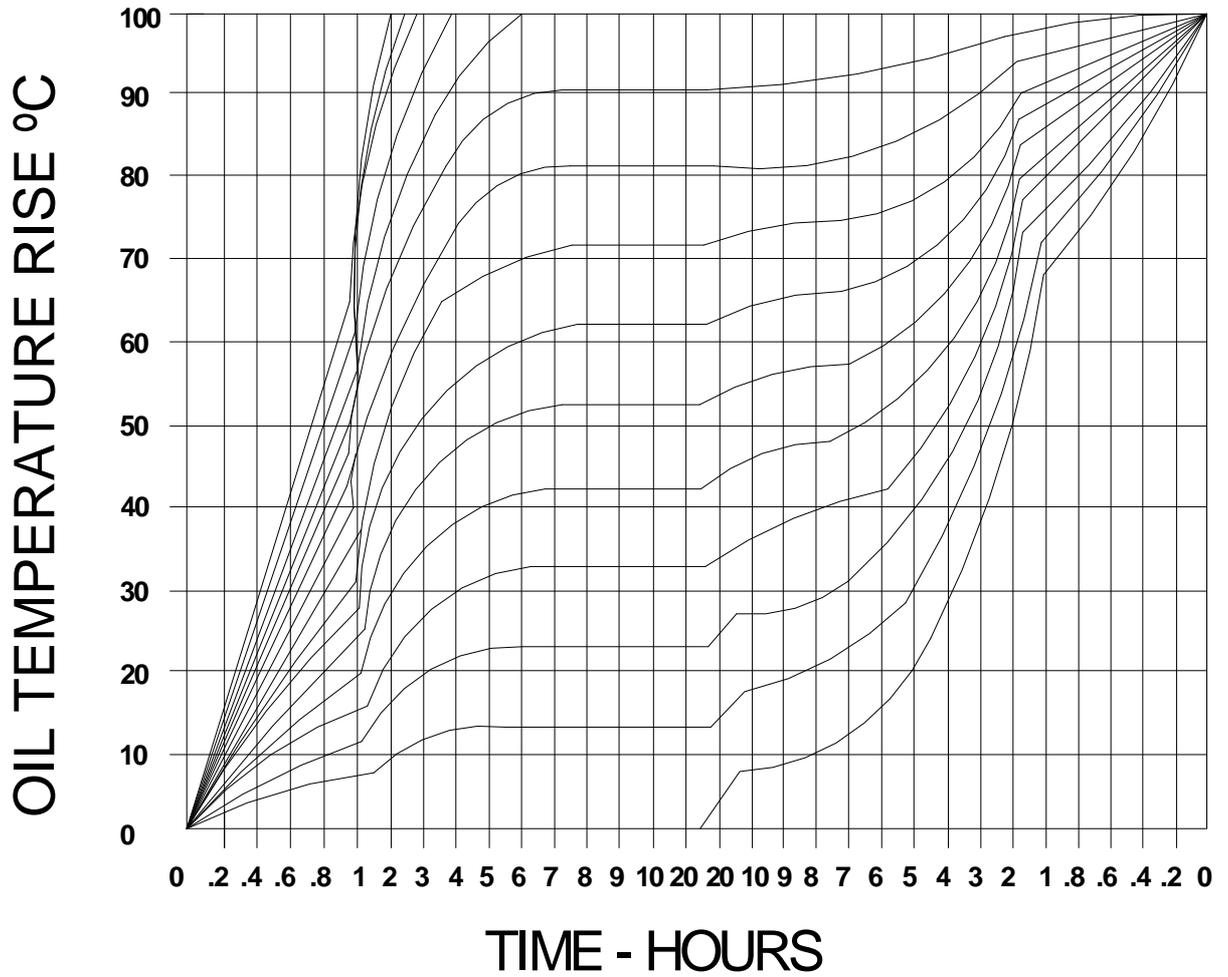


Fig. 4 Oil temperatura rise versus time in hours for self-cooled and water-cooled transformers, where T equals 2 y T equals 4 hours.

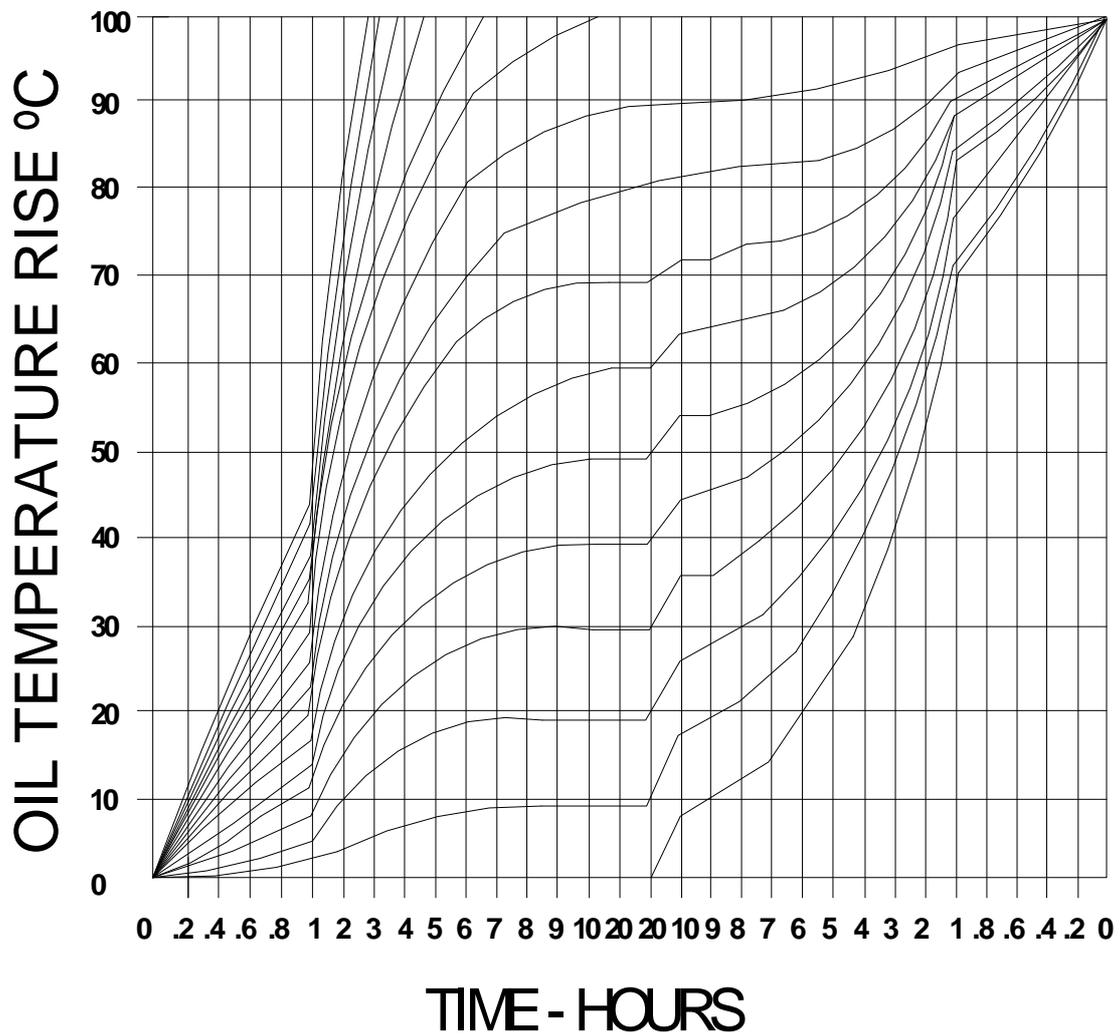


Fig. 5 Oil temperatura rise versus time in hours for self-cooled and water-cooled transformers, where T_{e} equals 3 and T equals 6 hours.

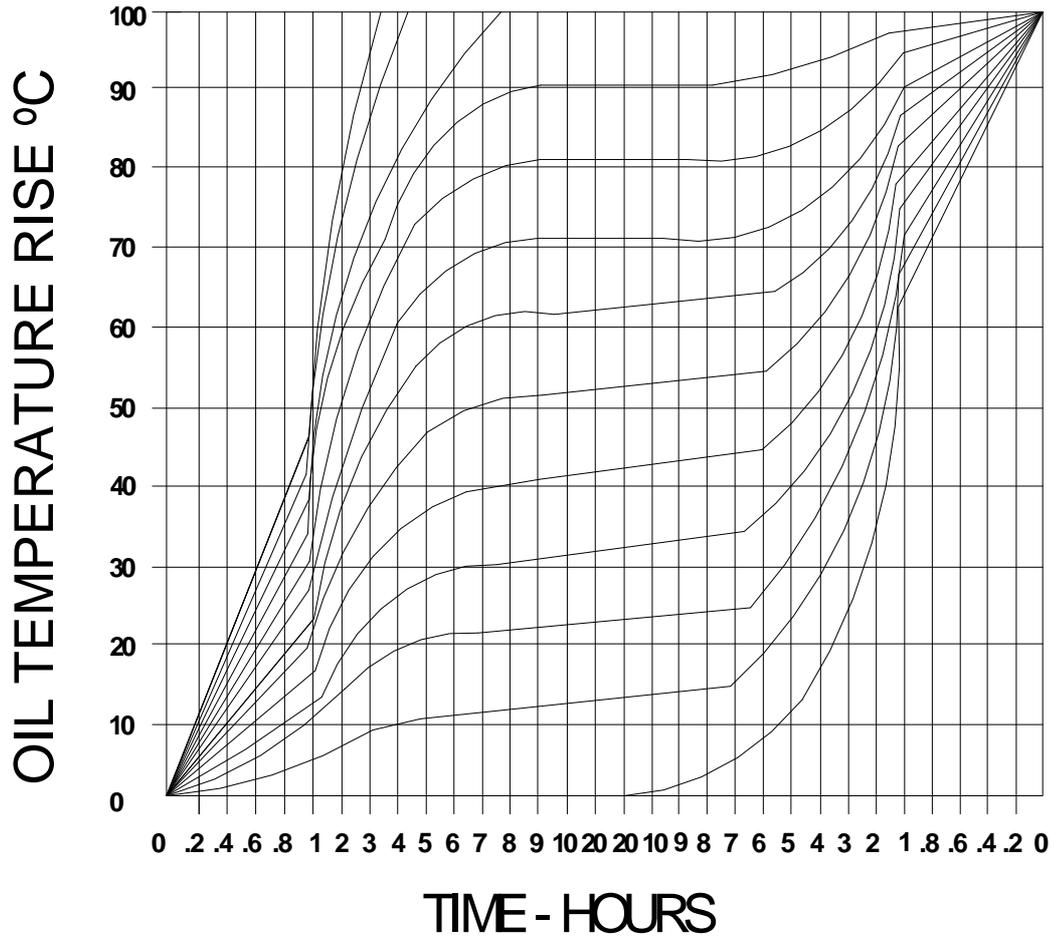


Fig. 6 Oil temperatura rise versus time in hours for torced oil cooled and torced air-air cooled transformers, where T equals 2 and T equals 4 hours.

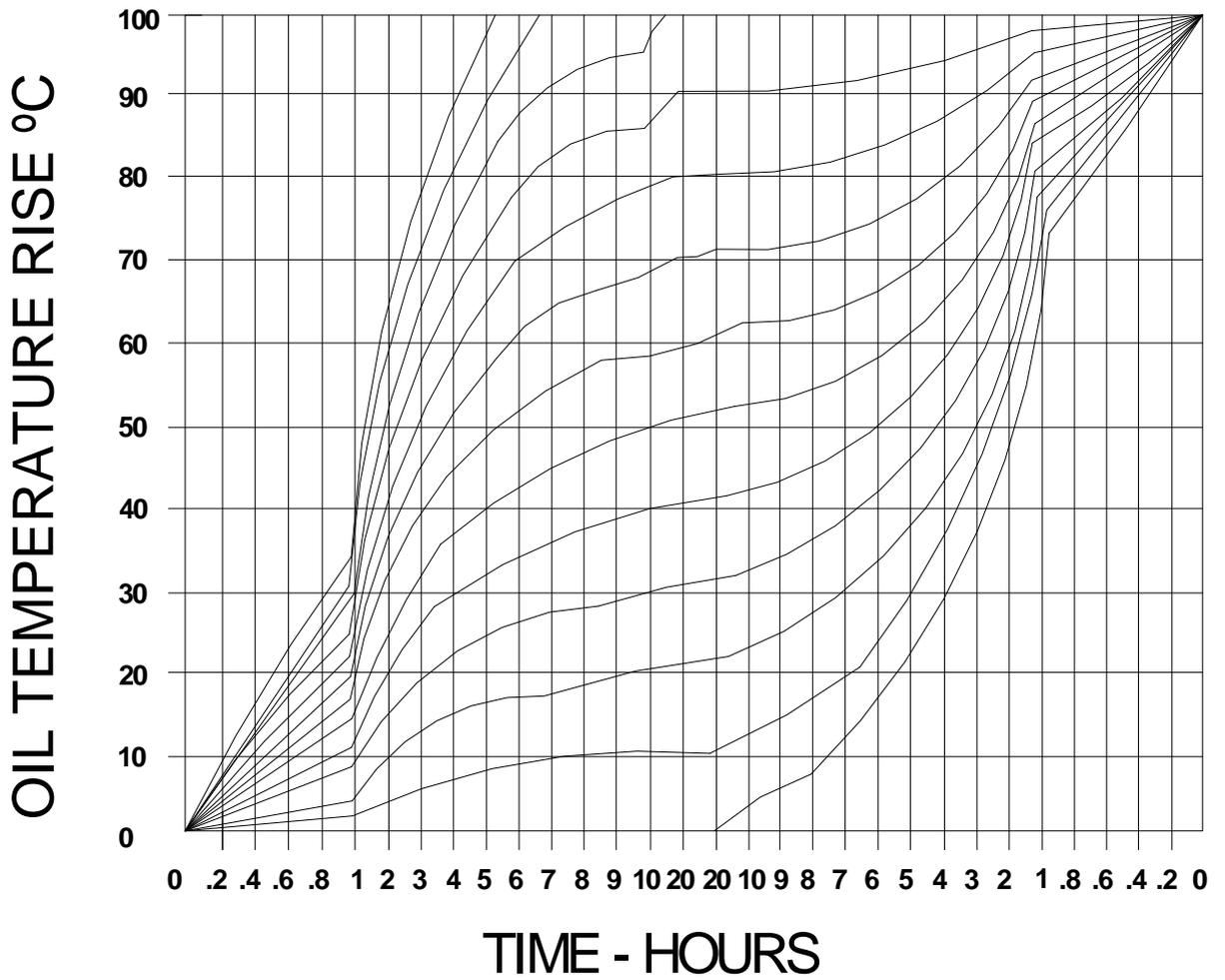


Fig. 7 Oil temperatura rise versus time in hours for torced oil cooled transformers , where T equals 3 and t equals 6 hours.

CAPITULO DOS

DISPOSITIVOS DE PROTECCION

Dispositivos mecánicos:

- Buchholz.
- Sobrepresión o presión súbita.

Dispositivos Eléctricos:

- Protección diferencial.
- Protección de sobre corriente.
- Protección de distancia.
- Sobre corriente con restricción de voltaje.
- Protección de volts - hertz.
- Pararrayos.
- Apartarrayos tipo Válvula.
- Explosores (Air Gaps).

Dispositivos mecánicos.

Buccholz.

Este tipo de relevador, también conocido como “relevador detector de gas”, puede aplicarse solo en transformadores equipados con tanque conservador y sin espacios de gas dentro del tanque principal.

Principio de Funcionamiento.

Las fallas incipientes en los devanados en los puntos calientes en el núcleo, normalmente generan pequeñas cantidades de gas que suben en la parte superior del tanque; a medida que el gas se acumula en el relevador, el nivel de aceite en la cámara de relevador comienza a bajar y con este flotador superior, el cual opera un switch de mercurio que manda una alarma al

tablero de control. Para fallas severas la generación súbita o la velocidad de formación de gases causa movimiento, de aceite y gas en el tubo que interconecta al transformador con el tanque conservador y por lo tanto en el relevador Buchholz, accionando un segundo mecanismo que a su vez opera un switch de mercurio para el disparo.

El relevador se conecta en la tubería que comunica el tanque principal con el tanque conservador y esta diseñado para detectar el gas que pueda subir a través del aceite. Este dispositivo es capaz de detectar pequeños volúmenes de gas y, por lo tanto, arcos de baja energía.

Relevador de presión súbita.

En transformadores con sello hermético (sin tanque conservador) no se tiene relevador Buchholz, por lo que se puede usar un relevador de presión súbita, el cual responde a la velocidad del cambio de la presión y no al valor de esta. Debido a la alta sensibilidad de los mecanismos que operan contactos de mercurio, estos pueden operar erróneamente por alguno de los siguientes motivos:

- Movimiento sísmico
- Choque mecánico cerca del transformador
- Movimiento de aceite ocasionado por cortos circuitos externos.

Dispositivos eléctricos.

Protección Primaria.

El objetivo primordial de la protección primaria de un transformador

es su desconexión rápida cuando se ha presentado una falla en su interior o en algún punto exterior sobre él, entendiéndose que dicha falla una vez que se presentó, le causara daño inmediato cada vez mayor. Los requisitos más importantes que debe llenar una protección primaria son:

- a) Alta sensibilidad
- b) Alta velocidad
- c) Selectividad

Protección de Respaldo.

Es la suministrada por los relevadores capaces de detectar una falla en dicho equipo y que opera solamente después de que la protección primaria ha fallado en su opción. Los requisitos más importantes de una protección de respaldo son:

- a) No deben emplear o controlar dispositivos en común con los relevadores primarios
- b) Deben ser sencillas y operar con suficiente retraso, de manera que la protección primaria actúe.
- c) A diferencia de la protección primaria, aquí la velocidad esta supeditada a la coordinación con la protección primaria, el grado de selectividad no es tan alto para disminuir su costo. Solo el requisito de sensibilidad le es impuesto.

La protección primaria de un transformador con relevadores de sobre corriente es poco frecuente, empleándose solamente cuando el costo

de la protección diferencial no es justificable económicamente.

Normalmente esta protección es empleada como respaldo contra fallas externas junto con un interruptor convenientemente situado, consiste de un transformador de corriente en cada fase y por lo menos dos relevadores de protección de fallas entre fase y un relevador para fallas a tierra.

Sensibilidad y velocidad.

Estos relevadores deben ser coordinados con los relevadores de elementos adyacentes para fallas externas por lo que los tiempos de desconexión con fallas internas son muy largos y el transformador puede resultar severamente afectado. Deben ser lo suficientemente sensibles para detectar la falla en el punto mas lejano del circuito o circuitos que alimenta el transformador, operando con la velocidad adecuada que permita una coordinación eficiente con los elementos adyacentes (relés, fusibles y restauradores).

Protección diferencial del Transformador.

La protección primaria de un transformador es fundamentalmente su protección diferencial, complementada con un relevador buchholz que le de sensibilidad para fallas incipientes y también opere confiablemente durante fallas severas. El transformador tiene también otros dispositivos de seguridad complementarios que lo protegen de

sobre tensión interna, bajo nivel de aceite, calentamiento por sobre tensión, etc.

Criterios generales que deben seguirse respecto a la Protección Diferencial:

- a) El disparo debe hacerse a través de un relevador auxiliar de contactos múltiples y reposición manual.
- b) El relevador auxiliar debe tener los suficientes contactos para disparar los interruptores asociados y bloquear el cierre de los mismos.
- c) Los TCs deben ser exclusivos para esta protección.
- d) Localizar los TCs de tal manera que se incluya el mínimo equipo de potencia diferente del transformador.
- e) Los relevadores de disco de inducción se pueden aplicar a subestaciones alejadas de las fuentes de generación donde el Inrush es despreciable.

Problemas a considerar.

- 1.- Diferencias en corrientes de plena carga.
- 2.- Relaciones de transformación discretas en los TCs (transformadores de corriente).
- 3.- Corrientes de magnetización al energizar.
- 4.- Variaciones de los taps.
- 5.- Defasamiento vectorial.
- 6.- Varios devanados.
- 7.- Corrientes de excitación.

Generalidades.

Un esquema de Protección Diferencial es donde las corrientes que entran a un

equipo cualquiera, y las que salen de el, se hacen circular en un circuito secundario, previa igualación mediante transformadores de corriente en condiciones normales de operación (sin falla), y cuya diferencia en caso de existir se hace pasar por una bobina de operación. No funciona de manera confiable por las siguientes objeciones:

- Transformadores de corriente con diferentes características como son el grado de saturación y/o corriente de saturación especialmente bajo condiciones de falla.
- Dificultad para igualar las corrientes en el circuito secundario por la limitación de las relaciones disponible de los transformadores de corriente.
- Relación de transformación variable por los cambiadores de taps, con fines de regulación de voltaje.
- Corriente magnetizante al energizar un transformador (Inrush), lo cual solo aparece en el lado donde se energiza, pudiendo la protección interpretarlo erróneamente como indicativo de falla interna.
- La conexión de estos relevadores debe ser tal, que se garantice su operación para todas las fallas internas a la zona de protección.

Corriente magnetizante momentánea en Transformadores (Inrush current).

La corriente de magnetización de un transformador entra por el devanado primario y no sale por el secundario, por lo que representa para la protección

diferencial una condición semejante a la de una falla interna.

Los factores de los que depende la severidad o magnitud de la “Corriente Inrush” dependen de los siguientes puntos:

1. Instante en la onda de voltaje en la que ocurre la energización.
2. Magnetismo residual en el núcleo.
3. Capacidad de transformador.
4. Capacidad del sistema.
5. Relación L/R transformador - sistema.
6. Tipo de hierro del transformador.
7. Condiciones en que se realiza la conexión del transformador.

La resistencia de la fuente hasta el banco determina el amortiguamiento de la onda de corriente, por lo que los bancos cercanos a los generadores tendrán una corriente de inrush más grande. En subestaciones alejadas de los generadores el inrush no es tan fuerte ya que la resistencia de las líneas de transmisión amortigua rápidamente las corrientes.

El inrush más grande ocurre cuando un banco no energizado es conectado al sistema. Sin embargo puede ocurrir un inrush después de que ocurre una falla externa al banco, donde el voltaje cae gradualmente a cero, y una vez liberada la falla recobra su valor nominal. En este caso el transformador está parcialmente energizado, así que el inrush al recobrase el voltaje, es menor que el

inrush cuando se energiza con onda completa.

Cuando un banco es energizado en paralelo con otro ya energizado, este último puede experimentar un inrush benévolo la corriente de inrush en el banco que se conecta a la línea encontrará una trayectoria en paralelo con el transformador energizado y la componente de C.D. puede saturar el hierro, causando un inrush aparente.

Nuevamente este inrush es menor que el inrush cuando se energiza en forma completa y su magnitud depende del valor relativo de la impedancia del transformador a la impedancia del resto del sistema que forma un circuito paralelo adicional.

En conexión serie Generador – Transformador, no hay problema por inrush inicial, ya que la unidad es energizada gradualmente hasta llegar al voltaje nominal. Aquí el inrush debido a voltajes recobrados o a energizaciones benévolas puede ser problema, pero son menos severos que el inicial.

Métodos usados por los relevadores diferenciales para resolver el problema de la corriente inrush.

- Relevador de disco de inducción con retardo 0.2 seg. o más.
- Desensibilizando durante la energización insertando una resistencia en paralelo con la bobina de operación habilitada por medio de un contacto n/c de relevadores de voltaje con retardo en el pick up y

drop out. Otro método consiste en usar contacto deslizante de la manija de control del interruptor de modo que el relevador quede desensibilizado al conectar el transformador, para esto es necesario incluir un relevador de sobre corriente instantáneo para falla del transformador.

- Relevadores con retención de armónicas. El método de aprovechar las armónicas que forman parte de la corriente de retención, desensibilizando así al relevador. Este método tiene sus méritos pero no carece de problemas. Es necesario proporcionar suficiente restricción durante los inrush y dar cierto grado de sensibilidad para fallas internas que también pueden contener una gran cantidad de armónicas debido a la combinación de una falla ligera con un inrush.

La corriente de inrush máxima ocurre si el transformador se energiza cuando la onda de voltaje esta cerca del valor cero, en este momento, la corriente y el flujo deben tener un valor máximo en el transformador, y en este circuito altamente inductivo.

Si existe flujo residual en el banco, dejado por una energización anterior, puede ser que se sume o que se reste del flujo total, aumentando o disminuyendo la corriente de magnetización.

Para darnos una idea acerca del origen de la corriente magnetizante

momentánea, debemos considerar algunas simplificaciones como por ejemplo, al energizar un transformador con el secundario abierto, se considera despreciable la caída de voltaje en su resistencia y reactancia de dispersión, el voltaje impreso que supondremos sinusoidal será sensiblemente igual al voltaje inducido producido por el flujo magnético en el núcleo. Ya que este voltaje inducido por el flujo magnético en el núcleo es proporcional a la derivada o rapidez de variación de este, concluimos que la forma de onda de flujo debe tener la misma pendiente o ser similar a la que tiene durante operación normal del transformador, pero su punto de arranque dependerá del flujo residual en el núcleo.

Para la situación de un transformador que se conecta a la fuente de alimentación en un instante en que el voltaje es cero. El flujo magnético, que está atrasado prácticamente 90° al voltaje, debía estar en ese instante en su valor máximo negativo $-\phi_m$, pero realmente es cero, pues el transformador estaba desconectado. Ello da lugar a un desplazamiento hacia arriba de la onda de flujo magnético, que llega a alcanzar un valor $2\phi_m$ dentro del primer ciclo; esta onda es una cosinusoide desplazada, y su componente periódica es realmente de naturaleza exponencial, con una constante de tiempo L/R , donde L y R son respectivamente, la inductancia y resistencia equivalente del transformador y la fuente. Este valor máximo que alcanza el flujo magnético es muy superior al de saturación del transformador, por lo que origina una

saturación muy severa y valores muy elevados de la corriente de magnetización i_m . Se ha supuesto que el flujo inicial en el transformador era nulo, pero realmente puede haber tenido cierto valor ϕ_r residual, resultante de su última desconexión, este flujo puede ser positivo o negativo, y se suma algebraicamente con ϕ , dando un máximo $2\phi_m \pm \phi_r$, que puede ser mayor o menor que el flujo remanente. Si la conexión del transformador se hace en un instante diferente al mostrado, la componente periódica del flujo es menor, y la corriente de magnetización tiene un valor más pequeño.

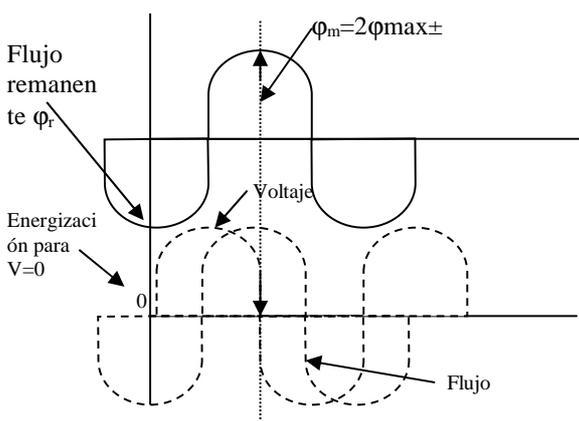


Fig. 2.1 Flujo durante la energización de un transformador.

Los transformadores se operan normalmente cerca de la rodilla de la curva de saturación, así que el flujo adicional, requerido por una energización cuando el voltaje es cero, más el flujo residual saturarán definitivamente al núcleo e incrementarán las componentes de la corriente de magnetización.

La corriente de magnetización decae rápidamente en los primeros ciclos, y luego lentamente, tomando de 4 a 5 segundos para tomar un valor final. Cuando la resistencia es baja, la constante de tiempo del circuito (L/R) no es constante, debido a que L varía por la saturación del transformador. Durante los primeros ciclos, la saturación es alta, por lo tanto L es baja, como las pérdidas amortiguan el circuito, la saturación disminuye y aumenta L .

En devanados conectados en delta la forma de onda de la corriente de línea depende de dos corrientes de fase que tienen procesos transitorios independientes, condicionados por sus núcleos respectivos. La avalancha de corriente de línea puede tener naturaleza oscilatoria, si hay saturación en los dos núcleos involucrados.

La corriente de magnetización o inrush está formada por corrientes armónicas, por lo general la segunda y la quinta, es decir, se nos presentan corrientes con frecuencias de 120 y 300 Hertz. Aunque la tercera armónica en ocasiones es muy importante. Los relevadores diferenciales aprovechan esta corriente para formar parte del circuito de retención, lo que desensibiliza el relevador ante la presencia de estas.

En la siguiente tabla se presenta las amplitudes y tipos de armónicas que se presentan durante las corrientes de magnetización.

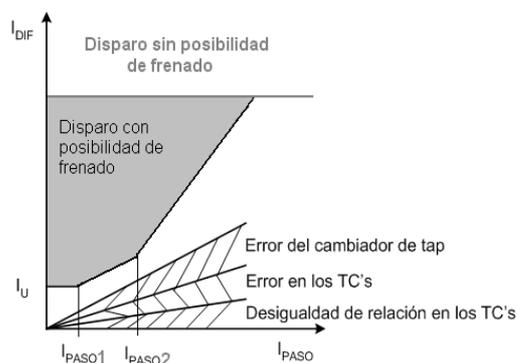
Componente	CD	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a	6 ^a	7 ^a
Valor típico %	55	63	23.89	5.1	15	3.7	2.4

En los modernos relevadores del tipo microprocesados, se contempla el ajuste de valores para la 2ª y la 5ª armónica. La segunda armónica generalmente se ajusta en un 10-15 % y para la quinta estará entre el 20 y el 35% del valor de corriente que “vea” el relevador.

Protección diferencial de porcentaje

Para proveer alta sensibilidad en condiciones de falla interna y alta seguridad de bloqueo ante condiciones de falla externa, la mayoría de los relevadores usan la característica de porcentaje.

La representación gráfica de operación de los relevadores de porcentaje está dada por su pendiente y una corriente mínima de operación (sensibilidad), ver siguiente figura. Además, la protección diferencial porcentual incorpora un frenado que está en función de la magnitud de corriente que circula en los devanados.



Sensibilidad.

Es la corriente mínima de operación (I_U) y su función principal es compensar las

diferencias y errores de medición de los TC's (10%), corrientes de excitación (3%) y el propio error del relevador (3%).

Primera pendiente

Tiene como objeto compensar corrientes diferenciales debidas al cambiador de taps y los errores de los TC's.

Segunda pendiente

Tiene como objeto proteger contra la saturación de los TC's, que pueden hacer que ante una falla externa con intensidades de corriente muy grandes se dé un disparo del relevador.

Protección diferencial sin posibilidad de frenado

Esta no tiene frenado por armónicos, ni por corriente de paso. Se tiene un disparo instantáneo ante corrientes de falla muy grandes que pueden producir saturación en los TC's. Por lo que no existe bloqueo.

Problemas que se presentan en la protección diferencial

La no linealidad presente, la corriente Inrush y la saturación de TC's, provocan una corriente diferencial grande a través del relevador, incluso cuando no existe falla en la zona de protección, con ello se nota que estos fenómenos pueden causar una mala operación del relevador, es decir, operar cuando no deban hacerlo. Por lo tanto, en la protección diferencial deben ser considerados los

siguientes factores para una correcta operación de la protección:

- a) Cambiador de TAPs en el transformador.
- b) Diferentes niveles de tensión, ya que los TC's son de diferente tipo, relación y características.
- c) Saturación de los TC's.
- d) Corriente Inrush.
- e) Sobreexcitación de los transformadores.
- f) Desfasamiento en los bancos con conexión delta-estrella y estrella-delta.
- g) Diferencia en las relaciones de transformación de los TC's.
- h) Corriente residual de los n devanados

Desafíos con la protección diferencial

Alambrado de TC's

- ✓ El faseo del sistema deberá ser igual al del relevador.
- ✓ Evitar conexiones de los secundarios de los TCs en delta cuando se tiene por diseño burden alto.

Sobre excitación

- ✓ Disparo o bloqueo Volts/Hertz.
- ✓ Disparo o bloqueo por 5th armónica.

Fallas de baja magnitud de corriente

- ✓ Relevador de acumulación de gas
- ✓ Relevadores de presión
- ✓ Diferencial de tierra

Fuentes de secuencia cero

- ✓ Filtrado de secuencia cero en cada uno de los devanados del Transformador

Condiciones Operativas atípicas o fuera de especificación

Evaluar compensaciones adicionales mediante pruebas pre operativas con casos tipo que contemplen todo escenario posible de falla.

Protección de relevadores de sobre corriente.

Los relevadores de sobre corriente de fase, el pick up debe ser superior al valor de carga máxima por lo que su sensibilidad no es muy alta. Para el caso de la protección de sobre corriente de fases en alta tensión se puede dotar con elementos instantáneos para fallas severas, con sensibilidad baja ya que su pick up debe ser superior a la corriente de Inrush. Otra dificultad que presentan estas unidades instantáneas es su tendencia a sobre alcanzar debido a la componente de corriente directa de las corrientes de falla, por lo cual deben ser ajustadas suficientemente altas evitando operar para la falla externa máxima.

Adicionalmente debe proteger el transformador contra el posible daño térmico o mecánico por fallas externas, por lo que su característica tiempo - corriente debe coordinar con la curva de daño del transformador.

Características de la protección de respaldo con relevadores de sobre corriente:

- Los ajustes de palanca se hacen en base a la coordinación de las

- líneas que respaldan. Igualmente se hace con los ajustes de tap.
- El ajuste del tap deberá hacerse en base a la corriente de plena carga del transformador mas un porcentaje que dependerá del factor de carga del mismo, y de las normas de protección que estemos aplicando, generalmente ajustamos a un 20 % del nivel de plena carga, es decir a un 120 % de corriente nominal. No es limitante la corriente de falla en el punto más remoto, puesto que estamos tomando en cuenta la capacidad del transformador.
 - La protección de respaldo 51N con TC en el neutro del transformador, además de respaldar a las líneas adyacentes también respalda a su protección primaria (diferencial) para fallas en la estrella aterrizada.
 - El ajuste para el relevador de tierra se ajusta del 10 al 30% del nivel de corriente de plena carga, como una regla de “dedo” como nos lo marca la experiencia. Sin embargo donde por efectos de coordinación se requiera, podemos ajustar a valores más altos, siempre y cuando aseguremos la operación para fallas en el punto más lejano donde esté alimentando el transformador
 - La protección de fase también suministra respaldo para fallas internas cuando sus TC's están colocados del lado de la generación.
 - El valor del dial o palanca de tiempo debe ser seleccionado de tal manera que este no opera para las secciones adyacentes donde se requiera que deben operar otros equipos, como restauradores, fusibles, termo magnéticos etc. Los cuales seccionaran los tramos fallados. El tiempo de coordinación sugerido de 0,3 seg deberá ser suficiente tomando en cuenta: tiempo de apertura del interruptor asociado
- Protección de respaldo de fase con relevador 51V.
- La aplicación principal de los relevadores de sobre corriente con restricción de voltaje es la protección de respaldo de generadores para fallas en un elemento adyacente que no hayan sido liberadas por su correspondiente protección primaria. Su aplicación en estos casos se debe a su gran sensibilidad debido a que su pick - up disminuye a medida que el voltaje decrece. Otra ventaja es confiabilidad ya que no operan durante condiciones de carga debido a que el voltaje no disminuye apreciablemente. Una de sus aplicaciones puede ser en el caso donde la corriente mínima de falla es inferior a la máxima corriente de carga. Esto puede presentarse cuando hay variaciones muy grandes en las condiciones de generación.

Protección contra Sobreexcitación de transformadores Volts / Hertz.

Es la Protección que se aplica para proteger a los transformadores en problemas de sobre-excitación, por elevaciones de voltaje, a niveles peligrosos, donde el valor V / F por incremento de voltaje o disminución de la frecuencia provocan un aumento en el flujo máximo, con el consiguiente aumento de pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault, produciendo un calentamiento en el núcleo. Puesto que la corriente de excitación necesaria también aumenta, se tiene un alto índice de armónicas si el núcleo llegara a saturarse.

En cualquiera de los devanados de un transformador se tiene:

$$E = 4.44 f N \Phi_m$$

Donde:

$E =$	voltaje inducido en volts (rms)
$f =$	frecuencia en ciclos / seg
$N =$	numero de vueltas del devanado en cuestión
$\Phi_m =$	Valor máximo del flujo que concatena con el devanado en webers.

Normalmente en un transformador energizado con voltaje sinusoidal y en vacío se tiene para el devanado primario (donde se energiza):

$V = E$

$V =$	voltaje terminal en dicho devanado
-------	------------------------------------

Lo anterior se debe a que la corriente de excitación que circula produce una caída relativamente pequeña a través de él. Por lo que, si el voltaje aplicado es sinusoidal se ve que el flujo también es sinusoidal y se justifican los siguientes supuestos a los diferentes símbolos:

$\Phi_m = \frac{V}{4.44 f N}$

Los reveladores volts/hertz contra sobreexcitación tiene una característica lineal voltaje-frecuencia, operando cuando dicha relación excede un valor determinado. Los transformadores más susceptibles a dañarse por sobreexcitación son los de unidad bajo las siguientes circunstancias más comunes:

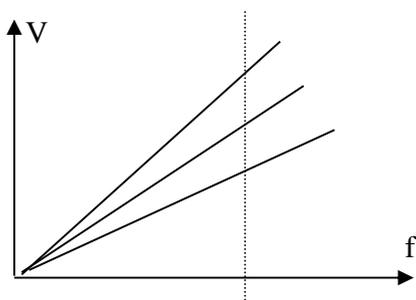
- a) Durante un arranque de maquina estando el campo bajo el control

de regulador de voltaje mientras que la máquina aumenta su velocidad.

- b) Durante disparo de máquina dejándose conectada la excitación para conseguir más rápida desaceleración.
- c) Durante un rechazo de carga aunque no es muy probable.

Los relevadores volts - hertz contra sobreexcitación tiene una característica lineal voltaje - frecuencia y operan cuando dicha relación sobrepasa determinado valor. Aunque normalmente los reguladores tienen una característica que evita la sobreexcitación, se recomienda el uso de este relevador como un respaldo de un respaldo contra un mal funcionamiento del regulador, o para suministrar protección cuando el regulador está fuera de servicio.

Estos relevadores comúnmente tienen un timer adicional, para retrasar el disparo de acuerdo a la capacidad en particular el transformador protegido para soportar diversas condiciones de tiempo y magnitud de sobreexcitación.



Característica de operación de 60 Hz

EJEMPLO:

A continuación, se describe el ajuste de un relevador utilizado para la protección de un banco de tres transformadores elevadores monofásicos de 239 MVA. Cada uno de relación 21.5/400 KV.

Relevador G.E: tipo STV11A con rango de 1.8 a 2.5 volts/hertz y de 2 hasta 60 seg.

Dado que no se tienen los valores del fabricante de características de diseño vamos a recurrir a las normas. De acuerdo a la norma ANSI/IEEE C37.91-1985 dice que los transformadores deben soportar, sin, daño, una operación continua sin carga con voltaje de 1.1 p.u. del nominal y con frecuencia nominal. Con base a esto, puede afirmarse que el transformador no debe sufrir daño alguno con el 10% de sobreexcitación continua, trabajando en vacío.

Valor nominal de excitación en volts/hertz en el secundario del transformador de potencial:

$$\frac{21,500 \text{ Volts.}}{200 * 60 \text{ Hz}}$$

$$1.791 \text{ V/Hz.}$$

distancias muy cortas para niveles básicos de aislamiento no muy altos.

Ejemplo.

Para la SE Chuviscar se tiene un banco de auto transformadores con los siguientes datos:

Capacidad del banco.	225MVA nominal	300MVA OA/FA	30MVA Terciario
Devanados	HX	HT	XT
Tensión nominal.	230	115	34.5
Capacidad p/Z%	100	100	100
Impedancia	9.13Z _H	32.37Z _X	22.04Z _T
RTC de sobre corriente	800/5H pedestal	1600/5X pedestal	3000/5T bushing
	600/5NT	600/5SP	
CT conexión	H Delta	X Delta	T Delta

Considere un valor de falla trifásica en el bus de baja de 2754 A

Para una falla monofásica en el bus de baja tenemos una contribución en alta de 2469 A y en baja de 10603 por lo tanto la circulación por el neutro es ABS (2469 A-10603 A) igual a 8134 A.

Encuentre los ajustes de la protección diferencial.

Encuentre los ajustes de los sobre corrientes de respaldo.

Solución:

Calculamos la I_H secundaria a carga nominal.

$$I_H = \frac{225,000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 230 \text{ KV} * 160}$$

$$I_H = 3.52 \text{ A secundarios}$$

La corriente secundaria anterior es a la salida de los TCs de pedestal pero ahí que multiplicar por $\sqrt{3}$ por que la conexión de los secundarios es en delta.

Por tanto

$$I_H = 3.52 * \sqrt{3} \text{ A secundarios}$$

$$I_H = 6.11 \text{ A secundarios hacia la}$$

Calculamos la I_X secundaria a carga nominal.

$$I_X = \frac{225,000 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 115 \text{ KV} * 320}$$

$$I_X = 3.52 \text{ A secundarios}$$

De igual manera la corriente secundaria anterior es a la salida de los TCs de pedestal, pero ahí que multiplicar por $\sqrt{3}$ por que la conexión de los secundarios es en delta. Por tanto

$$I_X = 3.52 * \sqrt{3} \text{ A secundarios}$$

$$I_X = 6.11 \text{ A secundarios hacia la}$$

diferencial.

Calculamos la I_T secundaria a carga nominal.

$$I_T = \frac{225,000VA}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3} \cdot 34.5KV \cdot 600}$$

$I_T = 3.62$ A secundarios

La corriente secundaria anterior es a la salida de los TCs de Busching pero hay que multiplicar por $\sqrt{3}$ porque la conexión de los secundarios es en delta.

$$I_T = 3.62 \cdot \sqrt{3} \text{ A secundarios}$$

$I_T = 6.27$ A secundarios hacia la diferencial.

Se selecciona la corriente más alta e los tres devanados.

$$I = 6.27 \text{ A}$$

Para el caso de un rele electromecánico se tienen los siguientes taps disponibles:

2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.2, 4.6, 5.0 y 8.7

Para nuestra corriente mayor ubicamos en que tap corresponde y escogemos el mayor. Entonces tendríamos como tap para alta igual a 8.7 para el resto de los taps compensamos de la siguiente manera.

Factor de compensación seria igual a :

$$FC = \frac{8.7}{6.27}$$

$$FC = 1.39$$

$$I_X = 6.11 \text{ A} \cdot 1.39$$

$$I_X = 8.49$$

$$I_H = 6.11 \text{ A} \cdot 1.39$$

$$I_H = 8.49$$

Entonces los taps ideales serian:

$$I_H = 8.49$$

$$I_X = 8.49$$

$$I_T = 8.7$$

Entonces los taps disponibles serian:

$$I_H = 8.7$$

$$I_X = 8.7$$

$$I_T = 8.7$$

Para la protección de respaldo de fases (51H) se calcula de la siguiente manera.

$$I_{alta} = \frac{300 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 230KV}$$

$$I_{alta} = 753 \text{ A}$$

Considerar un ajuste de sobre carga de 120% para la capacidad máxima.

$$I_{alta} = 753 \cdot 1.2$$

$$I_{alta} = 903 \text{ A}$$

Con una curva IEC Std y 2754 A en el bus de baja para un tiempo de operación de 0.81 S tendremos una palanca de 0.13

Para la protección de respaldo de fases (51NT) se calcula de la siguiente manera.

$$I_{baja} = \frac{300 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 115 \text{KV}}$$

$I_{baja} = 1506 \text{ A}$

Considerar un ajuste de desbalance de un 20% para la capacidad máxima.

$$I_{baja} = 1506 \text{ A} * 0.2$$

$$I_{baja} = 301.22 \text{ A}$$

Con una corriente circulando por el neutro del transformador de 8134 A y para un tiempo deseado de 0.8 S y una curva IEC Muy tendremos una palanca de 0.37 Con una corriente circulando por el neutro del transformador de 8134 A y para un tiempo deseado de 0.8 S y una curva IEC Muy tendremos una palanca de 0.37

Especificación G0000-62 edición junio 2013

Esquemas Normalizados de protecciones para Autotransformadores y Reactores de potencia.

SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

Dispositivo Físico	Dispositivo Lógico	FUNCION ANSI	DESCRIPCIÓN
PT1			Relevador Multifunción para protección de bancos de transformación
PT2			Relevador Multifunción para protección de bancos de transformación
	PDFT	87T	Protección diferencial de transformador
PBF	RBRF	50FI	Protección de falla de interruptor
	PORN	51NR	Protección de sobrecorriente temporizada de neutro de reactor
POR	POCR	51R	Protección de sobrecorriente de reactor
PVT	POVT	59NT	Relevador de Sobretenación por corrimiento del neutro de terciario del transformador o autotransformador
		86T	Relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido de transformador
		86R	Relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido de reactor
		86FI	Relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido por falla de interruptor
	PDFR	87R	Relevador diferencial de reactor
	PDRN	87RN	Relevador diferencial de reactor de neutro
MMF	MPQM	MM	Medidor Multifunción
	POTP	51H	Protección de respaldo del lado primario del transformador
	POTS	51L	Protección de respaldo lado secundario del transformador
		51NT	Protección de respaldo de autotransformador
	POTT	51T	Protección de respaldo lado terciario del transformador
	PONT	51NT-H	Protección de Neutro de Transformador
		51NT-L	
PSP	POSP	51SP	Relevador de sobrecorriente de servicios propios
			Protecciones propias contenidas en transformador, autotransformador, reactor de fase y reactor de neutro.
		PCT	49T Relevador térmico de sobrecarga (imagen Térmica o TRO). 83T Relevador Buchholz tanque principal. 83P Dispositivo de sobrepresión tanque principal. 26 Q Disparo por sobretensión de aceite. 83PC Disparo por sobrepresión en cambiador. 83F Disparo por flujo de aceite en el cambiador.

Todos los relevadores que forman parte de los esquemas normalizados de protección para transformadores de potencia, deben cumplir lo establecido en la especificación CFE G0000-81. Así como el procedimiento establecido para aprobación de relevadores con pruebas prototipo y dinámicas funcionales de acuerdo a los establecido el documento PE-K3000-02.

Protección Diferencial de Transformador (PT1-PT2)

- a). Operación tripolar
- b). Debe contar con una función de sobre corriente en cada una de las entradas de corriente para realizar los siguiente:
 - Protección de sobre corriente en el lado de alta del transformador (51H)
 - Protección de sobre corriente en el lado de baja del transformador (51L).
 - Protección de sobre corriente del terciario del auto transformador (51T).
 - Protección de sobre corriente de neutro, debe proteger de forma independiente cada punto de aterrizamiento con lo que cuente el transformador (51NTH, 51NTL).

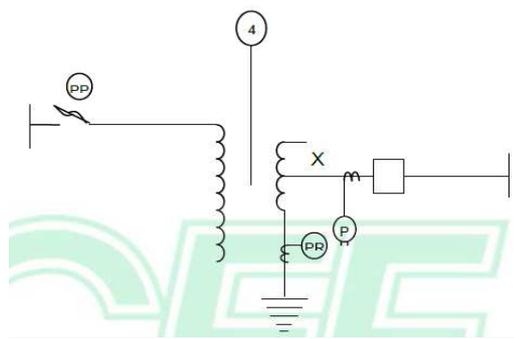
c) Debe contar con una restricción para cada entrada de corriente en cada devanado. Para los devanados de alta y baja tensión debe haber una restricción por cada interruptor conforme al arreglo de barras

Características específicas de las funciones de protección

- a) Las funciones de protección diferencial de transformador (87T) de los relevadores PT1 y

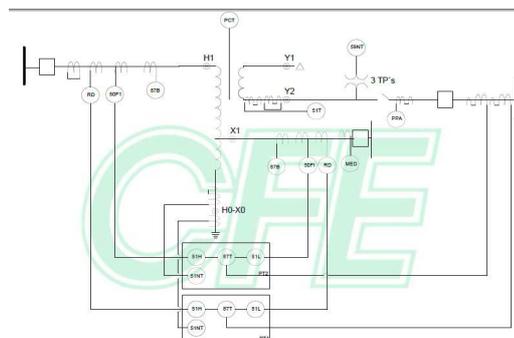
- PT2 deben tener algoritmos diferentes.
- b) Los relevadores PT1 y PT2 deben contener la función de protección de disparo y bloqueo sostenido (86T) en caso de que uno de estos no cuente se deberá suministrar un relevador tipo biestable independiente tipo latch.
- c) Los disparos PT1 y PT2 deben operar directamente al equipo primario y 86T; mientras que las protecciones propias del banco deben operar directamente sobre la función 86T. La función del 86T debe realizar el bloqueo y disparo sobre los interruptores asociados al banco.
- d) Los arranques hacia los 50FI deben ser directamente de los relevadores PT1 y PT2 incluyendo las protecciones propias del banco.
- e) Debe contar con señalización de operación y alarma por disparo de las protecciones propias del banco. En caso de transformadores monofásicos se deberá tener la alarma por fase.
- f) La función de protección de falla de interruptor 50FI se acepta como función adicional de la protección PT1 y PT2 y/o diferencial de barras para niveles de tensión ≤ 161 kv. Para niveles de tensión superiores debe de ser un relevador independiente

Esquema de protección de transformadores de potencia de 1 a menos de 7.5 mvas con dos devanados



- a) Fusible en el lado de alta tensión
- b) Protección de sobre corriente del lado de baja del transformador (51L)
- c) Protección de sobrecorriente de neutro del transformador (51NT)
- d) Protecciones propias contenidas en el transformador (63T, 63P, 49T) PCT para transformadores mayores a 7 MVAs.

Esquema de protección de autotransformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tres devanados conexión estrella-estrella-delta con servicios propios



- a) La operación de las protecciones PT1 y PT2 deben disparar bobina 1 y bobina 2 de los interruptores 52 H, 52L y 52T.
- b) La operación de las funciones de protección 87T1, 87T2, 51T, 59NT, 63P, 63PC, 63T y 63F deben disparar 86T1 y 86T2. Y a su vez deben enviar señal para

arranque de las funciones 50FI-H y 50FI-L.

c) La operación de las protecciones 86T1 y/o 86T2, deben bloquear el cierre de los interruptores 52H, 52L y 52T, con desbloqueo local incluido.

d) La operación de las protecciones 51H, 51NH Y 51NL. Deben disparar los interruptores 52 H, 52L y 52T y enviar señal para arranque de las funciones 50FI-H Y 50FI- L.

e) La operación de la protección 51L debe disparar el interruptor 52L y enviar señal de arranque al 50FI-L

f) La operación de las protecciones 49T y 26Q deben disparar el interruptor 52L y enviar señal para arranque de la función 50FI-L. Y debe incluir el esquema de disparo segregado de alimentadores por sobre carga en caso de que se solicite en características particulares.

g) La señalización de alarmas y operación de las protecciones propias del banco deben señalar su operación a las protecciones PT1 y PT2.

h) Las operaciones de las protecciones 50FI lado alta y baja tensión deben disparar todos los interruptores asociados (propio o transferencia) del lado opuesto del transformador.

CAPITULO TRES **DEFASAMIENTO VECTORIAL**

Otro de los fenómenos que afectan a la aplicación de la protección diferencial de los transformadores aunque en menor grado, son los desfases de las magnitudes de voltaje y corrientes provocados por los

diferentes tipos de conexiones de dichos transformadores.

A continuación se muestran algunas de las conexiones mas comunes y sus diagramas vectoriales de voltaje, en la figura 3.3 que es la mas usual se aprecia un defasamiento de 30° entre los voltajes de fase a neutro del primario con respecto al secundario, el cual también se presenta en las corrientes que circulan a través del transformador.

Este defasamiento sin embargo se logra compensar de manera eficaz invirtiendo el tipo de conexión de los TCs. Para el lado conectado en delta del transformador de potencia, se conectan los TCs en estrella y para el lado de la estrella del transformador los TCs se conectan en delta.

Las figuras 3.1, 3.2 y 3.3 muestran las formas de conexión de los TCs para las conexiones de los transformadores de uso generalizado.

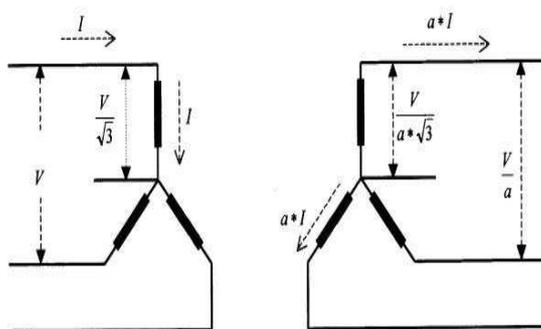
La conexión Y-Y presenta dos inconvenientes serios:

- 1.- Si la carga del transformador es desbalanceada, produce fuertes desbalances en los voltajes de fase del transformador.
- 2.- Existe un problema grave con los terceros armónicos de voltaje.

Los problemas de desequilibrio de voltajes y de tercer armónico pueden solucionarse juntos mediante una de dos técnicas:

1.- Conectando solidamente a tierra los neutros de los transformadores, especialmente el del primario. Esta conexión permite que los componentes de tercer armónico originen corrientes en el neutro en vez de causar sobre voltajes. Igualmente el neutro también provee trayectoria de retorno a cualquier desequilibrio de corrientes de carga.

2.- Agregar un tercer devanado (terciario) conectado en delta al banco del transformador. Si se añade el devanado terciario conectado en delta, los componentes del tercer armónico de tensión de la delta se suman dando lugar a la circulación de corriente por dicho devanado. Esto suprime los componentes de voltaje de tercer armónico de la misma forma que aterrizando los neutros del transformador.



- La corriente primaria (I_A) y secundaria (I_a) del transformador principal en fase.
- Debido a que la conexión estrella no genera desfase angular para este transformador los TCs se conectan en estrella.
- La corriente primaria del transformador (I_A) se encuentra

en fase con respecto a la corriente secundaria de su TC (i_A).

- Por lo tanto la corriente secundaria (i_A) de TC del devanado primario se encuentran en fase con la corriente secundaria (i_a) del TC del devanado secundario del transformador principal.

La conexión Y- Delta.

La conexión estrella-delta no tiene problemas con los componentes de tercer armónico de voltaje, puesto que estos se consumen en corriente circulante en el lado conectado en delta. La conexión también es más estable bajo carga desbalanceada, ya que la delta redistribuye parcialmente cualquier desequilibrio que se presente.

Sin embargo, esta disposición tiene el problema de que, debido a la conexión delta, las tensiones secundarias sufren un desplazamiento de 30° con respecto a los voltajes del primario, lo cual puede causar inconvenientes al conectar en paralelo los secundarios de dos bancos transformadores.

En Estados Unidos es costumbre hacer que el secundario atrase al primario en 30° .

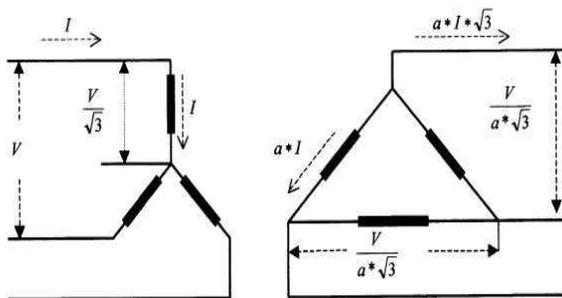
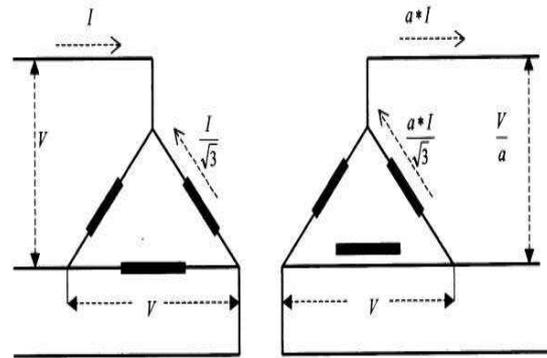
La conexión Delta-Estrella presenta dos inconvenientes serios:

1. La conexión delta estrella no tiene problemas con los componentes de tercer armónico de voltaje, puesto que estas se

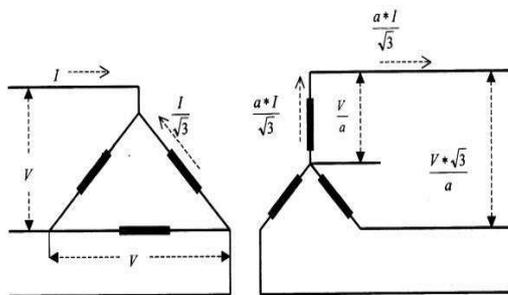
consumen en corriente circulando en el lado conectado en delta.

2. La conexión también es mas estable bajo cargas desbalanceadas, ya que la delta redistribuye parcialmente cualquier desequilibrio que se presente.

3. Sin embargo, esta disposición tiene el problema de que, debido a la conexión delta, las corrientes secundarias sufren un desplazamiento de 30°.



a) Conexión Estrella Delta



b) Conexión Delta Estrella

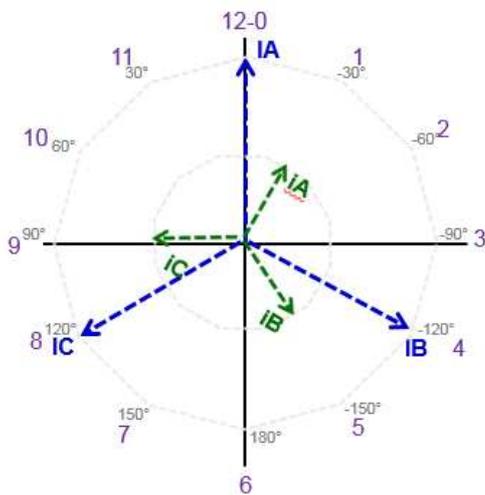
La conexión Delta-Delta.

Esta transformación no tiene desfasamientos asociados a ella, y tampoco presenta problemas de armónicos ni de cargas desequilibradas.

- La corriente primaria (I_A) y secundaria (I_a) del transformador de corriente principal en fase.
- Debido a que los TCs primarios y secundarios se encuentran fuera de la delta del transformador, la conexión de estos puede ser en estrella.
- La corriente primaria del transformador (I_A) se encuentra en fase con respecto a la corriente secundaria de su TC (i_A).
- Por lo tanto la corrientes secundaria (i_A) de TC del devanado primario se encuentran en fase con la corriente secundaria (i_a) del TC del devanado secundario del transformador principal.
- La corriente de línea I_A del transformador principal se encuentra 30° atrás de su corriente de fase I_{AB} pero no afecta en la operación de la diferencial.

Código horario y factor de corrección

Dependiendo del tipo de conexión del transformador, se tienen diferentes desfases entre las corrientes de línea del primario y las corrientes de línea del secundario. Para cada tipo de desfase existe un *código horario*, el cual indica el comportamiento de las corrientes tanto del primario como del secundario del transformador de potencia.



Las siguientes tablas muestran el código horario para transformadores con conexión estrella-estrella ó delta-delta, delta-estrella y estrella delta, respectivamente. Los fabricantes se basan en estas tablas para definir el tipo de compensación angular mediante ajuste.

Esta tabla muestra el código horario para transformadores con conexión, delta-estrella y estrella delta

Código horario	Corrientes de línea del primario del transformador	Corrientes de línea del secundario del transformador	Secundario modificado
1			$a' = a - b$ $b' = b - c$ $c' = c - a$
3			$a' = c - b$ $b' = a - c$ $c' = b - a$
5			$a' = c - a$ $b' = a - b$ $c' = b - c$
7			$a' = b - a$ $b' = c - b$ $c' = a - c$
9			$a' = b - c$ $b' = c - a$ $c' = a - b$
11			$a' = a - c$ $b' = b - a$ $c' = c - b$

Esta tabla muestra el código horario para transformadores con conexión estrella-estrella ó delta-delta,

Código horario	Corrientes de línea del primario del transformador	Corrientes de línea del secundario del transformador	Secundario modificado
0			$a' = a$ $b' = b$ $c' = c$
2			$a' = -b$ $b' = -c$ $c' = -a$
4			$a' = c$ $b' = a$ $c' = b$
6			$a' = -a$ $b' = -b$ $c' = -c$
8			$a' = b$ $b' = c$ $c' = a$
10			$a' = -c$ $b' = -a$ $c' = -b$

En base a la disposición vectorial de alta definir que le falta a baja para alcanzar a alta, y en base a esa analogía se obtiene fasores de baja prima (‘).

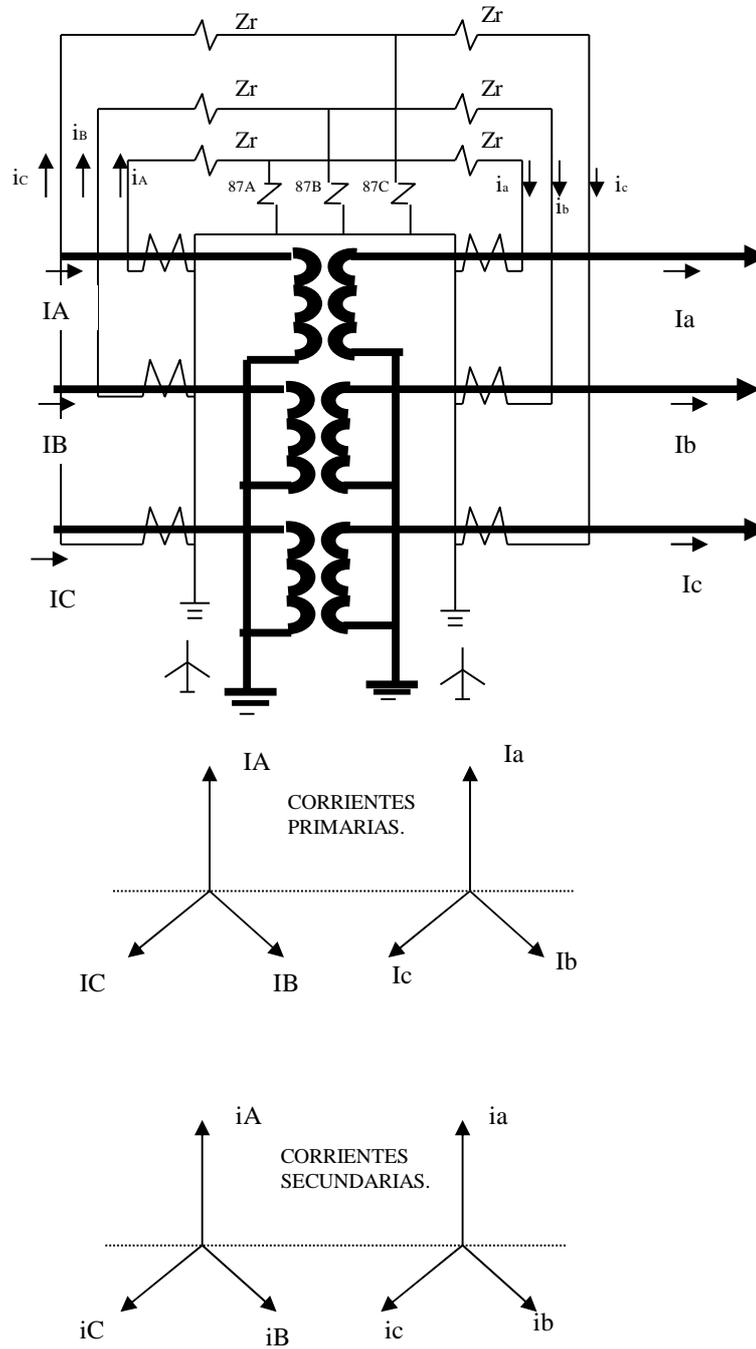


Fig. 3.1 Diagrama de conexiones y sus correspondientes diagramas fasoriales de un transformador ESTRELLA-ESTRELLA.

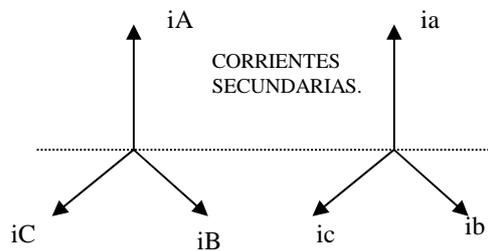
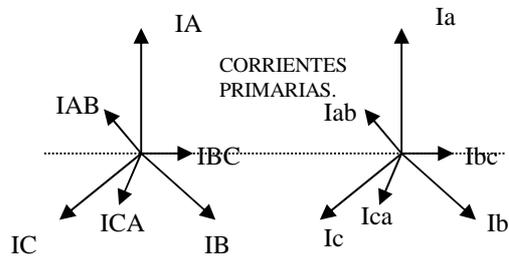
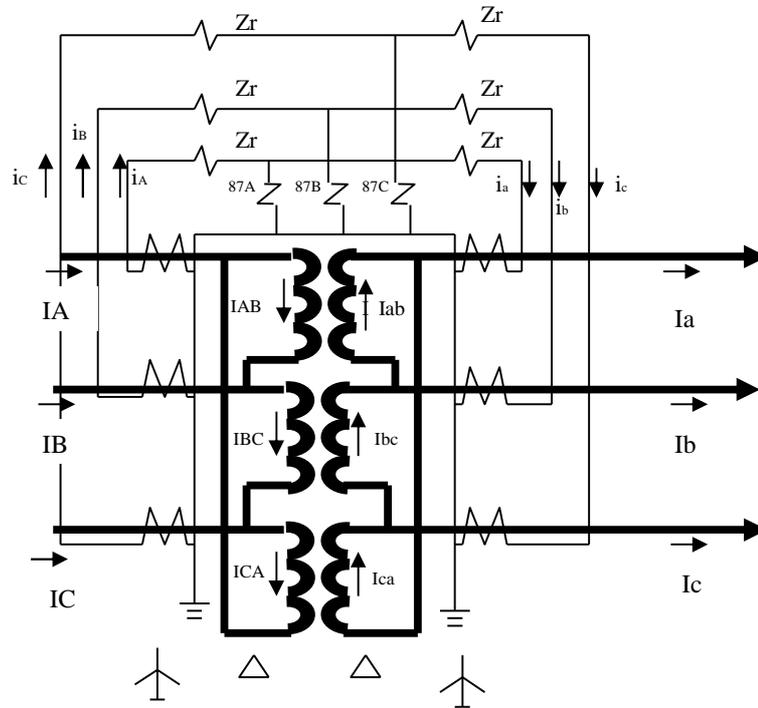


Fig. 3.1 Diagrama de conexiones y sus correspondientes diagramas fasoriales de un transformador DELTA-DELTA.

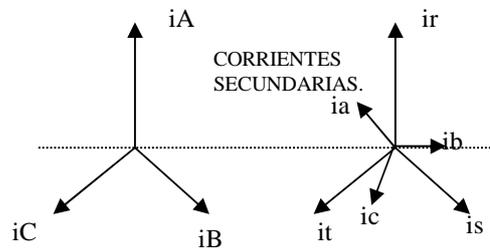
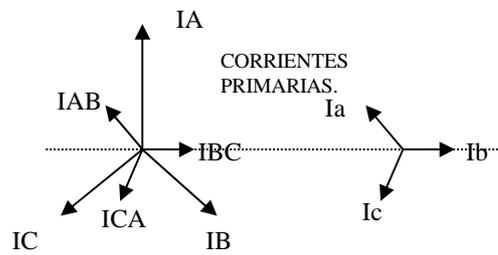
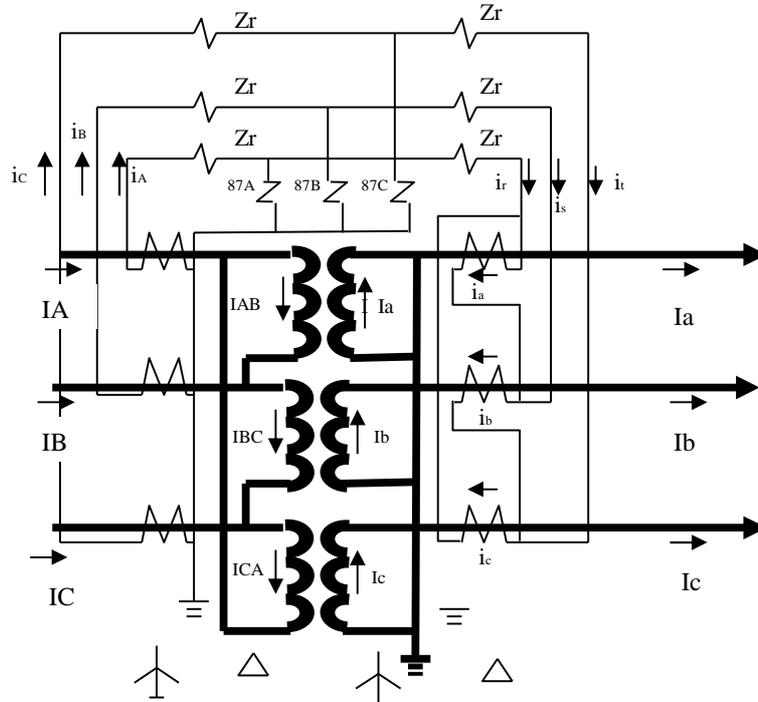
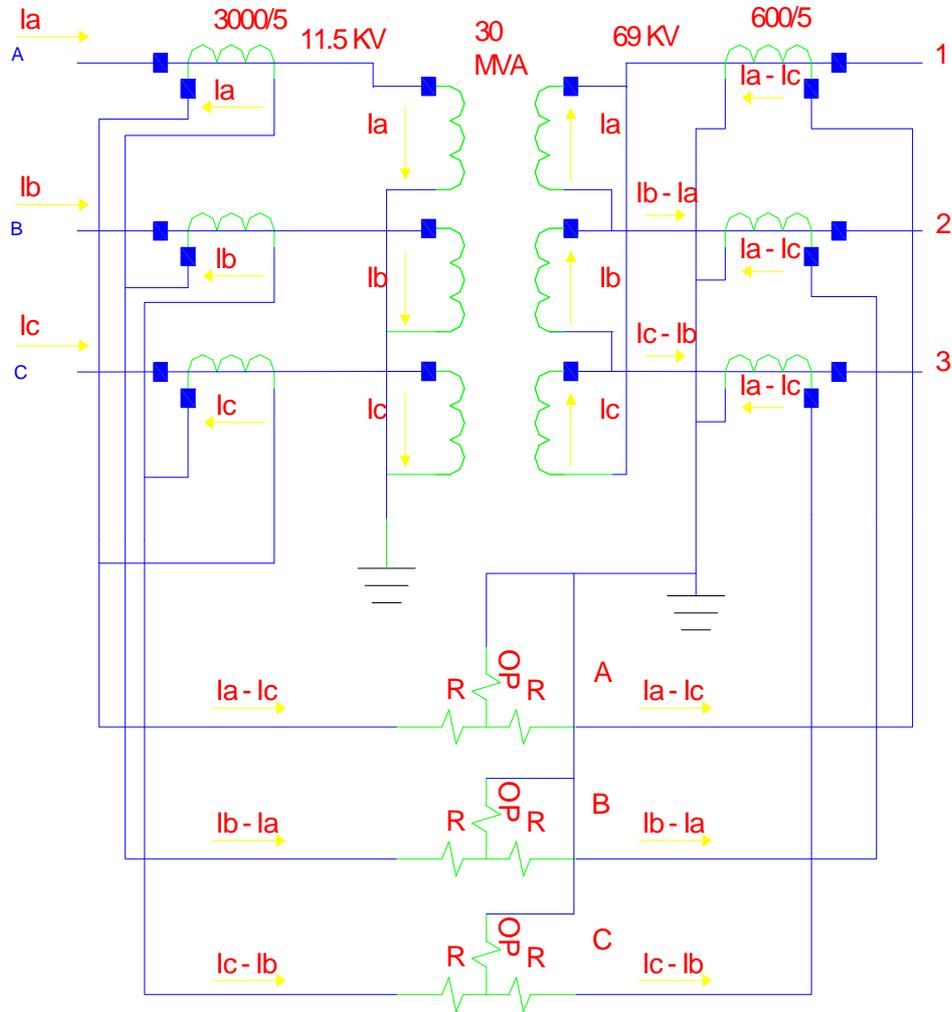
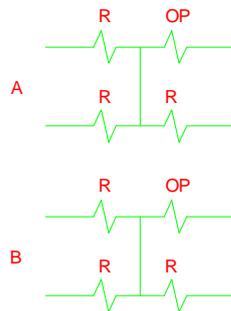
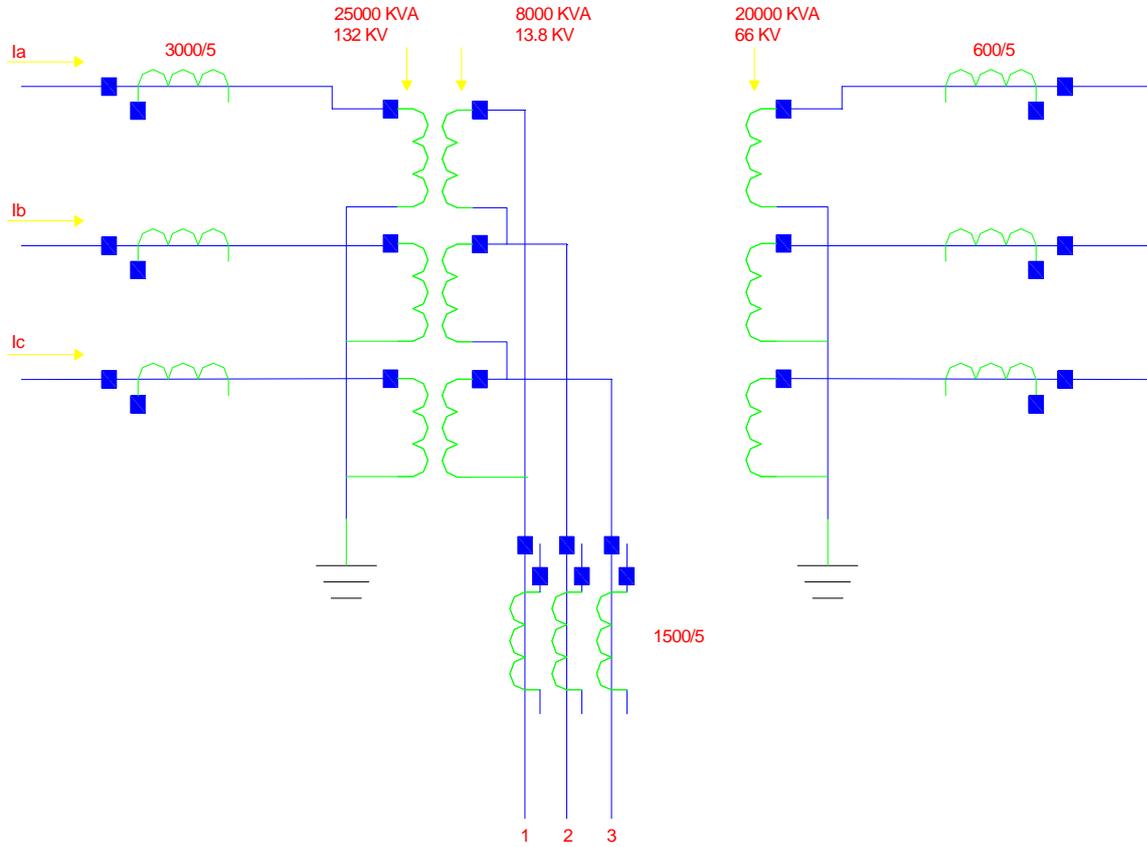
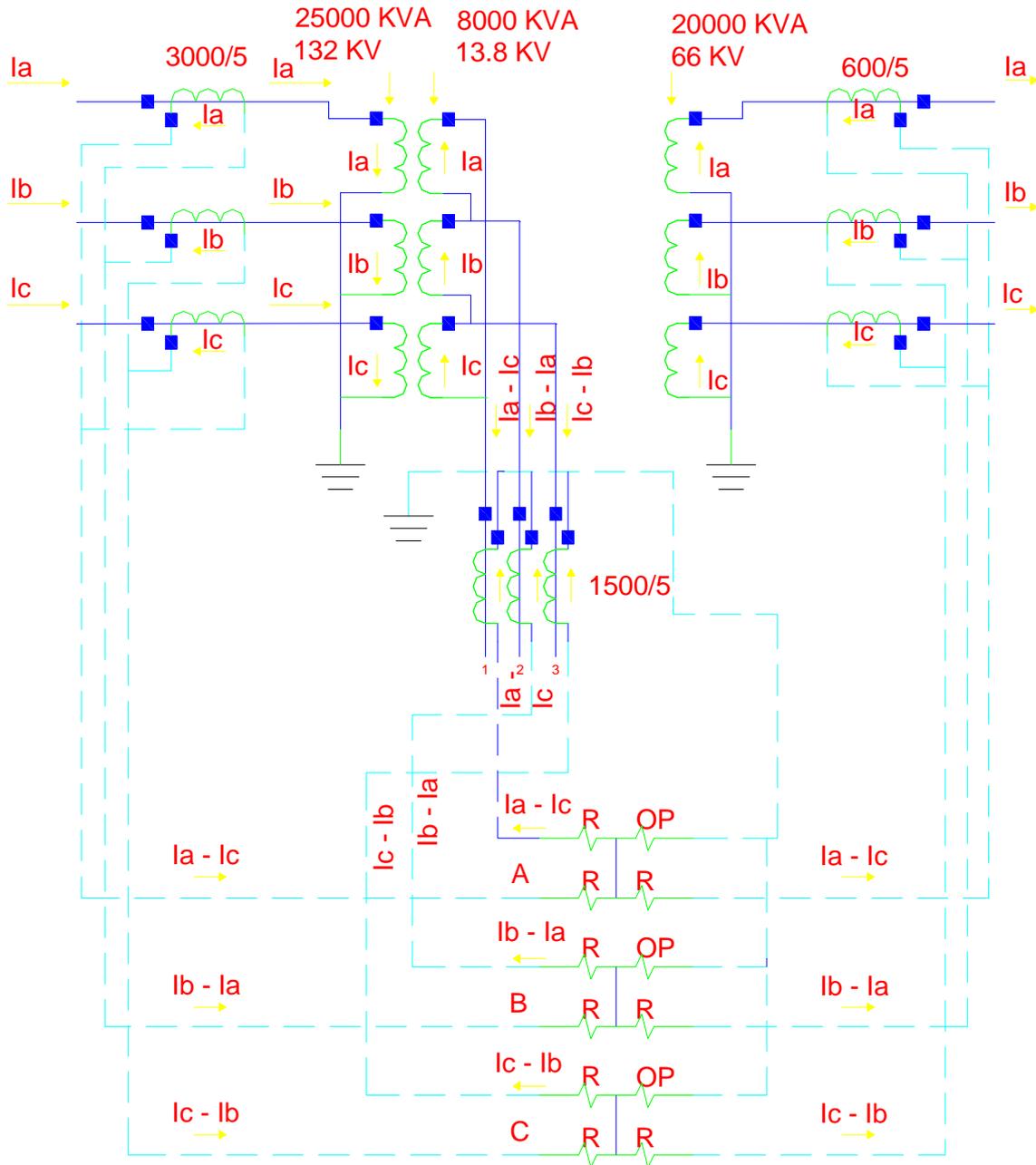


Fig. 3.3 Diagrama de conexiones y sus correspondientes diagramas fasoriales de un transformador DELTA-ESTRELLA.







CAPITULO CUATRO **TRANSFORMADORES** **DE CORRIENTE**

Generalidades.

Los transformadores de instrumento se utilizan para alimentar relevadores o dispositivos de control. Su función principal en un sistema eléctrico es reducir las magnitudes de tensión y de corriente a valores normalizados y no peligrosos, para permitir el empleo de aparatos de medición y protección, también normalizados, pues resultan más económicos y se pueden manipular sin peligro.

Hay dos tipos de transformadores de instrumentos:

- Transformador de corriente
- Transformador de tensión o potencial.

Transformador de corriente.

El transformador de corriente "TC" es el que nos ocupa en este capítulo es un dispositivo en donde la corriente secundaria, en condiciones normales de operación es prácticamente proporcional y guarda una relación constante con la corriente primaria. Además conectando los TCs adecuadamente el ángulo de defasamiento entre la corriente primaria y secundaria es cercano a cero, por lo que, para propósitos de protección, se considera que ambas corrientes están en fase.

El primario del TC esta conectado en serie con el circuito que se desea controlar (medición o protección), en tanto que el secundario esta conectado a

los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición, relevadores o dispositivos de control, todos ellos conectados en serie.

Un TC puede tener uno o varios devanados secundarios, bobinados sobre uno o varios circuitos magnéticos separados.

Tipos de transformadores de corriente.

De acuerdo a su forma de construcción hay tres tipos de TCs que son:

- TC de primario bobinado. (TC de ajuste)
Como su nombre lo indica este tiene un primario con más de una vuelta, los devanados primario y secundario están completamente aislados a sus respectivos rangos de tensión y ensamblados permanentemente en un núcleo de hierro laminado. Esta construcción permite una alta preescisión en los rangos más bajos.
- TC tipo barra (Pedestal).
Este también tiene los devanados primario y secundario completamente aislados y ensamblados permanentemente en un núcleo de hierro laminado. El devanado primario generalmente es un conductor tipo barra, que pasa a través de la ventana del núcleo.
- TC tipo dona o ventana (bushing).
Este tiene el devanado secundario completamente aislado y ensamblado permanentemente, formando un bobinado toroidal alrededor del núcleo de hierro laminado. El conductor primario

pasa a través de la ventana del núcleo y sirve como devanado primario. Este conductor puede ser un cable, una barra en un barraje colector o el núcleo de una boquilla pasa tapas.

Construcción.

Los TCs pueden estar contruidos con uno o varios circuitos magnéticos, según las necesidades particulares de su utilización. Los transformadores van provistos de un solo circuito magnético cuando alimentan un solo aparato y tiene una función bien definida por ejemplo medición o protección. Cuando el TC va provisto de núcleos separados, cada circuito magnético alimenta aparatos que tengan una función definida por ejemplo: un transformador que tenga tres circuitos magnéticos o devanados puede alimentar:

- El primero, la medición de precisión.
- El segundo, Una protección diferencial de transformador.
- El tercero, protecciones de respaldo.

Un TC construido con varios devanados (1-4 devanados) se comporta, teóricamente, como si se tratase de dos o más TCs completamente diferentes, ya que solo el bobinado primario es común mientras que los circuitos magnéticos y los devanados secundarios están completamente separados e independientes.

Características:

- Relación de transformación.

Se expresa en términos de corriente nominal primaria a corriente nominal secundaria. Los valores de corriente nominal se han normalizado. En las tablas 4.1 y 4.2 se muestran los valores normalizados de corrientes primarias. El valor normalizado de la corriente secundaria es de 5 amperes.

Relación de transformación básica	Derivaciones.
600/5	50/5
	100/5
	150/5
	200/5
	250/5
	300/5
	400/5
	450/5
	500/5
	600/5
1200/5	100/5
	200/5
	300/5
	400/5
	500/5
	600/5
	800/5
	900/5
	1000/5
	1200/5
2000/5	300/5
	400/5
	500/5
	800/5
	1100/5
	1200/5
	1500/5
	1600/5

	2000/5
3000/5	1500/5
	2000/5
	3000/5
4000/5	2000/5
	3000/5
	4000/5
5000/5	3000/5
	4000/5
	5000/5

Tabla 4.1 Relaciones de transformación normalizadas para transformador de corriente del tipo bushing con derivaciones.

Relación de transformación derivaciones.
25/50-5
50/100-5
100/200-5
200/400-5
300/600-5
400/800-5
600/1200-5
1000/2000-5
1500/3000-5
2000/4000-5

Tabla 4.2 Relación de transformación normalizada para transformador de corriente del tipo de pedestal.

- Corriente permanente.

Es la capacidad de conducción continua y debe ser igual o mayor que el valor nominal de la corriente en el circuito donde se usa el TC. Un valor adecuado es del orden de 3 o 4 A secundarios a plena carga.

- Corriente térmica de cortocircuito.

Es el valor eficaz de la corriente primaria simétrica de cortocircuito que puede soportar el TC durante un segundo, con el devanado secundario en cortocircuito sin exceder una temperatura dada, en cualquier devanado.

$$I_t \geq I_{cc} \sqrt{(t + 0,5 \times \frac{50}{f})} \text{ KA}$$

Donde:

It	Corriente térmica de cortocircuito en KA.
Icc	Corriente simétrica de cortocircuito en el punto de instalación del TC en KA.
T	Duración de cortocircuito, en segundos.
F	Frecuencia nominal del sistema en segundos.

- Tensión nominal de aislamiento.

Debe ser cuando menos igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice el TC (tabla 4.3). Se puede tomar un valor superior, cuando las condiciones de la instalación lo requieran; por ejemplo, en ambientes salinos o con alto nivel de

contaminación o altitudes superiores a los 1000 m.s.n.m.

Tensión nominal de aislamiento KV.	Tensión nominal del sistema KV.	Nivel básico de impulso KV.
92	92	450
115	115	550
138	138	650
161	161	750
196	196	900
230	230	1050
287	287	1300

Tabla 4.3 Tensiones nominales de aislamiento para transformadores de corriente.

- Carga secundaria (Burden).

Es el valor en ohms de la impedancia formada por los instrumentos conectados al secundario del TC incluyendo los cables de conexión. La tabla 4.4 muestra las cargas normalizadas para TCs, donde la carga secundaria normalizada es la impedancia del circuito secundario, correspondiente a la potencia de precisión con corriente nominal.

Ejemplo.

Para una potencia de precisión de 50VA con una corriente nominal de 5 amperes se tiene:

$$Z = \frac{VA}{I^2}$$

$$Z = \frac{50}{5^2} = 2 \Omega$$

Designación estándar de la carga.	Impedancia en ohms.	Potencia aparente en VA	Factor de potencia.
B-0.1	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.2	5	0.9
B-0.5	0.5	12.5	0.9
B-1	1	25	0.5
B-2	2	50	0.5
B-4	4	100	0.5
B-8	8	200	0.5

Tabla 4.4 Cargas normalizadas para transformadores de corriente (Norma ANSI C57.13-1968)

- Potencia nominal.

Es la potencia aparente secundaria para corriente nominal. Generalmente esta indicada en la placa de características y se expresa en VA, aunque también se puede expresar en ohms ($ohms = VA/I^2$). Para escoger la potencia nominal de un TC se suman las potencias de todos los aparatos que están conectados en serie con su devanado secundario, tomando en cuenta la potencia disipada por el efecto joule en los conductores de conexión. Se selecciona el valor normalizado inmediato superior a la cifra obtenida, para esto hay que referirse a la columna "potencia aparente" de la tabla 4.4.

- Clases de precisión.

La norma ANSI define la clase de precisión como el error máximo admisible, en porciento, que el transformador puede introducir en la

medición de potencia. Las clases de precisión normales son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5 dependiendo de las normas usadas. La norma ANSI define tres clases de precisión 0.3, 0.6 y 1.2. En la tabla 4.5 se dan las clases de precisión recomendadas según el uso que se le da al TC.

Clase	Utilización.
0.1	Calibración y de laboratorio.
0.2-0.3	Alimentación de watorímetros de subestaciones y grandes industrias.
0.5-0.6	Wattorímetros de pequeñas industrias.
1.2	Amperímetros indicadores, registradores,.
3-5	Protección en general.

Tabla 4.5 Clases de precisión recomendada.

Precisión para protección.

El desempeño de los relevadores de protección depende de la precisión de transformación de los TCs, no solo a los valores normales de corriente de carga, sino también a todos los niveles de corriente de cortocircuito. Las corrientes de falla, por lo general, son de muy alta intensidad y el problema que representan para un TC es la posibilidad de saturación del núcleo magnético, lo que redundará en un error en la relación de transformación. Para determinar este

error se empleará el circuito equivalente del TC mostrado en la Fig. 4.1

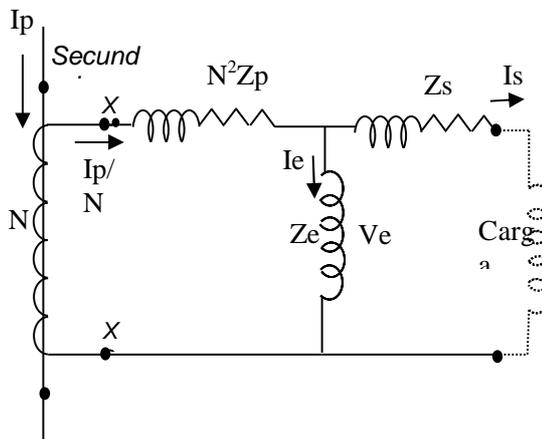


Fig.4.1 Circuito equivalente del transformador de corriente con parámetros referidos al secundario.

En el circuito se observa que la corriente Is que demanda la carga Zb (relevación o medición) no es exactamente igual a la corriente primaria referida al secundario Ip/N que se puede expresar:

$$\frac{I_p}{N} = I_e + I_s$$

Donde Ie es la corriente de excitación del circuito magnético. Por consiguiente, al aumentar la saturación del núcleo, crece la corriente de excitación Ie y es mayor la diferencia entre la corriente secundaria real Is y la corriente primaria referida al secundario (o corriente secundaria ideal) Ip/N. Esta diferencia entre las corrientes se expresa mediante el por ciento de error de relación ER.

$$ER = \frac{I_s \text{ ideal} - I_s \text{ real}}{I_s \text{ real}} \times 100$$

En el circuito equivalente:

$$I_s \text{ ideal} = I_p/N = I_e + I_s$$

$$I_s \text{ real} = I_s$$

Así el error de relación queda:

$$ER = \frac{I_e}{I_s} \times 100$$

El error también se puede determinar a partir del “factor de corrección de relación”, que se define como el factor por el cual debe multiplicarse la relación marcada en la placa de datos de un TC, para obtener la relación verdadera. Este factor de corrección de relación (FCR) se obtiene de graficas que proporcionan los fabricantes. Una vez conocido el factor de FCR se puede calcular el por ciento de error de relación.

$$ER = (FCR-1) \times 100$$

Clases de Precisión.

La norma ANSI C57.13-1968 clasifica los TCs destinados a protección usando la letra C y T y un número de clasificación. La letra C significa que el por ciento de error de relación (ER) se puede calcular y T significa que (ER) se determina con pruebas.

El numero de clasificación, indica la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normalizada (B0.1 a B8 ver tabla 4.6) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin que el error de relación sea mayor del 10%. Más aun, este error no debe exceder del 10% para cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal y cualquier carga inferior a la nominal. Los valores normalizados de la tensión secundaria son 10, 20, 50,100, 200, 400 y 800 volts.

Por ejemplo, un TC clase C200, significa que ER se puede calcular (C) y su valor no excede del 10% para cualquier corriente de 1 a 20 veces la nominal, para una carga secundaria de 2 Ω.

$$\text{Tensión máxima} = 20 \text{ veces} \times 5A \times 2\Omega$$

$$\text{Tensión máxima} = 200VAC$$

Designación estándar de la carga.	ANSI Protección. C o T	Potencia aparente en VA	Factor de potencia.
B-0.1	10	2.5	0.9
B-0.2	20	5	0.9
B-0.5	50	12.5	0.9
B-1	100	25	0.5
B-2	200	50	0.5
B-4	400	100	0.5
B-8	800	200	0.5

Tabla 4.6 Capacidades nominales para transformadores de corriente (Norma ANSI 57.13)

Calculo de la precisión.

El procedimiento para calcular la precisión de un TC se puede resumir en los siguientes pasos:

- 1) Se selecciona un valor de corriente I_s en la carga secundaria. Esta corriente será la máxima que pase a través de la carga, si es un relevador, aunque de preferencia se toma un valor de 20 veces la nominal (100 A).
- 2) Se determina la impedancia de la carga secundaria del TC (Z_b) sumando las magnitudes de la impedancia de cada aparato conectado en serie, incluyendo los cables de conexión.
- 3) Se calcula la tensión en terminales del transformador

$$|V_t| = |I_s| |Z_b|$$

- 4) Se calcula la tensión de excitación.

$$|V_e| = |V_t| + |I_s| |Z_s|$$

- 5) Se obtiene la corriente de excitación I_e , usando la curva característica de excitación secundaria del TC y se calcula el error de relación ER.

$$ER = \frac{I_e}{I_s} \times 100$$

- 6) Se obtiene la corriente primaria referida al secundario.

$$I_p/N = I_e + I_s$$

Para calcular el factor de corrección de relación FCR

$$FCR = \frac{I_p/N}{I_s}$$

Curva característica de excitación secundaria.

Esta curva es proporcionada por el fabricante y muestra la relación entre la tensión y la corriente de excitación. Los valores se pueden obtener calculándolos de los datos de diseño del transformador y de las curvas de pérdidas en el núcleo o como valores promedio de pruebas realizadas a varios transformadores tomados como muestra. La prueba consiste en dejar abierto el circuito primario, aplicando al secundario una tensión variable de c.a. a frecuencia nominal y midiendo la corriente que fluye en el mismo secundario.

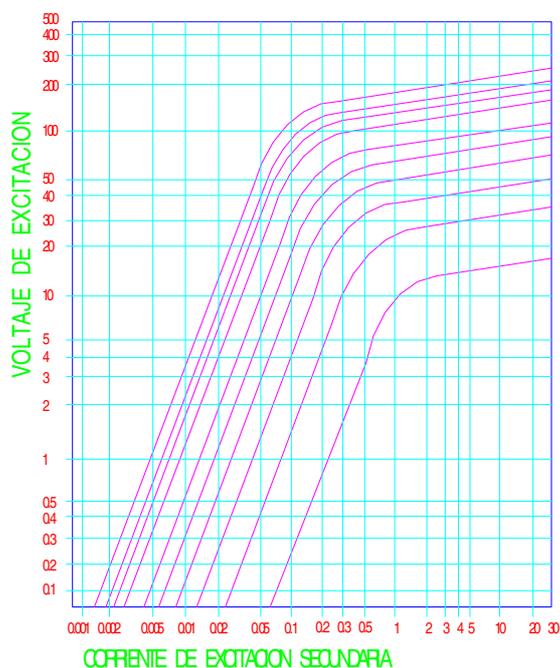


Figura 4.2 de la curva de saturación de un transformador de corriente.

EJEMPLO.

Considere que un TC tipo boquilla con relación 600/5 y derivaciones múltiples, tiene las características de excitación mostradas en la Fig. 4.2. El TC se usa para alimentar una carga formada por un relevador de sobre corriente, con elemento instantáneo un waththormimetro y un amperímetro. El circuito secundario tiene además 15.25m de alambre No.12. El circuito primario tiene una capacidad de 24,000 A. de corriente de falla determine el error de relación, si se utiliza la derivación de 200/5 en los siguientes casos:

a) Tomar el ajuste del elemento instantáneo como la corriente secundaria máxima.

b) Tomar la corriente máxima disponible como la corriente secundaria máxima.

SOLUCION.

De los instructivos para los aparatos y tablas de resistencia para alambres se obtienen los siguientes datos:

- 1) Relevador Unidad temporizada: 4-12 A, carga 2.38 VA a 4 A y $f_p=0.375$ Unidad instantánea:10-40 A carga = 4.5VA a 10 A en el ajuste de 10 A.
- 2) Watthorimetro: carga= 0.77W a 5 A y f_p 0.54
- 3) Amperímetro: carga= 1.04VA a 5 A y f_p 0.95
- 4) Cable de conexión: carga=0.08 ohms
- 5) Resistencia secundaria del TC: 0.114 a 25°C

Caso a)

Paso 1

De acuerdo a los datos, el ajuste máximo de la unidad instantánea del relevador es de 40 A, por tanto este se toma como el valor de I_s .

Paso 2

Calculo de la impedancia de carga secundaria.

Relevador de unidad temporizada:

$$Z = \frac{VA}{I^2} = \frac{2.38}{4^2} = 0.14875 \Omega$$

Relevador de unidad instantánea:

$$Z = \frac{VA}{I^2} = \frac{4.5}{10^2} = 0.045 \Omega$$

Wattthorimetro:

$$VA = \frac{W}{fp} = \frac{0.77}{0.54} = 1.426VA$$

$$Z = \frac{VA}{I^2} = \frac{1.426}{5^2} = 0.057 \Omega$$

Amperímetro:

$$Z = \frac{VA}{I^2} = \frac{1.04}{5^2} = 0.0416 \Omega$$

Cables de conexión: $Z=0.08 \Omega$

$$Z_b = 0.14875 + 0.045 + 0.057 + 0.0416 + 0.08$$

$$Z_b = 0.37235 \Omega$$

Paso 3 y 4

Calculo de las tensiones en terminales y de excitación del TC.

$$V_t = I_s * Z_b = 40 * 0.37235 = 14.894$$

$$V_e = V_t + I_s * Z_s = 14.894 + 40 * 0.114$$

$$V_e = 19.454V$$

Paso No.5

De la fig. 4.2 se obtiene la corriente de excitación I_e para $V_e=19.454$ y derivación de 200/5, se tiene que $I_e=0.2$ A aproximadamente.

Se calcula el error de relación ER

$$ER = \frac{I_e * 100}{I_s} = \frac{0.2 * 100}{40} = 0.5\%$$

Por tanto como el error máximo admisible es del 10%, la derivación seleccionada es mas que adecuada para esta aplicación en particular.

Caso B

Paso 1

El valor máximo que puede tomar la corriente secundaria es de 20 veces la corriente nominal, por tanto $I_s=20*5=100$ A

Paso 2

Del caso a) se tiene $Z_b=0.37235\Omega$

Paso 3 y 4

Tensiones en terminales y de excitación

$$V_t = 100 * 0.37235 = 37.235$$

$$V_e = 37.235 + 100 * 0.114 = 48.635V$$

Paso 5

Para $V_e=48.635$ y derivación 200/5 de la fig. 4.2 se tiene $I_e = 2$ A aproximadamente.

El error de relación es:

$$ER = \frac{I_e * 100}{I_s} = \frac{2 * 100}{100} = 2\%$$

Este valor también resulta aceptable, pues es menor al límite mínimo del 10%.

En el ejemplo se han usado los dos criterios recomendados para seleccionar la corriente secundaria I_s que son:

1) En circuitos donde están involucrados elementos instantáneos el elemento máximo de dicho elemento es el factor determinante

para fijar el valor significativo de la corriente secundaria.

- 2) En circuitos sin elementos instantáneos, el factor determinante es la máxima corriente disponible, usualmente 20 veces la corriente secundaria nominal ($20 \cdot 5 = 100$).

Polaridad y conexiones.

Polaridad.

Las marcas de polaridad indican la dirección relativa de las corrientes en un instante dado. En el mismo instante en que la corriente primaria esta entrando por la terminal primaria marcada, la corriente secundaria correspondiente esta saliendo de la terminal secundaria marcada, habiéndose producido un cambio de magnitud dentro del transformador. Las terminales primarias y secundarias se marcan con los símbolos H1 y X1 respectivamente o también con un punto negro o algún indicador en cada terminal.

Por convención, se puede decir que, cuando la corriente primaria entra por la terminal H1, la corriente secundaria sale por la terminal X1. En los diagramas de conexión las marcas terminales se indican mediante pequeños puntos, como se puede observar en la fig. 4.2

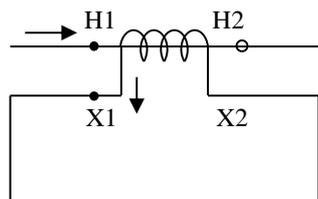


Figura 4.3 Marcas convencionales de polaridad en el diagrama de un transformador de corriente.

Conexiones.

Hay tres formas de conectar los TCs en los circuitos trifásicos y son: En estrella, delta abierta y delta.

Conexión estrella.

La fig. 4.4 muestra una conexión estrella con relevadores de fase para detectar fallas entre fases y un relevador de tierra, para detectar cualquier corriente a tierra o de neutro. Vectorialmente, las corrientes secundarias y primarias están en fase, pues el error de ángulo de fase de los TCs es mínimo.

Debe tenerse cuidado con la inversión de una o dos fases ya que esto desbalanceará la estrella provocando una señal errónea en el dispositivo conectado en la residual 51n.

La inversión de las polaridades de las 3 fases, invertirá la dirección de las corrientes, no importando para los relevadores que no tienen dirección, es decir en aquellos esquemas que únicamente importe la magnitud de corriente, pero en otros esquemas es posible que altere el funcionamiento.

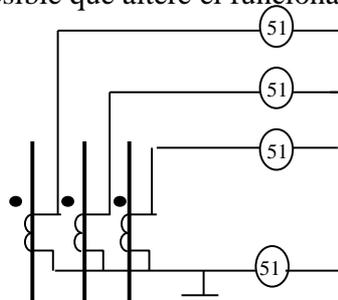


Fig. 4.4 Transformadores de corriente conectados en estrella.

Conexión delta abierta.

Esta conexión de TCs es básicamente una estrella, de la que se omite un transformador. La fig. 4.5 Muestra la conexión delta abierta para dar protección contra fallas entre fases en un sistema trifásico. Como esta conexión no detecta corrientes de secuencia cero, es raro que se use como el único medio de protección de un circuito. Sin embargo, es frecuente utilizarla junto con un transformador de corriente de secuencia cero (tipo anillo o dona).

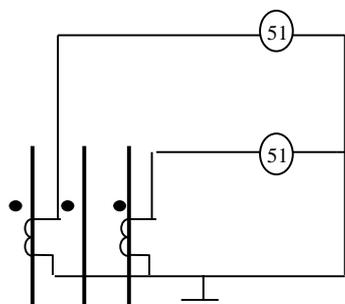
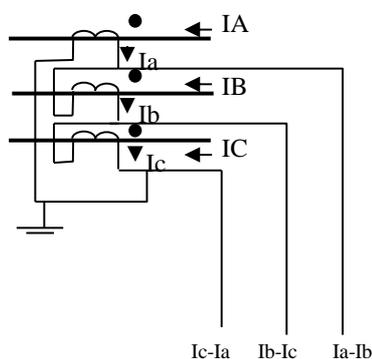


Fig. 4.5 Transformadores de corriente conectados en delta abierta.

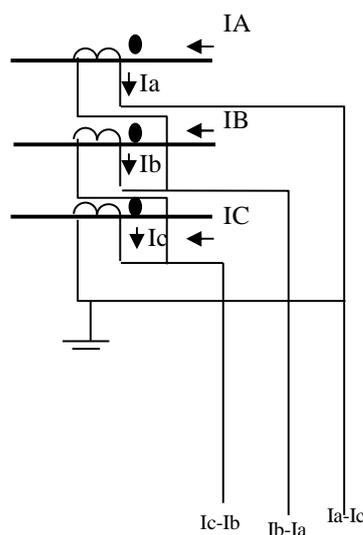
Conexión delta.

La conexión delta de los TCs se puede hacer en dos formas, según se muestra en la fig. 4.6 Donde se puede observar que la conexión B es solo la inversa de

la conexión A. La conexión delta se utiliza en esquemas de protección diferencial para transformadores de potencia con devanados conectados en delta estrella. Los TCs en el lado delta del transformador de potencia se conectan en estrella y los TCs en el lado de la estrella del transformador de potencia se conectan en delta.



Conexión A



Conexión B

Fig. 4.6 Transformadores de corriente conectados en delta.

Saturación.

El efecto representado por la disminución de impedancia de magnetización del núcleo es conocido normalmente como saturación.

Corrientes primarias anormalmente elevadas, altas cargas secundarias o una combinación de ambos factores, da por resultado la creación de altas densidades de flujo en el núcleo de hierro del TC cuando esta densidad alcanza o excede los límites de diseño del núcleo se presenta la saturación. En este momento, la precisión del TC se vuelve muy pobre y la forma de onda a la salida puede estar distorsionada por armónicas. El resultado total es la producción de una corriente secundaria menor en magnitud, al valor indicado por la relación de transformación del TC.

El efecto de la saturación en si, no es peligroso para el equipo diseñado adecuadamente, el peligro mayor es la pérdida de coordinación entre el equipo de protección. Puesto que los TCs con relaciones bajas se saturan mas pronto que los TCs con relaciones altas

Pruebas de campo a transformadores de corriente.

Pruebas de relación a transformadores de corriente de pedestal.

Los pasos a seguir son los siguientes:

- 1) Conectar una fuente de corriente mediante los cables de alta corriente al lado primario del TC en las terminales P1 y P2 según figura 4.7.
- 2) Cortocircuitar los devanados secundarios (S1-S2,S3-S4,S5-S6 etc.)
- 3) Colocar los amperímetros de gancho en el cable de potencia del lado primario y secundario, de las cuales se tomaran las lecturas de corriente primaria y secundaria respectivamente.
- 4) Se aplica un valor de corriente primaria (pueden ser 50 amperes) y se hace la medición con el gancho en
- 5) cada uno de los devanados secundarios del TC, haciéndose las anotaciones correspondientes en el registro.
- 6) La relación de transformación se obtiene: $R_t = I_p / I_s$
- 7) Durante el desarrollo de la prueba verificar que la corriente no rebase límites de operación de los equipos .

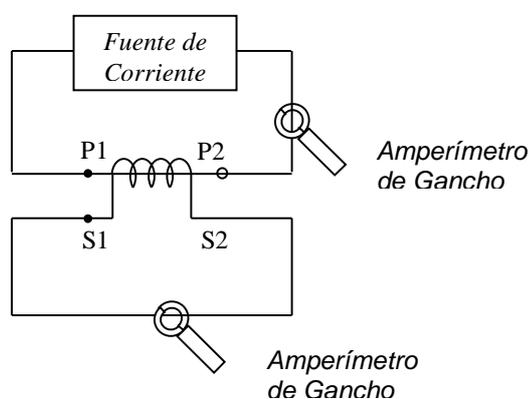


Fig.4.7 Prueba de relación del transformador de corriente de pedestal.

Transformadores de corriente tipo de bushing instalados en auto transformadores.

- 1) Las terminales H1, X1, Y1 y Y2 del auto transformador deberán estar desconectados.
- 2) El Xo debe estar solidamente aterrizado.
- 3) El terciario Y1 y Y2 debe estar en cortocircuito, puede ser con un cable calibre 12AWG.
- 4) Todos los TCs tipo bushing deberán estar en cortocircuito con cable flexanel en el gabinete centralizador del auto transformador.
- 5) Se retira el puente flexanel del TC y se coloca un amperímetro en serie con el devanado del TC que va a medir, se puede empezar con los TC del H1 y posteriormente los del X1, Y1, Y2 y X0 el amperímetro se coloca en serie con la escala de 10 amperes o la escala de 300mA.
- 6) Aplicar una fuente de voltaje de alterna de 220VCA en las terminales H1 y X1.
- 7) Se conecta un amperímetro en serie con la fuente de alterna para no rebasar la capacidad en amperes de la fuente.
- 8) Las corrientes primarias se medirán con gancho en el H1, X1, Y1 o Y2 y en el X0.
- 9) Se tomarán las corrientes en el secundario para el devanado en operación, es decir para el devanado que está en uso y las mediciones completas de todas y cada una de las

relaciones se dejara solo si se trata de una puesta en servicio.

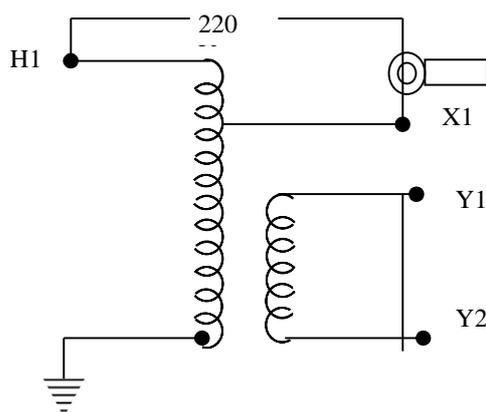
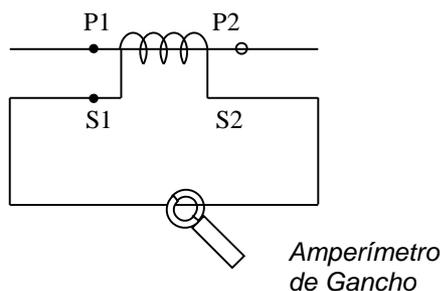


Fig. 4.8 Pruebas de relación a transformadores tipo bushing ubicados en el H1-X1 de un auto transformador.

Pruebas de relación en los TC tipo bushing ubicados en el neutro del transformador principal.

- 1) Para los TC en el neutro del transformador se aplicara la fuente entre el X1 y el X0 y se coloca un gancho para medir la corriente, si el valor medido es muy pequeño se conectara en serie con el amperímetro en la escala de 10 amperes o menos si se requiere.
- 2) Se colocara un amperímetro seriado al TC que se va a someter a prueba, en la escala de 10 amperes.
- 3) Se tomara un valor el cual debe de coincidir con el valor teorico.

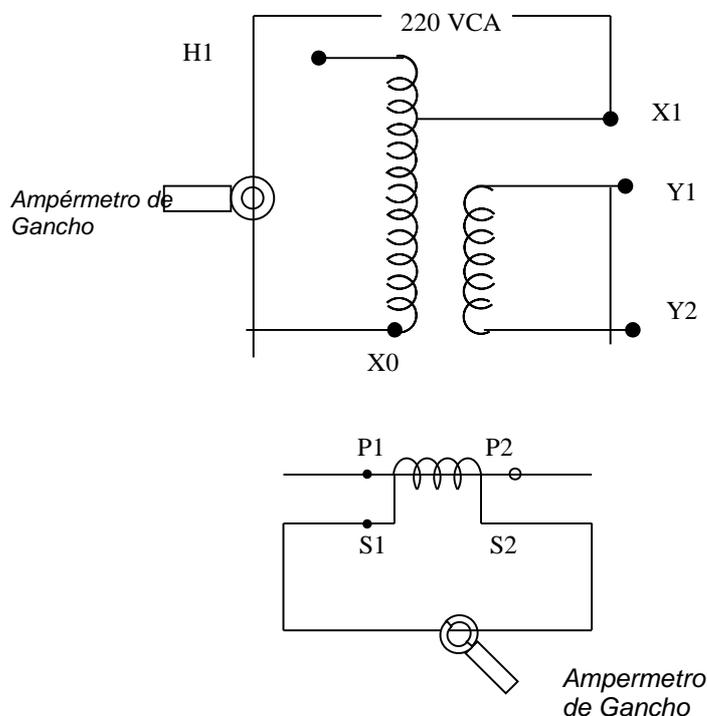


Fig. 4.9 Pruebas de relación a transformadores tipo bushing ubicados en el X1-X0 de un auto transformador.

Transformadores de corriente tipo bushing instalados en reactores.

- 1) Desconectar las terminales X1, X2 y X3 del reactor.
- 2) Aplicar una fuente de 220VCA en las terminales X1 y X2 del reactor con un amperímetro seriado al circuito de la fuente y del cual tomaremos la corriente primaria para el formato de prueba.
- 3) Cortocircuitar todos los TCs del reactor excepto el Tc que estara bajo prueba en el cual se conectara un amperímetro en la escala de 300mA
- 4) Tomar los valores de prueba única y anotarlos en el formato.

Prueba de polaridad.

Cada uno de los devanados se deberá probar individualmente para verificar que las marcas de polaridad entre primario y secundario son correctas.

- 1) Se utiliza el método del golpe inductivo.
- 2) Realizar las conexiones descritas en la figura.
- 3) Conectar el voltímetro análogo o el galvanómetro del probador de polaridad al devanado secundario del TC. La marca de polaridad del TC se conecta a la terminal (+) del volmetro y la no polaridad del TC a la terminal (-) respectivamente.
- 4) En el devanado primario del TC se conecta la terminal (+) de la batería a la marca de polaridad y la terminal (-

-) de la batería se conmutara a la terminal de no polaridad del TC.
- 5) Aplique momentáneamente potencial en el devanado primario y verifique el movimiento de la aguja del volmetro análogo.
 - 6) La polaridad corresponde a la marca si la aguja se reflexiona a la derecha, esto es que tiene polaridad positiva. La aguja se deflexionara a la izquierda al momento de desconectar la batería.
 - 7) Anote la nomenclatura de la terminal con la marca de polaridad en la casilla correspondiente.
 - 8) Para el caso de los TCs del tipo boquilla del transformador se debe utilizar a través del devanado, para lo cual si no es posible con una batería de 3V, hacerlo con una de 6 o de 10V.
 - 9) Para el caso de los TCs tipo dona (generador, tableros etc) se puede implementar como devanado primario un cable a través del TC, considerando como polaridad el sentido del flujo de corriente de la fuente a la carga conectada.
 - 10) Realizar esta misma prueba con el resto de los devanados del transformador.

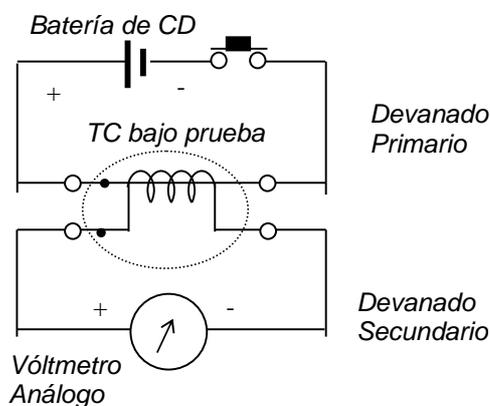


Fig.4.10 Prueba de polaridad para transformadores de corriente.

Pruebas de saturación.

- 1) Desconectar las terminales primarias del transformador de corriente y dejarlas en circuito abierto.
- 2) Conectar una fuente variable de alterna en las terminales secundarias, verificando que la fuente este en cero, des energizada.
- 3) Conectar un amperímetro de gancho en el circuito, entre la fuente variable y el devanado secundario del transformador de corriente, a esta lectura se le llamara corriente de magnetización. Si los valores de corriente son muy pequeños se podrá seriar el amperímetro en el rango de 10 amperes hasta poco antes de la saturación del devanado.
- 4) Aplicar voltaje desde cero volts e incrementar lentamente y ver que la corriente de magnetización se vea que se incrementa rápidamente con ligeros incrementos de voltaje esto indica que se esta muy próximo al punto.
- 5) Una vez alcanzado el punto de saturación registrar los valores de corriente de magnetización y voltaje en el secundario. Nota considerar el voltaje de saturación de acuerdo a la clase del TC, por ejemplo, si el TC es C-200, entonces el voltaje de saturación será cercano a 200 volts.
- 6) Decremente el voltaje uniformemente en espacios convenientes para la toma de 8 lecturas de corriente y voltaje hasta

llegar a cero volts y registrarlas en el formato.

- 7) Se recomienda aplicar voltaje hasta poco antes de que se sature el devanado del transformador.

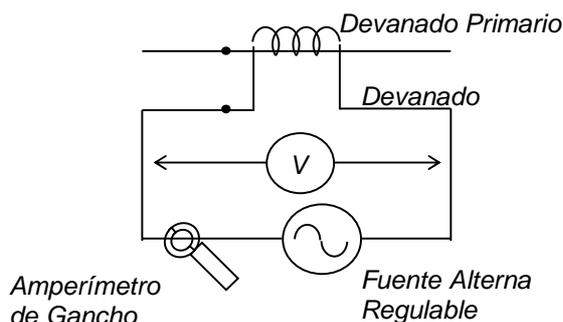


Fig. 4.11

Pruebas de saturación de un transformador de corriente
Prueba de Burden.

- 1) Conectar el probador de burden en serie con el secundario del TC.
- 2) Al inicio de la prueba se deberá ajustar el probador del TC en la escala máxima de corriente y durante el desarrollo de la prueba decrementarse hasta obtener una deflexión de la aguja a la mitad de la escala seleccionada.
- 3) Aplicar corriente en el primario hasta obtener la corriente nominal en el secundario de 5 amperes.
- 4) Oprimir el botón para insertar resistencia de burden y observar que la aguja de la lectura no decaiga mas de una división de la escala marcada. Para evitar sobrecalentamiento en el probador de burden se recomienda oprimir el botón intermitentemente.
- 5) Cada TC deberá ser probado primeramente al máximo de la escala de burden y si la corriente de la lectura cae entonces se decrementa el burden hasta que no se observe el cambio en la corriente de lectura.
- 6) Esta prueba es de verificación. El criterio de aceptación será que la aguja de la lectura no descargue mas de una división de la escala seleccionada.
- 7) La aplicación de la introducción del Burden dependerá de la clase del transformador de corriente.
- 8) Si la prueba se realiza con el transformador de corriente en servicio se deberá de tener cuidado de poner los cortocircuitos en el block de pruebas antes de abrir el circuito para conectar el probador de Burden.
- 9) Algunos problemas se pudieran detectar en el secundario de los TCs tales como cortocircuito en el alambrado del secundario, aterrizamiento o alta resistencia. La alta resistencia se detecta si al sumar la resistencia del burden inmediatamente sufre un gran decremento en la lectura de corriente del probador cada vez que se oprima el botón de inserción de la resistencia del burden. Esto sucede ya que la alta resistencia en cualquier punto del circuito secundario equivale a sumar una gran resistencia de Burden.
- 10) El aterrizamiento o cortocircuito anormal en el secundario se detecta si siempre obtenemos una lectura de cero corriente en el secundario, a pesar de leer corriente en el primario. En tal caso tener cuidado al detectar la falla ya que puede estar presente

un alto voltaje peligroso en el punto de falla.

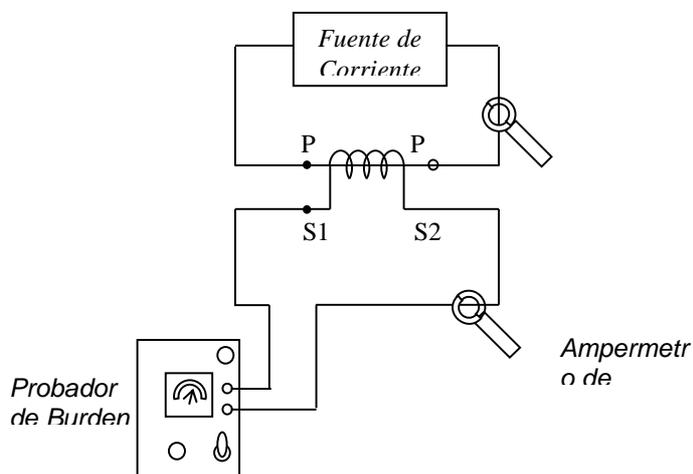


Fig. 4.12 Prueba de Burden a un transformador de corriente.
Precauciones de seguridad.

La precaución más importante con respecto a los TCs es "Nunca abrir el circuito secundario de un TC mientras está en servicio". Si se abre el circuito secundario, toda la corriente primaria se vuelve corriente de magnetización y una tensión excesiva será inducida en el secundario. Esta tensión que puede alcanzar más de 1000V constituye un gran peligro para el personal y puede causar una falla en el aislamiento del transformador. Todos los TCs en servicio deben de tener sus devanados secundarios aterrizados, pues se puede inducir un alto potencial entre este devanado y tierra. Esta conexión a tierra es solo para protección del personal y del equipo alimentado por el TC.

CAPITULO CINCO
RELEVADOR DIFERENCIAL
PARA TRANSFORMADOR TIPO
SEL 387.

Introducción.

Este rele tiene su aplicación en la protección de transformadores de dos a cuatro devanados, buses, reactores, generadores, motores de gran tamaño u otros aparatos de potencia multiterminal.

El SEL 387 tiene las siguientes características:

- Los ajustes del rele permiten usar conexiones estrella o delta .
- Provee tres elementos diferenciales con característica dual de pendiente.
- La segunda pendiente provee seguridad por saturación de TCs para fallas severas.
- Reporte de eventos y archivo secuencial de eventos.
- Diferencial de fase, tierra y secuencia negativa y medición de armónicas.
- Elementos diferenciales y de restricción.
- Bloqueo de segunda y quinta armónica y con ajustes independientes.
- Compensación de conexión de TC.
- Elemento diferencial sin restricción provee una liberación rápida para fallas de altas magnitudes.
- Protecciones térmicas como: temperatura alta del aceite, alta temperatura de devanados, factor de aceleración de desgaste de aislamiento (FAA), pérdida diaria de vida y perdida de vida total.

- Protección de sobre corriente de fase, residual y secuencia negativa.
- Contactos de entrada y salida óptó aislados programables (SELOGIC).

Característica de Operación.

El SEL-387 tiene tres elementos diferenciales (87R-1,87R-2 y 87R-3) estos elementos emplean cantidades de operación (IOP) y restricción (IRT) que el relevador calcula de las corrientes de entrada de los devanados.

La figura 5.1 muestra la característica del rele. El usuario puede ajustar esta característica ya sea como de simple slope, característica diferencial de porcentaje, o como de slope dual, característica diferencial de porcentaje variable. El disparo ocurre si la cantidad de operación es mayor que el valor de la curva, para un valor de retención determinado operación . La cantidad de operación también debe de satisfacer un valor mínimo de pick up.

Los cuatro ajustes que definen la característica son:

O87P	Mínimo nivel de IOP requerido para operación.
SLP1	Slope inicial, se inicia en el origen e interseca a O87P en $IRT=O87P*100/SLP1$
IRS1	Limite de IRT para la característica de operación SLP1; intersección en el punto de inicio de SLP2.

SLP2	Segundo SLOPE, si se usa , debe ser mayor o igual que SLP1
------	--

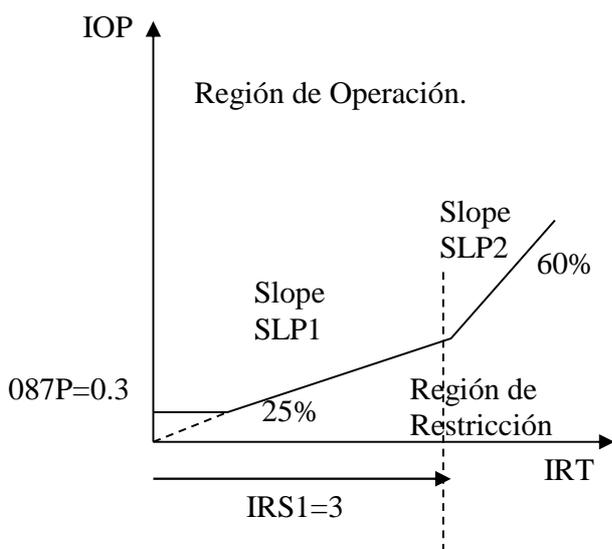


Fig. 5.1

Característica diferencial de porcentaje con retención.

La fig, 5.2, 5.3 y 5.4 ilustran como se adquieren y se usan las corrientes de entrada en los elementos diferenciales sin retención y con retención. La adquisición de información, filtrado, escalamiento de taps y compensación de la conexión del transformador y de los TCs del devanado 1 se muestran en la figura 5.2.

Cuatro filtros pasa banda extraen la fundamental, la segunda, cuarta y quinta armónica (no se muestra) de las

corrientes de entrada. Un filtro DC (no se muestra) forma una suma de un ciclo de valores positivos y negativos.

Usando la potencia nominal del transformador MVA como referencia común, “ TAP scaling “ convierte todas las corrientes secundarias de las tres entradas del rele en valores por unidad, cambiando de este modo los valores de corriente en valores adimensionales expresados en múltiplos del TAP. Este método asegura que , para condiciones de corriente de plena carga todas las corrientes de entrada en múltiplos del tap sumen 1 y que todas las corrientes de salida en múltiplos del tap sumen -1, con una dirección de referencia entrando al transformador.

La compensación de conexión del transformador y de los TCs , corrige los efectos de ángulo de fase e interacción de fases , introducidos por la conexión de los devanados del transformador y de los TCs en las corrientes trifásicas de entradas al rele . Los ajustes W1CTC a W3CTC determinan las correcciones matemáticas para las tres corrientes del devanado 1 al devanado 3 respectivamente. CTC1 se muestra en la figura 5.2 como el ajuste de la magnitud de compensación del ángulo de fase y secuencia del devanado 1.

I1W1C1, I2W1C1 e I3W1C1 son las corrientes compensadas de frecuencia fundamental de las fases A, B y C del devanado 1. En forma similar I1W1C2, I2W1C2 e I3W1C2 son las corrientes compensadas de segunda armónica del devanado 1. Las corrientes compensadas de DC, cuarta y quinta

armónica usan nombres similares. Las corrientes compensadas de I1 se usan con el elemento diferencial 87-1, I2 con el elemento 87-2 e I3 con el elemento 87-3.

La figura 5.3 ilustran como se calculan IOP1 (operación), IRT1 (retención) I1HB2 (segunda armónica) y I1HB4 (cuarta armónica) para el elemento 87-1.

IOP1 es generada al sumar las corrientes de los devanados en forma fasorial . IRT1 es generada al sumar las magnitudes de las corrientes de los devanados en una suma escalar simple y dividir el resultado por dos.

Para cada elemento con retención (87R-1, 87R-2, 87R-3) , los valores son sumados fasorialmente y su valor se convierte en la magnitud de operación (IOPn). Para condiciones de corriente de carga extrema, IOPn debe estar en torno a $1 + (-1) = 0$, a carga nominal . Los cálculos del valor de retención (IRTn) se desarrollan sobre la base de una sumatoria de todas las magnitudes de corriente, divididas por dos . Para condiciones de carga extrema, este valor es cercano a $(1 + -1)/2 = 1$, a corriente nominal.

La fig 5.4 muestra la forma en que las cantidades de los elementos diferenciales se usan para generar los elementos sin retención 87Un (87U1, 87U2 y 87U3) y con retención 87 Rn (87R1, 87R2 y 87R3). Estos elementos son combinados para formar las señalizaciones de los elementos diferenciales (87-1, 87-2, 87-3).

Los elementos sin restricción (87U1, 87U2, 87U3) comparan las cantidades

IOP con valor de ajuste (U87P), típicamente alrededor de 10 veces el TAP y disparan si ese nivel es excedido. En los elementos sin retención no se desarrolla bloqueo armónico . Use estos elementos para proteger los bushung y las terminales de los devanados del transformador , manteniendo la seguridad contra inrush y condiciones de fallas externa. Los elementos de corriente de operación 87On (87O1, 87O2, 87O3) se proveen para fines de prueba.

Los elementos con retención (87R1, 87R2 y 87R3) determinan si el valor de operación IOP es mayor que el valor de retención, usando la característica diferencial mostrada en la fig. 5.1 .

Ajuste HRSTR=Y (retención armónica) para modificar esta característica en función del contenido de segunda y cuarta armónica de las corrientes de entrada.

El elemento 87Rn, por ejemplo, los valores IOPn e IRTn determinan si el rele dispara. La lógica encerrada en la línea segmentada de la fig. 5.4 configura la característica de la figura 5.1. El elemento diferencial calcula un umbral como función de IRTn. IOPn de exceder este umbral para producir el disparo. La función usa los valores de ajuste SLP1, SLP2 y IRS1, junto con IRTn para calcular el valor de operación IOP. La lógica de decisión del elemento diferencial compara el valor calculado , denotado como $f(IRTn)$, con el valor actual IOPn. Si IOPn es mayor, una de las entradas de la compuerta AND de la derecha recibe un valor lógico 1. La comparación de IOPn con el ajuste O87P

determinan la segunda entrada del AND. Si IOPn es mayor que O87P, el Relay Word bit 87On se activa. La condición de la compuerta AND es entonces satisfecha y el Relay Word bit 87Rn se activa, indicando operación del elemento diferencial con retención n. Esto todavía no produce el disparo. El rele necesita aun el resultado de la lógica de decisión de bloqueo armónico y de bloqueo.

Descripción de ajustes.

- **Habilitación de los elementos diferenciales. (E87W1 a E87W3)**

Rango Y, N, Y1.

El rele SEL 387 tiene tres juegos de entradas de corrientes trifásicas. Dependiendo de la aplicación, podrían no necesitarse todas ellas para configurar la zona de protección diferencial. El ajuste E87Wn especifica cual de las terminales del rele será incluido en los cálculos diferenciales.

- **Conexión de T/C (W1CT a W3CT)**

Rango D, Y

Para desarrollar los cálculos de los valores TAPn, el rele usa información respecto a si los T/C están conectados en delta (D) o estrella (Y) en cada devanado. Si los TC están conectados en delta, el rele eleva el valor de TAP en el factor 1.732.

- **Relación de TC (CTR1 a CTR3) .**

Rango 1 a 50000.

Determine la razón del TC, dividiendo la corriente nominal del TC por su corriente secundaria.

- **Capacidad máxima del transformador, MVA trifásicos (MVA).**

Rango OFF de 0,2 –5000 MVA en pasos de 0.1 MVA.

Use la potencia máxima esperada, como por ejemplo el valor FOA (Forced Oil and Air cooled) o un valor de emergencia mayor, cuando ajuste la máxima capacidad del transformador.

- **Compensación de conexión de los devanados y de conexión del T/C (ICOM).**

Rango Y, N

Esta variable define si las corrientes de entrada requieren de alguna compensación, ya sea para corregir el desfase angular en el transformador y los TC o para mover las componentes de la secuencia cero de las corrientes secundarias.

- **Compensación de conexiones (W1CTC a W3CTC)**

Rango 0,1,.....,12

Estos ajustes definen el factor de compensación que el rele aplicara a cada juego de corrientes de devanado, para tomar en cuenta en forma apropiada los desplazamientos angulares provocados por la conexión del transformador o de los TC.

- **Voltaje de línea a línea KV (VWDG1 a VWDG3).**

Rango 1-1000KV en pasos de 0,1 KV.

Ingrese los voltajes nominales línea – línea en terminales del transformador incluye un cambiador de taps bajo carga , asuma que este esta en posición neutral.

- TAP de corriente (TAP1 a TAP3).
Rango 5 Amperes 0.5 –155 A.
Secundario en pasos de 0.1 A.

Cuando se ingresa un valor en el ajuste MVA, el rele usa los ajustes MVA, voltaje del devanado , relación de TC y ajuste de conexión del TC ya ingresados para calcular automáticamente los valores de TAPn.

- Pick up de corriente de operación de los elementos de retención. (O87P).
Rango 0,10-1,00* TAP.

Ajuste del pick up de la corriente de operación a un valor mínimo tal que incremente la sensibilidad, pero suficientemente alto para evitar la operación debido al error de régimen permanente de los TC y al corriente de excitación del transformador.

- Porcentaje de SLOPE de retención (SLP1, SLP2).
Rango SLP1 5-100% en pasos de 1%.
SLP2 OFF, 25-200%.

Use el ajuste del porcentaje de slope de retención para discriminar entre fallas internas y externas. Ajuste SLP1 o SLP2 para acomodar las diferencias de corriente debido al cambiador de taps del transformador , la saturación y errores de TCs y los errores del rele.

- Limite de Slope de retención (SLP1, SLP2)

Rango de 1 – 20 en pasos de 0.1 *TAP

Una aplicación de dos slopes o porcentaje diferencial de variables, mejora la sensibilidad en la región en que los errores de los TC son menores e incrementa la seguridad en la zona en que son mayores.

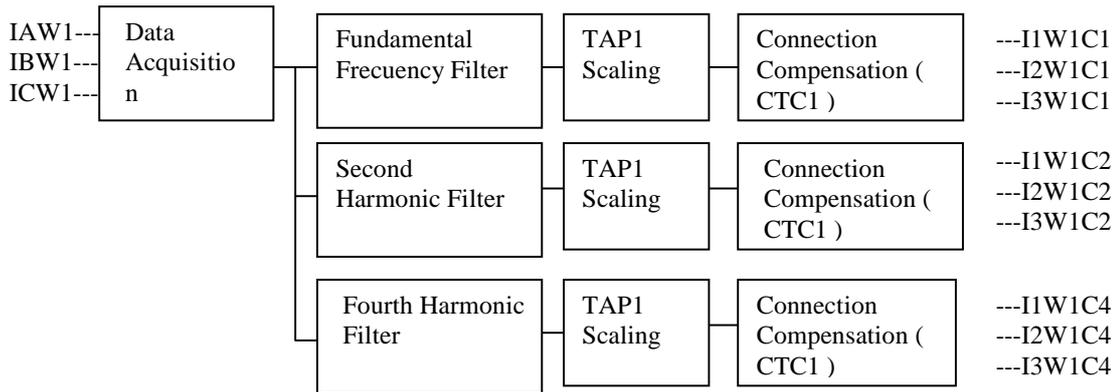


Figura 5.2 Corrientes compensadas del Devanado 1

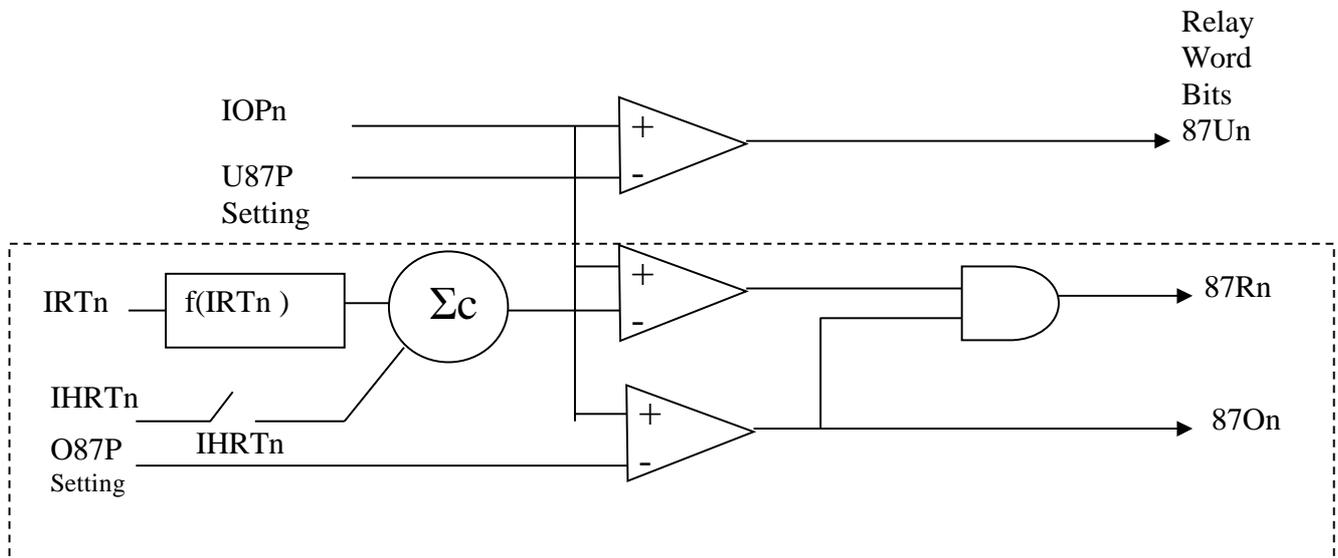


Figura 5.4 Lógica de decisión de elementos diferenciales.

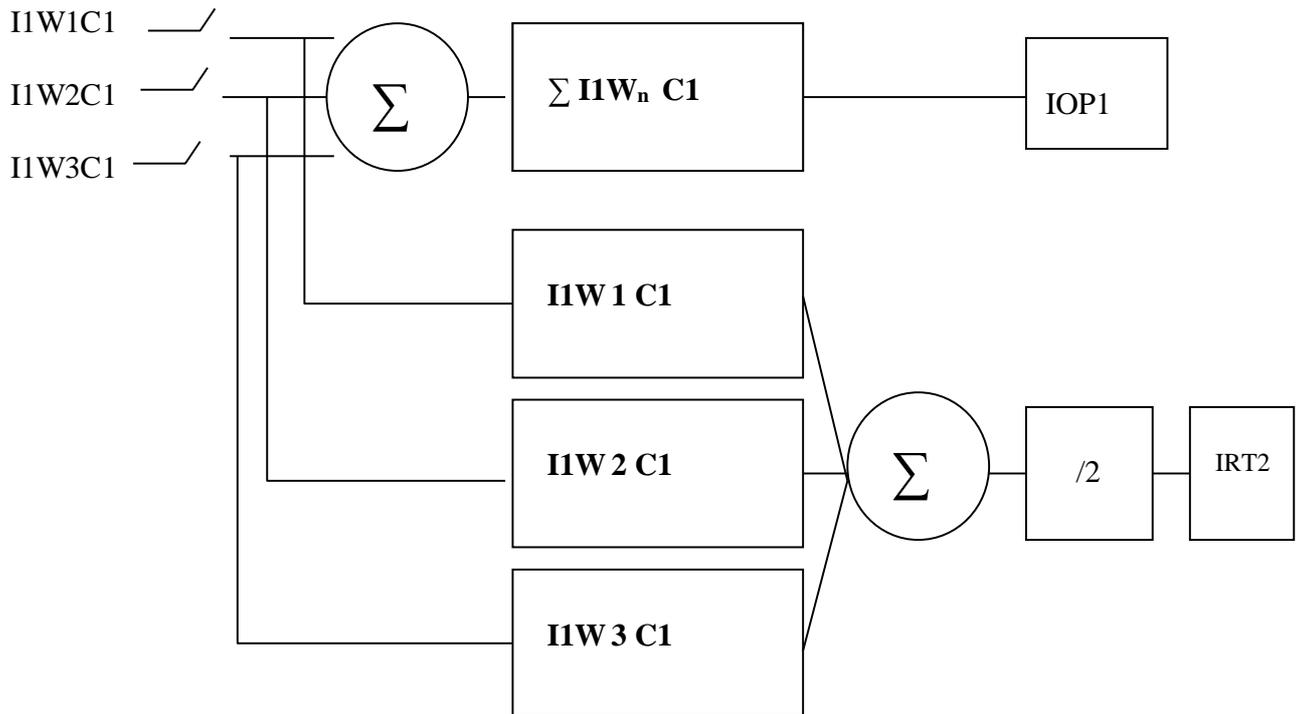


Fig. 5.3 Cantidades del elemento diferencial

CAPITULO SEIS**RELEVADOR DIFERENCIAL PARA TRANSFORMADOR TIPO 7UT61**

Otro de los relevadores usados como protección diferencial tanto para transformadores como auto transformadores en nuestro sistema, es el relevador marca Siemens tipo 7UT51 utilizado para fallas de todo de corto-circuito.

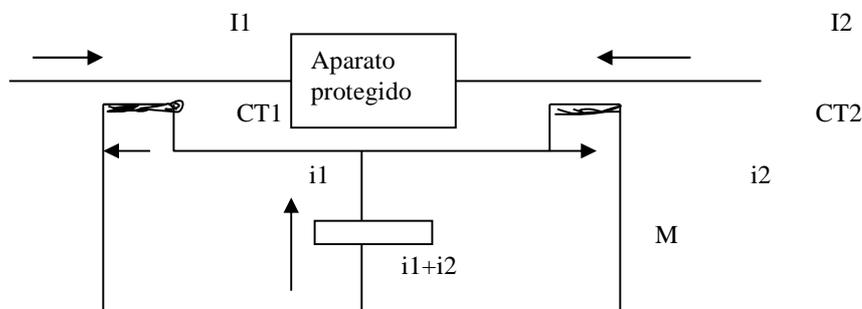
El relevador 7UT61 es una protección diferencial numérica micro procesada rápida para 2 y 3 devanados, de acuerdo a los modelos: el 7UT612 para 2 devanados y el 7UT613 para 3 devanados.

La unidad cuenta con 5 relevadores de disparo programables, 10 relevadores de alarma también programables, 5 entradas binarias y 14 "Leed" de indicación al frente del relevador, todos programables.

Ambos modelos de relevadores contienen en su diseño una unidad de sobre corriente temporizada que puede ser usada como protección de respaldo, asignándola a cualquiera de los devanados. (Generalmente por nuestra filosofía esta opción no se usa).

1.-OPERACIÓN.

La protección opera como un sistema de corriente balanceada, esto quiere decir que la corriente de entrada es igual a la de salida en condiciones normales. Cualquier diferencia de corriente entre la entrada y salida es una indicación de una falla en la zona protegida. De acuerdo a la figura: los devanados secundarios de los tc's CT1 Y CT2 los cuales tienen la misma relación pueden ser conectados como una malla donde las corrientes in fluyen. Un elemento de medición M es conectado en el punto de balance. Bajo condiciones normales, en el elemento M no circulará ninguna corriente, no así en condiciones de falla interna, donde las corrientes serán $i_1 + i_2$ proporcional a $I_1 + I_2$, esta corriente deberá ser suficiente para ser censada por el elemento M.



En la aplicación de un relevador para dos devanados, una cantidad de corriente llamada de estabilización se obtiene de de la diferencia de corriente $|I1-I2|$ o de la suma aritmética de $|I1| + |I2|$. Ambos métodos son iguales en el rango de la característica de estabilización. En la protección de 3 devanados únicamente la suma aritmética es posible $|I1|+|I2|+|I3|$. El 7UT51 requiere la formación de la suma vectorial y la suma aritmética de las corrientes para cada devanado. Las siguientes definiciones son aplicables:

Disparo:

$$Idiff = |I1+I2| \quad \text{o} \quad Idiff = |I1+I2+I3|$$

Estabilización o restricción:

$$Istab = |I1| + |I2| \quad \text{o} \quad Istab = |I1| + |I2| + |I3|$$

$Idiff$ se obtiene de la onda fundamental y produce el disparo, en tanto $Istab$ es retención.

- a) en una falla externa lado devanado 2 $I2$ cambia de dirección y por lo tanto cambia de signo

$$I2 = -I1 \text{ y en consecuencia } |I2| = |I1|$$

$$Idiff = |I1+I2| = |I1 - I1| = 0$$

$$Istabb = |I1| + |I2| = |I1| + |I1| = (2) (|I1|)$$

El disparo no ocurre $Idiff$ es cero

CONSIDERACIONES ESPECIALES EN SU APLICACIÓN.

Transformadores de 3 devanados, con rangos de potencia diferentes.

Se pueden usar diferentes relaciones de transformadores de corriente, las cuales se pueden compensar con un factor de acoplamiento en el propio relevador. Cuando los transformadores tienen diferentes capacidades en MVA, generalmente la potencia mas alta es la que se toma como base para los cálculos, de ajuste y acoplamiento de corrientes, como previamente se analizó. Es decir:

$$\text{Factor de acoplamiento} = \frac{\text{Corriente a capacidad base (la más alta)}}{\text{Corriente a capacidad de otro devanado}}$$

Si este factor de acoplamiento es más alto que 4 veces el uso de transformadores auxiliares es recomendado. Los transformadores recomendados son tipo 4AM5170-AA, estos se pueden utilizar como auto transformadores en lo mejor de los casos, ya que obtenemos una impedancia más baja , sin temor a recargar los Transf. de corriente principales.

La relación de los transformadores auxiliares se seleccionan para el devanado de mas baja capacidad (generalmente el terciario) acoplado con el devanado mas alto en cuanto a capacidad. Estas relaciones deberán ser:

$$TRI = \frac{SN \text{ (potencia mas alta o base)}}{SN \text{ (potencia baja)}}$$

Es decir, la relación de los Tc's auxiliares será:

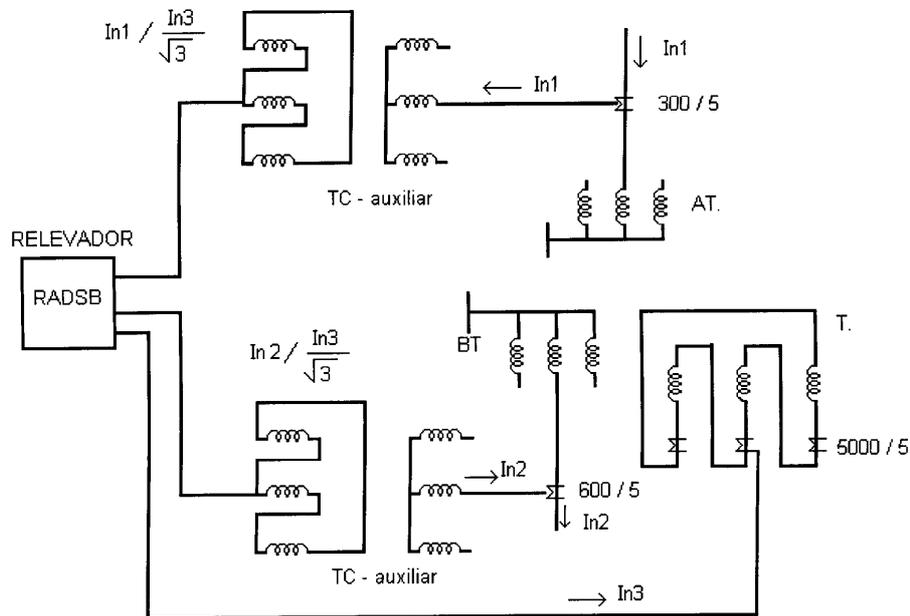


fig. 22 Muestra las conexiones de la protección diferencial del transformador de tres devanados utilizando transformadores auxiliares de ajuste.

- Dirección 6200. programación de reles de salida señalización y alarmas
 Dirección 6300. programación de led´s indicadores
 Dirección 6400. Programación de relevadores de comando (disparos)
 Dirección 1000. Ajuste de parámetros.
 Dirección 1600. ajustes de la protección diferencial (pendiente, pick-up)

PRUEBAS A LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL 7UT61

a.-Pruebas de pick-up.

El valor del pick-up de la protección diferencial puede ser probada con un equipo o fuente de corriente inyectando valores al relevador. Estos valores pueden ser aplicados separadamente para todos los devanados.

El parámetro de ajuste $I-DIFF >$ como pick.up ajustado en la dirección 1603 se aplica para pruebas en aplicaciones trifásicas o de dos fases, el pick-up para una prueba monofásico dependerá del tratamiento que se le dio a la componente de secuencia cero.

Si la corriente de secuencia cero es eliminada (dirección 1606) entonces el pick-up se incrementa en 1,5 veces del valor ajustado, en caso contrario donde la corriente de sec. Cero no se elimina (without o I_0 -correction) el pick up corresponde al ajuste de $I-DIFF$ de la dirección 1603.

Cuando se utilicen transformadores de corriente en conexión estrella- estrella, se debe indicar al relevador la eliminación de la corriente de secuencia cero (dir. 1106).

El `pick-up se prueba incrementando lentamente la corriente para cada devanado. El disparo ocurre cuando se logra llegar al valor de ajuste, y convertido de acuerdo al factor de acoplamiento. El drop-out esta a 0,7 veces el valor de pick-up.

Para obtener el valor de pick-up el ajuste $I-DIFF >$ (1603) debe ser multiplicado por el factor:

$$\frac{IN \text{ Transf.}}{IN \text{ Tc (prim)}} \quad X \quad KVG$$

Donde KVG es una constante que depende del grupo vector y del tipo de falla
 Para fallas trifásicas vale 1,0 para fallas de fase-fase vale $\sqrt{3} / 2 = 0,866$ y para monofásicas vale 1,5 con eliminación de I_0 y el valor de 1,0 si no se elimina I_0

Finalmente:

$$\frac{I_{\text{pick-up}}}{I_{\text{N relev.}}} = \frac{I_{\text{N Transformador}}}{I_{\text{ct (prim.)}}} \quad (\text{XKVG}) \quad (I\text{-DIFF}) >$$

Ejercicio:

Transformador de dos devanados:

Capacidad = 57 MVA

$V_p = 110 \text{ KV}$

RTC = 1500/5

$V_s = 25 \text{ Kv.}$

RTC=7500/5

a).-Calcular el valor de pick-up en que operará el relevador.

b).- si consideramos que este Transf.. es de tres devanados donde el devanado 3 tiene las sig. Características:

Potencia de 22 MVA

Voltaje de 10 KV.

RTC de 1500/1

Calcular el pick. Up para el dev. terciario

CAPITULO SIETE **CIRCUITOS EQUIVALENTES** **DE TRANSFORMADORES**

COMPONENTES SIMETRICAS

Cuando un circuito trifásico esta balanceado, la determinación de relación voltaje y corriente es simple. Cuando el voltaje, corriente o impedancia están desbalanceados, la solución es más compleja.

Si por algún método un circuito desbalanceado puede ser representado por una combinación de varios circuitos balanceados, cada circuito balanceado puede resolverse independientemente, así las diferentes soluciones se combinan para dar la solución completa. Este método es llamado "Componentes Simétricas".

En 1918 una de las más poderosas herramientas para trabajar con sistemas desbalanceados polifásicos fue discutido por el Dr. C.L. Fortescue en el AIEE donde presentó un artículo titulado "Method of Symmetrical coordinates applied to solution of polyphase networks". Desde ese entonces el método de componentes simétricas ha sido de gran importancia, además de haber sido objeto de muchos artículos e investigaciones experimentales. Las fallas asimétricas en sistemas de transmisión en sus diferentes modalidades son estudiadas por este método.

Se dice que un sistema desbalanceado de n vectores puede ser representado por n

vectores perfectamente balanceados, a los cuales se les llama componentes simétricas de los fasores o vectores originales. Para un sistema trifásico :

1. Componentes de secuencia positiva (Subíndice 1). Consiste de tres fasores iguales en magnitud desplazados 120° teniendo la misma secuencia del fador original.
2. Componentes de secuencia negativa (Subíndice 2). Consiste en 3 fasores de la misma magnitud desplazados 120° teniendo la secuencia de fase invertida a los fasores originales
3. Componentes de secuencia cero (Subíndice 0). Consiste en tres fasores iguales en magnitud y con el mismo sentido, es decir con cero desplazamiento entre ellos.

Así de esta manera las componentes de secuencia positiva para V_a , V_b y V_c son: V_{a1} , V_{b1} y V_{c1} , para secuencia negativa son: V_{a2} , V_{b2} y V_{c2} , y las de secuencia cero son: V_{a0} , V_{b0} y V_{c0} .

METODO DE SOLUCION.

Para resolver un sistema trifásico de corrientes dentro de sus componentes simétricas cada corriente es representada por tres corrientes; El vector suma de estas tres corrientes es igual a la corriente actual. Las tres corrientes actuales son representadas, por un total de nueve corrientes. Las nueve corrientes pueden agruparse en tres sistemas balanceados.

Es decir:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0}$$

$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0}$$

OPERADOR: La letra “a” se utiliza normalmente para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al de las agujas del reloj y esta definido por la siguiente expresión:

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

Funciones del operador a

Operador	Polar	Rectangular
a	$1 \angle 120^\circ$	$-0.5 + j0.866$
a ²	$1 \angle 240^\circ$	$-0.5 - j0.866$
a ³	$1 \angle 360^\circ$	1
a ⁴	$1 \angle 120^\circ$	$-0.5 + j0.866$
1+a	$1 \angle 60^\circ$	$0.5 + j0.866$
1-a	$\sqrt{3} \angle -30^\circ$	$1.5 - j0.866$
1+ a ²	$1 \angle -60^\circ$	$0.5 - j0.866$
1- a ²	$\sqrt{3} \angle 30^\circ$	$1.5 + j0.866$
a + a ²	$1 \angle 180^\circ$	-1
a - a ²	$\sqrt{3} \angle 90^\circ$	$\sqrt{3} j$
1+ a + a ²	0	0

Nota importante:

1.- Para el operador j podemos tener lo sig.:

$$j = 1 \angle 90^\circ \text{ y entonces}$$

$$-j = 1 \angle -90^\circ$$

2.- Pero para el operador a tenemos:

$$a = 1 \angle 120^\circ \text{ y}$$

-a = $1 \angle -120^\circ$ es decir tenemos lo sig.:

$$-a = 1 \angle 120^\circ * 1 \angle 180^\circ$$

$$-a = 1 \angle 300^\circ \text{ o } 1 \angle -60^\circ$$

FORMULAS PARA RESOLVER TRES VECTORES DESBALANCEADOS EN SUS COMPONENTES SIMETRICAS.

El trabajo de Fortescue es aplicable a cualquier sistema polifásico desequilibrado de n vectores relacionados entre si y puede descomponerse en n sistemas de vectores equilibrados (componentes simétricas).

De las ecuaciones:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0}$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}$$

Expresaremos las cantidades Vb y Vc en función de una sola cantidad Va utilizando el operador “a” y auxiliándonos de las graficas de secuencia.

Para el vector Vb:	Para el vector Vc:
$V_{b1} = a^2 V_{a1}$	$V_{c1} = a V_{a1}$
$V_{b2} = a V_{a2}$	$V_{c2} = a^2 V_{a2}$
$V_{b0} = V_{a0}$	$V_{c0} = V_{a0}$

Obteniendo las tres ecuaciones originales en función de la fase a:

$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$
$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0}$
$V_c = a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0}$

$V_{a1} = 1/3 (V_a + aV_b + a^2 V_c)$	$I_{a1} = 1/3 (I_a + aI_b + a^2 I_c)$
$V_{a2} = 1/3 (V_a + a^2V_b + aV_c)$	$I_{a2} = 1/3 (I_a + a^2I_b + aI_c)$
$V_{a0} = 1/3 (V_a + V_b + V_c)$	$I_{a0} = 1/3 (I_a + I_b + I_c)$

En forma matricial:

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix}$$

$V_f = T * V_s$ despejando V_s tenemos:

$$V_s = T^{-1} * V_f$$

Donde:

V_f = Voltaje de fase.

T = Matriz de transformación.

V_s = Voltajes de secuencia.

La matriz de transformación $T = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix}$

por tanto $T^{-1} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix}$

$$\begin{pmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{pmatrix} = 1/3 \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix}$$

$$V_s = T^{-1} * V_f$$

Finalmente los vectores simétricos a partir de los vectores asimétricos son:

Voltajes	Corrientes
----------	------------

Si se requieren las componentes V_{b0} , V_{b1} , V_{b2} , V_{c0} , V_{c1} y V_{c2} se sustituyen con los valores de la ecuación 0. De igual manera se obtienen las relaciones para corrientes:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0}$$

$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0}$$

$$I_{a0} = 1/3 (I_a + I_b + I_c)$$

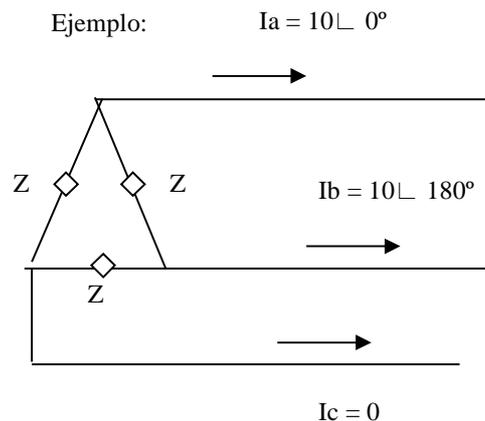
$$I_{a1} = 1/3 (I_a + a I_b + a^2 I_c)$$

$$I_{a2} = 1/3 (I_a + a^2 I_b + a I_c)$$

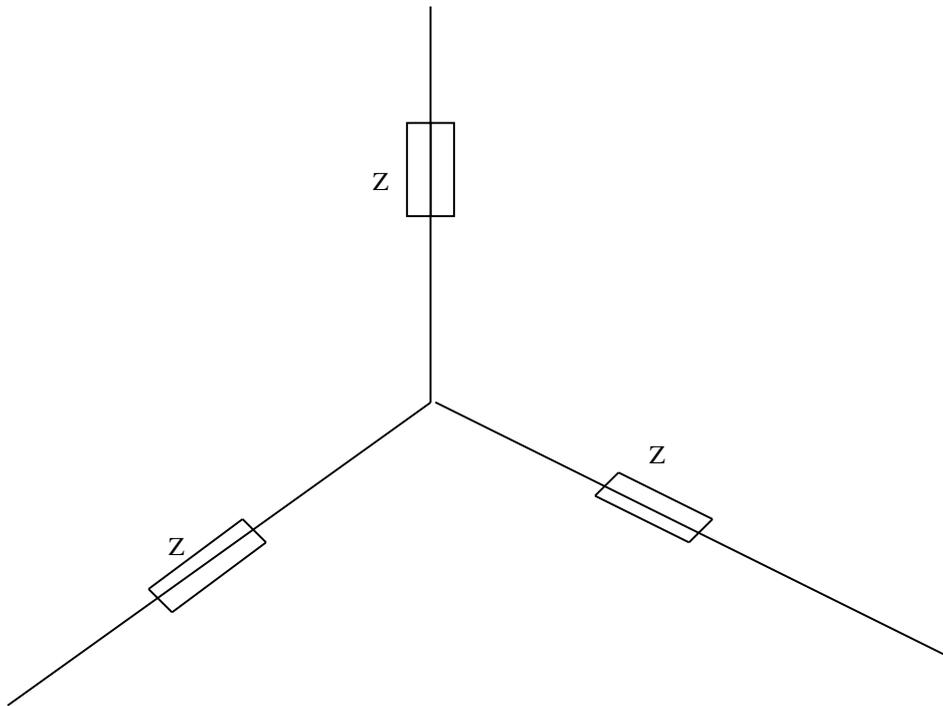
En un sistema trifásico la suma de las corrientes de línea es igual a la corriente de neutro I_n , o sea el retorno por medio del neutro:

$$I_a + I_b + I_c = I_n \text{ o lo que es lo mismo:}$$

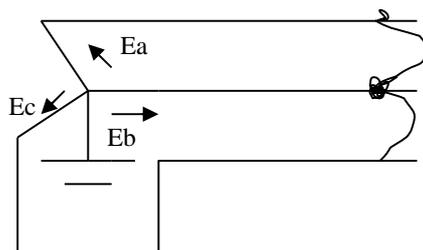
$$I_n = 3 I_{a0}$$



Complemento: Hacer el mismo problema pero considerar una carga en estrella:



OBTENER LAS REDES DE SECUENCIA PARA EL SIGUIENTE CASO:



CORTO TRIFÁSICO

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2 I_c) \quad 3$$

$$3I_a = I_a + a^2 I_a + a^2 a I_a \quad \text{puesto que } a^3 = 1 \quad 3I_{a1} = 3 I_{a1} \quad \text{luego: } I_a = I_{a1}$$

esto será para sec. +

en el caso de sec. Negativa:

$$3I_{a2} = I_a + a^2 I_b + aI_c$$

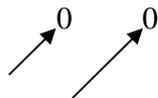
$$3I_{a2} = I_a + a I_a + a^2 I_a \text{ pero } a = a \text{ nos queda: } 3 I_{a2} = I_a + a I_a + a^2 I_a = I_a (1+a+a^2) = 0$$

Para sec. Cero.

$$3 I_{a0} = I_a + I_b + I_c = I_a + a^2 I_a + aI_a = I_a (1+a+a^2) = 0$$

Supongamos que la fase A se aterriza. Entonces:

$$I_b = 0 \quad I_c = 0 \quad \text{y} \quad E_a = 0$$



$$3I_{a1} = I_a + a I_b + a^2 I_c$$

$$3 I_{a1} = I_a$$

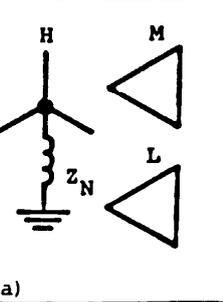
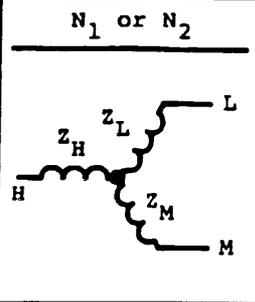
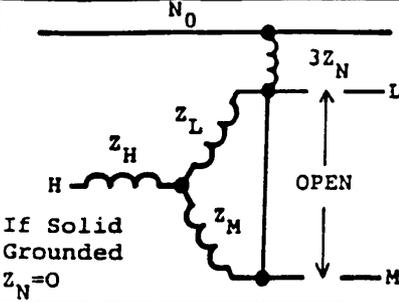
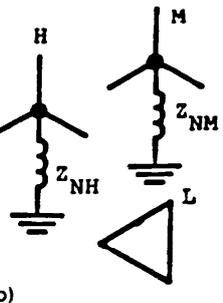
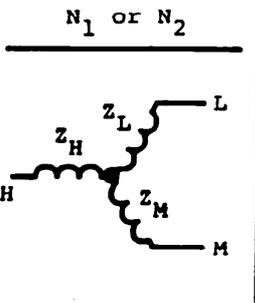
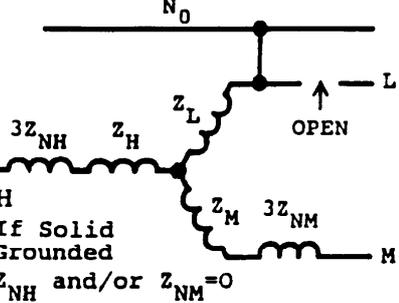
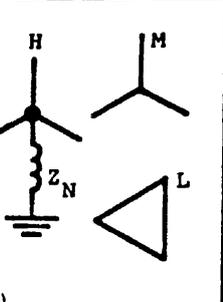
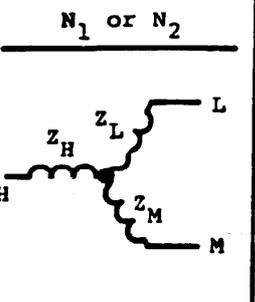
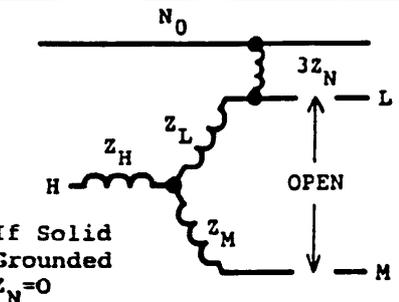
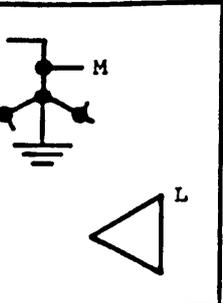
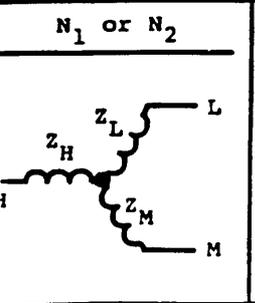
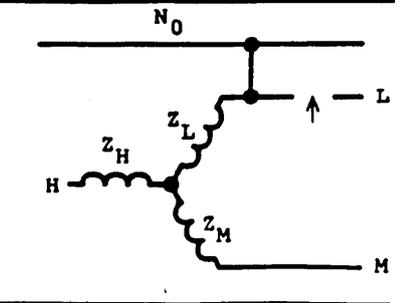
de igual manera $3 I_{a2} = I_a$ entonces $I_{a1} = I_{a2}$

Para sec. 0 $3I_{a0} = I_a$ luego: $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$. Esto quiere decir que un corto circuito a tierra contempla las tres redes de secuencia y están en serie.

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 3 I_{a0}$$

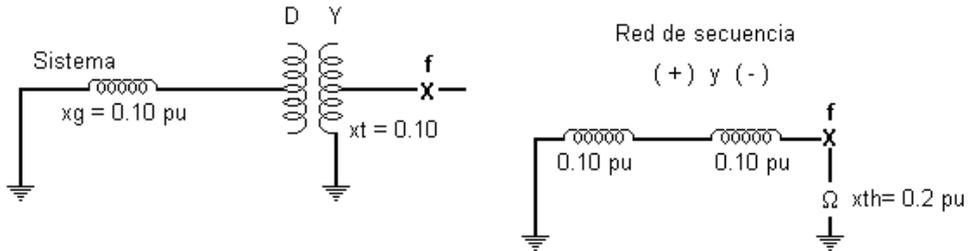
Transformer Bank Connection	Positive and Negative Sequence Connection	Zero Sequence Connection
(a)	N_1 or N_2 Z_T H — Z_T — L	No Z_T H — Z_T — L Open
(b)	N_1 or N_2 Z_T H — Z_T — L	NO Z_T H — Z_T — L Open $3Z_N$
(c)	N_1 or N_2 Z_T H — Z_T — L	No Z_T H — Z_T — L Open
(d)	N_1 or N_2 Z_T H — Z_T — L	No Z_T H — Z_T — L
(e)	N_1 or N_2 Z_T H — Z_T — L	No $3Z_{NH}$ Z_T $3Z_{NL}$ H — Z_T — L
(f)	N_1 or N_2 Z_T H — Z_T — L	No Z_T H — Z_T — L Open
(g)	N_1 or N_2 Z_T H — Z_T — L	No Z_T H — Z_T — L Open
(h)	N_1 or N_2 Z_T H — Z_T — L	No Z_T H — Z_T — L Open

SEQUENCE CONNECTIONS FOR TYPICAL THREE-WINDING AND AUTOTRANSFORMER BANKS.

Transformer Bank Connection	Positive and Negative Sequence Connection	Zero Sequence Connection
<p>(a)</p> 	<p>N_1 or N_2</p> 	<p>N_0</p>  <p>If Solid Grounded $Z_N=0$</p>
<p>(b)</p> 	<p>N_1 or N_2</p> 	<p>N_0</p>  <p>If Solid Grounded Z_{NH} and/or $Z_{NM}=0$</p>
<p>(c)</p> 	<p>N_1 or N_2</p> 	<p>N_0</p>  <p>If Solid Grounded $Z_N=0$</p>
<p>(d)</p> 	<p>N_1 or N_2</p> 	<p>N_0</p> 

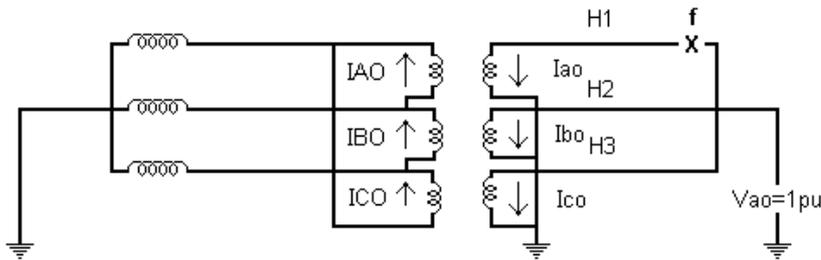
EJEMPLOS.

EJEMPLO 1



Red de secuencia cero

Para obtenerla lo haremos mediante la siguiente figura:



Con el fin de hacer circular corrientes iguales en magnitud y dirección por los devanados de la estrella, pondremos en corto circuito H1, H2, H3 por lo que resulta evidente que:

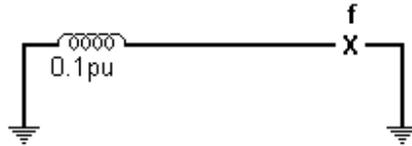
$$I_{a0} = I_{b0} = I_{c0}, \text{ y por lo tanto también } I_{A0} = I_{B0} = I_{C0}$$

$$I_{a0} = V_{a0} / Z_{a0}$$

$$Z_t = Z_{a0} \text{ (reactancia de dispersión del transformador)}$$

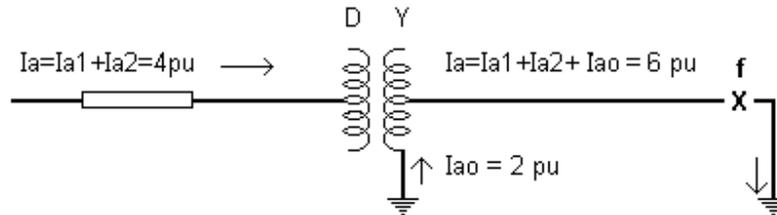
$$I_{a0} = V_{a0} / Z_t$$

por lo tanto la red de secuencia cero:

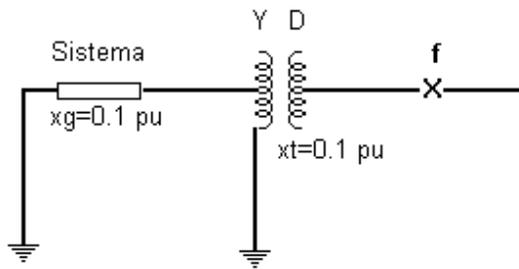


Y como $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{2X_1 + X_0} = \frac{1}{0.5} = 2 \text{ pu}$.

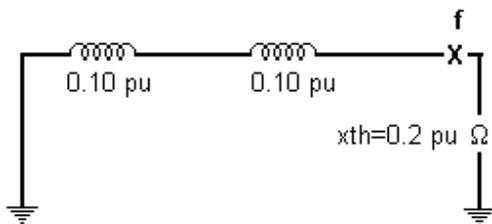
Entonces la distribución de las corrientes queda:



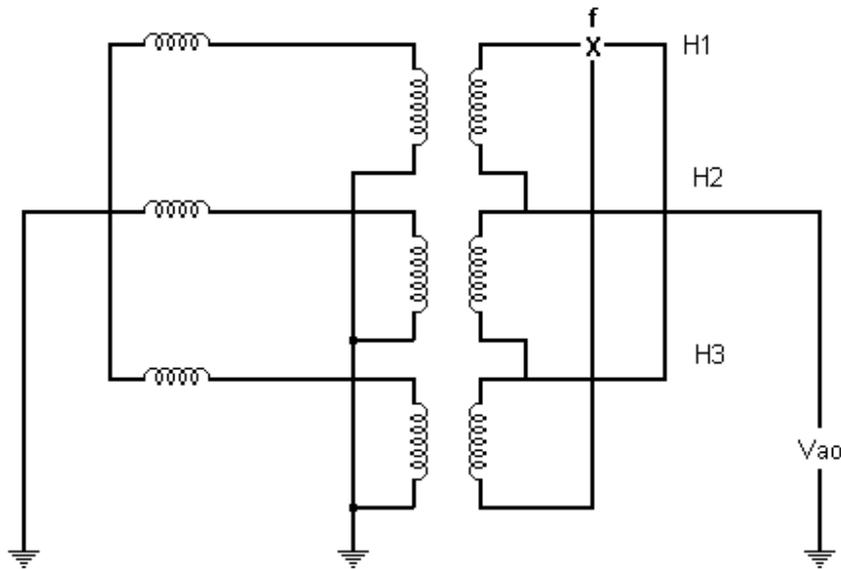
EJEMPLO 2



Redes de secuencia (+) y (-)



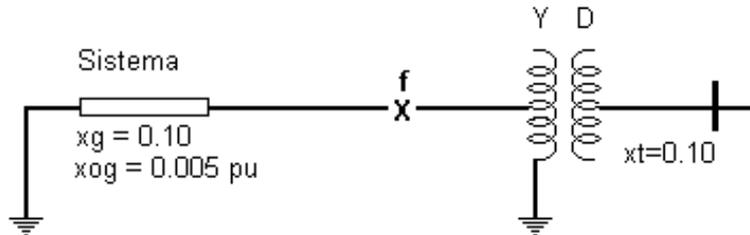
Para secuencia cero (0) recurrimos de nuevo al circuito de prueba para medir "Zao":



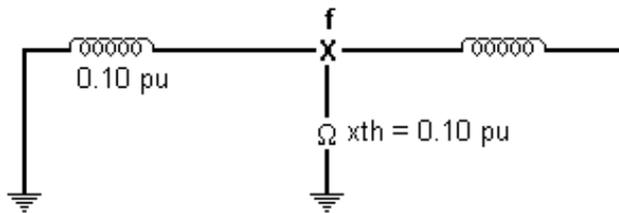
Como $I_{a0} = 0$ Entonces $Z_{a0} = \infty$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{2(X1) + \infty} = 0$$

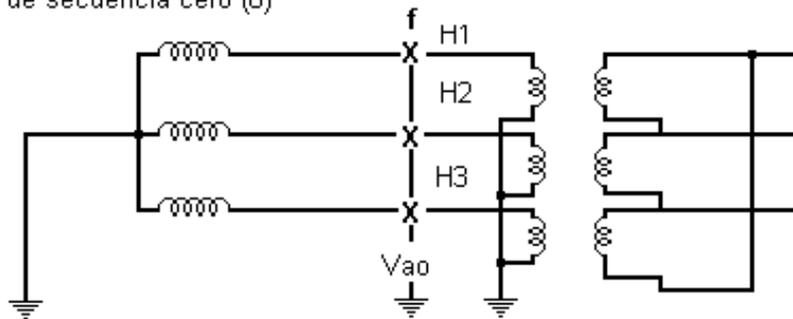
EJEMPLO 3



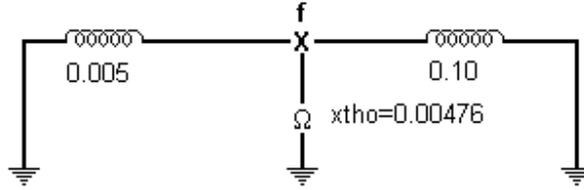
Redes de secuencia (+) y (-)



y la red de secuencia cero (0)

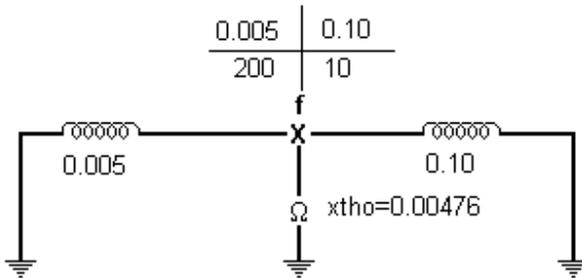


por lo que el circuito equivalente:



y entonces estaremos de acuerdo

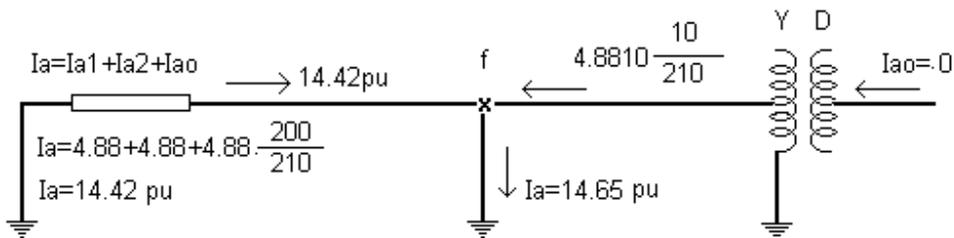
$$f \frac{0.00476}{210} \quad \text{ó también} \quad x_{tho} = \frac{(0.10)(0.005)}{0.105} = 0.00476 \text{ pu}$$



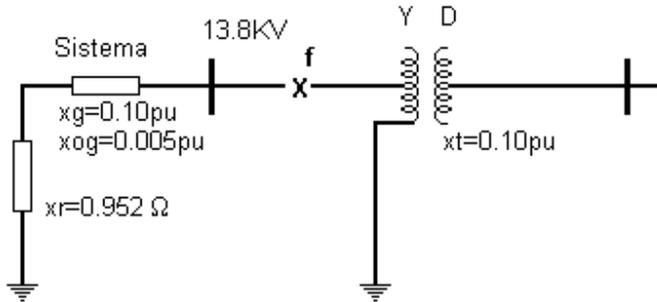
por lo tanto:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{2X_1 + X_0} = \frac{1}{0.20 + 0.00476} = 4.8838 \text{ pu}$$

y la distribución de las corrientes



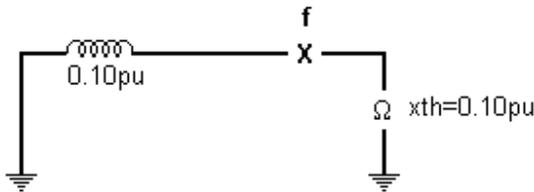
EJEMPLO 4



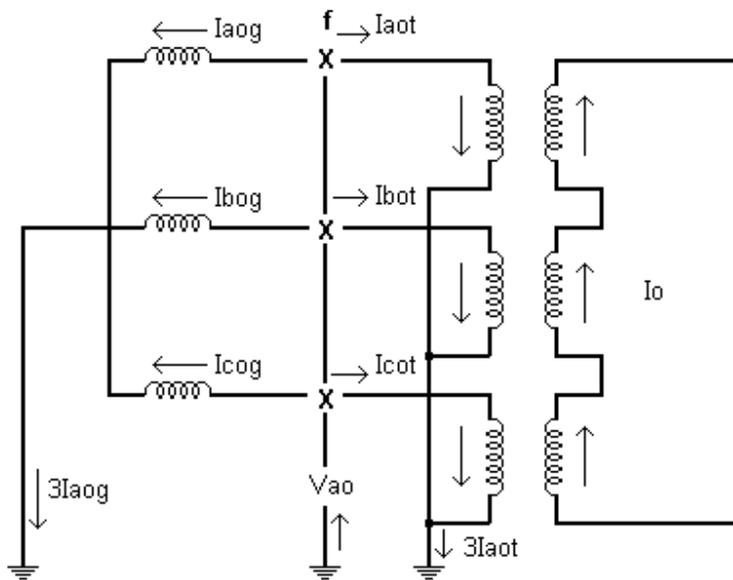
Calculando la reactancia del reactor en pu's:

$$x_r = 0.952 \Omega \frac{100}{(13.8)^2} = 0.50 \text{ pu}$$

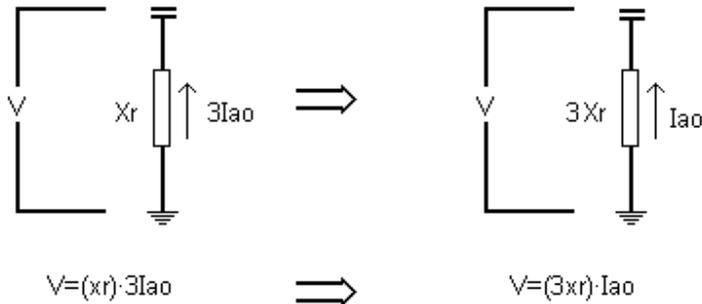
Las redes de secuencia (+) y (-)



Para la red de secuencia CERO, de nuevo retomaremos el circuito de prueba para medir "Zao":



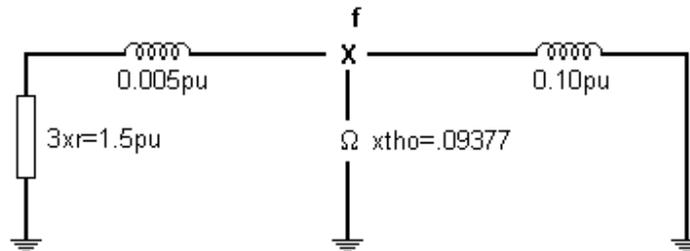
Aquí debe de hacerse notar que por la impedancia de la fase "a" del transformador "Zaot", circula la corriente "Iaot". De igual manera para la impedancia de la fase "a" del generador, "Zaog", circula la corriente "Iaog", en cambio por la impedancia del reactor del neutro, circula "3Iaog". Los tres elementos deben de aparecer en la red de secuencia cero (red monofásica), red que sirve para observar la circulación de "Iao" no de "3Iao", por lo tanto para lograr consistencia en los resultados, se modifica la conexión del neutro del generador de la siguiente manera:



de donde la red de secuencia CERO (0) se modifica a:

$$\frac{0.09377}{10.66}$$

1.505	.10
0.664	10

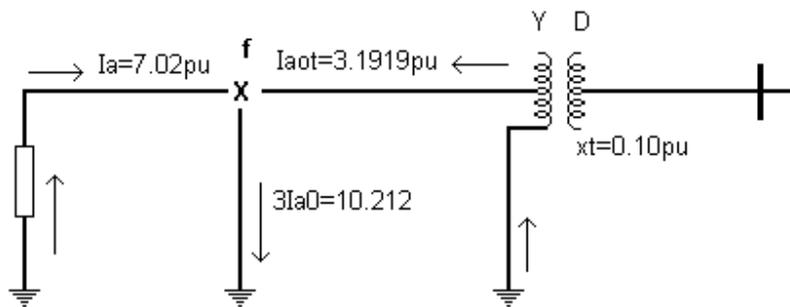


$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{2(x_1) + x_0} = \frac{1}{0.2 + .09377} = 3.404 \text{ pu}$$

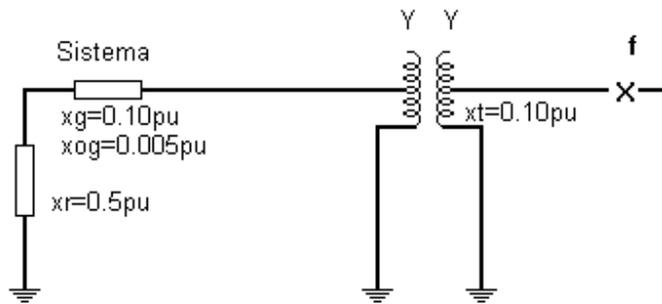
Por lo que respecta a la distribución de las corrientes como $I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$

$$3.404 + 3.404 + 3.404 \frac{.6644}{10.664} \qquad I_{aot} = I_a = 3.404 \frac{10}{10.664}$$

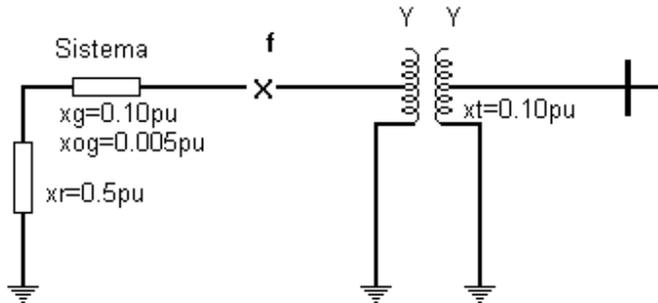
$$I_a = 3.1919 \text{ pu}$$



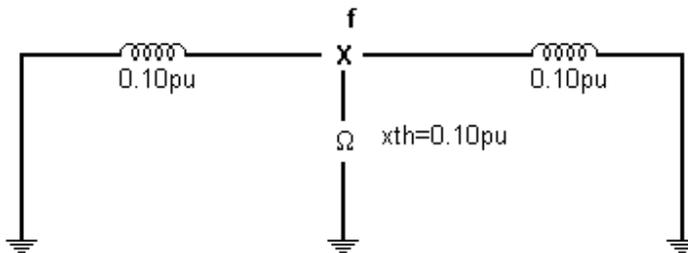
EJEMPLO 5



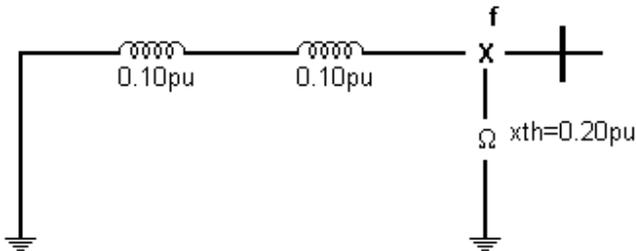
a fin de hacer más objetivo cambiaremos el punto de falla



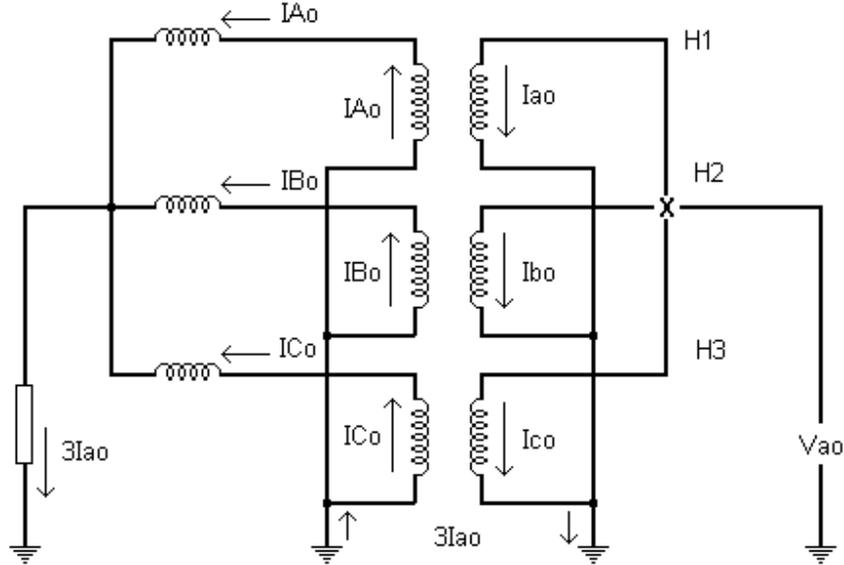
Las redes de secuencia POSITIVA y NEGATIVA ambas iguales:



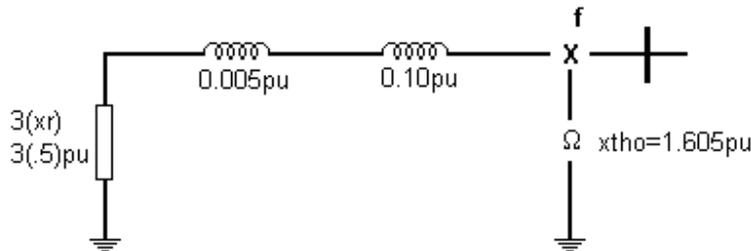
de manera paralela cuando el punto f está en el otro lado ambas secuencias (+) y (-)



nuevamente utilizando el mismo circuito de prueba para determinar la secuencia CERO.

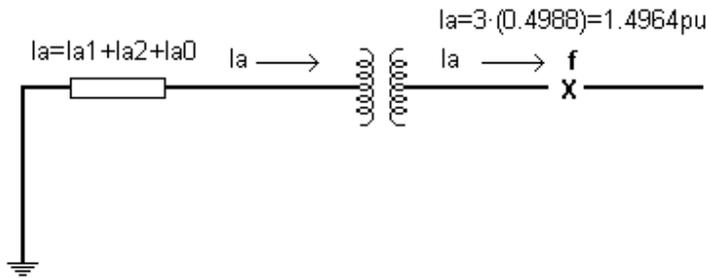


Aquí aprovecharemos los resultados de los ejemplos 1 y 4, por lo que podemos decir que la red de secuencia CERO queda:

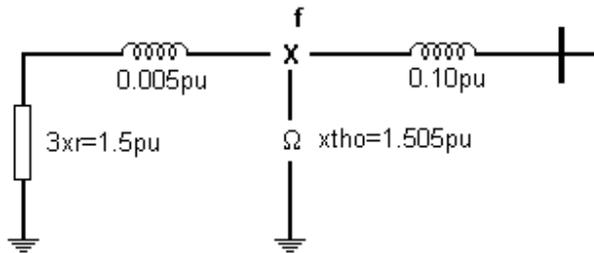


y que: $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{0.4+1.605} = 0.4988\text{pu}$

y la distribución de corrientes queda:



y también:

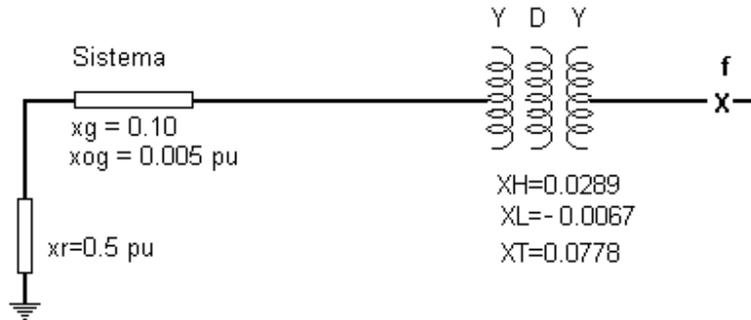


entonces también:

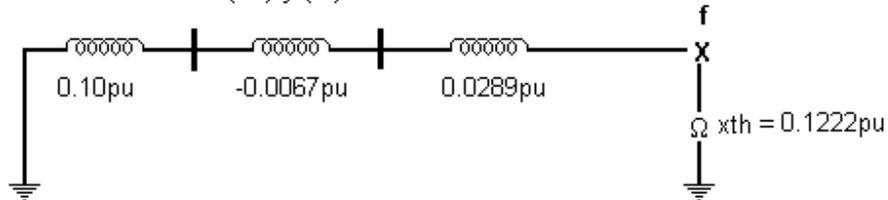
$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{0.20+1.505} = 0.5865\text{pu}$$

de donde resulta evidente que el transformador Estrella Estrella queda representado en esta malla como un circuito abierto.

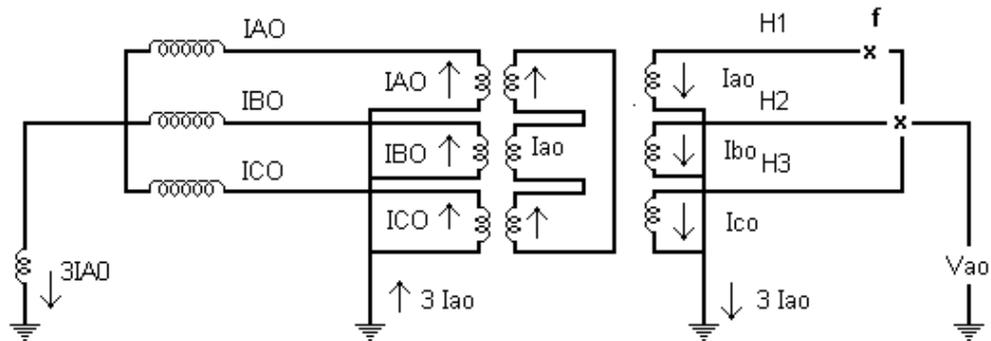
EJEMPLO 6



las redes de secuencia (+) y (-)

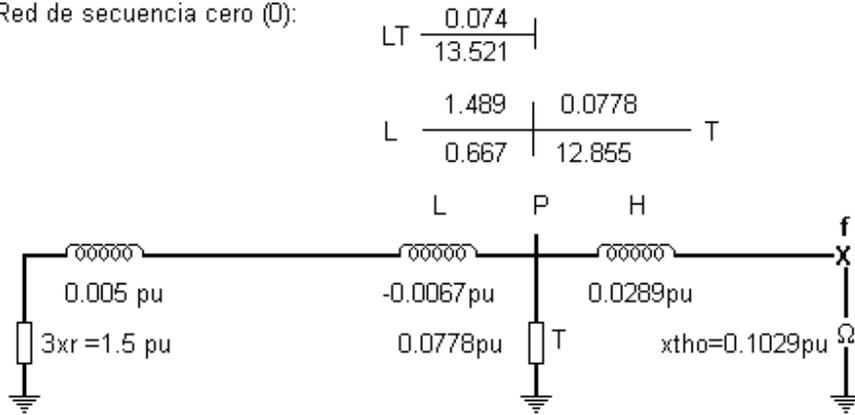


para obtener la red de secuencia cero (0), lo haremos con el circuito de prueba de "Zao".



Como podemos observar el resultado de la medición es una superposición de los ejemplos 1 y 5, ó dicho de otro modo es el comportamiento simultáneo de un Banco Delta-Estrella y otro Estrella-Estrella. Por tanto la red de secuencia cero (0) puede dibujarse:

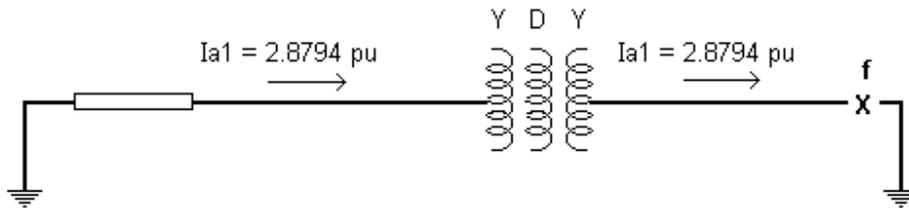
Red de secuencia cero (0):



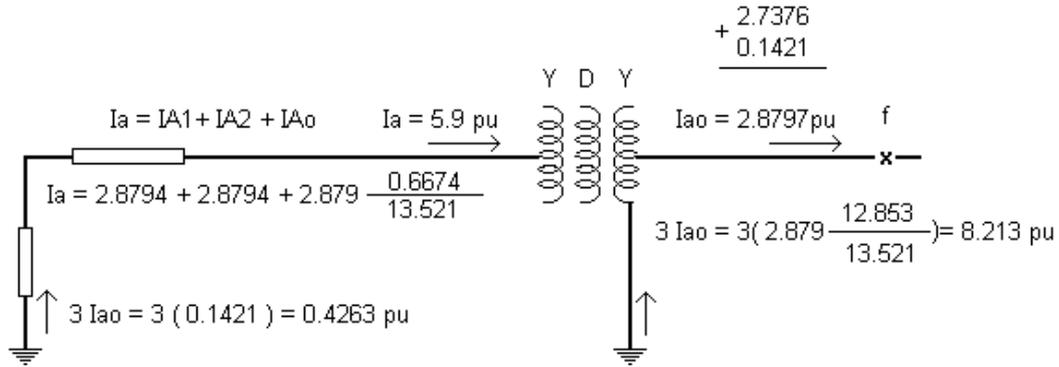
entonces:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{2(0.1222) + 0.1029} = 2.8794 \text{ pu}$$

y la distribución de las corrientes:
de secuencias (+) y (-)

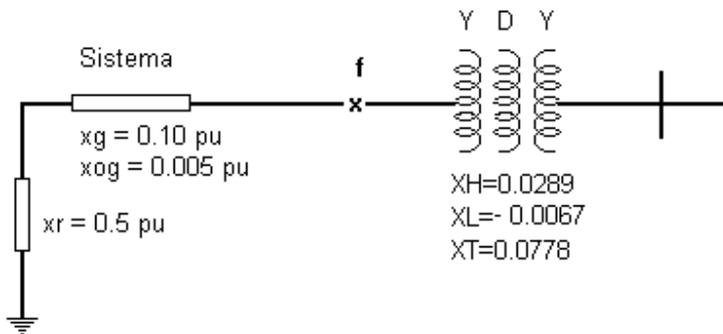


y de secuencia cero (0):

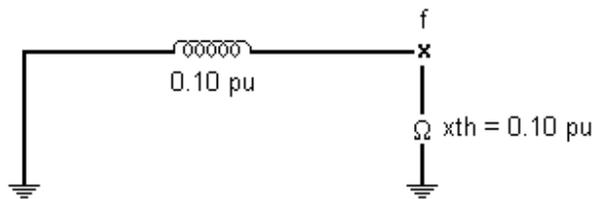


EJEMPLO 6a

Utilizaremos el mismo sistema que en el ejemplo 6, pero con la falla ubicada en otro sitio



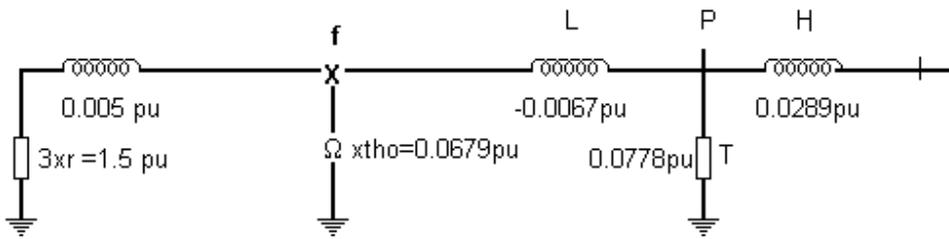
las redes de secuencia positiva (+) y negativa (-)



y la red de secuencia cero (0) de acuerdo a los resultados de los otros ejemplos:

$$\frac{0.0679}{14.73} L_f$$

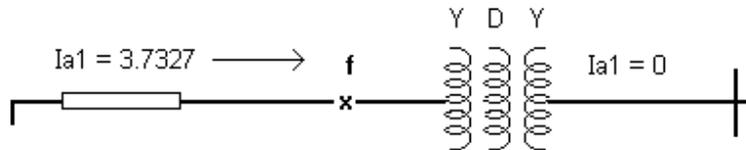
$$f \begin{array}{c|c} 1.505 & 0.0711 \\ \hline 0.6645 & 14.064 \end{array} L$$



por lo tanto:

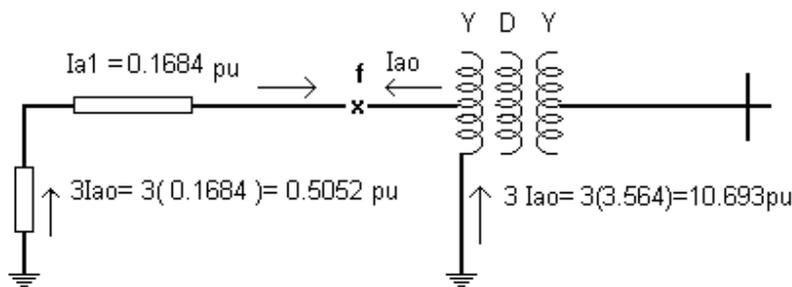
$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{1}{0.20 + 0.0679} = 3.7327 \text{ pu}$$

de donde la distribución de las corrientes en cada malla es:
red de secuencia positiva (+) y negativa (-):



y la red de secuencia cero (0):

$$I_{a0} = 3.7327 \frac{0.6645}{14.73} = 0.1684 \text{ pu} \qquad I_{a0} = 3.7327 \frac{14.06}{14.73} = 3.564 \text{ pu}$$



las aportaciones en el punto " f "

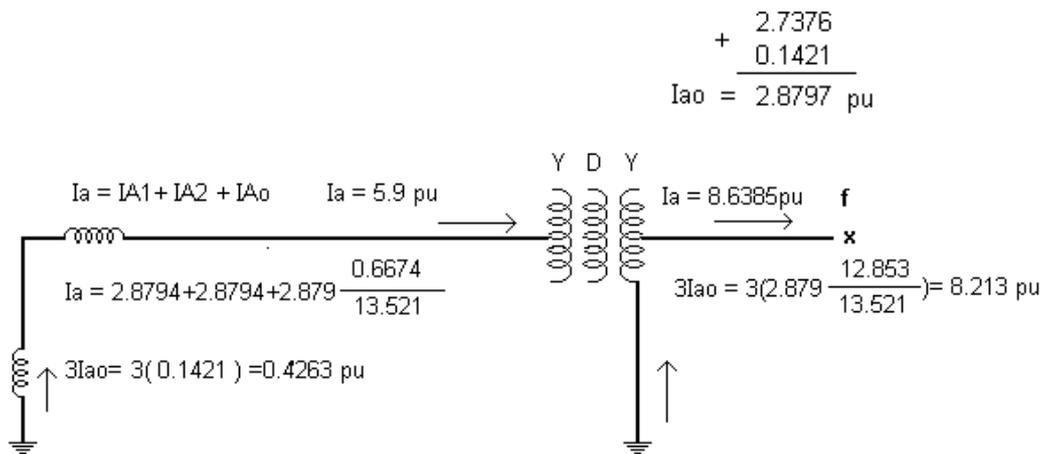
$$\begin{aligned} I_{a1} &= 3.7327 & = & 3.7327 \\ I_{a2} &= 3.7327 & = & 3.7327 \\ I_{a0} &= 0.1684 + 3.564 & = & 3.7324 \\ I_a &= 7.6338 + 3.564 & = & 11.1978 \end{aligned}$$

DISTRIBUCION DE CORRIENTES EN UN AUTOTRANSFORMADOR

Un caso típico muy frecuente es el relativo al comportamiento ante falla de un auto transformador. Caso que para hacerlo más ilustrativo lo referiremos a un auto transformador de 100 MVA, 230 -115 kV y 13.8 kV en el terciario.

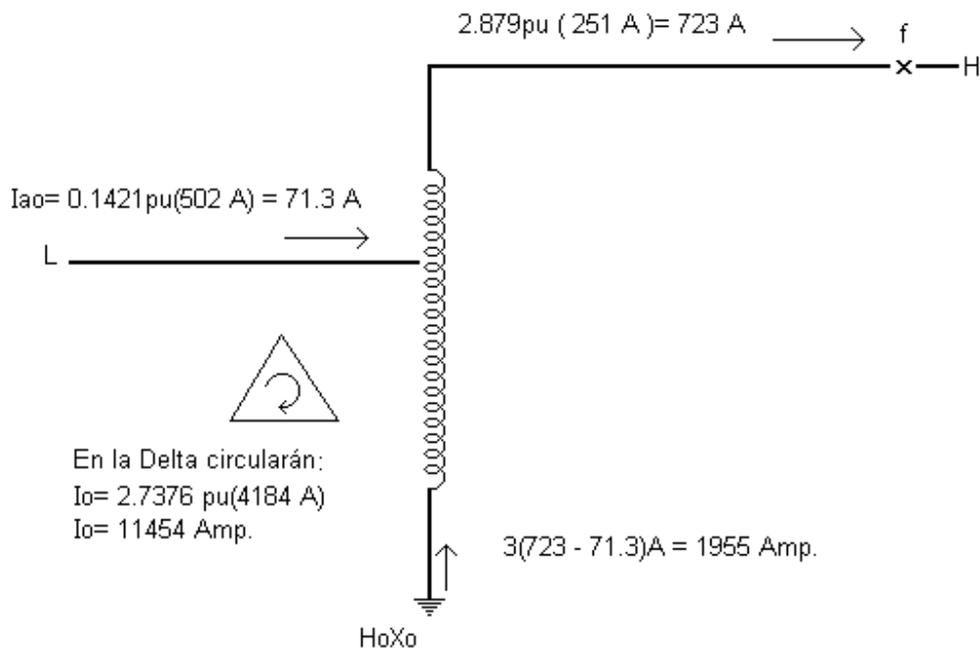
Si tomamos los resultados del ejemplo 6 y consideramos que permanece el punto de falla " f ".

La distribución de las corrientes queda:



$$\begin{aligned} I_{a1} &= 2.8794 & 2.8794 \text{ pu} \\ I_{a2} &= 2.8794 & 2.8794 \text{ pu} \\ I_{a0} &= 0.1421 + 2.7376 & = 2.8794 \text{ pu} \\ \hline I_a &= 5.9009 + 2.7376 & = 8.6385 \text{ pu} \end{aligned}$$

Por lo tanto la distribución:



NORMAS GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA PARA SOPORTAR FALLAS

CURVA ANSI.-

Representa la duración de la fallas de corto circuito que pueda soportar el transformador de potencia. La curva ANSI depende de la clasificación en categorías de los transformadores sumergidos en líquidos aislantes, de acuerdo a la norma ANSI C57.12.00.

CATEGORIA	MONOFASICO (KVA)	TRIFASICO (KVA)
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1667 - 10000	5001 - 30000
IV	MAYOR > 10000	MAYOR > 30000

Como puede observarse la categoría I, abarca prácticamente todos los transformadores de Distribución.

Dentro de la curva de duración de la corriente de corto circuito, esta determinada por la fórmula siguiente:

$$t = \frac{1250 f}{(I)^2} \quad \text{ó para 60 Hz} \quad t = \frac{1250}{(I)^2}$$

donde :

t = duración en ciclos

f = frecuencia

I = corriente de corto circuito simétrica en veces de la corriente base del transformador.
(I nominal).

Para las demás categorías, el estándar, establece que la duración de la corriente de corto circuito es de 2.0 seg. (otros valores podrán interpolarse).

CORRIENTE SIMETRICA RMS N CUALQUIER DEVANADO	PERIODO DE TIEMPO t (segundos)
25 x I base	2
20 x I base	3
16.6 x I base	4
14.3 x I base	5

En la protección de transformadores con relevadores de sobrecorriente, el ajuste de tiempo deberá estar dado de tal manera que cumpla con los requerimientos de coordinación de las protecciones adyacentes, sin descuidar la característica tiempo-corriente de daño del transformador, esto es adecuado la protección de respaldo para operar antes de que en el transformador se dañen los devanados por la sobrecorriente.

CURVA MODIFICADA.

Cabe observar que la curva antes descrita, en su característica muestra una gran capacidad por parte del transformador para soportar corrientes de falla pequeñas, contrario a los casos de corrientes de falla grandes, donde los esfuerzos mecánicos son bastante más considerables.

Sin embargo desde 1985, tomando en consideración que dentro del diseño de transformadores, éstos se hacen para trabajar en saturación, y por otra parte a fin de optimizar la coordinación al disminuir la dificultad de protección con relevadores de sobrecorriente para condiciones de falla con corrientes bajas, de fase a tierra, en el lado de la estrella particularmente, en los transformadores de la categoría II, en que generalmente están protegidos con fusibles en el lado de alta tensión (lado delta) y éstos

solo ven el 57.7% de la corriente de falla En baja tensión. La curva fue modificada la norma ANSI C37.91, la cual combina las anteriores normas de 2 y 5 segundos con la propuesta por el Sr. Mc NUTT.

Básicamente la modificación propuesta por el Sr. Mc NUTT. a la curva de 2.0 seg. establece:

Para fallas entre la máxima de 1.0 pu. a 0.5 pu. el tiempo que puede soportar el transformador se calcula:

1.- Determinar la corriente máxima que pasa al transformador y expresarla en veces la corriente de plena carga (la corriente de plena carga debe calcularse con la capacidad "OA" del transformador, y para los transformadores de las categorías III y IV deberán ser tomada como fuente bus infinito).

2.- Calcular la constante " k " mediante la fórmula:

$$I^2 t = k$$

donde :

$$t = 2 \text{ segundos}$$

Ejemplo para un transformador cuya corriente de falla sea 20 veces la corriente nominal.

$$\text{para (1.0 pu) } I = 20 , k = (20)^2 (2) = 800$$

$$\text{para (0.5 pu) } I = 10 , t = 800 / (10)^2 = 8 \text{ seg.}$$

BIBLIOGRAFÍA

- 1 **Empirical equations of overcurrent relay curves for computer application**, J.E. Hieber, IEEE february 1965. USA
- 2 **Coordinación de sobrecorriente usando hoja electrónica**, Gustavo Torrero Pérez, Pedro A. Rivera Payán, II Simposio Iberoamericano Sobre Protecciones de SEP, noviembre de 1993. MEXICO.
- 3 **SEL-267 Instruction Manual**, Schweitzer Engineering Laboratories, INC., enero 1991. USA
- 4 **Static Time-Overcurrent Relay Type SFC Instruction Manual**, Power Systems Management Departament of General Electric, Philadelphia, PA. USA