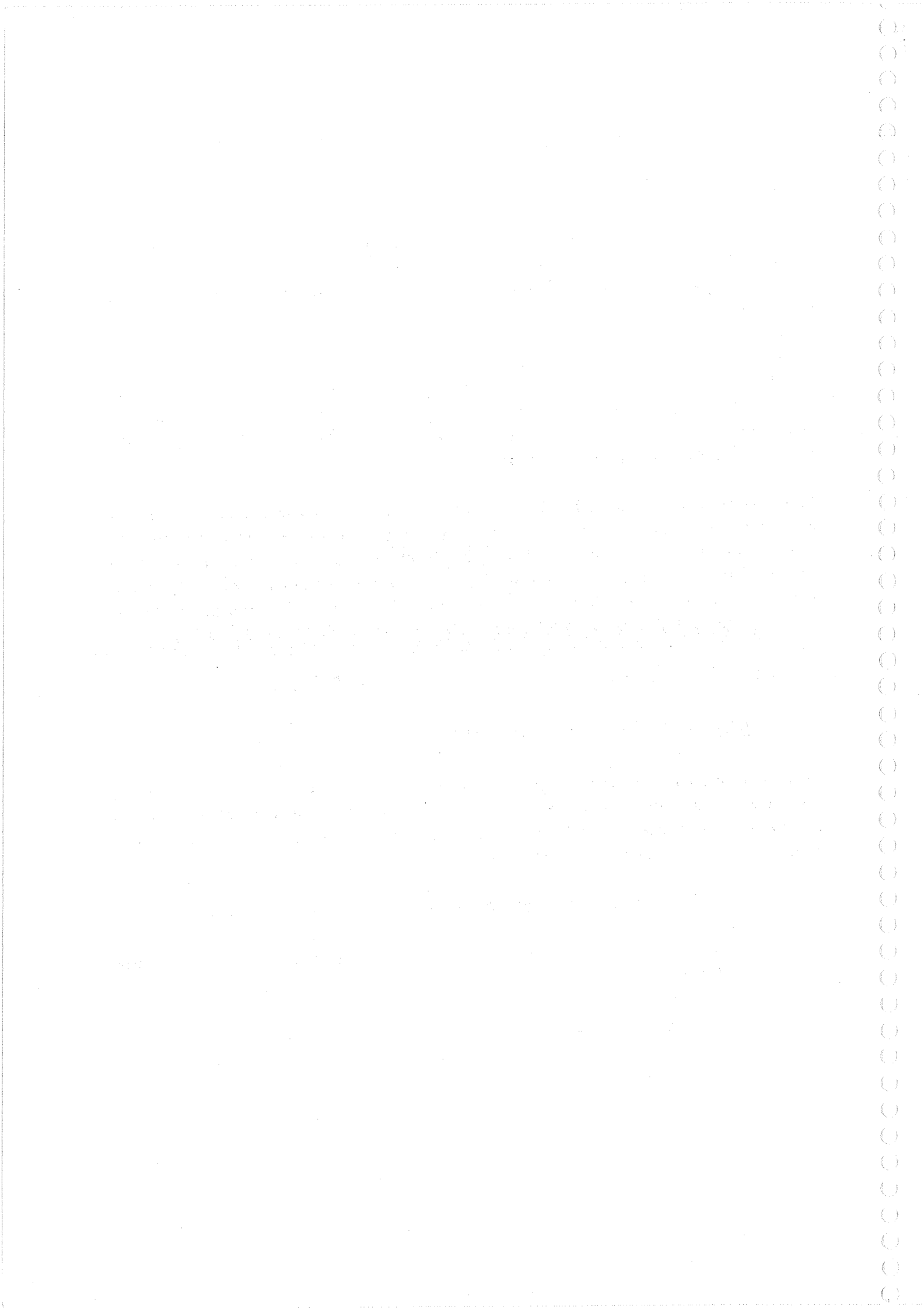


TEMAS V:

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES



TEMA V: PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

1. INTRODUCCIÓN

Los transformadores son vínculos vitales y valiosos en los sistemas de suministro de energía eléctrica; por lo tanto, es esencial que el mismo tenga una alta confiabilidad. Los transformadores de alta calidad son diseñados en forma apropiada y suministrados con relés de protección y monitoreo.

Cuando ocurre una falla en un transformador, el daño es normalmente severo. El transformador debe ser transportado al taller y reparado lo cual toma un tiempo considerable. Operar un sistema de transmisión con un transformador fuera de servicio es siempre dificultoso. Frecuentemente, el impacto de la falla de un transformador es más serio que la salida de servicio de una línea.

Si un transformador es operado a temperaturas muy elevadas, tensiones muy elevadas, o expuesto a un número excesivo de fallas de con altas corrientes de fallas, etc., la aislación puede debilitarse al punto de la perforación. Los conmutadores de los TAP bajo carga deben ser chequeados y mantenidos de acuerdo a las instrucciones de operación para prevenir fallas. Una falla en el conmutador del TAP en un gabinete separado puede causar una muy alta presión en el gabinete.

2. CAUSAS DE LAS FALLAS EN UN TRANSFORMADOR

2.1 PERFORACIÓN DE LA AISLACIÓN

Una perforación de la aislación puede conducir a cortocircuitos o contactos a tierra, causando frecuentemente daños severos a los arrollamientos y al núcleo del transformador. Además, puede haber desprendimiento de gases a alta presión, provocando daños al tanque del transformador.

La perforación de la aislación entre arrollamientos o entre arrollamiento y núcleo puede ser causada por:

- Envejecimiento de la aislación debido a al exceso de temperatura durante tiempos prolongados
- Aceite contaminado
- Descargas por efecto corona en la aislación
- Sobretensiones transitorias producidas por tormentas o maniobras en la red
- Esfuerzos en los arrollamientos debido a fallas externas con altas corrientes.

Las descargas entre arrollamientos primario y secundario normalmente resultan en una perforación de la aislación entre el arrollamiento secundario y tierra.

2.2 ENVEJECIMIENTO DE LA AISLACIÓN

El envejecimiento o deterioro de la aislación es una función del tiempo y la temperatura. La parte del arrollamiento la cual es operada a la temperatura más alta, sufre el mayor deterioro y por lo tanto el tiempo de vida más corto. Sin embargo, no es posible predecir en forma precisa el tiempo de vida como una función de la temperatura y tiempo, aún bajo condiciones controladas constantes; mucho menos bajo condiciones de servicio que varían ampliamente.

En el caso de que un transformador se caliente demasiado, una medida posible es mejorar el sistema de enfriamiento o reducir la carga para evitar un envejecimiento acelerado de la aislación. Se puede permitir una sobreelevación de la temperatura moderada siempre y cuando la misma tomara mucho tiempo en envejecer la aislación.

2.3 SOBRECALENTAMIENTO DEBIDO A LA SOBREEXCITACIÓN

De acuerdo a la norma IEC 76-1, los transformadores deben ser capaces de suministrar la corriente nominal para una tensión aplicada igual al 105% de la tensión nominal. Los transformadores pueden ser especificados para operar hasta una tensión de 110% de la tensión nominal.

Cuando un transformador se opera a tensiones muy elevadas o a frecuencias anormalmente bajas, su núcleo se sobreexcita. El flujo es forzado a circular a través de las partes de hierro, tales como las láminas de metal del tanque y otras partes no laminadas. Esas partes se calientan en forma inaceptable y el transformador puede dañarse. Dado que el transformador cargado a su corriente nominal puede trabajar hasta con el 105% de su tensión nominal en forma continua, debe ser desconectado si la tensión es muy elevada o la frecuencia es demasiado baja. De acuerdo a la guía general de la IEEE para sobreexcitaciones admisibles (fig. 1) los transformadores pueden resistir sobreexcitaciones solo por tiempos reducidos.

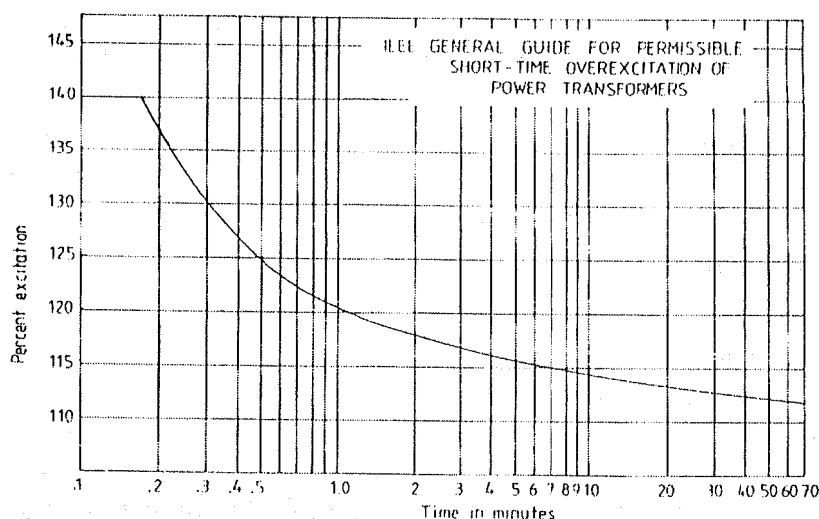


Fig. 1 Sobreexcitación permisible de corto tiempo

Las unidades transformador-generador normalmente están expuestas a condiciones de sobretensiones y subfrecuencias. Deben estar provistos luego con un relé de sobreexcitación que actúe cuando la relación entre la tensión y la frecuencia (V/Hz) se torna elevada.

2.4 CONTAMINACIÓN DEL ACEITE Y DISPERSIÓN

El aceite en un transformador constituye un medio de aislación eléctrica y también de medio de refrigeración. La confiabilidad de servicio de un transformador sumergido en aceite depende por lo tanto en gran medida de la calidad del aceite. El aceite debe cumplir con los requerimientos de la norma IEC 296.

La capacidad dieléctrica del aceite es la propiedad más importante del mismo. Si la capacidad dieléctrica se reduce por presencia de agua o impurezas, etc., puede ocurrir luego una perforación. El testeo de la capacidad dieléctrica del aceite se realiza normalmente in-situ para obtener rápidamente un chequeo de la pureza del aceite. El nivel de aceite debe monitorearse; puede ocurrir una perforación de la aislación si el nivel es muy bajo.

2.5 ENFRIAMIENTO REDUCIDO

Los sistemas de enfriamiento forzado deben estar supervisados, y debe activarse una alarma si el sistema de refrigeración se para. La temperatura del aceite puede ser medida en forma constante y puede tomarse acciones antes que el transformador se recaliente.

3. TIPOS DE FALLA Y REGÍMENES ANORMALES

Los tipos de fallas que pueden presentarse en transformadores son:

- Fallas entre fases o a tierra (contacto con las partes metálicas debido a la perforación de la asilación) de los arrollamientos o en los terminales del transformador
- Fallas entre espiras del arrollamiento de una fase.

Entre los regímenes anormales de operación están:

- sobrecorrientes debidas a sobrecargas o cortocircuitos externos,
- las sobretensiones ya sea de origen atmosférico o de maniobras

3.1 FALLAS A TIERRA EN UN ARROLLAMIENTO SECUNDARIO CONECTADO EN ESTRELLA A TIERRA SIN RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La magnitud de la corriente de falla está determinada principalmente por la reactancia y la tensión entre el punto de falla y tierra. La reactancia decrece rápidamente para fallas aproximándose al neutro. La corriente de falla puede ser por lo tanto mayor para una falla cerca del neutro que para una falla a la mitad del arrollamiento. La fig. 2 es válida para un tipo de diseño de transformador. Para este transformador la corriente de falla es mayor para una falla cerca del neutro que para una falla entre el 10% y 60% desde el neutro.

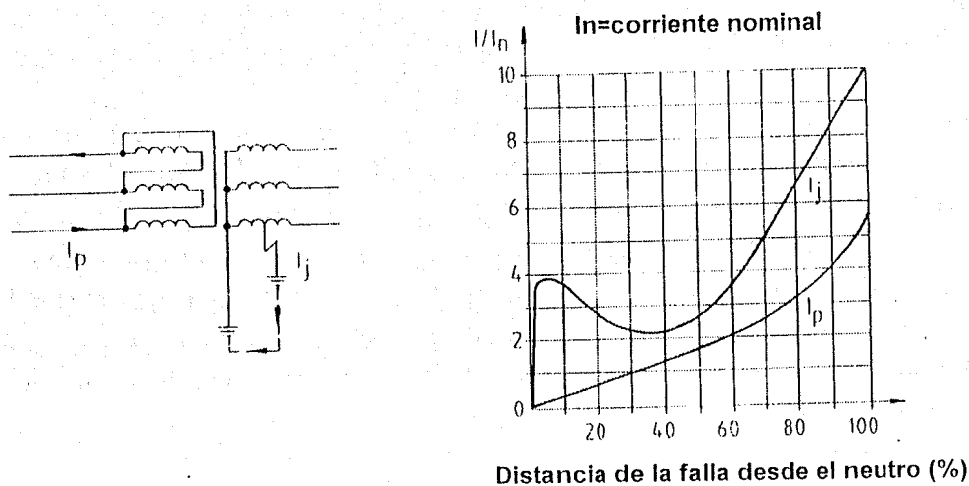


Fig. 2 Corriente de falla a tierra en un arrollamiento en estrella puesto a tierra en forma rígida

Puede verse también que la corriente del primario, para una falla a tierra entre 0-40% desde el neutro es menor a $1.5 \times I_n$. Por lo tanto, en este caso un relé de sobrecorriente del lado primario no puede detectar fallas a tierra.

3.2 FALLAS A TIERRA EN UN ARROLLAMIENTO SECUNDARIO CONECTADO EN ESTRELLA A TIERRA A TRAVÉS DE UNA ALTA IMPEDANCIA DE PUESTA A TIERRA

La corriente de falla está determinada aquí por la impedancia de puesta a tierra y la ubicación de la falla. La corriente del primario es aproximadamente proporcional al cuadrado de la fracción cortocircuitada del arrollamiento (fig. 3).

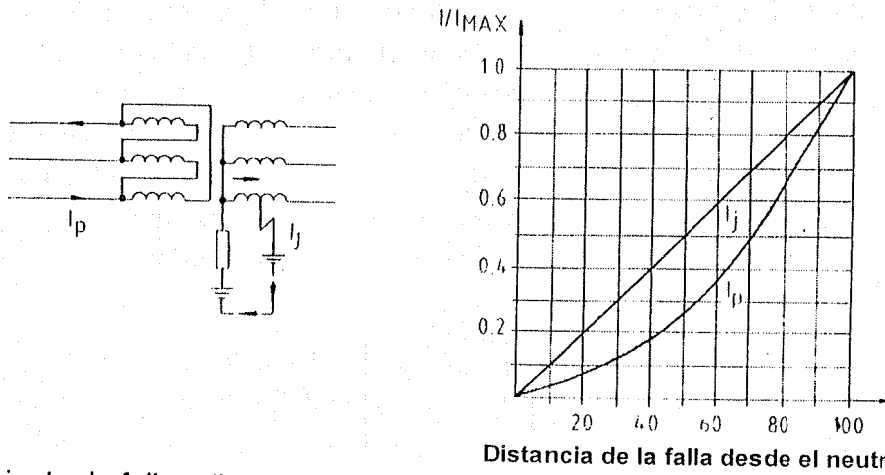


Fig. 3 Corriente de falla a tierra en un arrollamiento en estrella puesto a tierra a través de una impedancia alta

3.3 FALLAS A TIERRA EN UN ARROLLAMIENTO CONECTADO EN TRIÁNGULO

La magnitud de la corriente de falla a tierra depende del sistema de puesta a tierra del sistema. La impedancia de falla de un arrollamiento conectado en triángulo es máxima para fallas en el punto medio del arrollamiento y puede llegar a ser entre 25% a 50%. La corriente de falla se divide en valores iguales entre dos fases para una falla en el punto medio. Las corrientes de falla pueden ser, por lo tanto, iguales o menores que la corriente nominal cuando la impedancia de fuente no es despreciable. Estas corrientes de fase relativamente bajas deben ser consideradas cuando se evalúa la performance de un esquema de protección.

Para fallas cerca del final de un arrollamiento, la corriente de falla alcanza el valor de la corriente de falla para una falla monofásica.

3.4 FALLAS ENTRE ESPIRAS

A un contacto metálico directo o descarga entre conductores dentro del mismo arrollamiento físico se lo denomina falla entre espiras. Las fuerzas dinámicas que se desarrollan a causa de las elevadas corrientes de falla en el sistema, pueden deteriorar la

aislación y provocar una falla entre espiras. Esto es particularmente riesgoso para transformadores relativamente pequeños y viejos.

El transformador y especialmente las espiras de entrada son a menudo expuestos a sobretensiones de alta velocidad de cambio: picos inductivos de sobretensión en el caso de desconexión de cargas inductivas, por ejemplo de un trafo en vacío (fig. 3-1a), así como sobretensiones con una gran pendiente de cambio o frente de onda muy escarpado (sobretensiones atmosféricas y algunas sobretensiones de maniobra, fig. 3-1b). Ambos fenómenos tienen como propiedad común una alta velocidad de elevación de la tensión en bornes. A raíz de ello puede suceder, debido al fenómeno de ondas viajeras, que al comienzo del arrollamiento se tenga una tensión elevada, mientras que al final del arrollamiento ese potencial todavía no ha sido alcanzado. Como consecuencia se tiene una diferencia tensión longitudinal elevada y desigual a lo largo del arrollamiento que solicita fuertemente la aislación entre conductores vecinos. Se estima que entre el 70% y el 80% de todas las fallas de transformadores son contactos entre espiras.

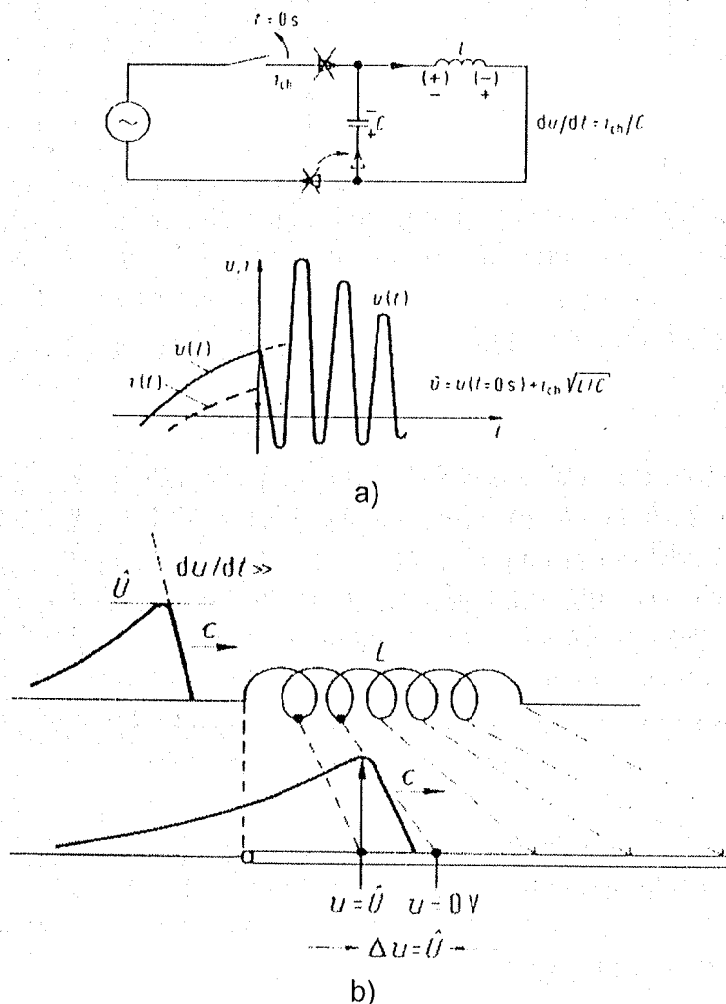


Fig. 3-1

La falla puede producirse también a causa de descargas por efecto corona. La espira en cortocircuito actúa como un anillo en cortocircuito y conduce, debido a al acoplamiento de

transformación entre el resto del arrollamiento y la parte del cortocircuito, a corrientes de fallas extremadamente altas. Las fuerzas resultantes pueden arrancar o aplastar el anillo.

Si se produce una falla entre espiras, en el área dañada se derrite normalmente una cantidad de cobre del tamaño de un puño. El arrollamiento completo es rociado con partículas de cobre y hollín, y la reparación del transformador es normalmente cara.

Las fallas entre espiras que abarcan pocas espiras son difíciles para detectar por medio de relés de corriente, dado que las corrientes en los terminales se incrementa muy poco. La corriente de falla en los terminales se incrementa cuando la falla se extiende y se cortocircuitan más espiras. La corriente de falla es igual a la corriente nominal cuando se cortocircuitan del 2% al 4% de las espiras.

La corriente en las espiras cortocircuitadas puede llegar a 50-100 veces la corriente nominal. Eso significa recalentamiento local, presencia de arco, descomposición del aceite y liberación de gas. Por lo tanto, un relé detector de gas puede detectar una falla entre espiras. Un relé de detección de incremento de la presión también puede detectar la falla (ver 6.1).

3.5 FALLAS FASE-FASE

Cortocircuitos entre fases dan lugar a corrientes elevadas, limitadas solamente por la impedancia de fuente y la impedancia de dispersión del transformador.

4. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Cuando ocurre una falla en un transformador, el daño es proporcional al tiempo de falla. Por lo tanto el transformador debe ser desconectado tan rápido como sea posible de la red. Debido a esto, se utiliza normalmente relés de protección rápidos y confiables. Se recomienda que la protección provoque el disparo instantáneo de todos los interruptores del transformador en caso de falla interna (protección primaria), y que también desconecte el transformador en caso de cortocircuito externo, a modo de respaldo. Por lo general no se requiere protección externa contra sobrecarga, pues el transformador (excepto los de capacidad relativamente pequeña) tiene una protección inherente.

Las sobretensiones sostenidas pueden ser dañinas para los transformadores, sobre todo si sobrepasan el valor de saturación, pero casi nunca se requiere dotar al transformador de una protección contra ellos, pues está incluida en los equipos de regulación y control del sistema.

Los relés de monitoreo pueden detectar fallas y censar condiciones anormales que pueden terminar en fallas. El tamaño del transformador y el nivel de tensión tienen una influencia en la extensión y elección del equipamiento de protección. El costo del

equipamiento de protección es marginal comparado con el costo total y el costo que implica la salida de servicio de un transformador.

Hay diferentes opciones en relación con la extensión de la protección del transformador. Sin embargo, es más o menos común que los transformadores con depósito de aceite estén equipados de la siguiente manera:

- Transformadores con potencia nominal mayor a 5 MVA:
 - Relé detector de gas (Relé Buchholz, ver 5.1.10.1)
 - Protección contra sobrecargas (relé térmicos o sistemas de monitoreo de la temperatura, ver 7.1.10.2 a 7.1.10.6)
 - Protección de sobrecorriente
 - Protección contra fallas a tierra
 - Protección diferencial (protección principal ante fallas internas)
 - Relé de presión para el compartimiento del conmutador del TAP
 - Relé de monitoreo del nivel de aceite
- Transformadores de potencia nominal menor a 5 MVA:
 - Relé detector de gas (Relé Buchholz)
 - Protección contra sobrecarga
 - Protección de sobrecorriente
 - Protección contra fallas a tierra
- Transformadores que pueden estar expuestos a sobretensiones:
 - Debe incluirse protección contra sobreexcitación

Adicionalmente a los relés de protección y monitoreo se requiere unidades de disparo y sistemas de alarmas.

5. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES

Dado que la protección más importante de grandes transformadores es la protección diferencial, se verá a continuación los principios de la misma.

Esta es una protección de selectividad absoluta en la que se hace una comparación directa de las señales eléctricas provenientes de todas las interconexiones del elemento protegido con el resto del sistema. En base a esta comparación, la protección diferencial discrimina entre cortocircuitos en la zona protegida y los cortocircuitos externos; es una protección instantánea, de tipo primario y debe ser completada con protecciones de respaldo.

En las protecciones diferenciales se comparan por lo general los valores instantáneos de las corrientes, sus módulos y fases, o solamente sus fases; la comparación de los módulos de las corrientes solamente o de tensiones no permite discriminar si el cortocircuito está dentro o fuera de la zona protegida. Estas protecciones son aplicables a todos los elementos del sistema eléctrico de potencia; cuando se utilizan en generadores y motores, transformadores y barras, con canales de comunicación alámbricos; en líneas de transmisión se utilizan otros tipos de canales de comunicación.

En la fig. 4 se presenta el esquema de la variante más sencilla de protección diferencial con canal alámbrico de enlace, para una fase de un elemento del sistema que tiene dos terminales. En los terminales del elemento protegido se instalan TI con iguales relaciones de transformación, sus secundarios se interconectan en la forma mostrada en la figura, y entre los conductores de unión se conecta un relé de sobrecorriente.

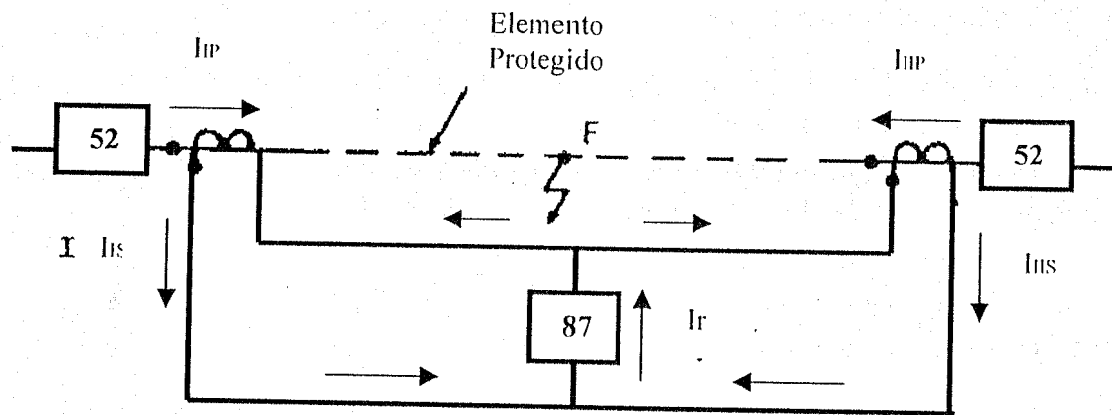


Fig. 4 Protección diferencial de una fase de un elemento de dos terminales (unidad 87 según código ANSI-IEEE)

La conexión del relé se hace en forma tal, que cuando no hay cortocircuito interno la corriente I_r es cero en el caso ideal, mientras que, para cortocircuitos en la zona protegida, I_r tiene un valor igual al de la corriente de cortocircuito referida al secundario.

Tomando como positivos los sentidos señalados en la fig. 1 para las corrientes, se tiene:

$$I_r = I_{IS} + I_{IS} \quad (5.1)$$

Para condiciones normales de operación, oscilaciones de potencia o cortocircuitos externos, si se desprecia la admitancia transversal en el elemento protegido, es $I_{IP} = -I_{IP}$; si los TI no tienen errores, es también $I_{IS} = -I_{IS}$, por lo que $I_r = 0$. La protección no opera, pues no existe diferencia entre la corriente que entra y la que sale del elemento protegido, de ahí el nombre de protección diferencial (opera solamente por la diferencia de

corriente). En el caso de un cortocircuito en la zona protegida (punto F), las corrientes I_{ip} e $I_{ip'}$ son en general diferentes, y su suma es igual a la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = I_{ip} + I_{ip'} \quad (5.2)$$

Por lo tanto, si no hay errores en transformadores de corriente:

$$I_r = \frac{I_{cc}}{n_{ic}} \quad (5.3)$$

Si esta corriente es mayor que la de arranque o pickup del relé de sobrecorriente, este opera e inicia la acción de disparo de los dos interruptores del elemento protegido (unidades 52 mostradas en la fig. 4).

Si hay alimentación por un solo extremo, para falla en la zona protegida es por ej. $I_{ip'} = 0$. En ese caso puede considerarse que la corriente I_{is} circula en su totalidad por el relé de sobrecorriente, sin derivarse por el segundo transformador de corriente que no tiene corriente primaria ya que este presenta una impedancia muy alta, prácticamente igual a la de magnetización referida al secundario. En esta condición es también:

$$I_r \approx I_{is} = \frac{I_{cc}}{n_{ic}} \quad (5.4)$$

En la conexión analizada en cualquier condición está circulando corriente entre los TI y solo un cortocircuito interno da lugar a corriente por el relé. Por esto se le denomina esquema de corrientes circulantes, y es el más utilizado en la práctica. El principio de la protección diferencial es también aplicable a elementos del sistema que tienen más de dos terminales, como puede apreciarse en la fig. 5. En este caso cuando hay cortocircuitos externos se cumple que:

$$I_r = \sum_{i=1}^n I_{is} = 0 \quad (5.5)$$

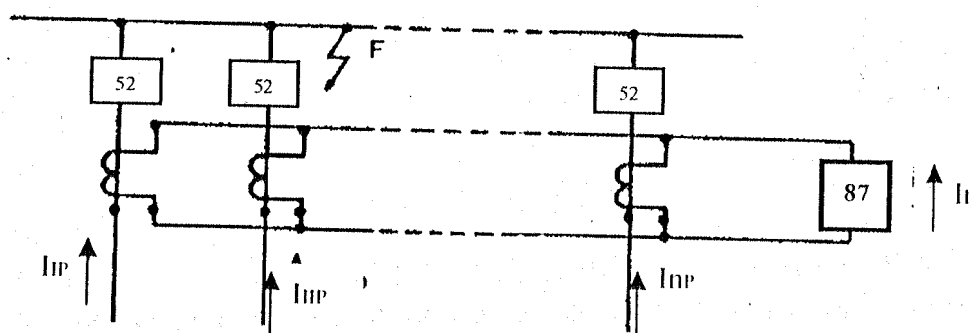


Fig. 5 Protección diferencial de un elemento de más de dos terminales

Cuando ocurre un cortocircuito en la zona protegida (punto F) se cumple:

$$I_r = \sum_{i=1}^n I_{is} = \frac{I_{cc}}{n_{tc}} \quad (5.6)$$

En el análisis anterior se ha supuesto que los TI se comportan idealmente; en el caso real existen errores de transformación, que pueden ser diferentes para los distintos transformadores, lo que da lugar a una corriente diferencial de desbalance o error I_d que circula por el relé de sobrecorriente, aún sin falla interna. La corriente I_d puede tomar valores altos para ciertos regímenes descritos más adelante. Esta corriente I_d , para la cual no debe operar la protección diferencial, fija un límite mínimo a su corriente de arranque, y afecta, por lo tanto, su sensibilidad.

Diferentes investigaciones realizadas sobre el comportamiento de la corriente I_d en los estados transitorio y estable han demostrado que puede presentar una componente aperiódica con una constante de tiempo del orden de menos de un segundo, y durante ese tiempo puede tener valores varias veces superiores a los de estado estable (que normalmente no son superiores al 10% de la corriente nominal de los transformadores de corriente). Se ha observado también que al ocurrir el cortocircuito externo no se presenta de inmediato la saturación de los transformadores de corriente, por lo que la corriente de desbalance tiene un valor reducido durante un pequeño tiempo inicial, después del cual aumenta considerablemente. Por último, se ha demostrado que un incremento en la impedancia de la rama diferencial de la protección reduce el valor de I_d , sobre todo en el régimen de saturación severa de los TI.

La corriente de arranque del relé de sobrecorriente del esquema diferencial se selecciona de modo que no opere incorrectamente por efecto del máximo valor posible de corriente de desbalance, es decir:

$$I_{ar} \geq k * I_{d \max} \quad (5.7)$$

Al coeficiente k puede asignarse un valor del orden de 1.5. Para la determinación de $I_{d \max}$ se utiliza la mayor corriente que puede circular por la protección diferencial sin falla interna, sea esta debida a un cortocircuito externo, o una oscilación de potencia. Es necesario también considerar la posibilidad de que accidentalmente se abra el circuito secundario en alguno de los TI, en cuyo caso la corriente correspondiente a ese transformador pasa por el relé de sobrecorriente; por lo tanto, es recomendable comparar el valor calculado por la ecuación 5.7 con la corriente de carga correspondiente al TI más cargado en régimen normal y, en caso de ser menor, aumentar el valor de I_{ar} para que el relé tolere esa condición.

Para la comprobación de la sensibilidad de la protección se plantea un cortocircuito interno mínimo, para el que por lo general se considera la condición de alimentación de la red por un solo extremo:

$$k_s = \frac{I_{cc\text{int min}}}{I_{op}} = \frac{I_{cc\text{ext min}}}{n_{lc} * I_{or}} \quad (5.8)$$

Se toma por lo general un valor mínimo de 2 para k_s . En la mayoría de los casos este esquema elemental de protección diferencial no garantiza la sensibilidad necesaria. Existe una gran cantidad de variantes para elevar la sensibilidad de la protección sin afectar su propiedad de no operar incorrectamente cuando hay falla externa.

Los transformadores tienen algunas peculiaridades que deben tenerse en cuenta para la aplicación de protecciones diferenciales. Estas son:

- Hay diferencias de fase entre las corrientes en transformadores con conexión Y-D.
- Tienen distintos niveles de tensión, lo que implica que los TI pueden ser de distinto tipo, y tener relaciones de transformación y características distintas.
- Puede no haber concordancia entre las relaciones de transformación de los TI disponibles y la del transformador protegido.
- La relación de transformación puede ser variable para fines de regulación de tensión.
- La corriente de magnetización del transformador puede tener un valor transitorio alto en algunos casos, que la protección puede interpretar erróneamente como indicativo de una falla interna (ver pto. 5.1.1).

5.1 RELÉ DIFERENCIAL DE PORCENTAJE

La corriente de desbalance del esquema diferencial aumenta cuando crece la corriente que circula a través del esquema hacia un cortocircuito externo o por una oscilación de potencia. El relé de porcentaje diferencial es aquel cuya corriente de arranque crece automáticamente con el incremento de la corriente que circula a través del esquema. De esta forma es posible garantizar que no opere incorrectamente para grandes corrientes fluyendo hacia el exterior, sin perder la sensibilidad de operar para fallas internas. En la fig. 6 se presenta el diagrama esquemático de la variante más común del relé de porcentaje diferencial. Se trata en esencia de un órgano de medición que realiza la comparación de amplitud de la corriente de operación I_{op} (que es la corriente diferencial del esquema) con una corriente de retención I_{ret} , formada a partir de las corrientes I_{R1} e I_{R2} que circulan por los elementos de retención R1 y R2, y que en general depende de la corriente que circula hacia el exterior del esquema diferencial (falla externa u oscilación de potencia).

La formación de las señales de operación y retención apropiadas para la comparación de amplitud (que pueden ser eléctricas o de otro tipo) se hace en los elementos correspondientes R1 y R2, mostrados por bloques de la fig. 6. La corriente de operación está dada por:

$$I_{op} = I_{Is} + I_{IIs} \quad (5.9)$$

En la fig. 7 se representan los diagramas fasoriales de las corrientes del esquema diferencial para cortocircuitos internos y externos. La corriente de operación, que para falla externa es igual a la de desbalance, para falla interna es igual a la de cortocircuito referida al secundario (si no hay saturación de los TI). Como posibles corrientes de retención hay diversas variantes, que de alguna forma reflejan la corriente que circula hacia la falla externa. Una de ellas, por ej., es la corriente $I_{Is} - I_{IIs}$, que como puede apreciarse en la fig. 7, tiene un valor grande para cortocircuito externo, y pequeño para cortocircuito interno.

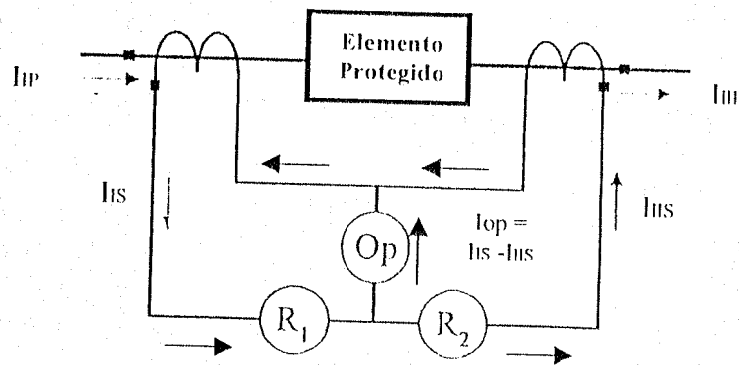


Fig. 6 Diagrama esquemático de un relé de porcentaje diferencial

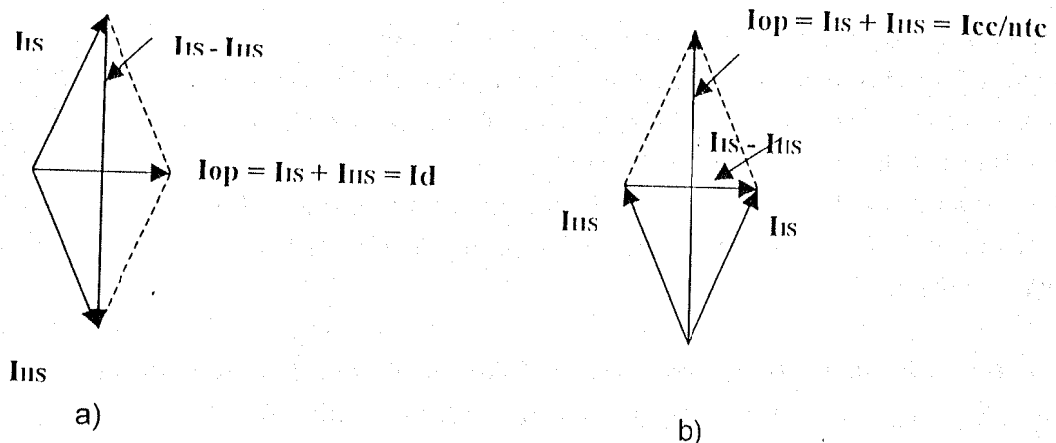


Fig. 7 Diagramas fasoriales de las corrientes del esquema diferencial para cortocircuitos externo (a) e interno (b)

En resumen, las variantes de corrientes de retención que se han aplicado en la práctica en los relés de porcentaje diferencial son:

$$I_{ret} = I_{ls} - I_{lls} \quad (5.10)$$

$$I_{ret} = \frac{I_{ls} - I_{lls}}{2} \quad (5.11)$$

$$I_{ret} = I_{ls} \quad (5.12)$$

$$I_{ret} = I_{lls} \quad (5.13)$$

$$I_{ret} = |I_{ls}| + |I_{lls}| \quad (5.14)$$

En la fig. 8a se presenta la característica de operación de una relé de porcentaje diferencial en el que se hace directamente la comparación de las corrientes de operación y retención. La condición de operación es:

$$|I_{op}| > K * |I_{ret}| \quad (5.15)$$

La característica de operación es la recta (recta a trazos A, en la fig. 8a):

$$I_{op_a} = K * I_{ret} \quad (5.16)$$

En la fig. 8b se muestra la realización básica de esta técnica con tecnología electromagnética y analógica. En la técnica electromagnética se hacen actuar los momentos de giro de dos bobinas unas contra la otra, de las cuales una contiene la suma de las corrientes que provienen del lado de mayor y de menor tensión (H y H), y la otra es atravesada por su diferencia (A). La característica se logra con el ajuste de la resistencia del resorte. Cuando la fuerza de atracción en A sea mayor que la fuerza de restricción o retención, el relé operará. El principio analógico se logra con un circuito puente rectificador con polaridad contrapuesta para las corrientes de actuación y retención.

La protección de transformadores de tres arrollamientos con este principio se realiza de la misma forma que para transformadores de dos arrollamientos (fig. 8.c). El principio de la protección de porcentaje diferencial es extensible a elementos del sistema con más de dos terminales en general; es deseable en ese caso que la señal de corriente proveniente de cada terminal en que hay aporte se aplique a un elemento de retención. Estos relés han encontrado gran aplicación en la protección de todos los tipos de elementos del sistema eléctrico de potencia.

Como puede observarse, el nombre de diferencial del relé está dado por el hecho de que su operación tiene lugar cuando el %, que la corriente de operación presenta de la retención, rebasa cierto valor. En la realidad se toman medidas de diseño para que la característica no comience en el origen de coordenadas y así evitar la operación incorrecta del relé sin corriente diferencial. Hay relés de porcentaje diferencial cuya característica de operación es ligeramente diferente a la mostrada en la fig. 8a. La

característica del relé, cuando se insensibiliza para grandes valores de corrientes de retención, reduce considerablemente su posible afectación por la corriente de desbalance.

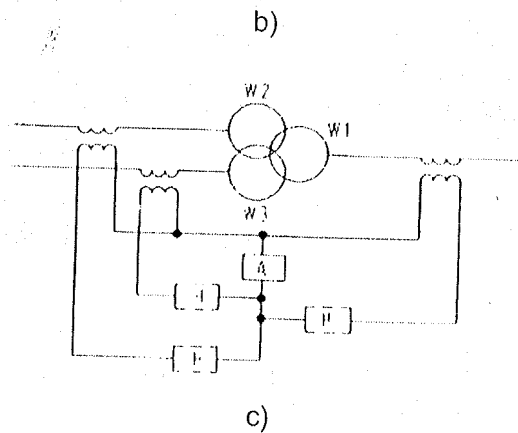
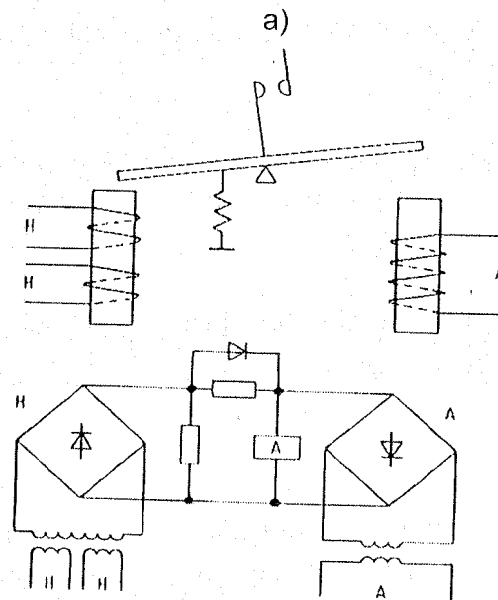
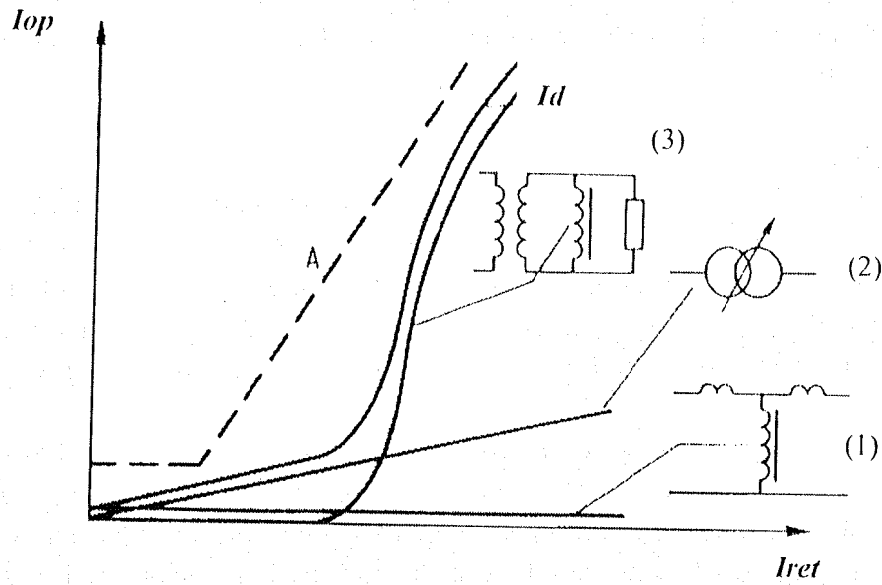


Fig. 8 Característica de operación de un relé de porcentaje diferencial

En la misma fig. 8a se presenta también la variación de la corriente de desbalance I_d del esquema diferencial con la de retención, de donde puede calcularse el valor de corriente I_d mínima de pick up del relé. Esta corriente I_d está formada normalmente por las siguientes componentes:

- En servicio normal:

Corriente de excitación (1 en la fig. 8a): en el punto de funcionamiento a carga nominal, tiene un valor de entre 1% para grandes transformadores de red y 5% para transformadores de distribución, y crece adicionalmente cuando la tensión en bornes del transformador crece debido a cargas débiles, líneas largas, etc., que puede llevar el punto de trabajo a la saturación; de esta forma la corriente de magnetización crece.

Error debido a la variación de la relación de transformación (2 en la fig. 8a): El error lineal de relación de transformación de los TI y especialmente la variación de la relación de transformación del transformador por cambios en el TAP provocan una corriente de error. Un transformador de potencia con el conmutador del TAP en la posición final origina una corriente diferencial de entre 10% y 20% de la corriente de carga, dependiendo del rango de regulación del conmutador del TAP.

Saturación de los TI (3 en la fig. 8a): En el caso de líneas largas, grandes corrientes y cargas de los relés elevadas se puede producir saturaciones de los TI principales o los TI de adaptación o compensación.

Debido a estos factores, es usual adoptar un ajuste de I_d del 15% por arriba de la corriente de desequilibrio máxima en servicio normal.

- Caso de fallas externas:

Corriente diferencial relativamente grande debido también a la posición del TAP y las diferencias entre los TI's: Con el conmutador del TAP en la posición final del 20%, por ej.. Si se presenta una corriente de falla 10 veces la corriente nominal, se obtiene una corriente diferencial de dos veces la corriente nominal. El relé luego no debe operar para esta corriente diferencial.

Saturación transitoria producida por la componente continua de la corriente de falla: Adicionalmente, a la posible saturación estacionaria de uno o más TI's se le puede sumar una componente producida por la saturación transitoria. Esta componentes pueden aportar una corriente de error que provoque la operación del relé diferencial.

5.1.1 EFECTO DE LA CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN SOBRE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL (EFECTO INRUSH)

La corriente de magnetización de un transformador entra por el primario y no sale por el secundario, por lo que representa para la protección diferencial una condición semejante a la de una falla interna. En régimen normal de operación esta corriente tiene valores del orden del 2% al 5% de la corriente nominal del transformador, por lo que no provoca operación de la protección diferencial, que tiene una pendiente mucho mayor. Sin embargo, cualquier condición que implique un cambio instantáneo en las condiciones de flujo del transformador da lugar a valores transitorios muy elevados de la corriente de magnetización (de hasta 30 veces la I_n), que pueden provocar la operación incorrecta del relé. A este fenómeno se le puede denominar avalancha de corriente de magnetización o comúnmente conocida como corriente inrush.

Los factores de los que depende la magnitud y la duración de esa avalancha de corriente son los siguientes:

- a) instante de inicio del proceso;
- b) capacidad del transformador;
- c) capacidad del sistema;
- d) relaciones L/R del transformador y del sistema;
- e) tipo de hierro;
- f) historia previa;
- g) condiciones en que se realiza el proceso.

De acuerdo con este último aspecto, pueden identificarse tres casos diferentes: la conexión inicial de tensión, su recuperación posterior a una reducción transitoria de tensión y la conexión inicial de un transformador en paralelo que ya está en servicio.

5.1.1.1 CONEXIÓN INICIAL DE UN TRANSFORMADOR

En la fig. 9 se representa la situación de un transformador que se conecta a la fuente de alimentación en un instante en que la tensión es cero. El flujo magnético, que está atrasado prácticamente 90° a la tensión (senoide en línea de puntos), debía estar en ese instante en su valor máximo negativo $-\phi_m$ (o cerca de él), 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 de $2\phi_m$ dentro del primer ciclo; esta onda es una cosinusoide desplazada, y su componente aperiódica 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 la saturación del transformador, por lo que origina una saturación muy severa y valores elevados de la corriente de magnetización I_m (ver fig. 9)

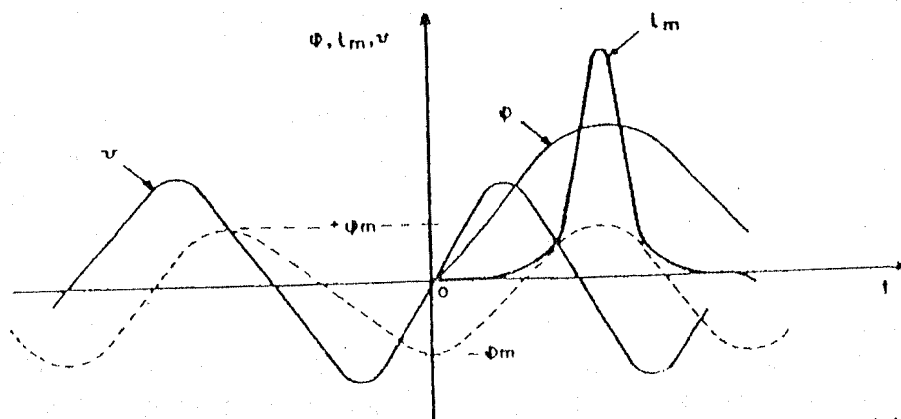


Fig. 9 Avalancha de corriente de magnetización debida a la conexión inicial de un transformador

En el análisis se ha supuesto que el flujo inicial en el transformador es 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 si no hay flujo remanente. Por lo tanto, la presencia de ϕ_r puede incrementar o reducir aleatoriamente el valor de la corriente de magnetización.

Si la conexión se realiza en un instante diferente al analizado (caso más crítico), la componente aperiódica del flujo es menor, y la corriente de magnetización tiene un valor más pequeño. Puede incluso darse el caso de que la conexión se haga en el momento del cruce por cero de la onda de flujo, lo que elimina por completo el proceso transitorio, y la corriente de magnetización tiene un valor normal. En un transformador trifásico, aún suponiendo un cierre totalmente simultáneo de las tres fases del interruptor, cada fase tiene su propio proceso, y son de esperar corrientes de avalancha en al menos dos fases, y generalmente en las tres.

En la fig. 10 se muestra la forma de onda típica de la avalancha de corriente de magnetización de una fase del lado en estrella de un transformador. En los primeros ciclos la corriente cae rápidamente, y después lo hace mucho más lentamente. Esto se debe a que la constante de tiempo L/R es variable, debido a la saturación del transformador; inicialmente la saturación es severa, y L es pequeña, pero después se reduce la saturación, y L aumenta. El valor final de la constante de tiempo es del orden de 10 s para transformadores pequeños y hasta de 1 min para unidades de gran capacidad, sobre todo cuando están cerca de las fuentes de generación.

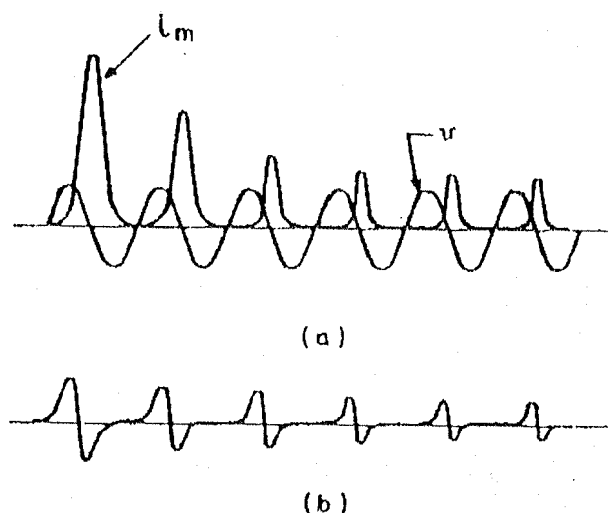


Fig. 10 Avalanchas de corriente de magnetización típicas de transformadores para arrollamientos conectados en estrella (a) y triángulo (b)

En arrollamientos conectados en triángulo 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, como se muestra en la fig. 10b si hay saturación en los dos núcleos involucrados. Esta situación puede también presentarse en ocasiones en arrollamientos conectados en estrella por efecto del acoplamiento entre fases dado por un arrollamiento terciario en triángulo o por el efecto de terciario del tanque del transformador (en transformadores trifásicos).

En todos los casos la corriente de magnetización tiene un contenido apreciable de armónicos. En los transformadores antiguos se pueden encontrar valores del segundo armónico cercanos al 50% de la componente fundamental, pero en los diseños actuales son del orden de 15%, y hasta de un 7% en algunas variantes. En este último caso el contenido total de armónicos no sobrepasa el 7.5%.

En la fig. 10 se puede apreciar también que en la avalancha existen intervalos de tiempo en cada ciclo en que la corriente tiene un valor cercano a cero. Esto es válido tanto para el caso en que está compuesta por pulsos unipolares (fig. 10a), como cuando tiene una forma de onda prácticamente simétrica (fig. 10b).

La avalancha de corriente de magnetización puede aparecer en las tres fases y en un neutro a tierra (fig. 11). El valor de la corriente es siempre diferente en las tres fases y en el neutro. La corriente en el neutro se dispersa en otros neutros a tierra del sistema de acuerdo a la distribución de las impedancias de secuencia cero.

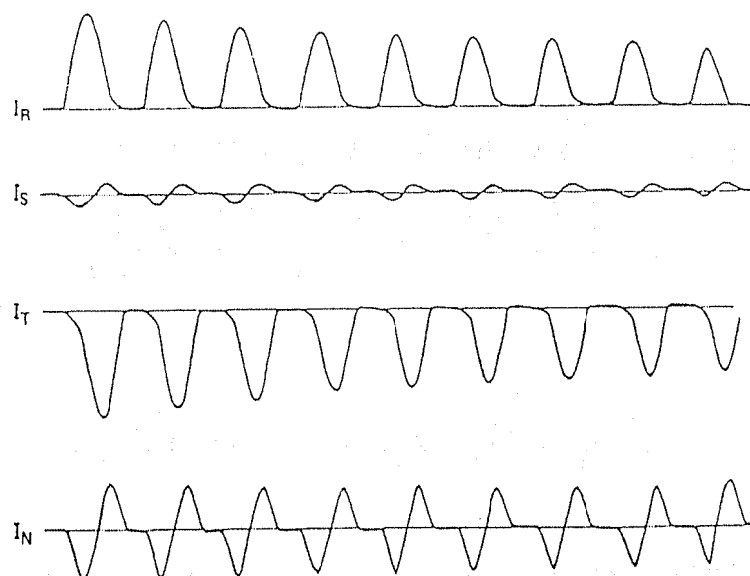


Fig. 11 Avalancha de corrientes en las tres fases de un transformador

La presencia de componente aperiódica de alta constante de tiempo, de armónicos, y de intervalos sin corriente, son tres rasgos característicos de la avalancha, que permiten diferenciarla de las corrientes de cortocircuito interno.

De lo expuesto el relé diferencial debe ser capaz de discriminar entre corriente de falla interna y corriente de magnetización, para ello existen los siguientes esquemas:

- Introducción de un retardo de tiempo fijo en el relé (aprox. 200 ms, pero es poco usado)
- Desensibilización o inhibición de la operación durante el proceso transitorio, conectando una resistencia de bajo valor en paralelo con el elemento de operación del relé, para desviar parte de la corriente diferencial (también es poco usado)
- Utilización de los armónicos de la corriente diferencial como base para la retención o la inhibición del relé, sobre todo el segundo armónico (denominado restricción por corriente I_{rush} de magnetización basada en el contenido de segundos armónicos) y es la técnica mayormente utilizada en la actualidad.

En la fig. 12 se muestra las características típicas de tiempo de operación de un relé diferencial. Para una corriente 5 veces la corriente de operación, la operación con restricción por 2do armónico es de 27ms.

El relé está también provisto con un circuito de operación sin restricción para acelerar la operación para elevadas corrientes de falla. El ajuste de corriente para operación sin restricción de estar por arriba de la corriente máxima I_{rush} cuando el transformador es energizado. Para una corriente de falla 10 veces el ajuste de la corriente de operación, el relé opera en 8 ms.

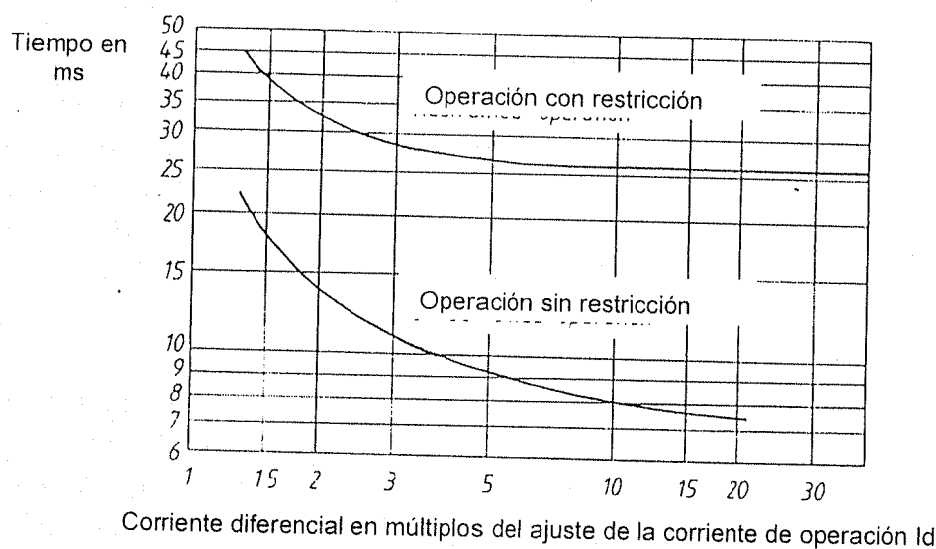


Fig. 12

En la siguiente tabla se muestra algunos ajustes típicos recomendados para la operación sin restricción:

Conexión del transformador	Potencia nominal	Ajuste recomendado ($\times I_n$) cuando la energización es del lado de:	
		Alta tensión	Baja tensión
Yy	< 10 MVA	20	20
Yy	10-100 MVA	13	13
	> 100 MVA	8	8
Yd	-	13	13
Dy	< 100 MVA	13	20
Dy	> 100 MVA	8	13

Nota: Se asume que el transformador es de rebaje con el flujo de potencia desde el lado de alta tensión hacia el lado de baja tensión.

Cuando los TI's pueden saturarse debido a fallas externa y causar grandes corrientes diferenciales, se requiere un ajuste de $20 \times I_n$. Este puede ser el caso de, por ej., cuando la barra está incluida en la zona de protección del relé diferencial.

5.2 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DOS ARROLLAMIENTOS

La protección diferencial de transformadores se hace por lo general con relés de porcentaje diferencial. La conexión de estos relés debe ser tal que garantice su operación para todas las fallas internas a la zona de protección (que incluye los arrollamientos y terminales de transformador), y su bloqueo para cualquier otro régimen de operación, incluyendo fallas externas.

En la fig. 13 se muestra un transformador de dos arrollamientos con conexión D-Y con neutro a tierra; la fig. 13a representa el diagrama unifilar; la fig. 13b representa las corrientes posibles para cualquier régimen diferente de un cortocircuito interno; estas corrientes se establecen asignando un sentido arbitrario a las corrientes de uno de los arrollamientos, y determinando los sentidos de las corrientes del otro arrollamiento de acuerdo con la polaridad del transformador (en la fig. se representan por puntos sus marcas de polaridad). Es conveniente considerar en primera instancia que el transformador tiene relación de transformación unitaria.

La conexión de la protección debe hacerse de modo que en la condición representada no circule corriente de operación por el relé diferencial, con lo que se garantiza que no operen. Para ello es necesario que la corriente que llega a una de las bobinas de retención sea igual a la que sale por la otra, en el relé de cada fase. Los TI están situados más allá de los interruptores de ambos lados del transformador, de modo que miden las corrientes de línea, que tienen un desfase de 30° . Esto indica la conveniencia de conectar un grupo de TI en triángulo y el otro en estrella, de modo que se compense ese desfase. En principio cualquiera de los grupos puede conectarse en triángulo o estrella, pero es recomendable conectar en triángulo el grupo de TI del arrollamiento en estrella del transformador y viceversa, como se demostrará más adelante. En la fig. 14 se muestra una conexión de la protección siguiendo este criterio.

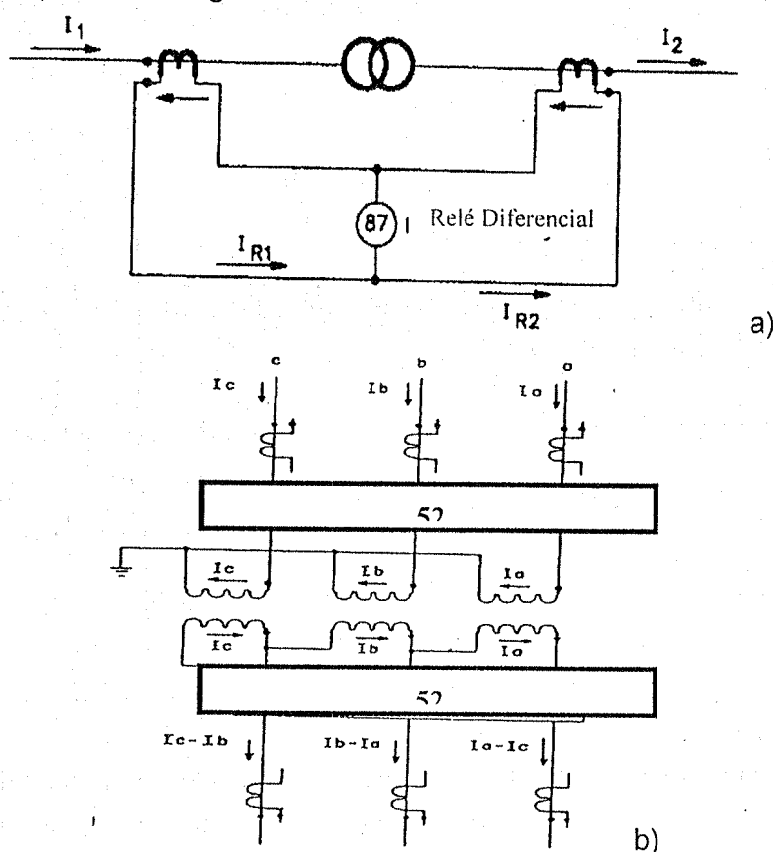


Fig. 13 Corrientes en un transformador con conexión triángulo-estrella

Puede demostrarse que el esquema opera para los siguientes tipos de fallas internas: trifásica, bifásicas, bifásicas a tierra, monofásicas (por el lado en estrella del transformador) y entre espiras del arrollamiento de una misma fase (si la corriente de falla es lo suficientemente alta).

La conveniencia de conectar en triángulo el grupo de TI del lado en estrella del transformador y en estrella el grupo del lado en triángulo se debe a que esta conexión evita la operación incorrecta de la protección para cortocircuitos externos a tierra en el lado en estrella del transformador. Para estas fallas circula corriente de secuencia cero por las líneas del lado en estrella del transformador, pero los TI conectados en triángulo impiden que esa corriente llegue a los relés; por las líneas del lado en triángulo del transformador no circula corriente de secuencia cero, por lo que tampoco llega esta componente a los relés desde este lado conectados en estrella. Esto garantiza que la corriente de secuencia cero nunca circula por los relés, y no puede hacerlos operar incorrectamente. Si se utiliza la conexión contraria, los TI conectados en estrella permiten el paso de la corriente de secuencia cero a los relés, y no llega corriente de secuencia cero a ellos desde el grupo de TI conectados en triángulo. Esto origina corrientes de secuencia cero en las bobinas de operación de los relés que pueden provocar su operación incorrecta para estas fallas.

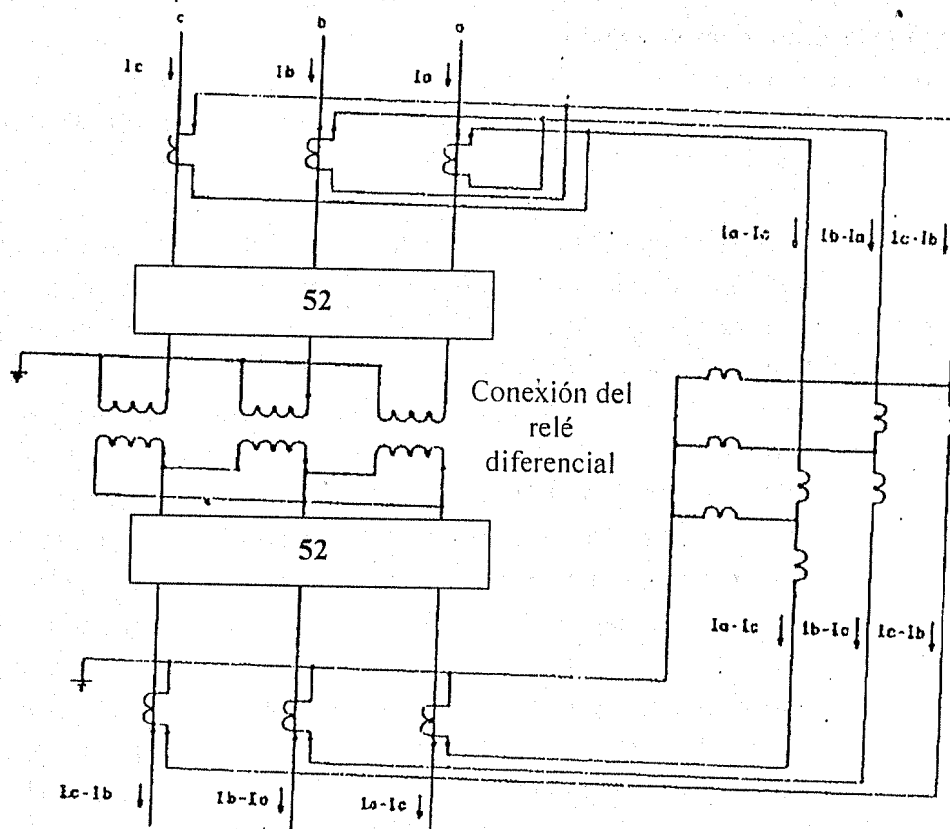


Fig. 14 Conexión de la protección diferencial de un transformador con conexión D-Y a tierra

El hecho de que la conexión de la protección mostrada en la fig. 13b impide que llegue corriente de secuencia cero a los relés no significa que no opere para cortocircuitos monofásicos internos. En este caso la operación tiene lugar debido a las corrientes de secuencia positiva y negativa, que si llegan a los relés diferenciales.

En transformadores con conexión D-D los dos grupos de TI del esquema pueden conectarse en estrella. En transformadores conectados Y-Y a tierra en ambos lados con arrollamiento terciario interior (o aún sin terciario) es necesario conectar en triángulo los TI de ambos lados. Ello se debe a que el terciario del transformador (o el efecto de terciario resultante de la interacción de los flujos en el transformador trifásico con un tanque único) puede hacer que para fallas a tierra externas existan diferencias entre los valores en por unidad de las corrientes de secuencia cero de ambos lados, lo que puede provocar operaciones incorrectas. En el caso de que el banco esté formado por tres transformadores monofásicos de dos arrollamientos si pueden conectarse en estrella los dos grupos de TI. En el análisis realizado hasta aquí se ha supuesto que el transformador tiene relación de transformación unitaria, por lo que no se ha considerado el problema de la relación de transformación de los TI.

Selección y conexión de los TI (Resumen)

Cuando se aplica un esquema diferencial de protección, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

1. En general, los TI del lado de la estrella de un transformador Y/D debe ser conectado en triángulo, y aquellos en el lado triángulo deben conectarse en estrella. Esta disposición compensa el desfase a lo largo del transformador y bloquea las corrientes de secuencia cero en el caso de fallas a tierra externas.
2. El relé debe ser conectado para aceptar la corriente entrante de un lado del transformador y saliente del otro lado. Si hay más de dos arrollamientos, es necesario considerar todas las combinaciones, tomando de a dos arrollamientos a la vez.
3. La relación de transformación de los TI debe ser seleccionada con el objeto de producir el máximo balance posible entre las corrientes de secundario de ambos lados bajo máximas condiciones de carga. Si hay más de dos arrollamientos se debe considerar todas las combinaciones tomando de a dos arrollamientos a la vez y la potencia nominal del arrollamiento primario. Si las relaciones de transformación disponibles no permiten la realización de una adecuada compensación para cualquier variación en la corriente de secundario de los TI, luego puede utilizarse transformadores de compensación para compensar el desfase a través del transformador.

Los siguientes ejemplos muestran las conexiones de los TI, el cálculo de sus relaciones de transformación y conexión del relé diferencial aplicada a un esquema de protección de transformador.

Ejemplo 5.1

Considérese un transformador de 30MVA, 11.5/69kV, Yd1 como el mostrado en el diagrama unifilar de la fig. 15.

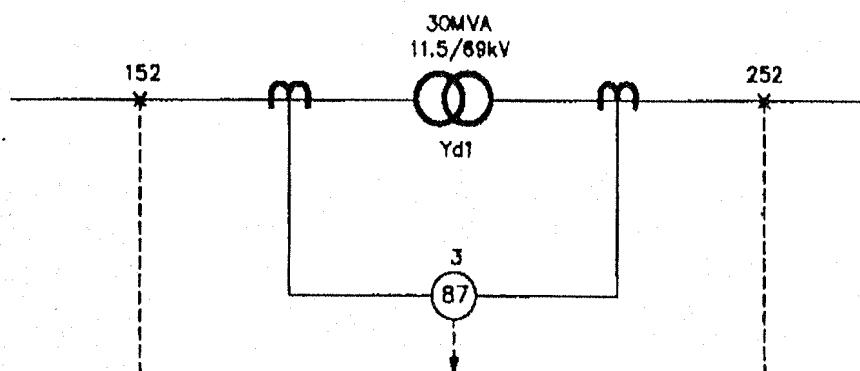


Fig. 15 Diagrama unifilar del ejemplo 5.1

Determinar la relación de transformación y la conexión de los TI, requeridos para ajustar los relés diferenciales. Deben utilizarse TI con relaciones en saltos de 50/5 hasta 250/5, y, a partir de allí, saltos de 100/5. Utilizar relés de porcentaje diferencial. Los taps de corriente disponibles son: 5.0-5.0, 5.0-5.5, 5.0-6.0, 5.5-6.6, 5.0-7.3, 5.0-8.0, 5.0-9.0, y 5.0-10.0 A.

Solución

La fig. 16 muestra el esquema trifásico de conexiones. Las corrientes en los arrollamientos y en las líneas están trazadas y muestra que las corrientes de restricción tanto del lado estrella como del lado triángulo están en fase.

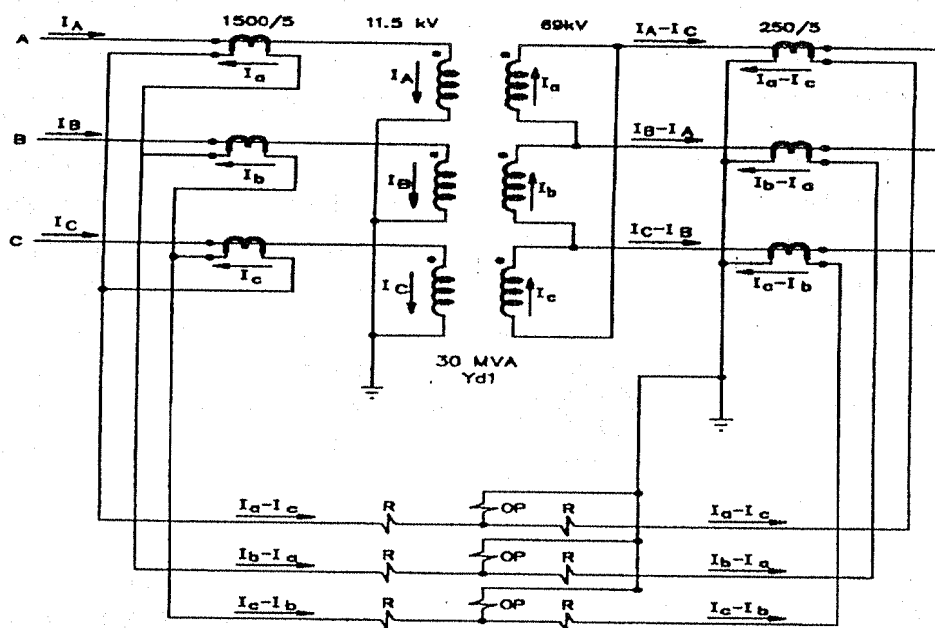


Fig. 16 Diagrama de conexiones del ejemplo 5.1

Las corrientes nominales de carga de cada arrollamiento son:

$$I_{carga}(69kV) = \frac{30MVA}{\sqrt{3} * 69kV} = 251.0A$$

$$I_{carga}(11.5kV) = \frac{30MVA}{\sqrt{3} * 11.5kV} = 1506.13A$$

Con el objeto de incrementar la sensibilidad, se selecciona la relación del TI del lado de 11.5kV tan cercano como sea posible a la corriente nominal de carga; por lo tanto, la relación será $TI(11.5kV) = 1500/5$. Al calcular la relación del otro TI, debe realizarse un balance corrientes, es decir, $1506.13 \times (5/1500) \times \sqrt{3} = 251 \times (5/X) A \rightarrow X = 144$. esto sugeriría la utilización de un TI con relación 150/5. Sin embargo, teniendo en cuenta el hecho que el relé diferencial tiene varios taps, no es necesario tener exactamente los mismos valores de corriente en sus terminales y por lo tanto puede utilizarse otra relación del TI. En este caso se selecciona la relación 250/5. Finalmente, se chequea esta relación para ver si es compatible con los taps disponibles en el relé.

Con las dos relaciones elegidas de esta manera, las corrientes en los arrollamientos del relé, para condiciones nominales, son:

$$I_{relé}(69kV) = 251 \times (5/250) = 5.02 A$$

$$I_{relé}(11.5kV) = 1506.13 \times (5/1500) \times \sqrt{3} = 8.69 A$$

Debe seleccionar por lo tanto, el rango del tap 5-9 A.

Ejemplo 5.2

Para el transformador mostrado en la fig. 5.17, determinar la relaciones de transformación y las conexiones requeridas para transformadores de compensación. Utilizar relés diferenciales del mismo tipo vistos en el ejemplo 5.1 Trazar el esquema completo de las conexiones trifásicas e identificar las corrientes en cada elemento.

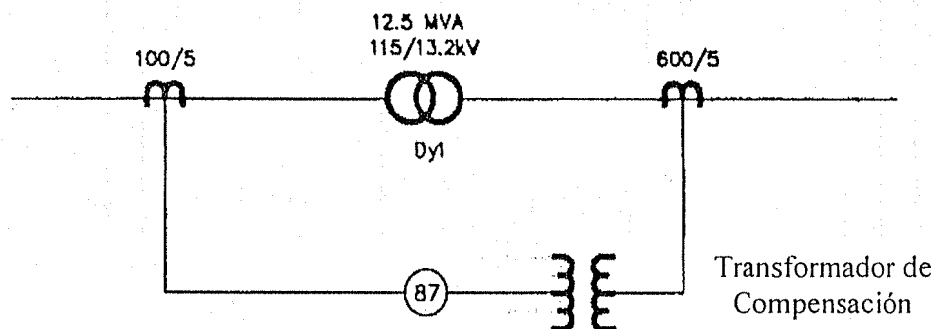


Fig. 17 Diagrama unifilar del ejemplo 5.2

Selección del ajuste del tap:

$$\frac{4.55}{3.13} = \frac{X}{5}$$

de lo cual $X = 7.26$ A, de tal forma que para tales condiciones el tap a ser elegido es 5-7.3 A.

Ejemplo 5.3:

En el sistema de la fig. 19-1, hay que determinar las relaciones de transformación y conexiones de los transformadores de compensación requeridos para ajustar los relés diferenciales, los cuales no están provistos de taps. Hacer el esquema de conexión trifásico completo e identificar las corrientes en cada uno de los elementos.

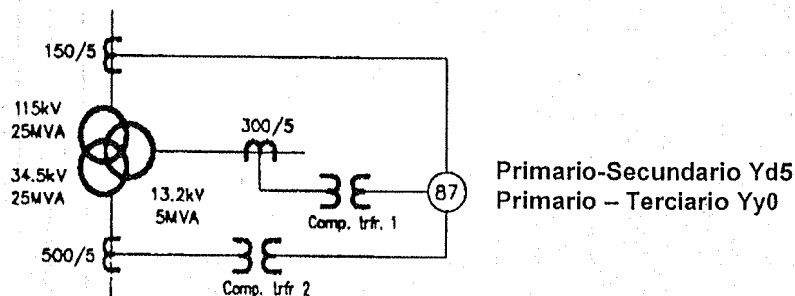


Fig. 19-1

Solución:

El diagrama trifásico de conexiones se da en la fig. 19-2; las conexiones de los arrollamientos del transformador de potencia puede obtenerse del grupo de conexión. Si los relés diferenciales se conectan del lado de la estrella Y, luego el transformador de compensación número 2 debe conectarse en Yd5 con el objeto de compensar la diferencia de fase entre las corrientes del primario y secundario. No hay necesidad de compensación de fase entre los arrollamientos primario y terciario, y por lo tanto, la conexión Yy0 es la más apropiada. Debe notarse que el punto común de las bobinas de operación y los puntos neutros de los transformadores de compensación y TI's deben conectarse a un solo punto de tierra con el objeto de evitar operaciones erróneas en caso de fallas externas que causen el pick up de los relés.

Cuando se determinan las relaciones de transformación de los transformadores de compensación, los cálculos que involucran los arrollamientos primarios y secundarios deben llevarse a cabo sobre la base del transformador principal que tenga solo dos arrollamientos sin circulación de corriente por el terciario. Los cálculos que involucran al arrollamiento primario y terciario deben ser tratados en forma similar. Este método asegura que se hace una correcta selección la cual cubre cualquier distribución de corrientes de carga o de falla.

Considerando las corrientes en los lados primario y secundario, luego:

$$I_{relé} (115kV) = [25MVA / (3 \times 115kV)] \times (5/150) = 125.51 \times (5/150) = 4.18 A.$$

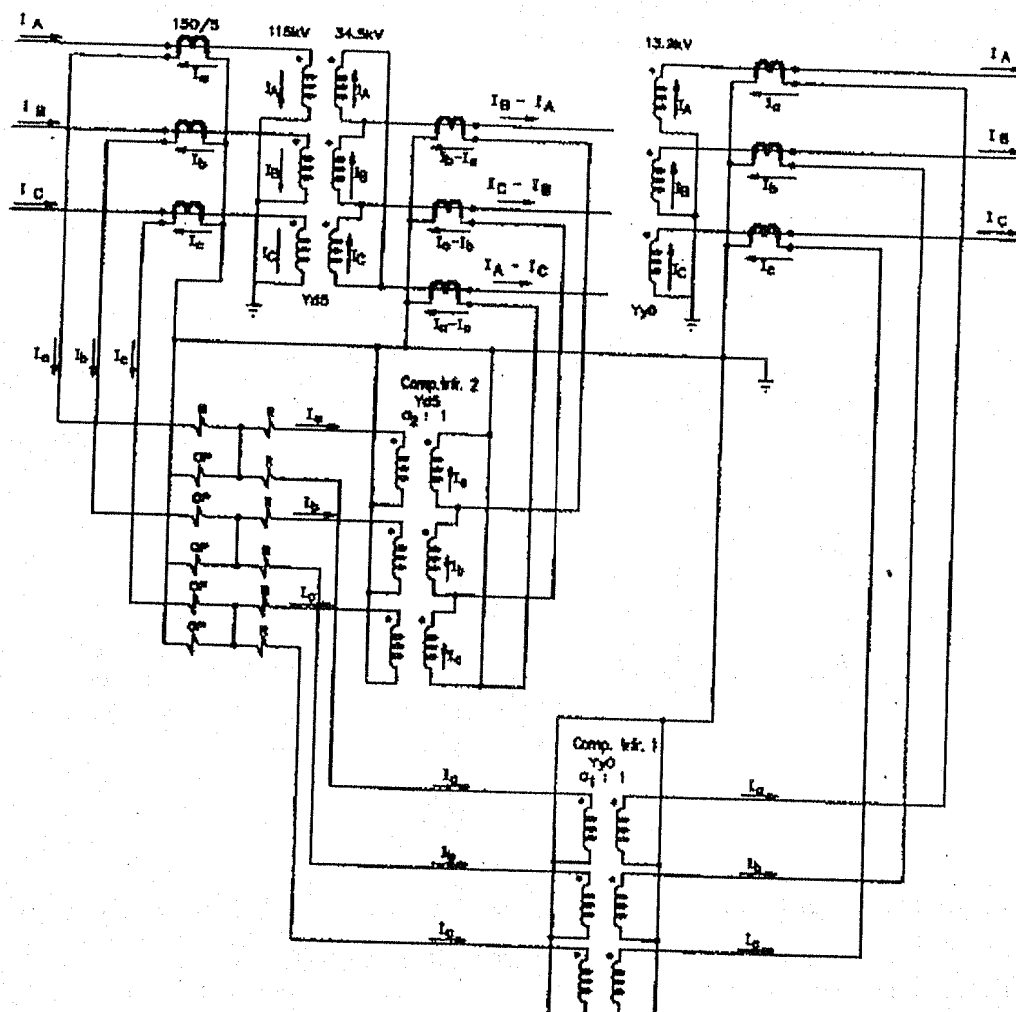


Fig. 19-2

La corriente en el relé del lado de 34.5kV debe ser igual a 4.18 A, de tal forma que:

$$I_{relé}(34.5kV) = 4.18A = \frac{25MVA}{3 \times 34.5kV} \times \frac{5}{500} \times \frac{1}{3} \times \frac{1}{a_2}$$

de donde $a_2 = 0.578$. La relación de espiras del compensador 2 es por lo tanto $1/0.578 = 1.73$, siempre y cuando el lado en triángulo tenga un mayor número de espiras.

La corriente en el relé en el lado de 13.2kV se calcula asumiendo que la potencia del terciario es igual al la del primario, obteniendo así un balance correcto de magnitudes. Esta conexión es equivalente a tomar el primario y el terciario y tratarlos luego como un transformador de dos arrollamientos, de tal forma que:

$$I_{relé} (13.2kV) = 4.18 A = [25MVA / (3 \times 13.2kV)] \times (5/300) \times 1/a1$$

De lo que resulta $a1 = 4.36$. Con este ajuste, puede verse que, para cualquier distribución de carga, la corriente de restricción es igual a la suma de las corriente de restricción del secundario y del terciario.

5.1.2 PORCENTAJE DEL ARROLLAMIENTO PROTEGIDO POR EL RELÉ DIFERENCIAL EN CASO DE UNA FALLA A TIERRA

A pesar de que la protección diferencial es muy confiable para la protección de transformadores, los arrollamientos no quedan siempre completamente protegidos, especialmente en el caso de fallas monofásicas. Considérese el caso de un transformador D/Y como el mostrado en la fig. 20, donde el centro de estrella está puesto a tierra por medio de un resistor.

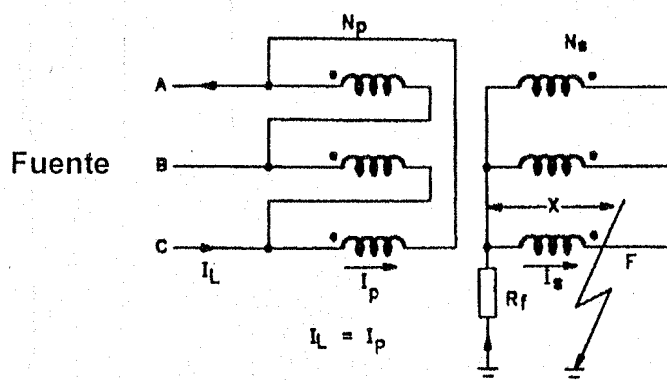


Fig. 20 Transformador D/Y, con centro de estrella a tierra por medio de un resistor, y con una falla monofásica del lado de estrella

Se asume que ocurre una falla interna a tierra en el punto F a una distancia X del punto neutro, incluyendo $X\%$ de espiras, y que el resistor ha sido ajustado de tal forma que circulará la corriente nominal $Inom$ para una falla en los terminales (con la tensión completa de fase aplicada entre fase y tierra). El número de espiras primarias y secundarias son N_p y N_s , respectivamente. La corriente secundaria para una falla en F se produce por $X\%$ de la tensión de fase aplicada. Por lo tanto, por relación directa, la corriente será $X \times Inom$. Además, el número de espiras involucradas en la falla es $X \times N_s$. La distribución de corriente en el lado triángulo, para una fallas a tierra del lado estrella, resulta en una corriente de línea $I'L$ igual a la corriente de fase. Por lo tanto:

$$I'L = X \times Inom \times (X \times N_s / N_p) = X^2 \times Inom \times (N_s / N_p) \quad (5.17)$$

Bajo condiciones normales, la corriente de línea en el lado triángulo, IL , es:

$$IL = \sqrt{3} \times Inom \times (N_s / N_p) \quad (5.18)$$

Si el relé diferencial se ajusta para operar al 20% de la corriente nominal de línea luego, para la operación del relé debe aplicarse lo siguiente:

$$I'L \geq 0.2 \times IL$$

Es decir,

$$X^2 \times Inom \times (Ns/Np) \geq 0.2 \times \sqrt{3} \times Inom \times (Ns/Np)$$

$$X^2 \geq 0.2 \times \sqrt{3} \text{ es decir, } X \geq 59\%$$

Por lo tanto, 59% del arrollamiento del secundario permanecerá sin protección. Debe notarse que para proteger el 80% del arrollamiento ($X \geq 0.2$) sería necesario un ajuste efectivo de 2.3% de la corriente nominal del primario. Este nivel de ajuste puede ser muy dificultoso de llevar a cabo con ciertos tipos de relés diferencial.

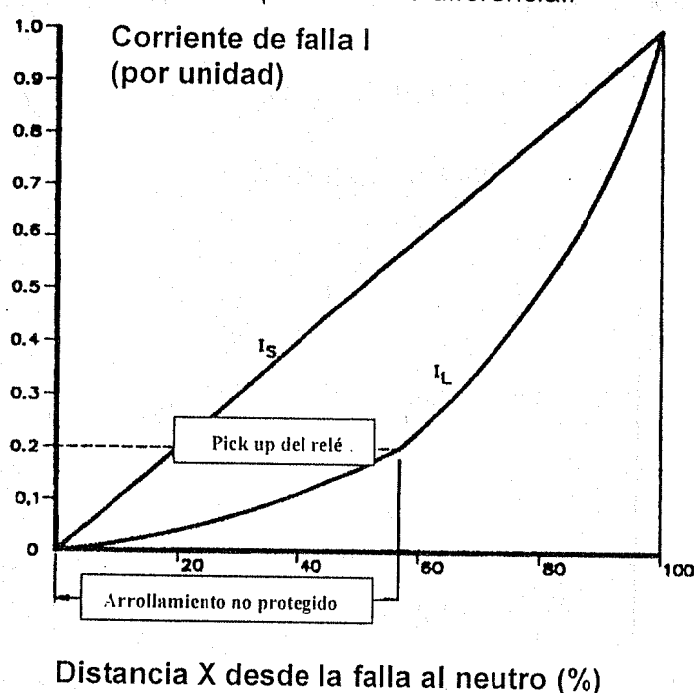


Fig. 21 Valores de corriente de falla para el primario y secundario

La fig. 21 ilustra las corrientes típicas del primario y secundario para un transformador D/Y, donde el arrollamiento secundario en estrella está puesto a tierra con un resistor, y también muestra el efecto de la ubicación de la falla a lo largo del arrollamiento estrella en el pick-up o arranque de los relés diferenciales.

5.1.3 DETERMINACIÓN DE LA PENDIENTE

El ajuste de la pendiente de los relés diferenciales se lleva a cabo con el objeto de asegurar que no habrá una operación errónea debido a las diferencias en las corrientes en los arrollamientos de restricción causado por las relaciones de transformación de los TI y la operación de los cambios del tap bajo condiciones de carga. Con el objeto de

determinar la pendiente, se calculan los momentos de operación y restricción sobre la base de las corrientes y el número de espiras en las respectivas bobinas como se define a continuación:

$$T_{res} = I_1 \times NR1 - I_2 \times NR2$$

$$T_{op} = |I_1 - I_2| \times N_{op}$$

Donde:

I_1, I_2 = corrientes en el secundario de los TI

$NR1=NR2$ = número de espiras en las bobinas de restricción (ver fig. 3)

Para que el relé opere, $T_{op} > T_{res}$, es decir, $|I_1 - I_2| \times N_{op} > I_1 \times NR1 + I_2 \times NR2$; luego, si $NR1=NR2=NR/2$, resulta luego, $T_{res} = (I_1 + I_2) \times NR / 2$. Para la operación del relé, la pendiente será:

$$M = (N_{res} / N_{op}) \leq |I_1 - I_2| / (0.5 \times |I_1 + I_2|)$$

En la fig. 22 se muestra una curva típica de operación.

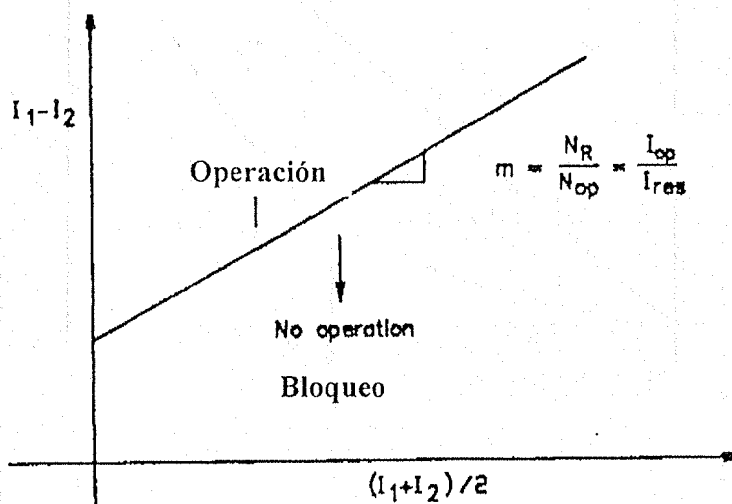


Fig. 22 Curva típica de operación

5.1.4 DISTRIBUCIÓN DE LA CORRIENTE DE FALLA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Cuando se trata la operación de la protección diferencial es muy importante tener en cuenta la distribución de la corriente de falla en todos los arrollamientos para asegurar que los ajustes que hayan sido definidos, tengan una adecuada sensibilidad. Esto es particularmente crítico para fallas monofásicas en transformadores que están puestos a tierra por medio de una impedancia. El siguiente ejemplo ilustra el procedimiento.

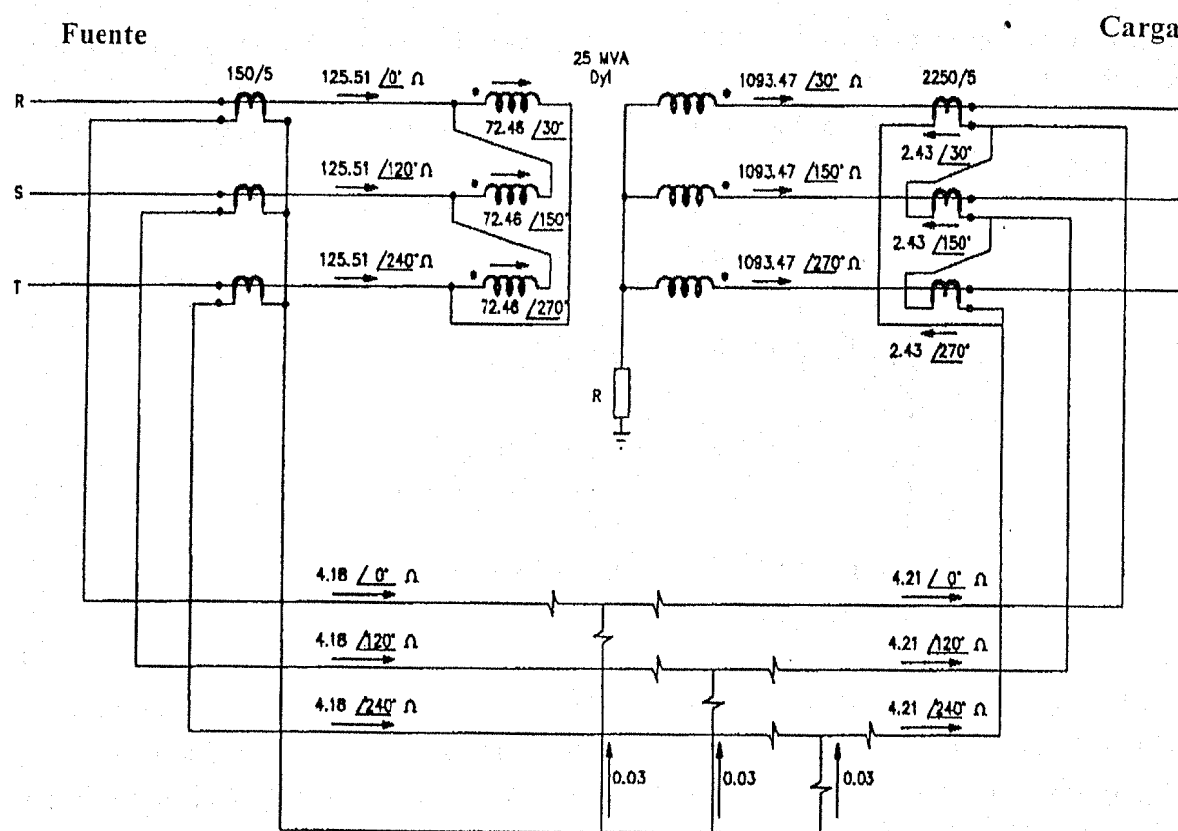
Ejemplo 5.4

Un transformador Dy1 (115/13.2 kV), $S_n = 25$ MVA tiene una protección diferencial, como se indica en la fig. 23. El transformador está conectado a un sistema radial, con la fuente del lado de 115 kV. La corriente de operación mínima de los relés es 1 A. El arrollamiento de 13.2 kV está puesto a tierra con un resistor, el cual está calculado de tal forma que la corriente para una falla monofásica en los terminales del secundario sea igual a la corriente nominal de carga.

Hay que trazar el diagrama trifásico completo e indicar los valores de corriente en todos los elementos para:

- Condiciones de plena carga
- Cuando ocurre una falla a la mitad del arrollamiento en la fase T del lado de 13.2 kV, asumiendo que el transformador no está cargado.

En ambos casos indicar si tiene lugar la operación del relé.



$0.03 < 1 \text{ A} \rightarrow \text{no opera}$

Fig. 23 Diagrama de conexiones del transformador del ejemplo 5.4

Solución

Condición de plena carga

Las condiciones de plena carga para la máxima carga del transformador son las siguientes:

$$I_{nom(13.2kV)} = \frac{25 \times 10^6 VA}{3 \times 11 \times 10^3 V} = 1093.47 A$$

y

$$I_{nom(115kV)} = \frac{25 \times 10^6 VA}{\sqrt{3} \times 115 \times 10^3 V} = 125.51 A$$

Debe notarse que, basada en las corrientes primarias dadas, la rotación de fase R-S-T es negativa. Por lo tanto, las respectivas corrientes en el secundario adelantan respecto a las corrientes del primario en 30° para proveer la diferencia de fase requerida por en grupo de conexión Dy1. La fig. 23 muestra los valores de corriente a través de las conexiones, y es claro que se establecen corrientes balanceadas en el relé, lo cual no provoca el arranque, como era de esperar.

Falla a la mitad del arrollamiento T del lado de 13.2kV

Dado que el transformador está puesto a tierra a través de un resistor el cual limita la corriente de falla, para fallas en el bushing de 13.2kV, a la corriente nominal del arrollamiento, y dado que la falla está a la mitad del arrollamiento, la corriente de falla es igual a la mitad del valor nominal:

$$I_{falla} = I_{nom(13.2kV)} / 2 = 1093.47 / 2 = 546.74 A$$

La corriente primaria en el arrollamiento triángulo es:

$$I_{prim} = I_{falla} \times \frac{N_2 / 2}{N_1}, \text{ dado que } \frac{N_2}{N_1} = \frac{V_2}{\sqrt{3} \times V_1}$$

Luego

$$I_{prim} = I_{falla} \times \frac{V_2}{2 \times \sqrt{3} \times V_1} = 546.47 \times \frac{13.2}{2 \times \sqrt{3} \times 115} = 18.12 A$$

La fig. 24 muestra los valores de corrientes de falla a través de las conexiones, de la cual se puede ver que, para este caso también, el relé diferencial no opera dado que la corriente de falla a través de sus bobinas de operación es solo 0.6 A que es menor que 1A, requerido para la operación del mismo.

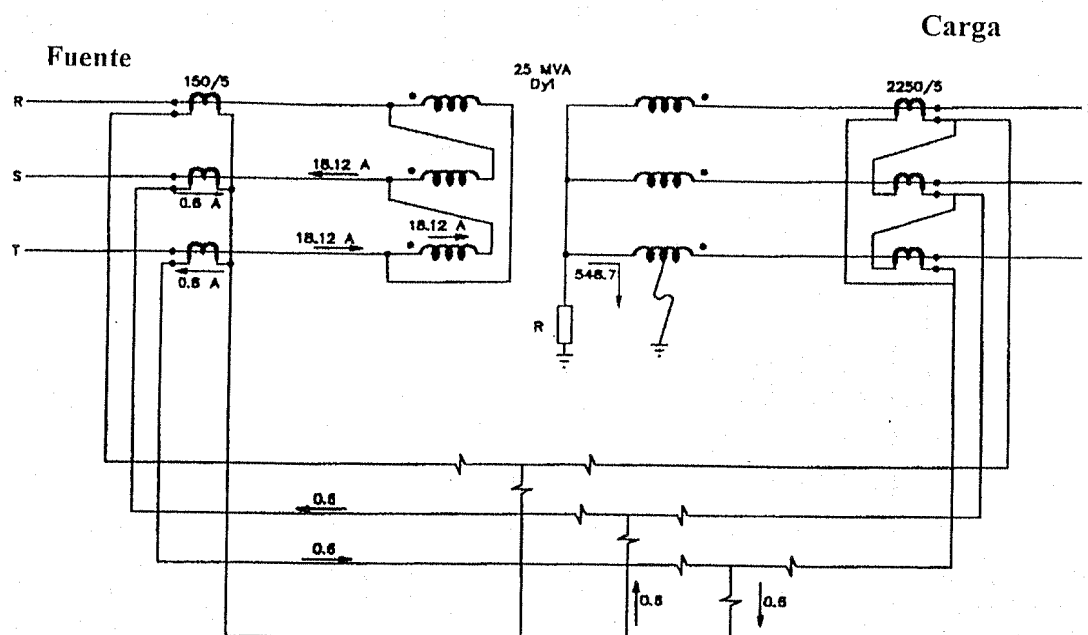


Fig. 24 Distribución de corrientes para una falla en los terminales

5.2 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE TRES ARROLLAMIENTOS

En la fig. 25 se muestra la protección diferencial de un transformador de tres arrollamientos. En la conexión se sigue el mismo criterio que para transformadores de dos arrollamientos, y el proceso se desarrolla de la forma siguiente: se hacen las conexiones de la protección para un par cualquiera de arrollamientos como si el tercero no existiera y, a continuación, se repite el proceso para el par formado por cualquiera de esos arrollamientos y el tercero.

Hay casos en que se pueden utilizar relés diferenciales con dos elementos de retención para proteger transformadores de tres arrollamientos. Esos casos son: a) cuando los circuitos conectados al arrollamiento terciario se consideran incluidos en la zona de protección del transformador; c) Cuando la impedancia del arrollamiento terciario es tan alta que las fallas externas no representan grandes corrientes para la protección diferencial del transformador; c) cuando los circuitos conectados a dos de los arrollamientos no tienen fuentes de generación. En los primeros casos la conexión se hace como si el arrollamiento terciario no existiera; en el tercer caso se conectan en paralelo los TI correspondientes a los arrollamientos en que no hay fuentes de generación, y se unen con uno de los elementos de retención de los relés diferenciales.

En la fig. 26a se muestra el diagrama unifilar de la conexión correspondiente a este caso, así como la circulación de corrientes para una falla externa en uno de los circuitos sin fuente de generación. Como puede verse, los TI del lado de la fuente de generación y del lado del circuito fallado suministran las corrientes de retención del relé.

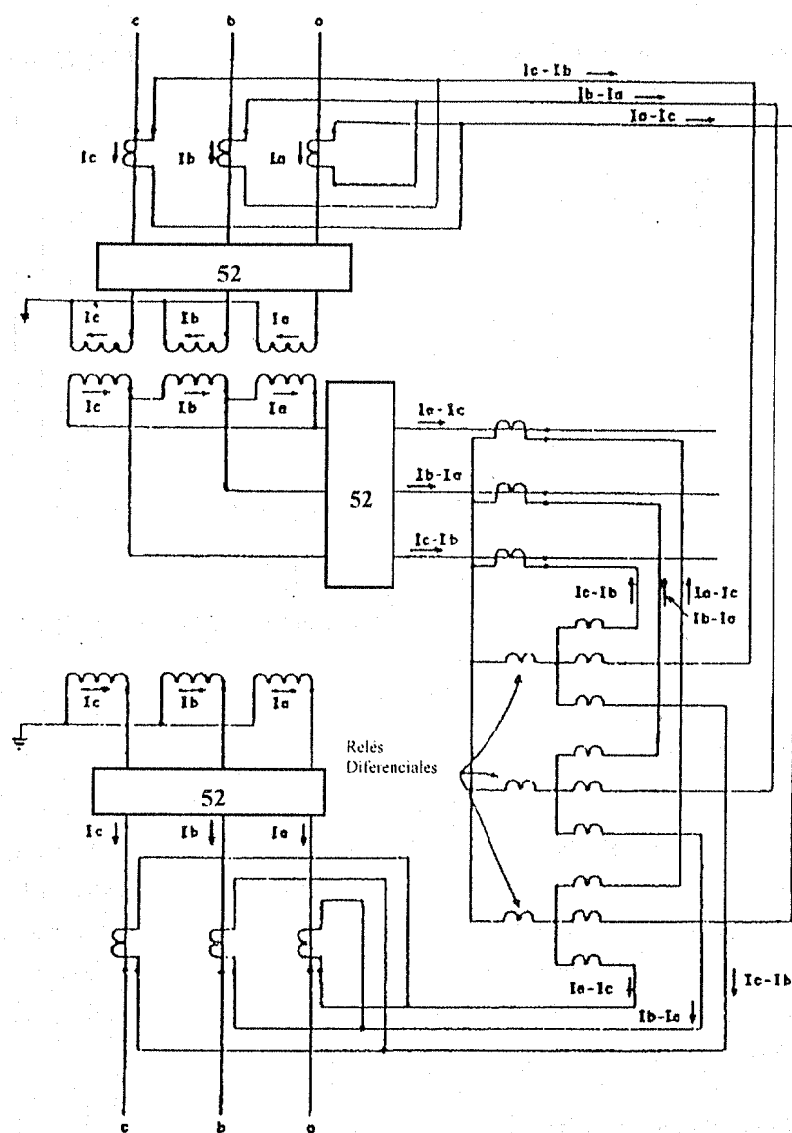


Fig. 25 Conexión de la protección diferencial de un transformador de tres arrollamientos

Para valores altos de corriente de falla externa puede ser necesario comprobar el valor de la corriente de excitación secundaria de los TI que no tienen corriente primaria, y que están en paralelo con los del circuito fallado, pues esa corriente constituye una fuente de error del esquema. En la fig. 26b se ilustra el problema que puede confrontarse se conectan en paralelo los TI de una salida en que hay fuente de generación con los de otra en que no hay generación. En este caso, si el transformador está operando con el interruptor superior abierto (lo que puede suceder en casos de emergencia), y ocurre una falla externa en el circuito en que no hay generación, circulan las corrientes de retención, sino solamente la corriente de desbalance I_d debida a los errores de los TI conectados en paralelo, que circula por uno de los elementos de retención y por el de operación de cada relé. En esta condición de retención muy reducida, los relés se comportan prácticamente como elementos de sobrecorriente y pueden operar incorrectamente.

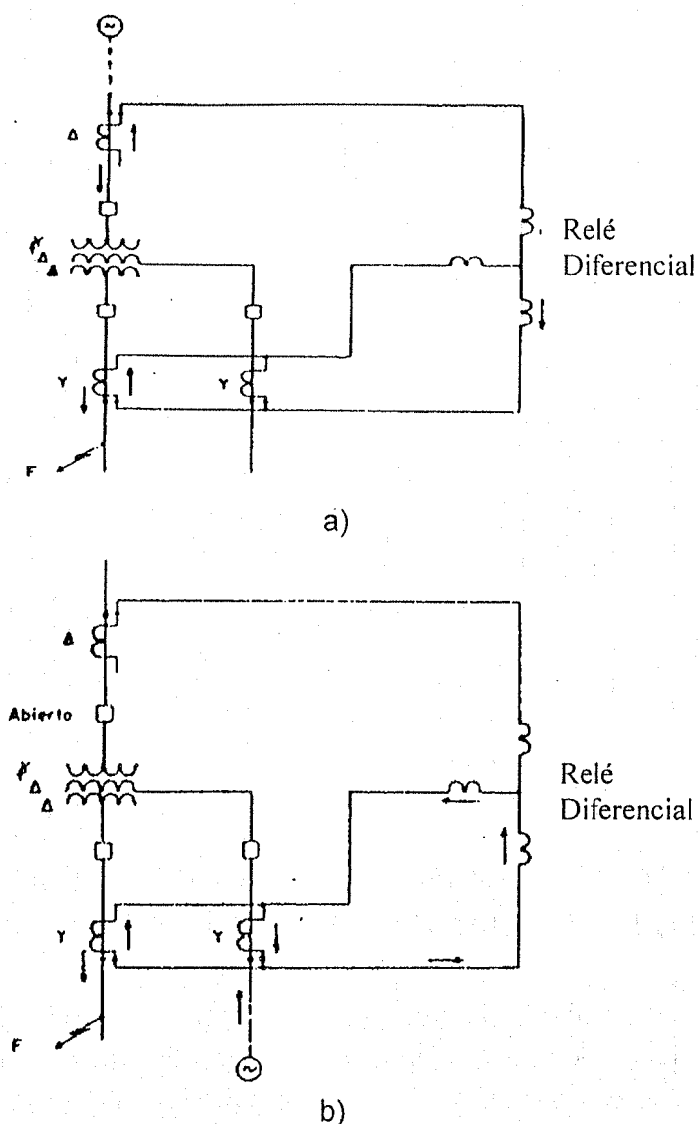


Fig. 26 Protección de un transformador de tres arrollamientos con un relé diferencial de dos elementos de retención.

5.3 PROTECCIÓN DE AUTOTRANSFORMADORES

La conexión mostrada en la fig. 25 de la protección diferencial de un transformador de tres arrollamientos, es también aplicable al caso de un autotransformador con terciario en triángulo.

Utilizando TI's en el centro de estrella del arrollamiento principal, puede lograrse más sensibilidad y velocidad de algunos relés para la protección del arrollamiento principal (fig. 27). El relé opera para fallas fase-fase o para fallas fase-tierra en el arrollamiento principal.

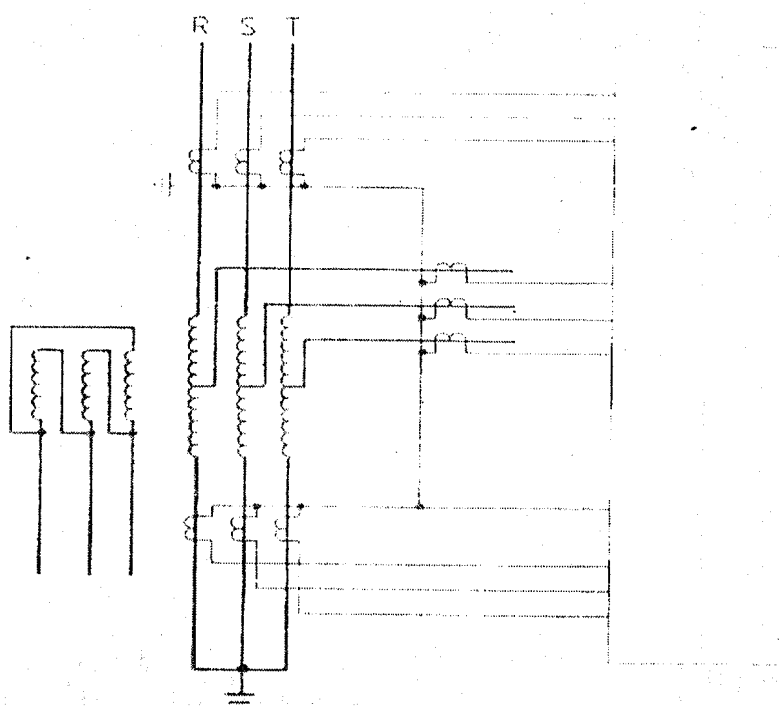


Fig. 27

5.4 REQUERIMIENTOS A CUMPLIR POR LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES

La posible falta de concordancia entre las relaciones de transformación del transformador y de los TI hace necesario que los relés diferenciales tengan derivaciones en sus bobinas (tap's). Con ellas es posible compensar total o parcialmente las diferencias de corrientes, que de lo contrario dan lugar a corrientes de desbalance en los elementos de operación.

Las fallas entre espiras de una fase en transformadores implican corrientes diferenciales pequeñas en presencia de corrientes de retención debidas al efecto de la carga. Para que el relé responda a esa condición, su corriente mínima de operación debe ser pequeña (son adecuados valores del orden del 30% de la corriente nominal). Adicionalmente, es recomendable que la característica del relé está compuesta por dos segmentos de recta, uno horizontal, y el otro con cierta pendiente; el segmento con pendiente distinta de cero, correspondiente a la operación con retención del relé, puede comenzar para corrientes de retención del orden de la nominal del transformador. Con esto se mantiene la sensibilidad alta y constante para fallas entre espiras.

Otro requisito necesario en los relés es que la pendiente de su característica sea ajustable, para poder adaptarse a situaciones diversas, y que tenga valores relativamente altos, del orden de 20 al 60%. Su tiempo de operación deber ser pequeño; son recomendables valores de hasta 30 ms para transformadores grandes y de hasta 100 ms para transformadores de pequeña capacidad.

Los relés diferenciales para protección de transformadores deben ser inmunes a la corriente de magnetización, tratada en el punto 5.1.1.

Para la selección de la relación de transformación de los TI es necesario cumplir dos requerimientos fundamentales: a) que en régimen normal de operación no se sobrepasen los valores nominales de corriente de los TI o los relés; b) que para la falla externa máxima los errores de los TI no tengan valores muy altos (por lo general se acepta hasta un 10% de error). Este aspecto es particularmente importante, teniendo en cuenta que los tipos y características de los TI del esquema son por lo general diferentes, por corresponder a distintos niveles de tensión.

6. OTROS TIPOS DE PROTECCIONES

6.1 APLICACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Se utilizan en todos los circuitos que alimentan a un transformador de potencia. Su función es normalmente hacer de back up del relé diferencial y de los relés de protección del lado de carga del transformador. También pueden ser la protección principal en caso de que no se utilice protección diferencial.

Normalmente se utilizan unidades 51 temporizadas con unidades 50 instantáneas para el caso de corrientes de cortocircuito muy elevadas. La unidad 51 es ajustada para operar a 150% de la corriente nominal del transformador. El tiempo de retardo debe ser lo suficientemente largo para evitar el disparo debido a la corriente inrush de magnetización cuando el transformador es energizado (ver pto. 5.1.1). Debe tenerse en cuenta aquí la coordinación de la actuación entre los relés de protección del lado primario y secundario.

La unidad 50 instantánea debe ser ajustada alrededor del 25% por arriba de la máxima corriente de falla externa y por arriba de la máxima corriente inrush. Con este ajuste, hay disparo instantáneo solo para fallas severas del lado del lado de la alimentación del transformador. Pueden ser por ej., fallas cerca de o en los bushing o en el circuito entre los TI's y el transformador.

El relé debe operar con retardo para fallas en las partes restantes de los arrollamientos y para fallas del lado de la carga del transformador.

6.2 APLICACIÓN DE RELÉS DE DISTANCIA

Este tipo de relé es a veces utilizado en lugar de los relés diferenciales como protección principal del transformador y al mismo tiempo puede actuar como protección primaria o back up de las barras. La dirección de actuación de cualquiera de las tres zonas típicas

puede ser ajustada en forma reversa. En la fig. 28 puede verse el alcance y la dirección de actuación de un relé de distancia ajustado en:

- Alcance de zona 1 a 70-80% dentro del transformador
- Alcance de zona 2 cubriendo la barra 2 en forma reversa
- Alcance de zona 3 a través del transformador cubriendo la barra 3

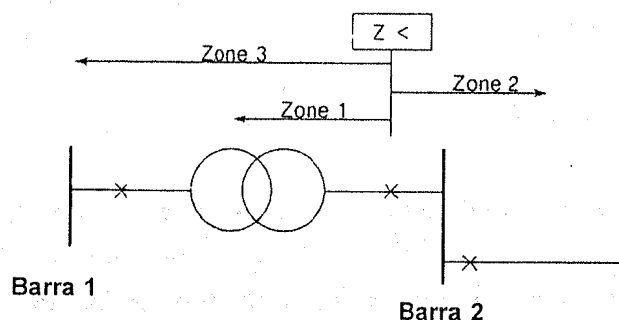


Fig. 28 Transformador protegido por un relé de distancia

6.3 PROTECCIÓN PARA FALLAS A TIERRA

Los transformadores con neutro puesto a tierra en forma rígida o a través de una impedancia, pueden ser equipados con diferentes tipos de relés de fallas a tierra.

En la fig. 29 se muestra las posibles conexiones A o B de relés de sobrecorriente residual de baja impedancia y relés de sobrecorriente con restricción de armónicos.

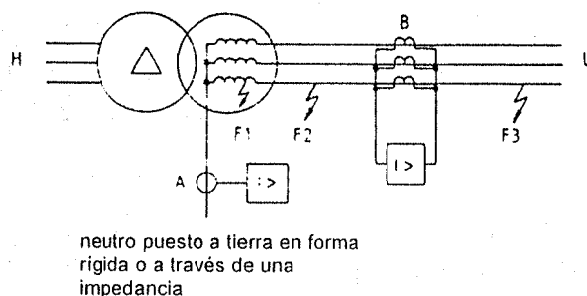


Fig. 29 Conexión de relés de sobrecorriente para fallas a tierra

El relé de sobrecorriente residual de baja impedancia debe ser habilitado por un relé de tensión residual (3U0) para evitar la operación debido a la saturación de cualquier TI durante un cortocircuito o debido a la corriente inrush de magnetización. El relé puede operar para fallas a tierra en la red y también para corriente inrush de magnetización que contenga una componente de secuencia cero. El relé debe ser, por lo tanto, temporizado

con un tiempo mayor que la duración de la corriente inrush o que el retardo de actuación de otros relés de tierra en la red.

Un relé de sobrecorriente con restricción de segundo armónico es estable ante la corriente inrush. El ajuste de tiempo de este relé es luego independiente de la duración de la misma. El retardo puede seleccionarse teniendo en cuenta la coordinación con otros relés de tierra de la red.

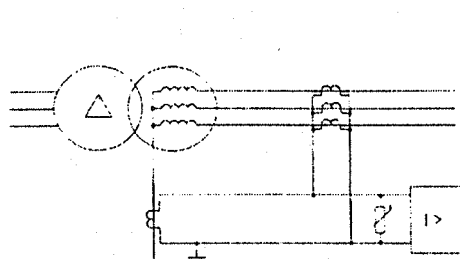
Cuando el neutro del transformador de la fig. 29 esta puesto a tierra en forma rígida y el transformador es alimentado ya desde H o desde L, una falla en F1 o F2 será detectada por un relé en el punto A. El relé en el punto B puede también operar dependiendo de la distribución de la impedancia de secuencia cero de la red. Una falla en F3 será detectada por los relés en A y en B.

Considérese al transformador alimentado ya sea desde el lado H o desde el lado L y que el neutro del transformador está puesto a tierra a través de una impedancia. Con un solo punto de la red puesto a tierra, una falla en F1 o F2 será detectada por el relé en A. Una falla en F3 es detectada por los relés en A y en B.

Estos tipos de relés de sobrecorriente deben ser por lo tanto temporizados, sino operarán para fallas que deben ser desconectadas por otros relés de tierra del sistema.

Los relés pueden tener una función de back up con respecto a la protección de fallas a tierra de las líneas. También pueden ser un back up lento para relés diferenciales de transformadores en redes puestos a tierra en forma rígida.

Un relé de fallas a tierra restringido de alta impedancia del tipo de corriente diferencial solo puede operar para fallas dentro de la zona de protección (ver fig. 30 y 31). El relé es sensitivo y confiable y se obtiene una alta velocidad de operación.



neutro puesto a tierra en forma rígida o a través de una impedancia

Fig. 30 Conexión de un relé de fallas a tierra restringido para un arrollamiento conectado en Y

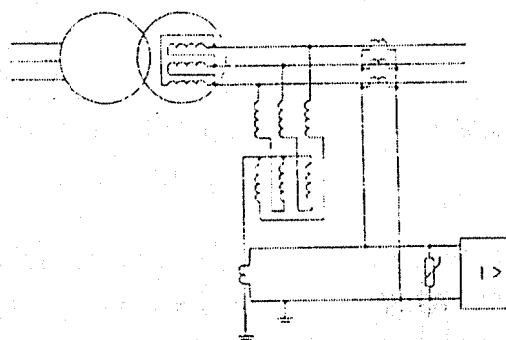


Fig. 31 Conexión de un relé de fallas a tierra restringido para un arrollamiento conectado en D y transformador de puesta a tierra

La corriente, que proviene de los TI's de la línea conectados en forma residual, está balanceada contra la corriente que proviene de un neutro puesto a tierra. Para una falla interna, las corrientes de los TI's tienen direcciones opuestas y se produce una tensión elevada en los extremos de un relé de alta impedancia. La tensión de saturación de los TI's debe ser al menos dos veces la tensión de operación U_s del relé.

Para una falla externa, la corriente circula entre los TI's. El relé es luego estable para todas las fallas externas aún si uno de los TI's se saturara.

Los TI's en las fases y en el neutro deben estar, si es posible, dedicados al relé solamente y deben tener exactamente la misma relación de transformación. No se puede aceptar corrección del número de espiras.

Este tipo de relé provee una protección más sensitiva que la diferencial del transformador pero no es backup de un relé diferencial de transformador el cual proteja ambos arrollamientos de baja y alta tensión. El relé puede tener que compartir los núcleos de TI con el relé diferencial (ver fig. 32).

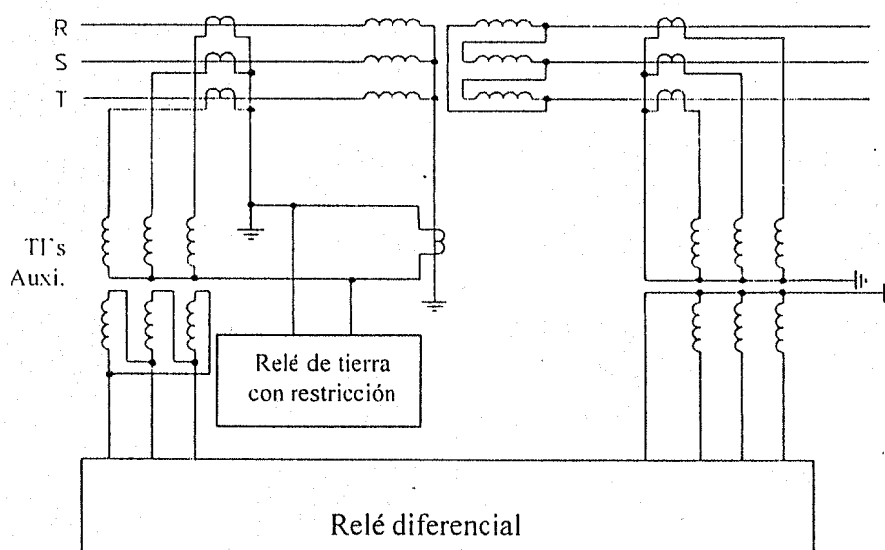


Fig. 32 Relés diferencial de transformador y de falla a tierra restringido en los mismos núcleos de los TI's

Otra posibilidad de protección de fallas a tierra es la utilización de un relé de tensión residual conectado a transformadores de tensión conectados en triángulo abierto; el mismo mide el desplazamiento del neutro para cualquier tipo de falla a tierra en la red. El relé puede ser backup de otros relés de tierra y debe tener por lo tanto un retardo suficiente con respecto a estos.

Un ajuste normal de este tipo de relés en redes puestas a tierra de alta impedancia, es de 10-40% de la tensión de fase.

7.4 RELÉ TÉRMICO

Un relé térmico (unidad 49) opera si el calor desarrollado dentro del relé como resultado de las condiciones internas o externa excede cierto nivel especificado. El relé utiliza las entradas de los TI's para monitorear el calentamiento por I^2R en el equipo protegido. Este relé es diferente al relé de temperatura (punto 5.1.10.5) el cual utiliza un dispositivo que censa la temperatura del equipo monitoreado. En la fig. 34 se muestra el circuito típico de un relé térmico típico.

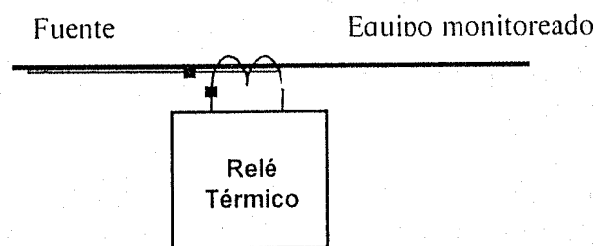


Fig. 34 Relé térmico que monitorea las pérdidas I^2R en el equipo protegido

7.5 RELÉ DE TEMPERATURA

Un relé térmico (unidad 49) mide la temperatura externa del equipo protegido. El monitoreo de la temperatura se realiza por medio de un RTD (Resistance Temperature Detector), bulbo de gas, termocupla u otro dispositivo para censar temperatura instalado en el punto a ser monitoreado. La fig. 35 muestra un relé de temperatura típico.

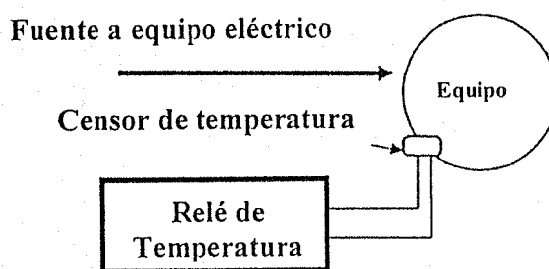


Fig. 35 Montaje de relé típico de temperatura

7.6 RELÉ DE RÉPLICA DE LA TEMPERATURA

Estos relés (unidad 49) están diseñados para llevara cabo una elevación de la temperatura proporcional a la elevación de la temperatura del equipo protegido, o conductor, sobre un rango de valores. Se pasa, a través de un elemento de calentamiento en el relé, una corriente proporcional a la corriente que pasa por el equipo protegido. El relé está diseñado para simular el calentamiento y enfriamiento de los aparatos protegidos. La modelación del enfriamiento del equipamiento protegido es esencial para proteger al equipo de ser puesto en servicio nuevamente demasiado pronto, luego que ha

sido desconectado por una sobrecarga térmica. La fig. 36 muestra el circuito de un relé típico de réplica de la temperatura.

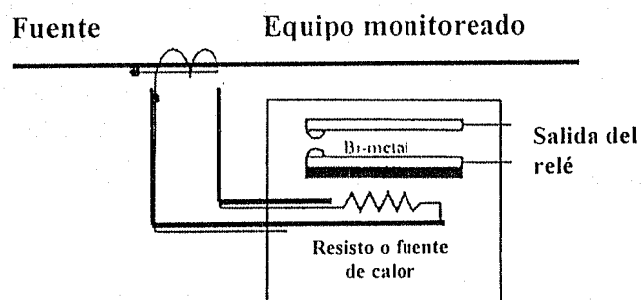


Fig. 36 Diagrama circuital del relé réplica