

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“CRITERIOS PARA LA CALIBRACIÓN DE RELÉS DIFERENCIALES
PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ENRIQUE BALTAZAR SALAZAR JARAMILLO

PROMOCIÓN

1975-1

LIMA-PERÚ

2002

**CRITERIOS PARA LA CALIBRACIÓN DE RELÉS DIFERENCIALES
PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

***A mis padres, por darme lo que tengo,
a mi esposa por su amor y comprensión
y a mis hijos por alentarme siempre.***

SUMARIO

El presente trabajo trata sobre la protección diferencial de los transformadores de potencia, desde el punto de vista del ajuste de los parámetros, en los relés encargados para este propósito. El trabajo está dividido en cuatro capítulos:

Capítulo 1. Protección de transformadores de potencia: trata sobre los problemas que se pueden presentar durante la vida de los transformadores y las medidas que se deben tener en cuenta para su adecuada protección.

Capítulo 2. El relé de Protección Diferencial: se refiere exclusivamente a la Protección Diferencial de los Transformadores, su modo de funcionamiento y las bases teóricas para su ajuste.

Capítulo 3. Cálculos y Calibraciones: se presentan aplicaciones de protecciones diferenciales a transformadores de potencia instalados en cuatro Sub Estaciones del país y con relés de diferentes tecnologías.

Capítulo 4. Puesta en Servicio: Se enumeran las consideraciones que se deben tener en cuenta para la puesta en servicio de los relés de protección diferencial.

Finalmente se enumeran algunas Conclusiones y Recomendaciones que se obtienen del presente trabajo.

ÍNDICE

| | Página |
|--|-----------|
| INTRODUCCIÓN | |
| 1. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA | 1 |
| 1.1. Introducción | 1 |
| 1.2. Fallas en los transformadores | 2 |
| 1.2.1. Causas internas | 2 |
| a). Puesta a tierra de un arrollamiento | 3 |
| b). Cortocircuito entre fases | 6 |
| c). Cortocircuito entre espiras | 7 |
| d). Fallas entre arrollamientos de diferente tensión | 9 |
| e). Falla del aislamiento del núcleo | 9 |
| 1.2.2. Causas externas | 10 |
| a). Cortocircuitos en el sistema | 10 |
| b). Sobrecargas | 10 |
| c). Sobretensiones | 11 |
| d). Reducción de la frecuencia del sistema | 12 |
| 1.3. Protección de transformadores | 13 |
| 1.3.1. Protección de sobrecargas | 14 |
| 1.3.2. Protección de cortocircuitos | 15 |

| | |
|--|-----------|
| 1.3.3. Protección de fallas a tierra | 15 |
| 1.3.4. Protección diferencial | 17 |
| 1.3.5. Protección de sobreexcitación | 20 |
| 1.3.6. Protección Buchholz | 22 |
| 1.3.7. Relés de protección multifunción o integrales | 23 |
| 2. EL RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL | 25 |
| 2.1. Introducción | 25 |
| 2.2. El principio de la protección diferencial | 27 |
| 2.3. Desigualdad entre las relaciones de los TCs y las relaciones del transformador de potencia | 31 |
| 2.4. Relación variable del transformador de potencia a causa del conmutador de tomas. | 35 |
| 2.5. Desfasaje entre las corrientes primarias y secundarias para las conexiones delta–estrella | 38 |
| 2.6. Corrientes de magnetización de inserción, sobreexcitación y saturación de los TCs. | 40 |
| 2.6.1. Corrientes de inserción | 40 |
| 2.6.2. Sobreexcitación de transformadores | 43 |
| 2.6.3. Saturación de los TCs | 47 |
| 3. CÁLCULOS Y CALIBRACIONES | 49 |
| 3.1. Introducción | 49 |
| 3.2. Aplicación 1: Sub-Estación Huarangal | 54 |
| 3.2.1. Selección de Transformadores de corriente principales | 54 |

| | |
|--|------------|
| 3.5.3. Ajustes en el relé | 89 |
| 3.5.4. Cálculo para diversas condiciones de operación sin falla interna | 93 |
| 4. PUESTA EN SERVICIO | 98 |
| 4.1. Consideraciones e inspecciones previas a la Puesta en servicio | 98 |
| 4.2. Ajuste de parámetros | 101 |
| 4.3. Pruebas previas a la energización | 101 |
| 4.4. Pruebas con el transformador energizado | 102 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 104 |
| BIBLIOGRAFÍA | 107 |

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo pretende dar a conocer el procedimiento de calibración de los relés de protección diferenciales. Como sabemos, el desarrollo de la tecnología ha llevado a los relés a ampliar sus prestaciones y por lo tanto a aumentar los parámetros que se tienen que conocer para su adecuado ajuste.

Antes de empezar el tema central, se enumeran y describen brevemente las diferentes causas que pueden originar fallas del aislamiento de los transformadores y a continuación se analizan los dispositivos y esquemas utilizados para detectar las perturbaciones de la red y las fallas internas de los transformadores. Seguidamente se trata sobre la protección diferencial específicamente, su principio de funcionamiento y su evolución tecnológica, desde los relés electromecánicos, hasta los relés con microprocesadores, se hace una descripción de un relé moderno con microprocesador. A continuación se analizan sus aplicaciones para cuatro casos, en los cuales se han utilizado relés de diferentes tecnologías, estas aplicaciones pretenden realizar una comparación de su modo de ajuste. Finalmente se trata de la puesta en servicio de estos relés, pruebas y ajustes, muy necesario para la correcta operatividad de la protección.

Este trabajo se ha efectuado por la necesidad de precisar cuales son los parámetros importantes para la calibración de los relés, así como dar a

conocer las nuevas prestaciones que integran los relés con microprocesadores. No pretende ser una guía que contenga todo lo relacionado a estos relés, sin embargo, se ha tratado de reunir las características más saltantes que ofrecen los principales fabricantes de relés. La selección de las aplicaciones se ha realizado cuidadosamente a fin de brindar un panorama general de los tipos principales de relés fabricados en las últimas tres décadas.

Espero que este modesto trabajo sirva como punto de partida para entender las nuevas generaciones de estos relés en comparación con los relés más antiguos, que si bien es cierto, no tenían muchos parámetros para su calibración, había que tener mucho cuidado con las conexiones externas de los transformadores de corriente tanto principales como auxiliares o de interposición.

CAPÍTULO 1

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.1 INTRODUCCIÓN

El transformador de potencia es uno de los más importantes enlaces en un sistema de transmisión y distribución de potencia.

El desarrollo de sistemas de potencia modernos se ha reflejado en los avances en el diseño de transformadores. Esto ha dado como resultado una amplia variedad de transformadores desde unos pocos kVA a varios cientos de MVA estando disponibles para su uso en diferentes aplicaciones.

Las consideraciones para un sistema de protección de transformador varían con la aplicación y con la importancia. Con el fin de reducir el esfuerzo térmico así como las fuerzas electrodinámicas, es aconsejable que el sistema de protección del transformador minimice el tiempo durante el cual la falla está presente en el interior de la máquina.

En transformadores de distribución, la protección mediante fusibles ó relés de sobreintensidad del tipo de tiempo inverso o instantáneos puede llegar a ser efectiva y económicamente justificable; sin embargo, debido a los requerimientos de coordinación con la protección del sistema de potencia aguas abajo, esto da como resultado un retraso en el despeje de la falla para algunos defectos de una magnitud baja. Un retraso en el tiempo de despeje de una falla de gran magnitud, en transformadores de mayor tamaño, donde

han de considerarse los efectos en la operación y estabilidad del sistema, no es aceptable, y por lo tanto es deseable una protección de alta velocidad, para todos los tipos de faltas.

1.2 FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES

Las fallas en los transformadores se pueden producir por dos causas:

- Internas: Las fallas que se producen dentro del tanque.
- Externas: Las fallas o condiciones anormales que se originan o producen en el sistema, en la red.

1.2.1 Causas Internas

Estas son debidas a fallas de aislamiento internas. Cuando se producen fallas internas, el transformador debe aislarse rápidamente de la fuente de alimentación a fin de evitar mayores daños. Una falla en un devanado de un transformador es controlado en magnitud no solamente por la impedancia de la fuente y la impedancia de puesta a tierra del neutro, sino también, por la reactancia de dispersión del transformador y el hecho de que la tensión de falla puede diferir de la tensión del sistema de acuerdo a la posición de la falla en el devanado.

Dentro de este tipo de fallas tenemos las siguientes (Ver Fig 1.1):

- a) Puesta a tierra de un arrollamiento
- b) Cortocircuito entre fases
- c) Cortocircuito entre espiras
- d) Fallas entre arrollamientos a diferente tensión
- e) Falla del aislamiento del núcleo.

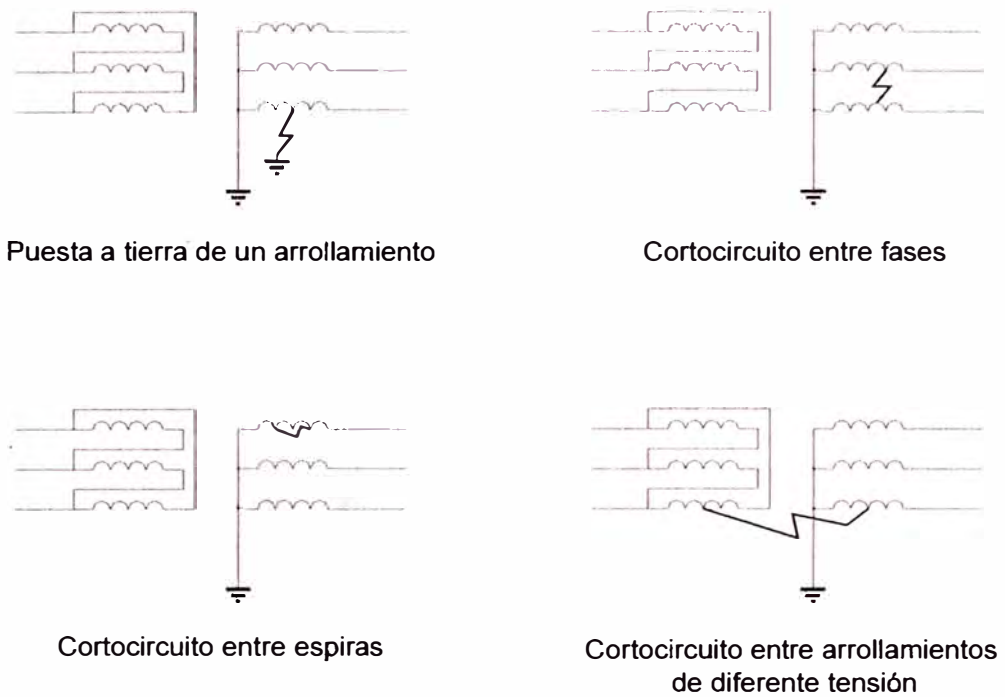


Fig.1.1. Posibles fallas internas en los arrollamientos de los transformadores

a). Puesta a tierra de un arrollamiento

Dependiendo de la conexión del transformador y la conexión de la puesta a tierra del neutro se presentan los siguientes casos:

- Devanados conectados en estrella con el punto neutro conectado a tierra a través de una impedancia.
- Devanados conectados en estrella con el punto neutro conectado a tierra sólidamente.
- Devanados conectados en delta

a.1) *Devanados conectados en Y con el punto neutro conectado a tierra a través de una impedancia*

Una falla a tierra de devanado conectado de este modo causará una corriente la cual dependerá del valor de la impedancia de puesta a tierra y es también proporcional a la distancia de la falla al punto neutro del devanado ya que la tensión de falla será directamente proporcional a esa distancia.

La relación de transformación entre el devanado primario y las espiras cortocircuitadas también varían con la posición de la falla, tal que la corriente que fluye en los terminales del devanado primario será en proporción al cuadrado de la fracción del devanado que está cortocircuitado. El efecto es mostrado en la Fig. 1.2, en la cual puede notarse que las fallas en el tercio menor del devanado producen una corriente muy pequeña en los terminales del devanado primario.

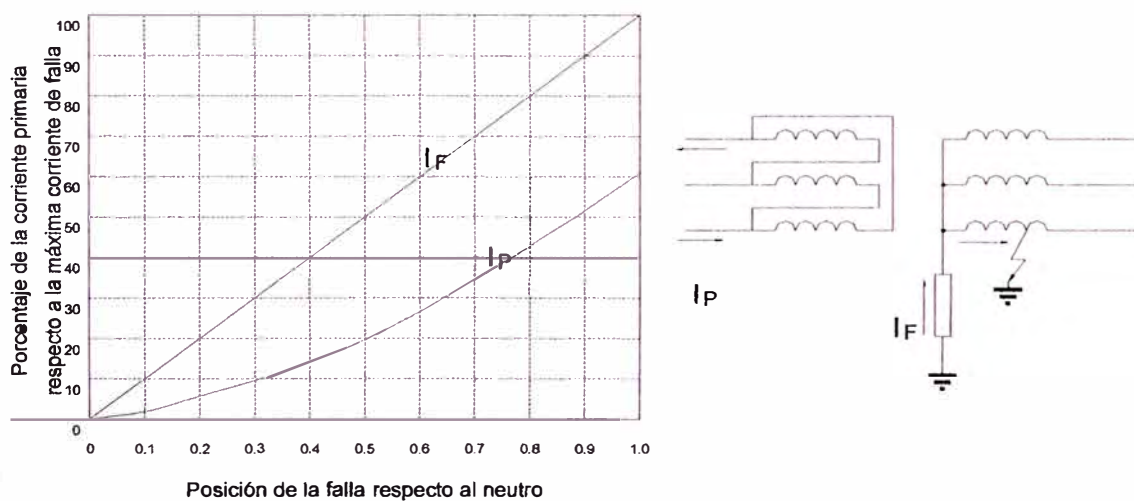


Fig. 1.2 Limitación de la magnitud de falla en un sistema puesto a tierra a través de una impedancia

a.2) *Devanados conectados en Y con el punto neutro conectado sólidamente a tierra*

La corriente de falla en este caso es controlada principalmente por la reactancia de dispersión del devanado, la cuál varía de una manera compleja con la posición de la falla. La tensión del punto de falla también es un factor importante como en el caso de la puesta a tierra mediante impedancia, pero la reactancia decrece rápidamente para puntos cercanos al punto neutro, tal que la corriente de falla, es realmente mayor para una falla cerca al terminal neutro del devanado. La variación de la corriente con la posición de la falla se puede apreciar en la Fig. 1.3.

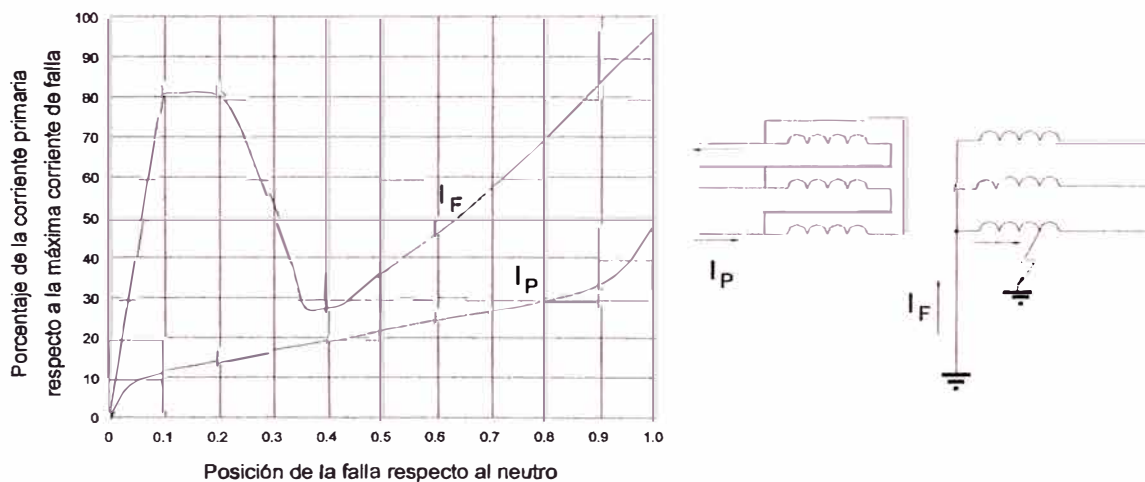


Fig. 1.3. Limitación de la magnitud de falla en un sistema puesto a tierra a través de una impedancia

La corriente de falla es modificada como antes, por la relación de transformación, para dar la corriente de entrada. Como la magnitud de la corriente de falla permanece alta en todo el devanado y además, la escala general de la corriente es alta, en ausencia una impedancia externa que la

limite, la curva de la corriente de entrada permanece a un mismo nivel para fallas en la mayoría de puntos a lo largo del devanado.

a.3) Devanados conectados en delta

Ninguna parte del devanado conectado en delta opera con una tensión a tierra de menos del 50% de la tensión de fase. El rango de la magnitud de la corriente de falla para tales devanados es por lo tanto menor que para los devanados conectados en estrella. El valor real de la corriente de falla dependerá del modo en que el sistema está puesto a tierra; también debe recordarse que la impedancia del devanado conectado en delta es prácticamente alto para corrientes de falla que fluyen a un punto ubicado centralmente en una fase. La impedancia puede estar entre 25% y 50% basado en la potencia del transformador, prescindiendo de la impedancia balanceada normal para corrientes pasantes. Como la tensión a tierra de prefalla en este punto es la mitad de la tensión de fase normal, la corriente de falla a tierra puede ser mayor que la corriente nominal o menor que este valor si la impedancia de la fuente o la impedancia de puesta a tierra es despreciable. La corriente fluirá a la falla de cada lado a través de los dos medios devanados y será dividida entre dos fases del sistema. Las corrientes de fase individuales pueden ser por lo tanto relativamente bajas, un hecho que debe ser recordado cuando se considera el funcionamiento de un esquema de protección.

b). Cortocircuito entre fases

Las fallas entre bobinados de diferentes fases son relativamente raras; cuando ocurren estas fallas causan una corriente comparable con las

corrientes de falla a tierra discutida en transformadores con el neutro conectado sólidamente a tierra. Sin embargo, es usual que los transformadores AT/MT dispongan de regulación en carga, que cambia de relación de transformación modificando el número de espiras de uno de los arrollamientos (normalmente el de AT); las fallas en los conmutadores generalmente ocasionan cortocircuitos entre fases diferentes.

Los cortocircuitos entre fases también se pueden producir entre los aisladores pasatapas debido a una reducción del nivel de aceite no detectada.

c). Cortocircuito entre espiras

En los transformadores de BT, la ruptura del aislamiento entre espiras es poco probable que ocurra a menos que una fuerza mecánica en los devanados, debido a un cortocircuito externo, haya causado frotamiento o rotura del aislamiento, o porque, se haya permitido una excesiva humedad en el aceite.

En los transformadores de AT conectados a una línea aérea de un sistema de transmisión, es muy probable que sea sometido a tensiones de ondas de impulso. Una onda en la línea, la cual puede tener una magnitud de varias veces la tensión nominal del sistema, se concentrará en las espiras finales del devanado debido a la alta frecuencia equivalente del frente de onda. El aislamiento entre espiras, de las espiras finales es reforzado, pero no puede ser incrementado en proporción al aislamiento a tierra, el cual es relativamente grande. Por lo tanto, el riesgo de una disrupción de una parte del devanado comparada con las fallas de aislamiento a tierra es

comparativamente alto. Está demostrado que el 70% a 80% de todas las fallas de los transformadores son debidas a fallas entre espiras. El subsiguiente progreso de la falla, si no es detectado en su estado inicial, puede destruir la evidencia de la verdadera causa.

Un cortocircuito de unas pocas espiras de un devanado producirá una elevación fuerte de corriente de falla en el bucle, pero las corrientes en los terminales de entrada serán muy pequeños, debido a la alta relación de transformación entre el devanado total y las espiras cortocircuitadas.

En la Fig. 1.4 se muestra los datos correspondientes para un transformador típico de 3.25% de impedancia normal con espiras cortocircuitadas localizadas simétricamente en el centro del devanado.

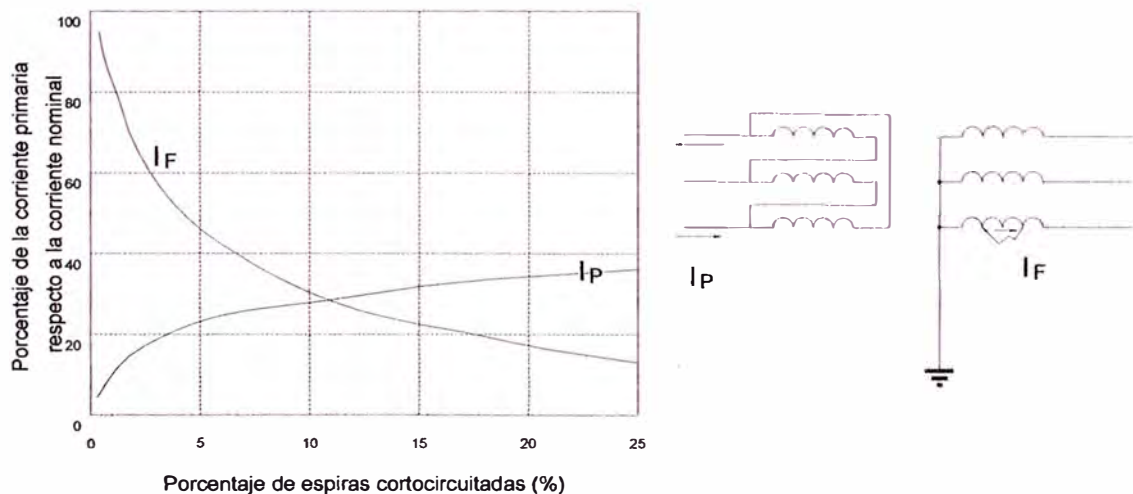


Fig. 1.4. Corriente de falla entre espiras vs. número de espiras cortocircuitadas

d). Fallas entre arrollamientos de diferente tensión

Debido al cuidado que se tiene en el diseño y construcción de los transformadores, la probabilidad de falla entre arrollamientos de diferente tensión es muy baja, prácticamente no se producen.

e). Falla del aislamiento del núcleo

Las fallas del núcleo pueden ocurrir debido al deterioro del aislamiento de las laminaciones, las que pueden cortocircuitarse dando lugar a sobrecalentamientos originadas por las corrientes parásitas. Los pernos de amarre del núcleo siempre son aislados, para evitar este problema. Si cualquier porción del núcleo sufre defecto, el resultado es un calentamiento que puede alcanzar una magnitud tal que dañaría el devanado.

Las pérdidas adicionales en el núcleo causan severos calentamientos locales, que no producen un notable cambio en las corrientes de entrada y podrían no ser detectados por la protección eléctrica normal; no obstante, es muy importante que esta condición sea detectada antes de que se cree una falla mayor. Afortunadamente, en los transformadores inmersos en aceite, si el calentamiento de cualquier parte de la estructura del núcleo es suficiente para causar daño al aislamiento del devanado, también causará descargas en el aceite que son acompañadas de una producción de gas. Este gas escapará al conservador, y es utilizado para operar un relé mecánico.

1.2.2 Causas Externas

Son las que se producen fuera del tanque del transformador. Dentro de este tipo de causas tenemos:

- a) Cortocircuitos en el sistema
- b) Sobrecargas
- c) Sobretensiones
- d) Reducción de la frecuencia del sistema

a). Cortocircuitos en el sistema

Estas pueden producirse en las conexiones externas del transformador pero cubiertas por los dispositivos de protección, como las descargas en los cuernos de protección contra sobretensiones, o los cortocircuitos en la red que no están cubiertas por los dispositivos de protección diferencial.

En caso de ocurrir fallas externas al transformador, la intensidad de falla recorre sus arrollamientos y si persiste durante un tiempo sin ser eliminada puede ocasionarle daños. Con el fin de poder cuantificar la capacidad que tiene un transformador para poder soportar una corriente de cortocircuito, las normas consideran el caso más crítico, que se produce cuando el cortocircuito está limitado solamente por su reactancia.

b). Sobrecargas

Durante condiciones normales de servicio, pueden producirse situaciones en las que, la carga sea ligeramente mayor a la nominal del transformador. Esto es permisible siempre y cuando sea tolerado por los límites de calentamiento de los arrollamientos.

Debido al notable efecto que la temperatura tiene sobre la vida del aislamiento, las normas regulan los valores de sobrecarga asociados con el tiempo de permanencia y la temperatura de los arrollamientos previa a la sobrecarga. Además de las sobrecargas se debe considerar también la posibilidad de sobrecalentamiento debido a las fallas en el sistema de refrigeración.

c). Sobretensiones

Las condiciones de sobretensión son de dos tipos:

- Sobretensiones transitorias
- Sobretensiones a frecuencia industrial

Las sobretensiones transitorias producidas por rayos o maniobras pueden causar fallas entre espiras. Estas sobretensiones son limitadas usualmente conectando en paralelo entre los terminales de AT y tierra un explosor de varillas (cuernos) o un disipador de sobretensiones, el cual comprende una cadena de cortos explosores en serie con una resistencia no lineal. El disipador de sobretensiones tiene la ventaja de que extingue el flujo de corriente de potencia después que descarga un disipador, evitando de este modo una falla en el sistema que podría requerir que el transformador sea aislado, que es lo que pasa con un simple chispero de protección.

Las sobretensiones a frecuencia industrial causan tanto un incremento en los esfuerzos en el aislamiento como un incremento proporcional en el flujo de trabajo. Este último efecto causa un incremento de las pérdidas en el hierro y un incremento desproporcionado de la corriente de magnetización. En suma, parte del flujo es desviado del núcleo a las partes estructurales de

hierro. En particular bajo condiciones de sobreexcitación del núcleo, los pernos de ajuste, los cuales normalmente conducen un pequeño flujo, pueden estar sometidos a una componente grande de flujo derivado del núcleo altamente saturado y restringido a una región.

Bajo tales condiciones, los pernos pueden ser calentados rápidamente alcanzando temperaturas que pueden destruir su propio aislamiento y dañar el aislamiento de las bobinas, si esta condición se mantiene.

d). Reducción de la frecuencia del sistema

La reducción de la frecuencia en el sistema tiene un efecto con relación a la densidad de flujo similar a la de una sobretensión.

Un transformador puede trabajar con algún grado de sobretensión y con un correspondiente incremento en la frecuencia, pero la operación del transformador no debería continuar con una entrada de tensión alta a una baja frecuencia.

La operación no puede ser mantenida cuando la relación de tensión a frecuencia excede la unidad en un pequeño valor, por ejemplo si $V/f > 1.1$, con estas cantidades dadas en valores por unidad de sus valores nominales. La base de "unidad de tensión" debería ser tomado como la tensión más alta para la cual el transformador está diseñado, si se ha considerado en el diseño, una elevación mantenida de la tensión del sistema.

1.3 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

Antes de pasar a estudiar plenamente el relé de protección diferencial vamos a estudiar brevemente las protecciones principales que se aplican a los transformadores de potencia.

En base a las posibles causas de fallas y fallas que se pueden producir en los transformadores de potencia se dispone de un adecuado esquemas de protección. En la Tabla 1.1 se muestra el tipo de protección usado para detectar las diferentes fallas.

Tabla 1.1. Esquemas de protección usados para los transformadores de potencia

| Tipo de protección | Fallas internas | | | | | Fallas externas | | | |
|-------------------------------|-------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|---|----------------------------------|------------------------------|-------------|----------------|-----------------|
| | Puesta a tierra de un arrollamiento | Cortocircuito entre fases | Cortocircuito entre espiras | Fallas entre arrollamientos a diferente tensión | Falla del aislamiento del núcleo | Cortocircuitos en el sistema | Sobrecargas | Sobretensiones | Sobreexcitación |
| Protección diferencial | X | X | X | X | | | | | |
| Protección de cortocircuitos | | | | | | X | | | |
| Protección de fallas a tierra | X | | | | | | | | |
| Relé Buchholz | X | X | X | X | X | | | | |
| Protección de sobrecargas | | | | | | | X | | |
| Sobreexcitación | | | | | | | | | X |
| Cuernos y pararrayos | | | | | | | | X | |
| Relés numéricos multifunción | X | X | X | X | | X | X | | X |

1.3.1 Protección de sobrecargas

El propósito de la protección de sobrecarga es prevenir de los sobrecalentamientos del transformador debido a altas sobrecargas inadmisibles. Un simple relé de sobrecorriente temporizado puede realizar esta función en el caso de pequeños transformadores, con la desventaja de no tomar en cuenta la historia de la carga previa a la sobrecarga. Usando un relé de sobrecorriente es solamente una aproximación y no una verdadera protección de sobrecarga.

Como la protección contra sobrecargas está basada en la temperatura de los devanados, para los grandes transformadores se utiliza una técnica llamada de *imagen térmica* que consta de un sensor térmico ubicado en un pequeño depósito localizado cerca de la parte superior del tanque, en el aceite caliente y en este depósito está también ubicado un pequeño calentador alimentado de un transformador de corriente en el terminal de baja tensión de una fase, y produce una sobretemperatura local, similar a la del devanado principal, sobre la temperatura del aceite.

El elemento sensor experimenta, por lo tanto, una temperatura similar a la del devanado, bajo todas las condiciones, tomando en cuenta correctamente los efectos de la temperatura ambiente y la historia de carga previa. Tal relé usualmente detecta varias temperaturas definidas y da una alarma en cada etapa para incrementar la refrigeración forzada y así iniciar una reducción de la carga. El transformador es retirado únicamente, si la sobrecarga persiste por un período largo o la elevación de temperatura alcanza sus límites máximos permisibles.

Una temperatura de alrededor de 95°C es considerada como el valor máximo normal de trabajo, más allá de la cual, si se mantiene una sobretemperatura de 8 a 10°C, se puede reducir a la mitad la vida del transformador.

1.3.2 Protección de cortocircuitos

El cortocircuito se manifiesta por medio de una sobrecorriente que exceda la máxima corriente permisible del transformador. Son características de fallas entre fases o de fallas de fase a tierra, pero pueden ocurrir durante la operación normal como por ejemplo, cuando se energiza el transformador.

Los dispositivos de protección de sobrecorriente continuamente vigilan la corriente que está pasando por el transformador y emiten una orden de disparo al interruptor, cuando la corriente excede del ajuste de corriente y el tiempo de retardo fijados (o el tiempo propio de su característica de operación).

1.3.3 Protección de fallas a tierra

Un sistema simple de sobrecorriente y falla a tierra no dará buena protección para el devanado primario conectado en estrella, particularmente si el neutro está conectado a tierra a través de una impedancia. El grado de protección es mucho mejor con la aplicación de un sistema de falla a tierra diferencial o protección de falla a tierra restringida (REF), como se muestra en la Fig. 1.5. La corriente residual de los transformadores de corriente de las tres líneas está balanceada contra la salida de un transformador de corriente en el conductor neutro. El relé es del tipo de alta impedancia y el sistema opera para fallas dentro de la región entre transformadores de

corriente, esto es, para fallas en los devanados estrella en cuestión. El sistema permanecerá estable para todas las fallas fuera de esta zona.

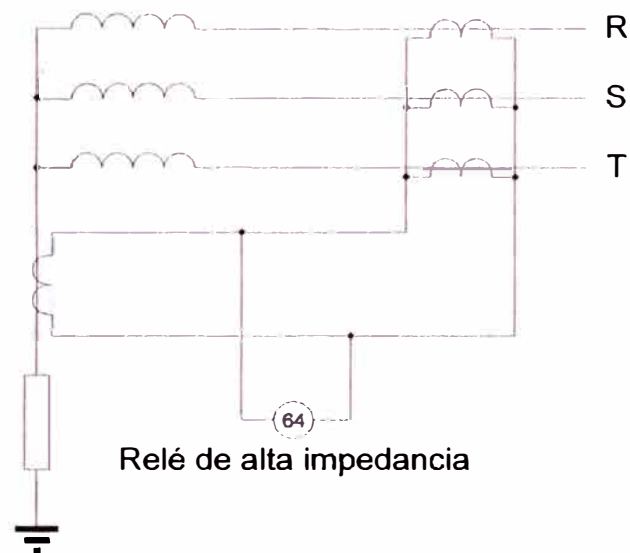


Fig. 1.5 Protección de falla a tierra restringida para un devanado en estrella

El beneficio de la actuación de esta protección no solo viene de usar un relé instantáneo con ajuste bajo, sino también porque la corriente de falla total es medida, no meramente, la componente transformada en el devanado primario en la AT. Desde que, los niveles de corriente probables, disminuyen progresivamente al acercarse la falla al neutro, considerado como final del devanado, la ley del cuadrado que controla la corriente de línea primaria no es aplicable, y con un ajuste efectivo bajo, se puede cubrir un buen porcentaje del devanado.

La protección de falla a tierra restringida es a menudo aplicada cuando el neutro está conectado sólidamente a tierra. Ya que la corriente de falla después permanece a un valor alto incluso para las últimas espiras del

devanado (Fig. 1.3), virtualmente se obtiene una protección completa para fallas a tierra, lo cual es un beneficio comparado con el comportamiento de sistemas en los cuales no se mide la corriente en el conductor neutro.

La protección de falla a tierra aplicada a devanados conectados en delta o estrella no puesta a tierra es inherentemente restrictiva, ya que la componente de secuencia cero no puede ser transmitida a través del transformador en el sistema secundario. Por lo tanto puede ser usado un relé de alta impedancia, dando una operación rápida y estabilidad para fallas de fase.

Ambos devanados de un transformador pueden ser protegidos separadamente con una protección de falla a tierra restringida, de este modo proporcionan una protección de alta velocidad contra fallas a tierra para el transformador completo con un dispositivo relativamente simple.

1.3.4 Protección diferencial

En este caso, se comparan las amplitudes de las corrientes aguas arriba y aguas debajo de la unidad protegida. Se considera que una falla existe, tan pronto como la diferencia entre las dos corrientes no es cero. Por esta razón, uno de los nombres para este tipo de esquema de protección es *protección diferencial*; otro es *corriente circulante*, debido a como puede ser visto del circuito básico para la protección de un transformador de potencia de dos devanados mostrado en la Fig. 1.6, la corriente que circula alrededor del circuito formado por los secundarios de los transformadores de corriente

TC1 y TC2 y los cables que los conectan. Se vigila o mide la corriente diferencial o de fuga

$$I_d = I_1 - I_2$$

que pasa a través del dispositivo de protección. Despreciando todas las imprecisiones (esto es, las diferencias de relación entre los dos conjuntos de TCs y la relación de transformación del transformador de potencia, diferencias debido a las pérdidas del transformador y el conmutador de tomas, etc.), la corriente diferencial I_d será igual a cero bajo todas las condiciones normales de operación, ya que $I_1 = I_2$. Esto se aplica para cada una de las fases del sistema trifásico. La ecuación también se aplica para fallas de fase a tierra fuera de la zona de protección (fallas localizadas en F_{1A} y F_{1B}), cuando nuevamente se omiten las inexactitudes.

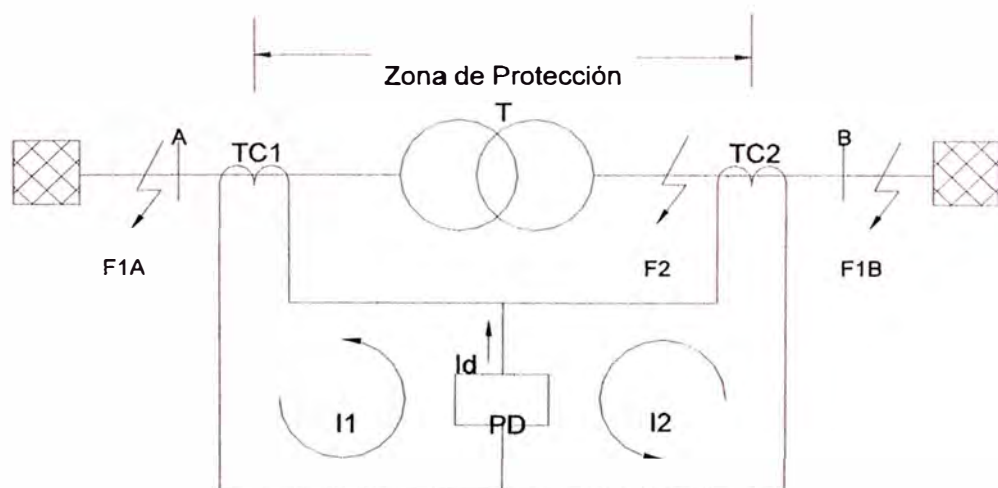


Fig. 1.6. Ejemplo de la detección de fallas utilizando el criterio de corriente diferencial

En el evento de una falla en la zona protegida, la corriente aguas abajo (ejemplo I_2 de la fase fallada se invertirá y el dispositivo de protección medirá la suma en lugar de la diferencia de las corrientes, esto es

$$I_d = I_1 + I_2$$

Si el transformador de potencia es solamente alimentado de un solo lado, la corriente se reduce a

$$I_d = I_1$$

En la práctica, sin embargo, una considerable corriente diferencial puede a veces ocurrir bajo condiciones normales de carga o durante “fallas pasantes”, aun cuando, no hay falla en la zona protegida. Este es especialmente el caso cuando una falla pasante está acompañada por la saturación de los TCs.

Por lo tanto el ajuste de valor de puesta en funcionamiento del dispositivo de protección tiene que ser elegido, por un lado, para que sea confiable bajo la corriente I_d para todas las posibles fallas en la zona protegida, y por otro lado que sea estable para todas las corrientes diferenciales (de operación) durante la operación normal y fallas externas causadas por las inexactitudes y discrepancias dadas arriba. Ya que estas condiciones no pueden ser satisfechas en la práctica, el nivel de la corriente que fluye a través del equipo protegido es usada para una estabilización (frenado) y la protección mide el cociente de la corriente de operación dividida por la corriente de frenado, esto es, la sensibilidad de la protección se reduce al aumentar la corriente pasante. Esto permite a la protección discriminar entre una falla y una condición de carga en la mayoría de los

casos. El frenado armónico es también usado para mantener la estabilidad de la protección durante las corrientes de inserción las cuales fluyen cuando se energiza un transformador de potencia o como resultado de sobretensiones.

Los dispositivos de protección de alta velocidad también hacen necesario corresponder los TCs de la unidad protegida no solamente con respecto a las amplitudes, sino también con respecto a sus comportamiento transitorio, esto es, especialmente las constantes de tiempo de los secundarios de ambos lados de la unidad protegida. Por otro lado, ellos también pueden ser usados en conjunto con los detectores de saturación o incluso permitir que el proceso de medida total sea completado antes que un TC haya tenido tiempo para saturarse.

Las variaciones en la relación de transformación del transformador de potencia causados por el conmutador de tomas puede ser acomodado para un sistema de protección adaptable.

1.3.5 Protección de sobreexcitación

Los efectos de una excesiva densidad de flujo están descritos líneas arriba (Ver 1.2.2 c). Este estado surge solamente de unas condiciones de operación anormales, atribuidas mayormente a errores en la operación.

Cuando se da este estado o condición, no es necesario un disparo de alta velocidad; la operación instantánea es indeseable, ya que, esto podría causar el disparo en una perturbación momentánea del sistema, la cual puede ser considerada segura, si dentro de uno o dos minutos las condiciones normales son restauradas, de lo contrario el transformador debe

ser aislado. La ecuación fundamental para la generación de la f.e.m. en un transformador puede ser dada por:

$$\Phi = k \left(\frac{E}{f} \right)$$

Es necesario detectar una relación de E/f que exceda la unidad, siendo E y f expresados en valores por unidad de sus cantidades nominales.

El sistema de tensiones, que es medido por un transformador de tensión, es aplicado a una resistencia para producir una corriente proporcional; esta corriente, pasada a través de un condensador, produce una caída de tensión que es proporcional a la función en cuestión, E/f , y por lo tanto al flujo en el transformador de potencia.

Por medio de elementos auxiliares se dan dos salidas temporizadas, cada una con múltiples contactos. Los contactos de uno de los elementos, son utilizados para efectuar una operación de control para rectificar la condición anormal y opera después de un tiempo preseleccionado, fijado entre 0.5 s y 1.0 s ó entre 2s y 5s.

El segundo elemento esta dispuesto para disparar el interruptor que alimenta al transformador después de un tiempo preseleccionado de 5s a 30s ó 12s a 120s si la condición anormal persiste.

La protección de sobreexcitación está mayormente confinada a las unidades generador-transformador para las cuales el riesgo de darse esta condición es mayor, aunque también, se han dado casos de este problema de sobreflujo para transformadores instalados en otras partes del sistema.

1.3.6 Protección Buchholz

Un relé Buchholz es una protección estándar fijada a todo transformador de potencia inmerso en aceite, que detecta todas las fallas de aislamiento dentro del tanque del transformador. Las fallas internas originan la formación de gas u ondas de aceite que fluyen desde el tanque hasta el conservador de expansión. Esto se aplica a todas las fallas de fase y tierra en los devanados y a las fallas entre espiras. El relé también detecta pérdidas de aceite causadas por fuga, como también, defectos como rotura y corrosión de conductores y otros defectos de conexiones.

El principio de operación del relé Buchholz está basado en el hecho de que primeramente la presión del gas en la parte superior del tanque del transformador se incrementa debido a la descomposición química del aceite y/o la combustión de los materiales aislantes sólidos y en segundo lugar la masa de gas desarrollada crea una onda de aceite que va hacia conservador.

Un relé Buchholz es instalado en la tubería de conexión entre el tanque del transformador y el conservador. Generalmente comprende dos flotadores uno sobre el otro. El superior opera para una acumulación baja de gas (1º estado) y el inferior a una caída en el nivel de aceite. Una paleta de flujo es usualmente combinada con el flotador inferior el cual en el caso de una onda de aceite opera un contacto de mercurio para ordenar el disparo de los interruptores que alimentan al transformador.

De acuerdo al diseño del transformador, los relés Buchholz también son utilizados para el conmutador bajo carga.

1.3.7 Relés de protección multifunción o integrales

Los relés de la última generación basados en microprocesadores, tienen integradas la mayoría de las funciones de protección para transformadores, además de otras funciones que no eran posible conseguirlas con las protecciones tradicionales. Así tenemos por ejemplo las siguientes funciones integradas en un solo relé:

- Protección diferencial.
- Protección diferencial de falla a tierra (restringida)
- Protección de sobrecorriente de tiempo definido para corrientes de fase y corriente residual.
- Protección de sobrecorriente de tiempo inverso para corrientes de fase, corrientes de secuencia negativa y corriente residual.
- Protección de sobrecarga térmica.
- Protección de sobre y baja frecuencia
- Protección de sobre y baja tensión.
- Programación lógica
- Monitoreo de valores límite

Dentro de la protección diferencial exclusivamente, disponen de:

- Corrección mediante software de las amplitudes y ángulo de desfasaje.
- Filtro de corriente de secuencia cero.
- Característica de múltiple pendiente (2 ó 3)
- Dos elementos diferenciales de ajuste alto.

- Restricción de corriente de inserción de 2º armónico
- Restricción de sobreflujo
- Estabilización para las corrientes pasantes con discriminación de saturación

Adicionalmente estos relés tienen entre otras funciones:

- Comunicación
- Autochequeo
- Registro de eventos
- Registro de las corrientes de operación.
- Medición

Conociendo los diferentes tipos de fallas que se pueden producir dentro del transformador, así como las diversas protecciones que requiere, nos centraremos ahora, específicamente a la protección diferencial, que es, una de las más importantes para la protección de los transformadores de potencia.

CAPÍTULO 2

EL RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL

2.1 INTRODUCCIÓN

El relé de protección diferencial es un dispositivo para detectar fallas internas del transformador. Cuando se produce una falla interna, generalmente se manifiestan tres características que proveen los medios para detectar esta falla:

- Incremento de la corriente de fase
- Incremento en la corriente diferencial
- Formación de gas causado por el arco de falla

La protección de sobrecorriente con fusibles o relés proveen el primer tipo de protección contra fallas internas de transformadores, hasta ahora continua su aplicación para transformadores de pequeña potencia. El principio de protección diferencial para los transformadores se introduce con la conexión de un relé de sobrecorriente de tiempo inverso en paralelo con secundarios de los TCs. El principio diferencial con porcentaje, fue aplicado inmediatamente para la protección de transformadores, este tipo de protección, provee excelentes resultados para mejorar la estabilidad de la protección diferencial para fallas externas con saturación de los TCs.

Los relés diferenciales están propensos a funcionamientos defectuosos en la presencia de corrientes de magnetización de inserción la cual resulta

de un transitorio en el flujo magnético del transformador. La primera solución a este problema, fue introducir una temporización intencional en el relé diferencial. Otra propuesta fue desensibilizar el relé por un tiempo dado, para anular la condición de inserción. Otros sugirieron la adición de una señal de tensión para frenar o supervisar el relé diferencial.

Las investigaciones realizadas con relación al contenido de armónicos de las corrientes diferenciales, concluyeron en que estos armónicos proveen información que ayuda a diferenciar las corrientes de falla, de las corrientes de inserción. Inicialmente se propusieron relés diferenciales con retención armónica, solamente para protección de barras. Más adelante se ha desarrollado este método adicionando una retención a los relés diferenciales con porcentaje. Estos primeros relés usaban todos los armónicos para la retención; sin embargo, con el relé que usa solamente el segundo armónico para bloquear, se introduce la idea de *bloqueo armónico* en lugar de *retención*.

Muchos relés de diferenciales de transformadores modernos usan los métodos de retención o bloqueo armónicos. Estos métodos aseguran la estabilidad del relé para casos de muy altos porcentajes de inserción o sobreexcitación. Sin embargo, estos métodos no trabajan en casos con muy bajo contenido de armónicos en la corriente de operación. La retención o bloqueo armónico incrementa la estabilidad para la inserción, pero retarda la operación para fallas internas combinadas con inserción en las fases no falladas.

La sobreexcitación de los transformadores es otra posible causa de operación indebida de los relés diferenciales. Se ha propuesto el uso de una retención de quinto armónico adicional, para evitar tales operaciones indeseadas. Otros han propuesto diversos métodos basados en el reconocimiento de la forma de onda para distinguir entre condiciones de falla y condiciones de inserción y han aplicado estos métodos en los relés para transformadores. Sin embargo, estas técnicas no identifican las condiciones de sobreexcitación del transformador.

Hay últimos estudios para la protección de los transformadores que utilizan únicamente las entradas de corriente. Este método es más confiable para asegurar la estabilidad ante fallas externas, condiciones de inserción y condiciones de sobreexcitación y la confiabilidad de operación ante fallas internas. Combina los métodos de retención y bloqueo armónicos con una técnica de reconocimiento de forma de onda. Este nuevo método usa armónicos pares para la retención y también bloquea la operación usando la componente DC y el quinto armónico.

2.2. EL PRINCIPIO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Los relés de protección diferenciales con retención a porcentaje, han estado en servicio por muchos años. La Figura 2.1 muestra un diagrama de conexión de un relé diferencial típico. Los elementos diferenciales comparan una corriente de operación con una corriente de retención. La corriente de operación (también llamada corriente diferencial), I_d puede ser obtenida

como la diferencia de las corrientes que entran al elemento protegido y salen de él:

$$I_d = |I_1 - I_2| \quad (2.1)$$

I_d es proporcional a la corriente de falla para fallas internas y se aproxima a cero para cualquier otra condición (ideal) de operación.

Siguiendo con el modo más común para obtener la corriente de retención:

$$I_{RT} = k|I_1 + I_2| \quad (2.2)$$

$$I_{RT} = k(|I_1| + |I_2|) \quad (2.3)$$

$$I_{RT} = \text{Max}(|I_1|, |I_2|) \quad (2.4)$$

donde k es un factor de compensación, usualmente tomado como 1 ó 0.5



Fig. 2.1. Diagrama de conexión típico de un relé diferencial

Las ecuaciones 2.3 y 2.4 ofrecen la ventaja de ser aplicables para relés diferenciales con más de dos elementos de retención.

El relé diferencial genera una señal de disparo si la corriente de operación o diferencial I_d , es mayor que un porcentaje de la corriente de retención, I_{RT} :

$$I_d > SLP \cdot I_{RT} \quad (2.5)$$

La figura 2.2, muestra una característica típica de un relé diferencial. Esta característica consiste de una línea continua que tiene una pendiente igual a SLP y una línea continua horizontal que define la corriente mínima de operación del relé, I_{PU} . La región de operación del relé está localizada sobre la pendiente característica (Ecuación 2.5), y la región de retención esta debajo de la pendiente característica.

Los relés diferenciales se desempeñan bien para fallas externas, siempre que los TCs reproduzcan la corriente primaria correctamente. Cuando uno de los TCs se satura o ambos TCs se saturan a diferentes niveles, aparece una falsa corriente de operación en el relé diferencial y podría causar mal funcionamiento. Algunos relés diferenciales usan los armónicos generados por la saturación de los TCs para adicionar retención y evitar mal funcionamiento. Además, la pendiente característica del relé diferencial a porcentaje provee mayor estabilidad para fallas externas con saturación de los TCs. Un porcentaje variable o una pendiente característica dual, incrementa más la estabilidad del relé para fuerte saturación de los TCs. La Figura 2.2 muestra esta característica con líneas punteadas.

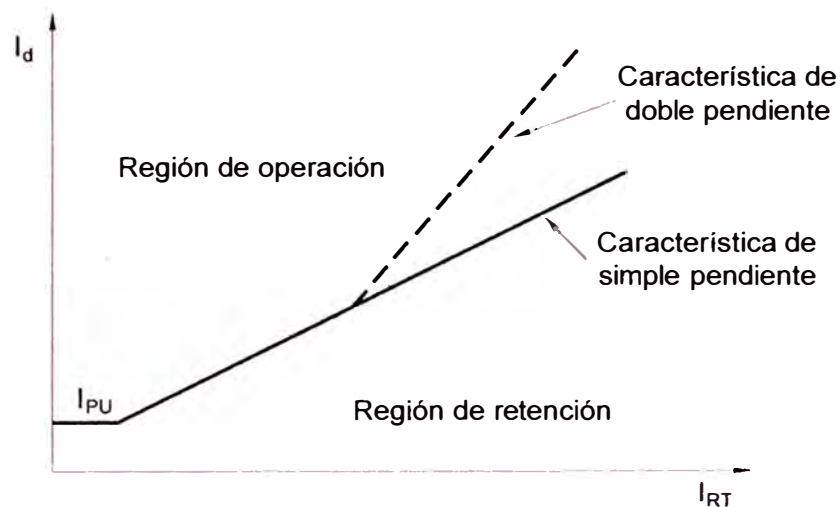


Fig. 2.2. Característica de un relé diferencial con doble pendiente

La saturación es solo una de las causas de corrientes de operación falsas en los relés diferenciales. Otras posibles fuentes de error para el caso de aplicaciones a transformadores de potencia son:

- Desigualdad entre las relaciones de los TCs y las relaciones del transformador de potencia.
- Relación variable del transformador de potencia a causa del conmutador de tomas.
- Desfasaje entre las corrientes primarias y secundarias para las conexiones delta-estrella.
- Corrientes de magnetización de inserción creadas por un transitorio en el transformador a causa de la energización, tensión de recuperación después de aclarar una falla externa o energización de un transformador en paralelo.
- Altas corrientes de excitación causadas por sobreexcitación del transformador.

Las características de los relés de retención a porcentaje típicamente resuelven los dos primeros problemas. Una conexión apropiada de los TCs ó una emulación de tales conexiones en un relé digital (históricamente TCs auxiliares proveían esta función) resuelven el problema del desfasaje. Un problema muy complejo es la discriminación entre corrientes de falla internas y corrientes diferenciales falsas causadas por las corrientes de magnetización de inserción y la sobreexcitación del transformador.

2.3. DESIGUALDAD ENTRE LAS RELACIONES DE LOS TCs Y LAS RELACIONES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Como se ha indicado anteriormente el principio de la protección diferencial está basado en la comparación de las corrientes de todos los terminales de un elemento protegido. Sin embargo, un transformador trifásico introduce una relación de transformación. Adicionalmente, las corrientes primarias de los TCs principales están limitadas por los valores estándares disponibles y crean una desigualdad extra en la amplitud entre las corrientes a ser comparadas por el relé de protección diferencial.

Típicamente, los relés electromecánicos y estáticos requieren una compensación de relación ejecutada fuera del relé mediante una relación adecuada de los TCs auxiliares (TCs de interposición). Algunos relés están equipados con taps para hacer posible una corrección de la desigualdad de relación. Como la corriente diferencial es solamente una combinación lineal de las corrientes de fases de todos los terminales del transformador, algunos relés estáticos compensan esta desigualdad de amplitud utilizando

amplificadores operacionales y no requieren TCs auxiliares, ni especificaciones de conexión para los TCs principales.

Los relés digitales realizan la compensación de relación en forma numérica, permitiendo una reducción del cableado y de la carga de los TCs principales, lo cual, a su vez, mejora las condiciones de operación de los TCs y de todo el sistema de protección.

En principio, para corregir estas desigualdades, se requiere obtener unos factores que al ser aplicados a las corrientes secundarias de los TCs principales se consiga que las corrientes que ingresan a la unidad diferencial sean iguales a las que salen. Estos factores de compensación de relación, para un transformador de tres devanados, están dados por las siguientes relaciones:

$$k_1 = \frac{I_{RELE1}}{\left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_1}\right) \cdot \frac{1}{n_{CT1}}} \quad (2.6)$$

$$k_2 = \frac{I_{RELE2}}{\left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_2}\right) \cdot \frac{1}{n_{CT2}}} \quad (2.7)$$

$$k_3 = \frac{I_{RELE3}}{\left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_3}\right) \cdot \frac{1}{n_{CT3}}} \quad (2.8)$$

Donde:

I_{RELE1} : Corriente nominal del lado 1 del relé diferencial (A).

I_{RELE2} : Corriente nominal del lado 2 del relé diferencial (A).

I_{RELE3} : Corriente nominal del lado 3 del relé diferencial (A)

S : Potencia nominal del transformador de potencia (kVA)

V_1 : Tensión nominal del lado 1 del transformador (kV)

V_2 : Tensión nominal del lado 2 del transformador (kV)

V_3 : Tensión nominal del lado 3 del transformador (kV)

n_{CT1} : Relación de transformación de los TCs principales del lado 1

n_{CT2} : Relación de transformación de los TCs principales del lado 2

n_{CT3} : Relación de transformación de los TCs principales del lado 3

Aplicando estas fórmulas al esquema de protección diferencial mostrado en la Fig 2.3, tenemos como datos los siguientes:

$$I_{RELE1} = I_{RELE2} = I_{RELE3} = 5 \text{ A}$$

$$S = 30 \text{ MVA}$$

$$V_1 = 220 \text{ kV}$$

$$V_2 = 60 \text{ kV}$$

$$V_3 = 22.9 \text{ kV}$$

$$n_{CT1} = 100/5$$

$$n_{CT2} = 200/5$$

$$n_{CT3} = 250/5$$

Por lo tanto:

$$k_1 = \frac{5}{\frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot \frac{1}{20}} = 1.27$$

$$k_2 = \frac{5}{\frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 60} \cdot \frac{1}{40}} = 0.69$$

$$k_3 = \frac{5}{\frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 22.9} \cdot \frac{1}{50}} = 0.33$$

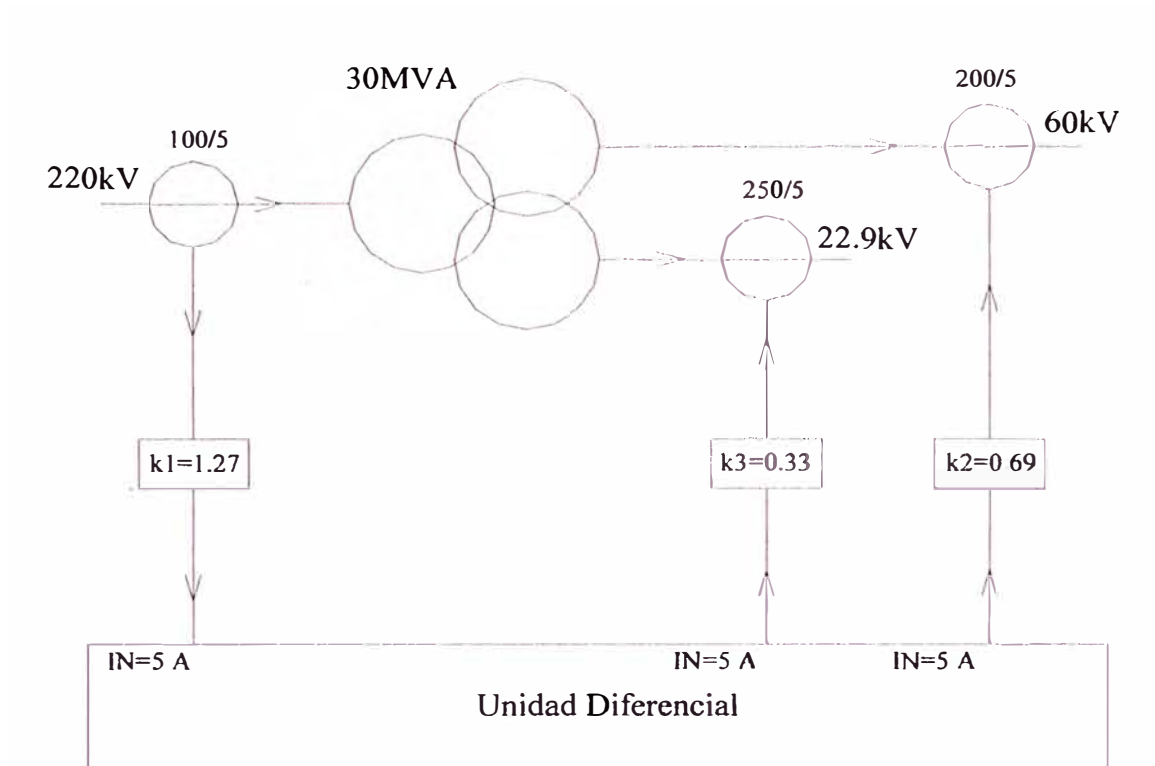


Fig. 2.3. Determinación de los factores de corrección por relación de transformación

2.4. RELACIÓN VARIABLE DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA A CAUSA DEL CONMUTADOR DE TOMAS

Si el transformador tiene un rango de regulación que hace posible que su relación sea variada, esto debe ser permitido por el sistema diferencial. Normalmente la relación de los TCs principales para el devanado con regulación es elegida para la corriente máxima que puede pasar por ellos; sin embargo, para determinar los factores de compensación de relación debería considerarse el valor medio geométrico de los dos valores extremos de corriente: Tap para la tensión mínima y Tap para la tensión máxima. Entonces la Ec. 2.6 quedaría modificada como sigue:

$$k_1 = \frac{I_{RELE1}}{\left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{1RMG}} \right) \cdot \frac{1}{n_{CT1}}} \quad (2.9)$$

Donde:

$$V_{1RMG} = \sqrt{V_{1TAP.MAX} \cdot V_{1TAP.MIN}} \quad (2.10)$$

$V_{1TAP.MAX}$: Tensión V_1 para el tap en máxima tensión

$V_{1TAP.MIN}$: Tensión V_1 para el tap en mínima tensión

También se puede considerar el promedio de las dos valores extremos de corriente ya que las corrientes diferenciales no son muy significativas. Lo que no debe considerarse es el valor de la corriente nominal.

Sin embargo, cuando el tap para la tensión nominal esta en el punto medio del rango de regulación cualquiera de los tres modos de cálculo

pueden considerarse. En la Fig 2.4 se han graficado las corrientes diferenciales porcentuales para diferentes configuraciones del conmutador bajo carga y escalones de 1.5 % de la tensión nominal, así tenemos que para una configuración del conmutador de + 6% y -12%, las corrientes diferenciales son, considerando el cálculo de compensación de relación, con:

| | | |
|-----------------------------|--------------------|-------|
| Corriente nominal: | Tap en V_{MAX} : | 8.6% |
| | Tap en V_{MIN} : | 19.8% |
| Corriente promedio: | Tap en V_{MAX} : | 15.2% |
| | Tap en V_{MIN} : | 13.2% |
| Corriente media geométrica: | Tap en V_{MAX} : | 14.2% |
| | Tap en V_{MIN} : | 14.2% |

Vemos que el menor valor se obtiene considerando la corriente media geométrica y además igual para ambos extremos del tap.

En nuestro ejemplo si tenemos una regulación igual a la mencionada arriba, el factor de compensación será:

$$V_{1MAX} = 220 + (6 \times 1.5/100) \cdot 220 = 239.8 \text{ kV}$$

$$V_{1MIN} = 220 - (12 \times 1.5/100) \cdot 220 = 180.4 \text{ kV}$$

$$V_{1RMG} = \sqrt{239.8 \times 180.4} = 207.99 \text{ kV}$$

y por lo tanto, usando la Ec 2.9, tendríamos:

$$k_1 = \frac{5}{\frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 208} \cdot \frac{1}{20}} = 1.20$$

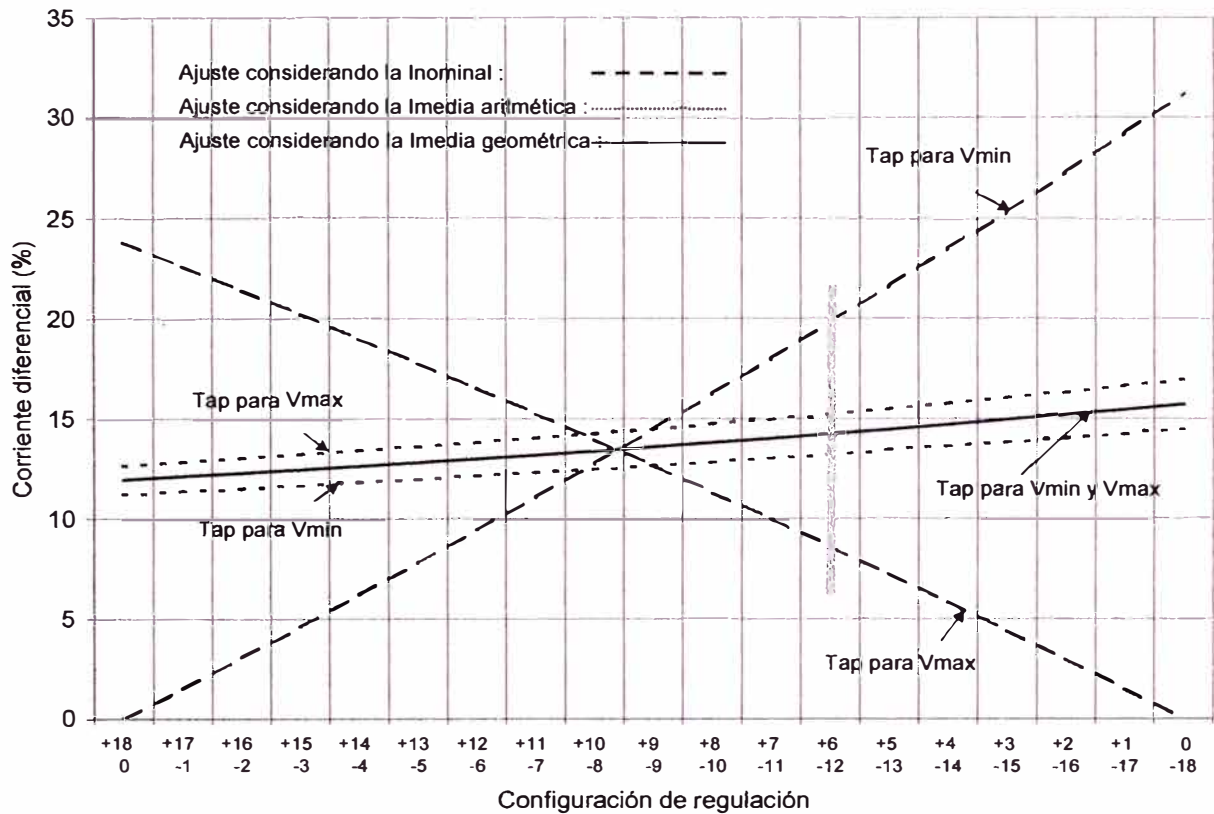


Fig 2.4. Comparación de corrientes diferenciales para varias configuraciones de un regulador bajo carga de 19 posiciones con escalones de 1.5 %

La protección diferencial debería ser provista con una retención proporcional de una cantidad, la cual excede la máxima desviación de relación obtenida. Esto estabiliza la protección bajo condiciones de falla mientras todavía permite al sistema tener una buena sensibilidad básica.

La característica de frenado para una protección diferencial típica se muestra en la Figura 2.2 de la cual se puede ver que la corriente requerida para operar el relé se incrementa al incrementarse la corriente de falla que pasa por él.

2.5. DESFASAJE ENTRE LAS CORRIENTES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS PARA LAS CONEXIONES DELTA-ESTRELLA.

Un transformador trifásico a parte de la relación de transformación, introduce un desplazamiento angular entre las corrientes primarias y secundarias dependiendo del tipo de conexión de los devanados

Los relés electromecánicos y estáticos realizan esta compensación mediante una adecuada conexión de los TCs auxiliares (interposición) utilizados también para la compensación de relación. Así mismo, en algunos relés estáticos se realiza esta compensación utilizando amplificadores operacionales y en los relés digitales esta compensación es numérica, prescindiendo de los TCs auxiliares y reduciendo así el cableado de las conexiones y la carga de los TCs principales

La compensación de ángulo se logra cuando los ángulos de las corrientes que ingresan a la unidad diferencial tienen el mismo ángulo. En forma genérica podemos establecer las siguientes relaciones para un transformador de tres devanados (Ver Fig 2.5).

$$g_1 = G_{12} + g_2$$

$$g_1 = G_{13} + g_3$$

Donde:

G_{12} = Ángulo que se desfasan las corrientes principales secundarias de las primarias

G_{13} = Ángulo que se desfasan las corrientes principales terciarias de las primarias

g_1 = Ángulo que se desfasan las corrientes que ingresan al relé de las corrientes secundarias de los TCs principales correspondientes al devanado primario.

g_2 = Ángulo que se desfasan las corrientes que ingresan al relé de las corrientes secundarias de los TCs principales correspondientes al devanado secundario.

g_3 = Ángulo que se desfasan las corrientes que ingresan al relé de las corrientes secundarias de los TCs principales correspondientes al devanado terciario.

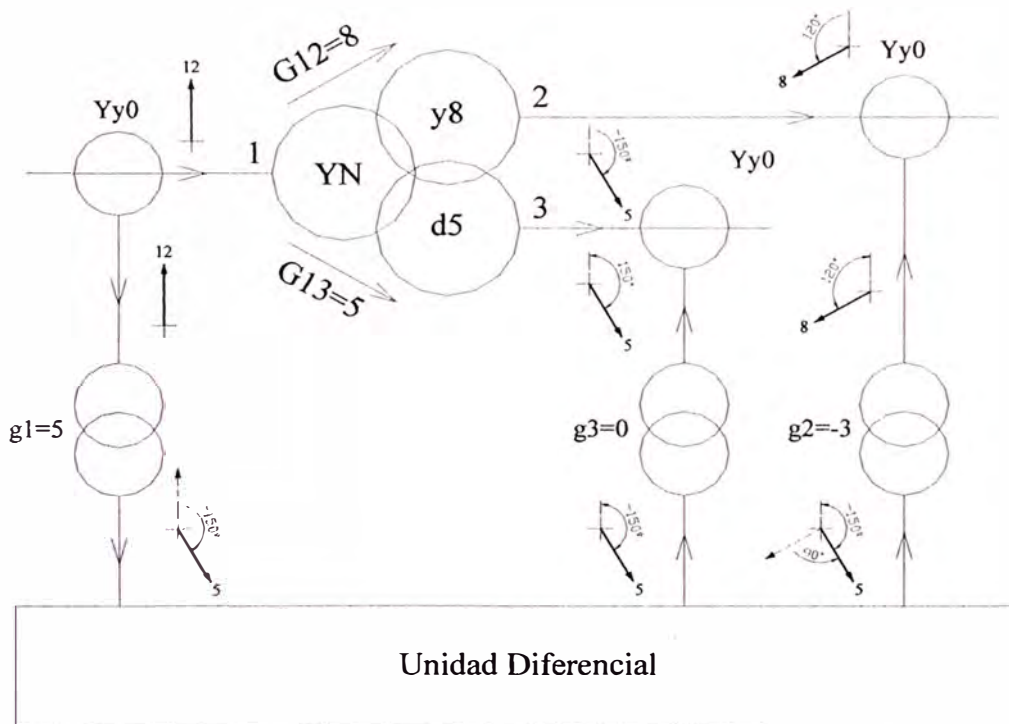


Fig 2.5. Corrección de los ángulos de desfase en un transformador de tres devanados

Como ejemplo, consideremos que el transformador anterior tiene un grupo de conexión YNy8d5, entonces conociendo que:

$$G_{12} = 8 \quad \text{y} \quad G_{13} = 5,$$

podemos plantear las ecuaciones siguientes:

$$g_1 = 8 + g_2 \quad \text{y}$$

$$g_1 = 5 + g_3$$

Si hacemos $g_3 = 0$, (por simplificación), obtenemos:

$$g_1 = 5 \quad \text{y}$$

$$g_2 = -3 \text{ (ó 9)}$$

2.6. CORRIENTES DE MAGNETIZACIÓN DE INSERCIÓN, SOBRE-EXCITACIÓN Y SATURACIÓN DE LOS TCs.

Las condiciones de inserción y sobreexcitación de un transformador de potencia producen corrientes diferenciales falsas que pueden causar una mala operación. Ambas condiciones producen corrientes distorsionadas debido a que están relacionadas con la saturación del núcleo del transformador. Las ondas distorsionadas proveen información que ayudan a discriminar estas dos condiciones, de las fallas internas. Sin embargo, esta discriminación puede ser complicada por otras fuentes de distorsión, tales como la saturación de los TCs, las resistencias de falla no lineales o las condiciones resonantes del sistema.

2.6.1. Corrientes de inserción

El estudio del fenómeno de excitación de inserción de los transformadores tiene un periodo de más de 50 años. La magnetización de inserción ocurre cuando la polaridad y la magnitud del flujo residual no está de acuerdo con la polaridad y magnitud de los valores instantáneos ideales

del flujo de estado estable. La energización es una causa típica de corrientes de inserción, pero, cualquier transitorio en el circuito del transformador puede generar estas corrientes. Otras causas incluyen la tensión de recuperación después de despejar una falla interna o la energización de un transformador en paralelo con otro que ya está en servicio. Las magnitudes y formas de onda de las corrientes de inserción (Ver Fig 2.6) dependen de una multitud de factores y es casi imposible de predecir.

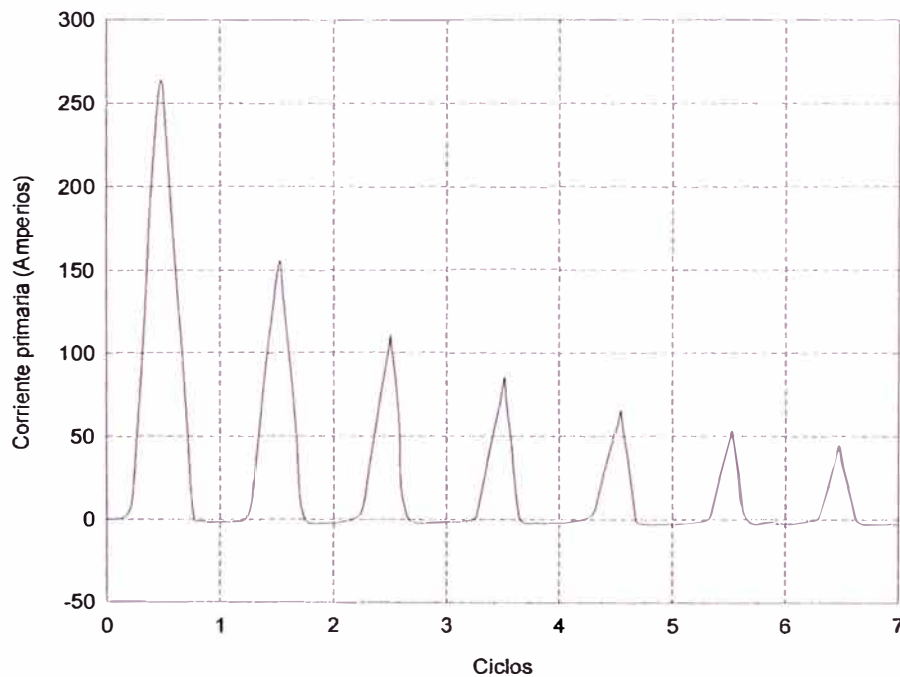


Fig. 2.6. Corriente de inserción típica de un transformador ($I_n = 70A$)

La siguiente relación resume las principales características de las corrientes de inserción:

- Generalmente contiene una componente continua desplazada, armónicos pares e impares.

- Típicamente están compuestas de pulsos unipolares o bipolares, separados por intervalos de corriente muy bajos.
- Los valores pico de las corrientes de inserción unipolares decrecen muy lentamente. La constante de tiempo es típicamente mucho mayor que una correspondiente a la caída exponencial de la componente continua de las corrientes de falla.

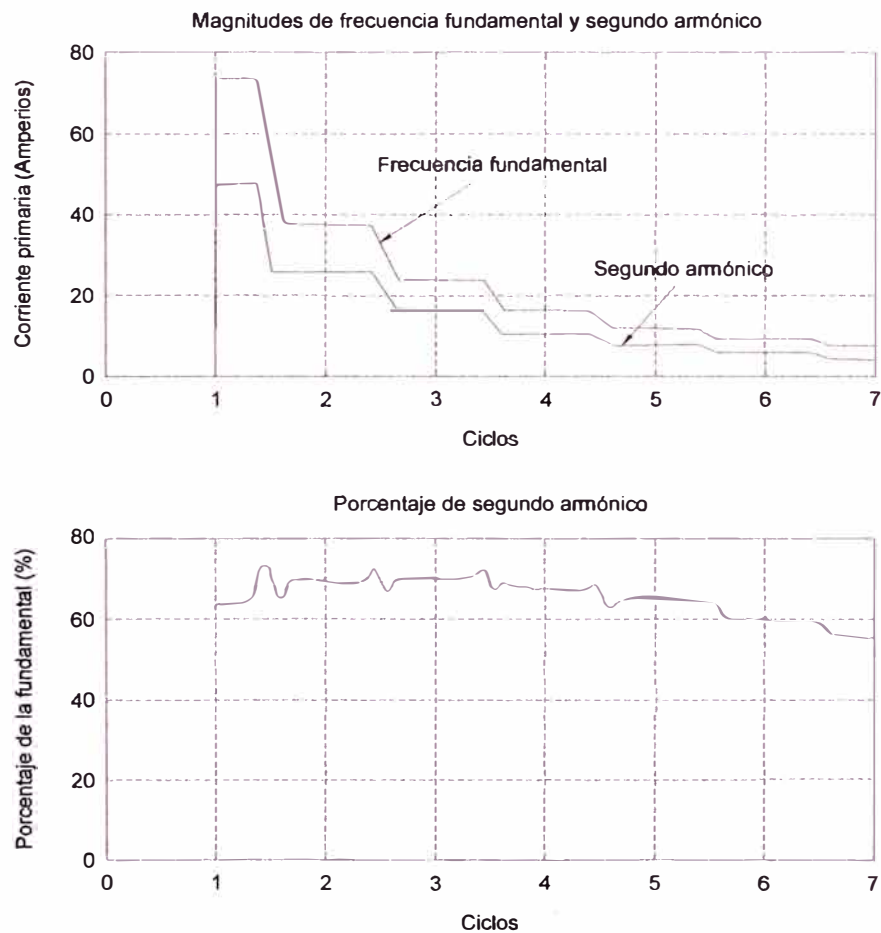


Fig 2.7. Contenido de frecuencia fundamental y segundo armónico de la corriente de inserción

- El contenido de segundo armónico se inicia con un valor bajo y se incrementa cuando la corriente de inserción decrece.

- Las corrientes en los relés son corrientes delta (un devanado delta es encontrado en las conexiones del transformador de potencia o transformadores de corriente o simulados en el relé), lo cual significa que las corrientes de los devanados adyacentes son sustractivos, y:
 - Las componentes DC se restan.
 - Las componentes fundamentales son sumadas en 60° .
 - Los 2º armónicos son sumados en 120° .
 - Los 3º armónicos son sumados en 180° (se cancelan) y quedan fuera.

Inicialmente se consideró que el contenido de 2º armónicos de la corriente de inserción nunca era menor de 16-17% de la fundamental; sin embargo, la energización de transformadores con tensión reducida puede generar corrientes de inserción con contenido de 2º armónico menor del 10%.

2.6.2. Sobreexcitación de transformadores

El flujo magnético dentro del núcleo del transformador, es directamente proporcional a la tensión aplicada e inversamente proporcional a la frecuencia del sistema. Las condiciones de sobretensión y/o baja frecuencia pueden producir niveles de flujo que saturan el núcleo del transformador. Estas condiciones anormales de operación pueden existir en cualquier parte del sistema, de tal manera que cualquier transformador puede ser expuesto a sobreexcitación.

La sobreexcitación causa calentamiento del transformador e incrementa la corriente de magnetización, ruido y vibración. Un transformador sobreexcitado severamente, debe ser desconectado para evitar daños en él. Debido a esta dificultad con la protección diferencial, es necesario controlar la cantidad de sobreexcitación que un transformador puede tolerar y estando dentro de estos niveles de sobreexcitación el disparo de la protección diferencial no es deseable. Por lo tanto se debe usar una protección de sobreexcitación separada y el elemento diferencial no debería disparar para esas condiciones. Una alternativa es usar un relé V/Hz que responde a la relación de Tensión/frecuencia.

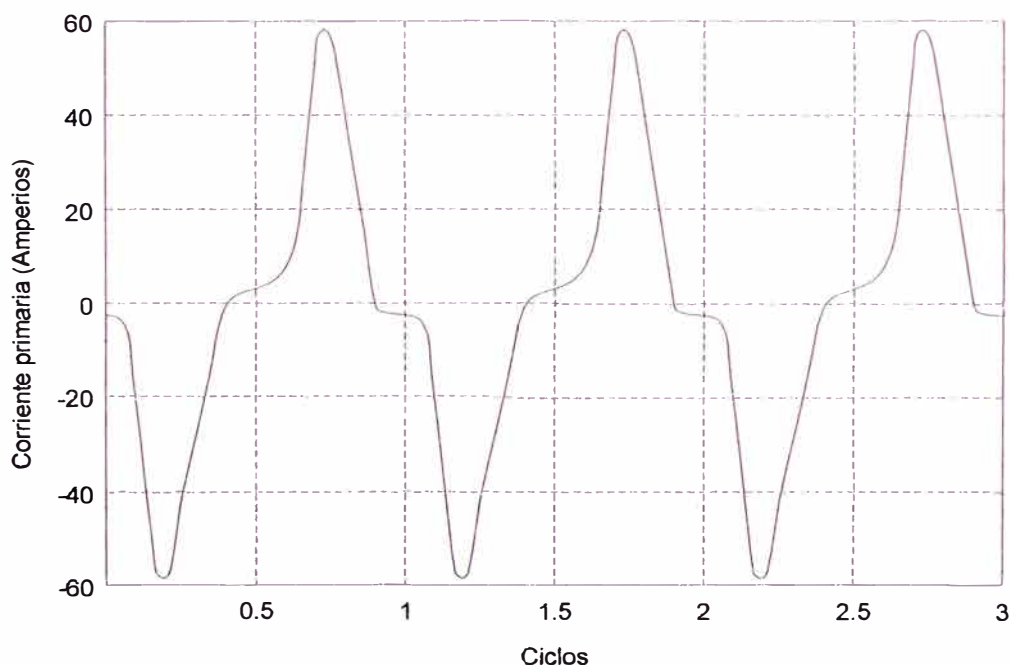


Fig 2.8. Corriente de excitación en una transformador sobreexcitado, sobretensión a 150%

La sobreexcitación de un transformador de potencia es un caso típico de saturación del núcleo en corriente alterna que produce armónicos

impares en la corriente de excitación. La Fig. 2.8 muestra el registro de una corriente de excitación de un transformador. La corriente corresponde a la condición de 150% de la tensión nominal. Para propósitos de comparación, el valor pico de la corriente nominal es de 61.5 A y el valor pico de la corriente de excitación es 57.3 A.

La Tabla 2.1, muestra los armónicos más significativos de las señales de corriente graficadas en la Fig 2.8. Los armónicos son expresados como un porcentaje de la componente fundamental.

Tabla 2.1. Contenido armónico de las señales de corriente mostradas en la Fig. 2.8

| Frecuencia de componente | Magnitud (Amp. Primarios) | Porcentaje de la Fundamental |
|---------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| Fundamental | 22.5 | 100.0 |
| Tercero | 11.1 | 49.2 |
| Quinto | 4.9 | 21.7 |
| Sétimo | 1.8 | 8.1 |

El tercer armónico es el más apropiado para detectar las condiciones de sobreexcitación, pero la conexión delta de los TCs principales, o auxiliares o la compensación mediante filtros dentro de los relés diferenciales anulan estos armónicos. Sin embargo, el quinto armónico se mantiene como una cantidad apropiada para detectar las condiciones de sobreexcitación. Algunos autores recomiendan ajustar la retención por 5º armónico a 35% de la fundamental.

La Fig. 2.9 muestra el contenido armónico de la corriente de excitación de un transformador de potencia como una función de la tensión aplicada.

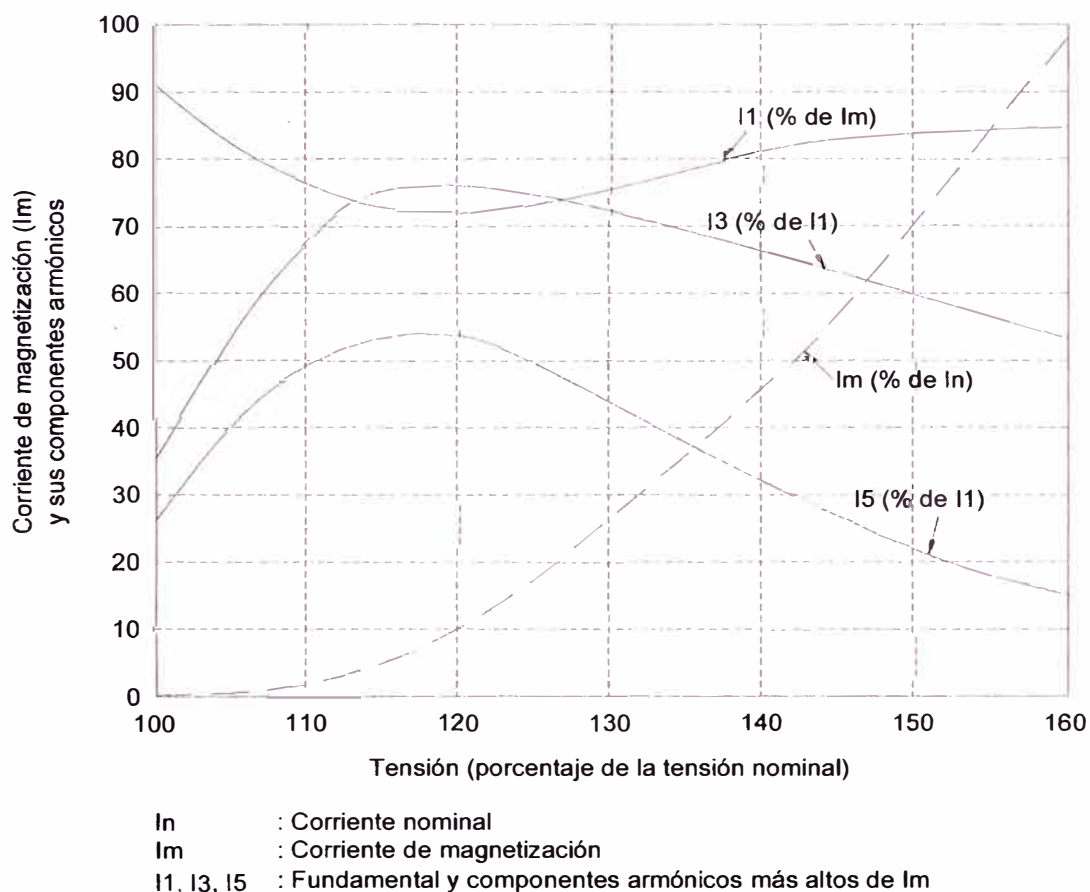


Fig. 2.9. Contenido armónico de la corriente de excitación de un transformador como una función de la tensión aplicada

Se puede apreciar que un aumento de la tensión, y por lo tanto de la saturación, aumenta la señal de corriente de excitación. Los armónicos impares, expresados como porcentaje de la fundamental, primero aumentan y a partir de los niveles de 115-120% empiezan a decrecer. El ajuste del relé a 35%, asegura la estabilidad para condiciones de sobretensión menores de 140%. Para sobretensiones mayores, las cuales pueden destruir el transformador en pocos segundos, es deseable tener un disparo rápido del

relé diferencial, adicionalmente a un relé de sobreexcitación del transformador.

2.6.3. Saturación de los TCs

La saturación de los TCs durante las fallas y al efecto de esta saturación en los relés de protección, ha recibido considerable atención. En el caso de la protección diferencial de transformadores, el efecto de la saturación de los TCs es doble y opuesto. Para fallas externas, la corriente diferencial falsa que resulta puede producir una operación no deseada del relé. En algunos casos, el porcentaje de retención en el relé direcciona esta falsa corriente diferencial. Por otro lado, para fallas internas, los armónicos que resultan de la saturación de los TCs podrían retardar la operación del relé diferencial que tiene retención o bloqueo por armónicos.

Las principales características de la saturación de los TCs son las siguientes:

- Los TCs reproducen fielmente la corriente primaria por un tiempo dado después del inicio de la falla. El tiempo para la saturación del TC depende de varios factores, pero es típicamente un ciclo o más.
- La más severa saturación de los TCs es producida por la componente DC de la corriente primaria. Durante este periodo de saturación DC, la corriente secundaria puede contener DC descentrada y armónicos impares y pares.

- Cuando la componente DC descentrada desaparece, el TC solamente tiene saturación AC, caracterizado por la presencia de armónicos impares en las corrientes secundarias.

La Fig 2.10 muestra una forma de onda típica para saturación de un TC con corriente AC simétrica. La figura también muestra el contenido armónico de esta corriente. La figura confirma la presencia de armónicos impares y la ausencia de armónicos pares en las corrientes secundarias.

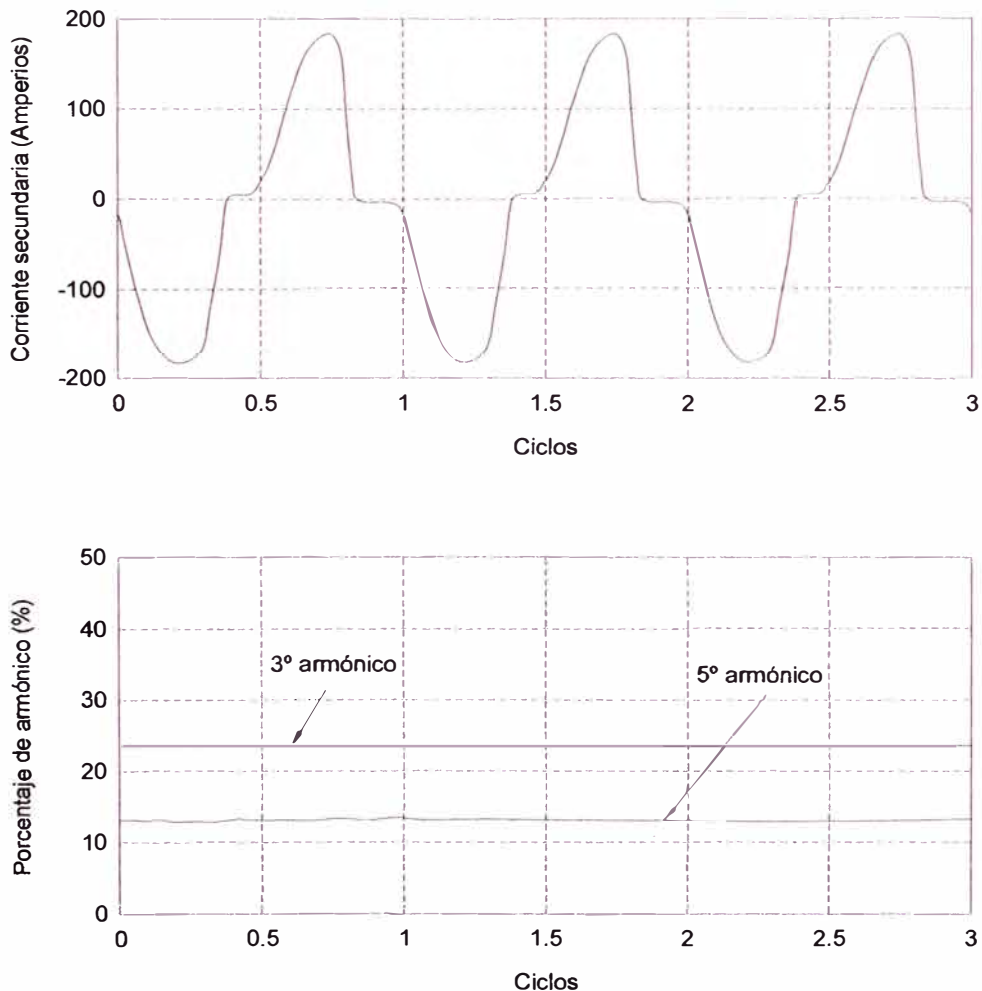


Fig. 2.10. Corriente secundaria típica para una saturación simétrica de un transformador de corriente y el contenido de sus componentes armónicos

CAPÍTULO 3

CÁLCULOS Y CALIBRACIONES

3.1 INTRODUCCIÓN

La calibración de los relés en general, a variado, al cambiar la tecnología de los mismos. Las principales tecnologías utilizadas en los relés diferenciales se puede resumir en 4 grupos:

- Los relés electromecánicos.
- Los relés electrónicos
- Los relés digitales.
- Los relés numéricos integrales o multifunción.

En los *relés electromecánicos* se realizaban mayores cálculos manuales así como se tenía que tener mucho cuidado en el cableado y polaridad de los TCs, casi en todas las aplicaciones se empleaban TCs auxiliares para la compensación de relación de transformación, compensación de desfase y filtrado de las corrientes homopolares, los datos de ajuste se limitaban a dos. Una vez definida la configuración para una aplicación, un cambio de ella, significaba intervenir en el cableado, incluso podía llevar a un cambio de los TCs auxiliares por ejemplo.

En los *relés electrónicos* prácticamente se tenían que realizar los mismos cálculos, cuidado en el cableado de los TCs y los ajustes también se

limitaban a dos o tres; sin embargo, en algunos relés se incluyeron los TCs auxiliares para la compensación de relación de transformación y desfasaje así como para el filtrado de las corrientes homopolares. Los relés que incluían los TCs auxiliares, brindaban facilidades para un cambio en la configuración sin intervenir el cableado.

En los *relés digitales*, basados en microprocesadores, sí bien es cierto, se tienen que determinar los factores de ajuste de relación y ángulo de desfasaje, estos se introducen al relé mediante software, así como los valores de ajuste. Esto nos permite variar la configuración para diferentes aplicaciones con mucha facilidad sin intervenir en el cableado. Estos relés además cuentan con otras funciones de protección como falla a tierra restringida, protección de sobreexcitación, funciones de medida, funciones de registro, comunicación, autocontrol y sus salidas son configurables. Permiten grupos de ajuste alternativos.

Los *relés numéricos integrales o multifunción* de última generación, basados en microprocesadores y que utilizan algoritmos numéricos para los cálculos, permiten ingresar los datos nominales del equipo a proteger y el relé determina los factores de compensación de relación, ángulo y filtrado de corrientes homopolares. Estos relés prácticamente brindan todas las protecciones externas del transformador, además de las funciones de su predecesor cuentan con protección contra sobrecorrientes, sobrecarga, fallas a tierra.

Como se puede ver la configuración de la protección diferencial ha variado grandemente desde los relés electromecánicos a los relés numéricos

multifunción actuales. Si bien es cierto se han reducido los cálculos, es necesario conocer mejor el comportamiento de fenómenos como las corrientes de inserción, la sobreexcitación, para realizar la configuración apropiada de los relés.

A continuación se da un resumen de las 4 Sub-Estaciones que se han elegido cuidadosamente para mostrar las diferentes tecnologías de los relés de protección diferencial. En todos ellos se expone el procedimiento de cálculo siguiente:

1. Selección de Transformadores de corriente principales:
 - a). Corrientes primarias.
 - b). Transformadores de corriente principales.
2. Compensación de relación de transformación, ángulo y homopolar:
 - a). Compensación de ángulo y corrientes homopolares.
 - b). Cálculo de las corrientes secundarias de los TCs principales.
 - c). Factores de compensación de relación de transformación.
3. Ajustes del relé
4. Cálculos para condiciones de funcionamiento sin falla interna

Es necesario indicar que estos casos se han tomado de Proyectos de Sub-Estaciones que se encuentran actualmente en servicio. En todos los casos la selección de los transformadores de corriente ya estaba realizada por el consultor del proyecto y lo que se ha hecho es verificar las características de éstos. En todos los demás cálculos sí ha participado el autor.

1. Sub Estación de Huarangal IPEN, año 1981:

Transformador:

| | |
|-----------------------------|-----------------------|
| Potencia | : 7 MVA |
| Tensión devanado primario | : 60 kV \pm 9x1.5 % |
| Tensión devanado secundario | : 10 kV |
| Grupo de conexión | : YNd5 |

Relé diferencial:

| | |
|------------|-------------------|
| Tecnología | : Electromecánico |
| Fabricante | : ABB |
| Modelo | : D21se |

2. Sub Estación Abancay, año 1995

Transformador:

| | |
|-----------------------------|--|
| Potencia | : 25/15/12 MVA ONAN 30/18/15 MVA ONAF |
| Tensión devanado primario | : 134 kV \pm 8x1.25 % |
| Tensión devanado secundario | : 60 kV |
| Tensión devanado terciario | : 13.2 kV |
| Grupo de conexión | : YNyn0d11 |

Relé diferencial:

| | |
|------------|---------------|
| Tecnología | : Electrónico |
| Fabricante | : GEC ALSTHOM |
| Modelo | : DT31 |

3. Sub Estación Carhuaquero, año 2001

Transformador:

| | |
|-----------------------------|-------------------------|
| Potencia | : 30/30/9 MVA |
| Tensión devanado primario | : 220 kV \pm 13x1.0 % |
| Tensión devanado secundario | : 60 kV |
| Tensión devanado terciario | : 22.9 kV |
| Grupo de conexión | : YNd5yn0 |

Relé diferencial:

| | |
|------------|-----------|
| Tecnología | : Digital |
| Fabricante | : ALSTOM |
| Modelo | : KBCH130 |

4. Sub Estación Izcaycruz, año 2002

Transformador:

| | |
|-----------------------------|--|
| Potencia | : 18/12/6 MVA ONAN 24/16/8 MVA ONAF |
| Tensión devanado primario | : 60 kV \pm 11x0.687 % |
| Tensión devanado secundario | : 33 kV |
| Tensión devanado terciario | : 4.16 kV |
| Grupo de conexión | : YNyn0d5 |

Relé diferencial:

| | |
|------------|----------------------|
| Tecnología | : Numérica integrada |
| Fabricante | : ALSTOM |
| Modelo | : MICOM P633 |

3.2. APLICACIÓN 1: SUB-ESTACIÓN HUARANGAL

3.2.1 Selección de Transformadores de corriente principales

a). Corrientes primarias

Lado 60 kV

$$\text{A Tensión nominal} : I_{P1} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 60} = 67.36 \text{ A}$$

$$\text{A Tensión máxima} : I_{P1Umax} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 68.1} = 59.35 \text{ A}$$

$$\text{A Tensión mínima} : I_{P1UMIN} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 51.9} = 77.87 \text{ A}$$

$$\text{Media geométrica} : I_{P1MG} = \sqrt{59.35 \cdot 77.87} = 67.98 \text{ A}$$

$$\text{Lado 10 kV} : I_{P2} = \frac{7000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 404.15 \text{ A}$$

b). Transformadores de corriente principales

Lado 60 kV : 150/1 A, 30VA, 5P20

Lado 10 kV : 500/5 A, 15VA, 5P20

3.2.2 Compensación de relación de transformación, ángulo y homopolar

a). Compensación de ángulo y corrientes homopolares

Como el grupo de conexión del transformador de potencia es YNd5

Se debe cumplir: $g_1 = g_2 + 5$

Haciendo $g_2 = 0$, obtenemos que, $g_1 = 5$ y por lo tanto los TCs auxiliares tendrán que conectarse:

Lado 60 kV : Yd5

Lado 10 kV : Yy0

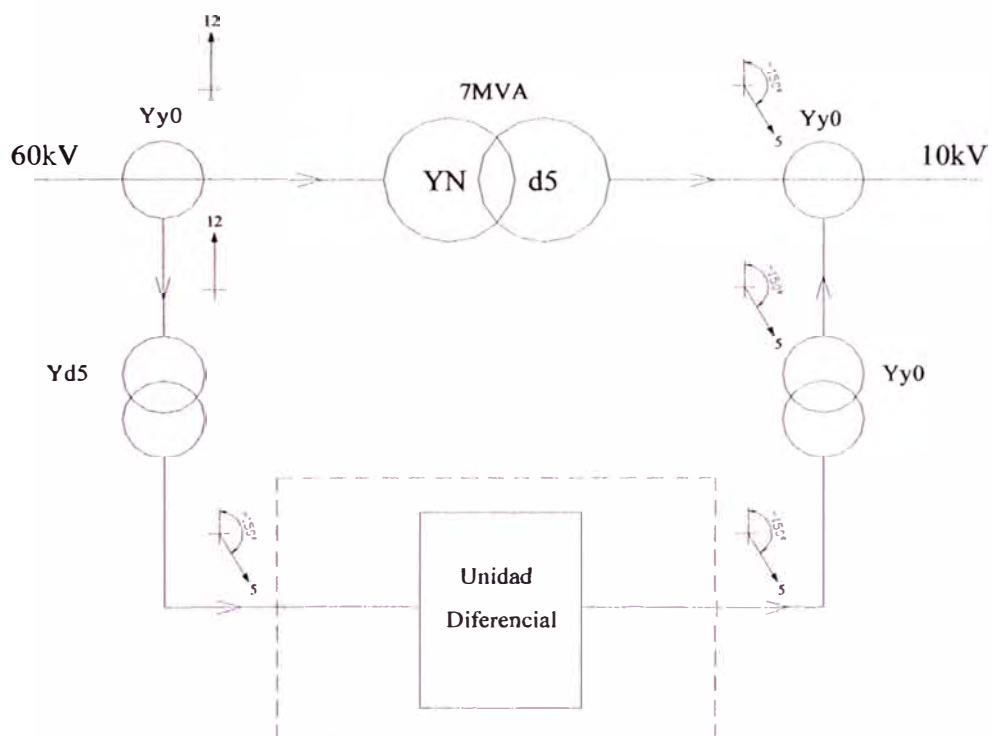


Fig 3.1. Aplicación 1: Corrección del ángulo de desfase

b). Cálculo de las corrientes secundarias de los TCs principales

$$\text{Lado 60 kV} : I_{S1} = \frac{67.36}{150/1} = 0.449 \text{ A}$$

$$\text{Lado 10 kV} : I_{S2} = \frac{404.15}{500/5} = 4.04 \text{ A}$$

c). Factores de compensación de relación de transformación

Este factor, es el valor por el que hay que multiplicar, a las corrientes secundarias de los TCs principales, para obtener, un valor de corriente lo más cercano a la corriente nominal del relé. Así:

$$\text{Lado 60 kV} \quad : k'_1 = \frac{5}{0.449} = 11.136$$

$$\text{Lado 10 kV} \quad : k'_2 = \frac{5}{4.04} = 1.238$$

En este caso se tienen que utilizar transformadores de corriente auxiliares para la compensación de relación y ángulo y debe tenerse en cuenta que en el lado de 60kV estos transformadores tienen una conexión en triángulo en su secundario. Por lo tanto la relación de transformación de estos transformadores será.

$$\text{Lado 60 kV:} \quad r'_{A1} = \frac{I_{PA1}}{I_{SA1}} = \frac{\sqrt{3}}{k'_1} \quad y$$

$$I_{PA1} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{SA1}}{k'_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot (5/\sqrt{3})}{11.136} = 0.449 \text{ A}$$

$$r_{A1} = \frac{0.45}{5/\sqrt{3}}$$

$$\text{Lado 10 kV:} \quad r'_{A2} = \frac{I_{PA2}}{I_{SA2}} = \frac{1}{k'_2} \quad y$$

$$I_{PA2} = \frac{1 \cdot I_{SA2}}{k'_2} = \frac{1 \cdot (5)}{1.238} = 4.039 \text{ A}$$

$$r_{Aa} = \frac{4}{5}$$

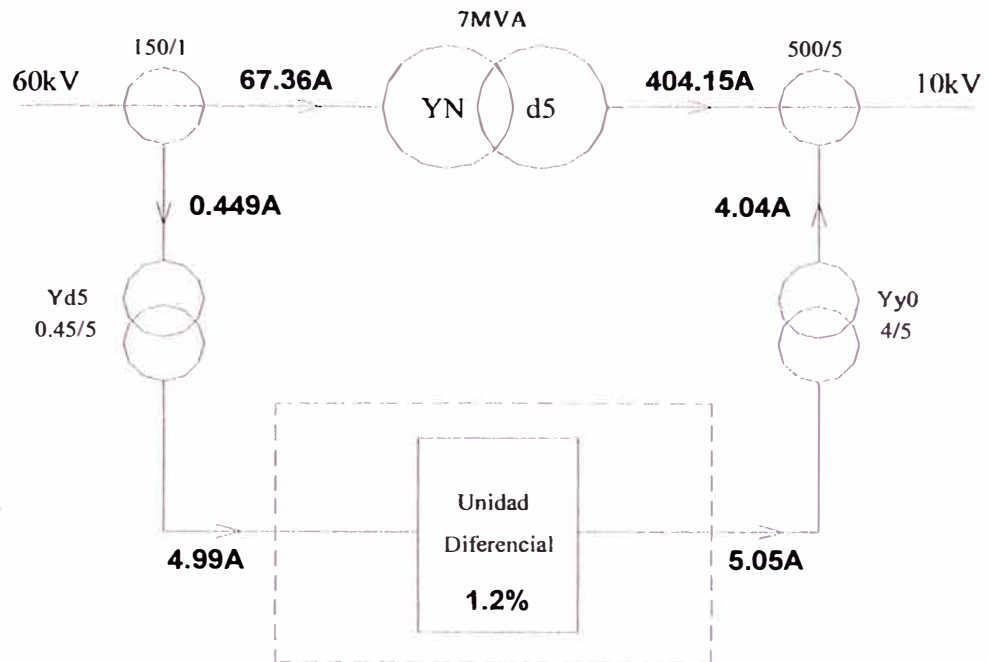


Fig. 3.2 Aplicación 1: Corrientes para conmutador bajo carga en la tensión nominal y carga nominal

3.2.3 Ajustes en el relé

Los relés D21se, cuentan con dos tipos de ajustes.

El ajuste $g\%$, que indica la menor corriente diferencial de funcionamiento del relé, en por ciento de la corriente nominal del mismo. Por medio de un conmutador se puede ajustar en 4 escalones: 20, 30, 40 y 50%. Se recomienda como valor de ajuste 20-30%.

El ajuste $v\%$, que tiene en cuenta las desigualdades de corriente procedentes de las diferentes relaciones de transformación y de los escalones de regulación del transformador protegido. Se puede ajustar en 5 escalones entre 10, 20, 30, 40 y 50%

Para determinar el valor mínimo de ajuste se procede como sigue.

- a. Porcentaje por diferencias de relación de transformación

$$v_1 = \frac{5.05 - 4.99}{\frac{1}{2}(5.05 + 4.99)} \cdot 100 = 1.2\%$$

b. Porcentaje por el conmutador bajo carga

$$v_2 = \frac{77.87 - 67.98}{67.98} \cdot 100 = 14.5\%$$

c. Porcentaje por la precisión de los TC principales y auxiliares

Los transformadores de corriente tienen una clase de precisión 5P20 por lo tanto en la condición más desfavorable tendríamos:

$$v_3 = 5 + 5 = 10\%$$

Por lo tanto el ajuste de v tiene que ser mayor de 25.2%.

Tabla 3.1. Resumen de cálculos y/o ajustes: compensación de ángulo

| Calculados | | TC auxiliares | |
|-------------------|----------|---------------|-------|
| Devanado de 60 kV | Conexión | Yd | Grupo |
| | g_1 | 5 | Yd5 |
| Devanado de 10 kV | Conexión | Yy | Grupo |
| | g_2 | 0 | Yy0 |

Tabla 3.2. Resumen de cálculos y/o ajustes: compensación de relación

| Calculados | | TC auxiliares | |
|-------------------|--------------------|---------------|---------------------------|
| Devanado de 60kV | I_{1RELE} | 5 A | |
| | I_{1RELE}/I_{1S} | 11.136 | I_{PA1} 0.45 A |
| | | | I_{SA1} 5/ $\sqrt{3}$ A |
| Devanado de 10 kV | I_{2RELE} | 5 A | |
| | I_{2RELE}/I_{2S} | 1.238 | I_{PA2} 4 A |
| | | | I_{SA2} 5 A |

Tabla 3.3. Resumen de cálculos y ajustes en el relé: corrientes de operación

| Calculados o recomendados | | Relé | |
|---------------------------|-----------------------|--------|---------|
| Ajuste Bajo (Low setting) | Recomendado | 20-30% | g 30% |
| Pendiente (slope) | v_1 (Relación TCs) | 1.2 % | |
| | v_2 (Taps) | 14.5 % | |
| | v_3 (Precisión TCs) | 10.0 % | v 30% |
| | v | 25.2 % | |

3.2.4 Cálculos para dos condiciones de funcionamiento sin falla interna

A modo de verificación de la no operación del relé, se han efectuado los cálculos para determinar las corrientes diferenciales para dos situaciones diferentes:

Condición A1.1

Conmutador bajo carga en la mínima tensión con carga nominal. El valor de la corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{5.77 - 5.05}{\frac{1}{2} \cdot (5.77 + 5.03)} \times 100 = 13.3 \%$$

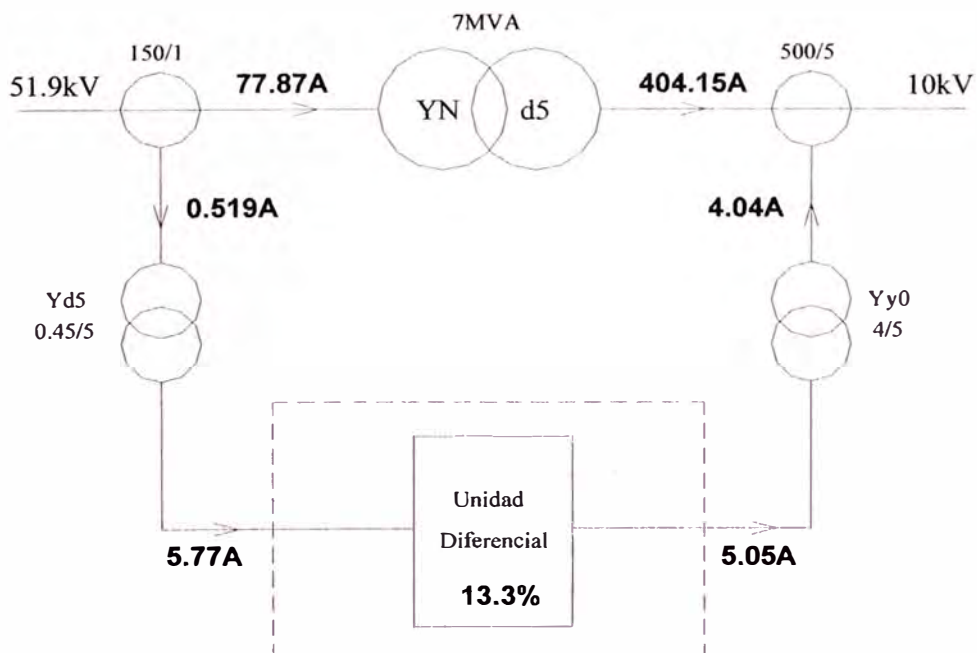


Fig. 3.3. Aplicación 1: Corrientes para conmutador bajo carga en la tensión mínima y carga nominal

Condición A1.2:

Conmutador bajo carga en la máxima tensión y con falla externa trifásica de 20 veces la corriente nominal. Para analizar la situación más desfavorable se ha considerado que los TC del lado de 60 kV, tanto principales, como auxiliares, arrojan el error de relación de 5%. El valor de corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{101.04 - 79.36}{\frac{1}{2} \cdot (101.04 + 79.36)} \times 100 = 24.0 \%$$

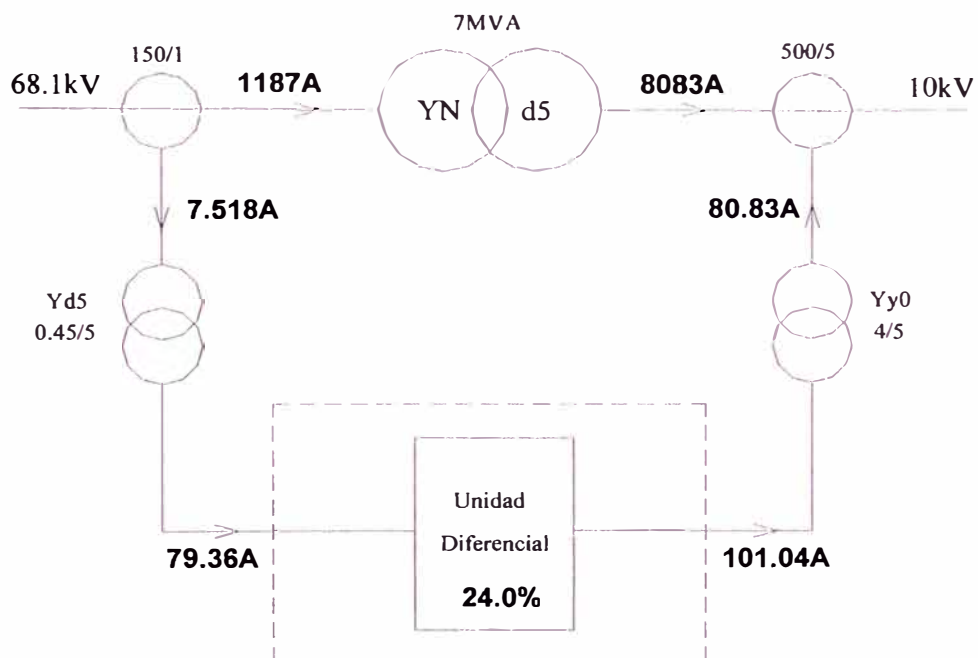


Fig 3.4. Aplicación 1. Corrientes para conmutador bajo carga en la máxima tensión y falla trifásica externa de 20 veces la corriente nominal

3.3. APLICACIÓN 2: SUB-ESTACIÓN ABANCAY

3.3.1 Selección de Transformadores de corriente principales

a). Corrientes primarias

Lado 134 kV

$$\text{A Tensión nominal} : I_{P1} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 134} = 129.26 \text{ A}$$

$$\text{A Tensión máxima} : I_{P1U_{max}} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 147.4} = 117.51 \text{ A}$$

$$\text{A Tensión mínima} : I_{P1U_{MIN}} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 120.6} = 144.27 \text{ A}$$

$$\text{Media geométrica} : I_{P1MG} = \sqrt{117.51 \cdot 144.27} = 130.20 \text{ A}$$

$$\text{Lado 60 kV} : I_{P2} = \frac{18000}{\sqrt{3} \cdot 60} = 173.21 \text{ A}$$

$$\text{Lado 13.2 kV} : I_{P3} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 13.2} = 656.08 \text{ A}$$

Las corrientes calculadas arriba, nos sirven para determinar las máximas corrientes de carga que podrían circular en los devanados y así seleccionar los TCs adecuados; sin embargo, para determinar los factores de compensación se tiene que considerar como si la potencia plena pasara por cada uno de los devanados, así obtenemos:

$$\text{Lado 60 kV} : I_{P2} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 60} = 288.68 \text{ A}$$

$$\text{Lado 13.2 kV} \quad : I_{P3} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 13.2} = 1312.16 \text{ A}$$

b). Transformadores de corriente principales

| | | |
|--------------|----------------|------------|
| Lado 134 kV | : 75-150/1 A, | 40VA, 5P10 |
| Lado 60 kV | : 100-200/1 A, | 40VA, 5P10 |
| Lado 13.2 kV | : 800/1 A, | 30VA, 5P10 |

3.3.2 Compensación de relación de transformación, ángulo y homopolar

a). Compensación de ángulo y filtrado de corrientes homopolares

Como el grupo de conexión del transformador de potencia es

YNyn0d11

Se debe cumplir: $g_1 = g_2$

y $g_1 = g_3 + 11$

Haciendo $g_3 = 0$, obtenemos que, $g_1 = 11$ y $g_2 = 11$, y tendríamos que

Lado 134 kV : Yd11

Lado 60 kV : Yd11

Lado 13.2 kV : Yy0

Los relés DT3 cuentan con unos módulos que hacen las veces de los TCs auxiliares, T50 para la conexión en estrella y T51 para la conexión en triángulo. El módulo T51 aplica internamente un desfase de $+30^\circ$ a las corrientes inyectadas al relé; es decir un número 11. Cada módulo tiene dos selectores de ángulo φ_1 y φ_2 , cada uno de los cuales pueden seleccionarse entre dos valores:

$\varphi_1 = 0$ ó 180° ; es decir entre los números 0 y ± 6

$\varphi_2 = 0$ ó $+120^\circ$; es decir entre los números 0 y -4 ó $+8$

Estos ángulos seleccionados se suman para dar el desfase total, de este modo podemos obtener las siguientes combinaciones de valores

| φ_1 | φ_2 | φ | N_φ |
|-------------|--------------|--------------|-------------|
| 0° | 0° | 0° | 0 |
| 0° | $+120^\circ$ | $+120^\circ$ | -4 |
| 180° | 0° | 180° | ± 6 |
| 180° | $+120^\circ$ | $+300^\circ$ | -10 |

Podemos relacionar los ángulos mediante las expresiones.

$$g_i = N_i - N_{\varphi i}$$

Donde:

g_i : es el Grupo de conexión del transformador auxiliar del devanado i

N_i : es el número equivalente del ángulo interno del módulo 0 ú 11

$N_{\varphi i}$: es el número equivalente de los ángulos de ajuste del relé.

Para esta aplicación se ha seleccionado (esto se tiene que especificar con e pedido del relé):

Lado 134 kV : Módulo T51 ($+30^\circ$) $N_1 = 11$

Lado 60 kV : Módulo T51 ($+30^\circ$) $N_2 = 11$

Lado 13.2 kV : Módulo T50 (0°) $N_3 = 0$

Por lo tanto los ángulos de ajuste serán:

Lado 134 kV:

$$11 = 11 - N_{\varphi 1}, \quad N_{\varphi 1} = 0 \quad \Rightarrow \quad \varphi_1 = 0^\circ \quad \text{y} \quad \varphi_2 = 0$$

Lado 60 kV:

$$11 = 11 - N_{\varphi 2}, \quad N_{\varphi 2} = 0 \quad \Rightarrow \quad \varphi_1 = 0^\circ \quad \text{y} \quad \varphi_2 = 0$$

Lado 13.2 kV:

$$0 = 0 - N_{\varphi 3} \quad N_{\varphi 3} = 0 \Rightarrow \quad \varphi_1 = 0^\circ \quad \text{y} \quad \varphi_2 = 0$$

En la Fig 3.5, se pueden apreciar los ángulos relativos en cada parte del circuito a modo de verificación de la corrección de los ángulos de desfasaje.

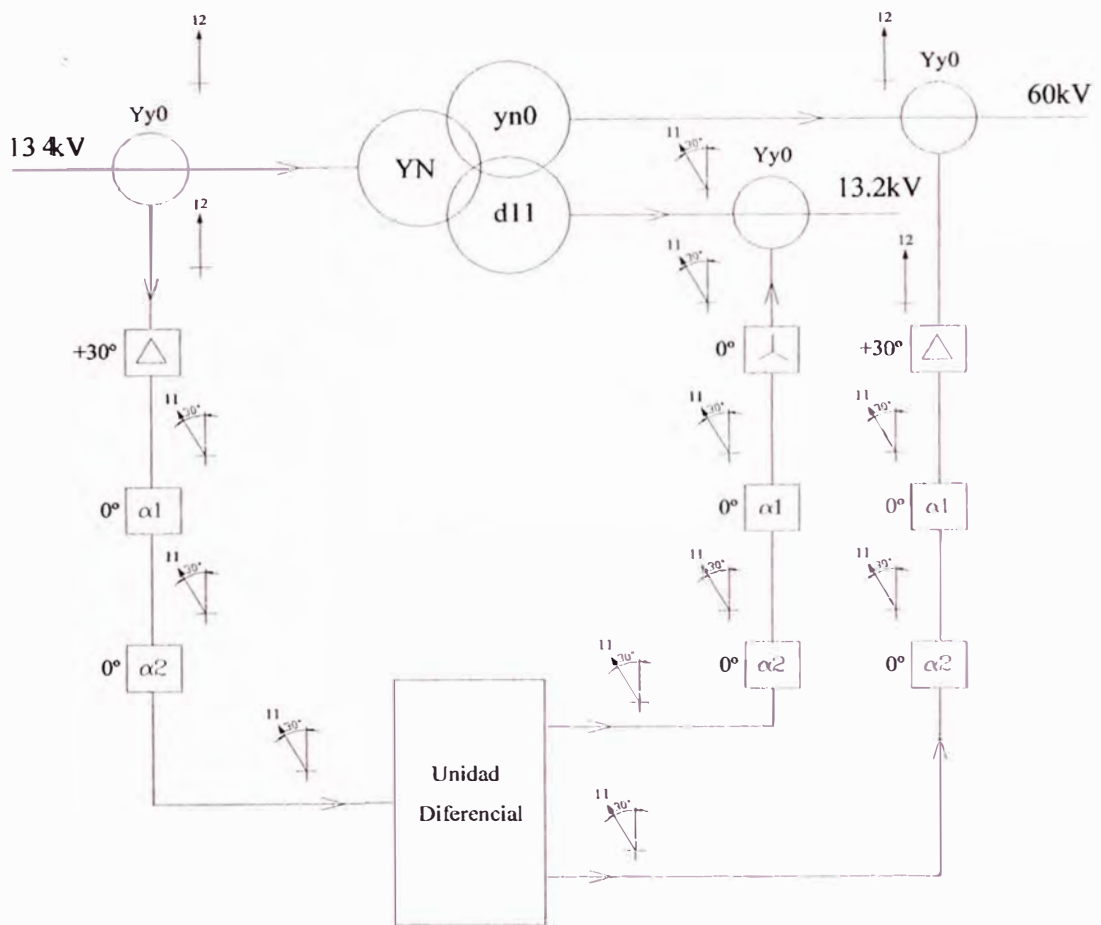


Fig. 3.5. Aplicación 2: Corrección del ángulo de desfasaje

b). Cálculo de las corrientes secundarias de los TCs principales

Para efectos de la determinación de los factores de compensación de relación se consideran las corrientes con la plena potencia para todos los devanados calculadas en 3.2.1 a), así.

$$\text{Lado 134 kV} \quad : \quad I_{S1} = \frac{129.26}{150/1} = 0.862 \text{ A}$$

$$\text{Lado 60 kV} \quad : \quad I_{S2} = \frac{288.68}{200/1} = 1.443 \text{ A}$$

$$\text{Lado 13.2 kV} \quad : \quad I_{S3} = \frac{1312.16}{800/1} = 1.640 \text{ A}$$

c). Factores de compensación de relación de transformación

Este factor es el valor por el que hay que multiplicar a las corrientes secundarias de los TCs principales para obtener un valor de corriente lo más cercano a la corriente nominal del relé. Así:

$$\text{Lado 134 kV} \quad : \quad k'_1 = \frac{1}{0.862} = 1.160$$

$$\text{Lado 60 kV} \quad : \quad k'_2 = \frac{1}{1.443} = 0.693$$

$$\text{Lado 13.2 kV} \quad : \quad k'_3 = \frac{1}{1.640} = 0.610$$

En los relés DT21 este factor está formado por dos componentes:

Uno que se selecciona en el momento de hacer el pedido y es la relación de las potencias de los devanados secundarios y terciarios respecto a la del devanado primario. En nuestro caso, se ha elegido, para el secundario 0.6 (18/30) y para el terciario 0.4 (12/30).

El otro componente se elige mediante selectores. Los valores que se pueden seleccionar son los siguientes:

| | | |
|------|------|------|
| 0.6 | 0.84 | 1.08 |
| 0.66 | 0.90 | 1.14 |
| 0.72 | 1.02 | 1.20 |
| 0.78 | 1.08 | 1.26 |

A cada uno de ellos se le puede aumentar 0.03.

Esto lo podemos expresar mediante la siguiente relación:

$$k'_i = \frac{(S_i/S_1)}{k'_{iRELE}} \quad \text{y por lo tanto:} \quad k'_{iRELE} = \frac{S_i/S_1}{k'_i}$$

$$\text{Lado 134 kV} \quad : k'_{1RELE} = \frac{1}{1.16} = 0.862 \quad k_{1RELE} = 0.87$$

$$\text{Lado 60 kV} \quad : k'_{2RELE} = \frac{0.6}{0.693} = 0.866, \quad k_{2RELE} = 0.87$$

$$\text{Lado 13.2 kV} \quad : k'_{3RELE} = \frac{0.4}{0.610} = 0.656, \quad k_{3RELE} = 0.66$$

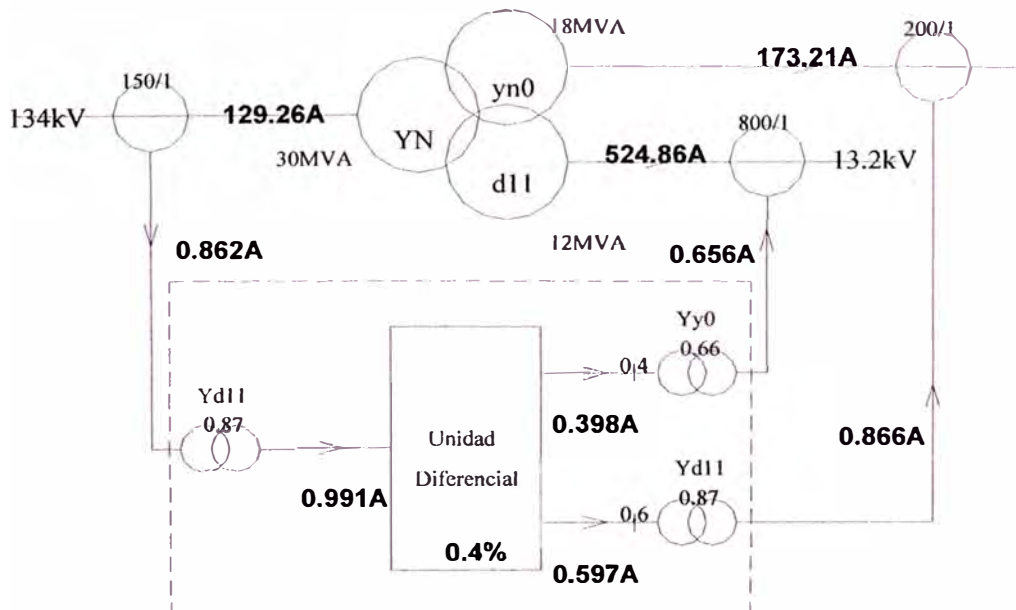


Fig. 3.6. Aplicación 2. Corrientes para conmutador bajo carga en la tensión nominal y carga máxima del transformador y del devanado secundario.

3.3.3. Ajustes en el relé

En los relés DT31 se tienen que ajustar al igual que en el relé anterior el porcentaje correspondiente a la menor corriente diferencial (ajuste bajo-DSB) y el porcentaje de la pendiente (p):

El ajuste DSB, indica la menor corriente diferencial de funcionamiento del relé en por ciento de la corriente nominal del mismo. Este ajuste tiene en cuenta la corriente en vacío para condiciones de sobre tensión. Se puede ajustar en 4 escalones por medio de un potenciómetro: 0.2, 0.4, 0.6 y 0.8 IR. Se recomienda como valor de ajuste 20-30%.

El ajuste p, tiene en cuenta las desigualdades de corriente procedentes de las diferentes relaciones de transformación y de los escalones de regulación del transformador protegido. Se puede ajustar en 3 escalones: 25, 37.5 y 50%

Para determinar el valor mínimo de ajuste se procede como sigue.

- a. Porcentaje por diferencias de relación de transformación

$$p_1 = \frac{|0.991 - (0.597 + 0.398)|}{\frac{1}{2}(0.991 + 0.597 + 0.398)} \cdot 100 = 0.403\%$$

- b. Porcentaje por el conmutador bajo carga

$$p_2 = \frac{144.27 - 130.20}{130.20} \cdot 100 = 10.81\%$$

- c. Porcentaje por la precisión de los TC principales y auxiliares

Los transformadores de corriente tienen una clase de precisión 5P20 por lo tanto en la condición más desfavorable tendríamos:

$$p_3 = 5 + 5 = 10\%$$

Por lo tanto el ajuste de p tiene que ser mayor de 21.21%.

Tabla 3.4. Resumen de cálculos y ajustes en el relé: compensación de ángulo

| Calculados | | | Relé | |
|---------------------|----------------|----|------------|--------------|
| Devanado de 134 kV | Conexión | Yd | T51 | $1/\sqrt{3}$ |
| | g ₁ | 11 | α_1 | 0° |
| | | | α_2 | 0° |
| Devanado de 60 kV | Conexión | Yd | T51 | $1/\sqrt{3}$ |
| | g ₂ | 11 | α_1 | 0° |
| | | | α_2 | 0° |
| Devanado de 13.2 kV | Conexión | Yy | T50 | 1 |
| | g ₃ | 0 | α_1 | 0° |
| | | | α_2 | 0° |

Tabla 3.5. Resumen de cálculos y ajustes en el relé: compensación de relación

| Calculados | | | Relé | |
|---------------------|--------------------|-------|-----------|---------------|
| Devanado de 134 kV | I_{1RELE}/I_{1S} | 1.160 | I_R/I_n | 0.84 +0.03 |
| | S_1/S_1 | 1.0 | E1 | 1.0 |
| Devanado de 60 kV | I_{2RELE}/I_{2S} | 0.693 | I_R/I_n | 0.84 +0.03 |
| | S_2/S_1 | 0.6 | E2 | 0.6 |
| Devanado de 13.2 kV | I_{3RELE}/I_{3S} | 0.610 | I_R/I_n | 0.84 +0.03 |
| | S_2/S_1 | 0.4 | E3 | 0.4 |

Tabla 3.6. Resumen de cálculos y ajustes en el relé: compensación de relación

| Calculados o recomendados | | | Relé | |
|---------------------------|--------------------------------|---------|------|--------|
| Ajuste Bajo (Low setting) | Recomendado | 20-30% | SB | 30% |
| Pendiente (slope) | p ₁ (Relación TCs) | 0.40 % | p | 37.5 % |
| | p ₂ (Taps) | 10.81 % | | |
| | p ₃ (Precisión TCs) | 10.00 % | | |
| | p | 21.21 % | | |

3.3.4 Cálculo para diversas condiciones de operación sin falla interna

A modo de verificación de la no operación del relé para los ajustes recomendados, se han efectuado los cálculos para diferentes condiciones de operación para la cual no debe operar el relé.

Condición A2.1:

Conmutador bajo carga colocado para la tensión nominal y 18 MVA de carga en devanado secundario y 0 MVA en el devanado terciario. El valor de corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|0.594 - (0.597 + 0)|}{\frac{1}{2}(0.594 + 0.597 + 0)} \cdot 100 = 0.503\%$$

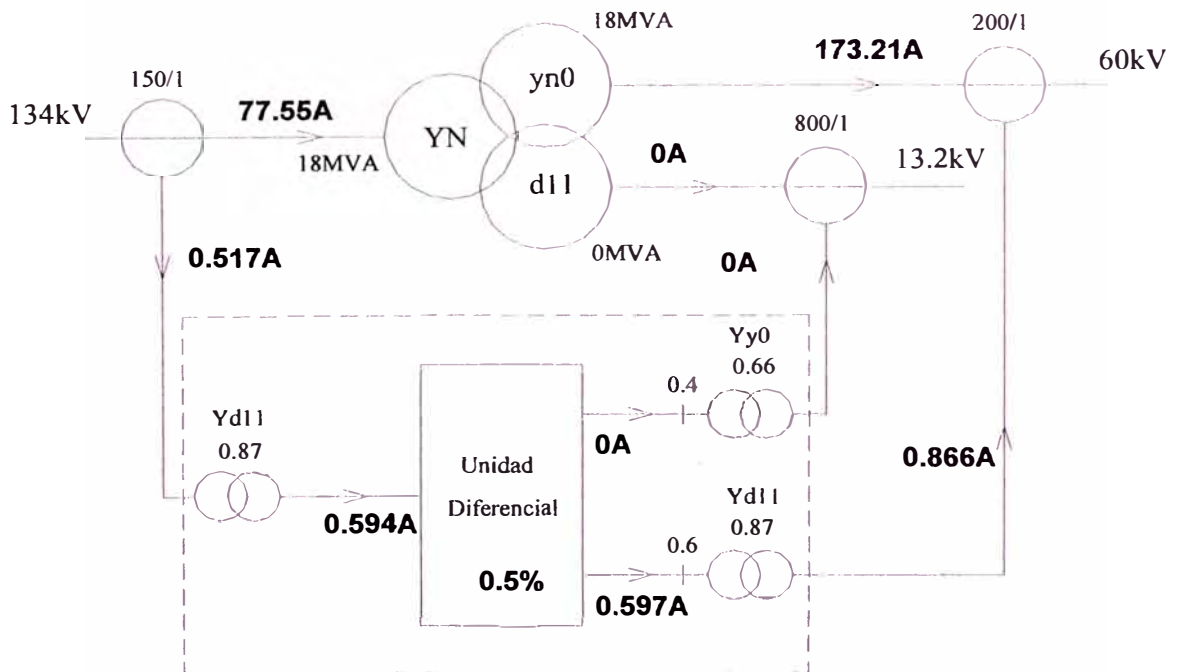


Fig 3.7. Aplicación 2: Corrientes considerando secundario 18MVA, terciario 0MVA.. Conmutador bajo carga en la tensión nominal.

Condición A2.2:

Conmutador bajo carga colocado para la tensión nominal, 0 MVA de carga en devanado secundario y 15 MVA en el devanado terciario. El valor de corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|0.495 - (0 + 0.497)|}{\frac{1}{2}(0.495 + 0 + 0.497)} \cdot 100 = 0.403\%$$

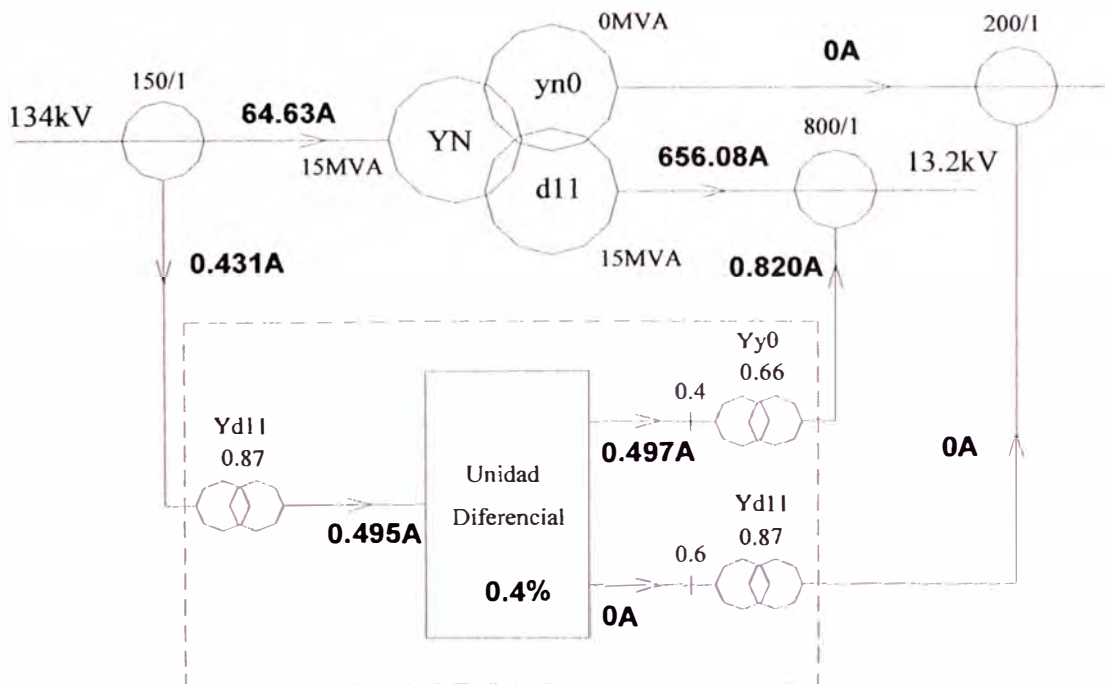


Fig. 3.8. Aplicación2: Corrientes considerando secundario 0MVA, terciario 15 MVA. Conmutador bajo carga en la tensión nominal

Condición A2.3:

Conmutador bajo carga colocado para la tensión máxima, 15 MVA de carga en devanado secundario y 15 MVA en el devanado terciario. El valor de corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|0.900 - (0.498 + 0.497)|}{\frac{1}{2}(0.900 + 0.498 + 0.497)} \cdot 100 = 9.92\%$$

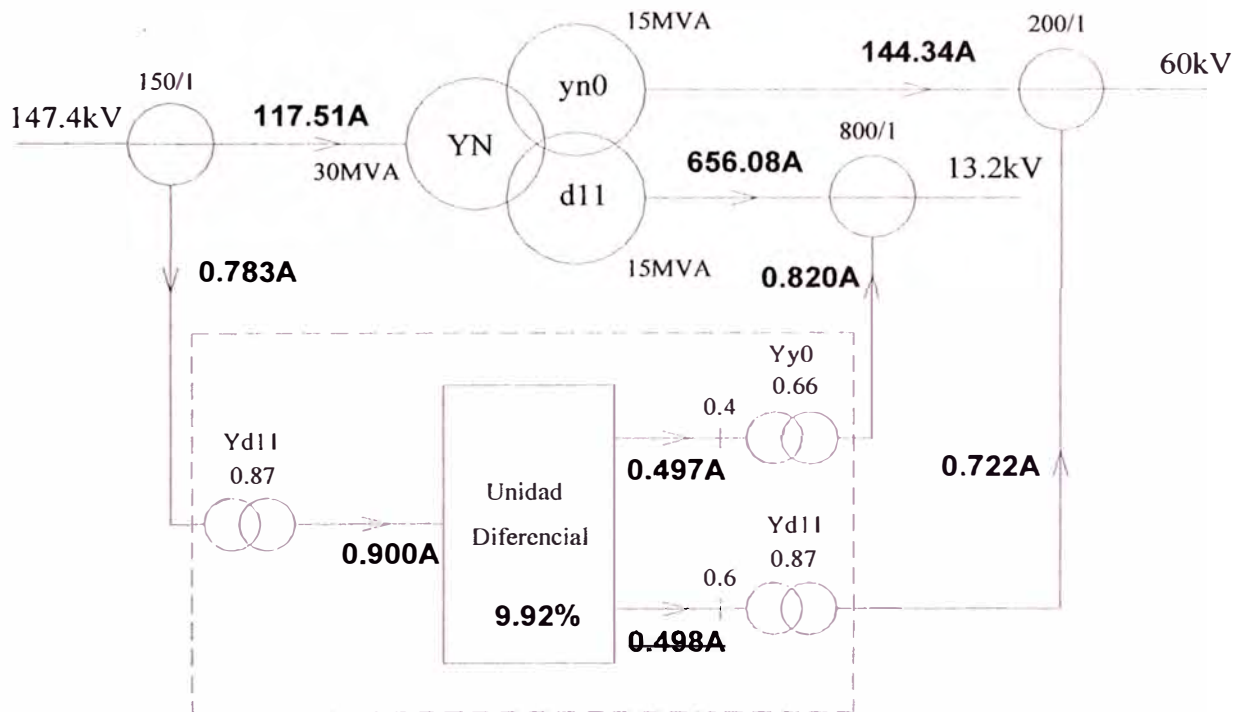


Fig. 3.9. Aplicación2: Corrientes considerando secundario 0MVA, terciario 15 MVA. Conmutador bajo carga en la tensión máxima

Condición A2.4:

Conmutador bajo carga colocado para la mínima tensión, con falla externa trifásica de 10 veces la corriente en el lado de 60 kV. Para analizar la situación más desfavorable se ha considerado que los TCs del lado de 60 kV, arrojan su mayor error de relación (5%). El valor de la corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|0.900 - (0.498 + 0.497)|}{\frac{1}{2}(0.900 + 0.498 + 0.497)} \cdot 100 = 9.92\%$$

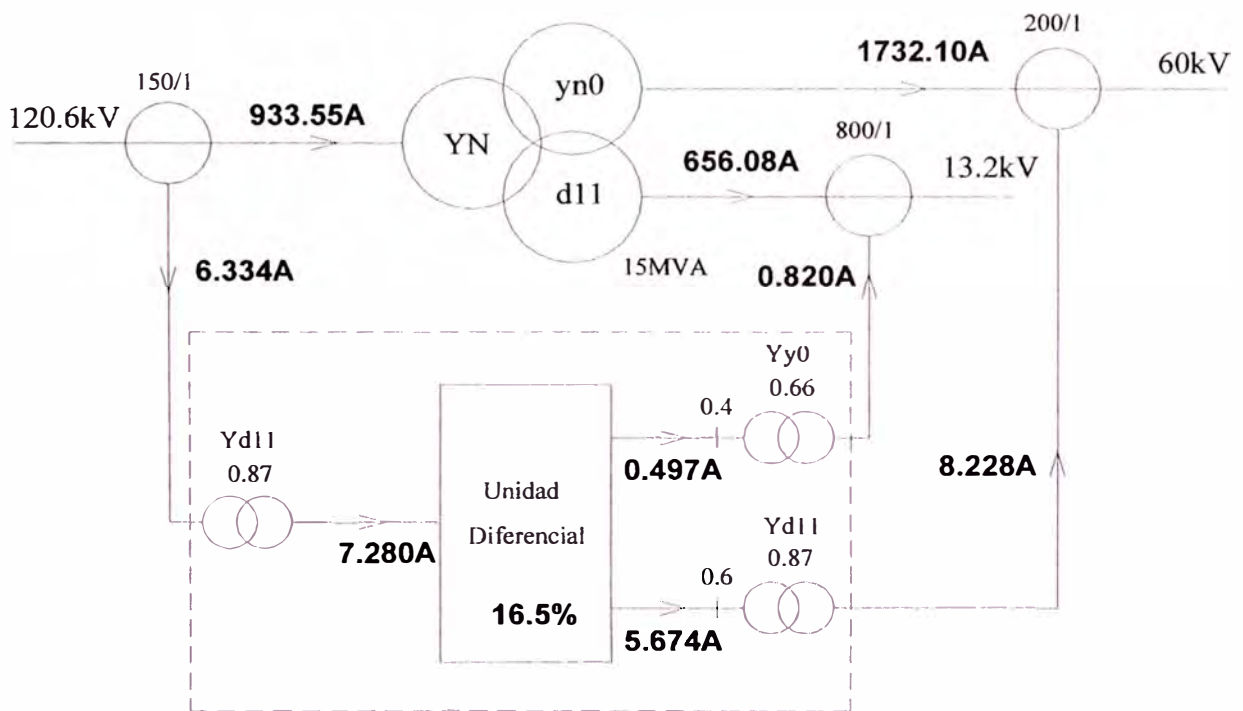


Fig.3.10. Aplicación2: Corrientes considerando falla trifásica externa en el secundario, terciario 15 MVA. Conmutador bajo carga en la tensión mínima

3.4. APLICACIÓN 3: SUB-ESTACIÓN CARHUAQUERO

3.4.1 Selección de Transformadores de corriente principales

a). Corrientes primarias

Lado 220 kV

$$\text{A Tensión nominal} : I_{P1} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 78.73 \text{ A}$$

$$\text{A Tensión máxima} : I_{P1U_{max}} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 248.6} = 69.67 \text{ A}$$

$$\text{A Tensión mínima} : I_{P1U_{MIN}} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 191.4} = 90.49 \text{ A}$$

$$\text{Media geométrica} : I_{P1MG} = \sqrt{69.67 \cdot 90.49} = 79.40 \text{ A}$$

$$\text{Lado 60 kV} : I_{P2} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 60} = 288.68 \text{ A}$$

En este caso específico, la potencia de este devanado secundario es igual a la del primario; pero, vamos a calcular también la corriente para la potencia complementaria a la potencia del devanado terciario, es decir para 21 MVA

$$\text{Lado 60 kV} : I_{P2} = \frac{21000}{\sqrt{3} \cdot 60} = 202.07 \text{ A}$$

$$\text{Lado 22.9 kV} : I_{P3} = \frac{9000}{\sqrt{3} \cdot 22.9} = 226.91 \text{ A}$$

Al igual que para la aplicación 2, las corrientes calculadas arriba nos sirven para determinar las máximas corrientes de carga que podrían circular en los devanados y poder seleccionar los TCs adecuados; sin embargo, para determinar los factores de compensación se tiene que considerar como si la potencia plena pasara por cada uno de los devanados, así obtenemos:

$$\text{Lado 22.9 kV} \quad : I_{P3} = \frac{30000}{\sqrt{3} \cdot 22.9} = 756.35 \text{ A}$$

b). Transformadores de corriente principales

Lado 220 kV : 100/5 A, 20VA, 5P20

Lado 60 kV : 150-200/5 A, 20VA, 5P20

Lado 22.9 kV : 175-250/5 A, 20VA, 5P20

3.4.2 Compensación de relación de transformación, ángulo y homopolar

a). Compensación de ángulo y filtrado de corrientes homopolares

Como el grupo de conexión del transformador de potencia es YNd5yn0

Se debe cumplir: $g_1 = g_2 + 5$

y $g_1 = g_3$

Haciendo $g_2 = 0$, obtenemos que, $g_1 = 5$ y $g_3 = 5$, y tendríamos que

Lado 220 kV : Yd5

Lado 60 kV : Yy0

Lado 22.9 kV : Yd5

En la Fig 3.11, se pueden apreciar los ángulos relativos en cada parte del circuito a modo de verificación de la corrección de los ángulos de desfasaje.

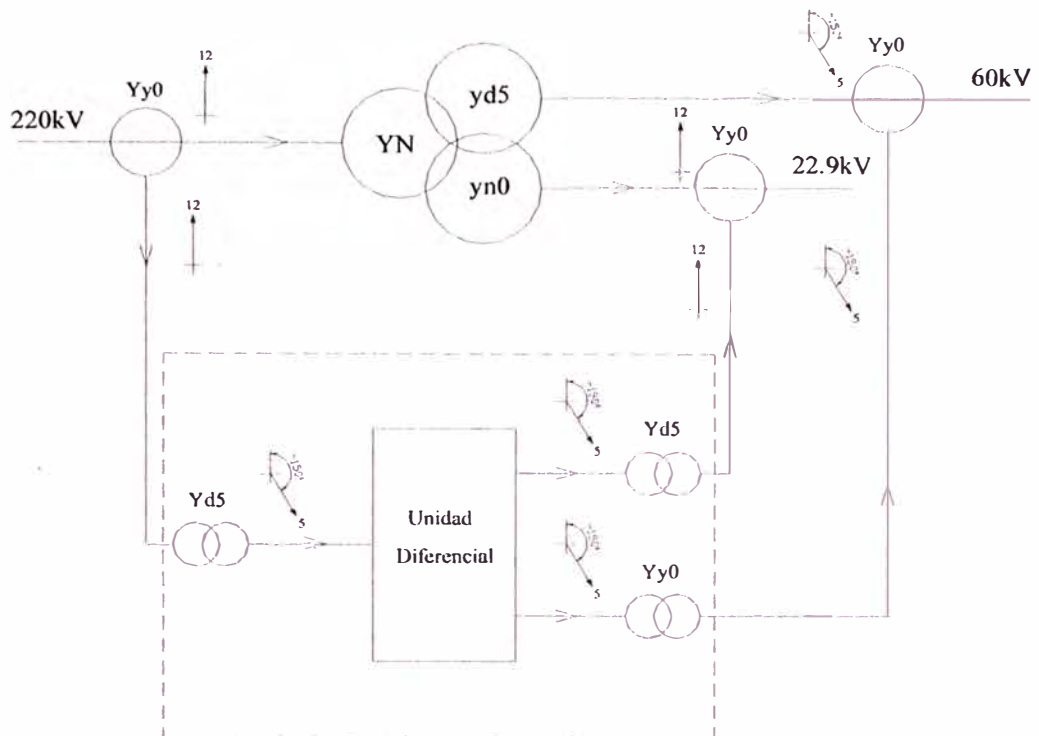


Fig. 3.11. Aplicación 3: Corrección del ángulo de desfase

b). Cálculo de las corrientes secundarias de los TCs principales

Para efectos de la determinación de los factores de compensación de relación se consideran las corrientes con la plena potencia para todos los devanados calculadas en 3.4.1 a), así.

$$\text{Lado 220 kV} \quad : \quad I_{S1} = \frac{78.73}{100/5} = 3.937 \text{ A}$$

$$\text{Lado 60 kV} \quad : \quad I_{S2} = \frac{288.67}{200/5} = 7.217 \text{ A}$$

$$\text{Lado 22.9 kV} \quad : \quad I_{S3} = \frac{756.35}{250/5} = 15.127 \text{ A}$$

c). Factores de compensación de relación de transformación

Este factor es el valor por el que hay que multiplicar a las corrientes secundarias de los TCs principales para obtener un valor de corriente lo más cercano a la corriente nominal del relé. Así:

$$\text{Lado 220 kV} \quad : k'_1 = \frac{5}{3.937} = 1.270 \quad k_{1RELE} = 1.27$$

$$\text{Lado 60 kV} \quad : k'_2 = \frac{5}{7.217} = 0.693 \quad k_{2RELE} = 0.69$$

$$\text{Lado 22.9 kV} \quad : k'_3 = \frac{5}{15.127} = 0.331 \quad k_{3RELE} = 0.33$$

En los relés KBCH este factor se ingresa directamente al relé. Estos factores son ajustables entre 0.05 y 2.0 en pasos de 0.01.

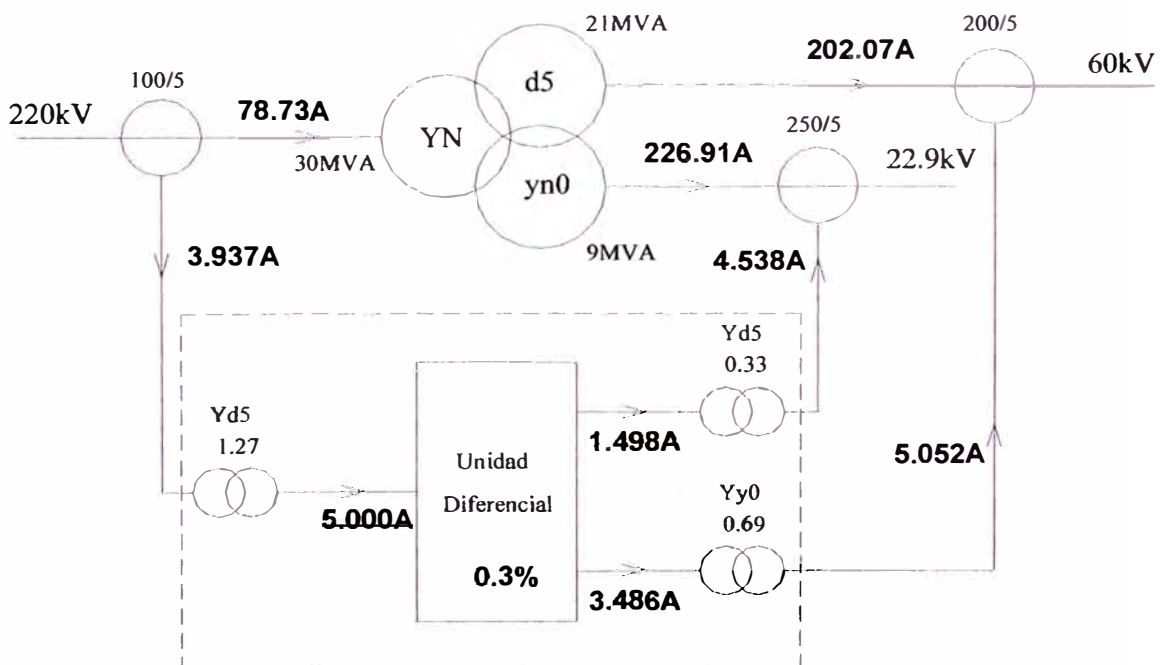


Fig. 3.11. Aplicación 3. Corrientes para conmutador bajo carga en la tensión nominal y carga máxima del transformador y del devanado terciario

3.4.3. Ajustes en el relé

En los relés KBCH se tienen que realizar los siguientes ajustes correspondientes a la protección diferencial:

| | |
|---------------------------------|----------------------------|
| Habilitar las funciones | : Ver Fig 3.12 |
| Configuración del transformador | : Ver Fig 3.13 |
| Relación de los TCs principales | : De 1:1 a 9999:1 |
| Compensación de relación | : De 0.05 a 2, (paso 0.01) |
| Compensación de ángulo | : Ver Tabla 3.4 |
| Corriente de ajuste bajo Id > | : 0.1 a 0.5PU (paso 0.1) |
| Corriente de ajuste alto Id >> | : 5 a 20PU (paso 0.5) |

Además, también se puede ajustar lo siguiente (que en esta aplicación no se ha habilitado):

| | |
|---------------------------------------|-----------------------------|
| Protección contra falla a tierra lo > | : 0.05 a 1.0PU (paso 0.01) |
| Sobreexcitación de 5º armónico lof | : 10 a 50% (paso 5) |
| Temporización detección 5º tOF | : 0.1s a 14.4ks (paso 0.01) |

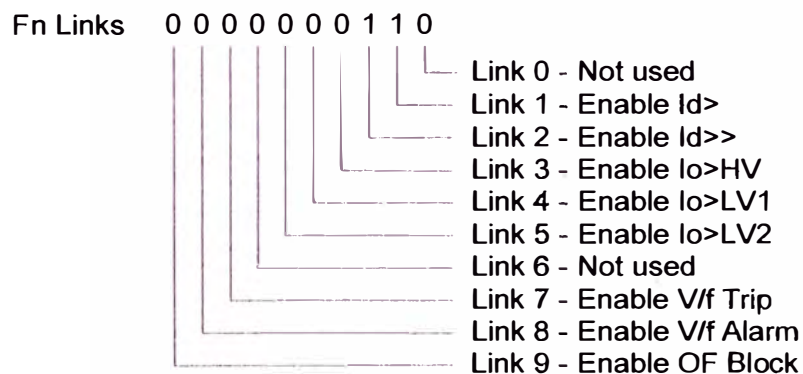


Fig 3.12. Ajuste de funciones





| Ajuste | Nº de entradas de frenado | Configuración |
|------------|---------------------------|--|
| HV+LV | 2 |  |
| HV+LV1+LV2 | 3 |  |
| HV(x2)+LV | 3 |  |
| HV+LV(x2) | 3 |  |

Fig.3.13. Ajustes de configuración del KBCH130

Tabla 3.7 Compensación de ángulo

| Ajuste | Desfasaje introducido |
|--------|-----------------------|
| Yy0 | 0° |
| Yd1 | -30° |
| Yd2 | -60° |
| Yd3 | -90° |
| Yd4 | -120° |
| Yd5 | -150° |
| Yy6 | +180° |
| Yd7 | +150° |
| Yd8 | +120° |
| Yd9 | +90° |
| Yd10 | +60° |
| Yd11 | +30° |
| Ydy0 | 0° |
| Ydy6 | +180° |

En la Fig 3.14 se puede ver la parte del impreso de la configuración de relé correspondiente a la protección diferencial.

```

01      Group 1

05      SETTINGS (1)
0501   S1   Fn. Links           0000000000000110
0502   S1   Configuration       HV+LV1+LV2
0503   S1   HV CT Ratio         20,00 : 1
0504   S1   LV1 CT Ratio        40,00 : 1
0505   S1   LV2 CT Ratio        50,00 : 1
0506   S1   HV Ratio Cor        1,270
0507   S1   HV VectorCor        Yd5 (-150 deg)
0508   S1   LV1 Ratio Cor       690, 0e-3
0509   S1   LV1 VectorCor       Yy0 (0 deg)
050A   S1   LV2 Ratio Cor       330, 0e-3
050B   S1   LV2 VectorCor       Yd5 (-150 deg)
050C   S1   Id>                 200, 0e-3PU
050D   S1   Id>>                5,000PU

```

Fig 3.14. Configuración final de los ajustes. Grupo 1

Adicionalmente se tienen que configurar las salidas, en la Fig 3.15 se ve esta configuración.

```

0B      RELAY MASKS
0B01   RLY  Id>A                00000001
0B02   RLY  Id>B                00000001
0B03   RLY  Id>C                00000001
0B04   RLY  Id>>A               00000010
0B05   RLY  Id>>B               00000010
0B06   RLY  Id>>C               00000010
0B07   RLY  Io> HV               00000100
0B08   RLY  Io> LV1             00000100
0B09   RLY  Io> LV2             00000100
0B0A   RLY  Aux0                 00000000
0B0B   RLY  Aux1                 11111111
0B0C   RLY  Aux2                 10101010
0B0D   RLY  Aux3                 01010101
0B0E   RLY  Aux4                 00000000
0B0F   RLY  Aux5                 00000000
0B10   RLY  Aux6                 00000000
0B11   RLY  Aux7                 00000000
0B12   RLY  Tap Up               00000000
0B13   RLY  Tap Down            00000000
0B15   RLY  OF Alarm             00010000
0B16   RLY  V/f Trip             00100000
0B17   RLY  V/f Alarm            01000000

```

Fig 3.15. Configuración de salidas

Tabla 3.8. Resumen de cálculos y ajustes en el relé: compensación de ángulo

| Lado | Calculados | | Relé (Ingresados) | |
|---------------------|----------------|------------|-------------------|-------------------|
| Devanado de 220 kV | Conexión g_1 | Y_d 5 | HV VectorCor | Y_d5 (-150 deg) |
| Devanado de 60 kV | Conexión g_2 | Y_y 0 | LV1 VectorCor | Y_y0 (0 deg) |
| Devanado de 22.9 kV | Conexión g_3 | Y_d 5 | LV2 VectorCor | Y_d5 (-150 deg) |

Tabla 3.9. Resumen de cálculos y ajustes en el relé: compensación de relación

| Lado | Calculados | | Relé (ingresados) | |
|---------------------|--------------------|------|-------------------|----------|
| Devanado de 134 kV | I_{1RELE}/I_{1S} | 1.27 | HV Ratio Cor | 1.270 |
| Devanado de 60 kV | I_{2RELE}/I_{2S} | 0.69 | LV1 Ratio Cor | 690 0e-3 |
| Devanado de 13.2 kV | I_{3RELE}/I_{3S} | 0.33 | LV2 Ratio Cor | 330 0e-3 |

Tabla 3.10. Resumen de ajustes en el relé: Corrientes de operación

| Parámetros | Relé (ingresados) | |
|----------------------------|-------------------|-------------|
| Ajuste Bajo (Low setting) | $I_d >$ | 200, 0e-3PU |
| Ajuste Alto (High setting) | $I_d >>$ | 5,000PU |

3.4.4. Cálculo para diversas condiciones de operación sin falla interna

A modo de verificación de la no operación del relé para los ajustes recomendados, se han efectuado los cálculos para diferentes condiciones de operación, para las cuales, no debe operar el relé.

Condición A3.1:

Conmutador bajo carga colocado para la tensión nominal y 21 MVA de carga en devanado secundario y 0 MVA en el devanado terciario. El valor de corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|3.500 - (3.486 + 0)|}{\frac{1}{2}(3.500 + 3.486 + 0)} \cdot 100 = 0.401\%$$

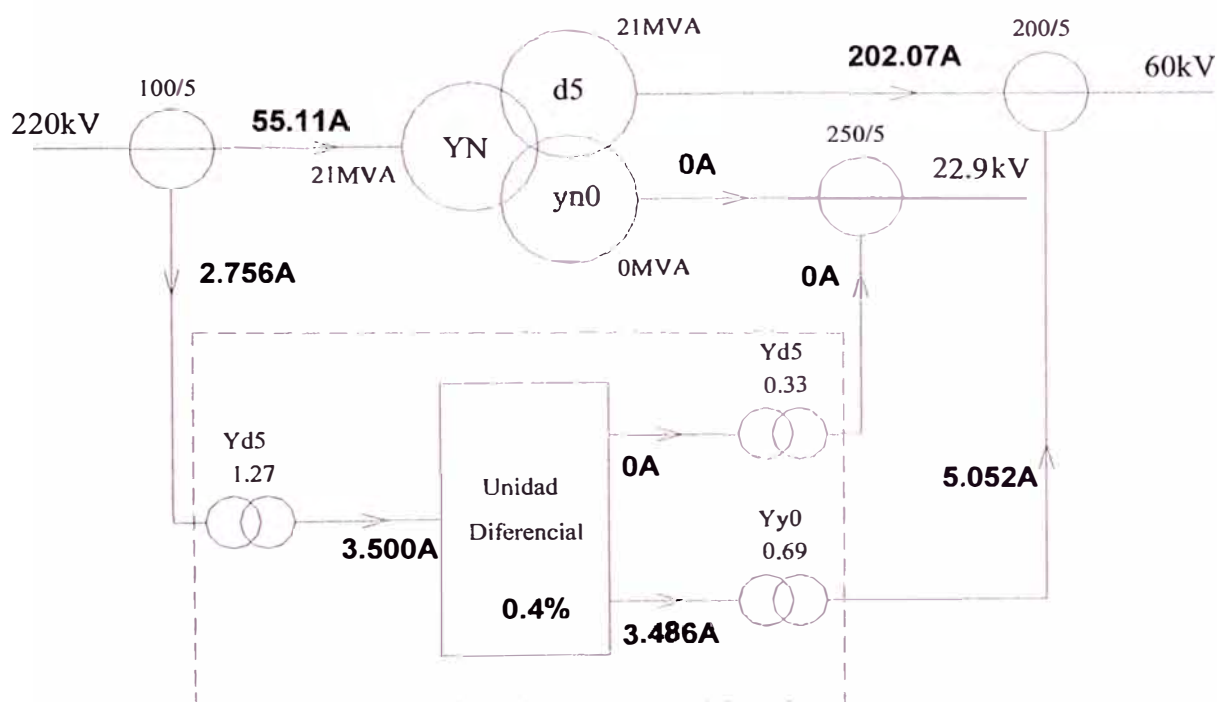


Fig 3.16. Aplicación 3: Corrientes considerando secundario 21MVA, terciario 0MVA.. Conmutador bajo carga en la tensión nominal.

Condición A3.2:

Conmutador bajo carga colocado para la tensión nominal, 0 MVA de carga en devanado secundario y 9 MVA en el devanado terciario. El valor de corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|1.500 - (0 + 1.498)|}{\frac{1}{2}(1.500 + 0 + 1.498)} \cdot 100 = 0.133\%$$

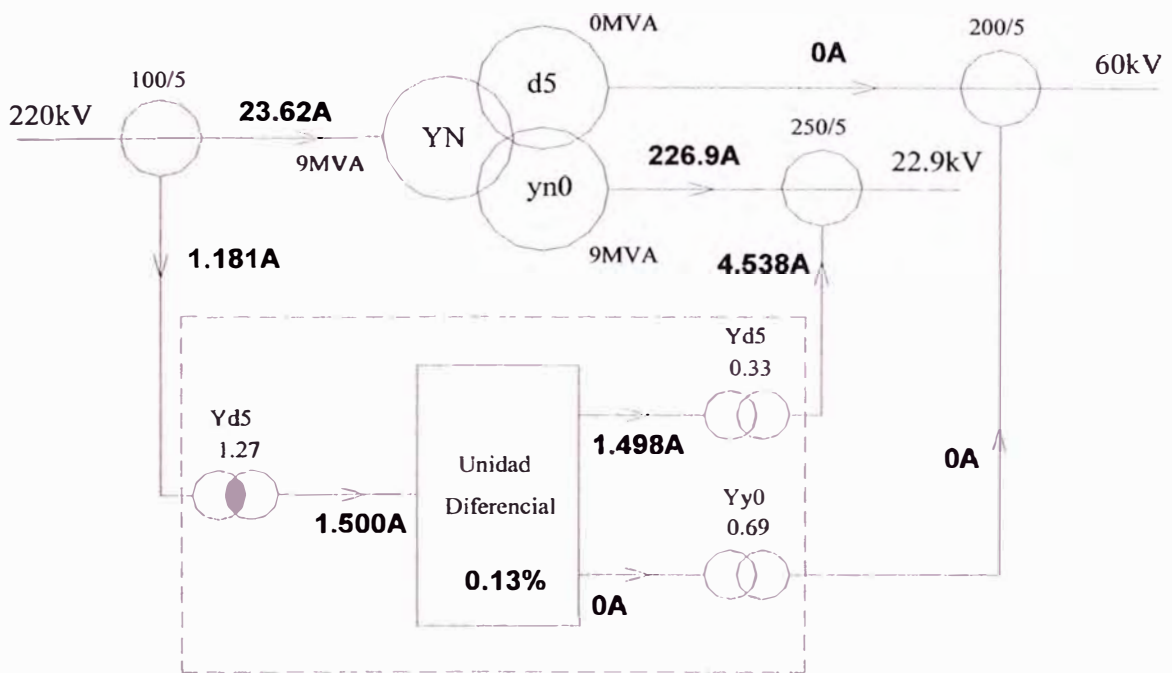


Fig. 3.17. Aplicación3: Corrientes considerando secundario 0MVA, terciario 9 MVA. Conmutador bajo carga en la tensión nominal

Condición A3.3:

Conmutador bajo carga colocado para la tensión máxima, 21 MVA de carga en devanado secundario y 9 MVA en el devanado terciario. El valor de corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|4.425 - (3.486 + 1.498)|}{\frac{1}{2}(4.425 + 3.486 + 1.498)} \cdot 100 = 11.88\%$$

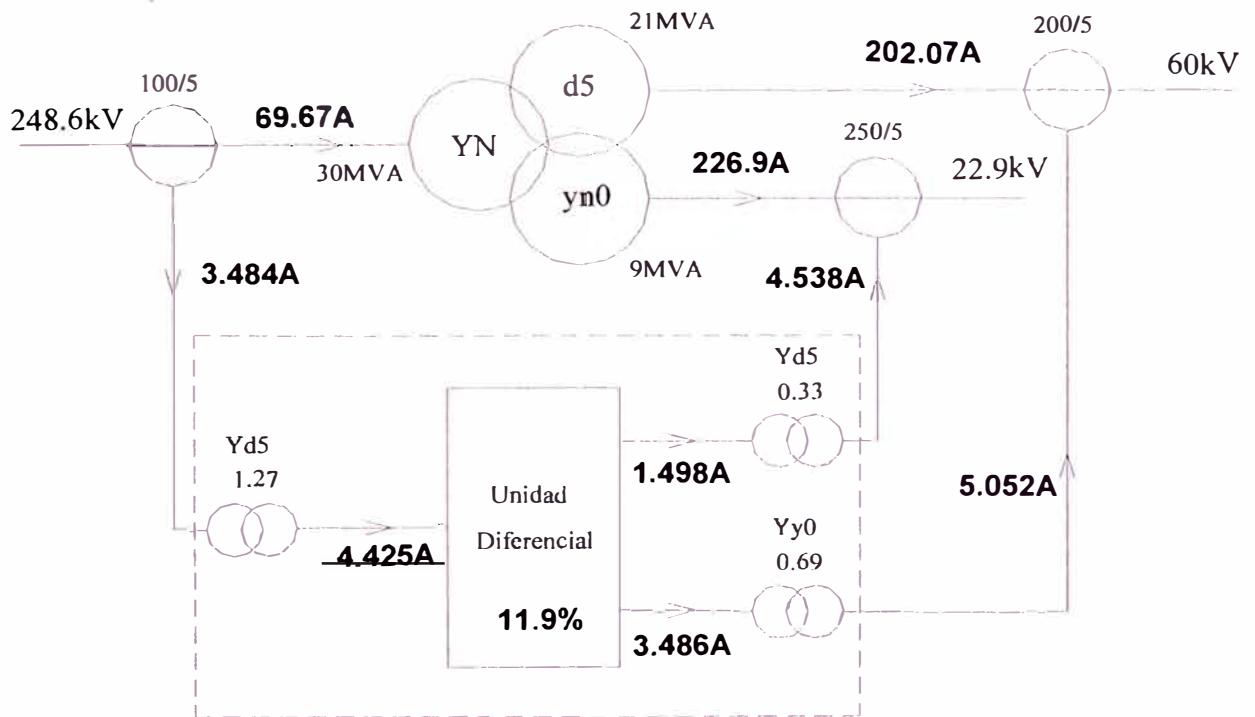


Fig. 3.18. Aplicación3: Corrientes considerando secundario 21MVA, terciario 9 MVA. Conmutador bajo carga en la tensión máxima

Condición A3.4:

Conmutador bajo carga colocado para la mínima tensión, con falla externa trifásica de 20 veces la corriente en el lado de 22.9 kV, carga en el secundario 0 MVA. Para analizar la situación más desfavorable se ha considerado que los TCs del lado de 22.9 kV, arrojan su mayor error de relación (5%). El valor de la corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|34.48 - (0 + 28.45)|}{\frac{1}{2}(34.48 + 0 + 28.45)} \cdot 100 = 19.16\%$$

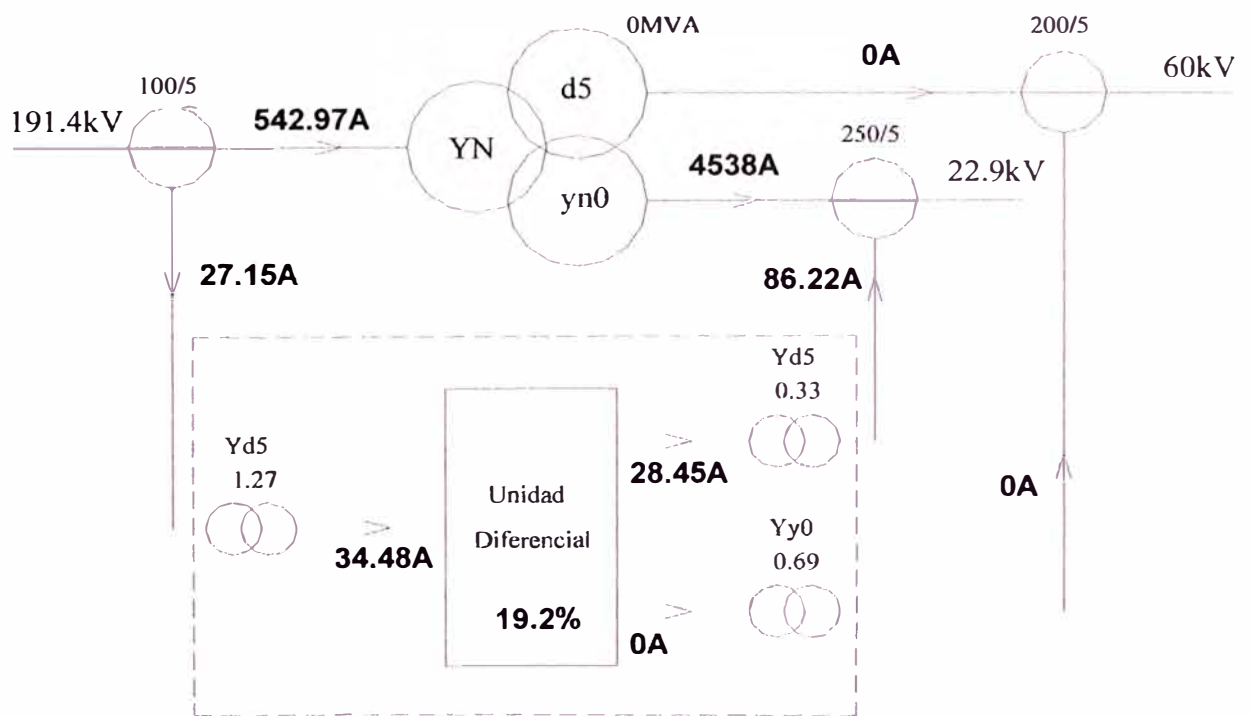


Fig.3.19. Aplicación3: Corrientes considerando falla trifásica externa en el terciario , secundario 0MVA. Conmutador bajo carga en la tensión mínima

3.5. APLICACIÓN 4: SUB-ESTACIÓN MINERA IZCAYCRUZ

3.5.1 Selección de Transformadores de corriente principales

a). Corrientes primarias

Lado 60 kV

$$\text{A Tensión nominal} : I_{P1} = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 60} = 230.94 \text{ A}$$

$$\text{A Tensión máxima} : I_{P1U_{max}} = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 64.538} = 217.70 \text{ A}$$

$$\text{A Tensión mínima} : I_{P1U_{MIN}} = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 55.463} = 249.83 \text{ A}$$

$$\text{Media geométrica} : I_{P1MG} = \sqrt{69.67 \cdot 90.49} = 79.40 \text{ A}$$

$$\text{Lado 33 kV} : I_{P2} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 33} = 279.93 \text{ A}$$

$$\text{Lado 4.16 kV} : I_{P3} = \frac{8000}{\sqrt{3} \cdot 4.16} = 1110.29 \text{ A}$$

Al igual que para las aplicaciones anteriores, las corrientes calculadas arriba nos sirven para determinar las máximas corrientes de carga que podrían circular en los devanados y poder seleccionar los TCs adecuados. Los relés MICOM P633 calculan los factores de compensación de relación y ya no es necesario que sean determinados por el usuario. Solamente con la finalidad de verificar los cálculos realizados por el relé, es que, vamos a calcularlos. Considerando la potencia plena para cada devanado, obtenemos:

$$\text{Lado 33 kV} : I_{P2} = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 33} = 419.89 \text{ A}$$

$$\text{Lado 4.16 kV} \quad : I_{P3} = \frac{24000}{\sqrt{3} \cdot 4.16} = 3330.87 \text{ A}$$

b). Transformadores de corriente principales

$$\text{Lado 60 kV} \quad : 150\text{-}\underline{300}/1 \text{ A,} \quad 20\text{VA, } 5\text{P}20$$

$$\text{Lado 33 kV} \quad : 150\text{-}\underline{300}/1 \text{ A,} \quad 20\text{VA, } 5\text{P}20$$

$$\text{Lado 22.9 kV} \quad : 1200/1 \text{ A,} \quad 30\text{VA, } 5\text{P}20$$

3.5.2 Compensación de relación de transformación, ángulo y homopolar

Como se ha indicado líneas arriba el relé calcula el factor de relación y la compensación de ángulo la realiza automáticamente ingresando los grupos de conexión primario-secundario y primario-terciario.

a). Compensación de ángulo y filtrado de corrientes homopolares

Para esta compensación solo es necesario ingresar lo siguiente:

$$60 \text{ kV a } 33 \text{ kV} \quad : \text{Yy}0$$

$$60 \text{ kV a } 4.16 \text{ kV} \quad : \text{Yd}5$$

b). Cálculo de las corrientes secundarias de los TCs principales

Estos cálculos ya no son necesarios ya que el relé los realiza. Sin embargo los calcularemos para compararlos con los obtenidos por el relé.

Así para la plena potencia obtenemos:

$$\text{Lado 60 kV} \quad : I_{S1} = \frac{230.94}{300/1} = 0.7698 \text{ A}$$

$$\text{Lado 33 kV} \quad : I_{S2} = \frac{419.89}{300/1} = 1.3996 \text{ A}$$

$$\text{Lado 4.16 kV} \quad : I_{S3} = \frac{3330.87}{1200/1} = 2.7757 \text{ A}$$

c). Factores de compensación de relación de transformación

Este factor es el valor por el que hay que multiplicar a las corrientes secundarias de los TCs principales para obtener un valor de corriente lo más cercano a la corriente nominal del relé. Así:

$$\text{Lado 60 kV} \quad : \quad k'_1 = \frac{1}{0.7687} = 1.301$$

$$\text{Lado 33 kV} \quad : \quad k'_2 = \frac{1}{1.3996} = 0.714$$

$$\text{Lado 4.16 kV} \quad : \quad k'_3 = \frac{1}{2.7757} = 0.360$$

En los relés MICOM P633 estos factores son calculados. Entre los valores encontrados arriba y los calculados por el relé hay diferencias debido a la precisión de los valores con los cuales el relé los calcula. Calculemos los mismos valores tomando en cuenta esta precisión.

Tensiones consideradas:

Lado 60 kV 60.0 kV

Lado 33 kV 33.0 kV

Lado 4.16 kV 4.1 kV

Corrientes primarias calculadas por el relé:

$$\text{Lado 60 kV} \quad I_{P1} = \frac{24}{\sqrt{3} \cdot 60} = 0.231 \text{ kA}$$

$$\text{Lado 33 kV} \quad I_{P2} = \frac{24}{\sqrt{3} \cdot 33} = 0.420 \text{ kA}$$

$$\text{Lado 4.16 kV} \quad I_{P3} = \frac{24}{\sqrt{3} \cdot 4.1} = 3.380 \text{ kA}$$

3.5.3. Ajustes en el relé

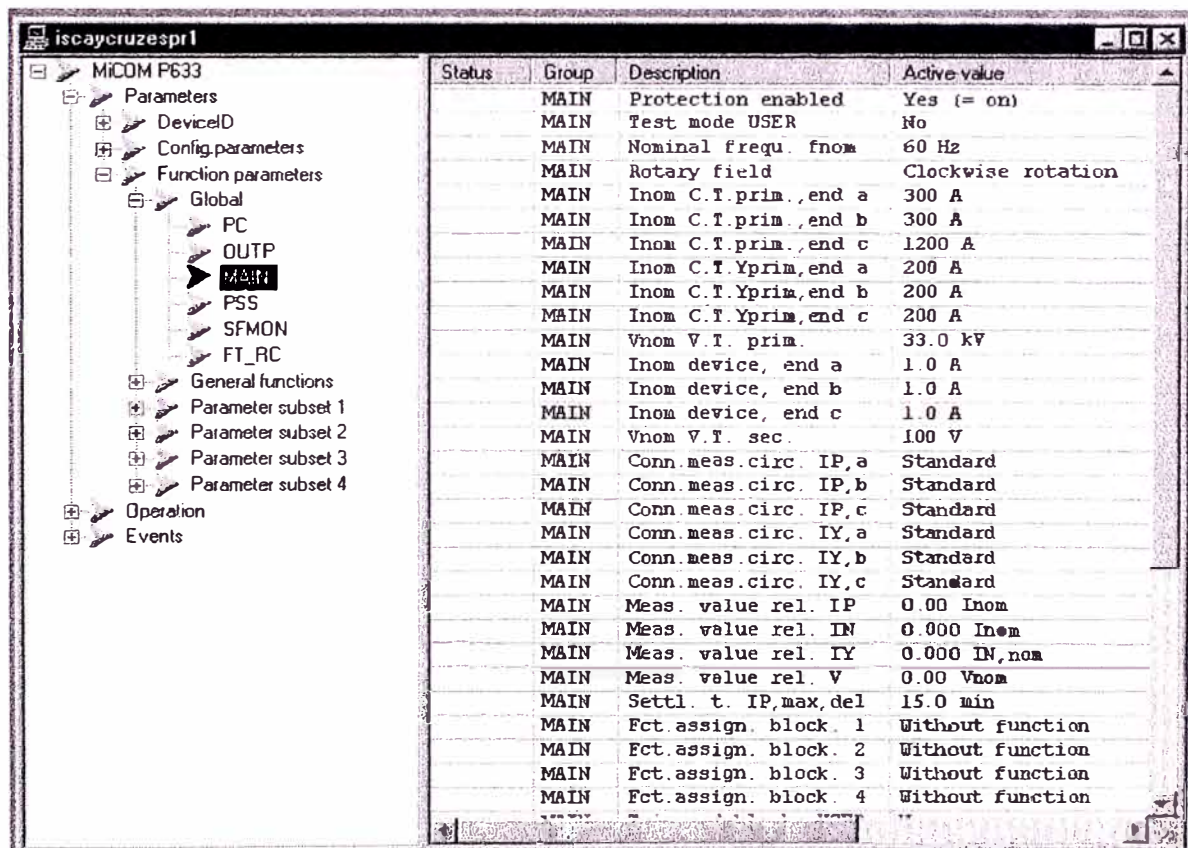
En los relés MICOM P633, refiriéndonos a la protección diferencial se tienen que ingresar los siguientes datos:

1. Corrientes primarias nominales de los TCs principales:

| | |
|--------------|--------|
| Lado 60 kV | 300 A |
| Lado 33 kV | 300 A |
| Lado 4.16 kV | 1200 A |

2. Corrientes nominales del relé para cada devanado: 1 A para los tres.

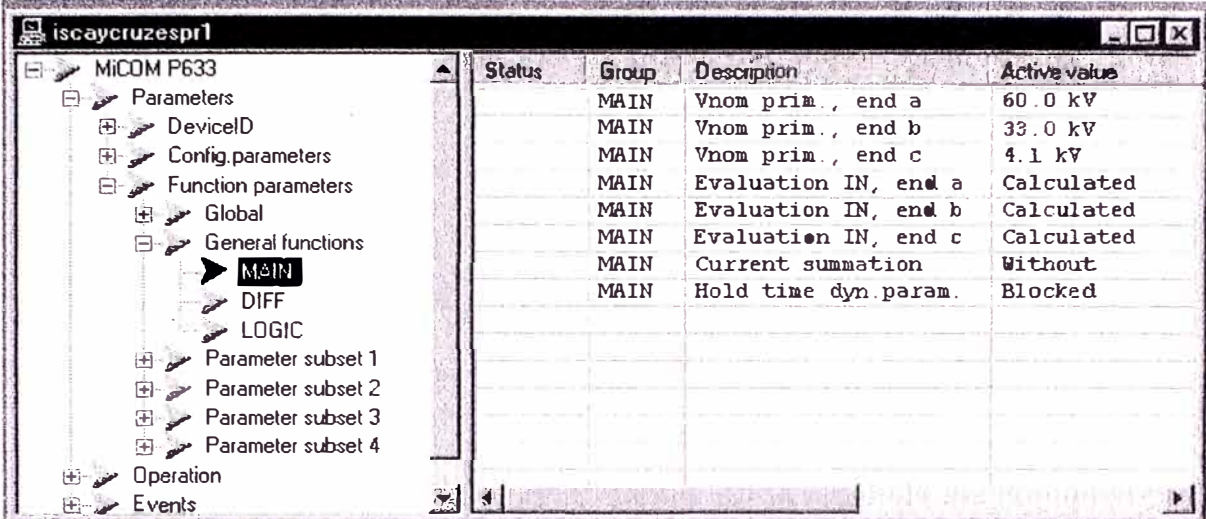
Estos datos se pueden ver en la Fig 3.21



| Status | Group | Description | Active value |
|--------|-------|---------------------------------|-----------------------|
| | MAIN | Protection enabled | Yes (= on) |
| | MAIN | Test mode USER | No |
| | MAIN | Nominal frequ. f _{nom} | 60 Hz |
| | MAIN | Rotary field | Clockwise rotation |
| | MAIN | Inom C.T. prim., end a | 300 A |
| | MAIN | Inom C.T. prim., end b | 300 A |
| | MAIN | Inom C.T. prim., end c | 1200 A |
| | MAIN | Inom C.T. Yprim., end a | 200 A |
| | MAIN | Inom C.T. Yprim., end b | 200 A |
| | MAIN | Inom C.T. Yprim., end c | 200 A |
| | MAIN | V _{nom} V.T. prim. | 33.0 kV |
| | MAIN | Inom device, end a | 1.0 A |
| | MAIN | Inom device, end b | 1.0 A |
| | MAIN | Inom device, end c | 1.0 A |
| | MAIN | V _{nom} V.T. sec. | 100 V |
| | MAIN | Conn. meas. circ. IP, a | Standard |
| | MAIN | Conn. meas. circ. IP, b | Standard |
| | MAIN | Conn. meas. circ. IP, c | Standard |
| | MAIN | Conn. meas. circ. IY, a | Standard |
| | MAIN | Conn. meas. circ. IY, b | Standard |
| | MAIN | Conn. meas. circ. IY, c | Standard |
| | MAIN | Meas. value rel. IP | 0.00 Inom |
| | MAIN | Meas. value rel. IN | 0.000 Inom |
| | MAIN | Meas. value rel. IY | 0.000 IN, nom |
| | MAIN | Meas. value rel. V | 0.00 V _{nom} |
| | MAIN | Settl. t. IP, max, del | 15.0 min |
| | MAIN | Fct. assign. block. 1 | Without function |
| | MAIN | Fct. assign. block. 2 | Without function |
| | MAIN | Fct. assign. block. 3 | Without function |
| | MAIN | Fct. assign. block. 4 | Without function |

Fig 3.21. Corrientes nominales primarias de los TCs principales y corrientes nominales del relé para cada devanado

3. Las tensiones nominales de cada devanado, tal como se pueden apreciar en la Fig 3.22



| Status | Group | Description | Active value |
|--------|-------|----------------------|--------------|
| | MAIN | Vnom prim., end a | 60.0 kV |
| | MAIN | Vnom prim., end b | 33.0 kV |
| | MAIN | Vnom prim., end c | 4.1 kV |
| | MAIN | Evaluation IN, end a | Calculated |
| | MAIN | Evaluation IN, end b | Calculated |
| | MAIN | Evaluation IN, end c | Calculated |
| | MAIN | Current summation | Without |
| | MAIN | Hold time dyn.param. | Blocked |

Fig 3.22. Tensiones nominales de los devanados

4. La máxima potencia del transformador: 24 MVA

Con estos datos ingresados el relé calcula las corrientes de línea y los factores de corrección de transformación.

5. Los grupos de conexión:

60 kV a 33 kV : Yy0

60 kV a 4.16 kV : Yd5

Estos datos y cálculos se pueden ver en la Fig 3.23. Se puede apreciar que las hileras correspondientes a las corrientes nominales del transformador y los factores de corrección de relación está bloqueados, indicando con esto que no pueden ser modificados por el usuario. Estos valores son iguales a los calculados en 3.2.5 c).

| Status | Group | Description | Active value |
|--------|-------|----------------------|--------------|
| | DIFF | General enable USER | Yes |
| | DIFF | Reference power Sref | 24.0 MVA |
| | DIFF | Ref. curr. Iref,a | 0.231 kA |
| | DIFF | Ref. curr. Iref,b | 0.420 kA |
| | DIFF | Ref. curr. Iref,c | 3.380 kA |
| | DIFF | Matching fact. kam,a | 1.2990 |
| | DIFF | Matching fact. kam,b | 0.7144 |
| | DIFF | Matching fact. kam,c | 0.3550 |
| | DIFF | Vector grp. ends a-b | 0 |
| | DIFF | Vector grp. ends a-c | 5 |
| | DIFF | Meas. value rel. Id | 0.05 Iref |
| | DIFF | Meas. value rel. IR | 0.05 Iref |

Fig 3.23. Ingreso de potencia y grupos de conexión del transformador. Corrientes nominales y factores de corrección de relación calculados.

6. Ajuste de los umbrales de disparo, En la Fig 3.24 se pueden ver los ajustes de la corriente diferencial de ajuste bajo y alto (dos valores), las pendientes y los valores de retención para el 2º y 5º armónicos

| Status | Group | Description | Active value |
|--------|-------|----------------------|---------------------|
| | DIFF | Enable PS1 | Yes |
| | DIFF | Idiff> PS1 | 0.20 Iref |
| | DIFF | Idiff>> PS1 | 10 Iref |
| | DIFF | Idiff>>> PS1 | 20 Iref |
| | DIFF | m1 PS1 | 0.3 |
| | DIFF | m2 PS1 | 0.7 |
| | DIFF | IR,m2 PS1 | 4.0 Iref |
| | DIFF | Op.mode harm.bl.PS1 | Not phase-selective |
| | DIFF | RushI(2f0)/I(f0)PS1 | 20 % |
| | DIFF | 0-seq. filt.a en.PS1 | Yes |
| | DIFF | 0-seq. filt.b en.PS1 | Yes |
| | DIFF | 0-seq. filt.c en.PS1 | No |
| | DIFF | Overflux.bl.en.PS1 | Yes |
| | DIFF | OverI(5f0)/(f0)PS1 | 20 % |

Fig 3.24. Ajustes de las corrientes de operación, pendientes y retención de 2º y 5º armónicos.

Adicionalmente en este tipo de relés se tienen que configurar las salidas. En la Fig. 3.25 se ve por ejemplo la asignación de la salida lógica 1 (LOGIC Output 1) a los relés de salida K 901, K 902 y K 903, cuyos contactos dan la señal de disparo a los interruptores de cada devanado.

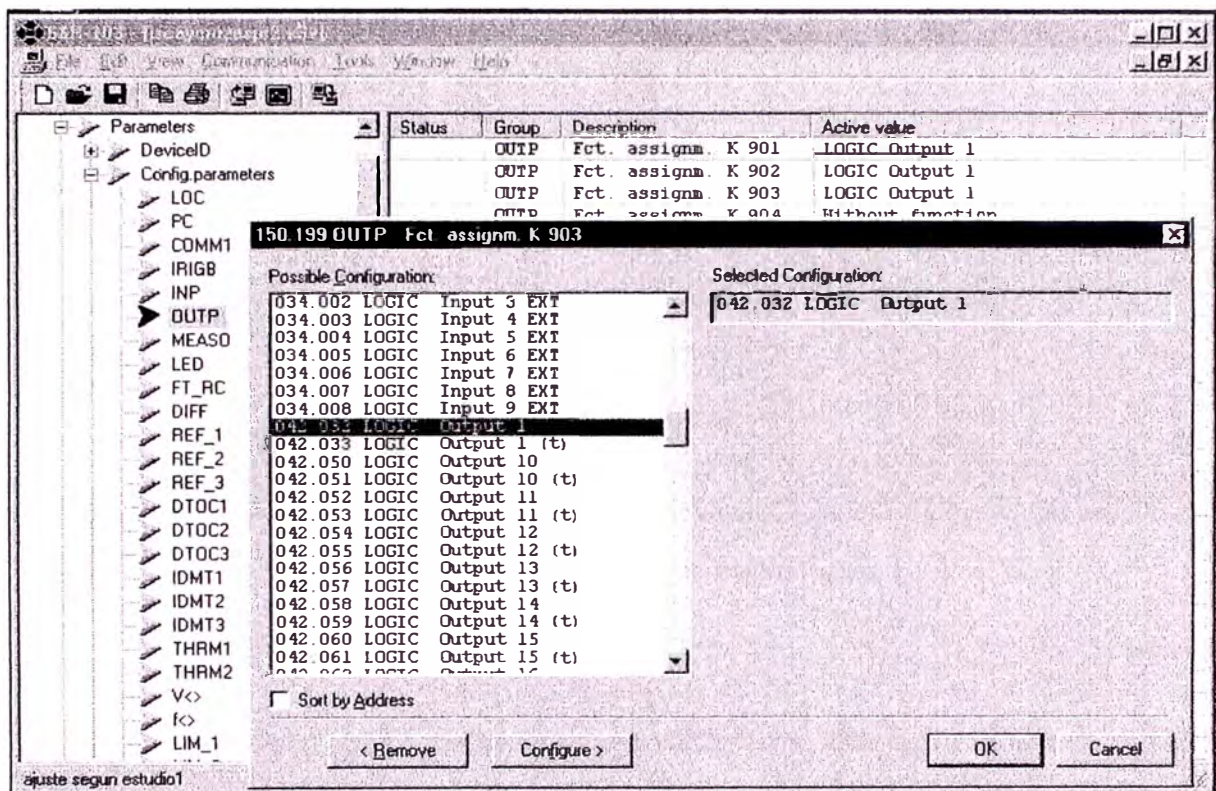


Fig 3.25. Configuración de los relés de salida, con asignación lógica.

En este caso se recurre a la asignación lógica para configurar varias funciones a las salidas. Estas funciones lógicas pueden agruparse mediante funciones básicas OR, AND, etc., en la Fig. 3.26 se aprecia la asignación a la salida "LOGIC Fac assignn. outp. 1", las funciones DIFF signal 1, DIFF signal 2, DIFF signal 3, unidas mediante la función OR.

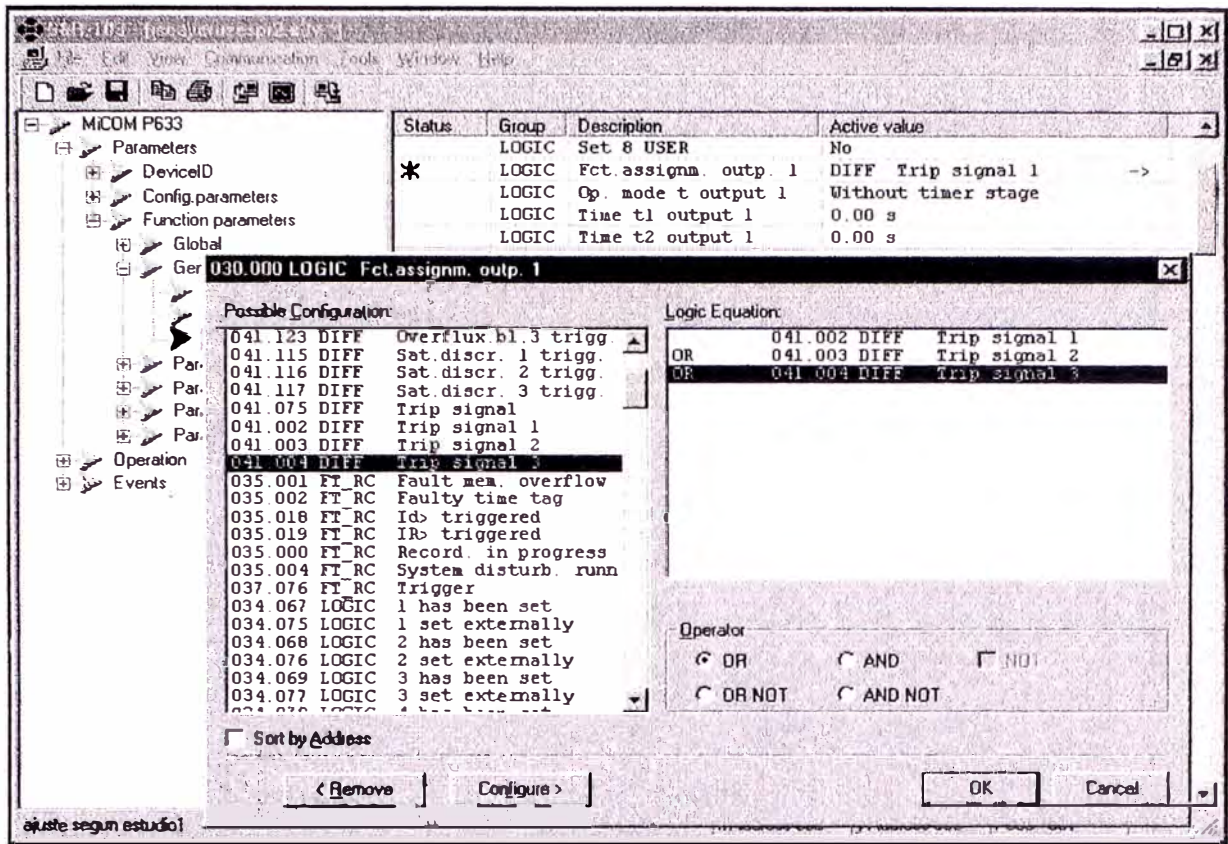


Fig. 3.26. Configuración de la salida lógica 1

3.5.4. Cálculo para diversas condiciones de operación sin falla interna

Al igual que en las aplicaciones anteriores, a modo de verificación de la no operación del relé para los ajustes recomendados, se han efectuado los cálculos para diferentes condiciones de operación, para las cuales, no debe operar el relé.

Condición A4.1:

Conmutador bajo carga colocado para la tensión nominal y 16 MVA de carga en devanado secundario y 0 MVA en el devanado terciario. El valor de corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|0.666 - (0.667 + 0)|}{\frac{1}{2}(0.666 + 0.667 + 0)} \cdot 100 = 0.15\%$$

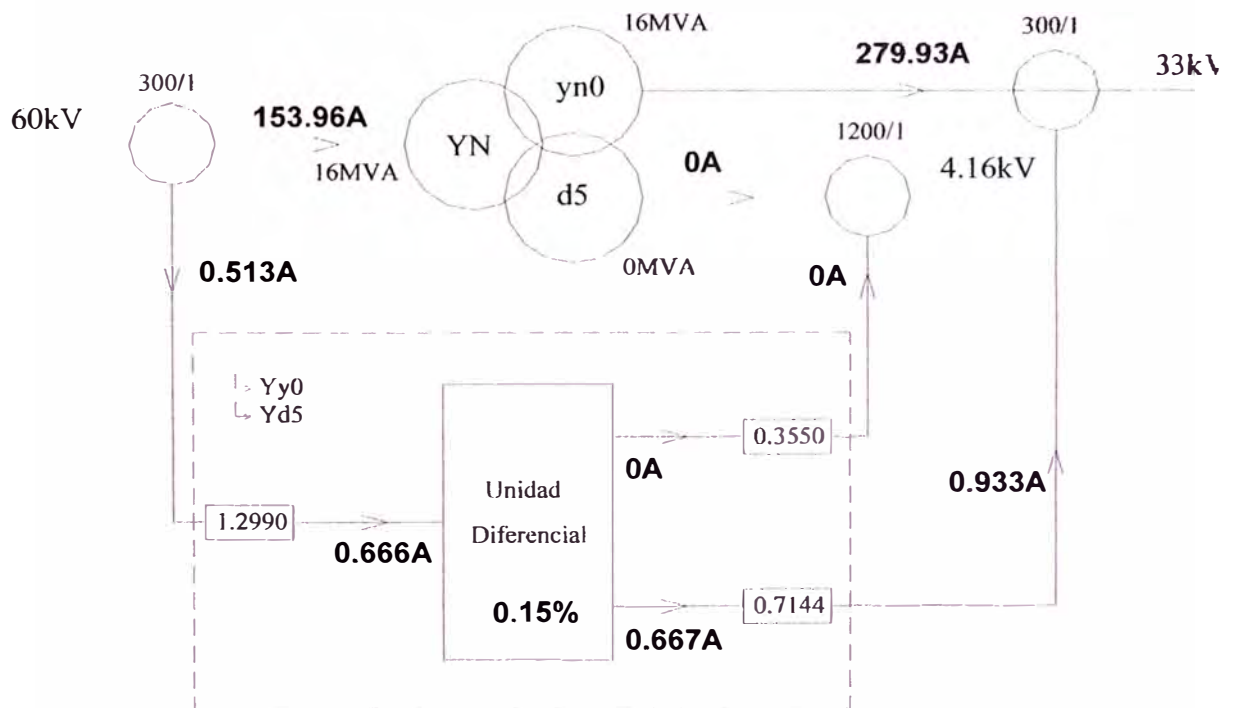


Fig 3.26. Aplicación 4: Corrientes considerando secundario 16MVA, terciario 0MVA.. Conmutador bajo carga en la tensión nominal.

Condición A4.3:

Conmutador bajo carga colocado para la tensión máxima, 16 MVA de carga en devanado secundario y 8 MVA en el devanado terciario. El valor de corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|0.930 - (0.667 + 0.328)|}{\frac{1}{2}(0.930 + 0.667 + 0.328)} \cdot 100 = 6.75\%$$

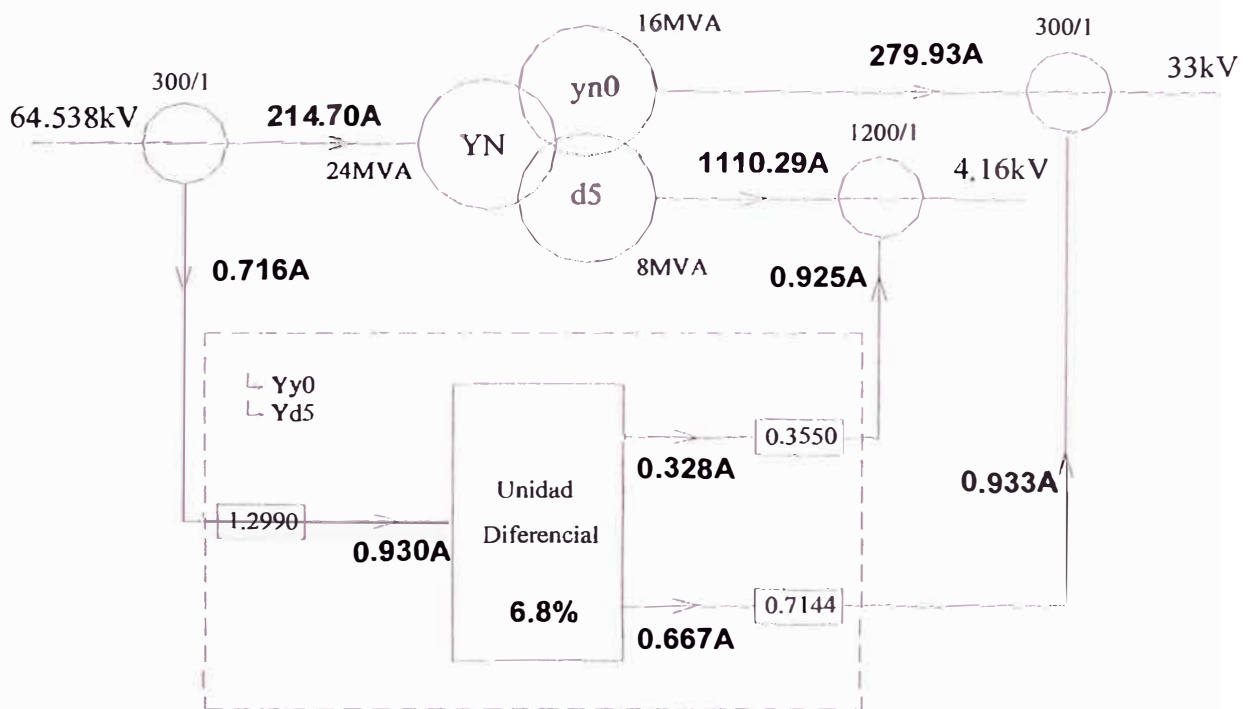


Fig. 3.28. Aplicación 4: Corrientes considerando secundario 16MVA, terciario 8 MVA. Conmutador bajo carga en la tensión máxima

Condición A4.4:

Conmutador bajo carga colocado para la mínima tensión, con falla externa trifásica de 20 veces la corriente en el lado de 33 kV, carga en el terciario 0 MVA. Para analizar la situación más desfavorable se ha considerado que los TCs del lado de 33 kV, arrojan su mayor error de relación (5%). El valor de la corriente diferencial porcentual es:

$$I_d(\%) = \frac{|14.424 - (12.666 + 0)|}{\frac{1}{2}(14.424 + 12.666 + 0)} \cdot 100 = 12.98\%$$

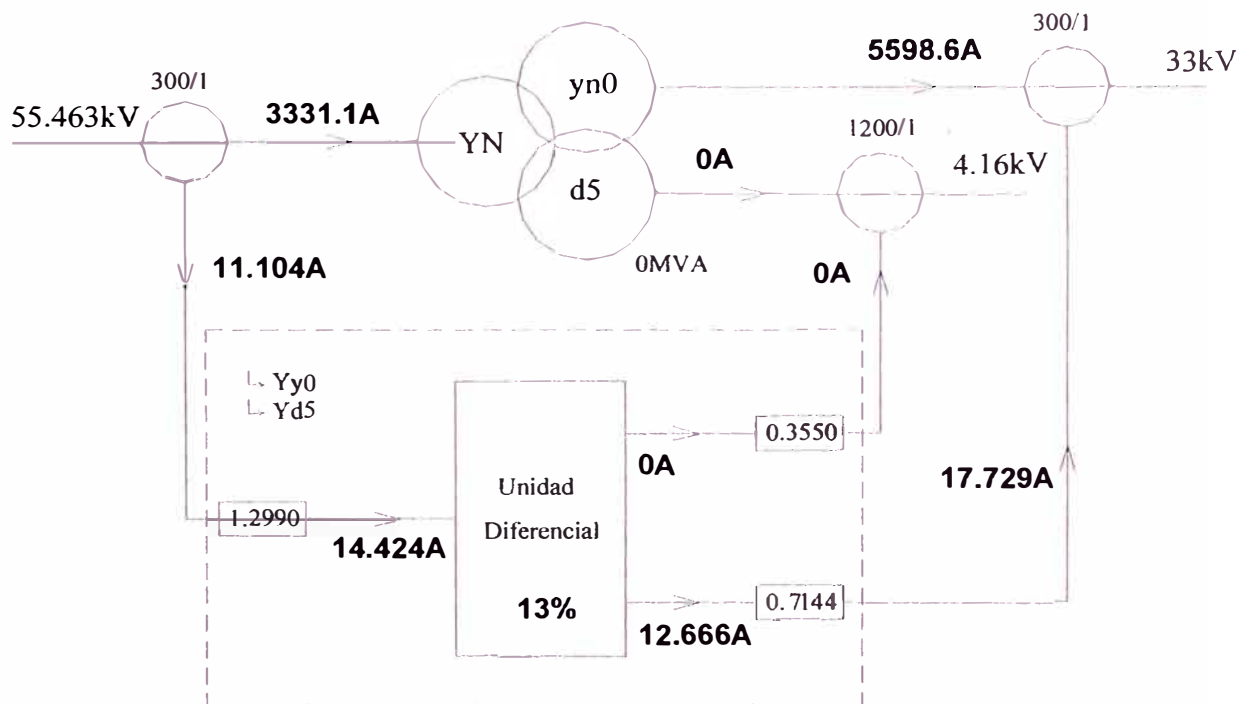


Fig.3.29. Aplicación 4: Corrientes considerando falla trifásica externa en el secundario, terciario 0MVA. Conmutador bajo carga en la tensión mínima

CAPÍTULO 4

PUESTA EN SERVICIO

En este capítulo final, se dan ciertas pautas que deben tenerse en cuenta para la puesta en servicio de un sistema de protección diferencial. Se ha dividido en 4 etapas las consideraciones a tener en cuenta para una puesta en servicio exitosa:

1. Consideraciones e inspecciones previas a la puesta en servicio
2. Ajuste de parámetros
3. Pruebas previas a la energización
4. Pruebas con el transformador energizado.

4.1 CONSIDERACIONES E INSPECCIONES PREVIAS A LA PUESTA EN SERVICIO

Algunas de estas consideraciones se tienen que realizar mucho antes de la fecha para iniciar las pruebas de puesta en servicio. Estas consideraciones son:

1. Tener toda la información referente al sistema de protección:
 - Planos eléctricos del fabricante de los Tableros de protección, que incluya todo el sistema de protección involucrado.
 - Planos eléctricos del transformador y datos técnicos.

- Planos eléctricos de los transformadores de corriente y tensión (en caso estos últimos se utilicen).
- Planos eléctricos de los interruptores que van a ser disparados por el relé diferencial.
- Todos los ajustes requeridos por el relé
- Manuales de puesta en servicio del relé diferencial, modo de ajuste, etc.

Todo este material tiene que ser revisado previamente por el Ingeniero que se encargará de la puesta en servicio.

2. Prever los equipos necesarios para las pruebas del relé en el campo.

Estos equipos, si no se cuenta con un equipo especial de pruebas, normalmente pueden ser:

- Dos variadores de tensión monofásicos de 0-220 V, 8 A
- Dos multímetros
- Dos resistencias variables de 0-150 Ω , de 500 W mínimo
- Un medidor de continuidad
- Un interruptor bipolar
- Dos diodos de 2.5 A
- Un frecuencímetro
- Temporizadores
- Cables con terminales para enchufar en las borneras de prueba.

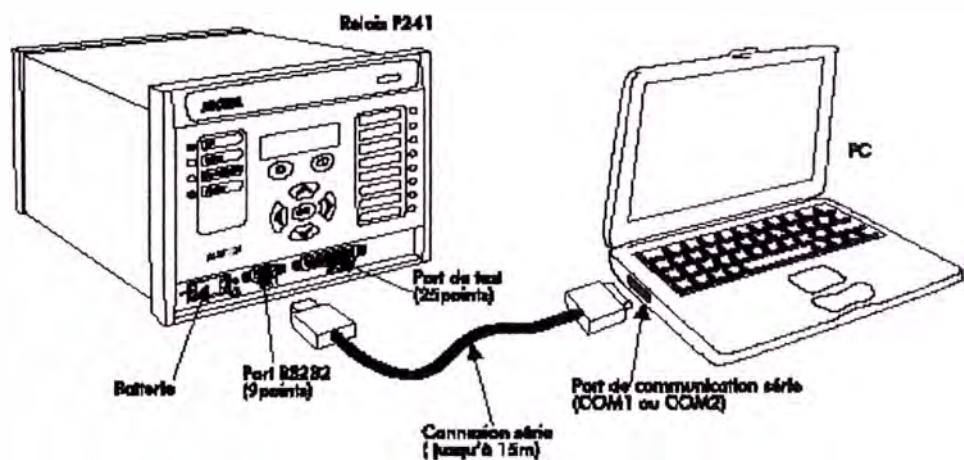
Normalmente estos cables los suministra el fabricante del tablero si es que llevan borneras de pruebas.

3. Verificaciones en el campo

- Verificar que el cableado entre los diferentes equipos, se haya realizado correctamente, de acuerdo a los planos eléctricos de los diferentes equipos: Circuitos de corriente, circuitos de disparo, circuitos de señalización y alarma, circuito de alimentación auxiliar. Es muy importante tener en cuenta los puntos de conexión del cableado del circuito de corriente, uno porque un error en las conexiones puede ocasionar disparos indeseados y otro por los ajustes mecánicos, ya que si se abre un circuito de corriente podría causar daños a los equipos y al personal.
- Verificar la polaridad de los transformadores de corriente principales y auxiliares, en caso de existir alguna duda. Esto se realiza alimentando con una fuente de tensión continua (4-6 V) por el primario del TC, con la polaridad adecuada y observando el sentido de la desviación de la aguja del un voltímetro polarizado (mV de DC) conectado en los extremos del devanado secundario.
- Verificar las puestas a tierra de los TCs y el relé de protección.
- Verificar que la tensión auxiliar disponible corresponde a la tensión de alimentación del relé, está dentro de los rangos permitidos por él y se está aplicando con la polaridad correcta.

4.2. AJUSTE DE PARÁMETROS

- El ingeniero responsable de la puesta en servicio debe introducir en el relé todos los ajustes requeridos por éste. En el caso de un relé digital debe introducir los datos mediante el teclado frontal o mediante una computadora portátil dotada de la conexión adecuada y grabar cualquier ajuste en diskette y volcar los ajustes grabados a otros relés.
- En el caso de los relés digitales estos ajustes incluyen la configuración de las entradas y salidas del relé.



4.3. PRUEBAS PREVIAS A LA ENERGIZACIÓN

- Una vez alimentado el relé y los circuitos de mando con la tensión auxiliar, primeramente deben realizarse disparos de los interruptores actuando directamente sobre el relé, mediante acción directa del relé auxiliar de salida o forzando las salidas

mediante software, dependiendo el tipo de relé. Con esta prueba se verifica que el cableado de los circuitos de disparo son correctos.

- Verificar la sensibilidad del elemento de intensidad de ajuste bajo $I_d >$, y su tiempo de operación, siguiendo las instrucciones de prueba del correspondiente Manual del relé. Se deben tener en cuenta los ajustes realizados. En caso de tener transformadores de corriente auxiliares externos, es preferible realizar esta prueba incluyéndolos.
- Verificar la sensibilidad del elemento de intensidad de ajuste alto $I_d >>$ y su tiempo de operación. En esta prueba debe tenerse cuidado de no aplicar una intensidad excesiva durante mucho tiempo, ya que, el relé podría resultar dañado.
- Adicionalmente deben realizarse verificaciones de la compensación de ángulo, frenado del elemento de ajuste bajo y frenado por magnetización a la inserción.

Para estas últimas pruebas ya no es necesario que se produzca el disparo de los interruptores involucrados toda vez que su circuito ya ha sido verificado en la primera prueba.

4.4. PRUEBAS CON EL TRANSFORMADOR ENERGIZADO

- De ser posible, realizar un cortocircuito fuera de la zona protegida y alimentar al transformador con una máquina separada. Este ensayo deba realizarse con una corriente de

servicio lo más elevada posible. Se deben medir las corrientes que fluyen al relé y deben ser sensiblemente iguales cuando la conexión es correcta y también, las relaciones de transformación o los datos introducidos en el caso de relés digitales. La corriente diferencial debe ser pequeña.

- Establecer un cortocircuito dentro de la zona limitada por los transformadores de corriente y aumentar lentamente la corriente. Cuando no sea posible realizar esta prueba, el cortocircuito se puede realizar en los transformadores de corriente de uno de los lados del transformador e interrumpir los conductores que van de este transformador al relé. Al cargarse el transformador el relé debe actuar al alcanzar el valor de operación ajustado.
- Controlar el no funcionamiento del relé al conectar el transformador. Como la corriente transitoria depende del valor instantáneo de la tensión, de ser posible habrá que conectar varias veces el transformador, sin carga y siempre con la toma en la posición más baja. El relé no debe operar.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Durante el servicio, los transformadores de potencia están sometidos a solicitaciones tanto internas como externas, que pueden originar fallas del aislamiento de los devanados y por lo tanto es necesario aislarlo del sistema lo más pronto posible, a fin de evitar mayores daños.
2. Para la protección de los transformadores de potencia, se emplean los dispositivos propios del transformador (relé de imagen térmica, relé Buchholz, relé de nivel de aceite, etc) y los relés externos (sobrecorriente, diferencial, etc), que ordenan el retiro del transformador del sistema.
3. Uno de los relés externos más importante es el relé de protección diferencial que protege al transformador contra fallas internas y adicionalmente cualquier falla que se produzca dentro de su zona de protección (entre los TCs). Estos relés han evolucionado con la tecnología; sin embargo, el principio de cálculo se mantiene prácticamente igual. La diferencia está más que todo, en que algunos cálculos los realiza el relé como se ha visto en la aplicación 4
4. La aplicación de los relés de última generación, exigen un conocimiento más sólido de los fenómenos como inserción y sobreexcitación, sobre todo en el contenido de armónicos para el ajuste de los porcentajes de 2º y 5º armónicos. Debido a que estos armónicos son variables, el ajuste

en un valor determinado, que puede parecer adecuado, no necesariamente implica que se evite una operación indeseada del relé.

5. Debe tenerse en cuenta que ante una corriente de falla interna, la operación del relé puede ser retardada, debido a la retención armónica, originada por el contenido armónico de esas corrientes. Esto origina un daño mayor al transformador por no ser retirado rápidamente.
6. Los transformadores de corriente juegan un papel muy importante dentro de la protección y la saturación de estos, debido a las corrientes de cortocircuito externas, puede ocasionar el disparo indeseado de los relés, si no se ha tenido en cuenta, para el dimensionamiento de los TCs.
7. Un problema que se tenía con los relés electromecánicos y electrónicos era el desconocimiento del estado del relé, que en el caso de estar dañado, al producirse una falla, no operaría. Los relés digitales cuentan con una función de autoverificación de su estado y mediante una alarma puede alertarnos si se produce alguna falla dentro de él, de tal manera, que podamos tomar las precauciones necesarias para evitar la no operación ante una falla del equipo protegido.
8. Los relés digitales de última generación, nos brindan una serie de prestaciones que antes no era posible tenerlas, como: configurar protecciones de grupo, registro de las fallas, de los eventos, así como también de protecciones externas al relé como las protecciones propias del transformador (Buchholz, nivel de aceite, imagen térmica, sobrepresión, etc.).

9. Adicionalmente los relés digitales de última generación y que actualmente es suma importancia, es la posibilidad de almacenar y transmitir la información tomada por el relé, de los parámetros de eventos y fallas, para su posterior análisis.
10. Deben tenerse presente los requerimientos de la puesta en servicio, ya que, es en esta etapa, donde se realizan los ajustes e ingresan los parámetros necesarios para correcta operación del sistema de protección.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Protective Relays. Application Guide.* GEC ALSTOM 3^a edition 1987
2. *Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential Protective Relays.* Armando Guzman, Hector J. Altuve.
3. *Operate and Restraint Signals of a Transformer Differential Relay.* Bogdan Kasztenny, Ara Kulidjian, Bruce Campbell, Marzio Pozzuoli.
4. *Transformer Modeling as Applied to Differential Protection.* Stanley E. Zocholl, Armando Guzman, Daqing Hou
5. *An Improved Transformer Inrush Restraint Algorithm Increases Security while Maintaining Fault Response Performance.* Bogdan Kasztenny, Ara Kulidjian.
6. *Current Transformer Concepts.* S. E. Zocholl, D. W. Smaha
7. *Selecting CTs to Optimize Relay Performance.* Jeff Roberts, Stanley E. Zocholl, Gabriel Benmouyal.
8. *Instrucciones de Montaje y Servicio. Relés Diferenciales Tipo D2se y D21se.* Brown Boveri.
9. *Three-Phase Differential Protection for Transformer DT.* GEC ALSTHOM
10. *KBCH 120, 130, 140 Transformer Differential Protection Relay. Service Manual R8530E.* ALSTOM.

11. *P631/P632/P633/P634 Transformer-Differential Protection Device*
Version –301 –401 –601. ALSTOM.