

**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN
ELECTROCENTRO S.A.**

VOLUMEN 1

CRITERIOS DE AJUSTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION

SISTEMA ELÉCTRICO AYACUCHO

REVISIÓN N° 00

HUANCAYO, NOVIEMBRE DE 2012

CRITERIOS DE AJUSTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION

1. Introducción
2. Definición de la filosofía de ajustes
 - 2.1 Objetivos
 - 2.2 Criterios de diseño
 - 2.3 Terminología
3. Criterios Generales para e Ajuste y Coordinación de Protección

4. Bibliografía

- Anexo 1: Curvas de daño térmico de los transformadores
Anexo 2: Filosofía del reenganche automático
Anexo 3: Uso de los medios de comunicación en los esquemas de protección
Anexo 4: Pruebas de relés de protección

CRITERIOS DE AJUSTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION

1. INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de potencia, están conformados por un gran número de componentes interconectados que están diseñados con el sólo propósito de generar y transmitir la energía eléctrica hasta los centros de consumo.

Esto debe llevarse a cabo con la mayor eficiencia y mínima pérdida teniendo en cuenta la seguridad y aspectos del medio ambiente.

Todos los Sistemas Eléctricos de Potencia están constituidos por equipos de alta tensión, los cuales naturalmente tienen ciertas limitaciones en su operación por estar sometidos a las tres principales variables, como son: **tensión, frecuencia y corriente**.

En todo instante, la generación de la potencia eléctrica debe ser igual al consumo más las pérdidas. Cualquier desequilibrio causará la variación de la frecuencia del sistema, es por ello que el objetivo de los sistemas de control es mantener el balance con un flujo de carga óptimo de forma que se minimicen las pérdidas.

El control del balance puede llevarse a cabo manualmente por el personal de operadores o automáticamente por el sistema de control. Dentro de este último podemos considerar el sistema de rechazo automático de carga que generalmente toma como referencia las variaciones de la frecuencia.

Los eventos que más afectan a los sistemas eléctricos son las perturbaciones que traen como consecuencia que la frecuencia, corriente y tensión excedan sus límites nominales.

La información de las tensiones y corrientes de la red se transfiere a los relés de protección a través de los transformadores de medida, basado en esta información, los relés de protección detectarán todas las fallas eléctricas o condiciones anormales de operación, las cuales pueden ser resultado de una perturbación en el equipo protegido.

Al producirse una perturbación, una mínima parte de la red debe ser desconectada, lo cual significa que los relés de protección tienen que detectar las fallas dentro de su zona de protección y con la tecnología actual, inclusive la fase fallada y la ubicación de la misma.

Cuando se trata de fallas transitorias (como es el caso de las descargas atmosféricas, flash over, etc.), el restablecimiento puede ser efectuado por la lógica de operación del relé, por ejemplo la reconexión automática de los interruptores en las líneas de transmisión.

Para fallas más severas, especialmente fallas permanentes (como es el caso de rotura de conductores, rotura de aisladores, cortocircuito en devanados de transformadores, etc.), el restablecimiento automático no es posible debido a que el equipo fallado debe ser reparado o reemplazado. Para este tipo de fallas es importante que el personal de operaciones disponga de la información adecuada de la ubicación de la falla y los resultados del análisis de la misma, especialmente cuando se trate de líneas de transmisión. De aquí que los equipos de comunicación son necesarios para facilitar la operación centralizada y consecuentemente disponer de la información al momento.

La tecnología digital o numérica utilizada actualmente en los relés de protección permite al usuario disponer de mayor cantidad de información que lo que antes se tenía con los relés electromecánicos y electrónicos, de aquí que podemos resumir los objetivos de los sistemas de protección de la siguiente forma:

- Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
- Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias; y de ser el caso, aislar el equipo del sistema.
- Minimizar el circuito afectado al producirse una perturbación.
- Proteger los equipos eléctricos, es decir, limitar los deterioros y esfuerzos causados por las condiciones anormales de operación o fallas eléctricas.
- Proporcionar la información suficiente y necesaria para la rápida toma de decisiones en el restablecimiento de la instalación protegida.

2. DEFINICION DE LA FILOSOFIA DE AJUSTES

El presente documento, presenta los criterios seguidos para la elaboración de un estudio de coordinación de protecciones. Sin embargo, como los sistemas eléctricos son dinámicos, siempre serán necesario revisiones y/o adaptaciones periódicas. Por lo tanto una tarea previa a los cálculos de ajuste y coordinación propiamente dicha, será la de revisión y actualización del presente documento.

A pesar del desarrollo tecnológico en el campo de la construcción de los relés de protección, la filosofía desde el punto de vista de eliminación de fallas sigue siendo la misma como hace cincuenta años. Lo que está cambiando con la tecnología es la forma de explotación de los sistemas de protección; actualmente la potencialidad de los relés de protección está en la cantidad de información que estos proporcionan, de aquí que el ingeniero de protección esta obligado a conocer y procesar estas potencialidades de los sistemas de protección para su mejor aprovechamiento en la explotación de las redes eléctricas.

Los sistemas de protección del presente estudio están conformados por relés de tecnología electromecánica, electrónica y digital. En la mayoría de los casos las bondades de estos últimos deben ser aprovechadas en su totalidad ya que para ello se requiere sistemas de comunicación que puedan llevar la información al centro de control.

Coordinación de la protección:

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo.

La coordinación de la protección está determinada por la necesaria graduación de tiempos y magnitudes medidas para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones.

Criterios de ajuste y coordinación de la protección:

Para establecer los criterios de ajuste y coordinación de la protección se debe considerar lo siguiente:

- ✓ Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones unitarias solamente requieren ajustes con respecto a las características de operación de los correspondientes equipos, en el presente documento solamente se menciona de manera general algunas recomendaciones de ajuste.
- ✓ Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones graduadas serán ajustadas y coordinadas de acuerdo a lo establecido en el presente documento.
- ✓ Las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos serán ajustadas a la recomendación de los fabricantes de los equipos, las cuales están vinculadas a las garantías de estos.

2.1 Objetivos

Los objetivos básicos de cualquier esquema de protección en un Sistema Eléctrico de Potencia son:

- Mantener la estabilidad dinámica en un sistema eléctrico
- Prevenir o minimizar los daños a equipos, la protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms.
- Minimizar los tiempos de salidas de servicio de los equipos
- Minimizar el área del sistema eléctrico que sale de servicio por efecto de la perturbación.
- Minimizar las perturbaciones de voltajes
- Permitir el flujo de potencia dentro de los rangos de emergencia de los equipos del sistema
- Identificar la fase o fases con falla.
- Dar indicios de la ubicación de la falla

2.2 Criterios de diseño

Con la finalidad de cumplir los objetivos citados en el punto 2.1, en el diseño de los esquemas de protección deben considerarse necesariamente los siguientes criterios:

- Rapidez
Característica esencial de los relés de protección para la rápida eliminación de las fallas permitiendo reducir los esfuerzos mecánicos y térmicos, reducir la ionización del aire, etc.

La rapidez requiere normalmente la aplicación de esquemas de protección piloto en líneas de transmisión, protecciones de distancia con ayuda de un medio de comunicación en líneas de transmisión, protecciones diferenciales en generadores y transformadores de potencia.

- Selectividad
Es la habilidad de los sistemas de protección para desconectar el mínimo número de equipos o circuitos comprometidos con las fallas. La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en su(s) zona(s) de protección, pero también requiere una actuación debidamente coordinada.

La total selectividad esta en relación con la máxima sensibilidad y la máxima velocidad. Sin embargo en la realidad estas características no pueden ser totas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí. Cuando se incrementa una de ellas lo más probable es que se disminuya las otras dos.

- **Sensibilidad**

Capacidad de los relés de detectar condiciones mínimas de fallas sin comprometer la operación de los sistemas eléctricos. Los valores de ajuste de los relés deben ser cuidadosamente estudiados de tal forma que cualquier transitorio u oscilación de potencia que se produzca en la red y del cual se puede recuperar, no sean detectados por los relés.

El ajuste y la coordinación de la protección deben tener las siguientes características:

- ✓ Sensibilidad para detectar estas condiciones por muy incipientes que éstas sean.
- ✓ Velocidad para detectar estas condiciones lo más prontamente posible.

En una protección unitaria que comprende solo una zona de protección, la sensibilidad debe como límite distinguir la operación normal de la condición de falla. En cambio, en una protección graduada que alcanza más de una zona, la sensibilidad tiene como límite o meta detectar las fallas con la mínima corriente de falla, la cual se produce con la mínima generación en el extremo de las zonas vecinas a la zona protegida.

- **Confiabilidad**

Característica que nos permite medir la eficiencia de los esquemas de protección. Los relés solamente deben actuar cuando sean requeridos, las falsas actuaciones significan que los relés no son seguros. Al respecto, la tecnología digital ha “convencido” que es confiable y esta siendo implementado sin problema alguno.

2.3 Terminología

Se presenta una recolección de los términos más usados en los sistemas de protección, al igual que de la simbología según las normas IEC y ANSI/IEEE de los dispositivos y términos más comúnmente empleados en la protección de líneas de transmisión, generadores, transformadores y barras.

2.3.1 Exactitud

Este término es usado para al menos dos propósitos diferentes, uno para describir la precisión de un dispositivo y el otro para especificar la precisión de una medida.

En el primer contexto, la exactitud es el grado en el cual un dispositivo (relé, instrumento o medidor) opera conforme a una norma aceptada. La declaración de una exactitud dependerá de los métodos utilizados para expresarla considerando componentes individuales de la exactitud y la manera en la cual estos componentes individuales afectan la exactitud global del dispositivo.

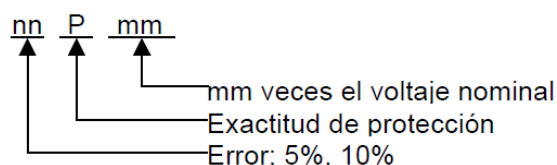
En el segundo caso, la exactitud de una medida especifica la diferencia entre lo medido y el valor real de una cantidad. La desviación del valor real es la indicación de cuán exactamente fue tomada una lectura o hecho un ajuste.

2.3.2 Clase de exactitud

La definición de la clase de exactitud de los transformadores de medida, difiere entre la corriente americana, representada por las normas de la organización ANSI y la corriente internacional, originada en Europa y representada por la organización IEC. El término clase de exactitud es empleado para definir la calidad en el desempeño en estado estable de un transformador de medida.

En la norma IEEE C57.13-1993 Standard Requirements for Instrument Transformers, la clase de exactitud de un transformador de corriente usado para la conexión de protecciones está descrita por una letra la cual indica si la exactitud puede ser calculada (Clase C) o puede ser obtenida a través de pruebas físicas (Clase T). Esta letra es seguida por un número que corresponde al máximo voltaje terminal secundario que el transformador de corriente producirá a 20 veces la corriente nominal secundaria con un error no mayor al 10%.

La clase de exactitud de un transformador de corriente utilizado en protecciones, según la norma IEC 60044-1 1996 Instrument Transformers - Part I: Current Transformers, se especifica por el porcentaje de exactitud, seguido de la letra P (protección) y por el número de veces la corriente nominal del transformador, al cual se garantiza la exactitud indicada.



Cuando se presenta la oportunidad de conocer la topología de un nuevo proyecto, resulta conveniente llevar a cabo un análisis preliminar de los ajustes en valores primarios del sistema. Algunos datos como parámetros de líneas y transformadores de potencia, generaciones, límites operativos del sistema, curvas de soportabilidad, corrientes mínimas y máximas de falla en puntos específicos del sistema, ayudarán a recomendar ajustes que coordinen con otras protecciones y ofrezcan selectividad al sistema.

Una vez conocidas las relaciones de los transformadores de medida (corriente y tensión) es necesario reflejar estos ajustes a valores secundarios del relé y, a partir de allí, establecer si el ajuste encuentra ubicación dentro de la franja del relé ó no. En este último caso, es necesario entonces redefinir el ajuste o en un caso extremo, analizar la posibilidad de cambiar el equipo de protección. En el caso de los relés que leen impedancia, la relación para convertir valores de impedancia de sistema de alta tensión al nivel de tensión y corriente del relé, está dada por:

$$Z_s = Z_p * \frac{TC}{TV}$$

Dónde:

Z_s = Impedancia vista en el secundario, en Ohm (a nivel del relé)

Z_p = Impedancia vista en el lado de alta tensión, en Ohm

TC = Relación de transformación del transformador de corriente

TV = Relación de transformación del transformador de voltaje

2.3.3 Relé de parámetros conmutables

Consiste en la propiedad de un relé para cambiar sus ajustes y/o lógicas de operación ante la ocurrencia de alguna señal o evento externo, como por ejemplo, cuando salen líneas de servicio, o generaciones importantes el relé cambia automáticamente sus parámetros de ajuste.

2.3.4 Impedancia aparente

La impedancia aparente vista por un relé está determinada por la relación entre el voltaje y la corriente medidos por el relé. Esta impedancia puede variar con respecto a la impedancia real en el punto de falla, dependiendo de si existen o no fuentes de corriente intermedias en puntos entre el relé y la falla.

2.3.5 Resistencia de arco

Es la relación entre el voltaje y la corriente en un arco eléctrico. La impedancia de un arco eléctrico es principalmente resistiva y es una función inversamente proporcional a la magnitud de la corriente y directamente proporcional a la longitud del arco.

2.3.6 Señal de bloqueo

Corresponde a una señal lógica que es utilizada para impedir la acción de un dispositivo. Las señales de bloqueo son empleadas generalmente en esquemas de protección coordinados de líneas de transmisión, para evitar el disparo del interruptor local cuando el sistema de protección del extremo remoto ha determinado que la falla se encuentra fuera de la zona protegida por el sistema coordinado.

2.3.7 Señal permisiva

Corresponde a una señal lógica que es utilizada para permitir la acción de un dispositivo. Las señales permisivas son empleadas generalmente en esquemas de protección coordinados de líneas de transmisión, para motivar el disparo del interruptor local cuando el sistema de protección del extremo remoto ha determinado que la falla se encuentra dentro de la zona protegida por el sistema coordinado.

2.3.8 Señal de aceleración

Corresponde a una señal lógica que es utilizada para suprimir la temporización intencional de un dispositivo. Las señales de aceleración son empleadas generalmente en esquemas de protección coordinados de líneas de transmisión, para motivar el disparo inmediato del interruptor local cuando el sistema de protección del extremo remoto ha determinado que la falla se encuentra dentro de la zona protegida por el sistema coordinado.

2.3.9 Falla interruptor

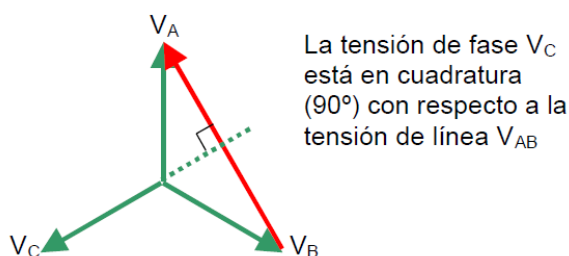
El fracaso de un esquema de protección para eliminar una falla detectada por un relé de protección se denomina falla interruptor. Un relé de falla interruptor mide la condición de flujo de corriente en el interruptor una vez ha transcurrido un período razonable de tiempo después de la orden de disparo de la protección principal. Una vez reconocida tal condición, el relé falla interruptor inicia la aplicación de medidas correctivas al hecho, tales como repetir la orden de disparo o posteriormente iniciar el ciclo de disparo de todos los circuitos que puedan alimentar la falla a través del interruptor que no abrió, o al cual no arribó la orden de apertura.

2.3.10 Coordinación de protecciones

Es el proceso de selección de ajustes o curvas características de dispositivos de protección, de tal manera que la operación de los mismos se efectúe organizada y selectivamente, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, para minimizar la interrupción del servicio al cliente y para aislar adecuadamente la menor porción posible del sistema de potencia como consecuencia de la falla.

2.3.11 Polarización cruzada

Es la polarización de un relé para brindarle direccionalidad hacia adelante o hacia atrás usando alguna proporción del voltaje de una fase(s) sana(s). Un ejemplo de esto es la polarización en cuadratura: el voltaje polarizante está en cuadratura con el voltaje de la fase fallada.



2.3.12 Polarización dual

Corresponde a la polarización de un relé usando fuentes de corriente y voltaje.

2.3.13 Relé diferencial de corriente

Es un relé diseñado para detectar fallas a través de la medida de la magnitud y la diferencia angular entre las corrientes medidas en los extremos de la zona cubierta por el sistema de protección. En esencia su fundamento se basa en que las sumas de las corrientes que entran y salen a la zona de protección, debe ser siempre cero, excepto cuando exista una falla interna.

2.3.14 Relé de distancia

Es un relé cuya respuesta a las cantidades de entrada es principalmente una función de la distancia eléctrica del circuito entre la ubicación del relé y el punto de falla. Para hacerlo utiliza la relación Voltaje/Corriente en el punto de instalación del relé.

2.3.15 Impedancia de falla

Es la impedancia, resistiva o reactiva, entre los conductores en falla o entre el conductor en falla y tierra.

2.3.16 Transformador de puesta a tierra

Es un transformador, conectado en zig-zag o Estrella - Delta instalado para proveer una impedancia equivalente de Thévenin de secuencia cero en su punto de instalación, de forma tal, que en sistemas aislados de tierra, se tenga una corriente limitada de falla monofásica que permita detectarla cuando ocurra.

2.3.17 Corriente de Infeed

Es una fuente de corriente de cortocircuito ubicada entre el punto donde está conectado el relé y el punto de ocurrencia de la falla, de tal forma que cuando dicha falla ocurra, la impedancia de falla presente un mayor voltaje total.

2.3.18 Corriente de Outfeed

Es una corriente saliente en el intermedio de una línea no fallada. Solamente se presenta en líneas multiterminales o en líneas compensadas en serie.

2.3.19 Multiterminal

Una línea de transmisión con más de dos extremos que incluyen fuentes de potencia.

2.3.20 Protección por comparación de fases

Es una protección que compara la posición relativa del ángulo de fase de corrientes específicas en los extremos de un circuito.

2.3.21 Esquema de comunicación piloto

Es un esquema de protección que involucra relés en dos o más subestaciones que comparten datos o estados lógicos a través de un canal de comunicaciones para mejorar la velocidad de disparos y/o coordinación.

2.3.22 Comparación de fase segregada

Esquema similar a la comparación de fases, excepto que los datos en cada fase y tierra son enviados separadamente al terminal remoto para su comparación con los datos locales de este terminal.

2.3.23 Impedancia de la fuente

Es la impedancia equivalente Thévenin de un sistema eléctrico en el extremo de una línea de transmisión. Esta impedancia puede variar dependiendo de la localización de la falla y del estado (abierto o cerrado) de otros terminales asociados con el circuito.

2.3.24 Fuente de corriente de falla

Es un extremo que contribuye con una cantidad significativa de corriente a una falla en el elemento protegido. Se debe tener en cuenta que no es necesario que exista generación en ese extremo para que sea fuente de corriente de falla. Algunas cargas, tales como motores, pueden contribuir a la corriente de falla durante unos pocos ciclos dentro del tiempo de despeje de la falla.

2.3.25 Oscilación

Consiste en un flujo de potencia transitorio debido al cambio en los ángulos de generación relativos del sistema, causado por un cambio en la configuración de la transmisión o la generación.

2.3.26 Disparo transferido

Es el envío de una señal de disparo a través de un canal de comunicaciones al extremo remoto de la línea.

2.3.27 Desbloqueo

Lógica que permite a un esquema permisivo disparar por falla interna dentro de una ventana de tiempo, aunque la señal de disparo no esté presente cuando ésta se ha perdido debido a la falla.

2.3.28 Esquema híbrido

Es el esquema de un relé que combina la lógica de dos o más esquemas convencionales.

2.3.29 Protección principal de equipos

Es el sistema de protección que está diseñado para operar antes que otros dispositivos en respuesta a un evento en un elemento protegido. La protección principal de equipos tiene como objetivo aislar dicho equipo en caso de falla interna.

2.3.30 Protección principal sistémica

Es un relé o conjunto de relés, los cuales han sido coordinados para actuar conjuntamente para evitar que ante un evento se puedan producir pérdidas importantes de la configuración de la red generación – transmisión.

2.3.31 Protección de respaldo

Las protecciones de respaldo tienen la misión de despejar fallas en elementos del sistema de potencia que ya tienen una protección principal de equipo, para lo cual deben esperar un tiempo a fin de establecer que dicha protección no actuó y en su defecto entran a operar. Pueden ser respaldos locales, cuando están ubicados en la misma instalación, o respaldos remotos, cuando se trata de protecciones ubicadas en otras instalaciones.

2.1.32 Autochequeo

Es la autopruueba del relé basado en microprocesadores que chequean la operación del software del procesador.

2.1.33 Relé de sobrecorriente temporizado

Es un relé de sobrecorriente de tiempo inverso que opera cuando la corriente supera un umbral de ajuste. El tiempo inverso significa que ante una gran magnitud de corriente, el tiempo de operación es muy pequeño y viceversa. Esto depende del tipo de curvas características tiempo-corriente que sean seleccionada, tales como:

- ✓ Inversa
- ✓ Moderadamente Inversa
- ✓ Muy Inversa
- ✓ Extremadamente Inversa
- ✓ Tiempo Definido

La calibración de un relé de sobrecorriente se hace seleccionando el valor de arranque que corresponde al mínimo valor de corriente a partir del cual la curva entra a operar y el ajuste de tiempo o selección de la curva a utilizar

2.1.34 Relé de sobrecorriente direccional

Son relés de sobrecorriente que operan durante fallas en el sistema en una u otra dirección desde el punto de localización del relé. Constan de un elemento de sobrecorriente y una unidad direccional (por lo que requiere señal de polarización). El relé responderá sólo si la falla está en la dirección programada (adelante o atrás). Son usados con conexión por fase en sistemas trifásicos o como protección direccional de tierra, usando la tensión y la corriente residual, de tierra o de neutro.

2.1.35 Discrepancia de polos

Esta es la condición en la cual los polos de un interruptor trifásico están en posiciones diferentes. Esta condición causa corrientes de secuencia negativa muy peligrosas en el equipo controlado por el interruptor, en especial en máquinas rotativas. Esta condición también puede causar corrientes de secuencia cero en el sistema que pueden llevar al disparo indeseado de relés de tierra.

La discrepancia de polos es supervisada por contactos auxiliares o por la comparación de las corrientes en las tres fases. Cuando se identifica un polo abierto, el relé de discrepancia arranca un temporizador y, si la discrepancia permanece por un período de tiempo ajustable, aparece una señal de alarma o todos los tres polos del interruptor son disparados

3. CRITERIOS GENERALES PARA EL AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCION

Tal como se ha mencionado, el ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores.

Se debe considerar las posibles sobrecargas de los equipos e instalaciones, de acuerdo a sus capacidades de diseño. En tal sentido, los ajustes de la protección representan los umbrales de estas capacidades con un cierto margen de seguridad. Normalmente las capacidades permisibles dependen de la duración de la exigencia;

por tanto, son mayores si duran corto tiempo. En la figura 1 se muestra la curva límite considerando el valor admisible por un transformador

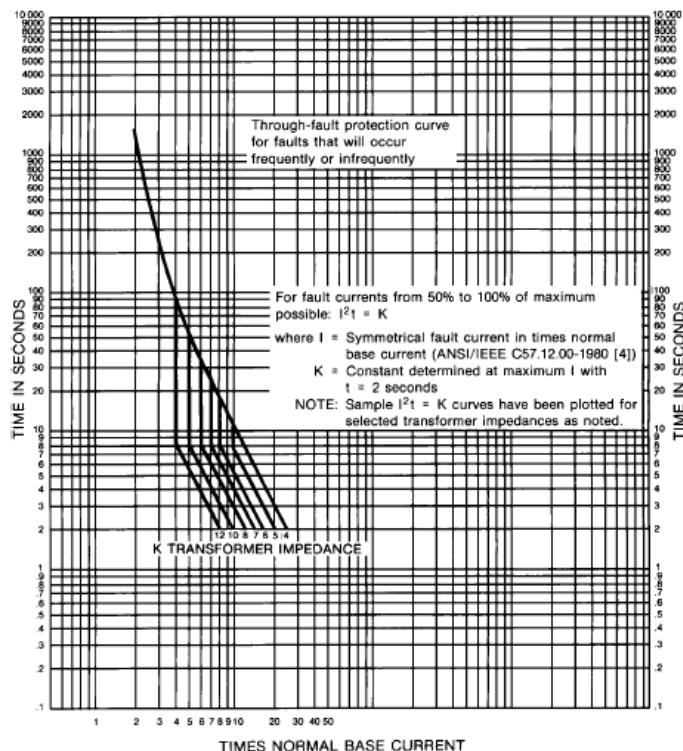


Figura N° 01, Curva límite de operación o daño de un transformador

También se debe considerar la corriente de magnetización inrush que contiene armónicos, en particular la segunda armónica y tiempo de duración de esta corriente como se muestra en la figura N° 2.

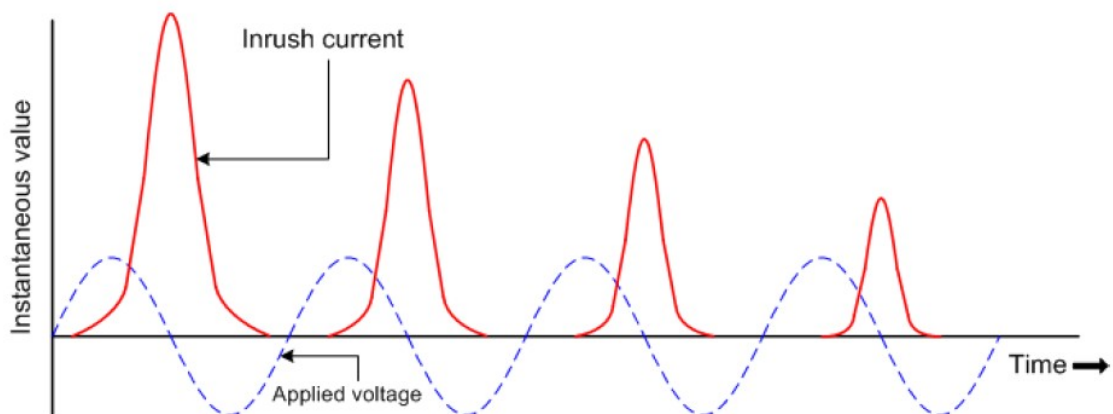


Figure 2—Typical magnetizing inrush current waveform

También es posible considerar un ajuste escalonado de la protección en lugar de una curva de aproximación a la operación; pero, en toda circunstancia debe conservarse el margen apropiado entre el ajuste y la operación normal. Para el ajuste se debe considerar todos los factores que afectan la operación normal como son:

- En los Reactores y Bancos de Capacitores, los niveles de tensión que determinan mayores corrientes; es decir, un aumento de la tensión trae

consigo un aumento proporcional de la corriente, con la consiguiente sobrecarga.

- En los Bancos de Capacitores, las pequeñas tensiones armónicas determinan corrientes mayores por causa de la mayor frecuencia. Por ejemplo, la quinta armónica determinará una corriente cinco veces mayor que la tensión de la frecuencia fundamental.

Para los ajustes se debe considerar un margen suficiente que tome en cuenta los posibles errores que se pueden tener en las tensiones, corrientes e impedancias.

En el caso de los ajustes de tensión, los errores serán los siguientes:

• Error de los transformadores de tensión:	1%
• Error del relé	1%
• Conexiones	1%
• Tolerancia de cálculo	5%
Total	8% => 10%

En el caso de los ajustes de corriente, los errores serán los siguientes:

• Error de los transformadores de corriente:	5%
• Error del relé	1%
• Tolerancia de cálculo	5%
Total	11% => 15%

Para los ajustes de las impedancias se debe considerar otros aspectos que son:

• Error de los transformadores de tensión:	1%
• Conexiones	1%
• Error de los transformadores de corriente:	5%
• Error del relé	1%
• Tolerancia de cálculo	5%
Total	13% => 15%

Por tanto, para los ajustes de las tensiones se debe tomar un margen mínimo del 10%, el cual debe ser considerado en el sentido más desfavorable; es decir, se debe considerar 90% ó 110% del valor calculado, según sea el caso. De la misma manera, para los ajustes de las corrientes e impedancias se debe considerar un margen mínimo del 15%, lo cual lleva a ajustar al 85% ó el 115% según sea el caso.

COMPENSACION CAPACITIVA EN DERIVACIÓN

Los condensadores en derivación son usados para mejorar el perfil de tensiones del sistema dado que suministran los reactivos necesarios en el punto de conexión de la compensación ver figura N° 3.

Hay cinco (5) conexiones comunes en bancos de condensadores. La conexión seleccionada depende de la mejor utilización de las franjas de voltaje de los condensadores, fusibles y relés de protección. Normalmente todos los bancos de condensadores son conectados en estrella, sin embargo, los bancos de condensadores en distribución pueden ser conectados en estrella o en delta.

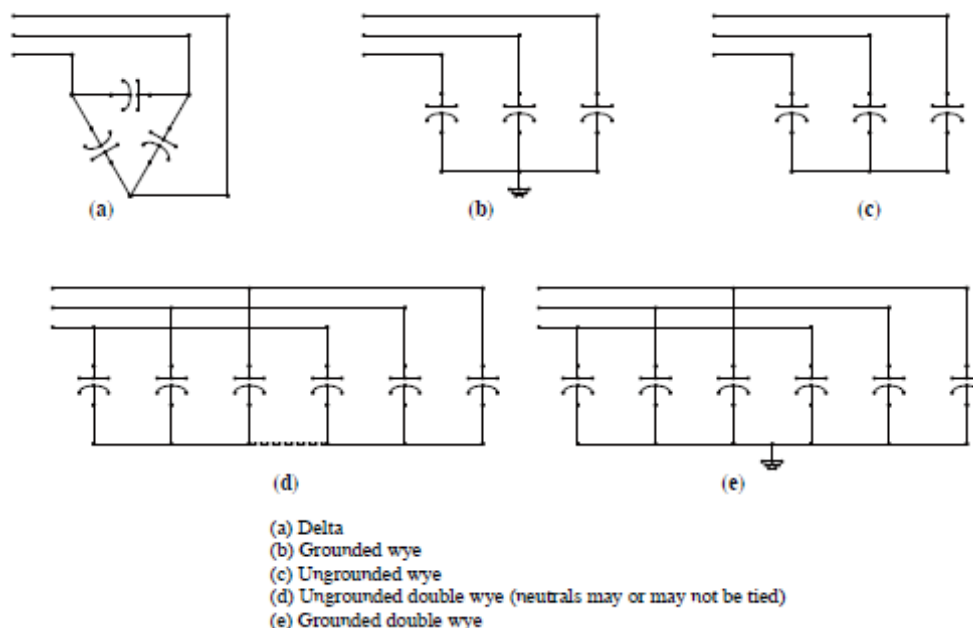
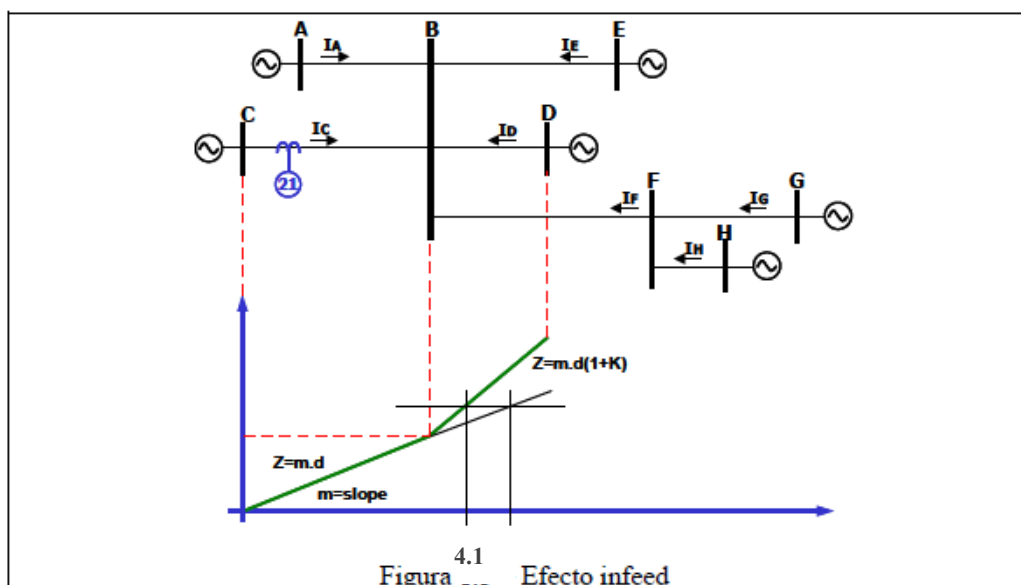


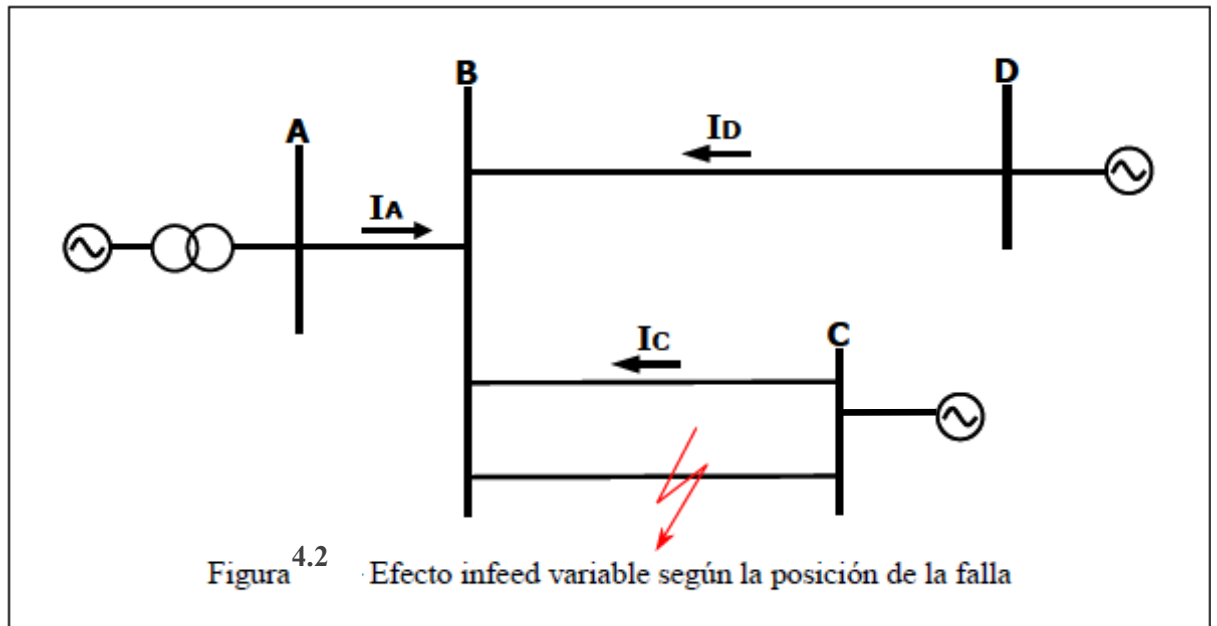
Figura N° 3 Conexión de banco de condensadores

Efecto "Infeed"

Cuando el sistema eléctrico tiene una configuración compleja donde se hay varias centrales interconectadas, las cuales constituyen alimentaciones a las fallas, se produce un efecto infeed (alimentación intermedia) como el que se muestra en la figura 4.1. El efecto infeed es aumentar el valor de la corriente para la impedancia vista por el relé en la barra C para fallas más allá de la barra B con lo cual el relé ve las fallas más allá de su real ubicación.

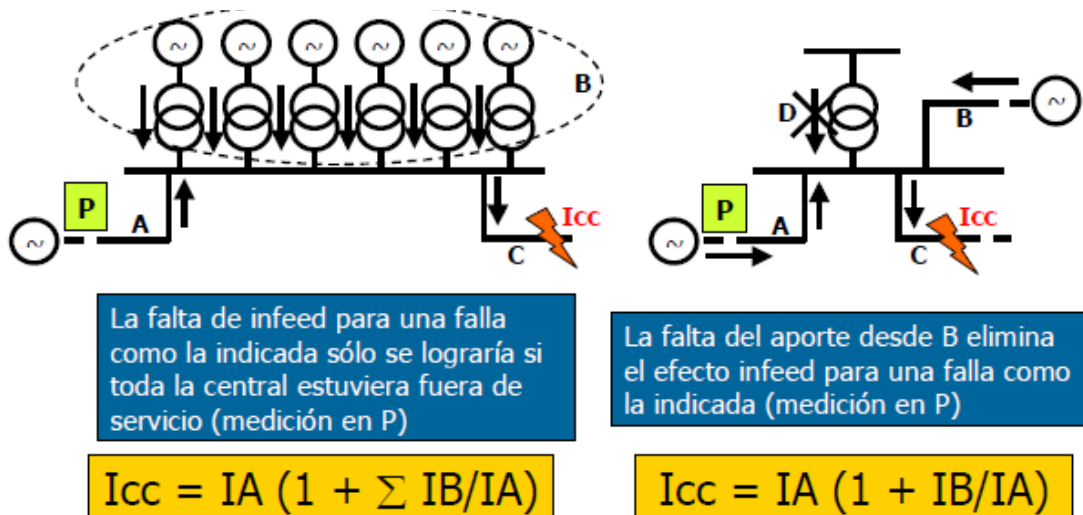
Es necesario considerar las alternativas de configuración con y sin el efecto infeed para determinar los ajustes en las condiciones más desfavorables. Más aún, si se tiene un sistema con líneas paralelas, el efecto infeed puede ser variable según la ubicación de la falla, tal como se muestra en la figura 4.2. En este caso, el efecto infeed para la impedancia vista por el relé en la barra A depende la posición de la falla en la línea BC.





Básicamente, los efectos “infeed” y “outfeed” están producidos por la inyección o la extracción de corriente de aporte a la falla en barras remotas. Esto distorsiona las mediciones de las protecciones, que solamente pueden medir una parte de la corriente total de falla.

Cuando se analizan las corrientes, tensiones e impedancias vistas por las protecciones para una falla pasando la barra remota, muchas veces resulta problemático cumplir con los criterios de respaldo si no se considera el efecto “infeed” (ó “outfeed”, según el caso). Al respecto deben diferenciarse situaciones como la indicada a la izquierda (ver figura siguiente), donde la falta de infeed es un caso sumamente ocasional y de muy baja probabilidad de ocurrencia, del caso mostrado a la derecha, donde la simple falta del aporte desde B elimina el infeed en la barra.



Máximas y mínimas corrientes de falla

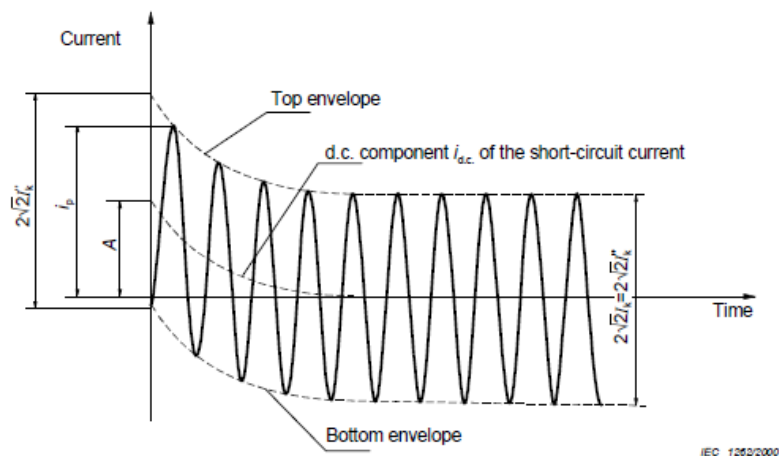
La máxima y mínima demanda está asociada a la configuración de la red que dependiendo de las cargas conectadas al sistema, determinan la máxima y mínima generación. El objetivo es determinar las máximas y las mínimas corrientes que

pueden alimentar los cortocircuitos, ya que para el ajuste y la coordinación se tiene un compromiso entre selectividad y sensibilidad de acuerdo a los siguientes criterios:

1. La sensibilidad de la protección debe permitir detectar las fallas aún con las mínimas corrientes de cortocircuito.
2. La selectividad de las protecciones de respaldo debe mantenerse aún con las máximas corrientes de falla, para lo cual se requiere tiempos debidamente coordinados.

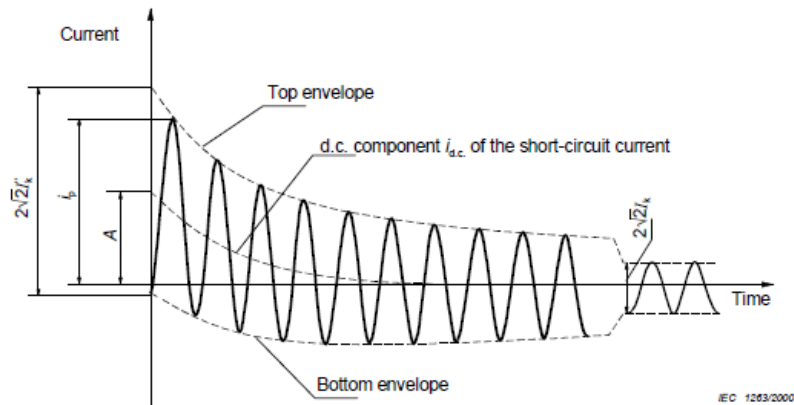
Se debe tener en cuenta que el despacho de la generación es diferente en época de avenida con relación al estiaje, ya que en avenida se dispone de suficientes recursos hídricos para un pleno aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas. El despacho en estiaje requiere un mayor complemento de las centrales termoeléctricas. En consecuencia, se debe analizar todos estos escenarios de operación con las posibles sobrecargas que se puedan presentar.

De manera independiente al despacho del sistema, para el caso de las protecciones de las centrales y las líneas que se conectan, se debe considerar los distintos despachos posibles de las unidades generadoras. Para el cálculo de las corrientes de corto circuito están en función del tiempo y localización desde su inicialización y termino como se podrá visualizar en las figuras siguientes.



- I_k' = initial symmetrical short-circuit current
 i_p = peak short-circuit current
 I_k = steady-state short-circuit current
 i_{dc} = d.c. component of short-circuit current
 A = initial value of the d.c. component i_{dc}

Figure 1 – Short-circuit current of a far-from-generator short circuit with constant a.c. component (schematic diagram)



I_k' = initial symmetrical short-circuit current
 i_p = peak short-circuit current
 I_k = steady-state short-circuit current
 i_{dc} = d.c. component of short-circuit current
 A = initial value of the d.c. component i_{dc} .

Figure 2 – Short-circuit current of a near-to-generator short circuit with decaying a.c. component (schematic diagram)

Simulación de fallas

Para determinar las corrientes de falla se debe simular todos los tipos de cortocircuitos, algunos de los cuales pueden tener contacto a tierra a través de una resistencia de falla. Esta simulación debe efectuarse en las barras de las centrales y subestaciones, así como a lo largo de la línea. En los cálculos de cortocircuito se debe considerar las impedancias para las condiciones más desfavorables, de acuerdo a lo siguiente:

- Para los generadores se debe usar las impedancias sub-transitorias no saturadas.
- Para los transformadores se debe usar las impedancias en las tomas (taps) de operación más desfavorables.
- Para las líneas se debe usar las impedancias propias; y en el caso de líneas en paralelo, las impedancias mutuas de secuencia cero.

Los cálculos deben permitir determinar no sólo las corrientes totales de falla en las barras de las subestaciones, sino también los aportes a las corrientes de falla de cada circuito conectado a dichas barras. De manera similar se debe calcular las corrientes de falla en las líneas de transmisión.

Para el análisis de fallas cercanas a los generadores es necesario considerar el comportamiento real de la máquina, lo que conlleva a considerar la curva de la corriente de cortocircuito de la máquina en función del tiempo.

Se debe simular todas las fallas en las subestaciones. Cuando se tenga doble barra se deberá calcular las fallas en cada una de las barras, de manera de determinar las corrientes por el acoplador de barras. Las simulaciones de fallas serán de los siguientes tipos:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla.
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla.

En las líneas de transmisión se debe simular fallas por lo menos al 1, 20%, 50%, 80% y 99% de la línea. En los casos donde se tiene efecto de infeed variable se debe simular las fallas al 10%, 20%, 30%, etc. de la línea, a fin de determinar las condiciones más desfavorables. Las simulaciones de fallas serán de los siguientes tipos:

- Fallas monofásicas a tierra sin resistencia de falla
- Fallas monofásicas a tierra con alta resistencia de falla
- Fallas bifásicas (fase-fase) con resistencia de falla
- Fallas trifásicas sin resistencia de falla

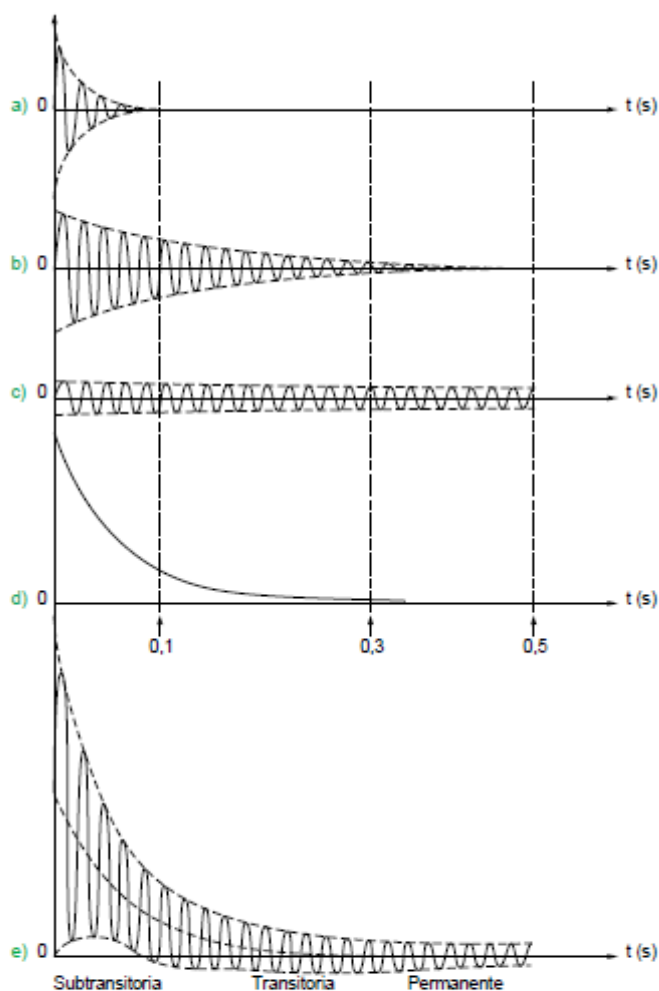


Fig. 10: Contribución a la corriente total de cortocircuito I_{sc} (e) de:

- | | |
|---------------------------------|---------------------------------|
| a) la reactancia subtransitoria | c) la reactancia permanente |
| b) la reactancia transitoria | d) la componente unidireccional |

Protecciones principales y protección de respaldo

Para determinar la coordinación con la protección de respaldo se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura 5 que se detalla a continuación:

1. Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (t_R), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor.
2. La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{52}).
3. Si la falla no se extingue, la protección de respaldo debe actuar, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé (t_r) más un adicional (t_M) después del cual se envía un orden de apertura al interruptor.
4. La falla será extinguida por la protección de respaldo después del tiempo de apertura del interruptor (t_{52})

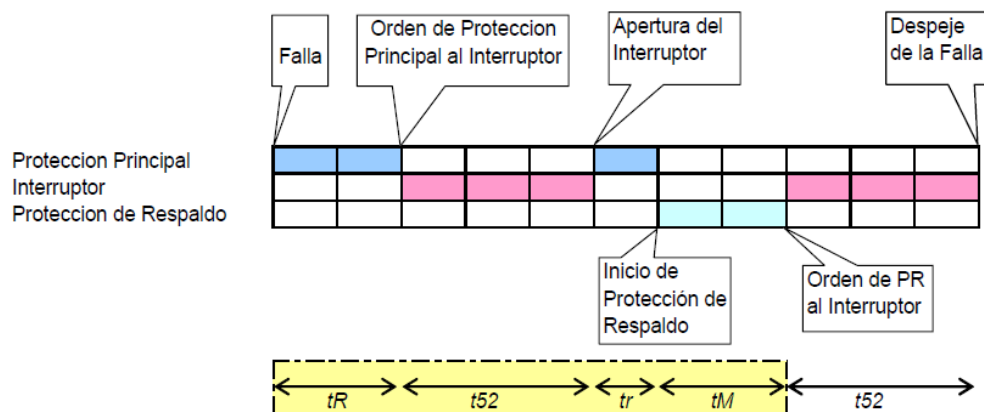


Figura 5, Coordinación Protección entre Principal y Protección de Respaldo

De acuerdo a lo expuesto, el tiempo de ajuste de la protección de respaldo (t_{PR}) vendrá dado por la siguiente expresión:

$$t_{PR} = t_R + t_{52} + t_r + t_M$$

Según criterio de COES los valores usuales para los tiempos antes mencionados están indicados en la tabla siguiente:

Relés		Tiempo del relé t_R	Reposición del relé t_r	Margen de operación t_M
Digitales	Ciclos	2	1	4
	Milisegundos	33	17	67
Electromecánicos	Ciclos	4	8	8
	Milisegundos	67	133	133

Protecciones principales y protección falla de interruptor

La protección de falla de interruptor debe ser coordinada para una actuación con anticipación a las protecciones de respaldo. Esto es particularmente importante cuando se tiene un esquema de doble barra en las subestaciones. En la Figura 6 se muestra un caso que permite apreciar que la actuación de la protección de falla de interruptor reduce los disparos de la protección de respaldo remoto.

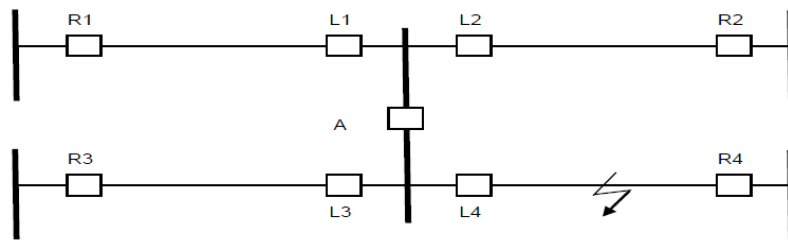


Figura N° 6 Coordinación entre protección falla de interruptor y protección de respaldo remoto

Si después de una falla en la línea L4-R4 se produce una falla del interruptor L4, la protección de falla de interruptor abrirá los interruptores L3 y A, aislando la falla y dejando en operación las líneas entre R1-L1 y L2-R2; en cambio, el respaldo remoto ocasionará la apertura de los interruptores R1, R2 y R3, perdiéndose las líneas entre R1-L1 y R2-L2.

Para determinar la coordinación con la protección de falla de interruptor se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura 7 que se detalla a continuación:

1. Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (t_R), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor.
2. La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{52}).
3. Si la falla no se extingue, la protección de falla de interruptor debe actuar en su primera etapa para efectuar una reiteración del disparo a ambas bobinas del interruptor, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé (t_r) más un adicional (t_M) y el tiempo del relé auxiliar (t_X) que envía la reiteración de apertura al interruptor.
4. Si la falla no es extinguida en esta primera etapa de la protección de falla de interruptor, se inicia la segunda etapa para efectuar la apertura de todos los interruptores vecinos que deben despejar la falla. Nuevamente es necesario considerar un margen que incluya la reposición de la protección (t_r) un tiempo adicional (t_M) y el tiempo de los relés auxiliares de disparo (t_X).
5. La falla será extinguida por la protección de falla de interruptor después del tiempo de la apertura de los interruptores no fallados (t_{52}).

De acuerdo a lo expuesto, los tiempos de ajuste de la protección de falla de interruptor en cada etapa (t_{BF1}) y (t_{BF2}) son:

$$t_{BF1} = t_R + t_{52} + t_r + t_M + t_{X1}$$

$$t_{BF2} = t_{BF1} + t_{52} + t_r + t_M + t_{X2}$$

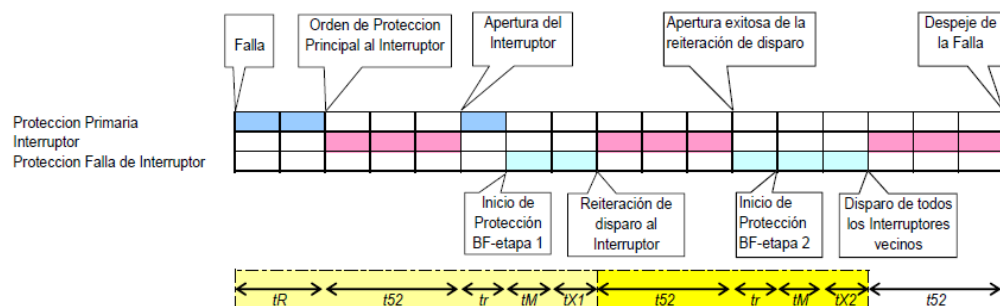


Figura 7 Coordinación protección principal y protección falla de interruptor

Escalonamiento de tiempos para la coordinación del sistema de protección

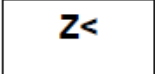
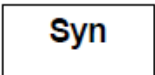
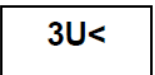
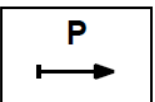
Los tiempos de operación de los interruptores dependen de su tecnología. Los interruptores antiguos en aceite tenían tiempos de 5 y hasta 8 ciclos; sin embargo, los modernos equipos tienen los tiempos que se indican en la tabla siguiente:

Tabla - Tiempos de operación de los interruptores		
Nivel de Tensión	Tensiones	Tiempos de Interrupción
Muy Alta Tensión	550 kV - 362 kV	2 ciclos = 33 ms
Alta Tensión	245 kV - 145 kV	3 ciclos = 50 ms
Media y Alta Tensión	72.5 kV - 52 kV - 36 kV	4 ciclos = 83 ms

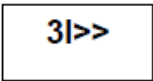
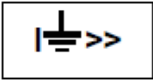
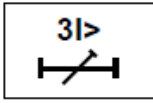
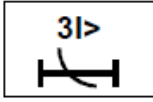
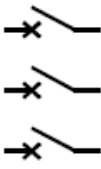
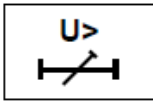
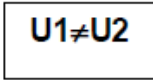
3.8 FUNCIONES DE PROTECCION

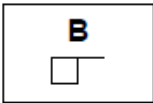
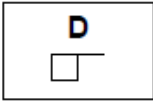
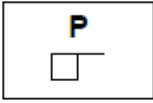
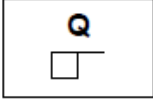
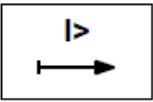
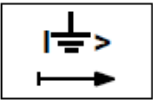
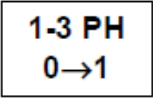
3.8.1 Simbología según Norma ANSI/IEEE e IEC

De acuerdo con lo anterior, a continuación se presenta la simbología más empleada en el campo de los sistemas de protección de líneas, transformadores, barras y generadores. En la columna izquierda está la definición de la protección o relé, en la columna central la representación ANSI/IEEE y en la columna derecha la simbología IEC.

Función	ANSI/IEEE	IEC
Protección distancia es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia se incrementa o decrece superando límites predeterminados.	21	
Relé de verificación de sincronismo es un dispositivo que opera cuando dos circuitos AC se encuentran dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los mismos.	25	
Relé de bajo voltaje es un relé que funciona sobre un valor dado de baja tensión.	27	
Relé direccional de potencia es un dispositivo que funciona sobre un valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada.	32	

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé de bajo voltaje es un relé que funciona sobre un valor dado de baja tensión.	27	$3U<$
Relé direccional de potencia es un dispositivo que funciona sobre un valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada.	32	$P \rightarrow$
Relé de baja potencia o baja corriente es un relé que funciona cuando el flujo de potencia o corriente decrece por debajo de un valor determinado.	37	$P<$ $I<$
Relé de campo es un relé que opera ante un valor bajo anormal o por falla en el campo de la máquina, o un exceso en el valor de la reactancia de la corriente de armadura en una máquina AC indicando anomalía en el campo de excitación.	40	$If<$ $Q>$
Relé de corriente de fase inversa o de balance de fases es un relé que funciona cuando las corrientes están en inversión de fases o desbalanceadas o contienen componentes de secuencia negativa.	46	$I_2>$
Relé de secuencia de fases es un relé que funciona sobre un valor predeterminado de voltaje polifásico en una secuencia de fases deseada.	47	No Definido
Relé térmico de transformador o máquina es un relé que funciona cuando la temperatura de una máquina u otro dispositivo de carga o transformador de potencia o rectificador de potencia excede un valor determinado.	49	$\sigma>$
Relé de sobret temperatura del aceite	49D	$\sigma>$

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé instantáneo de sobrecorriente es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido.	50	
Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra	50N	
Relé de falla interruptor	51BF	
Relé temporizado de sobrecorriente es un relé con características de tiempo inverso y definido que funciona cuando la corriente en circuitos AC excede un valor determinado.	51	
Relé temporizado de sobrecorriente de tierra	51N	
Interruptor de corriente alterna	52	
Relé de sobretensión es un relé que opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico.	59	
Relé de balance de corriente o tensión es un relé que opera sobre una diferencia dada en el voltaje o corriente de entrada o salida de dos circuitos.	60	
Relé de presión es un suiche que opera con el aumento o descenso de la presión o rangos de variación en la misma.	63	

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé Buchholz: Es un relé que detecta la presencia de gases en el aceite.	63B	
Relé de flujo de aceite: Es un relé que detecta la superación del flujo de aceite en una tubería	63D	
Relé de presión súbita: Es un relé que detecta el incremento súbito de la presión en un tanque.	63P	
Dispositivo de alivio de presión: Es un dispositivo mecánico que actúa permitiendo la salida de aceite, cuando la sobrepresión dentro del tanque supera un valor.	63Q	
Relé de tierra es un relé que funciona ante la falla en el aislamiento de una máquina, transformador u otro aparato a tierra, o por el flameo de una máquina DC a tierra.	64	No Definido
Relé direccional de sobrecorriente de fases	67	
Relé direccional de sobrecorriente de tierra	67N	
Relé de desfase o medida de ángulo de fase es un relé que funciona en un ángulo de fase predeterminado entre dos voltajes o entre dos corrientes o entre voltaje y corriente.	78	No Definido
Relé de recierre es un relé que controla el recierre y bloqueo automático de un interruptor AC.	79	

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé de frecuencia es un relé que funciona sobre un valor determinado de frecuencia (alto/bajo) o por rangos de variación de la misma.	81	$f \approx$
Relé de bloqueo es un dispositivo de bloqueo al cierre, desenergizado manual o eléctricamente, que funciona para apagar o mantener fuera de servicio un equipo bajo la ocurrencia de condiciones anormales que ameriten una revisión.	86	0→1 BLOQUEO
Relé diferencial es un relé que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase o sobre una diferencia de corrientes o de alguna otra cantidad eléctrica.	87	3Id>
Relé de protección diferencial de barras	87B	3Id>
Relé de protección diferencial de transformador	87T	3Id>

a) **Distancia 21 - 21N**

Normalmente se tiende a confundir el término “relé de impedancia” con el término “relé de distancia”. La medida de impedancia es una de las características que puede tener un relé de distancia. Existen varias características para los relés de distancia, las cuales se explican a continuación en la figura 5:

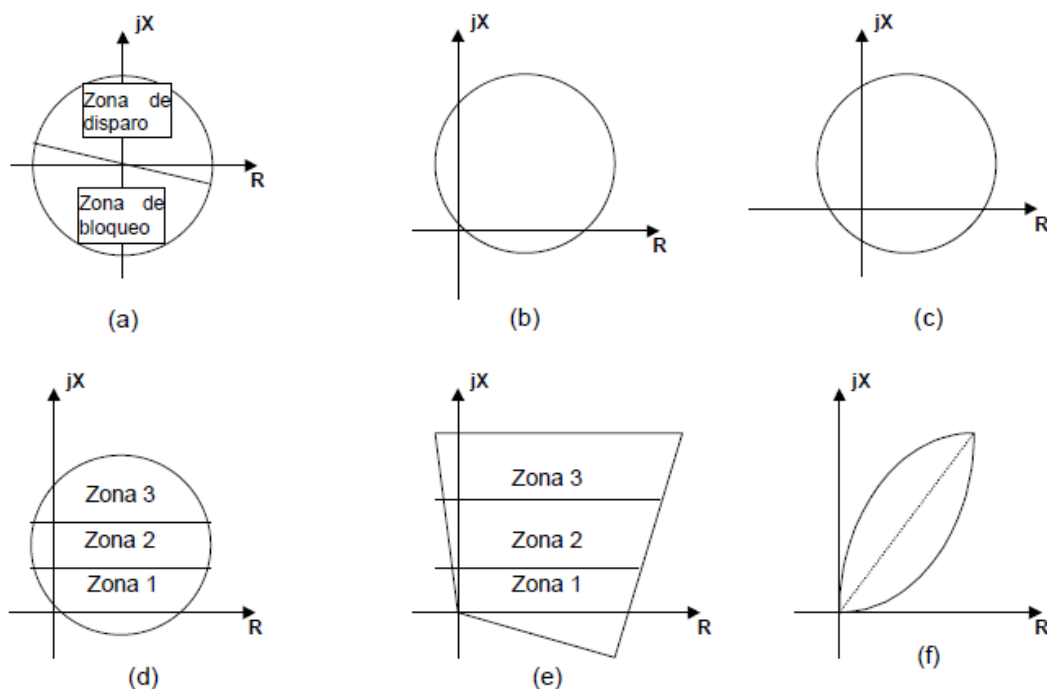


Figura N° 5 Características básicas de rele de distancia

Impedancia: El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Ver Figura 5(a).

Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.

Mho: La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. Ver Figura 5(b).

Mho Offset: La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado. Ver Figura 5(c).

Reactancia: Este relé solamente mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea paralela al eje R. Este relé debe ser supervisado por alguna otra función para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga. Ver Figura 5(d).

Cuadrilateral: La característica de este relé puede ser alcanzada con la combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo. Ver Figura 5(e).

Lenticular: Este relé es similar al relé mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga. Ver Figura 5(f).

Actualmente se han diseñado muchas características de relés de distancia a partir de la combinación de las características básicas arriba descritas.

Zonas de la protección distancia

La protección de distancia emplea varias zonas para proteger la línea de transmisión. En Colombia el Código de Redes establece: zona 1, zona 2, zona 3 y zona reversa. Sin embargo, algunos relés sólo disponen de dos o tres zonas, y existen relés que pueden llegar a tener hasta cinco (5) zonas y una zona adicional llamada zona de arranque.

En la Figura 6 se presentan los alcances de las zonas de una protección distancia con tres zonas adelante y una reversa, con características Mho y cuadrilateral.

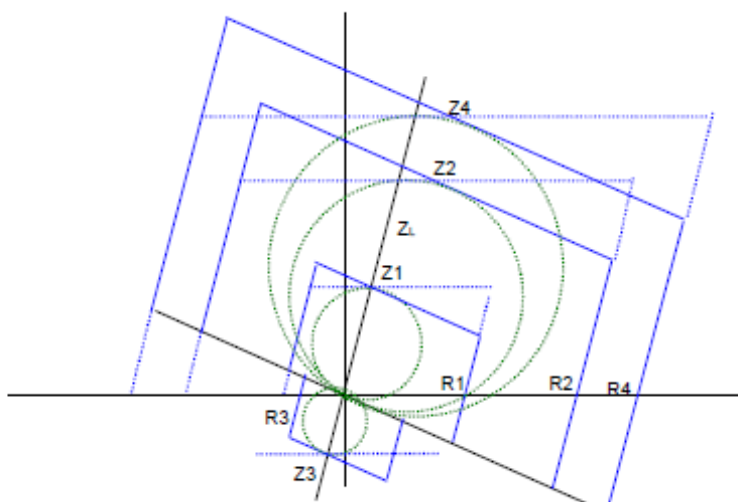


Figura 6, Característica general alcance de zonas protección distancia

Para el ajuste de las zonas en los relés de distancia se debe tener en cuenta no sólo la impedancia de la línea a proteger sino también las de las líneas adyacentes, dado que el ajuste de algunas de las zonas del relé de distancia cubren una parte o la totalidad de la línea adyacente.

En la Figura 7 se presentan los alcances de zona hacia adelante que se pueden encontrar en una protección distancia.

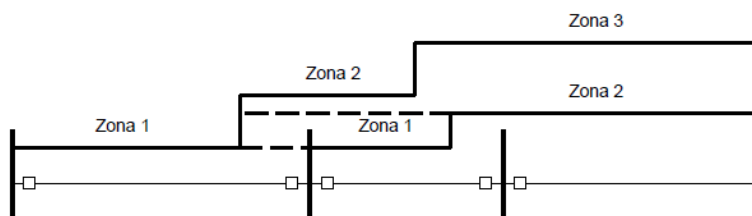


Figura 7, Alcance de la zona

Esta protección opera midiendo la tensión y corriente con la finalidad de obtener la impedancia vista en el punto de instalación del relé. El cálculo de las impedancias se efectúa de acuerdo a lo siguiente:

Para las impedancias entre fases (función 21)

$$Z_{a-b} = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b}$$

Para las impedancias entre fases y tierra (función 21N)

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + \left(\frac{Z_E}{Z_a} \right) \cdot I_E} = \frac{V_a}{I_a + 3 \cdot k_0 \cdot I_0}$$

Por tanto para que el relé pueda efectuar todos los cálculos se le debe proporcionar como ajuste el valor del k_0 correspondiente a la instalación a ser protegida.

Las características aceptadas por el COES, para los relés de distancia son las siguientes:

Características Mínimas Requeridas para los relés de distancia del SEIN
Los relés deben de ser de tecnología numérica (Digital)
Para fallas fase-tierra solo se aceptan los relés con característica Cuadrilateral
Para fallas fase-fase se acepta relés con características Mho y Cuadrilateral
El numero de zonas tanto para fallas fase-tierra ó fase-fase debe de ser como mínimo de 3 zonas
Los relés deben ser “full scheme”, es decir debe utilizar utiliza tres unidades de medida fase-fase (R-S, S-T & T-R) y tres unidades de medida fase-tierra (R-N, S-N & T-N) en cada zona
Los relés deben tener la función de incursión de carga

Característica cuadrilateral

En la figura 8 se muestra la característica cuadrilateral para un relé que tiene tres zonas hacia delante (Z1, Z2 & Z4) una zona hacia atrás (Z3) y una zona global (Z5). También se muestra la impedancia de una línea de transmisión y la posible interferencia de la carga conectada a la línea.

Para el ajuste se debe definir para cada zona y los valores del alcance de la resistencia y la reactancia (R, X), tanto para el ajuste entre fases (21) como para el ajuste entre fase y tierra (21N). Asimismo, se debe definir los tiempos de operación de cada zona (t1, t2, t3, t4, t5).

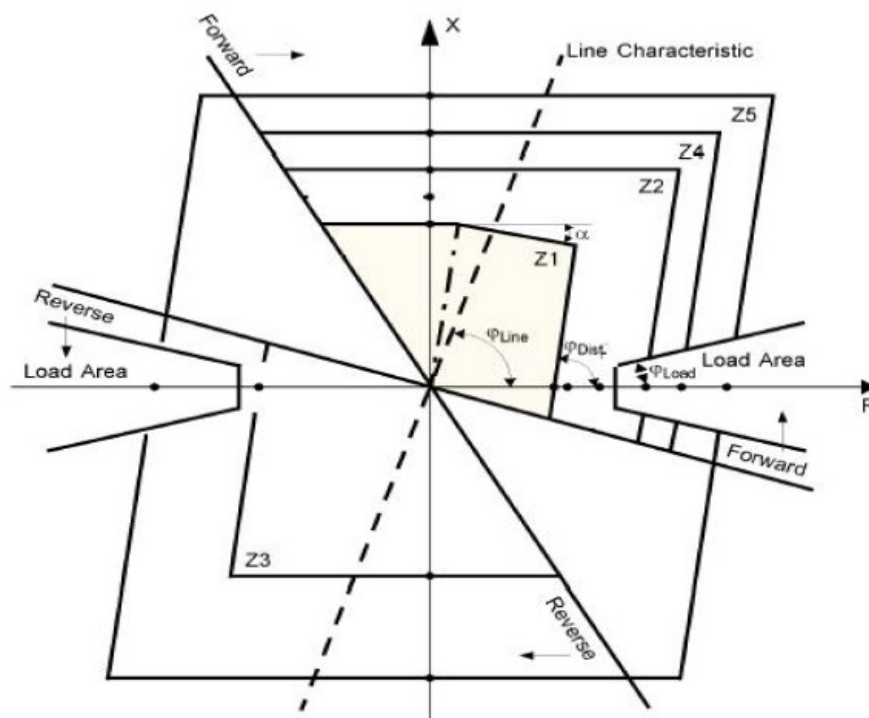


Figura 8, Característica cuadrilateral

b) Sobrecorriente No Direccional 50/51 y 50N/51N

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51).

De tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión y constantes en la tabla N° 1:

$$t = TMS \cdot \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha} + C \right)$$

Donde

t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I = Corriente que mide el Relé (variable independiente)

α = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s = Corriente de Arranque del Relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

K = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

C = Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé se debe definir lo siguiente:

Para la función (51)

- La corriente de Arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica

Para la función (50)

- La corriente de arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- A pesar que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente

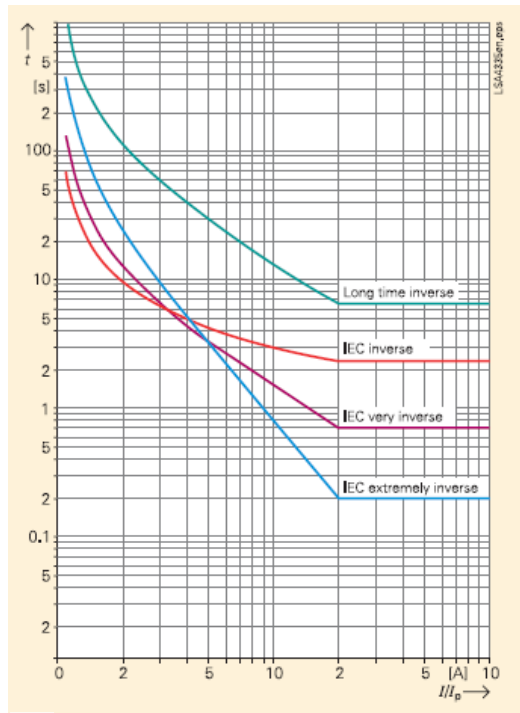
Característica		IEC/BS			ANSI/IEEE		
		α	K	C	α	K	C
Tiempo definido		-	0	1			
Normal Inverso	NI	0.02	0.14	0	2.0938	8.9341	0.17966
Muy Inverso	VI	1	13.5	0	2	3.922	0.0982
Extremadamente Inverso	EI	2	80	0	2	5.64	0.02434
Inverso de Largo Tiempo	LI	1	120	0	2	5.6143	2.18592

Tabla N° 1

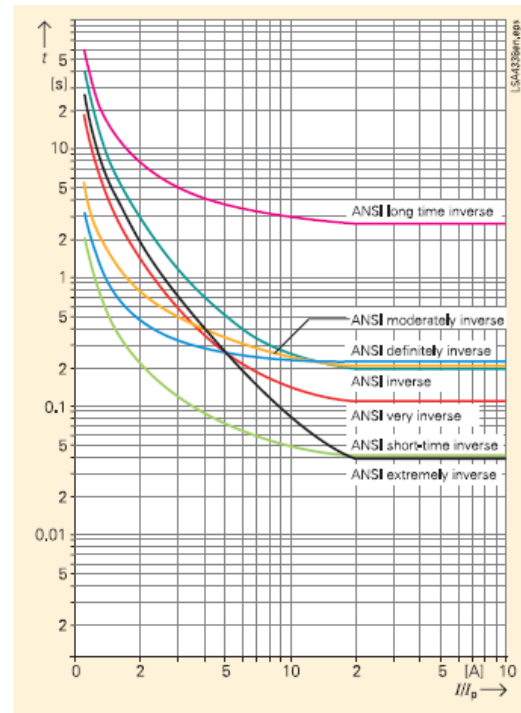
La protección de sobrecorriente es la forma más simple y la menos costosa de proteger una línea. Esta protección permite aclarar las fallas en la línea con un retardo de tiempo que depende de la magnitud de corriente circulante, suministrando un respaldo para los terminales remotos.

Los relés de fase operan para todo tipo de falla pero el ajuste de la corriente de arranque debe estar por encima de la máxima corriente de carga esperada. El disparo de los relés de sobrecorriente puede ser instantáneo, retardado por un tiempo fijo o retardado por un tiempo inversamente proporcional a la magnitud de la corriente.

Las normas ANSI/IEEE C37.112-1996 e IEC 255-4 definen las ecuaciones para cada una de las características tiempo & corriente. Las curvas normalizadas son: Inversa, Moderadamente Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Sin embargo, los fabricantes de relés de sobrecorriente en ocasiones ofrecen otras posibilidades de curvas adicionales a las normalizadas. Cuando las líneas se protegen con relés de sobrecorriente, es necesario buscar la coordinación con los demás dispositivos de protección, no sólo de la línea protegida sino también de los elementos adyacentes (otras líneas, transformadores, etc.). El disparo instantáneo aplica si el punto de arranque de la unidad instantánea se puede ajustar en un valor tal que la relación entre la corriente de cortocircuito del extremo del relé, sobre la corriente de cortocircuito del extremo final de la línea, sea superior a 1,5.



IEC/BS characteristics



ANSI characteristics

Los relés de sobrecorriente no direccionales no son muy usados para proteger líneas de transmisión dado que éstas, por lo general, tienen al menos dos fuentes de alimentación de corrientes de falla y dichos relés tendrían que ser coordinados con los dispositivos de protección que están al frente y detrás del terminal de línea. Esto hace que la mayoría de las veces sea imposible la coordinación de estos relés.

c) Diferencial para Transformador 87T

El relé diferencial de corriente es el tipo de protección usada más comúnmente para transformadores de 5 MVA en adelante. La protección diferencial es muy apropiada para detectar las fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección.

Tipos de relés diferenciales para protección de transformadores

Para implementar la protección diferencial se usan relés de varias clases, así:

- Protección diferencial usando relés de sobrecorriente temporizados. Estos relés de sobrecorriente sin restricción, son poco usados en aplicaciones actuales debido a que son susceptibles de operar mal por causas tales como corriente de magnetización "inrush" cuando se energiza el transformador y errores de saturación o errores de disparidad de los transformadores de corriente.
- Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales. Ésta es una protección que dispone de una restricción para evitar disparos indeseados ante fallas externas debido a la disparidad en los transformadores de corriente. Esto permite incrementar la velocidad y seguridad de la protección con una sensibilidad razonable para corrientes de falla bajas y al mismo tiempo, se pueden obtener beneficios en caso de errores de saturación. Estos relés son

aplicables particularmente a transformadores de tamaño moderado localizados a alguna distancia de la fuente de generación mayor.

La cantidad de restricción es establecida como un porcentaje entre la corriente de operación ($I_{diferencial}$) y la corriente de restricción (I_{bias}). Cada fabricante usa una definición ligeramente diferente para la pendiente y la cantidad de restricción puede ser fija, ajustable o variable dependiendo del fabricante.

Es de anotar que un relé diferencial porcentual simple puede operar incorrectamente con corrientes “inrush”.

Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos. Algunos relés diferenciales incorporan en su diseño una restricción de armónicos para evitar disparos indeseados debidos a corrientes de “inrush”. La conexión de este relé en un transformador con conexión Y - Δ , se observa en la Figura 9.

Dichos relés utilizan al menos la corriente del segundo armónico que está presente en toda energización de transformadores, para restringir o reducir la sensibilidad del relé durante este período. Los relés diferenciales con restricción de armónicos también incluirán una unidad instantánea, la cual se ajusta por encima de la corriente de “inrush” del transformador.

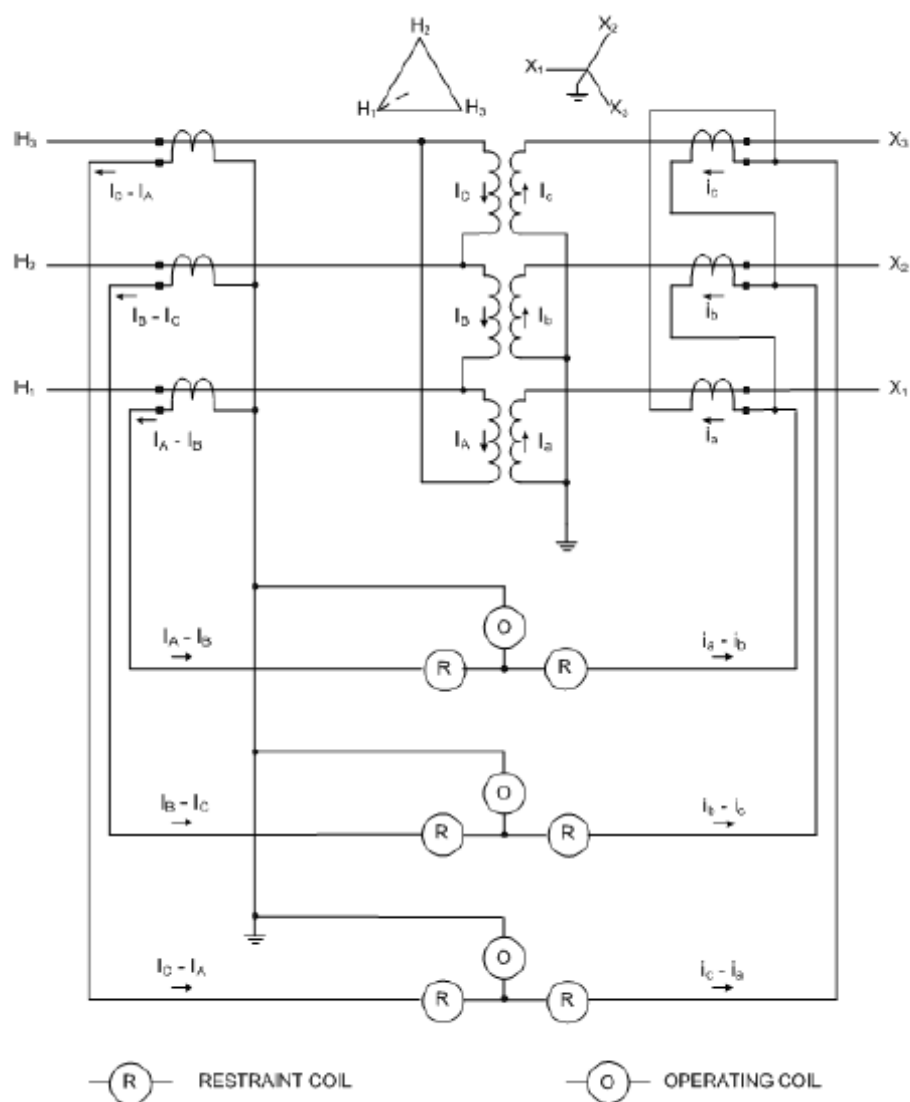


Figura 9, Conexión protección diferencial porcentual transformador Y-D

La protección diferencial funciona calculando la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida. Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son las siguientes:

1. Las corrientes de magnetización (o de carga) del elemento protegido que es una cantidad constante. Ver ΔI_1 en la figura 10.
2. El error de relación en los transformadores de corriente que es una diferencia casi proporcional a los valores de la corriente. Si la protección diferencial se aplica a un transformador de potencia que tiene diferentes tomas (taps), el error de los transformadores de corriente será del mismo tipo por esta causa. Ver ΔI_2 en la figura 10.
3. El error debido a la saturación de los transformadores de corriente, el cual prácticamente no existe con pequeñas corrientes, pero que se hace mayor con elevadas corrientes. Ver ΔI_3 en la figura 10.

La corriente diferencial que no es falla es la suma de estas tres componentes y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación.

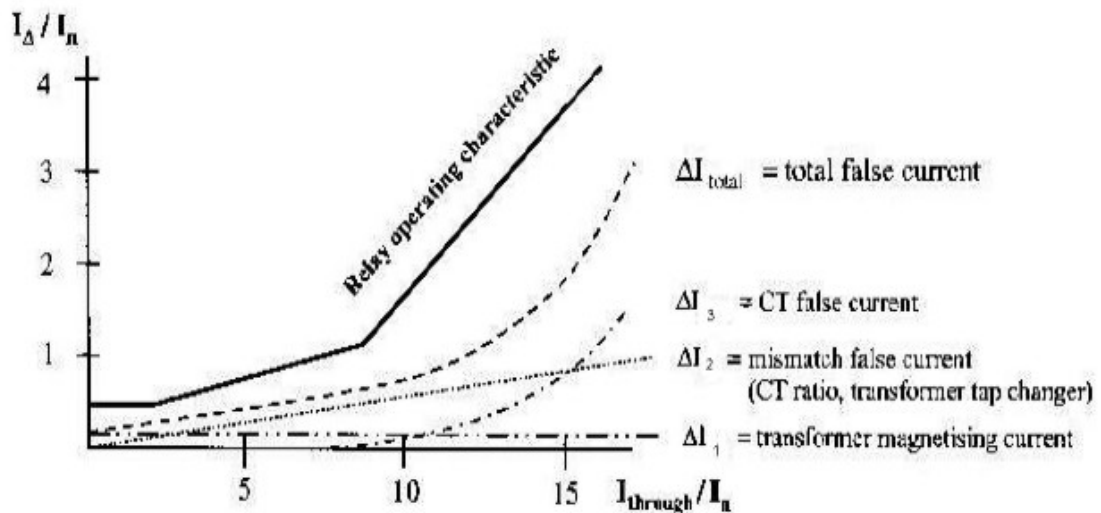


Figura 10, Definición de Operación de Protección Diferencial

Tal como se muestra en la figura 11, el ajuste de la protección diferencial se define en tres rangos de valores que son:

- La zona 1 que corresponde a una mínima corriente diferencial que es constante. Esta zona queda definida con el valor de I_B .
- La zona 2 que corresponde a una característica con pendiente que debe considerar las diferencias de relación de transformación, tanto de los transformadores de corriente como del equipo protegido, como es el caso de los transformadores de potencia. Esta zona queda definida con la pendiente k_1 .
- La zona 3 que debe permitir evitar cualquier error consecuencia de una posible saturación de los transformadores de corriente. Este aspecto puede ser crítico si existe la posibilidad de un flujo remanente en los transformadores de corriente. Esta zona queda definida con la pendiente k_2 .

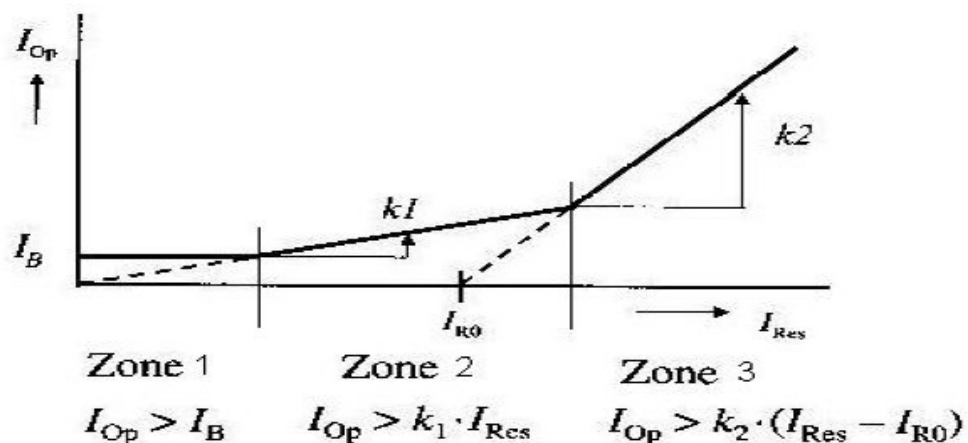


Figura 10, Característica de ajuste de protección diferencial

d) Diferencial para Línea 87L

Sistema de protección diferencial de línea (87L), este sistema protege a las líneas ante ocurrencia de cualquier falla dentro de la zona de protección 87L, la zona de protección está delimitada por los transformadores de corriente que abastecen al relé 87L como se muestra en la figura N° 11.

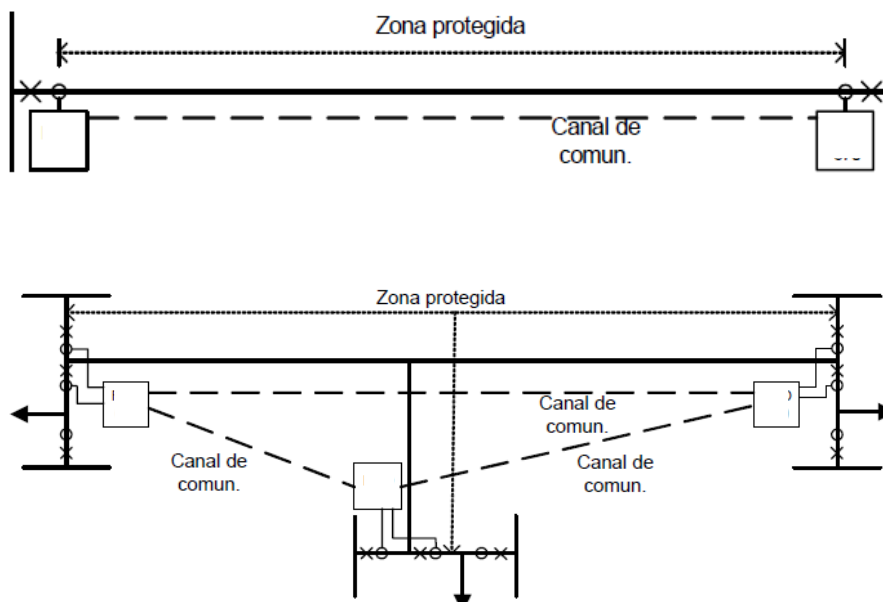


Figura N° 11, Configuración de aplicación diferencial en líneas de transmisión

La protección diferencial de alta impedancia se puede utilizar cuando los núcleos del CT implicados tienen la misma relación de espiras y una característica de magnetización similar. Utiliza una suma externa de la corriente de neutro y de fases, así como una resistencia en serie y otra dependiente de la tensión externamente al relé.

La mínima corriente diferencial de secuencia positiva, debe de permitir el pase de la máxima carga que transporte la línea y más la carga de la línea en vacío.

Para dar estabilidad ante condiciones de falta pasante, el relé adopta una técnica de restricción. Este método eleva efectivamente el ajuste del relé en proporción al valor de la intensidad de falta pasante, para evitar el malfuncionamiento del relé. La figura 12 presenta las características de funcionamiento del elemento de diferencial de fase.

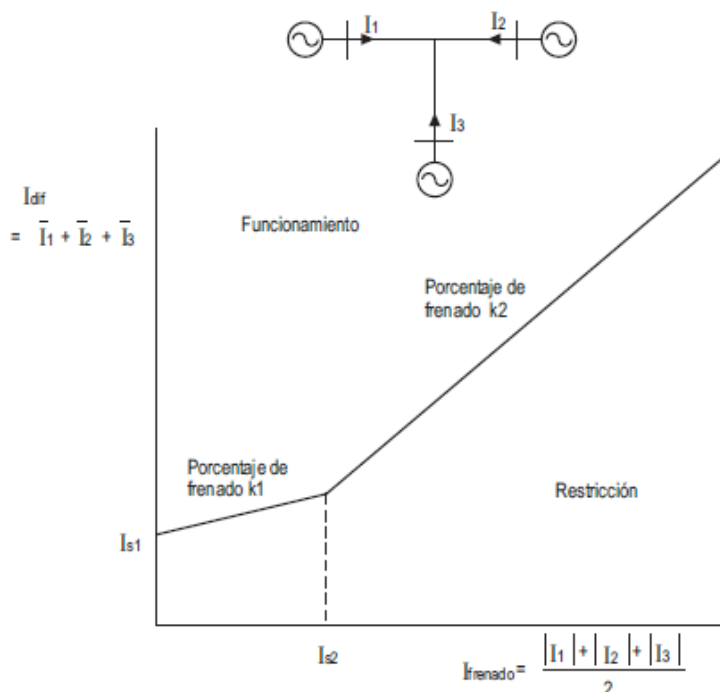


Figura N° 12, Característica de restricción

e) Desbalance de corriente 46

La protección de carga no balanceada se efectúa detectando las corrientes de secuencia negativa (46), cuya presencia indica que se tiene asimetrías eléctricas que reflejan la existencia de una asimetría mecánica en el eje del generador; es decir, que se tiene conectada una carga no balanceada. Los porcentajes admisibles para la corriente permanente de secuencia negativa están dados por la norma IEEE C37.102-2006 según se indica en la Tabla 2.

Type of generator	Permissible I_2 (percent)
Salient pole	10
With connected amortisseur windings	10
With non-connected amortisseur windings	5
Cylindrical rotor	
Indirectly cooled	10
Directly cooled—Up to 350 MVA	8
—351 MVA to 1250 MVA	$8 - (MVA - 350)/300$
—1251 MVA to 1600 MVA	5

Tabla N° 2

El calentamiento por secuencia negativa en generadores sincrónicos es un proceso bien definido el cual produce límites específicos para operación desbalanceada. Excepto para pérdidas de estator pequeño, las pérdidas debido a la corriente de secuencia negativa aparecerán en el rotor de la máquina. La energía de entrada al rotor la elevación de temperatura del rotor sobre un intervalo de tiempo es cercanamente proporcional a I_2 donde I_2 es la corriente de secuencia negativa del estator y t es el intervalo de tiempo en segundos.

Los relés de corriente de secuencia negativa operan con una característica de tiempo inverso según una expresión cuadrática que es la siguiente:

$$\left(\frac{I_2}{I_N} \right)^2 \cdot t = K$$

Donde

I_2 = Corriente de secuencia negativa

I_N = Corriente nominal de la máquina

t = tiempo

K = Constante de la máquina

Los ajustes del relé deben ser efectuados según las recomendaciones del fabricante del generador y deben considerar dos niveles de actuación que son: Alarma y Disparo. Los valores típicos están indicados en la tabla 3.

Característica	Nivel Alarma	Nivel Disparo
Corriente no balanceada permisible Valores referidos a los indicados en la Tabla 2.4	80%	100%
Temporización de la operación	5 segundos	10 segundos
Tiempo de reposición	240 segundos	240 segundos

Tabla N° 3

f) Funciones Mínima Tensión (27) & Sobre Tensión (59)

La protección de tensión mide permanentemente la tensión de cada fase con la finalidad de detectar las tensiones que son mayores o menores que las del rango normal de operación. Si las tensiones son menores que las del rango establecido se tiene una protección de subtensión o mínima tensión (función 27); en el caso de tensiones mayores se tiene la protección de sobretensión (función 59). El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la tensión y puede ser:

1. Tiempo Definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea o temporizada.

Para la protección de sobretensión (función 59):

$$V > V_{SET-OVER} \quad t = T_{OVER}$$

Para la protección de subtensión (función 27):

$$V < V_{SET-UNDER} \quad t = T_{UNDER}$$

2. Tiempo Inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por las normas, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$t = TMS \cdot \left(\frac{1}{\left| \frac{V}{V_S} - 1 \right|} \right)$$

Donde

t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

V = Tensión que mide el Relé (variable independiente)

V_S = Tensión de Arranque del Relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

Como se puede apreciar, el tiempo de operación depende de la variación de la tensión tanto para valores mayores como menores que la tensión nominal, de una manera simétrica, ya que se toma el valor absoluto de la diferencia. Por tal motivo, es necesario añadir el umbral de arranque, es decir:

Para la protección de sobretensión (función 59):

$$V > V_{SET-OVER}$$

Para la protección de subtensión (función 27):

$$V < V_{SET-UNDER}$$

Procedimiento de cálculo teórico para sobretensión:

Esta protección se aplica a generadores, transformadores, motores y líneas de transmisión para evitar que tensiones elevadas en el sistema de transmisión puedan causar daño al aislamiento de dichas máquinas.

Estas sobretensiones, de frecuencia nominal y del tipo semi-permanente pueden ser ocasionadas por:

- ✓ Una operación defectuosa de un regulador de tensión.
- ✓ El control operativo de la tensión del sistema de transmisión, sea manual o automático.
- ✓ Pérdida de carga súbita en el sistema.

La protección supervisa normalmente las tensiones de fase en el lado AT del transformador y responde a diferentes necesidades:

- ✓ Contribuir a evitar la sobreexcitación del transformador, aunque no selectivamente (para esto resulta más eficaz una protección contra sobreexcitación).
- ✓ Necesidades del sistema de potencia, a los efectos de comandar la inserción o desconexión de elementos de compensación.
- ✓ Limitaciones del equipamiento de la red, provocando desconexión de líneas o transformadores.

En algunos casos se prefiere la protección de sobretensión en líneas y en otros la protección en transformadores, dependiendo del emplazamiento de las instalaciones.

Para adoptar un criterio de ajuste para la protección de sobretensión de un transformador, se tomarán como base los valores de ensayo a tensión inducida aplicables a la máquina, según normas.

En la Norma IEC 76-3 2000 (Power Transformers), Parte 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air, punto 7.1 Insulation requirements and dielectric tests – Basic rules – General, figura una tabla (Table I – Guide to requirements and tests for different categories of windings), dividida en dos partes: $U_m \leq 72.5$ kV hasta $U_m \geq 300$ kV, donde U_m [kVrms] es la máxima tensión para el equipo.

Table 1 – Requirements and tests for different categories of windings

Category of winding	Highest voltage for equipment U_m kV	Tests				
		Lightning impulse (LI) (see clause 13 and 14)	Switching impulse (SI) (see clause 15)	Long duration AC (ACLD) (see 12.4)	Short duration AC (ACSD) (see 12.2 or 12.3)	Separate source AC (see clause 11)
Uniform insulation	$U_m \leq 72.5$	Type (note 1)	Not applicable	Not applicable (note 1)	Routine	Routine
Uniform and non-uniform insulation	$72.5 < U_m \leq 170$	Routine	Not applicable	Special	Routine	Routine
	$170 < U_m < 300$	Routine	Routine (note 2)	Routine	Special (note 2)	Routine
	$U_m \geq 300$	Routine	Routine	Routine	Special	Routine
NOTE 1 In some countries, for transformers with $U_m \leq 72.5$ kV, LI tests are required as routine tests, and ACLD tests are required as routine or type tests.						
NOTE 2 If the ACSD test is specified, the SI test is not required. This should be clearly stated in the enquiry document.						

A su vez, cada una de estas dos categorías comprende dos subcategorías: aislamiento uniforme y aislamiento no-uniforme ó gradual. La mayoría de las máquinas entran en la última categoría. Una vez definida la categoría que corresponde a la máquina en cuestión, se pasa a otra tabla que indica los valores de ensayo de la tensión inducida a frecuencia industrial de corta duración. De allí se obtiene el menor valor indicado.

Por ejemplo, para un equipo de $U_m = 100$ kV, aislamiento no-uniforme, la tensión de ensayo de frecuencia industrial nominal de corta duración se encuentra entre 150 y 185 kV. El menor valor es 150 kV. A este valor le aplicamos un factor de 0.75, para tener en cuenta el principio por el cual a una máquina ya ensayada sólo debe aplicarse un 75% de la tensión de ensayo, resultando $U = 112.5$ kV.

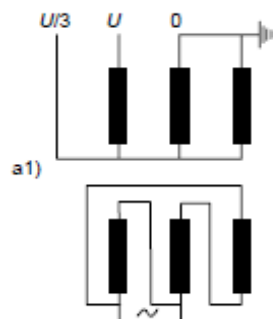
Table 2 – Rated withstand voltages for transformer windings with highest voltage for equipment $U_m \leq 170$ kV – Series I based on European practice

Highest voltage for equipment U_m kV r.m.s.	Rated lightning impulse withstand voltage kV peak	Rated short duration induced or separate source AC withstand voltage kV r.m.s.
3,6	20	10
7,2	40	20
12	60	28
17,5	75	38
24	95	50
	125	
36	145	70
	170	
52	250	95
60	280	115
72,5	325	140
100	380	150
	450	185
123	550	230
145	650	275
170	750	325

NOTE Dotted lines may require additional phase-to-phase withstand tests to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met.

Low-voltage windings with $U_m \leq 1,1$ kV shall be tested with 3 kV separate source AC withstand voltage.

En el punto 12.3 de la norma IEC, se indica el procedimiento para el ensayo de la máquina con aislamiento no-uniforme.



Al respecto, la tensión aplicada fase-tierra a una fase del arrollamiento es igual a $1.5/\sqrt{3}$ del valor indicado anteriormente, es decir, adoptando $U=112.5$ kV, resulta igual a 97.4 kV.

Comparando este valor con la tensión nominal fase-tierra del equipo en cuestión, se obtiene la cifra de $97.4/57.7 \text{ kV} = 1.68$, siendo entonces éste el límite de tensión que deberíamos tolerar para la máquina por un máximo de 60 segundos.

Otros factores a tener en cuenta son:

- ✓ La máxima excursión normal de la tensión en el punto en cuestión. Esta depende de la operación del sistema y normalmente no excede del 5% de la tensión nominal.
- ✓ La máxima tensión en las fases sanas durante una operación de recierre. En la práctica, este último factor implica un límite a la temporización mínima a adoptar, la cual debe ser mayor que el tiempo muerto del recierre en el punto del sistema que estemos considerando.
- ✓ Las curvas tensión-tiempo de los descargadores de sobretensión del transformador.

A continuación, debemos tomar en cuenta los errores involucrados en la medición que efectúa la protección. Por ejemplo, considerando un error en la medición del relé del 2% y del transformador de tensión del 1%, el valor teórico a ajustar en la protección sería de $1.05+0.02+0.01= 1.08 \text{ pu}$.

Del valor calculado, debemos considerar además la relación excitación/desexcitación de la protección en cuestión. Suponiendo que este valor fuera 0.97, el umbral mínimo del relé de sobretensión a ajustar sería igual a $1.08/0.97 = 1.11 \text{ pu}$. Por lo expuesto, se considera razonable ajustar la función sobretensión entre los valores de 1.15 Unom (mínimo) y 1.3 Unom (máximo).

A continuación debemos fijar valores para las temporizaciones de los distintos niveles de sobretensión. Para el nivel mínimo (1.15 pu), se debe tener en cuenta un tiempo razonablemente largo que permita la operación de algunos equipos de control de tensión, en caso de existir (p.ej.: reactores). Un tiempo apropiado para este nivel sería, por ejemplo, 4 segundos.

Para el caso del umbral superior (1.3 pu), la temporización debería ser mínima, por encima del tiempo muerto de recierre de las líneas colindantes con el transformador. Por ejemplo, si dicho tiempo muerto de recierre fuera 800 ms, podría adoptarse 1 segundo. Se debe verificar además que se brinde efectiva protección a los descargadores de sobretensión del transformador (normalmente, los descargadores soportan 1.3 pu durante 10 segundos).

g) **Frecuencia 81 U y 81 O**

Las protecciones de frecuencia son protecciones que toman la señal de tensión, pero miden la frecuencia de la onda alterna. Esta protección se aplica en dos casos que son:

Sobrefrecuencias (81-O) que ocurren por disminución de carga del generador y la máquina no logra estabilizar su frecuencia oportunamente. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización que se debe especificar.

Protección de sobrefrecuencia:

$$f > f_{\text{SET-OVER}}$$

$$t = T_{\text{OVER}}$$

Bajas frecuencias (81-U) que ocurren por la pérdida de la capacidad del grupo de atender la carga conectada. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización que se debe especificar.

Protección de subfrecuencia:

$$f < f_{SET-UNDER}$$

$$t = T_{UNDER}$$

Para conseguir una acción más rápida, se puede considerar una protección sobre la base de la variación de la frecuencia, también denominado función de derivada de frecuencia. En este caso, el relé actúa cuando se supera un umbral previamente calibrado.

$$\frac{df}{dt} \geq r$$

Como protección sistemática las funciones anteriores se aplican en los esquemas de rechazos de carga. La definición de ajustes es el resultado de un estudio que tome en cuenta todo el sistema interconectado.

h) **Sobrecorriente Direccional de fase 67P**

La protección de sobrecorriente direccional es similar a la de sobrecorriente no direccional; pero, además, se debe especificar la dirección del flujo de corriente para la que se aplica la protección. Para su evaluación numérica por el relé se requiere una referencia o polarización con la que se efectúa el cálculo. Se prefiere usar la tensión porque su ángulo se mantiene relativamente constante durante una falla y usualmente se aplica lo siguiente:

- Corriente fase R: Tensión ST
- Corriente fase S: Tensión TR
- Corriente fase T: Tensión RS

La unidad direccional requiere que se le alimente con tensión y corriente o corriente y corriente, pero necesita que una de esas cantidades sea de "referencia o polarización". Esta cantidad de referencia no debe cambiar de polaridad cualquiera sea la dirección del flujo de la corriente sensada según figura 13.

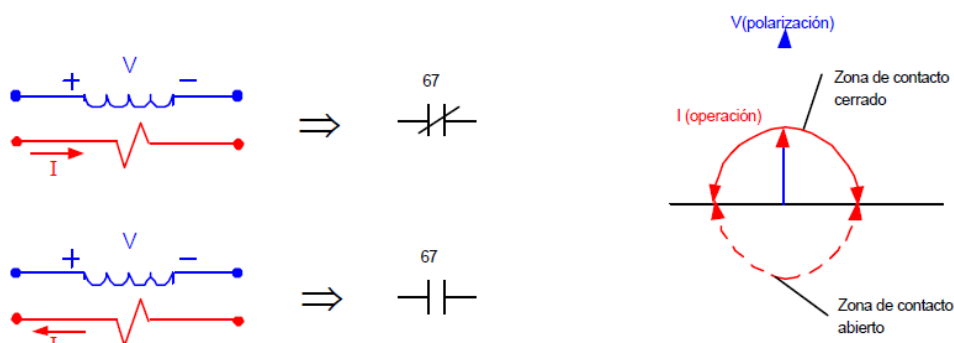


Figura N° 13 Característica Direccional

Se debe notar que el ángulo de fase entre las corrientes y las tensiones mencionadas es aproximadamente de 90° de manera que para el cálculo se considera el valor en cuadratura. Sin embargo, su valor va a depender de la relación X/R del circuito de

falla, por tanto se debe verificar que el ángulo de operación del relé es apropiado para obtener la máxima sensibilidad.

Por otro lado, es importante consultar el manual del fabricante del relé para los ajustes del ángulo, debido a que no todos los fabricantes aplican el mismo criterio de ajuste.

i) Sobrecorriente Direccional a tierra 67N

La protección de sobrecorriente direccional a tierra es similar a la de sobrecorriente no direccional; pero, además, se debe especificar la dirección del flujo de corriente de secuencia cero para la que se aplica la protección. Para su evaluación numérica por el relé se requiere una referencia o polarización con la que se efectúa el cálculo. Se prefiere usar la tensión homopolar por lo cual se debe ajustar el ángulo de máxima sensibilidad según el sistema de puesta a tierra. Como referencia se indica:

Sistema de transmisión con puesta a tierra directa -60°

Redes de distribución con puesta a tierra directa -45°

Sistema con puesta a tierra a través de resistencia 0°

Para una mejor evaluación de la condición de falla se utiliza también el valor de ambas magnitudes la corriente homopolar y la tensión homopolar, de manera que el relé viene a ser de "potencia homopolar".

j) Protección Térmica 49

Esta protección opera simulando el calentamiento del elemento protegido, en función de la corriente que circula por este elemento, de acuerdo a la siguiente ecuación:

Donde

$$\frac{d\Theta}{dt} + \frac{\Theta - \Theta_0}{\tau} = \frac{I^2}{\tau}$$

Θ = Temperatura que alcanza la máquina
 Θ_0 = Temperatura ambiente o del refrigerante de la máquina
 τ = Constante térmica de la máquina, la cual tiene unidades de tiempo
 I = Corriente que circula por la máquina

Para el ajuste se debe considerar lo siguiente:

- ✓ El ajuste de la constante de tiempo de la máquina debe ser efectuado según el fabricante del equipo.
- ✓ El valor de la corriente de arranque debe ser por lo menos 15% encima de la corriente nominal; es decir, corrientes menores al 115% son permisibles en forma permanente.
- ✓ Se debe considerar dos niveles de ajuste de actuación que corresponden a alarma y disparo. El ajuste de alarma debe corresponder al 90% de la temperatura de disparo.

La energía térmica es transmitida por conducción en el conductor, la variación proporcional es por la diferencia entre el conductor y material que lo rodea, la temperatura se incrementa según se aplica la corriente nominal, el incremento de temperatura en el conductor esta definida en función del tiempo y constante térmica esto se muestra en la figura 14.

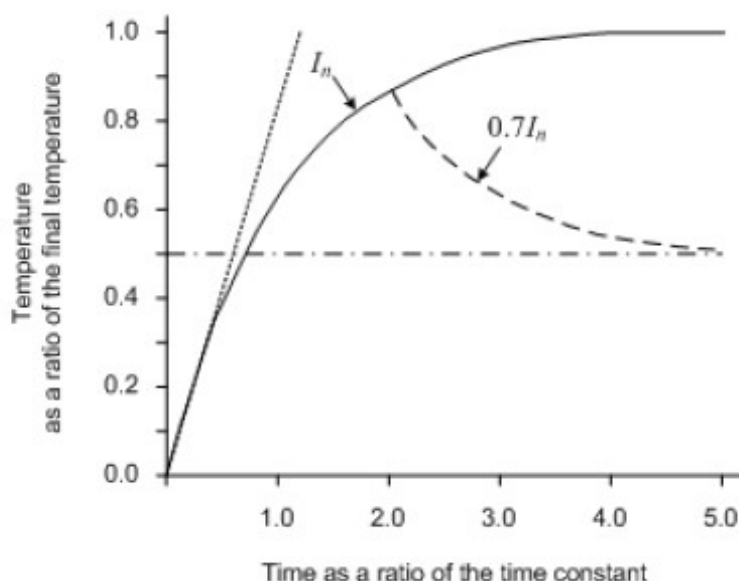


Figura 14, Aumento de temperatura en función del tiempo

k) Sobre flujo Magnético 24

La relación tensión/frecuencia en los bobinados de una máquina son un indicador del flujo magnético. De acuerdo a norma ANSI C50.13, las máquinas rotativas deben operar con un valor de 1.05 veces su valor nominal, mientras que los transformadores de potencia deben operar a plena carga con un valor de 1.05 y sin carga con un valor de 1.10. Por tanto, por encima de estos valores se puede producir un incremento del flujo magnético, el cual puede llegar a producir la saturación del núcleo magnético según diseño de los transformadores figura 15. El sobreflujo es mayor cuando los transformadores están conectados directamente con los generadores por la regulación de tensión y frecuencia en el grupo generador, también puede ocurrir en líneas de transmisión conectadas a grupos generadores cuando se produzca un rechazo de carga.

La detección debe hacerse en consecuencia por el nivel que asume la relación V/Hz, dado que $\Phi = f(E/f)$, siguiendo la función fundamental del transformador:

$$E = 4.44 f N B_{\max} A$$

$$B_{\max} = E / 4.44 f N A$$

La protección de sobreflujo mide la relación Voltios/Hertz y se puede ajustar con dos niveles de operación: alarma y disparo. Para el disparo se puede considerar una operación de tiempo inverso (o definido) de manera de obtener una tolerancia a cualquier fenómeno transitorio.

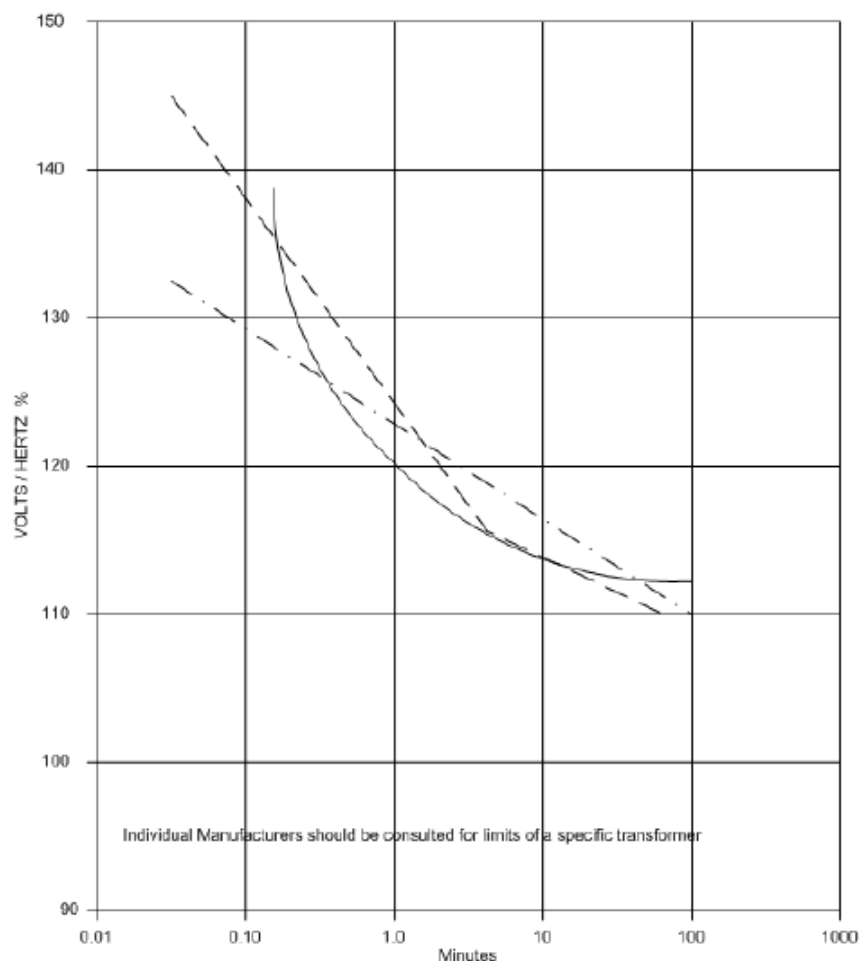


Figura 15 Límite de sobreexcitación de 03 transformadores con diferentes fabricaciones

I) Falla Interruptor 51BF

La protección contra falla interruptor supervisa el comportamiento del circuito de disparo de un interruptor, después de que una orden de disparo ha sido generada por cualquier protección que intervenga sobre el interruptor en vigilancia.

La protección tiene dos métodos para determinar la correcta operación del interruptor, uno es por la corriente que fluye a través del interruptor y la otra es la posición de los contactos auxiliares del mismo.

Si la corriente y la posición del interruptor no han cumplido con las condiciones para determinar que el interruptor abrió satisfactoriamente después del tiempo seleccionado, la señal de disparo del breaker failure (falla interruptor) es utilizada.

En líneas de Transmisión el nivel de corriente de arranque de la protección falla interruptor debe ajustarse encima de la corriente máxima de carga y menor que la corriente mínima de falla en el extremo remoto.

$$I_{\text{máx carga}} < I_{50BF} < I_{\text{mín falla}}$$

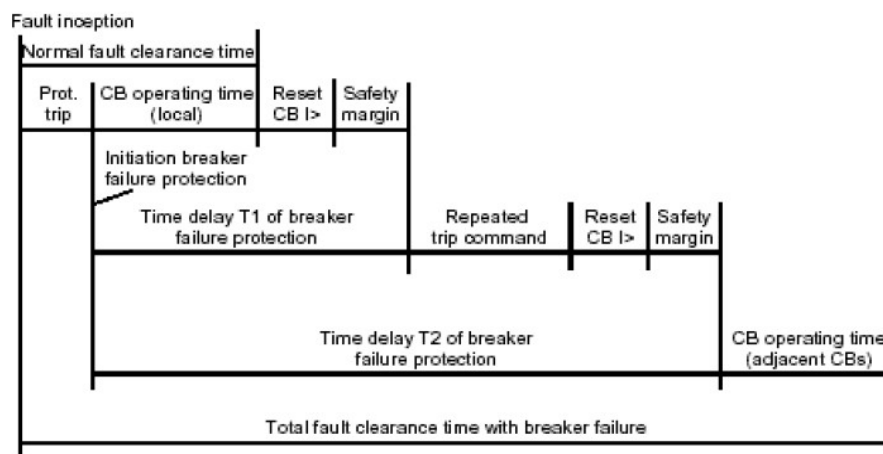
En transformadores, reactores el ajuste del relé 51BF debe ser el valor más pequeño posible para lo cual se puede utilizar un valor entre el 10% a 20% de la corriente nominal del circuito.

La protección de falla interruptor puede ser arrancada mediante dos vías como se describen a continuación:

- 1) Por arranque interno de la protección, el cual puede ser generado por CFC o por el disparo de la protección a través de una salida binaria.
- 2) Por arranque externo a través de entradas binarias.

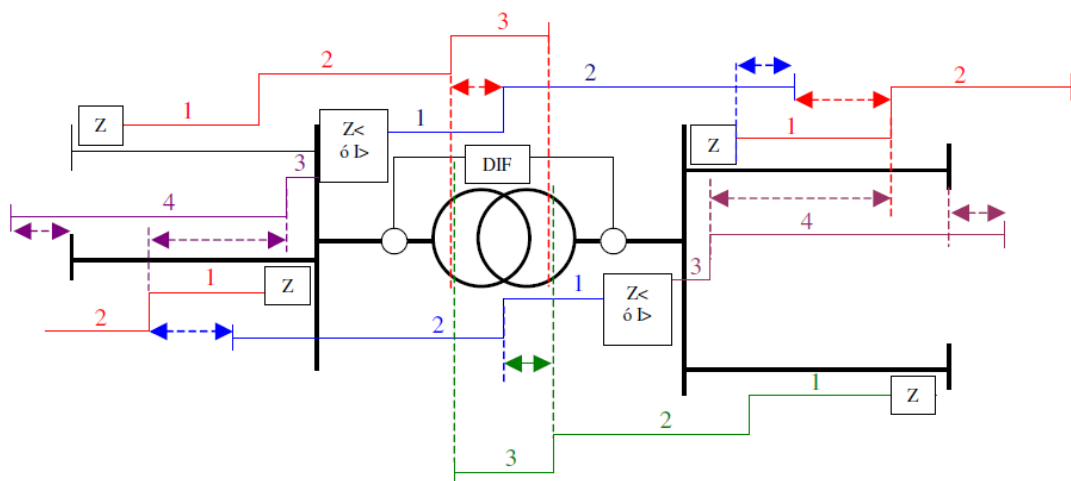
La lógica de operación requiere que se mantengan durante el tiempo ajustado de operación las señales de arranque. Si éstas desaparecen antes de haber alcanzado este tiempo, o también si las condiciones de posición de interruptor y de corriente indican que el interruptor operó correctamente, la protección es bloqueada, como lo indica el diagrama de operación de la protección mostrado a continuación.

El tiempo ajustado para la operación de falla interruptor, debe tener en cuenta, el tiempo de operación del interruptor, más el tiempo de extinción de arco (dropout de corriente), más un margen de seguridad como se muestra en la gráfica siguiente:



3.8.2 Protección de Subestaciones de Potencias (Transformadores de Potencia)

El siguiente es el esquema de protecciones ideal de un transformador:



El transformador de potencia es uno de los elementos más importantes del sistema de transmisión y distribución. La elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones económicas como por el tamaño del transformador.

No hay una forma normalizada para proteger todos los transformadores. La mayoría de las instalaciones requieren análisis individuales para determinar el esquema de protección mejor, más efectiva y menos costosa. Normalmente, es técnicamente factible más de un esquema y las alternativas pueden ofrecer diferentes grados de sensibilidad, velocidad y selectividad. El esquema seleccionado será el que permita un buen balance y combinación de esos tres elementos, así como un costo razonable.

En protección de transformadores se debe considerar una protección de respaldo, dado que la falla de un relé o interruptor asociado con el transformador durante una falla en él, puede causar tal daño al transformador, que su reparación no sea económicamente rentable.

Los transformadores y autotransformadores, en general, están sometidos a cortocircuitos internos de los cuales se protegen con relés diferenciales porcentuales o de alta impedancia y con relés de presión o acumulación de gas.

También están sometidos a sobrecorrientes por fallas externas contra las cuales se protegen con relés de sobrecorriente. Adicionalmente, los transformadores y autotransformadores pueden sufrir sobrecalentamientos y sobrecargas que se pueden detectar con resistencias detectoras de temperatura y con relés de sobrecarga, respectivamente.

Según criterio COES para los transformadores las protecciones son definidas según la potencia de estos equipos, de acuerdo a lo siguiente:

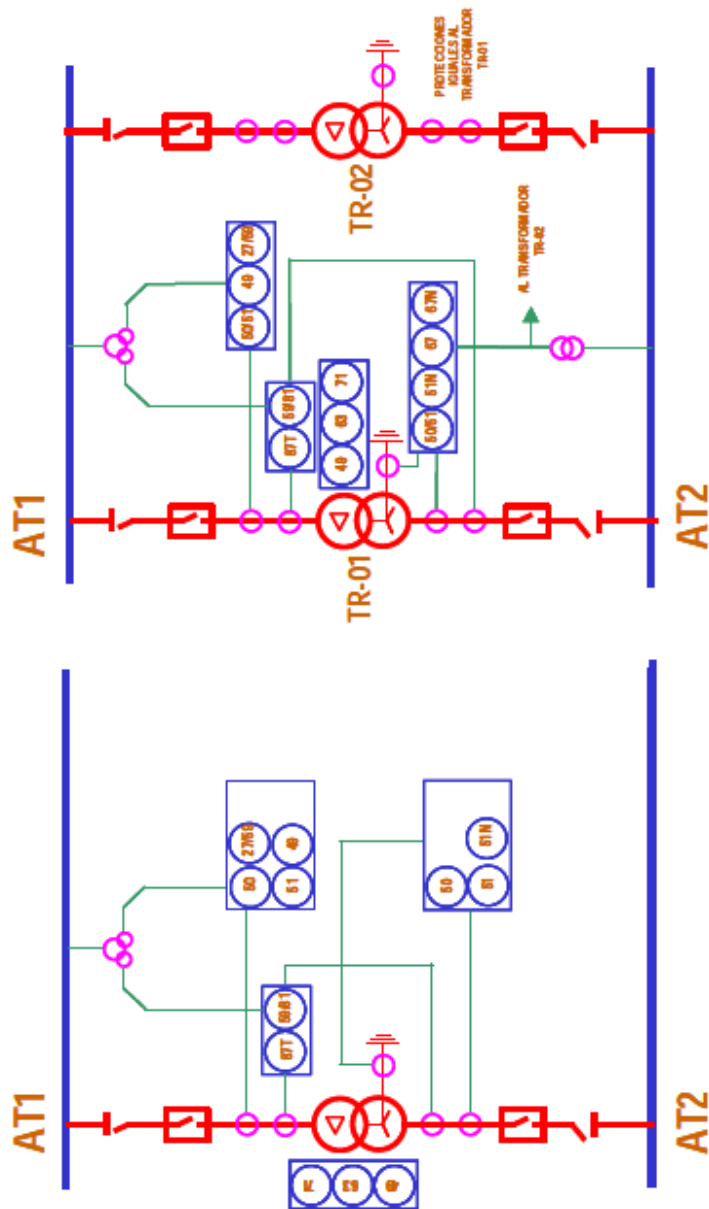
- ✓ Pequeños Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA.
- ✓ Medianos Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA.
- ✓ Grandes Potencia mayor o igual a 50 MVA.

En el plano RP-SE-01 se muestra las protecciones típicas de los transformadores pequeños. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con dos transformadores de dos bobinados conectados en paralelo.

En el plano RP-SE-02 se muestra las protecciones típicas de los transformadores medianos. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con dos transformadores de tres bobinados conectados en paralelo en el lado de baja tensión. Los transformadores tienen su terciario con conexión delta, pero no operan en paralelo en esta tensión.

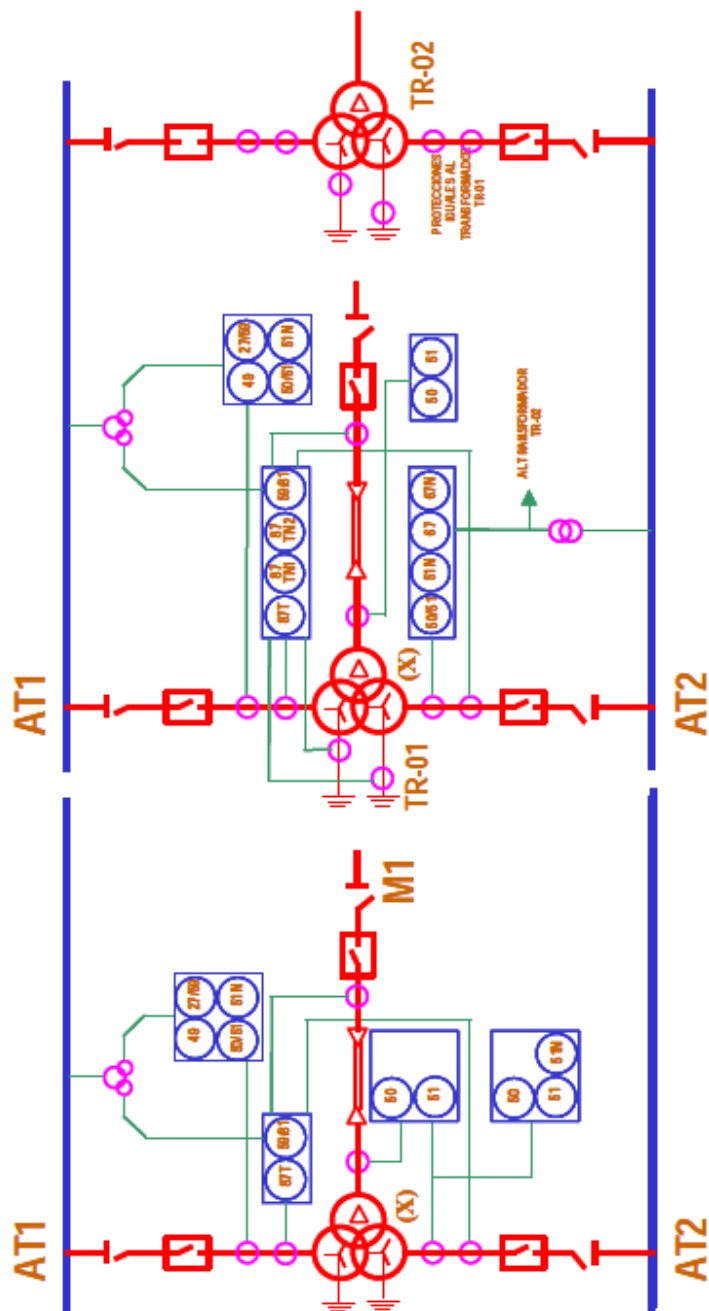
En el plano RP-SE-03 se muestra las protecciones típicas de los transformadores grandes. Se ha considerado como esquema general una subestación radial con dos autotransformadores conectados en paralelo. Los autotransformadores tienen su terciario con conexión delta, pero no operan en paralelo en esta tensión.

LEYENDA	
27	Protección de Mínima Tensión
40	Protección Térmica
50	Protección de Sincronización Instantánea
51	Protección de Sincronización Temporalizada
51N	Protección de Sincronización a tierra
59	Protección de Sobretensión
59B1	Protección de VdIFHz
63	Protección de Flujo y Sincronización (Buchholz)
67	Protección de Sobrecorriente Diferencial
67N	Protección de Sobrecorriente Diferencial
71	Protección de Nivel de Axial
87T	Protección de Diferencial del Transformador

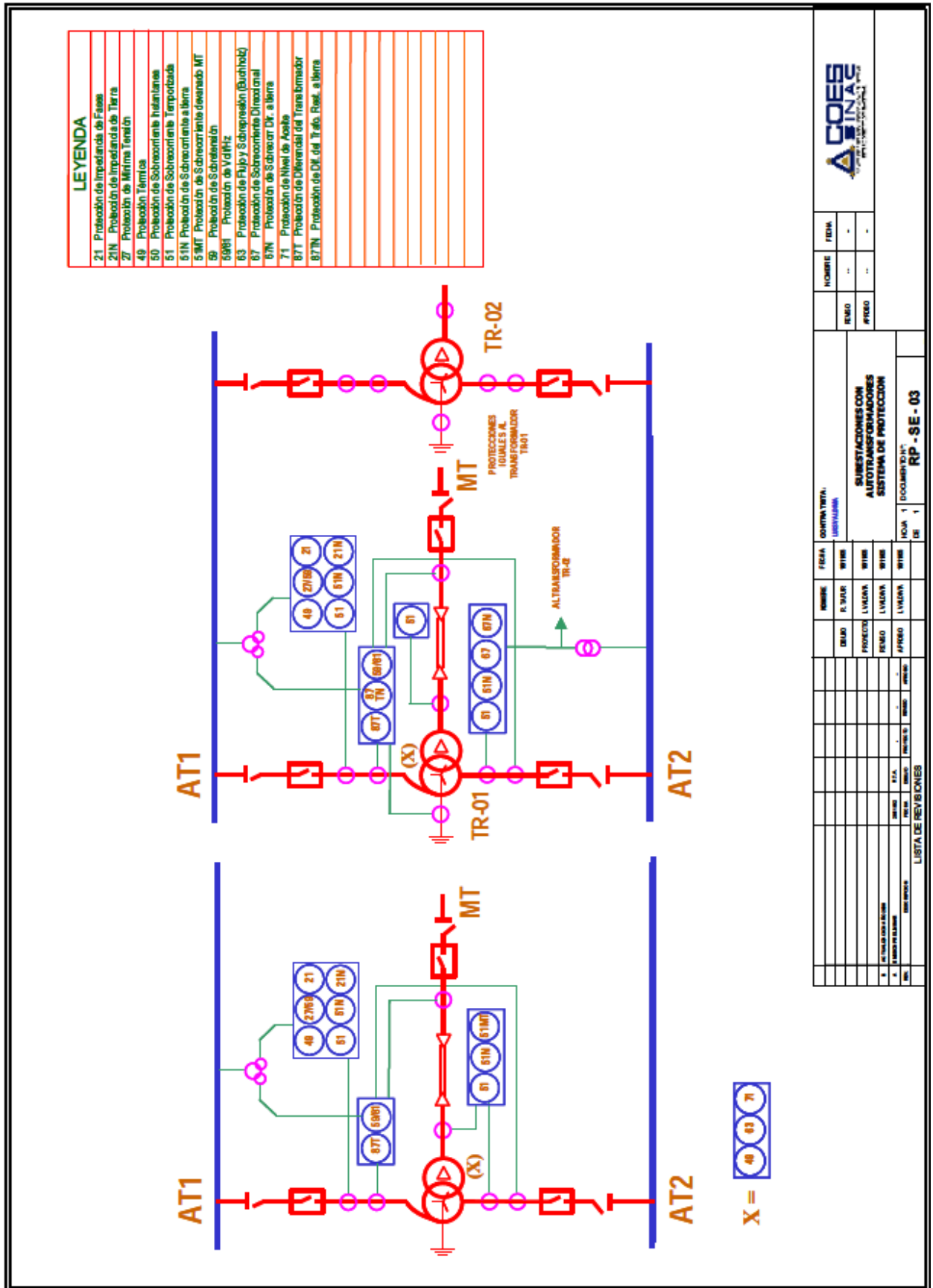


										CONTRATANTE:		FECHA		NOMBRE		FECHA					
										UNIVERSIDAD											
										SUBESTACIONES CON TRANSFORMADORES DE DOS BOMBAS											
										SISTEMA DE PROTECCION											
										NOVA 1		DOCUMENTO Nº									
										DE 1		01								RP - SE - 01	
LISTA DE REVISIONES																					
Nº		FECHA		REVISOR		APROBADO		FOLIO		FOLIO		FOLIO		FOLIO		FOLIO		FOLIO			
1		15/05/2018		...		...		...		...		...		...		...		...			
2		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
3		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
4		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
5		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
6		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
7		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
8		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
9		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
10		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
11		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
12		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
13		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
14		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
15		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
16		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
17		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
18		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
19		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
20		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
21		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
22		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
23		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
24		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
25		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
26		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
27		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
28		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
29		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
30		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
31		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
32		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
33		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
34		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
35		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
36		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
37		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
38		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
39		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
40		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
41		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
42		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
43		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
44		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
45		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
46		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
47		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
48		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
49		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
50		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
51		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
52		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
53		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
54		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
55		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
56		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
57		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
58		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
59		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
60		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
61		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
62		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
63		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
64		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
65		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
66		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
67		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
68		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
69		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
70		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
71		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
72		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
73		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
74		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
75		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
76		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
77		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
78		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
79		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
80		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
81		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
82		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
83		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
84		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
85		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
86		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
87		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
88		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
89		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
90		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
91		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
92		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
93		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
94		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
95		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
96		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
97		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
98		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
99		...		...		...		...		...		...		...		...		...			
100		...		...		...		...		...		...		...		...		...			

LEYENDA	
27	Protección de Máxima Tensión
49	Protección Térmica
50	Protección de Sobrecorriente Instantánea
51	Protección de Sobrecorriente Temporalizada
51N	Protección de Sobrecorriente a Tierra
59	Protección de Sobretensión
59B1	Protección de Voltaje
63	Protección de Fuga y Sobrecorriente (Buchholz)
67	Protección de Sobrecorriente Diferencial
67N	Protección de Sobrecorriente Diferencial a Tierra
71	Protección de Nivel de Aceite
67T	Protección de Diferencial del Transformador
67TN	Protección de DIF del Transform. React. a Tierra


$$X = \begin{bmatrix} 49 & 60 & 71 \end{bmatrix}$$

										CONTRATANTE: LAB MALAGA		REGIA		NOMBRE		REGIA		HORA		FECHA					
										SUBSTANCIAS CON TRANSFORMADORES DE TRIS FLOJINADOS		WTHH		RITAPUR		WTHH		-		-					
										SISTEMA DE PROTECCION		WTHH		PROYECTO LVA DVA		WTHH		-		-					
												WTHH		REVISO LVA DVA		WTHH		-		-					
												#10320		LVA DVA		WTHH		DOCUMENTO Nº		RP - SE - 02					
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		HORA		1			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			
												WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH		WTHH			

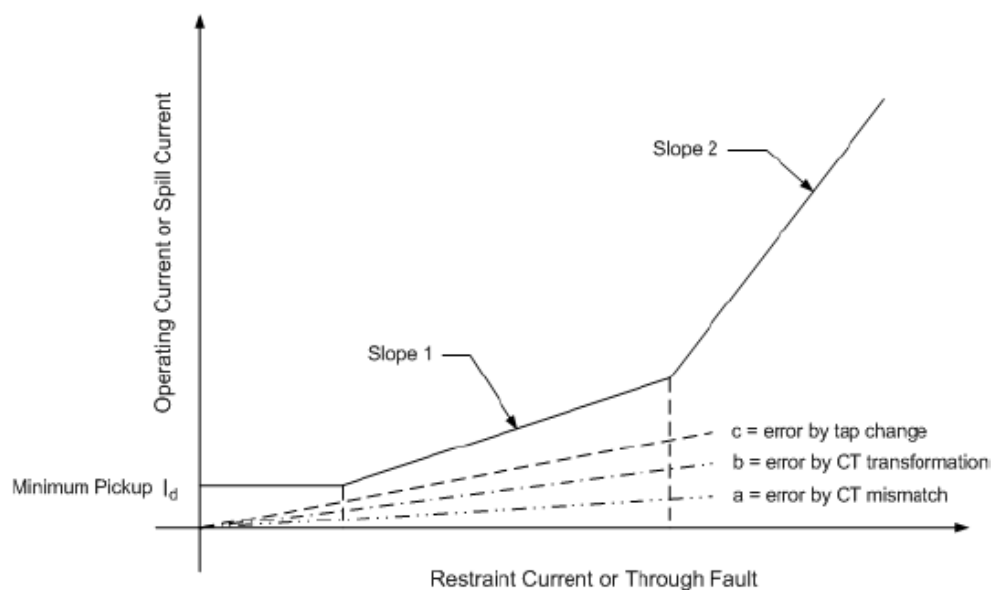


A continuación se describe la función de los equipos de protección.

a) Protección diferencial (87T)

Para la determinación de los ajustes de la protección diferencial de los transformadores debe de tenerse en cuenta lo siguiente:

- **La corriente de magnetización (inrush)**, que depende de la potencia del transformador, impedancia de la fuente, propiedades magnéticas del material del núcleo, la remanencia en el núcleo y el instante en que el transformador se energiza.
- **El grupo de conexión**, para determinar la compensación de fase.
- **Relación de transformación del transformador de potencia** y de los transformadores de corriente, para determinar la compensación de amplitud.
- **Finalmente los ajustes de los relés diferenciales constan de dos partes.** La primera que es la corriente de operación y la segunda la pendiente que identifica la zona de actuación de la protección (fallas internas y externas), generalmente estos ajustes son del orden del 10% al 20% para la corriente de operación y entre 25% y 95% de pendientes.



Los ajustes que definen la característica de operación del relé son:

Minimum Pickup (I_n pu)	: Mínima corriente de operación para el arranque del relé.
Slope 1	: (I_n %)
Break 1	: (I_n pu)
Slope 2	: (I_n %)
Break 2	: (I_n pu)

Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa

En este análisis se determinan las máximas corrientes a través de los transformadores de corriente simulando fallas externas, tanto en el lado de alta como en el lado de baja del transformador y se evalúa el impacto que podrían tener sobre las protecciones en el caso que se presente saturación bajo estas condiciones. Para hacer esto se debe disponer de las curvas de saturación de los CT's y demás características de estos.

Normalmente, la gran mayoría de los relés diferenciales aplican una ecuación con la cual se verifica la estabilidad de la protección ante falla externa y esta expresión varía de acuerdo con el diseño mismo del relé diferencial.

Cálculo de factores de compensación

Para el caso en el cual las relaciones de transformación de los CT's asociados con la protección diferencial no sean iguales, es necesario compensar mediante factores o CT's de interposición auxiliares de tal manera que en estado estable la corriente diferencial que circula por la bobina del relé, aún sin falla interna, sea minimizada.

La pendiente del relé diferencial, en la mayoría de los casos debe tener componentes que consideren los siguientes factores:

$$P = \%T + \%eCT + \%er + MS$$

Dónde:

P: Pendiente porcentual del relé.

%T: Máxima franja de variación del cambiador de tomas (arriba o abajo)

%eCT: Máximo error de los CT para la clase de exactitud especificada

%er: Máximo error esperado de relación de transformación entre la relación de transformación del transformador y la de los CT.

MS: Margen de seguridad: Mínimo 5%.

Conexión diferencial larga y conexión diferencial corta

Cuando la conexión de un transformador entre dos barras se hace a través de campos de conexión existe la posibilidad de utilizar bien sea los CT de buje del transformador o los CT de los campos de conexión. Cuando se utilizan los CT de los campos de conexión, con lo cual la protección diferencial cubre no solo el transformador sino las conexiones a los campos, se denomina conexión diferencial larga y cuando la conexión se hace utilizando los CT de buje del transformador, se denomina conexión diferencial corta.

Factores a considerar en el ajuste de la protección diferencial

En la protección diferencial de transformadores se deben tener en cuenta los siguientes factores que pueden causar una operación incorrecta de la misma si no son considerados al momento de la conexión y ajuste del relé.

b) Protecciones de sobrecorriente de fases y tierra (50/51, 50N/51N)

Esta protección sirve de respaldo en el caso que la protección diferencial no actúe. En transformadores pequeños donde no tiene protección diferencial, la protección de sobrecorriente es básica. En cualquier caso su actuación debe estar coordinada con las protecciones de las redes aguas abajo del transformador.

La corriente de arranque de la protección de fase no debe ser inferior al 120% de la corriente nominal y 130% de la corriente nominal del transformador (en refrigeración forzada) y el dial y la curva se determina de acuerdo con el estudio de cortocircuito. Mientras la protección de tierra oscila entre 20 a 40%. Los tiempos de ajuste y curvas características dependen de las corrientes de cortocircuito y la forma de la red, es por ello que no se puede dar una recomendación general en esta parte.

De acuerdo con la norma ANSI/IEEE C37.91 es aceptable un ajuste del 200% al 300% de la mínima capacidad del transformador según su placa de características. De acuerdo con lo anterior, un ajuste del 130% de la I_{nominal} en la máxima capacidad del transformador es aproximadamente equivalente al 217% de la I_{nominal} en la mínima capacidad.

Lo importante en este caso es tener en cuenta la curva de daño térmico de los transformadores. Las características de operación de los relés de sobrecorriente no deben estar por encima de las curvas de daño térmico en las curvas de selectividad.

Las curva de daño térmico son diferentes dependen de la potencia de los transformadores según estándar IEEE C57.12.00-2000 numeral 7.1.2 cuadro adjunto, en el Anexo A, estándar IEEE C37.91-2008 se muestran las curvas en referencia a la duración de la corriente de cortocircuito por categoría.

Category	Single phase (kVA)	Three phase (kVA)
I ^a	5 to 500	15 to 500
II	501 to 1667	501 to 5000
III	1668 to 10 000	5001 to 30 000
IV	Above 10 000	Above 30 000

En general para conseguir la selectividad de operación de las protecciones de sobrecorriente deben tenerse presente los siguientes:

- Considerar un tiempo de selectividad entre dos protecciones adyacentes de 0.2 a 0.5 s.
- La característica de operación de tiempo normalmente inverso se usa en sistemas donde los niveles de corrientes varían considerablemente de un punto a otro.
- La característica de operación de tiempo muy inverso se usa en sistemas donde los niveles de corrientes de cortocircuito varían poco de un punto a otro.
- La característica de operación de tiempo extremadamente inverso se usa en sistemas donde los niveles de sobretensiones son considerables o cuando se requiere una buena selectividad con fusibles.
- La característica de operación de tiempo fijo es más universal y se puede aplicar en cualquier red, con excepción de los puntos de alimentación a transformadores de potencia, donde debido a la corriente de magnetización pueden operar indebidamente.

Sobrecorriente de fase instantánea

No es recomendable el uso de la unidad instantánea para protección de transformadores ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes

de energización o por fallas en otros niveles de tensión. Cuando esta unidad se utiliza, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja tensión del transformador. Así mismo, la unidad instantánea se debe ajustar en un valor superior a la corriente “inrush” del transformador, para evitar disparos inadecuados.

c) Protección de falla a tierra

Los transformadores con el neutro aterrado a través de una impedancia o solidamente, pueden ser equipados con diferentes tipos de relés de falla a tierra adicionales al relé de sobrecorriente a tierra para proteger el devanado aterrado, como son:

Relé de sobrecorriente con restricción de armónicos. Este relé es estable para las corrientes de inserción. El tiempo de ajuste de este relé es por lo tanto independiente de la duración de la corriente de inserción y puede ser seleccionado sólo tomando en cuenta los otros relés de fallas a tierra en la red.

Protección masa cuba. Esta protección es sensible únicamente a fallas con contacto a tierra, por lo que requiere que la red este puesta a tierra.

Se usa como protección de respaldo del transformador contra fallas internas de aislamiento entre bobinas y la cuba y contra el contorneo de los terminales a la cuba, fallas que no podrían ser detectadas en primera instancia por la protección Buchholz o diferencial.

El valor de arranque de los relés de sobrecorrientes de tierra se recomienda en un valor del 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores este valor. El dial y la curva se determinan de acuerdo con el estudio de corto circuito.

Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tierra, se simulan fallas monofásicas francas y de alta impedancia (20Ω ó 100Ω) en varios puntos del sistema (varios niveles de tensión del transformador), se registran las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados haciendo las verificaciones del caso y cuidando de que estos relés queden con un alto grado de sensibilidad, manteniendo una selectividad apropiada.

Si el relé de sobrecorriente a ajustar sólo tiene unidad de tiempo definido, la corriente de arranque se ajusta con el criterio ya recomendado y el tiempo de operación se escogerá de acuerdo con los estudios de cortocircuito.

Si la unidad no es de tiempo definido sino que es del tipo instantáneo sin posibilidad de retardo intencional, la unidad deberá quedar inhabilitada, excepto si se trata de un devanado de alimentación en delta, en cuyo caso es recomendable ajustarla al 10% de la corriente de carga.

Protección de sobrecorriente para el devanado terciario

El devanado terciario de un autotransformador o de un transformador tridevanado es usualmente de menor capacidad que los otros dos devanados. Los relés de sobrecorriente que protegen los devanados principales normalmente no ofrecen protección a los devanados terciarios. En condiciones de fallas externas a tierra, por

estos devanados circulan corrientes muy altas, por lo tanto, se debe disponer de un relé independiente de sobrecorriente para dicho devanado.

El método a seleccionar para proteger el devanado terciario, generalmente depende de si se conecta o no carga a dicho devanado. Si el devanado terciario no tiene carga, la protección puede consistir en un solo relé de sobrecorriente conectado en serie a uno de los CT's ubicado en el interior de la delta. Este relé sólo detectará fallas a tierra del sistema y fallas entre fases en el terciario o entre sus conexiones.

Si el devanado terciario alimenta una carga conectada en estrella aterrizada, se puede proteger parcialmente con un solo relé de sobrecorriente, alimentado por tres CT's, uno en cada devanado de la delta y conectados en paralelo al relé.

Esta protección sólo detecta las corrientes de secuencia cero pero no las corrientes de secuencia positiva y negativa, por lo tanto, sólo operará para fallas a tierra en la delta terciaria, pero no cubrirá las fallas entre fases. Ver Figura 16.

Los ajustes de los relés de sobrecorriente para el devanado terciario son similares a los ajustes recomendados para los devanados principales, considerando que para elegir la corriente de arranque, se debe tener en cuenta la capacidad del devanado en mención y desde luego, se deberá coordinar con los demás relés de sobrecorriente del sistema.

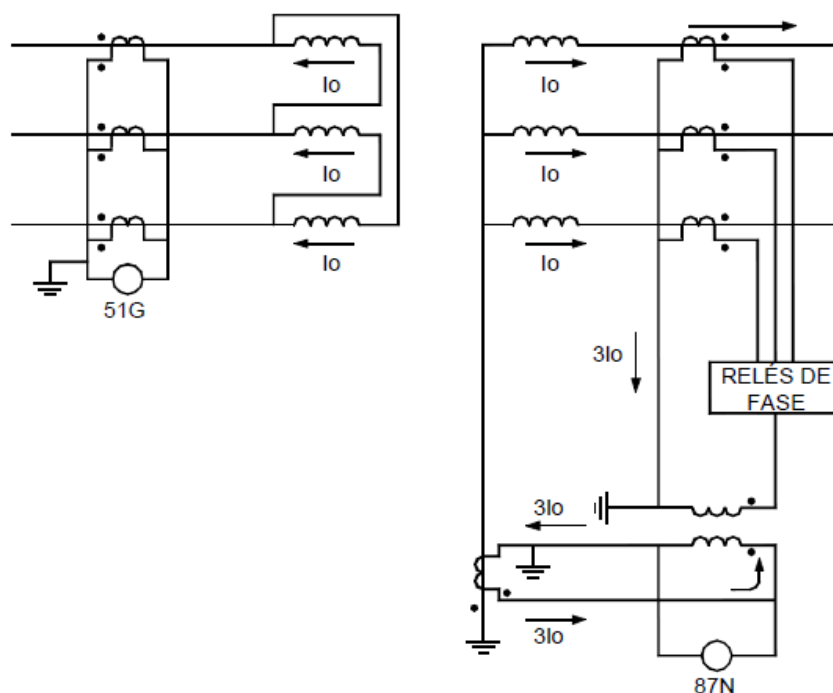


Figura N° 16, Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente

d) Protección de Transformadores en Paralelo:

Para la protección de transformadores de potencia de 02 y 03 bobinados o autotransformadores en paralelo se considerará las recomendaciones de "Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN – COES publicación Marzo 2008", numeral 4.1 al 4.4.

Se indica algunas consideraciones de protección de 02 transformadores de potencia de 03 devanados en paralelo:

Se debe simular las fallas en las barras de alta y baja tensión de la subestación. Estas fallas deben ser analizadas en cada circuito conectado a estas barras. Una manera práctica es considerar las fallas en el 1% de la impedancia del circuito conectado.

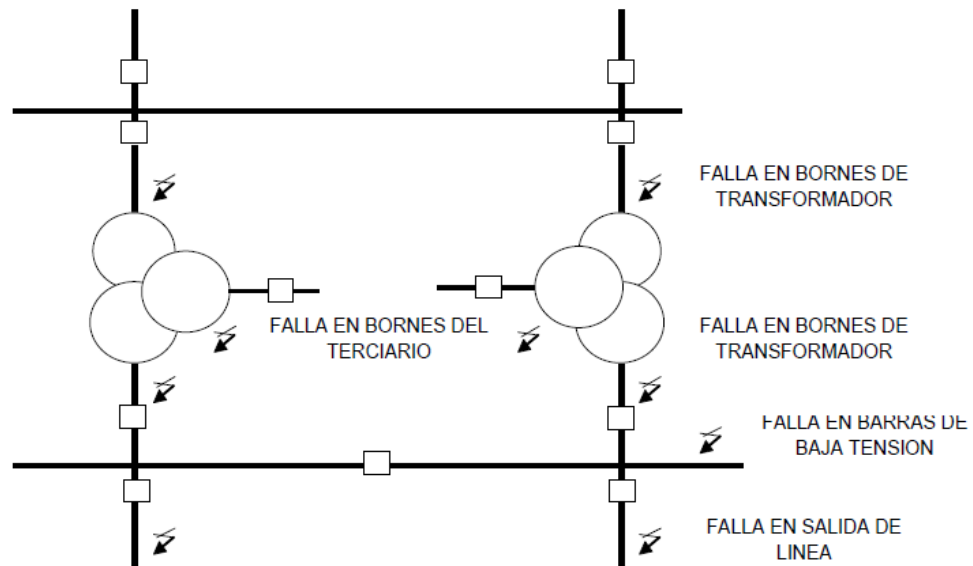


Figura N° 17 Simulación de fallas en subestación mediana

En la configuración mostrada se debe considerar que los bobinados terciarios no operan en paralelo. Además, es conveniente la operación de los secundarios de los transformadores en barras separadas, tal como se muestra en la figura 17, con la finalidad de poder desconectar cargas después de producirse la salida de servicio de uno de ellos, evitando que una sobrecarga en el transformador que permanece en operación produzca la pérdida de toda la carga.

Se debe definir el ajuste de las siguientes protecciones graduadas:

Tabla 4.3 – Protecciones graduadas de las subestaciones medianas

Relé de Protección	Mirando fallas hacia la subestación	Mirando fallas hacia el sistema interconectado
50/51 Ubicado en el lado AT del transformador	En el transformador En barras de baja tensión	
50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal	En el transformador En las barras de baja tensión	(⁸)
51/67 Ubicado en el lado BT del transformador	En las barras de baja tensión En líneas de salida de BT	En el transformador (⁹)
51N/67N Ubicado en el lado BT del transformador principal	En las barras de baja tensión En las líneas de salida de BT	En el transformador
51 Ubicado en el terciario del transformador	En las barras del terciario	

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 4.

Tabla 4. - Ajuste de las protecciones graduadas de las subestaciones medianas

Relé de Protección	Por la instalación	Por la mínima generación
50/51 Ubicado en el lado AT del transformador	130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración)	Para detectar fallas en barras BT y en el terciario de la subestación
50N/51N Ubicado en el lado AT del transformador principal	20% a 40% de la corriente nominal del transformador	
51/67 Ubicado en el lado BT del transformador	130% de la corriente nominal del transformador (mayor etapa de refrigeración)	Para detectar las fallas al final de las líneas de salida de BT
51N/67N Ubicado en el lado BT del transformador principal	20% de la corriente nominal del transformador	
51 Ubicado en el terciario del transformador	130% de la corriente nominal del transformador	

Tabla N° 4.

(8) Si el transformador es estrella con el neutro a tierra, esta protección será sensible a fallas en las líneas de llegada de alta tensión.

(9) El relé direccional es sensible a fallas en el transformador cuando la falla se alimenta a través del transformador no fallado.

e) Relé Presión Súbita o Válvula Sobrepresión

Estos son aplicables en transformadores inmersos en aceite. Un tipo de estos relés opera ante cambios imprevistos en el gas encima del aceite, otros operan ante cambios súbitos de presión del mismo aceite, que se originan durante fallas internas. Este relé no opera por presiones estáticas o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador, que pueden ocurrir ante cambios de carga y de temperatura. Son usados generalmente para dar disparo con los contactos en paralelo con el relé diferencial, aunque también pueden ser utilizados para dar solo alarma si se prefiere.

El tiempo de operación del relé varía desde medio ($1/2$) ciclo hasta 37 ciclos, dependiendo de la magnitud de la falla. Este relé se recomienda para todos los transformadores con capacidad superior a 5 MVA.

f) Relé Buchholz

Éste es una combinación de acumulador de gas y relé de aceite y solamente se aplica a los transformadores con tanque conservador de aceite (que actúa como una cámara de expansión) instalado en la parte superior del tanque principal.

Este relé posee dos dispositivos:

- ✓ Una cámara de recolección de gas en la cual se acumula el gas resultante de la ruptura del aislamiento por la presencia de un arco eléctrico leve. Cuando se ha acumulado cierta cantidad de gas, el relé da una alarma.
- ✓ Un dispositivo que se opera por el movimiento repentino del aceite a través de la tubería de conexión cuando ocurren fallas severas, cerrando unos contactos que disparan los interruptores del transformador.

El relé Buchholz y el sobre presión complementan la protección diferencial, dado que éstos protegen para fallas dentro del tanque del transformador mientras que la protección diferencial protege además, para casos de flameos en los bujes o fallas en la conexión del transformador a su interruptor y a otros aparatos del patio (si tiene conexión larga).

g) Protección de sobrecarga (49)

El transformador de potencia, es el equipo que tiene mayor probabilidad de trabajar sobrecargado debido al dinamismo de la red. Es por ello que se debe tener especial cuidado desde el planeamiento de la red y en la operación misma de las redes.

La forma efectiva de cuidar el transformador ante cualquier evento de sobrecarga es la protección térmica o de imagen térmica que tiene dos niveles, la primera de alarma y la segunda de disparo de interruptores.

Al igual que en los generadores, los ajustes de estas protecciones vienen determinados por los fabricantes. Dependiendo del clima, los ajustes de los relés térmicos que supervisan la temperatura oscilan entre 75 a 85 °C para alarma y entre 100 a 110 °C para disparo.

Imagen Térmica:

Este relé determina la temperatura de los devanados con base en la corriente que circula por ellos y en la temperatura previa del aceite del transformador. Consiste de una resistencia inmersa en el aceite del transformador y que está conectada a los CT's ubicados a la salida del transformador; el calentamiento de esta resistencia es medida con un sensor de temperatura (RTD o termocupla) para dar alarma, disparo o control del mecanismo de enfriamiento de los transformadores. Se debe tener en cuenta que este dispositivo es un mecanismo de cálculo analógico, ajustado normalmente por el fabricante del transformador, para estimar, de acuerdo con la carga, la temperatura en los puntos más calientes de los devanados, simulando al mismo tiempo la dinámica de calentamiento del transformador.

h) Protección de sobreflujo (24)

De acuerdo a la norma IEC 76-1, los transformador de potencia deben ser capaz de transmitir su corriente nominal hasta un nivel tensión de 105% de su tensión nominal, sin embargo los transformadores de potencia se especifican siempre para soportar hasta el 110% de su tensión nominal en forma permanente.

La fórmula que relaciona el flujo, la tensión y la frecuencia es $\phi = \frac{1}{\sqrt{2\pi f N}} \frac{V}{f}$, por lo que si se incrementa la tensión o se reduce la frecuencia, se incrementa el flujo en el núcleo del transformador con el consiguiente sobrecalentamiento.

En los puntos donde se incrementa la tensión sin variar considerablemente la frecuencia, la protección de sobretensión es mas que suficiente, pero en los transformadores elevadores de las centrales de generación puede ocurrir que la tensión se incremente y al mismo tiempo que se reduce la frecuencia, situación que puede darse especialmente en los momentos de arranque y parada de las máquinas donde es probable que los reguladores fallen. Ante esta eventualidad, los transformadores de potencia deben estar protegidos con las protecciones de sobreflujo cuya característica de operación debe estar por debajo de las curvas límite de las máquinas que se muestran en el figura 18.

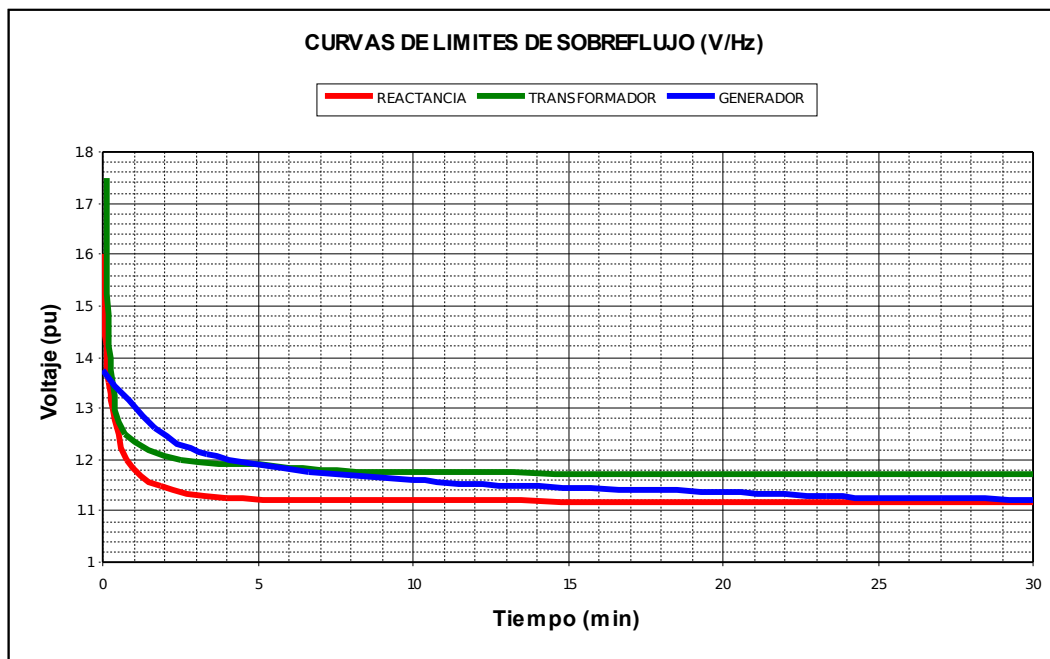


Figura N° 18

h) Protección de Sobretensión (59)

Esta protección se aplica a generadores, transformadores, motores y líneas de transmisión para evitar que tensiones elevadas en el sistema de transmisión puedan causar daño al aislamiento de dichas máquinas.

Estas sobretensiones, de frecuencia nominal y del tipo semi-permanente pueden ser ocasionadas por:

- ✓ El control operativo de la tensión del sistema de transmisión, sea manual o automático.
- ✓ Pérdida de carga súbita en el sistema.

La protección supervisa normalmente las tensiones de fase en el lado AT del transformador y responde a diferentes necesidades:

- ✓ Contribuir a evitar la sobreexcitación del transformador, aunque no selectivamente (para esto resulta más eficaz una protección contra sobreexcitación).
- ✓ Necesidades del sistema de potencia, a los efectos de comandar la inserción o desconexión de elementos de compensación.
- ✓ Limitaciones del equipamiento de la red, provocando desconexión de líneas o transformadores.

Los ajustes convenientes para la función sobretensión de un transformador serían:

1.15 U_{nom} – 4 segundos

1.3 U_{nom} – 1 segundo

En la figura de la izquierda se resume el criterio de ajuste, aclarando que, en cada caso particular como se muestra en la figura N° 19, pueden variar dichos límites en función de los datos de la instalación

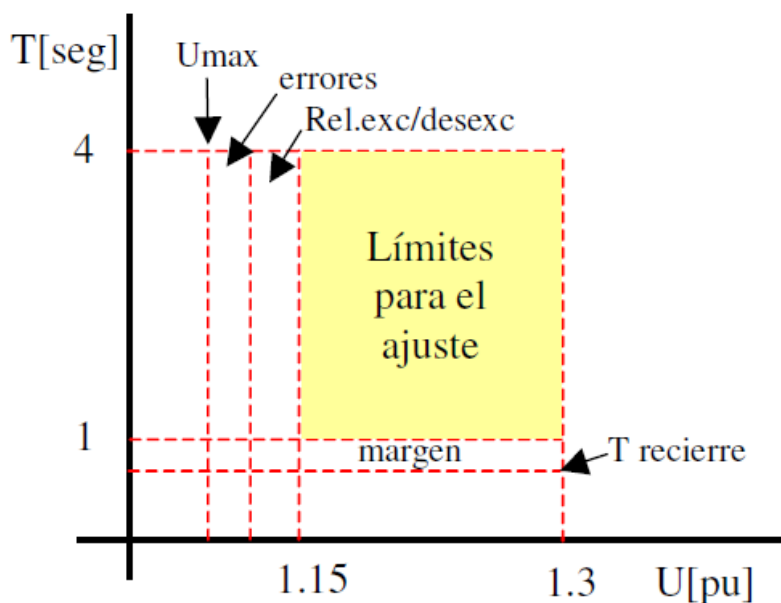


Figura N° 19

i) Protección de Barras

Cuando se trata de proteger las barras de AT, normalmente esta etapa constituye una función de respaldo y por lo tanto puede ajustarse a tiempos más largos. En cambio, cuando se la aplica a la protección de fallas en las barras de BT, dado que normalmente no se disponen protecciones de barra en este nivel, entonces esta etapa funciona como protección principal.

Por lo general, en el sistema peruano, predominan los esquemas de doble barra con simple interruptor y acoplamiento de barras o simple barra. Como es el caso del

estudio la aplicación es barra simple tanto en AT y BT que no disponen de protección. Por lo tanto, no es aplicativo esta protección, la barra debe estar protegida con la protección de respaldo (sobrecorriente fase y tierra) ubicado en barra de transformadores, bahías AT y alimentadores el conjunto de estas se garantiza su protección.

3.8.3 Protección de líneas de transmisión y sub transmisión

Este es uno de los aspectos más relevantes en la protección de la línea de transmisión, dado que dependiendo de la importancia de la línea en el sistema se define el nivel de confiabilidad requerido.

En general, en las líneas más críticas del sistema se justifica la redundancia en la protección, las comunicaciones y en la fuente auxiliar de DC. Las líneas menos críticas se pueden proteger adecuadamente con relés de distancia y de sobrecorriente.

La determinación de la importancia de la línea se debe basar en el nivel de voltaje, longitud de la línea, proximidad a fuentes de generación, flujos de carga, estudios de estabilidad, consideraciones de servicio al cliente y otros factores.

En los últimos años, el Sistema Interconectado ha sufrido modificaciones sustanciales que fortifican su operación pero también hacen que cualquier falla que no sea despejada adecuadamente puede causar un mayor deservicio y por ende sea más oneroso. Por este motivo, en líneas de 60 kV prácticamente es un estándar implementar relés de distancia de disparo trifásico.

Requerimientos de tiempo de despeje de falla:

La consideración del tiempo de despeje de falla no sólo influencia la selección de los relés principales sino también la de la protección de respaldo local o remota, dado que el sostenimiento de una falla por un tiempo muy largo puede afectar la estabilidad del sistema.

Cuando la línea a proteger tiene incidencia en la estabilidad del sistema, se prefieren los esquemas fiables, como por ejemplo la doble protección principal y el respaldo remoto en segunda y tercera zonas.

Las líneas, cuya pérdida signifique racionamientos y problemas sociales, más que problemas de estabilidad, pueden tener una orientación más segura, utilizando por ejemplo dos relés de distancia de igual principio de protección.

Longitud de Línea:

Las líneas de transmisión pueden ser definidas o clasificadas como cortas, medias o largas. Esta clasificación no depende únicamente de la longitud de la línea sino también del nivel de tensión de la línea, el cual a su vez tiene un efecto muy importante en el SIR de la línea.

El SIR es la relación entre la impedancia de la fuente situada detrás de la protección de la línea y la impedancia de la línea ($SIR = Z_G/Z_L$).

Una manera de ponderar la Impedancia de la Línea es compararla con respecto a la impedancia de la fuente, ya que cuanto menor es la impedancia de la línea menor es la

tensión que se obtiene al medir su impedancia, dificultándose su evaluación. Para analizar este aspecto se puede considerar el circuito de un sistema al cual se conecta una simple línea con un relé que mide la tensión y la corriente en la línea.

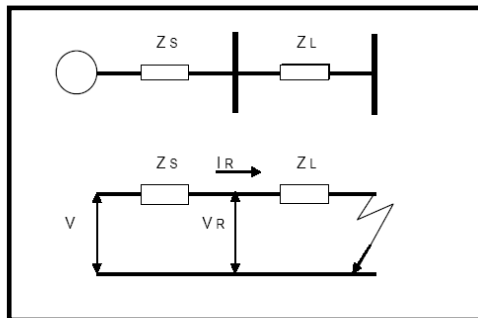


Figura 8.1. Tensión en el Relé de Distancia para una Falla en la Línea

Si se tiene un cortocircuito al final de la línea, sin considerar la resistencia de falla, la tensión que mide el Relé será:

$$V_R = \frac{Z_L \cdot V}{Z_s + Z_L} = \frac{V}{\frac{Z_s}{Z_L} + 1}$$

V = Tensión de la fuente
 V_R = Tensión en el relé
 Z_s = Impedancia de la fuente
 Z_L = Impedancia de la línea

Esta expresión indica que la tensión en el relé depende de la relación entre las impedancias de la fuente y la línea que se suele expresar como SIR (Source Impedance Ratio). Con un SIR de 0.5 la tensión será del 67% del sistema; en cambio, si se tiene un SIR de 4 entonces la tensión que mide el Relé se reduce al 20% de la tensión del sistema. La norma ANSI/IEEE C37.113 toma precisamente estos valores para clasificar las líneas que depende del nivel de tensión. Ver la tabla 1.

Tabla 1 – Clasificación de las Líneas de Transmisión

	Línea Corta	Línea Mediana	Línea Larga
SIR	> 4	< 4 a > 0.5	< 0.5

Si se considera que la impedancia de la fuente depende de la potencia de cortocircuito en el punto en que se conecta la línea al sistema, entonces se puede definir

$$SIR = \frac{Z_s}{Z_L} = \frac{V^2}{P_{cc} \cdot x_L \cdot L}$$

Dónde:

V = Tensión del sistema
 P_{cc} = Potencia de cortocircuito
 x_L = Reactancia unitaria de la línea trifásica
 L = Longitud de la línea

La clasificación de las líneas es muy importante para la selección del esquema, dado que las líneas muy cortas o las líneas muy largas pueden requerir esquemas de protección especiales tomando como referencia la norma ANSI/IEEE C37.113.

Para protección de líneas cortas se recomienda el uso de esquemas de protección completamente selectivos como hilo piloto, corriente diferencial o comparación de fases, dado que la diferencia en los aportes de corriente para falla cerca al relé o en el terminal remoto, es muy pequeña, dificultando de esta forma leer la variación de la impedancia con precisión. Adicionalmente, no se recomienda el uso de protección distancia como protección principal, dado que factores tales como la resistencia de arco o la impedancia de falla pueden causar sub alcance en el relé.

Para la protección de líneas de longitud media, se puede utilizar sin problema la protección de distancia, dado que la discriminación del relé es más efectiva en líneas con SIR menor que cuatro (4).

Las líneas largas, conectadas entre sistemas débiles o siendo ellas mismas débiles en comparación con los sistemas que unen, generalmente requieren disparos de alta velocidad para evitar problemas de estabilidad en el sistema. Estas líneas pueden tener otros elementos incluidos, tales como condensadores en serie, lo cual hace variable la impedancia total de la línea bajo ciertas condiciones e introduce comportamientos transitorios que hacen difícil la selectividad. Los esquemas de protección que más se recomiendan para este tipo de líneas compensadas son la comparación de fases y la comparación direccional, utilizando fibra óptica, PLC (Power Line Carrier) o microondas.

Tamaño de la fuente

El tamaño de la fuente que alimenta la línea determina los niveles de corriente de falla y afecta la capacidad de los sistemas de protección para proveer una adecuada selectividad. Si el tamaño de la fuente está sujeto a variaciones significativas debido a cambios en las condiciones de operación, la protección debe ser tan flexible que pueda ser fácilmente modificada o adaptada automáticamente para acomodarse a tales variaciones.

Consideraciones de Redundancia y Respaldo

La redundancia para protecciones de líneas de transmisión se puede lograr por métodos diferentes, cada uno con niveles variados de complejidad, beneficios y costos. Esos métodos incluyen dos o más esquemas de protección duplicados, protección de respaldo local, respaldo remoto, y la duplicación de las fuentes de DC, de los CT's, PT's y bobinas de disparo del interruptor.

Los esquemas de respaldo local pueden constar de otros dispositivos de protección con características similares de protección (relés de sobrecorriente, relés de falla interruptor, etc.). El respaldo local actúa, normalmente, en un tiempo menor que el respaldo remoto.

a) Protección de distancia

En el presente estudio de coordinación de protecciones no solo se utilizarán, para las protecciones distanciométricas, los métodos clásicos de ajuste (por recetas de manuales), en los que se plantean los alcances de las respectivas zonas únicamente a partir de porcentajes de cubrimiento de impedancias de la línea protegida y las líneas subsiguientes.

Sino también se aprovechará las posibilidades que brindan los medios informáticos actuales, el ajuste se efectuará por superposición gráfica de la representación de los

valores de impedancia compleja para las distintas fallas (*"impedancias vistas"*), obtenidos del estudio de cortocircuito, con las características de operación de la protección. De este modo se ajustarán los límites reactivo y resistivo de cada zona de protección hasta los alcances deseados, con una clara visión de las fallas que cubrirán cada una de ellas.

Este método permite además considerar fenómenos tales como:

- ✓ Valores de k_0 diferentes a los de la línea protegida.
- ✓ Aportes intermedios en la barra remota (*"infeed"* ó *"outfeed"*).
- ✓ Resistencia y reactancia aparente de falla.
- ✓ Impedancia mutua de secuencia cero en líneas de doble terna.

Para el ajuste de las zonas en los relés de distancia se debe tener en cuenta no sólo la impedancia de la línea a proteger sino también las de las líneas adyacentes, dado que el ajuste de algunas de las zonas del relé de distancia cubren una parte o la totalidad de la línea adyacente.

i). Ajuste de la Zona 1:

La primera zona de la protección distancia es normalmente de operación instantánea y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea. La Zona 1 normalmente se ajusta entre un 80 ó 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra remota por efecto de la componente de corriente directa que se presenta dependiendo del momento de la onda sinusoidal de corriente en el que se presenta la falla (sobrealcance):

$$Z1 = K * Z_L$$

donde: Z1: Ajuste de Zona 1
 K: Constante
 Z_L: Impedancia de secuencia positiva de la línea

Como criterio se recomienda un factor K del 85% de la impedancia de la línea.
Para líneas cortas, el factor K puede ser menor e incluso puede ser del 70%.
Tiempo de Zona 1: Instantáneo (0 ms).

Análisis del efecto "Infeed" en Zona 1

Cuando ocurre una falla con impedancia de falla (común en fallas a tierra), la inyección de corriente del otro extremo de la línea, introduce un error de medida en el extremo inicial, denominado efecto *"Infeed"* figura N° 20.

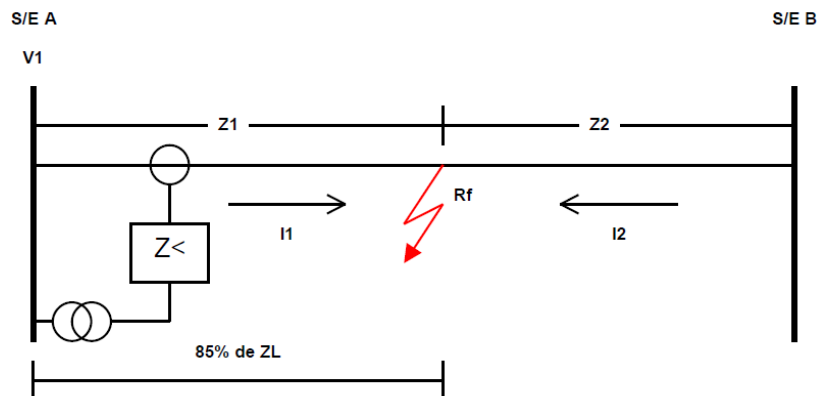


Figura N° 20

De la Figura 8 se puede deducir la siguiente ecuación:

$$V_1 = I_1 * Z_1 + (I_1 + I_2) * R_f$$

Si se divide la ecuación anterior por I_1 se obtiene:

$$\frac{V_1}{I_1} = Z_{aparente} = Z_1 + R_f * \left(1 + \frac{I_2}{I_1}\right)$$

Es decir que la impedancia aparente vista por el relé para una falla en Zona 1 de la línea se ve afectada por la resistencia de falla, multiplicada por un factor I_2/I_1 , pudiéndose presentar los siguientes casos:

- ✓ Si I_2/I_1 es cero o cercano a cero, la impedancia vista por el relé de la subestación A no sería afectada significativamente por el efecto "Infeed".
- ✓ Si la corriente I_2 es muy grande o I_1 muy pequeña, el término I_2/I_1 sería alto, ocasionando subalcance en el relé dado que vería un valor de impedancia mayor o una falla más lejana (dependiendo del valor de la resistencia de falla y las corrientes asociadas).

Longitud de la línea: Para líneas de transmisión con longitud inferior a 10 km se recomienda que el porcentaje de ajuste de la Zona 1 oscile entre 50% y 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea, así como verificar, a través de las respectivas pruebas (inyección local, "End to End", etc.), que el ajuste escogido es el adecuado, es decir, que no se presenta sobrealcance o subalcance.

ii). Ajuste de la Zona 2:

El objetivo principal de esta zona es proteger completamente la línea en consideración y actuar como zona de respaldo ante la no operación de la Zona 1 de las líneas ubicadas en la subestación remota.

Como valor mínimo de ajuste se escoge el 120% de la impedancia de la línea a proteger, dado que si se escoge un valor inferior, los errores de los transformadores de instrumentos (CT y PT), el acoplamiento mutuo de secuencia cero en circuitos paralelos y el valor de la impedancia de falla, pueden producir subalcance en el relé, es decir que el relé no verá la falla en Zona 2, sino más allá y por lo tanto operará en un tiempo muy largo (Tiempo de Zona 3).

El ajuste de Zona 2 se puede seleccionar por encima del 120% de la impedancia de la línea siempre y cuando se justifique con los resultados de un análisis de efecto "Infeed" para esta zona y que adicionalmente se cumpla con los siguientes criterios:

- Debe tenerse en cuenta que no sobrealcance la Zona 1 de los relés de la subestación remota. Se puede asumir un valor máximo del 50% de la línea adyacente más corta, es decir, el ajuste de la Zona 2 sería igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger y el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta. Si la línea más corta es tal que su 50% de impedancia más el 100% de la impedancia de la línea a proteger es superior al 120% de la línea a ser ajustada, se debe considerar la opción de usar en dicha línea corta, un esquema de teleprotección tipo POTT (sobrealcance permisivo) o preferiblemente utilizar esquemas completamente selectivos (diferencial de línea, etc.)
- La Zona 2 no debe operar para fallas en los niveles secundarios de los transformadores existentes en la subestación remota (22.9 kV ó 10 kV). Para evitar esto, el ajuste de la Zona 2 sería, como máximo, igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger más el 50% de la impedancia equivalente de los transformadores existentes en la subestación remota.

La impedancia equivalente de cada transformador se determina aplicando la siguiente expresión:

$$Z_{EQ}(\Omega) = \frac{X_{PU} * kV^2}{MVA}$$

Donde X(pu) corresponde a la impedancia del transformador vista desde el lado de alta (AT).

Para efectuar este ajuste, para fallas a tierra, se debe tener en cuenta el grupo de conexión del transformador.

Si con el estudio se concluye que la impedancia aparente que ve el relé para una falla en la Zona 2 de la línea adyacente traslapada, es mucho mayor que el ajuste de Zona 2 considerado (120% ZL), se puede conservar el ajuste en ese valor y el tiempo de operación en 400 ms. Si se encuentra que la impedancia aparente es muy cercana o está por debajo del ajuste de Zona 2 escogido, es necesaria la coordinación de estas zonas modificando los tiempos de disparo, es decir, se debe disminuir el tiempo de operación de Zona 2 de la línea sobrealcanzada en la subestación remota o aumentar el tiempo de operación de Zona 2 de la línea que se está protegiendo (subestación local). Ver Figura 21.

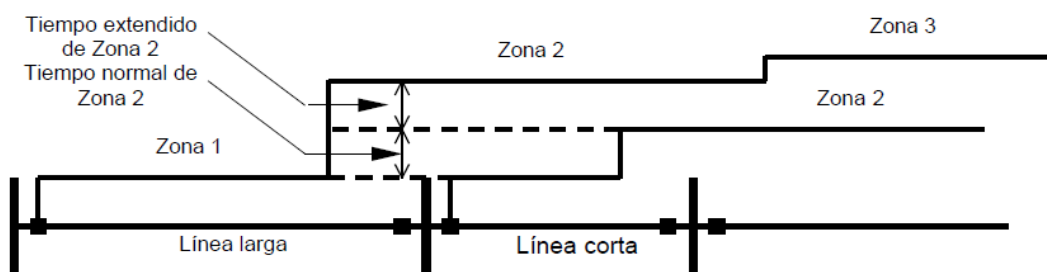


Figura 21, Coordinación de las zonas 2 de líneas adyacentes

Análisis del efecto “Infeed” en Zona 2:

El efecto “Infeed” en Zona 2 se presenta debido a la existencia de fuentes intermedias que alimentan la falla (Ver Figura 22). Cuando ocurre una falla, la impedancia que ve el relé, denominada Impedancia aparente ($Z_{aparente}$), se calcula de la siguiente manera:

$$V1 = Z1 * I1 + Z2 * I2$$

La impedancia aparente vista por el relé es: $Z_{relé} = \frac{V1}{I1}$

$$Z_{relé} = \frac{[Z1 * I1 + Z2 * I2]}{I1} = Z1 + \frac{I2}{I1} * Z2$$

$$Z_{relé} = Z1 + K * Z2$$

$$K = \frac{I2}{I1} : \text{Factor INFEED}$$

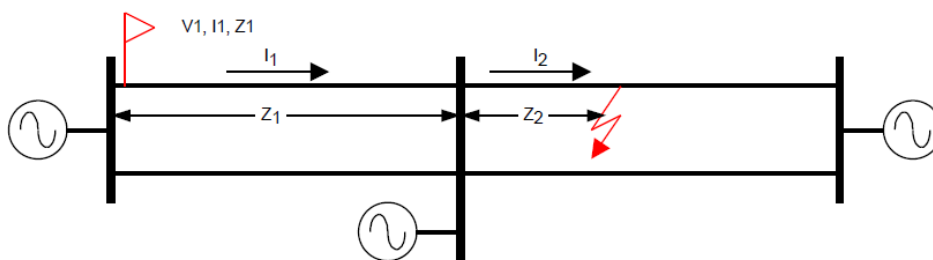


Figura 22, efecto Infeed en Zona 2

I_2 Incluye el aporte de los demás circuitos, diferentes de la línea bajo coordinación, que aportan al cortocircuito. El ajuste de la zona 2 se hace incluyendo el efecto “Infeed”, razón por la cual en caso de que las fuentes intermedias desaparezcan, el relé queda sobrealcanzando.

Para verificar que este efecto no le produzca disparos indeseados o que no se requieran tiempos extendidos de zona 2 para coordinar con la zona 2 relés inmediatamente adyacentes, se debe calcular la impedancia aparente ante una falla en el 99% de la línea adyacente más corta (u otra adyacente más crítica en el caso de que tenga bajos aportes de cortocircuito y longitudes pequeñas), observando los aportes de corrientes por todas las líneas adyacentes a la subestación donde está la línea protegida y abriendo luego la línea que más aporta a la falla, de tal forma que se obtenga la topología más crítica que acerque la impedancia aparente al valor de ajuste de Zona 2.

También, en caso de incluir impedancias de falla, se puede hacer la simulación de la misma falla (en el 99% de la línea adyacente seleccionada), pero con el extremo remoto de dicha línea abierto, para hacer más crítica la condición, dado que no se tendrían aportes de corriente desde el otro extremo de la línea. Se calcula la impedancia aparente con las ecuaciones anteriormente descritas, para diferentes condiciones de demanda (preferiblemente máxima y mínima) y se verifica en todos los casos analizados, que los valores de impedancia aparente obtenidos sean mayores que el ajuste de la Zona 2.

Tiempo de zona 2: Para la selección del tiempo de disparo de la Zona 2 se debe tener en cuenta la existencia o no de un esquema de teleprotección en la línea. Si la línea cuenta con esquema de teleprotección se puede seleccionar un tiempo de 400 ms para esta zona; si no se dispone de teleprotección este tiempo se determina mediante un análisis de estabilidad del sistema ante contingencias en el circuito en consideración. Este tiempo (tiempo crítico de despeje de fallas ubicadas en Zona 2) puede oscilar entre 150 ms. y 250 ms, dependiendo de la longitud de la línea y de las condiciones de estabilidad del sistema.

Resumiendo:

Para ajustar el alcance reactivo de la segunda zona se elegirá el menor valor entre las siguientes alternativas de ajuste:

- $Z2 = 120\%$ de $Z_{\text{línea protegida}}$
- $Z2 = 100\%$ de $Z_{\text{línea protegida}} + 50\% Z_{\text{línea adyacente más corta}}$
- $Z2 = 100\%$ de $Z_{\text{línea protegida}} + (20\% \text{ a } 50\%) \text{ de } Z_{\text{Transformador adyacente}}$.

La temporización será de 400 ms.

Ajuste Zona 3 hacia Adelante:

El objetivo de esta zona es servir de respaldo a las protecciones de las líneas adyacentes. Normalmente, su ajuste se extiende hasta el extremo opuesto de la línea adyacente de mayor impedancia, pero se debe garantizar que este alcance no detecte fallas ocurridas en las subestaciones de diferentes tensiones conectadas a través de los transformadores de potencia. Este alcance también debe limitarse si su valor se acerca al punto de carga normal de la línea.

El criterio recomendado para el ajuste de la Zona 3 es el menor valor de impedancia calculada para los dos casos que se citan a continuación.

- Impedancia de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores en la barra remota.

$$Z3 = Z_L + 0.8 * Z_{EQ.TRAFO}$$

- Impedancia de la línea a proteger más el valor de Z de la línea adyacente con mayor impedancia, multiplicada por un factor de seguridad del 120%.

$$Z3 = 1.2 * (Z_L + Z_{LAMI})$$

Dónde:

$Z3$: Ajuste de zona 3

Z_L : Impedancia de la línea a proteger

Z_{LAMI} : Impedancia de la línea adyacente de mayor impedancia

No se considera indispensable limitar el alcance de la zona 3 hacia adelante aplicando estos criterio para transformadores de generación, ya que en principio si la falla ocurre en un nivel de tensión de generación, se espera que la unidad de generación se dispare y, en caso de que no operen las protecciones del transformador asociado, es importante que actúen las protecciones de respaldo de la red de transmisión.

Tiempo de Zona 3 adelante: 1000 ms.

Ajuste de la Zona Reversa:

El propósito de esta zona es proveer un respaldo a la protección diferencial de barras de la subestación local.

Otro ajuste de zona reversa puede ser requerido como entrada para algunas lógicas adicionales que traen los relés multifuncionales tales como: lógica de terminal débil, eco y bloqueo por inversión de corriente (sólo válida en esquemas POTT).

En general, cuando se trata de respaldo a la protección diferencial de barras, debe verificarse que los ajustes de Zona 3 y Zona 4 (reversa), cumplan con la siguiente relación:

$$\frac{AjusteZona3}{AjusteZona4} \approx 0.1$$

El ajuste de la Zona Reversa para este fin, se realiza tomando el menor valor de los dos cálculos siguientes:

- 20% de la impedancia de la línea reversa con menor impedancia.
- 20% de la impedancia equivalente de los transformadores de la subestación local.

Tiempo de zona reversa: Para respaldo de la protección diferencial de barras, se recomienda ajustar el tiempo de la Zona Reversa en 1500 ms, con el fin de permitir la actuación de las zonas de respaldo de la barra remota. Se debe verificar que este tiempo esté por encima del tiempo de operación de la función 67N de la barra remota.

Ajuste de Alcance Resistivo

Para el ajuste del alcance resistivo de las diferentes zonas en la característica cuadrilateral, se tiene como criterio general seleccionar un valor para las diferentes zonas de la protección distancia (se considera que la relación $R/X \leq 4$), permitiendo establecer la coordinación a través de los tiempos de disparo de cada zona y logrando selectividad por medio de la impedancia de la línea vista por el relé hasta el sitio de la falla de alta impedancia.

El ajuste debe ser inferior al 67 % de la impedancia mínima de carga. Los alcances resistivos serán calculados de la siguiente forma:

Para fallas entre fases: El ajuste se toma en el momento que se detecta una falla de 10 ohm en el extremo remoto de la línea

Para fallas a tierra: El ajuste se toma en el momento que se detecte una falla de 50 ohm en el extremo remoto de la línea.

Se debe verificar:

Que los alcances anteriores sean válidos en escenarios de máximas y mínimas corrientes de cortocircuito.

Que los ajustes no superen el criterio del COES, es decir que el alcance resistivo será calculado con el 50% de la impedancia mínima de carga (según Capítulo 2, Sección 2.12 de la guía de criterios del COES).

El valor de la impedancia mínima de carga será calculado a través de la siguiente expresión:

$$Z_{\min \text{ Carga}} = (85\% V_L / S_{\max \text{ por la línea}})$$

Dónde:

V_L : Tensión nominal mínima línea - línea.

$S_{\max}$: Potencia máxima por la línea

La máxima potencia que puede transmitir la línea es seleccionada como la menor según las siguientes capacidades:

$C_{\text{TMÁX}}$: Máxima corriente del transformador de corriente (normalmente corresponde al 120% de $I_{\text{MÁX}}$ primaria del CT). Si los transformadores de corriente de los lados de la línea son de diferente relación de transformación, se calculara con la menor corriente de los dos la cual determina el límite de corriente de la línea.

Corriente máxima de carga: Es el 130% de $I_{\text{MÁX}}$ del conductor, la cual corresponde al límite térmico del circuito o el límite que imponga cualquiera de los equipos de potencia asociados.

Resistencia de falla a tierra

El valor máximo de la resistencia de falla a tierra en una línea determinada depende de varios factores, a saber:

- ✓ La resistividad del terreno.
- ✓ La existencia de hilos de guardia.
- ✓ La resistencia de puesta a tierra de las torres (valores típicos: 10-20 ohm).
- ✓ La resistencia del arco eléctrico.

Se debe considerar una tolerancia mínima de la resistencia de falla para las distintas redes 220kV / 138kV / 60kV / 13.2kV y 10kV, bajo la consideración de que la tensión de arco por metro baja a medida que aumenta la corriente de falla (Warrington). Los valores de resistencia de falla típicos a simular en los estudios son, por ejemplo: 0, 25 y 50 ohm para fallas monofásicas, 0, 3 y 6 ohm para fallas bifásicas, 0, 10 y 20 ohm para fallas bifásicas a tierra y 0 ohm para la falla trifásica. Estos valores se adoptan solamente a efectos de referenciar la evolución de la impedancia en función de la resistencia de falla y no deben interpretarse como los límites que hay que alcanzar. Por ello, los valores adoptados pueden ser diferentes a los indicados, ya que los mismos se adaptan normalmente para visualizar adecuadamente en el plano de impedancias la evolución de una falla en función de la resistencia de falla.

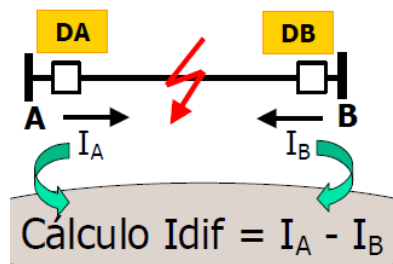
b) Protección diferencial

Los criterios generales que deberán seguirse para el ajuste de las protecciones diferenciales de línea son los siguientes:

- El valor de sensibilidad ajustado deberá ser el máximo compatible con el despeje de fallas en la línea, en particular para fallas resistivas, tratando de que dicho umbral de sensibilidad se ubique por encima de la máxima corriente de carga.
- Para el cálculo de la corriente diferencial, se tomarán en cuenta los aportes de ambos extremos. La función cierre sobre falla garantizará la apertura instantánea ante esa condición. Para los casos en que la línea esté cerrada

en un solo extremo y se haya agotado el período de cierre sobre falla, se podrá tolerar un menor alcance resistivo, sin sacrificar el principio expuesto en el primer punto.

- Uno de los valores importantes en consideración es la corriente diferencial mínima la cual si no hay indicación contraria del fabricante se podría indicar en un valor de $I_{difmin} = 2.5 I_{cap}$, siendo I_{cap} la máxima corriente capacitiva de la línea.
- Toda protección diferencial de línea debe poseer un respaldo remoto por distancia ó sobrecorriente de fase y tierra, las cuales deben ser ajustadas según los criterios establecidos para las mismas.
- La mínima corriente diferencial de secuencia positiva, debe de permitir el pase de la máxima carga que transporte la línea y más la carga de la línea en vacío.



c). Protección de sobrecorriente direccional

Corriente máxima de carga.

La corriente máxima de carga se determinará de la siguiente manera:

$$I_{max} = \frac{MVA_{m\acute{a}x}}{\sqrt{3}} (0.85 U_{nom})$$

Esta protección se utiliza para lograr un disparo en tiempo corto (p.ej: 150-200 ms) para fallas en la línea protegida. Esta utilidad es de suma importancia en el caso de extremos remotos con fuertes aporte y la imposibilidad de ajustar la protección de impedancia por limitaciones de carga.

De disponerlo habilitado, su alcance en corriente debe contemplar el 100% de la longitud de línea. Es recomendable entonces obtener de los estudios, el valor de corriente residual correspondiente a la condición de corriente de cortocircuito monofásico mínima, para fallas ubicadas a un 150% de la longitud de línea. Los valores de resistencia de falla a considerar serán superiores al máximo valor considerado para el ajuste de la protección distanciométrica, dependiendo de la naturaleza del terreno en la zona del electroducto. El nivel de detección de corriente deberá ajustarse por debajo de ese valor en un 20%, considerando las incertidumbres involucradas.

Cuando se utilice esta protección se evitará la habilitación de la función fuente débil y del eco, dada la baja seguridad que tiene este recurso. Alternativamente, en caso de la necesidad del uso de la función eco, se deberá usar para la teleprotección de esta unidad un tono diferente al utilizado para la protección de impedancia.

Relé de Protección

Por la instalación

Por el sistema

67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar	20% de la corriente de la nominal de la línea	Se debe detectar una falla a tierra con 100 Ohm en el extremo de la línea protegida en mínima generación
50/51 Protección de sobrecorriente	150% de la corriente nominal de la línea protegida.	Se debe detectar una falla a tierra en la barra de baja tensión del transformador
50/51N Protección de sobrecorriente homopolar	40% de la corriente de la nominal de la línea	Se debe detectar una falla a tierra con 50 Ohm en el extremo de la línea protegida en mínima generación

Protección de sobrecorriente direccional neutro

Una de las fallas que no pueden ser detectados por los relés de distancia son las con contacto a tierra y a través de una resistencia de falla alta.

Para este tipo de fallas se utilizan los relés de alta impedancia que tienen entre sus características ser bastante sensibles, direccionales y con posibilidades de usar sistemas de comunicación con el relé del extremo opuesto de la línea.

La corriente de operación debe ser bastante sensible, se debe calcular la corriente de secuencia homopolar considerando una resistencia de falla de 100 Ω como mínimo. Los ajustes de la corriente de arranque varían entre 0.1 a 0.2.

La temporización puede ser instantánea o temporizada. Es instantáneo cuando la protección 67N comparte el canal de teleprotección con la unidad de distancia, donde este último tiene la prioridad.

En caso sea temporizado dependiendo si usa o no el canal de teleprotección. Si usa canal de teleprotección los ajustes pueden variar entre 0.1 a 0.2 y si no usa canal de teleprotección puede ajustarse a tiempos entre 0.3 a 0.4 s si en la línea no se usa reenganche monofásico y entre 0.6 a 1 s, si la línea no usa el esquema de reenganche monofásico.

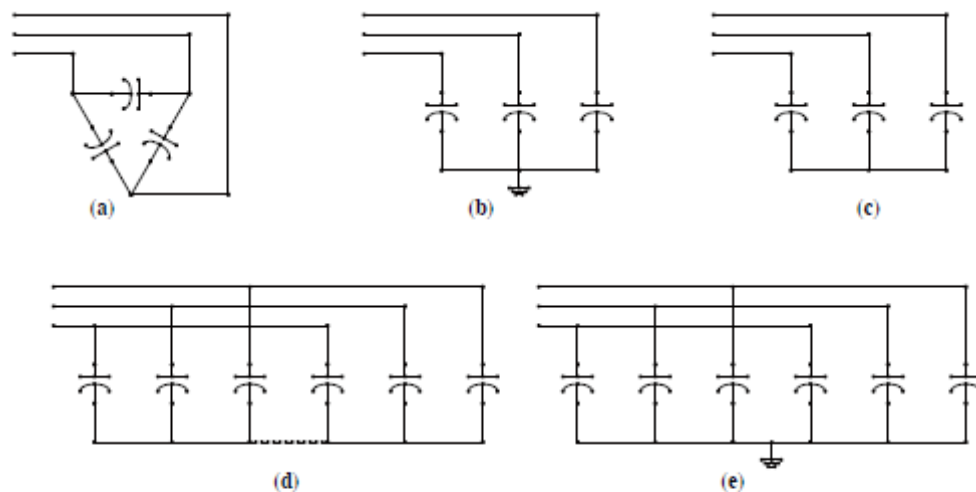
En muchos casos, la operación del relé de reenganche bloquea la operación del relé de alta impedancia.

3.8.4 Compensación Capacitiva en Derivación

Los condensadores en derivación son usados para mejorar el perfil de tensiones del sistema dado que suministran los reactivos necesarios en el punto de conexión de la compensación.

Configuraciones típicas

Hay cinco (5) conexiones comunes en bancos de condensadores según estándar IEEE Std C37.99-2000 figura N° 23. La conexión seleccionada depende de la mejor utilización de las franjas de voltaje de los condensadores, fusibles y relés de protección. Normalmente todos los bancos de condensadores son conectados en estrella, sin embargo, los bancos de condensadores en distribución pueden ser conectados en estrella o en delta.



- (a) Delta
- (b) Grounded wye
- (c) Ungrounded wye
- (d) Ungrounded double wye (neutrals may or may not be tied)
- (e) Grounded double wye

Figura N° 23 Conexiones de Banco de Condensadores

Banco de condensadores conectado en delta

Esta conexión es generalmente utilizada para tensiones de distribución y son configurados con un solo grupo de condensadores en serie especificados para una tensión línea a línea. Los mayores usos de los bancos conectados en delta se da a niveles de 2.4 kV, mientras que la conexión en estrella para este nivel de tensión no está normalizada.

Banco de condensadores conectado en estrella aterrizada

Estos bancos son utilizados generalmente para voltajes iguales o superiores a 34.5 kV y están compuestos de dos o más grupos en serie de condensadores conectadas en paralelo, por fase.

Los bancos aterrizados suministran una baja impedancia a tierra para corrientes transitorias y proporcionan cierta protección para voltajes transitorios, por lo cual en algunos casos, se pueden operar sin pararrayos. De igual manera, los bancos de condensadores aterrizados brindan una baja impedancia a tierra para corrientes armónicas de alta frecuencia, las cuales pueden causar interferencia en las comunicaciones si tales circuitos van paralelos a las líneas de potencia o sobrecarga en los condensadores, cuando en el sistema existen corrientes de secuencia cero tales como desbalances o armónicos múltiplos de tres. Adicionalmente, una fase abierta produce corrientes de secuencia cero que pueden causar operaciones del relé de tierra, razón por la cual su ajuste debe hacerse teniendo en cuenta esa condición para máxima transferencia de carga.

Cuando el neutro se aterriza, el voltaje de recuperación que se encuentra durante la conmutación es reducido, sin embargo, se debe tener cuidado con el efecto de las corrientes "Inrush" en el funcionamiento de los relés de protección, cuando se tienen operaciones "Bank to Bank".

La conexión en estrella aterrizada puede estar configurada así:

Un grupo serie por fase: Con un solo grupo de unidades en serie, no se presentan sobrevoltajes en otros condensadores de la fase por aislamiento de un condensador fallado (no hay unidades en paralelo por fase), por lo tanto, la protección de detección de desbalance no se requiere, aunque se puede usar para detectar el aislamiento de unidades dentro del banco. Igualmente, los fusibles de cada condensador deben ser capaces de interrumpir la corriente de falla monofásica que viene del sistema.

Múltiples grupos series por fase - Una sola Estrella: Los bancos de condensadores conectados en estrella aterrizada en niveles de tensión superiores a 34.5 kV, están compuestos, comúnmente, por dos o más grupos series de condensadores conectados en paralelo, por fase. Con esta configuración de grupos múltiples de condensadores en serie se limita la corriente máxima de falla a tal punto que los fusibles limitadores de corriente capacitiva no se requieren, a menos que los kvar en paralelo excedan unos 4650 kvar.

Múltiples grupos series por fase - Doble Estrella: Las características de la doble estrella aterrizada, son similares a las de una sola estrella aterrizada, los dos neutros deben ser conectados directamente con una conexión única a tierra.

Banco de condensadores conectado en estrella aislada:

Estos bancos no permiten corrientes de tercer armónico o grandes descargas de corrientes capacitivas durante las fallas a tierra. El neutro, sin embargo, debe ser aislado para el máximo voltaje de línea dado que éste puede quedar momentáneamente sometido al potencial de fase cuando el banco es maniobrado, o cuando dos condensadores de fases diferentes fallan, en un banco configurado con un solo grupo de unidades.

La conexión en estrella aislada puede estar configurada así:

- Un grupo serie por fase: En este caso se dispondrá de una protección de sobrecorriente exterior al banco y de los fusibles individuales de cada una de los condensadores que conforman el banco.
- Múltiples grupos series por fase - Una sola Estrella: Para esta configuración, todo el banco, inclusive el neutro debe ser aislado para la tensión de línea.
- Múltiples grupos series por fase - Doble estrella aislada: Los neutros de las dos estrellas pueden ser conectados o no entre sí. Cualquier banco de condensadores en estrella aislada debe estar aislado al voltaje máximo de línea.

Consideraciones del Sistema

Es importante considerar algunos fenómenos que se pueden presentar con la conexión de compensaciones capacitivas en derivación a un sistema.

i) Resonancia.

Cuando el banco se conecta a la red puede producirse un fenómeno de resonancia paralelo, dependiendo de la impedancia de la fuente en el punto de instalación (*potencia de cortocircuito*).

La frecuencia de resonancia es $f_r = (1 / 2\pi) (\sqrt{LC})$, donde L es la inductancia de la red y C es la capacitancia del banco. Para prevenir este fenómeno se instalan

normalmente filtros, en particular para frecuencias entre 200 y 225 Hz (*tercera armónica*).

Un banco de condensadores en paralelo forma un circuito resonante con los elementos inductivos del sistema. Las frecuencias de resonancia pueden ser excitadas durante la maniobra de bancos de condensadores remotos produciendo aumentos excesivos de tensiones o corrientes y la posible falla de equipos tales como: otros bancos de condensadores, pararrayos, transformadores de instrumentación y fusibles. Esos efectos resonantes no deseables tienen más probabilidad de ocurrencia si el dispositivo de maniobra del banco tiene un tiempo de arco largo y características restrictivas múltiples.

ii). Sobretensiones.

En el caso de esquemas con el neutro aislado, ante el cierre del interruptor del banco se producen sobretensiones por oscilaciones de frecuencias situadas entre 1 y 100 Hz. Estas sobretensiones son acopladas en forma capacitiva a los circuitos vecinos para las altas frecuencias e inductivamente para las bajas frecuencias.

La forma de reducir este fenómeno consistirá en la instalación de un pequeño reactor en serie con el banco ó utilizando un interruptor con un resistor de pre-inserción. También son utilizados interruptores especiales capaces de cerrar en un punto dado de la onda de tensión. Los interruptores deberán ser capaces de interrumpir la corriente capacitiva del banco sin reencendidos del arco.

iii). Armónicos

El banco de condensadores puede resonar con corrientes armónicas producidas externamente, como por ejemplo, con cargas remotas no lineales. Actualmente, en la industria se utilizan mucho los tiristores para obtener potencial DC variable desde una fuente de AC. Cada fase controlada por tiristores genera armónicos, particularmente del orden tercero, quinto, séptimo y décimo primero. Otros tipos de cargas como hornos de arco, producen también algunos serios problemas de armónicos y componentes de secuencia negativa importantes.

Esquemas de protección asociados con bancos de condensadores

Para asegurar la disponibilidad de un banco de condensadores se requiere de un sistema de protección confiable, para asegurar el daño mínimo al banco en el evento de una falla. Cuando un condensador falla dentro del banco, la falla debe ser aislada sin causar problemas a las unidades adyacentes.

El diseño del sistema de protección de un banco de condensadores debe considerar los siguientes aspectos, como mínimo:

- Sobrecarga.
- Sobrecorrientes debidas a fallas en la barra del banco de condensadores
- Voltajes transitorios del sistema
- Sobrecorrientes ocasionadas por fallas en condensadores individuales
- Sobrevoltajes continuos en el condensador
- Corriente de descarga de unidades capacitivas en paralelo
- Corriente "Inrush" debida a maniobras
- Arco dentro de la carcasa (rack) del condensador.

A continuación se describen las protecciones convencionales de un banco de condensadores en paralelo localizado en tensiones inferiores a 34.5 kV.

Fusibles de los condensadores

La primera línea de protección del banco de condensadores es el fusible. La función del fusible es operar ante la falla de un solo condensador en el menor tiempo posible para prevenir el daño de unidades adyacentes. La propia operación del fusible es indispensable para minimizar la posibilidad de una falla en cascada de otros condensadores, lo cual puede conducir a un evento más grave.

La operación de los fusibles de los condensadores depende de la configuración del banco. *Las características de operación de los fusibles deben ser seleccionadas por el fabricante de los bancos de condensadores dado que involucran consideraciones de diseño propias del banco.*

Protección ante sobrecarga.

La protección contra sobrecarga consiste básicamente en una protección de sobrecorriente ajustada entre un 25% a un 50% por encima de la corriente nominal del banco. Dado que la sobrecarga puede originarse a partir de armónicas y que el contenido de armónicas puede ser diferente en cada fase, se recomienda instalar una protección de sobrecorriente por fase. La temporización normalmente adoptada para esta función es de alrededor de 5 segundos.

Protección de sobrecorriente del banco

La protección contra una falla mayor, tal como una falla línea-línea o una falla línea-tierra, debe ser externa al banco de condensadores, y puede ser lograda con un relé de sobrecorriente. Para bancos de condensadores conectados en estrella aterrizada la protección de respaldo debe responder a fallas de magnitud alta. Sin embargo, en un banco conectado en estrella aislada una falla línea - neutro causará un incremento en la corriente de línea en la fase fallada, de solamente unas tres (3) veces la corriente de fase nominal.

Aunque los bancos de condensadores pueden operar indefinidamente con corriente por encima de la nominal, la protección de respaldo debe permitir entre un 125% o 135% de la corriente nominal continua. De igual manera, la protección de respaldo debe aislar el banco en el evento de que se presente una corriente mayor a tres (3) veces la corriente de fase del banco.

Si la compensación en estrella aislada está compuesta de varios pasos, lo más recomendable es instalar un relé de desbalance para cada paso, de tal manera que esta protección detecte las fallas línea - neutro (de magnitudes muy pequeñas) y la protección de sobrecorriente de respaldo se encargaría de cubrir las fallas con valores de corriente muy altos.

Los relés de sobrecorriente de tiempo se pueden utilizar con ajustes normales teniendo cuidado que no operen ante corrientes de "Inrush" (las que se presentan en la energización del banco). No se recomienda implementar unidades instantáneas, a no ser que su ajuste sea tan alto que evite operaciones indeseadas para los transitorios de energización o que dispongan de circuitos que filtren las señales de alta frecuencia. Este fenómeno es muy importante en conexiones paralelas de bancos de condensadores cuando se presentan energizaciones "bank to bank1" ó "back to back2". Ver Figura 24.

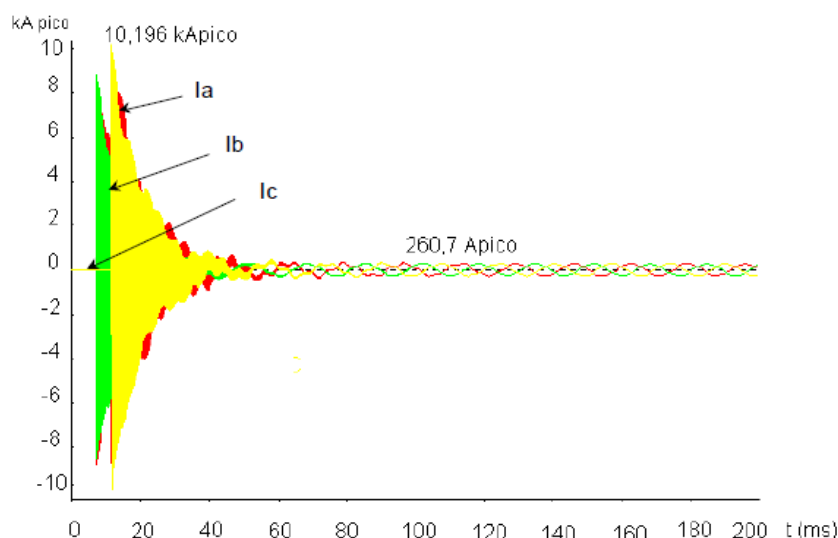


Figura N° 24 Energización bank to bank

Criterios de ajuste para el relé de sobrecorriente:

- Corriente de Arranque: dado que los bancos de condensadores son más vulnerables a las sobretensiones que a las sobrecorrientes y considerando la relación: $V / I = X_c = \text{Constante}$, se tiene que para un incremento de 1.1 p.u. en la tensión se obtiene un incremento de 1.1 p.u. en la corriente. Por lo tanto, un valor de $1.1 \cdot I_n$ es el valor más adecuado para la corriente de arranque de la protección de sobrecorriente del banco.
- La curva y el dial se debe seleccionar de acuerdo con el estudio de cortocircuito tratando de coordinar los relés propios del banco con los del sistema, de tal forma que un cortocircuito externo no haga operar la protección del banco.
- Se recomienda ajustar una etapa de tiempo definido a una corriente de $3 \cdot I_n$ y un tiempo de operación de 100 ms, de acuerdo con los requerimientos de protección del banco antes mencionados.

Protección de sobretensión.

Los sobrevoltajes transitorios por maniobras y descargas pueden ser disminuidos con equipos de protección contra sobretensiones tales como pararrayos. Un banco de condensadores generalmente absorbe sobrevoltajes ya que él actúa temporalmente como un cortocircuito para cambios de tensión, por lo tanto, el sobrevoltaje en un banco de condensadores se ve reducido por su característica de absorción de sobrevoltajes, pero no se asegura una protección completa.

El sobrevoltaje en un banco de condensadores depende de la longitud entre la línea del banco de condensadores en paralelo y el punto donde se genera el voltaje transitorio, así como de la duración del fenómeno. Si se concluye, a través de estudios, que la sobretensión puede ser tan alta que dañe el banco, se deben considerar relés de sobretensión.

En el ajuste del relé de sobretensión se deberá considerar las tensiones máximas operativas bajo las cuales trabajará la compensación para evitar que se desconecte en una condición operativa normal, en la cual se requiere que el banco esté

conectado (Por ejemplo en demanda máxima). Obviamente se debe ajustar el relé a una tensión inferior a su curva de soporte, la cual se inicia normalmente en el 110% de su tensión nominal.

Dado que los bancos se diseñan para tensiones de hasta 1.1 pu, es necesario contar con una protección de sobretensión. El ajuste de esta función seguirá los lineamientos generales indicados para el ajuste de la protección de sobretensión de un transformador, en cuanto a los márgenes de error, relación excitación-desexcitación, etc. También su aplicación puede ser para evitar sobretensiones de rechazos de carga y/o líneas en vacío cuando se produzcan sobretensiones temporales.

Protección de subtensión.

En este caso, la función tendrá por objeto desconectar el banco ante la pérdida de la tensión en el circuito primario. En el ajuste deben contemplarse los márgenes de error, relación excitación-desexcitación, etc. (idem sobretensión).

Protección de desbalance

La pérdida de capacitancia en la unidad se verá reflejada como un desbalance en el banco y podrá ser detectada por un esquema de protección de desbalance. Sin embargo, existen desbalances inherentes al banco de condensadores que son debidos a desbalance de la tensión del sistema y a desbalance en la tolerancia de fabricación de los condensadores. *El fabricante determina el valor del desbalance inherente al banco, para recomendar un ajuste adecuado para la protección de desbalance.*

Consideraciones generales sobre la protección de desbalance

Las consideraciones que se deben tener en cuenta para una protección de desbalance son las siguientes:

- El relé de desbalance debe coordinar con los fusibles de los condensadores, de tal manera que el fusible opere aislando una unidad defectuosa, antes que todo el banco salga de servicio.
- Donde sea posible el relé de desbalance debe ser lo suficientemente sensible para dar alarma por la pérdida de una unidad dentro de un grupo, dar disparo y dejar por fuera el banco, ante la pérdida de suficientes condensadores que causen una condición de sobrevoltaje en el grupo de hasta un 110% U_n .
- El relé de desbalance debe tener un retardo de tiempo corto, suficiente para minimizar el daño debido a una falla por arco dentro de la estructura del banco y prevenir la exposición de los condensadores restantes a condiciones de sobrevoltaje por encima de los límites permisibles. Igualmente para evitar el daño de transformadores de corriente y de voltaje o relés del sistema.
- El relé de desbalance debe tener el tiempo suficiente para evitar operaciones falsas debidas a "Inrush", fallas a tierra en la línea, descargas, maniobras de equipos cercanos y operación no simultánea de polos. Para la mayoría de aplicaciones, el tiempo más adecuado es de 0.5 s.
- El relé de desbalance debe ser protegido contra voltajes transitorios que aparecen en alambrado de control.
- El relé de desbalance puede requerir un filtro para minimizar el efecto de las tensiones armónicas. Este relé no debe operar para corrientes armónicas excesivas.
- El esquema de protección de desbalance debe producir un disparo definitivo de tal manera que no permita el recierre automático del dispositivo de maniobra del banco de condensadores.

- Donde no es despreciable el desbalance de neutro debido a variaciones del sistema o a tolerancia en la fabricación de los condensadores, se debe tener un medio para compensar el efecto de este desbalance.
- Como la mayoría de los esquemas de detección de desbalance no miden sobretensiones en el sistema, el relé de desbalance se debe ajustar con base en la tensión máxima continua de operación del sistema.
- Todos los esquemas de desbalance detectan un desbalance en las tres fases. El sobrevoltaje causado por la pérdida de un número igual de condensadores en uno o más grupos en cada fase, no será detectada.
- Para compensaciones capacitivas aterrizadas, se deben coordinar las protecciones del banco de condensadores con los relés de tierra del sistema.

Los métodos utilizados más comúnmente para protección de desbalance en bancos de condensadores estos están relacionados con el tipo de conexión y cálculo de estos que se indica en anexo N° C del estándar IEEE Std C37.99.2000 "Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks" tabla siguiente:

Shunt capacitor bank configuration	Effect of capacitor manufacturing tolerance	Effect of system voltage magnitude changes	Effect of system voltage phase angle change
Grounded wye with neutral current sensing	$I_N = \frac{\Delta C \times \text{var}_B}{3V_{LG}}$	$I_N = \frac{(\Delta V_{LG})P \times \text{var}_U}{S(V_C)^2}$	$I_N = \frac{2P \times V_{LG} \left(\sin \frac{\Phi}{2} \right) \text{var}_U}{S \times V_C}$
Ungrounded wye with neutral potential sensing	$V_{NG} = \frac{\Delta C \times V_{LG}}{3}$	$V_{NG} = \frac{\Delta V_{LG}}{3}$	$V_{NG} = \frac{2}{3} \left(\sin \frac{\Phi}{2} \right) V_{LG}$
Ungrounded double wye with neutral differential current sensing	$I_N = \frac{\Delta C \times \text{var}_B}{6V_{LG}}$	$I_N = 0$	$I_N = 0$
Ungrounded double wye with neutral differential potential sensing	$\Delta V_{NN} = \frac{\Delta C \times V_{LG}}{3}$	$\Delta V_{NN} = 0$	$\Delta V_{NN} = 0$
Grounded wye with differential potential sensing	$\Delta V_{TG} = \Delta C(V_{LG}) \left[\frac{S_T}{S^2} (S - S_T) \right]$	$\Delta V_{TG} = 0$	$\Delta V_{TG} = 0$

I_N is neutral current,
 ΔC is per-unit variation of capacitance between phases,
 var_B is capacitor bank reactive power rating,
 var_U is individual capacitor-unit reactive power rating,
 V_C is rated capacitor voltage,
 Φ is variance of phase angle between two phases from 120°,
 ΔV_{TG} is per-unit variation of the voltage between the intermediate tap point and ground.

i). Método de protección de desbalance por corriente de neutro

Este método se utiliza para bancos en configuración estrella aterrizada, donde un desbalance en el banco de condensadores causará el flujo de corriente por el neutro.

Este esquema de protección de desbalance consta de un CT conectado al neutro del banco de condensadores, el cual a su vez, está conectado a tierra. Al secundario del CT se conecta un relé de sobretensión residual temporizado, con filtro de tercer armónico para reducir su sensibilidad ante frecuencias armónicas. Se debe verificar que no opere ante fallas externas por circulación de corrientes de secuencia cero, criterio con el cual se elige el valor de corriente de arranque del relé.

ii). Método de protección por suma de tensiones en el punto medio de la compensación

Este método se utiliza en bancos en estrella aterrizada. Un desbalance en el banco de condensadores causará un desbalance en las tensiones de las tres fases en el punto medio.

Este esquema de protección de desbalance consta de un PT conectado entre el punto intermedio de cada fase del condensador y tierra y de un relé de voltaje temporizado con filtro de tercer armónico, conectado a los secundarios (que están conectados en serie) del PT.

iii). Método de protección de desbalance de neutro

Se utiliza para bancos en estrella aislada. El desbalance se mide a través de un PT conectado entre el neutro del banco y tierra. Este desbalance que se presenta en el condensador causa una tensión neutro - tierra.

Este esquema consta de un relé de voltaje temporizado con filtro de tercer armónico, conectado al secundario del PT.

El PT se debe seleccionar con la más baja relación de transformación que se pueda conseguir para obtener la máxima sensibilidad en la detección del desbalance, pero garantizando que soporte transitorios y condiciones de sobretensión continuas.

iv). Método de protección de desbalance para una configuración en doble estrella

Para una configuración en doble estrella aislada el esquema se puede implementar de tres formas:

- Transformador de corriente y un relé de sobrecorriente
- Transformador de tensión y relé de sobretensión
- Para estos dos esquemas el CT o PT va conectado entre los dos neutros de las estrellas. Estos esquemas no se ven afectados por corrientes o tensiones de tercer armónicos ni por los desbalances de tensiones del sistema.

Los neutros de las dos secciones del banco están aislados de tierra pero unidos entre sí. Se utiliza un PT para medir la tensión entre el neutro del banco y tierra. El relé deberá tener filtro de armónicos.

Para una conexión en doble estrella aterrizada la forma de implementar el esquema de desbalance consiste en que los neutros de las dos secciones sean aterrizados a través de transformadores de corriente que tienen un punto común el cual está conectado a tierra. Los secundarios de los CT's están conectados a un relé de sobrecorriente en conexión diferencial, de tal forma que el relé es insensible a los fenómenos externos que afecten a las dos secciones del banco de condensadores. Dicho relé no requiere un filtro de armónicos.

4. BIBLIOGRAFÍA

1. Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN, COES - SINAC, Marzo 2008.
2. Criterios de Ajuste, Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, COES - SINAC y Transener S.A. - CESI, última aprobación Enero 2005.
3. Guías Para el Buen Ajuste y la Coordinación de Protección del STN, Interconexión Eléctrica S.A. – ISA Colombia, Julio 2000.
4. IEEE Std. C37.91-2008 "Guide for Protecting Power Transformer".
5. IEEE Std. C37.113-R2004 "Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines".

6. IEEE Std. C37.99-2000 "Guide for the Protection of Shunt Capacitor Banks".
7. IEEE Std. C37.110-1996 "Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes".
8. IEEE Std. C37.112-R2001 "Standar Inverse – Time Characteristic Equations for Overcurrent Relay".
9. IEEE Std. C57.13-2008 "Standar Requirements for Instrument Trasformer Relays.

ANEXO 1

SELECTING CTs OPTIMIZE RELAY PERFORMANCE

ANEXO 2

DISTANCE ELEMENT PERFORMANCE UNDER CONDITIONS OF C SATURATION