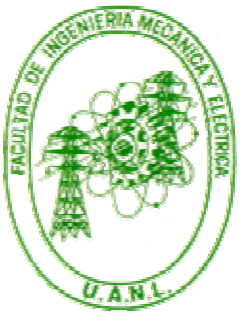


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Ing. Margil S. Ramírez Alanis, M. Sc.

JULIO 2005

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, NUEVO LEON

I N D I C E

1. Conceptos básicos y filosofía de la protección por relevadores 5
1.1 La función de la protección por relevadores. 6
1.2 Características funcionales de un sistema de protección 6
1.3 Estructura de un sistema de protección 9
1.4 Elementos de un equipo de protección 11
1.5 Funciones internas de los relés de protección 14
1.6 Tipos de perturbaciones en instalaciones de alta tensión 15
1.7 Esquema básico de un relé de protección 17
1.8 Exigencias básicas de los relés de protección 18
1.9 Principios fundamentales de la filosofía de la protección por relevadores 19
1.10 Filosofía de las protecciones 22
2. Principios constructivos de los relevadores de protección *24*
2.1 Relés electromagnéticos 24
2.2 Relés de inducción 24
2.3 Relés electrodinámicos 25
2.4 Relés electrónicos 26
2.5 Relés térmicos 26
2.6 Sistemas digitales de protección 26
2.7 Sistemas digitales integrados de protección, control y medición. 30
2.8 Sistemas de protección más usuales 31
3.- Principios fundamentales del funcionamiento de relevadores *32*
3.1 Definiciones del funcionamiento. 32
3.2 Bobinas de sello y de retención, y relevadores de contactos de sello. 33
3.3 Ajuste de puesta en trabajo o de reposición. 33
3.4 Acción retardada y sus definiciones. 34
3.5 Relevadores de una sola magnitud del tipo de atracción electromagnética. 35
3.6 Relevadores direccionales del tipo de atracción electromagnética 37
3.7 Relevadores del tipo de inducción 38
3.8 Relevadores de inducción direccionales. 44
3.9 La ecuación universal del par del relevador. 47
4.- Protecciones de Sobrecorriente, Direccional y Diferencial. *48*
4.1 Protecciones de sobrecorriente 48
4.2 Relevadores direccionales de c-a 56
4.3 Relevadores Diferenciales 60
5.- Relevadores de Distancia *66*

5.1 El relevador de distancia del tipo impedancia. 68

5.2 El relevador de distancia del tipo de impedancia modificado. 74

5.3 El relevador de distancia del tipo mho. 75

6.- Transformadores de potencial y de corriente 76

6.1 Transformadores de potencial 76

6.2 Transformadores de Corriente 79

7.- Relevadores de hilo piloto 81

7.1 Por que no se utiliza la protección diferencial de corriente. 82

7.2 Propósito de un piloto. 82

7.3 Pilotos de disparo y de bloqueo. 83

7.4 Protección por hilo piloto de cd. 84

7.5 Protección por hilo piloto de c-a. 86

7.6 Tipo de corriente circulante 88

7.7 Tipo de tensión de oposición 89

8.- Protecciones de generadores de c.a. 91

8.1 Protección contra cortocircuito de los arrollamientos del estator por medio de los relevadores diferenciales de porcentaje. 91

8.2 El relevador diferencial de porcentaje variable. 95

8.3 Protección contra fallas entre espiras en arrollamientos al estator 95

8.4 Protección sensible contra fallas a tierra en el estator 97

8.5 Protección contra fallas a tierra en el estator de unidades generadoras 98

8.6 Protección contra circuitos abiertos del estator por medio de relevadores de sobrecorriente 100

8.7 Protección contra cortocircuitos de los arrollamientos de estator por medio de relevadores de sobrecorriente 100

8.8 Protección de sobrecalentamiento del estator 101

8.9 Protección de sobretensión 101

8.10 Protección contra la pérdida del sincronismo 102

8.11 Protección contra fallas a tierra en el campo 102

8.12 Protección contra el sobrecalentamiento del rotor debido a corrientes trifásicas desequilibradas del estator 103

8.13 Protección contra pérdidas de la excitación. 104

8.14 Protección contra la motorización 105

8.15 Protección de respaldo contra fallas externas 106

9.- Protección de transformadores potencia 107

9.1 La selección de la protección diferencial de porcentaje para protección contra cortocircuitos 107

9.2 Conexiones de los transformadores de corriente para relevadores diferenciales 107

9.3 Relaciones de los transformadores de corriente para relevadores diferenciales 112

9.4 Selección de la pendiente porcentaje I para relevadores diferenciales. 112

9.5 Protección de un transformador de tres arrollamientos con un relevador diferencial de porcentaje para dos arrollamientos 113

9.6 Efecto de la corriente magnetizante transitoria de conexión en relevadores diferenciales. 114

9.7 Protección de bancos de transformadores en paralelo 118

9.8 Protección contra cortocircuito con relevadores de sobrecorriente 120

9.9 Relevador de protección de puesta a tierra 121

9.10 Protección de respaldo contra falla externa 121

10.- Protección de barras colectoras 123

10.1 Protección por medio de relevadores de respaldo 123

10.2 La barra colectora para fallas 124

10.3 Protección por comparación direccional 125

10.4 Protección diferencial de corriente con relevadores de sobrecorriente 126

10.5 Protección diferencial de corriente con relevadores de porcentaje 127

10.6 Protección diferencial de tensión con "acopladores lineales" 127

10.7 Protección diferencial de corriente con relevadores de sobretensión 128

10.8 Protección combinada de transformador de potencia y barra colectora 130

Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia

1. Conceptos básicos y filosofía de la protección por relevadores

La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

La continuidad hace referencia al hecho de que el SEP debe garantizar que la energía producida en los centros de generación sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo. Esta característica adquiere especial importancia si se tiene en cuenta que la energía eléctrica, a diferencia de otros tipos de energía, no puede ser almacenada en forma significativa, por lo que una interrupción del suministro tiene repercusiones directas e inmediatas sobre los procesos que se desarrollan a partir del consumo de energía eléctrica.

El requisito de calidad se refiere a que la energía debe ser suministrada en unas determinadas condiciones, con el fin de garantizar que los diferentes equipos conectados a la red van a operar en las condiciones para las que han sido proyectados. Los márgenes de variación admitidos en cada magnitud (valores de onda, frecuencia, equilibrio, contenido en armónicos, etc.) son función de la sensibilidad de la instalación alimentada pero, a nivel general, se puede asegurar que el nivel de exigencia se esta incrementando en los últimos años para todo tipo de instalaciones.

Cuando se produce una falla las magnitudes asociadas al SEP alcanzan valores situados fuera de sus rangos normales de funcionamiento y determinadas áreas del sistema pueden pasar a operar en condiciones desequilibradas, con el riesgo que ello conlleva para los diferentes elementos que lo integran. En caso de no tomar ningún tipo de medida en contra, la falla se propagaría a través de la red y sus efectos se irían extendiendo. Como consecuencia de todo ello, importantes zonas de la red podrían llegar a quedar fuera de servicio y la calidad del suministro se resentiría, incluso en zonas alejadas del punto en que se ha producido la falla.

Tanto por razones técnicas come económicas, es imposible evitar que se produzcan fallas. El diseño de un sistema eléctrico debe contemplar el hecho de que van a producirse fallas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de los medios adecuados para su tratamiento. Por esta razón, los SEP incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden producirse.

La actuación del sistema de protección va encaminada, por tanto, a mantener tanto la calidad como la continuidad del servicio, intentando que ambas características se resientan mìnimamente durante un tiempo mínimo. Para ello es necesario que la red sea planificada de manera que permita ofrecer alternativas de operación que posibiliten la adecuada alimentación de todos los puntos de consumo aunque se produzcan fallas que afecten a elementos de la generación, transmisión o distribución.

Aunque una falla puede aparecer en cualquiera de los elementos que lo componen, los estudios realizados al efecto ponen de manifiesto que alrededor del 90% de las fallas se producen en las líneas aéreas, siendo las del tipo fase-tierra las más comunes. Este dato es fácilmente justificable por el hecho de que las líneas aéreas abarcan grandes extensiones de terreno, se encuentran a la intemperie y están sometidas a acciones exteriores que escapan de cualquier tipo de control, mientras que otro tipo de elementos como generadores, transformadores, etc., operan bajo condiciones más fácilmente controlables.

Independientemente del punto en que se produzca la falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que la falla se propague y disminuir el tiempo de permanencia bajo esfuerzos extremos de los equipos más directamente afectados. La desconexión del circuito en falla mediante interruptores automáticos origina un transitorio que, asimismo, puede implicar una serie de alteraciones como sobretensiones, descompensación entre generación y consumo con cambio de la frecuencia, etc. Cuando estas consecuencias den origen a condiciones inadmisibles para determinados elementos, el sistema de protección debe actuar en segunda instancia desconectando los circuitos que, aunque no estaban directamente afectados por la falla, se ven alcanzados por sus efectos.

Una vez que la falla y sus efectos han sido neutralizados, se debe proceder a realizar las acciones necesarias para restituir lo más rápidamente posible el sistema a sus condiciones iniciales de funcionamiento.

1.1 La función de la protección por relevadores.

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño e interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

El equipo de protección esta ayudado, en esta tarea, por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se los manda. Estos interruptores están localizados de tal manera que cada generador, transformador, barra colectora, línea de transmisión, etc. pueda desconectarse por completo del resto del sistema. Estos interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que puede fluir a través de ellos, e interrumpir entonces esta corriente; deben soportar también el cierre de un cortocircuito semejante e interrumpirlo de acuerdo con ciertas normas prescritas. Los fusibles se emplean donde los relevadores de protección y los interruptores no son justificables económicamente.

Aunque la función principal de la protección por relevadores es reducir los efectos de los cortocircuitos, surgen otras condiciones anormales de funcionamiento que también necesitan esta protección. Esto es más cierto cuando se trata de generadores y de motores.
Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio y el tipo de la falla. Dichos datos no solo ayudan en la reparación oportuna, sino que también por comparación con las observaciones humanas y con los registros automáticos, proporcionan medios para el análisis de la eficacia de la prevención de la fallas y las características de atenuación que incluye la protección por relevadores.

1.2 Características funcionales de un sistema de protección

Tanto un sistema de protección en su conjunto como cada una de las protecciones que lo componen, deben satisfacer las siguientes características funcionales:

Sensibilidad

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones limite que separan las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

Las "condiciones limite" son un concepto más amplio que el de "valores limite" ya que, en muchas ocasiones, el solo conocimiento del valor de una magnitud no basta para determinar si ha sido alcanzado como consecuencia de una situación anómala de funcionamiento o es el resultado de una incidencia normal dentro de la explotación del sistema.

Tal es el caso, por ejemplo, de la energización de un transformador de potencia. La conexión del primario del transformador a la red origina una fuerte intensidad de vacío, denominada en ingles *inrush current*, que si es analizada única y exclusivamente desde el punto de vista de su elevado valor puede llevar a interpretaciones erróneas. Un análisis más amplio, que incluya el estudio de la forma de onda a través de sus componentes armónicos, permite establecer si el súbito incremento de la corriente es debido a la energización del transformador o ha sido originado por una situación de falla.

Selectividad

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y, en consecuencia, dar orden de disparar los interruptores automáticos que controla, cuando así sea necesario para despejar la falla.

Tan importante es que una protección actúe cuando tiene que actuar como que no actúe cuando no tiene que actuar. Si la falla se ha producido dentro del área vigilada por la protección ésta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslen el circuito en falla. Si, por el contrario, la falla se ha producido fuera de su área de vigilancia, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla y, consecuentemente, implicaría un innecesario debilitamiento del sistema.

Existen diversas formas de dotar a las protecciones de la característica de selectividad. En algunos casos, la propia configuración de la protección hace que solamente sea sensible ante fallas ocurridas en su área de protección y, por tanto, la selectividad resulta ser una cualidad inherente al propio funcionamiento de la protección. En los casos en que las protecciones si son sensibles a fallas ocurridas fuera de su área de vigilancia la selectividad puede lograrse, por ejemplo, mediante un adecuado ajuste de condiciones y tiempos de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionadas.

Rapidez

Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápidamente posible. Cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. Todo ello redunda en una disminución de los costes y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de equipos dañados, y,

por tanto, en un menor tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas por la falla, lo que posibilita un mayor y mejor aprovechamiento de los recursos ofrecidos por el SEP.

La rapidez con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a la misma.
Sin embargo, un despeje óptimo de la falla no exige que todas las protecciones que la detectan actúen de forma inmediata. En función de esta característica las protecciones se clasifican en:

1. Protecciones instantáneas

   Son aquellas que actúan tan rápido como es posible debido a que la falla se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad, a nivel orientativo, el tiempo usual de despeje de una falla en AT mediante una protección instantánea puede situarse en el entorno de dos o tres ciclos. Si el tiempo de despeje es menor la protección se denomina de alta velocidad.

2. Protecciones de tiempo diferido o con retraso en tiempo

   Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación, es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de interruptores una vez que ha sido tomada la decisión de operar. Este retraso facilita, por ejemplo, la coordinación entre protecciones con el objetivo de que actúen solamente aquellas que permiten aislar la falla desconectando la mínima parte posible del SEP.

Fiabilidad

Una protección fiable es aquella que responde siempre correctamente. Esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca.

No debe confundirse la respuesta de la protección con su actuación u operación. La protección esta vigilando continuamente lo que pasa en el sistema y, por tanto, esta respondiendo en cada instante en función de las condiciones que en el se producen. En consecuencia, la respuesta de la protección puede ser tanto de actuación como de no actuación. Seguridad significa que no deben producirse actuaciones innecesarias ni omitirse actuaciones necesarias.

Por otra parte, cuando la protección debe actuar es necesario que todas las etapas que componen el proceso de despeje de la falla sean cumplidas con efectividad. El fallo en cualquiera de ellas implicaría que la orden de actuación dada por la protección no podría ser cumplida con la debida obediencia por el interruptor automático correspondiente.

En este sentido, es necesario resaltar la gran importancia que tiene para las protecciones la definición de un adecuado programa de mantenimiento preventivo. Hay que tener en cuenta que una protección solamente actúa en condiciones de falla y que estas condiciones son escasas y excepcionales en cualquier SEP moderno. Por tanto, aunque una protección a lo largo de su vida útil va a operar en escasas ocasiones, se debe tener la seguridad de que operara correctamente aunque haya transcurrido un largo periodo de tiempo desde la última vez que lo hizo.

Economía y simplicidad

La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante, pero mucho más lo es impedir que los

efectos de la falla alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden fuera de servicio. El sistema de protección es una pieza clave del SEP ya que permite:

- Impedir que la falla se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio.
- Reducir los costes de reparación del daño.
- Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones.

Por tanto, la valoración económica no debe restringirse solamente al elemento directamente protegido, sino que debe tener en cuenta las consecuencias que implicarían el fallo o funcionamiento anómalo del mencionado elemento.
Finalmente, es necesario señalar que una protección o sistema de protección debe evitar complejidades innecesarias, ya que éstas serían fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que deben caracterizar su funcionamiento.

1.3 Estructura de un sistema de protección

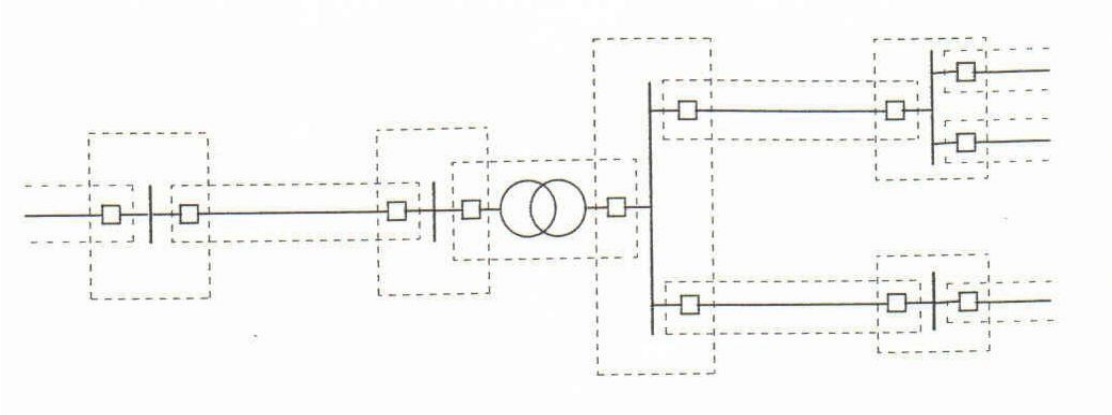
La gran importancia de la función realizada por el sistema de protección hace aconsejable dotarlo de una estructura que impida que el fallo de uno cualquiera de sus equipos deje desprotegido al SEP y desencadene una serie de consecuencias indeseables.

Un análisis técnico aconsejaría cubrir mediante equipos de respaldo el posible fallo de los equipos de protección principales. Sin embargo, consideraciones de tipo económico hacen inviable la utilización de equipos de respaldo en los casos que la experiencia muestra que la probabilidad de producirse una falla es mínima. Por el contrario, en casos como el de la protección de líneas aéreas que soportan estadísticamente alrededor del 90 % de las fallas que ocurren en un SEP, el establecimiento de sistemas de respaldo resulta imprescindible.
Por esta razón, el sistema de protección de la red se estructura en base a:

1. Protecciones primarias.
2. Protecciones de respaldo

Protecciones primarias

Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.



Con el fin de optimizar sus prestaciones, el SEP se divide en zonas de protección primaria definidas en torno a cada elemento importante, tal y como se indica en la figura. Cada zona se traslapa con sus adyacentes con el fin de evitar que se produzcan zonas muertas no cubiertas por protecciones primarias. El traslape entre dos zonas se establece alrededor del interruptor común a ambas que sirve de separación entre los dos elementos contiguos correspondientes.

Cuando se produce una falla en el interior de una zona las protecciones primarias correspondientes deben disparar los interruptores pertenecientes a la misma, pero solamente éstos y ninguno más debe ser disparado para despejar la falla. Únicamente en el caso, poco probable pero posible, de que la falla se produzca en la zona traslapada, la actuación de las protecciones primarias pueden llevar a desconectar un área más amplia que la estrictamente necesaria para aislar la falla.

Protecciones de respaldo

Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre si las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma tal que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea capaz también de provocar el fallo de la protección de respaldo. Usualmente esto se consigue empleando distintos elementos y circuitos de alimentación, control, etc., en uno y otro tipo de protección.

Las protecciones de respaldo deben operar con retardo en tiempo respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar. Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones de respaldo deben ser reinicializadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores.

Se denomina protección de respaldo local a aquella que se ubica en la misma subestación que la protección primaria correspondiente. La duplicidad de elementos, como por ejemplo los transformadores de medida para protección que las alimentan, se hace imprescindible en algunos casos si se quiere conseguir independizar las causas de fallo en uno y otro tipo de protección.

Cuando la protección de respaldo esta instalada en una subestación contigua a la que contiene la protección principal recibe el nombre de protección de respaldo remoto. Las protecciones de respaldo remoto presentan la ventaja de separar, como consecuencia de su propia filosofía de instalación, las causas de fallo respecto a las protecciones primarias correspondientes. Sin embargo, presentan el inconveniente de que su actuación conduce siempre a la desconexión de un área de la red mayor que la estrictamente necesaria para aislar la falla.

Finalmente, es necesario señalar que una misma protección puede desempeñar funciones de protección primaria para un determinado elemento y, al mismo tiempo, funciones de protección de respaldo para otro elemento. Asimismo, cuando las protecciones primarias se encuentran fuera de servicio debido a tareas de reparación o mantenimiento, las protecciones de respaldo correspondientes se convierten en protección primaria frente a las fallas que puedan producirse.

1.4 Elementos de un equipo de protección

Un equipo de protección no es solamente la protección o relé, propiamente dicho, sino que incluye a todos aquellos componentes que permiten detectar, analizar y despejar la falla. Los principales elementos que componen un equipo de protección son:

- Batería de alimentación.
- Transformadores de medida para protección.
- Relé de protección.
- Interruptor automático.

Batería de alimentación

La batería de alimentación es el elemento que garantiza la continuidad del suministro de la energía necesaria para el funcionamiento del equipo de protección. La alimentación del equipo de protección no puede realizarse directamente desde la línea. Si así se hiciese, una falla que dejase sin alimentación una subestación, o provocase una defectuosa alimentación de la misma, dejaría también fuera de servicio a todos los equipos de protección ubicados en ella. Ello implicaría graves consecuencias debido a que es precisamente en condiciones de falla cuando un equipo de protección debe actuar.

Por tanto, un equipo de protección debe contar con una fuente de alimentación propia que le permita operar en isla, sin depender de fuentes externas, durante un tiempo suficiente. Generalmente, la batería de corriente continua esta permanente conectada a través de un cargador a la línea de corriente alterna de los servicios auxiliares de la subestación y, en caso de fallo en la línea de c.a., tiene una autonomía del orden de 10 o 12 horas.

Transformadores de medida para protección

Los dates de entrada a la protección, o relé, deben reflejar el estado en que se encuentra el SEP. Aunque existen excepciones, los datos que se utilizan habitualmente son los correspondientes a las magnitudes de tensión e intensidad. Lógicamente, debido a su elevado valor, las tensiones e intensidades existentes en la red no pueden ser utilizadas directamente como señales de entrada al relé, por lo que deben emplearse elementos que las reduzcan a un nivel adecuado. Estos elementos son los transformadores de medida para protección.

Los transformadores de medida reproducen a escala reducida en su secundario la magnitud de elevado valor que alimenta su primario. Para que la información llegue correctamente a la protección es necesario que, además, las conexiones secundarias se realicen respetando los sentidos marcados por los terminales correspondientes de primario y secundario, máxime si se tiene en cuenta que algunos tipos de protecciones son sensibles a la polaridad de la señal que les llega.

El dato proporcionado por los transformadores de medida esta afectado por un determinado error. La clase de precisión es un dato característico de cada transformador de medida que hace referencia al máximo error que puede incorporar la información proporcionada por el transformador cuando funciona dentro de las condiciones para las que se diseña. Cuanto menor sea el valor de la clase de precisión, menor será el error máximo y mayor será la exactitud de los datos obtenidos mediante el transformador.

Los transformadores de medida convencionales proporcionan información fiable cuando trabajan en el rango de valores correspondientes a la operación normal del sistema. Sin embargo, es en condiciones de falla cuando es más necesario que las protecciones reciban datos fiables. Por esta razón, los datos de la

red deben ser suministrados a las protecciones mediante transformadores de medida para protección, que son proyectados y construidos para garantizar precisión en las condiciones extremas que se producen cuando ocurre una falla.

En función de la magnitud que transforman, los transformadores de medida para protección pueden ser:

- Transformadores de tensión.
- Transformadores de intensidad.

Los transformadores de tensión tienen el mismo principio de funcionamiento que los transformadores de potencia. Habitualmente, su tensión nominal secundaria es de 110 V en los países europeos y de 120 V en América. Pueden ser del tipo fase-fase, utilizados solamente para tensiones inferiores a 72.5 kV, o del tipo fase-tierra. En los sistemas de transmisión es muy común la utilización de transformadores de tensión capacitivos que, básicamente, consisten en un divisor capacitivo que sirve para reducir la tensión aplicada al primario de un transformador de tensión inductivo convencional. En función de la tensión que se quiera medir, los transformadores de tensión pueden ser conectados según diversos esquemas de conexión.

Los transformadores de intensidad se conectan en serie con el conductor por el que circula la corriente que quiere ser medida. Su intensidad nominal secundaria es usualmente de 5 A, aunque también suele ser utilizada la de 1 A. El mayor peligro para su precisión es que las grandes corrientes que se producen como consecuencia de una falla provoquen su entrada en saturación.

Es muy habitual que los transformadores de intensidad dispongan de varios secundarios con diferentes características, ya que cada secundario tiene su propio núcleo y es independiente de los otros. Un transformador de intensidad que disponga, por ejemplo, de dos secundarios es normal que tenga uno destinado a medida y otro a protección. En función de la intensidad que se quiera medir, los transformadores de intensidad se conectan según diversos esquemas de conexión.

Relé de protección

El relé de protección, que usualmente es denominado simplemente relé o protección, es el elemento más importante del equipo de protección. En sentido figurado puede decirse que desempeña la misión de cerebro, ya que es el que recibe la información, la procesa, toma las decisiones y ordena la actuación en uno u otro sentido.

Para realizar todo ello, con independencia de la tecnología empleada para su construcción, una protección desarrolla internamente tres etapas fundamentales:

1. Acondicionamiento de señales.
2. Aplicación de funciones de protección.
3. Lógica de disparo.

Las protecciones necesitan datos que, generalmente, no pueden ser proporcionados directamente por los transformadores de medida que las alimentan. Por esta razón, la primera etapa consiste en acondicionar las señales de entrada al formato que el relé necesita para su funcionamiento. Normalmente los datos de entrada son los valores instantáneos de las magnitudes de fase (tensión

y/o intensidad). A partir de ellos se determinan, en función de las necesidades especificas de cada relé, valores eficaces, valores máximos, componentes de secuencia, armónicos fundamentales o de orden superior, etc.

Una vez que la protección dispone de los datos que necesita procede a aplicar los criterios de decisión que le hayan sido implementados. Los criterios de decisión se construyen mediante funciones básicas de protección que serán explicadas más adelante. El elemento en el que se realiza cada función básica se denomina unidad de medida. El adecuado funcionamiento de una protección, debido a la complejidad y variedad de factores que es necesario tener en cuenta, exige generalmente la incorporación de varias funciones básicas. Por tanto, una protección esta compuesta normalmente por varias unidades de medida.

Los resultados proporcionados por las distintas funciones que integran la protección se analizan conjuntamente mediante la lógica de disparo, que es la responsable de tomar la decisión de como debe actuar la protección. Esta actuación se lleva a cabo mediante los circuitos auxiliares de control de los interruptores asociados al funcionamiento de la protección. La orden se transmite a través de los contactos que energizan los circuitos de disparo de los interruptores que hayan sido definidos por la lógica de disparo como aquellos que es necesario abrir para aislar la falla.

Asimismo, la protección gobierna otra serie de circuitos auxiliares de control que sirven, por ejemplo, para activar alarmas, enviar información al despacho central de maniobras, etcétera.

Interruptor automático

El interruptor automático es el elemento que permite abrir o cerrar un circuito en tensión, interrumpiendo o estableciendo una circulación de intensidad. Opera bajo el control de la protección y su apertura, coordinada con la de otros interruptores, permite aislar el punto en que se ha producido la falla. Básicamente consta de:

- Circuito de control, que es gobernado por la protección correspondiente.
- Contactos principales, que al separarse o juntarse implican, respectivamente, la apertura o cierre del interruptor.
- Contactos auxiliares, que reflejan el estado en que se encuentra el interruptor. Mediante ellos se realimenta a la protección y a otros equipos con la información de si el interruptor esta abierto o cerrado y, por tanto, permiten conocer si el interruptor ha operado correctamente siguiendo la orden dada por la protección.
- Cámara de extinción, en la que se crea un ambiente de alta rigidez dieléctrica que favorece la extinción del arco que se produce como consecuencia de la separación de los contactos del interruptor que se encuentran inmersos en ella. Como medios dieléctricos más empleados actualmente cabe citar el aceite y el hexafluoruro de azufre.

Desde el punto de vista de la protección, con independencia de la tecnología empleada para su construcción, las dos características principales que debe satisfacer el interruptor son:

- Rapidez de separación de los contactos principales, con el fin de minimizar el tiempo necesario para llevar a cabo la maniobra de apertura. Cuando la protección da orden de realizar la apertura para aislar la falla se activa el circuito de disparo y, como consecuencia de ello, los contactos empiezan a separarse. Sin embargo, la separación inicial de los contactos no implica la inmediata apertura del circuito ya que en los primeros instantes se establece un arco que mantiene la circulación de corriente entre los dos contactos. La interrupción se produce

en el primer paso de la intensidad por cero, pero, si en ese instante la separación de los contactos no es suficiente, la tensión entre ellos hace que se establezca de nuevo el arco. La interrupción definitiva, y consecuentemente la apertura del circuito, se produce en posteriores pases de la corriente por cero, ya que entonces los contactos han tenido tiempo de separarse lo suficiente como para impedir el recebado del arco. Cuanto mayor sea la velocidad con que se separan los contactos menor será el tiempo necesario para alcanzar la distancia que garantice la apertura del circuito. A nivel orientativo se puede señalar como normal que la interrupción definitiva se produzca en el segundo o tercer paso de la corriente por cero.

- La capacidad de interrupción suficiente para garantizar la interrupción de la máxima corriente de cortocircuito que puede producirse en el punto en que está instalado el interruptor. La capacidad de interrupción está íntimamente ligado a la capacidad que debe tener el medio dieléctrico para desempeñar también la función de medio refrigerante, ya que debe ser capaz de canalizar hacia el exterior la energía liberada en el proceso de extinción del arco. En líneas de AT es habitual que para aumentar el poder de corte se utilicen varias cámaras de extinción en serie, cuyos contactos deben operar de manera sincronizada. Este hecho no introduce ninguna modificación desde el punto de vista de la protección, ya que esta da en todos los casos una orden única de actuación y es el interruptor quien debe incorporar los mecanismos necesarios para asegurar la sincronización.

En líneas aéreas es muy habitual que las causas que provocan una falla tengan carácter transitorio, es decir, que desaparezcan tras haberla originado y haberse despejado la falla. Por esta razón en la protección de líneas aéreas se emplea la maniobra de reenganche. Transcurrido un tiempo prudencial tras haberse producido una falla y haberse realizado un disparo monofásico o trifásico para despejarla, la maniobra de reenganche consiste en volver a cerrar el circuito mediante el cierre monofásico o trifásico correspondiente. El tiempo de espera desde que se abre el interruptor hasta que se vuelve a intentar su cierre es necesario para desionizar el medio contenido en la cámara de extinción. Si las causas eran de carácter transitorio el reenganche se producirá con éxito y el sistema continuará funcionando satisfactoriamente habiendo tenido un tiempo mínimo de indisponibilidad. Si, por el contrario, las causas que originaron la falla aun persisten la protección volverá a ordenar el disparo de los interruptores.

En ocasiones, sobre todo en redes de distribución, se programan varios intentos de reenganche, separados entre si por intervalos de tiempo crecientes, con el fin de asegurarse de que las causas que motivaron la falla no han desaparecido por si solas al cabo de cierto tiempo. Para tener una idea del orden de magnitud de los tiempos programados habitualmente cabe citar que, en líneas de distribución, el primer intento de reenganche se realiza tras un tiempo aproximado de 0.2 segundos y que los dos o tres intentos de reenganche sucesivos, en caso de ser necesarios, se realizan entre los 10 y 150 segundos siguientes.

Por tanto, la protección controla tanto el circuito de disparo como el circuito de cierre del interruptor automático. Cuando la importancia de las instalaciones o equipos protegidos así lo justifica, los circuitos de control se instalan por duplicado para asegurar, por ejemplo, que aunque se produzca una avería que inutilice el circuito de disparo principal la apertura del interruptor quede garantizada por la actuación del circuito de disparo de reserva.

1.5 Funciones internas de los relés de protección

Aunque las funciones desarrolladas por las protecciones son muy variadas y complejas, puede realizarse una abstracción de las mismas que permite clasificarlas en los cuatro tipos básicos siguientes:

1. Función de nivel de una sola magnitud.
2. Función cociente de dos magnitudes.
3. Función de comparación de fase.
4. Función de comparación de magnitud.

Además existen otras funciones que, sin pertenecer a ninguno de los cuatro tipos anteriores ni corresponder a funciones especificas de protección, son necesarias para que el sistema de protección opere adecuadamente en su conjunto. A este grupo, que podríamos denominar de funciones complementarias, pertenecen entre otras la función de reenganche, ya explicada anteriormente, o todas aquellas funciones que permiten comunicar o conectar entre si los diferentes elementos que componen el sistema de protección.

La particularización y combinación de estas funciones básicas da origen a las diferentes funciones que caracterizan la operación de los distintos tipos de protecciones existentes.

1.6 Tipos de perturbaciones en instalaciones de alta tensión

De todas las perturbaciones o fuentes de fallas en el servicio normal de diferentes elementos que componen un sistema eléctrico de alta tensión, a continuación se mencionan las más frecuentes:

- Defecto en aislamientos
- Descargas atmosféricas
- Acción de animales
- Caída de árboles u otros objetos sobre líneas
- Destrucción mecánica de máquinas rotativas
- Exceso de carga conectada a una línea
- Factores humanos
- Puestas a tierra intempestivas

Estas perturbaciones y muchas otras se pueden agrupar desde el punto de vista del sistema eléctrico en cinco grupos de fallas:

Cortocircuito

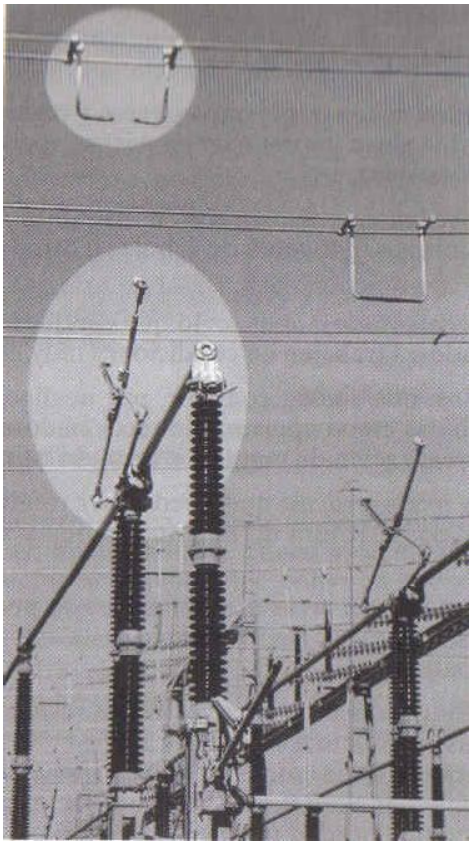
Se produce cortocircuito cuando existe conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase. Se caracteriza por un aumento instantáneo de la intensidad de corriente cuyo valor esta limitado únicamente por la impedancia de cortocircuito y de las máquinas asociadas al mismo.

Sobrecarga

Es una elevación de la intensidad de la corriente por encima de los valores máximas permisibles para la instalación.

Retorno de corriente

En determinadas circunstancias puede darse la inversión en el sentido normal de la corriente.



Seccionador averiado como consecuencia de una maniobra en carga. Una maniobra en carga siempre conlleva la aparición de un arco eléctrico, con desastrosas consecuencias, como se puede apreciar en la fotografía. Las zonas encerradas en óvalos muestran el contacto de línea partido por la mitad (óvalo superior y el contacto del pantógrafo con perdida de material en una de las cuchillas de la tijera (óvalo inferior).

En instalaciones de corriente alterna se da este caso cuando un generador trabaja en paralelo con una red cuya tensión es superior a la fuerza electromotriz del mismo, comenzando entonces a funcionar éste como un motor sincrónico.

Subtensiòn

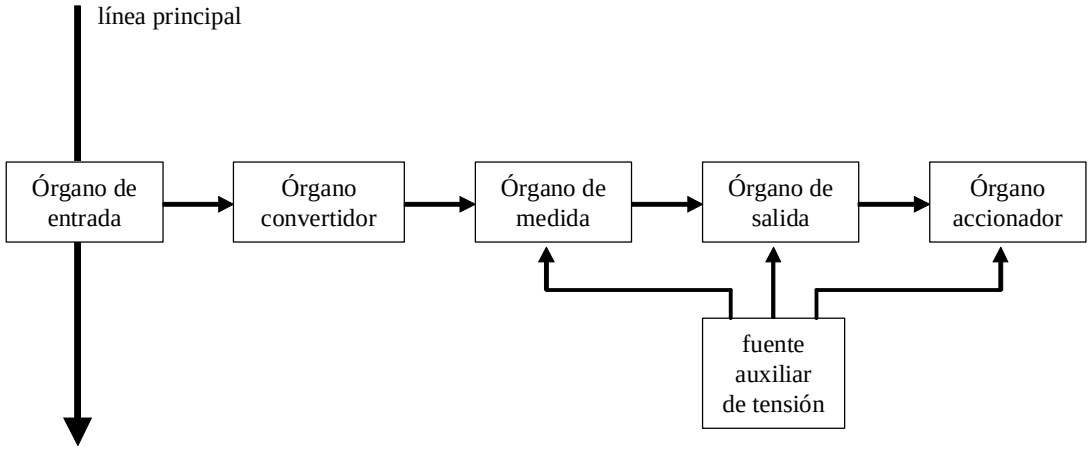
Este fenómeno de suele presentar en las centrales generadores cuando la tensión en la misma es inferior a la nominal. Si existe carga conectada a la red, esta no puede disminuir su potencia, por lo que compensa su déficit de tensión con un mayor consumo de corriente, es decir, se presenta una sobre intensidad o sobrecarga.

Sobretensión

Es el caso contrario de la subtensión, es decir, se trata de una elevación del valor de la tensión por encima de los valores normales de explotación. Sus consecuencias son perforaciones de aislamiento cebado de arcos.

1.7 Esquema básico de un relé de protección

Para hacer frente a estas perturbaciones, se hace necesaria la presencia de unos dispositivos de protección que sean capaces de discriminar uno de otro tipo de perturbación, hacer actuar los aparatos de corte más próximos al defecto y mantener el servicio del resto de la instalación que no se haya visto afectada. Estos dispositivos de protección son los relés de protección, cuya estructura básica responde a la representada en el esquema.



Representación gráfica de la estructura básica de un dispositivo o relé de protección

En esta representación gráfica se pueden distinguir las siguientes partes:

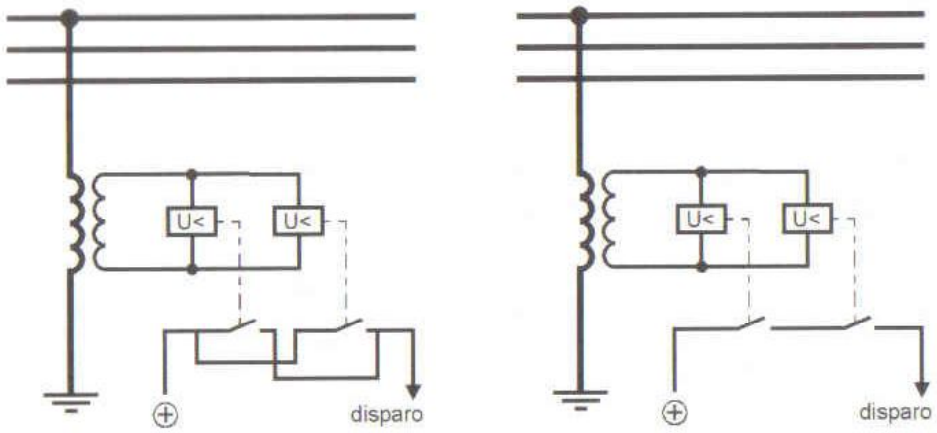
- Órgano de entrada: Por lo general se trata de transformadores de intensidad y de tensión, los cuales realizan el doble cometido de adaptar las señales procedentes de una perturbación en la instalación a valores aptos (de débil potencia) para los relés de protección y a la vez sirven de separación galvánica de las partes de alta y baja tensión.
- Órgano de conversión: Se encarga de convertir las señales recogidas en el órgano de entrada para que puedan ser medidas por el órgano de medida. Algunas veces las señales del órgano de entrada se recogen directamente por el órgano de medida, por lo que se puede prescindir del órgano de conversión.
- Órgano de medida: En él se miden las señales procedentes de los órganos anteriores, y comparándolas con unos valores consigna, decide cuando debe actuar la protección. Es el órgano más importante del relé.
- Órgano de salida: Su misión es amplificar las señales de débil potencia procedentes del órgano de medida para poder hacer funcionar los elementos actuadotes de la protección (órganos accionados). Los órganos de salida suelen ser contactores de mando, y actualmente elementos lógicos con sus correspondientes etapas de amplificación. Este concepto de órgano de salida también engloba a los elementos necesarios para aumentar el número de líneas de salida.
- Órgano accionado: Consiste en la bobina de mando del disyuntor. Cuando esta bobina es accionada produce le desconexión del disyuntor correspondiente.
- Fuente auxiliar de tensión: Se encarga de alimentar al relé de protección. Esta fuente puede ser una batería de acumuladores, unos transformadores de tensión e intensidad o la propia red a través de sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS por sus siglas en inglés).

El presente capitulo sobre relés de protección va a tratar principalmente sobre elementos que los constituyen, es decir, el órgano de conversión, el órgano de medida y el órgano de salida.

1.8 Exigencias básicas de los relés de protección

Una protección ideal sería aquella que reaccionase exclusivamente para la falta o perturbación para la que ha sido diseñada, que actuase en el menor tiempo posible y que su coste fuera mínimo. No obstante, barajar todas estas exigencias obliga a la protección a tener características a veces opuestas entre sí. A continuación se enumeran los requisitos más destacables:

- Seguridad: Es la probabilidad de no actuación de una protección cuando no debe hacerlo.
- Obediencia: Es la probabilidad de actuación de la protección cuando debe hacerlo.
- Fiabilidad: Es la probabilidad de que una protección actúe única y exclusivamente cuando debe hacerlo. Queda representada por el producto de la seguridad y de la obediencia. Si se disponen dos relés en paralelo se aumenta la obediencia, pero disminuye la seguridad.Por el contrario si se disponen de dos relés en serie, se aumenta la seguridad pero disminuye la obediencia.



Descripción gráfica de los conceptos de seguridad y obediencia. En el esquema de la izquierda la avería de uno de los relés no imposibilita el disparo, es decir, se garantiza la obediencia, pero puede suponer un disparo intempestivo (falta de seguridad) . En el gráfico de la derecha, una avería de un relé no supone un disparo intempestivo (se garantiza la seguridad) pero puede suponer la imposibilidad de disparo (falta de obediencia).

- Precisión: es la respuesta a valores de entrada.

- Rapidez: es el tiempo invertido desde la aparición del defecto o falta asta la actuación de los contactos del relé. Esta característica es de importancia en las protecciones que no se hallan temporizadas. El aumento de la rapidez supone una disminución de la fiabilidad.
- Flexibilidad: es la capacidad para adaptarse a cambios funcionales.
- Simplicidad: representa la reducción de funciones e intersecciones en el diseño de la protección.
- Mantenimiento: es la disminución máxima posible de piezas sujetas a desgaste, consiguiendo así un mantenimiento mínimo.

- Facilidades de prueba o test: es la posibilidad de realizar verificaciones con el equipo de protección sin necesidad de que se desconecten partes del circuito donde se halle instalado dicho equipo.

- Autodiagnóstico: es la inclusión de funciones de auto verificación en la protección. Esto es hace especialmente factible en las protecciones digitales.

- Modularidad: lo que permite el montaje de las protecciones mediante módulos enchufables posibilitando así de una forma mas sencilla la localización de averías y las futuras ampliaciones de los equipos de protección.

- Precio: económico.

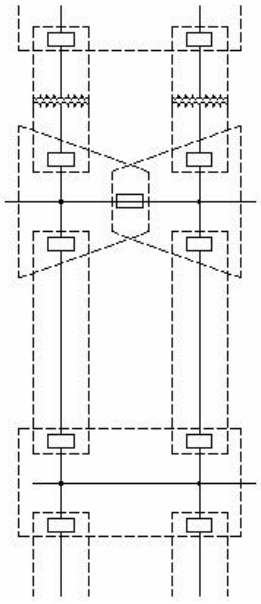
1.9 Principios fundamentales de la filosofía de la protección por relevadores

Consideremos solo por el momento el equipo de protección contra cortocircuitos. Hay dos grupos de dichos equipos: uno que llamaremos de *protección primaria,* y otro de *protección de respaldo*. La *protección primaria* es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la *protección de respaldo* solo se dan cuando falla la protección primaria

Protección primaria

La figura muestra la protección primaria. La primera observación es que los interruptores están localizados en las conexiones de cada elemento del sistema de potencia. Esta provisión hace posible desconectar solo el elemento defectuoso. A veces puede omitirse un interruptor entre dos elementos adyacentes, en cuyo caso ambos elementos deben desconectarse al haber una falla en cualquiera de los dos.

La segunda observación es que sin saber en este momento como se realiza, se establece una *zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema. EI significado de esto es que cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada originara el disparo (esto es, la abertura) de todos los interruptores dentro de esa zona, y de solo esos interruptores*) Es evidente que en caso de fallas en la región donde se superponen dos zonas adyacentes de protección, se dispararan mas interruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento defectuoso. Pero si no hubiera superposición, una falla en una región entre zonas no estaría situada en ninguna de las dos zonas y, por lo tanto, no se dispararían los interruptor La superposición es el menor de los dos males. La extensión de esta es pequeña relativamente, y la probabilidad de falla en dicha región es baja; por lo mismo, el disparo de dos o más interruptores será casi nulo. Finalmente, se observara que las zonas adyacentes de protección de la figura se superponen alrededor de un interruptor. Esta es



la practica preferida, porque en caso de fallas en todas las partes, excepto en la región de superposición, es necesario que se disparen el numero mínima de interruptores.

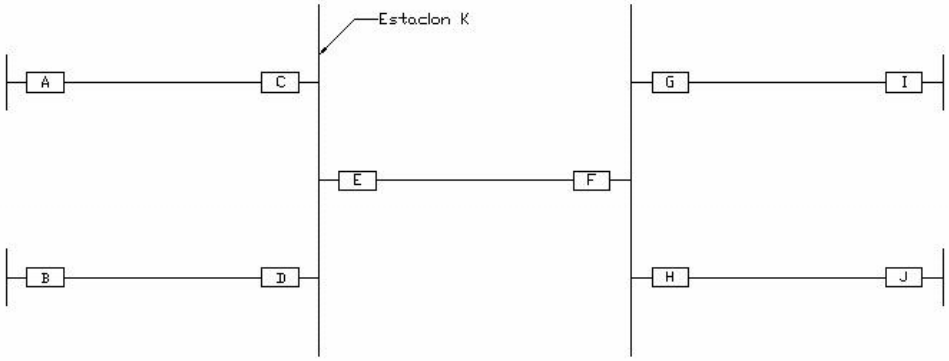
Protección de respaldo

La protección de respaldo se emplea solo para protección de cortocircuitos. Debido a que estos son el tipo preponderante de falla del sistema de potencia, hay más posibilidades de que falle la protección primaria en caso de cortocircuitos. La experiencia ha mostrado que la protección de respaldo no es justificable econ6micamente para casas distintas de los cortocircuitos.

Es necesaria una clara comprensión de las causas posibles de fallas de la protección primaria, para una mejor apreciación de las prácticas comprendidas en la protección de respaldo. Cuando decimos que la protección primaria puede faltar, entendemos cualquiera de las diversas cosas que pueden suceder para impedir a la protección primaria que origine la desconexi6n de una falla del sistema de potencia. La protección primaria puede fallar debido a una falla en cualquiera de los siguientes puntos

A. Corriente o tensión de alimentación a los relevadores.
B. Disparo de la tensión de alimentación de cd.
C. Relevadores de protección.
D. Circuito de disparo o mecanismo del interruptor.
E. Interruptor

Es muy deseable que la protección de respaldo este dispuesta de tal manera que cualquier cosa que pueda originar la falla de la protección primaria no origine también la falla de la protección de respaldo. Es evidente que este requisito se satisface completamente si los relevadores de respaldo están localizados de tal manera que no empleen o controlen cualquier cosa en común con los relevadores primarios que vayan a ser respaldados. En la medida de lo posible, la práctica es localizar los relevadores de respaldo en una estación diferente. Considérese, por ejemplo, la protección de respaldo para la sección EF de la línea de transmisión de la siguiente figura,



de respaldo de esta sección de línea están normalmente dispuestos para disparar los interruptores A, B, I Y J. Si el interruptor E fallara al disparar, para una falla en la sección de línea EF, se dispararían los interruptores A y B; los interruptores A y B y su equipo asociado de protección de respaldo, que están físicamente aparte del equipo que ha fallado, no son los id6neos para ser afectados al mismo tiempo, como podría suceder si se escogieran los interruptores C y D en su lugar.

Los relevadores de respaldo en las localidades A, B y F proporcionan protección si ocurren fallas en las barras colectoras en la estación K. Los relevadores de respaldo en A y F proporcionan también protección para fallas en la línea DB. En otras palabras, la zona de la protección de respaldo se extiende en una dirección desde la localidad de cualquier relevador de respaldo y al menos superpone cada elemento de sistema adyacente. Donde las secciones. Adyacentes de líneas son de diferente longitud, los relevadores de respaldo deben sobrealcanzar algunas secciones de línea mas que otras para proporcionar protección a la línea mas larga

Un conjunto dado de relevadores de respaldo proporcionara protección incidental de clases para fallas en el circuito cuyo interruptor controla los relevadores de respaldo. Par ejemplo, los relevadores de respaldo que disparan el interruptor A de la Fig. 3 pueden actuar I también como respaldo para fallas en la sección de línea AC. Sin embargo, esta duplicación de protección es solo un beneficio accidental y no va a estar ligada a la de un arreglo convencional de respaldo cuando es posible dicho arreglo; para diferenciar a ambos, este tipo podría llamarse relevadores primarios duplicados.

Una segunda función de la protección de respaldo es a menudo proporcionar protección primaria cuando el equipo que deberla ocuparse de esto se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o reparación. Es evidente, quizás, que cuando funciona la protección de respaldo, se desconecta una parte mayor del sistema que cuando funciona correctamente la protección primaria. Esto es inevitable si la protección de respaldo va a hacerse independientemente de a que los factores que pueden originar que falle protección primaria.

Sin embargo, esto enfatiza la importancia del segundo requisito de la protección de respaldo, que esta debe funcionar con suficiente acción retardada como para que se de la protección primaria tiempo suficiente para funcionar si es capaz de hacerlo En otras palabras, cuando ocurre un cortocircuito, ambas protecciones, primaria y de respaldo. inician normalmente su funcionamiento; pero se espera que la protección primaria dispare los interruptores necesarios para retirar el elemento en cortocircuito del sistema, y la protección de respaldo se repondrá sin haber tenido tiempo de completar u función, Cuando un conjunto de relevadores proporciona protección de respaldo a diversos elementos adyacentes del sistema, la protección primaria mas lenta de cualquiera de aquellos elementos adyacentes determinara la acción retardada necesaria para los relevadores de respaldo dados. En muchas ocasiones, es imposible atenerse al principio de la segregación completa de los relevadores de respaldo. Entonces se ata. de alimentar los relevadores de respaldo de otras fuentes distintas de las que alimentan los relevadores primarios del elemento de sistema en cuestión, y también se intenta disparar los interruptores; sin embargo, puede emplearse la misma batena de disparo en común, para ahorrar dinero y porque se le considera un riesgo menor. Este tema se tratara con mas detalle en el Cap. 14.En casas extremos puede ser imposible aun proporcionar cualquier protección de respaldo; en tales casas, se da mayor énfasis a la necesidad de un mejor mantenimiento. De hecho, aun con protección de respaldo completa, hay mas que ganar par el mantenimiento apropiado. Cuando falla la protección primaria, aunque funcione adecuadamente la protección de respaldo, el servicio sufrirá mas o menos perdidas. Par lo tanto, la protección de respaldo no es un sustituto apropiado para un buen mantenimiento.

Protección contra otras condiciones anormales.

La protección por relevadores para causas distintas de los cortocircuitos se incluye en la categoría de protección primaria. Sin embargo, ya que las condiciones anormales que requieren protección son diferentes en cada elemento del sistema, se utiliza la disposición no universal de superposición de protección como en la protección de cortocircuito. En lugar de eso, cada elemento del sistema esta provisto, independientemente, de la protección requerida sea cual fuere y esta se encuentra preparada para disparar los interruptores necesarios, que pueden ser diferentes en algunos casos de los disparados par la protección de cortocircuito. Como se mencion6 antes, la protección de respaldo no se emplea porque la experiencia no ha mostrado que sea econ6micamente justificable. Con frecuencia, sin embargo, la protección de respaldo para cortocircuitos funcionará cuando ocurran otras condiciones anormales que produzcan corrientes o tensiones anormales, y se proporciona con eso la protección de respaldo.

1.10 Filosofía de las protecciones

Para los términos del presente curso se deben aclarar las siguientes reglas generales en cuanto a la lógica de disparo de las protecciones. Mismas que se aclararan en la solucion de un ejercicio ilustrativo.

1.- Al ocurrir una falla en una zona de protección deben operar todos los interruptores de dicha zona.
2.- Al ocurrir una falla en una zona de superposición deben operar todos los interruptores de ambas zonas.
3.- La protección de respaldo debe encontrarse en una estación diferente o distante.
4.- El respaldo aplica únicamente para fallas de cortocircuito.
5.- En todo caso se considerara un solo respaldo, es decir el respaldo siempre operará oportunamente para respaldar a la protección primaria que falló.

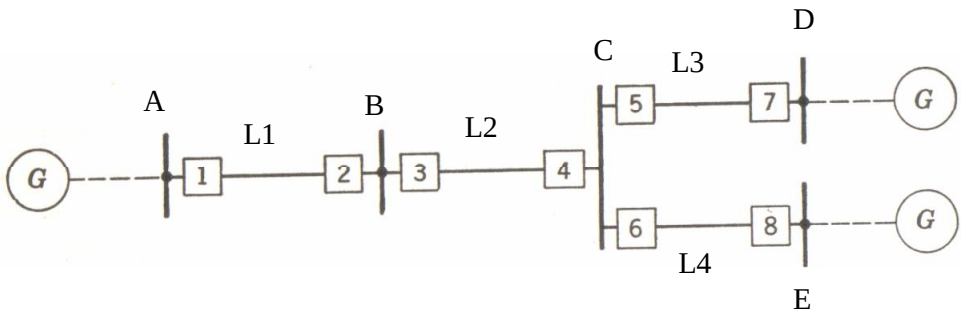
Ejercicio ilustrativo:

Este ejercicio se basa en la parte de un sistema ilustrado en la siguiente figura, en donde todos los extremos presentan fuentes de generación, y cuenta con esquemas convencionales de protecciones primarias y de respaldo (es decir que aplican los esquemas considerados en este curso). Para cada caso ilustrado, un solo corto circuito ha ocurrido, por lo que han disparado los interruptores descritos. Asumir que el disparo de estos interruptores fue correcto bajo las circunstancias de cada caso descrito. Realizar lo siguiente:

1.- Dibujar con linea punteada las zonas de protección de cada elemento.

2.- Achurar las zonas de superposición

3.- Completar la tabla con la ubicación de la falla, mencionar si acaso fallo un interruptor o ninguno. En caso de que hubiera fallado un interruptor (solo uno puede fallar como máximo) mencionar el respectivo respaldo. Asumir solo una falla por cada caso.



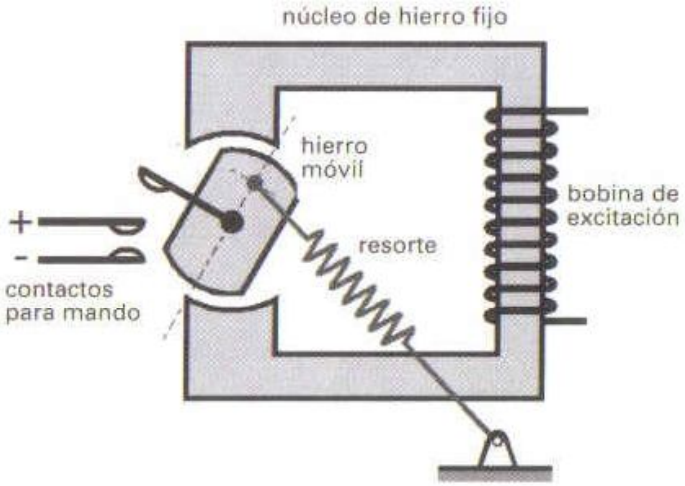
CASO	INT. DISPARADO	LUGAR DE LA FALLA	INT. FALLADO	RESPALDO
a	4, 5, 8			
b	3, 7, 8			
c	3, 4, 5, 6			
d	1, 4, 5, 6			
e	4, 5, 7, 8			
f	4, 5, 6			

2. Principios constructivos de los relevadores de protección

Partiendo de la estructura básica de un relé en el esquema se puede tener, sin embargo, relés de distintos principios de constitución física o de construcción. Teniendo en cuenta estas características constructivas, los relés de protección pueden ser:

2.1 Relés electromagnéticos

Se basan en el principio de la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. De las cuales una seria fija y otra seria móvil, y la fuerza que se ejerza entre ellos será de tal manera que moverá la pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del campo magnético.

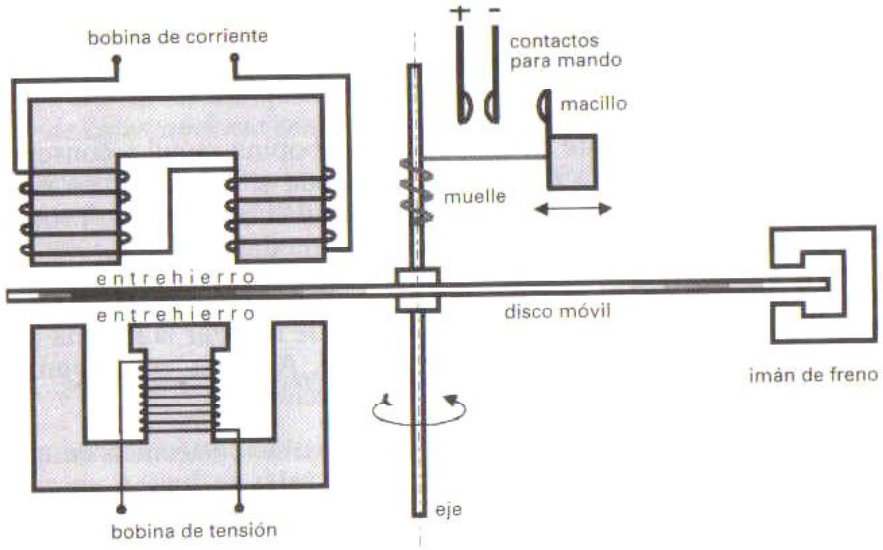


Esquema constructivo de un relé de protección electromagnético de armadura o hierro móvil

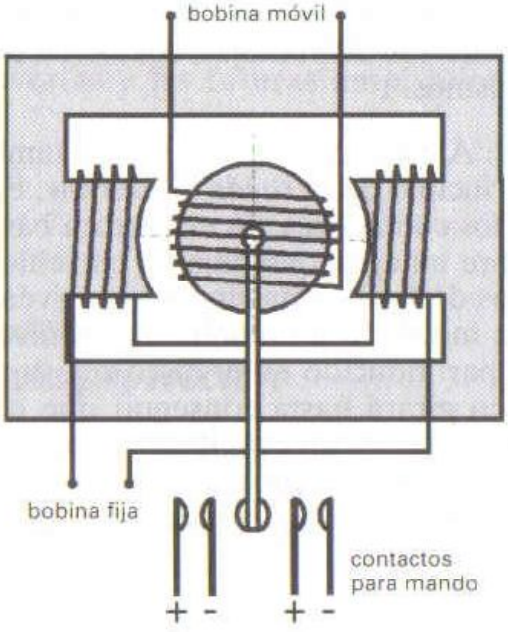
Las principales ventajas de este tipo de relés son robustez, simplicidad y economía. Estas ventajas hacen de los relés electromagnéticos unos candidatos ideales para ser utilizados como relés de tensión de intensidad. Por contrario, este tipo de relé tiene sus desventajas como son la dificultad de ajuste y de regulación de los mismos.

2.2 Relés de inducción

A estos relés se les conoce también por relés *Ferraris,* y se basan en el principio de la *rueda de Barlow* es decir, el mismo principio que utilizan los medidores. Su estructura básica consta de un disco móvil que gira sobre un eje y que deja un entrehierro con respecto a los núcleos magnéticos de las bobinas inductoras. sobre el eje de la rueda va instalado un muelle antagonista solidario a contacto móvil. Cuando el par inducido en el disco sea superior al par resistente del muelle, el disco girara hasta conseguir que el contacto móvil haga presión sobre el contacto fijo (ambos pertenecientes al circuito de mando para la actuación de la protección). Estos relés son de aplicación general por las múltiples combinaciones que admiten.



Esquema constructivo de un relé de protección de inducción



Esquema constructivo de un relé de protección electrodinámico

2.3 Relés electrodinámicos

Están basados en el mismo principio, si no muy similar, al de los aparatos de medida tipo galvanómetro se trata de la acción que una bobina fija ejerce sobre una bobina móvil, induciendo la primera un par motor que hará girar un ángulo determinado el conjunto de la bobina móvil. A estos relés también se les conoce como relés *ferrodinámicos*.

Para disminuir la corriente circulante por la bobina móvil y conseguir que no cree un par antagonista elevado, se procede a intercalar en serie una resistencia. En el diseño del circuito magnético de estos relés se procura evitar el riesgo de saturación dentro del campo de medida del relé.

Estos relés tienen como ventaja una elevada sensibilidad, pero en contra, y debido al pequeño recorrido angular que puede realizar la bobina móvil, la temporización de los mismos se hace imposible. Además, como punto negativo a añadir, tienen un elevado costo de producción.

2.4 Relés electrónicos

Los relés electrónicos estáticos cumplen muy bien con las exigencias básicas de un relé de protección. Esto es debido, principalmente, a la eliminación de elementos mecánicos los cuales introducen en la protección relentizaciones y desgastes mecánicos innecesarios (mantenimiento nulo). El esquema básico de bloques de un relé electrónico queda reflejado las pocas diferencias sobre el esquema básico de un relé de protección, excepto la inclusión de etapas de amplificación.

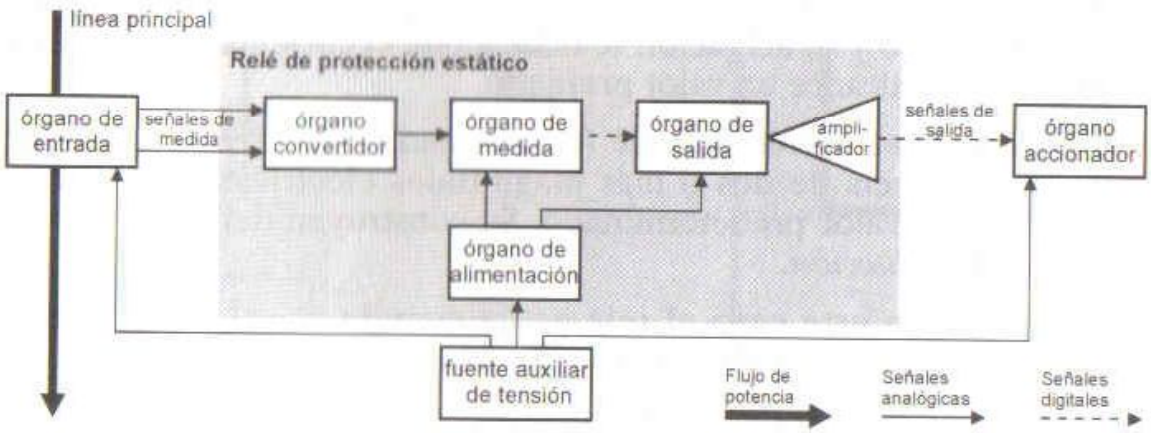


Diagrama de bloques de un relé electrónico de protección

2.5 Relés térmicos

Se utilizan principalmente contra sobrecargas y se aplican en máquinas eléctricas con preferencia. Su misión es la de desconectar la máquina que protege antes de que sus devanados alcancen una temperatura perjudicial para su aislamiento. Constan de una *imagen térmica* del elemento que han de proteger, es decir, de un dispositivo cuya *ley de calentamiento* sea similar a la del objeto protegido.

2.6 Sistemas digitales de protección

Los relevadores y sistemas digitales de protección han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años y han venido desplazando a los analógicos en la mayoría de las aplicaciones. El

desarrollo de los relevadores es un reflejo de la forma en que se han desarrollado la electromecánica y la electrónica en los distintos países.

La introducción de la tecnología digital en el área de protección de sistemas eléctricos de potencia confiere a los relevadores y sistemas digitales de protección y, en particular, a los microprocesados, ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos. Estas ventajas son:

- El costo de los relevadores digitales es ya comparable con el de los analógicos, en algunos casos es menor, y su tendencia es a decrecer.
- Los relevadores digitales tienen capacidad de autodiagnóstico, lo que los hace más confiables que los analógicos.
- Estos relevadores son totalmente compatibles con la tecnología digital que se esta introduciendo en las subestaciones.
- Tienen una gran flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como las de medición, control y supervisión.
- Tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema.
- Pueden construir la base de una protección adaptiva, cuyos parámetros de operación cambian automáticamente con las condiciones del sistema.

Entre las desventajas se puede mencionar:

- Hay un desarrollo insuficiente de las redes de comunicaci6n, que limita las posibilidades que ofrece la capacidad de comunicación de los relevadores.
- El hardware de los relevadores digitales cambia con gran velocidad, lo que dificulta su mantenimiento.
- Aun hay dificultades para la adaptaci6n de los relevadores digitales a las condiciones ambientales de interferencia electromagnéticas de una subestación.

En diferentes países se trabaja en la solución de estos problemas, y los resultados son promisorios. Un aprueba de ello es que los relevadores digitales ya han demostrado su superioridad sobre los analógicos y son preferidos en la actualidad por la mayoría de los ingenieros de protección

Particularidades de los relevadores digitales

Los relevadores digitales son sistemas de microprocesadores interconectados con el sistema protegido que realizan tareas de tiempo real. Esto le confiere dos particularidades:

1. La información sobre los valores de las señales eléctricas de entrada llegada al microprocesador en instantes discretos de tiempo.
2. El microprocesador solamente realiza operaciones aritméticas tales como suma, resta multiplicación y división.

Esto trae como consecuencia la necesidad de resolver dos problemas. El primero de ellos consiste en que las señales discretas de entrada hay que hacerlas operaciones matemáticas continuas, tales como la integración y diferenciación: para ello hay que utilizar métodos de aproximación.

El segundo problema a resolver es el de la realizaci6n de dependencias funcionales complejas mediante operaciones aritméticas. Existen dos vías para la solución de este problema. La primera variante es de presentar las dos dependencias funcionales en forma tabular, y grabar esa

información en memoria. La ventaja de este método es la velocidad de ejecución, pero tiene como desventaja una reducida precisión o una elevada utilizaci6n de la capacidad de memoria (en dependencias del número de valores que se almacenen).

La segunda variante consiste en aproximar las funciones complejas por series que contengan solamente operaciones aritméticas, tales como la serie de Taylor. El subprograma de cálculo de la serie se graba en memoria, y ocupa .menos espacio que una tabla, pero requiere mayor tiempo de ejecución, sobre todo cuando se necesita alta precisión. En ocasiones es conveniente combinar ambas, lo que permite obtener una alta velocidad o una elevada precisión, con requerimientos de memoria no tan elevados.

Arquitectura de un relevador digital

En la siguiente figura se presenta el diagrama de bloques general de un relevador digital. Al relevador se aplican señales analógicas provenientes de los transductores primarios de corriente y potencial, y señales discretas, que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y otros relevadores. Estas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relevador. Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de conversión análogo-digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora. Las señales discretas de salidas del relevador reciben procesamientos en el subsistema de salida discreta, que generalmente incluye relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlo de salidas discretas de tipo contacto. El relevador realiza también la función de señalización de su operación (banderas) y su estado funcional mediante dispositivos de señalización (generalmente de tipo lumínico) visibles en su exterior. Los relevadores digitales disponen también de capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipo serial y paralelo.

El subsistema de señales analógicas de un relevador digital tiene las siguientes funciones:

1. Acondicionar las señales de voltaje y corriente proveniente de los transductores primarios a voltajes adecuados para la conversión análogo-digital.
2. Aislar eléctricamente los circuitos electrónicos del relevador de los circuitos de entrada,
3. Proteger el relevador contra sobrevoltajes transitorios inducidos en los conductores de entrada por conmutaci6n y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios del esquema de protección.

El subsistema de entradas discretas tiene la función de acondicionar las señales para su aplicación al procesador (lo que puede incluir una fuente de alimentación auxiliar para censar el estado de contactos) proveer el aislamiento eléctrico necesario entre las entradas y los circuitos electr6nicos, y proteger al relevador contra sobrevoltajes transitorios.

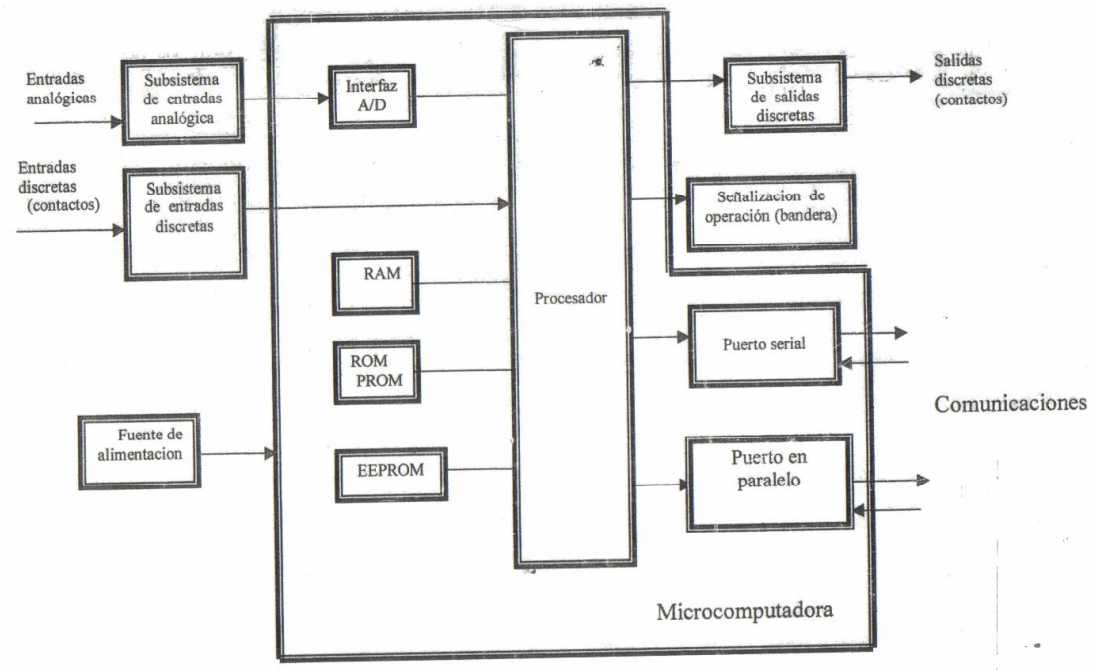
En la interfaz análogo-digital se lleva a cabo los procesos de muestreo y conversión análogo-digital de las señales analógicas.

El procesador del relevador digital es el encargado de ejecutar los programas de protección, de controlar diversas funciones de tiempo y de realizar tareas de autodiagnóstico y de comunicación con los periféricos. En el relevador se requieren distintos tipos de memorias; la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente los valores de las muestras de entrada, para acumular resultados intermedios en los programas de protección, y para

almacenar datos para ser guardados posteriormente en memoria no volátil. Los programas del relevador se guardan en memoria de lectura solamente, de tipo no programable (ROM) o programable (PROM), y se ejecutan directamente desde ahí (excepcionalmente), o se carga inicialmente a memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajuste del relevador y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memoria tipo PROM borrables (EPROM) o electrónicamente borrables (EEPROM); una alternativa a este tipo de memoria puede ser una RAM con respaldo de batería.

Un aspecto importante de un relevador digital es su capacidad de comunicación. Las interfaces de comunicación serie permiten el intercambio de información remota fuera de la línea con el relevador para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, de lectura de registros de fallas o de datos ajustables, y otras,. Para el intercambio de información de tiempo real es necesario de disponer de una interfaz de comunicación paralela.

El subsistema de salidas discretas procesa la información de un puerto paralelo de salida del procesador, consistente en una palabra digital en que cada bit puede ser utilizado apara definir el estado de un contacto de salida. Debe existir acoplamiento óptico entre este puerto y el relevador auxiliar o tiristor de salida del relevador.



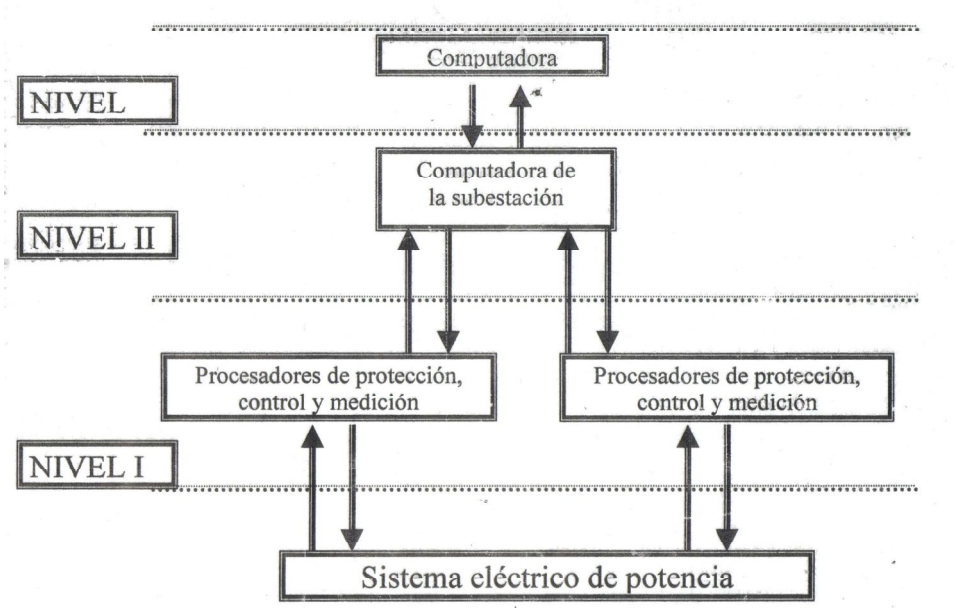
Representación esquemática de la arquitectura de un relevador digital

El relevador digital bebe contar con una fuente de alimentación independiente generalmente el tipo de conmutador, que puede conectarse a la batería de acumuladores de la subestación, y produce los voltajes de corriente directa necesarios para los circuitos relevadores (Típicamente 5V y 15V).

2.7 Sistemas digitales integrados de protección, control y medición.

La tendencia actual es la integración de las funciones de protección, control y medición en sistemas digitales de subestaciones y plantas generadoras, que se alcanzan con computadoras centrales de nivel del sistema de potencia. La siguiente figura muestra una estructura jerárquica con tres niveles, dos de ellos en la subestación. En el nivel I esta en los procesadores digitales encargados directamente de las funciones de protección, control y medición y que se encuentran interconectados con el sistema eléctrico de potencia. El nivel II corresponde a la computadora de la subestación, que concentra la información proveniente de los procesadores del nivel I y la transmite a la computadora central del sistema nivel II), o transmite comandos de control de esta computadora al nivel I, para ser ejecutados por los procesadores sobre los interruptores de la subestación.

En resumen, en el nivel I se realizan las funciones directas de protección, control y medición, se recibe información de los equipos de la subestación y se envían a estos los comandos de control, se hacen funciones de diagnóstico, existen facilidades para la comunicación hombre-maquina, y se realizan las comunicaciones con el nivel superior. En el nivel II se hacen funciones de respaldo de los procesadores del nivel I (incluyendo el respaldo de protecciones), se recolectan , procesan y almacenan datos, se realizan análisis de secuencia de evento, existen medios para la comunicación hombre-maquina y se desarrollan las comunicaciones con los niveles I y III. En el nivel III se originan acciones de control nivel de sistema, se recolectan y procesan datos, se realizan análisis de secuencia de eventos y otros, se hacen registros oscilogràfico, se elaboran reportes y se organizan las comunicaciones con el nivel inferior. En este nivel se ejecutan la mayor parte de las funciones de protección adaptiva al sistema.



2.8 Sistemas de protección más usuales

Las magnitudes eléctricas que controlan los relés de protección son:

- *Intensidad:* los relés que actúan por intensidad lo hacen con la corriente que atraviesa el relé. Suelen actuar para un valor máximo o mínimo de intensidad prefijada y su constitución puede ser la de un *relé electromagnético* o un *relé térmico.*
- *Tensión:* los relés que trabajan con esta magnitud lo hacen por las variaciones del valor de tensión aplicada al relé. Pueden actuar, al igual que en el caso anterior, para valores máximo, mínimo o nulo de tensión y suelen ser relés electromagnéticos.
- *Producto:* los relés de producto actúan por la acción del producto de dos magnitudes eléctricas. Ello se consigue generalmente por la interacción de dos bobinas que son controladas por dichas magnitudes eléctricas, por lo que estos relés son del tipo *electrodinámico.*
- *Cociente: los relés de cociente, al igual que los anteriores, son de tipo* electrodinámico y su actuación se debe a que el cociente de dos magnitudes alcance un valor prefijado.
- *Diferencia:* la actuación del relé (denominado *relé diferencial*) se debe a que la diferencia de dos o más magnitudes eléctricas del mismo tipo sobrepase un valor predeterminado. Se construyen del tipo *electromagnético* o de *inducción.*

- *Frecuencia:* en este caso el relé actúa cuando el valor de frecuencia medido se aleja del valor prefijado. Suele ser *relés de inducción.*

3.- Principios fundamentales del funcionamiento de relevadores

Para el caso de relevadores analógicos o electromecánicos existen dos principios de funcionamiento fundamentalmente: Atracción electromagnética e Inducción electromagnética.

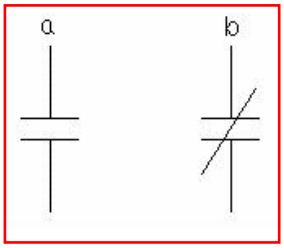
El principio de atracción electromagnética funciona en virtud de un émbolo que es atraído dentro de un solenoide, o una armadura que es atraído por los polos de un electroimán, dichos relevadores pueden ser accionados por magnitudes de corriente directa (cd) o corriente alterna (ca).

El principio de inducción electromagnética utiliza el principio del motor de inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor, este principio se aplica solo a relevadores accionados por corriente alterna, es decir ***relevadores del tipo de inducción.***

3.1 Definiciones del funcionamiento.

El movimiento mecánico del mecanismo de accionamiento es impartido a una estructura de contacto para cerrar y abrir contactos, cuando se menciona que un relevador funciona se entiende que cierra o abre sus contactos, la mayoría de los relevadores tienen ***un resorte de control*** o están restringidos por gravedad, de tal manera que estos asumen una posición dada cuando están completamente sin alimentación; un contacto que cierra bajo está condición es conocido como contacto cerrado, y cuando se abre conocido como contacto abierto.

Una nomenclatura que es la de mayor uso, es la designación de ***a*** para un contacto abierto y ***b*** para un contacto cerrado. El método presente normalizado para mostrar los contactos ***a*** **y** ***b*** en diagramas de conexión se muestra en la siguiente figura:



Cuando un relevador funciona para abrir un contacto ***b*** o cerrar un contacto ***a***, se dice que se ***pone en trabajo***, y al valor mínimo de la magnitud de influencia que originará tal funcionamiento, a medida que ésta se incrementa lentamente desde cero, se le conoce como ***valor puesta en trabajo***.

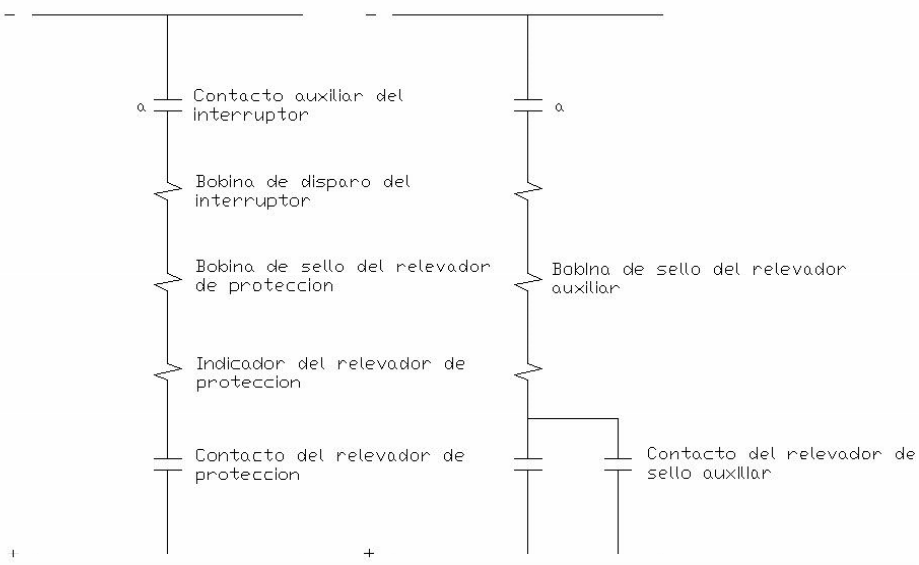
Cuando el relevador funciona para cerrar un contacto ***b***, o para mover hacia un tope en lugar de hacia un contacto ***b***, decimos que se repone y el valor máximo de la magnitud de influencia a la que esto ocurre, a medida que está disminuye lentamente desde arriba el valor de puesta en trabajo, se conoce como ***valor de reposición.***

Cuando un relevador funciona para abrir su contacto ***a***, pero no se repone, se dice que éste pasa al reposo y el máximo de la magnitud de influencia a la que esto ocurre es conocido como ***valor paso al reposo.***

3.2 Bobinas de sello y de retención, y relevadores de contactos de sello.

Para proteger los contactos contra el deterioro que resulta de un posible intento inadvertido para interrumpir el flujo de la corriente de la bobina de disparo del interruptor, algunos relevadores están provistos de un mecanismo de retención que comprende una pequeña bobina en serie con los contactos; esta sobre un pequeño electroimán que actúa sobre una pequeña armadura en el conjunto móvil del contacto, para retener los contactos herméticamente sellados una vez que haya establecido el flujo de corriente de la bobina de disparo. Esta bobina se le conoce como bobina de sello o bobina de retención.

Otros relevadores utilizan un relevador auxiliar pequeño cuyos contactos ponen en derivación los contactos del relevador de protección y sellan el circuito mientras que fluye la corriente de disparo. Este relevador de contactos de sello puede también exhibir el indicador, en cualquier caso el circuito está dispuesto de tal manera que una vez que empieza a fluir la corriente de la bobina de disparo, puede interrumpirse solo por un contacto auxiliar del interruptor que está conectado en serie con el circuito de la bobina de disparo y que abre al mismo tiempo que el interruptor, este contacto auxiliar se define como un contacto *a*. Los circuitos de ambas alternativas se muestran en la siguiente figura:



Esta figura muestra también la polaridad preferida a la que debería conectarse la bobina de disparo del interruptor (o cualquier otra bobina) para evitar la corrosión debida a la acción electrolítica. Ninguna bobina debería solo conectarse a la polaridad positiva para periodos largos de tiempo, y puesto que aquí se cerrarán normalmente el interruptor y su contacto auxiliar mientras que los contactos del relevador de protección están abiertos, el extremo de la bobina de disparo del circuito debería estar a la polaridad negativa.

3.3 Ajuste de puesta en trabajo o de reposición.

El ajuste de puesta en trabajo o de reposición está previsto el estrictamente por bobina con tomas de corriente o por transformador de potencial auxiliares con tomas o resistencias o el ajuste esta

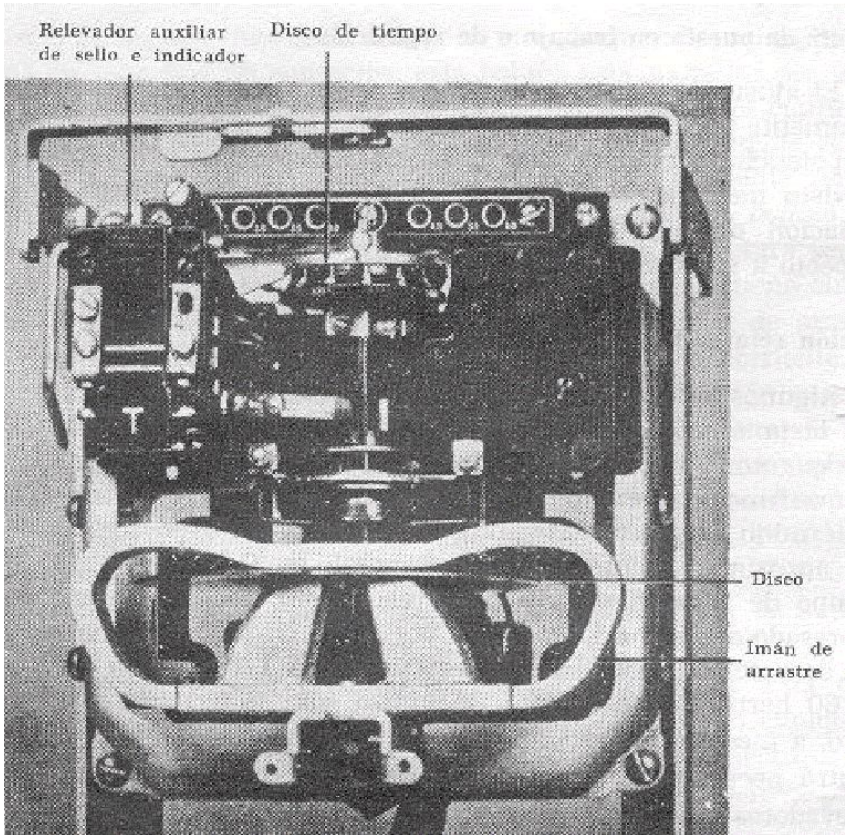
provisto mecánicamente de un resorte de tensión ajustable o por variación del entrehierro inicial del elemento de maniobra o respecto a su solenoide o electroimán

3.4 Acción retardada y sus definiciones.

Algunos relevadores tiene acción retardada ajustable y otros son instantáneos o de alta velocidad.

El término instantáneo significa que no tiene acción retardada intencional y se aplica a relevadores que funcionan en un tiempo mínimo de aproximadamente de 0.1 seg. El término de alta velocidad indica funcionamiento de menos de 0.1 seg aproximadamente y por lo general en 0.05 seg o menos, el tiempo de funcionamiento para relevadores de alta velocidad es expresado en ciclos y se basa en la frecuencia del sistema de potencia. A veces puede utilizarse un relevador auxiliar suplementario que tiene acción retardada fija cuando se requiere un cierto retardo que completamente independiente del valor de la magnitud de influencia en el relevador de protección.

La acción retardada se obtiene en relevadores del tipo de inducción por un imán de arrastre, que es un imán permanente dispuesto de tal manera que el rotor del relevador corta el flujo entre los polos del mismo imán como se muestra en la siguiente imagen. Esto produce un efecto retardante en el movimiento del rotor en cualquier dirección.

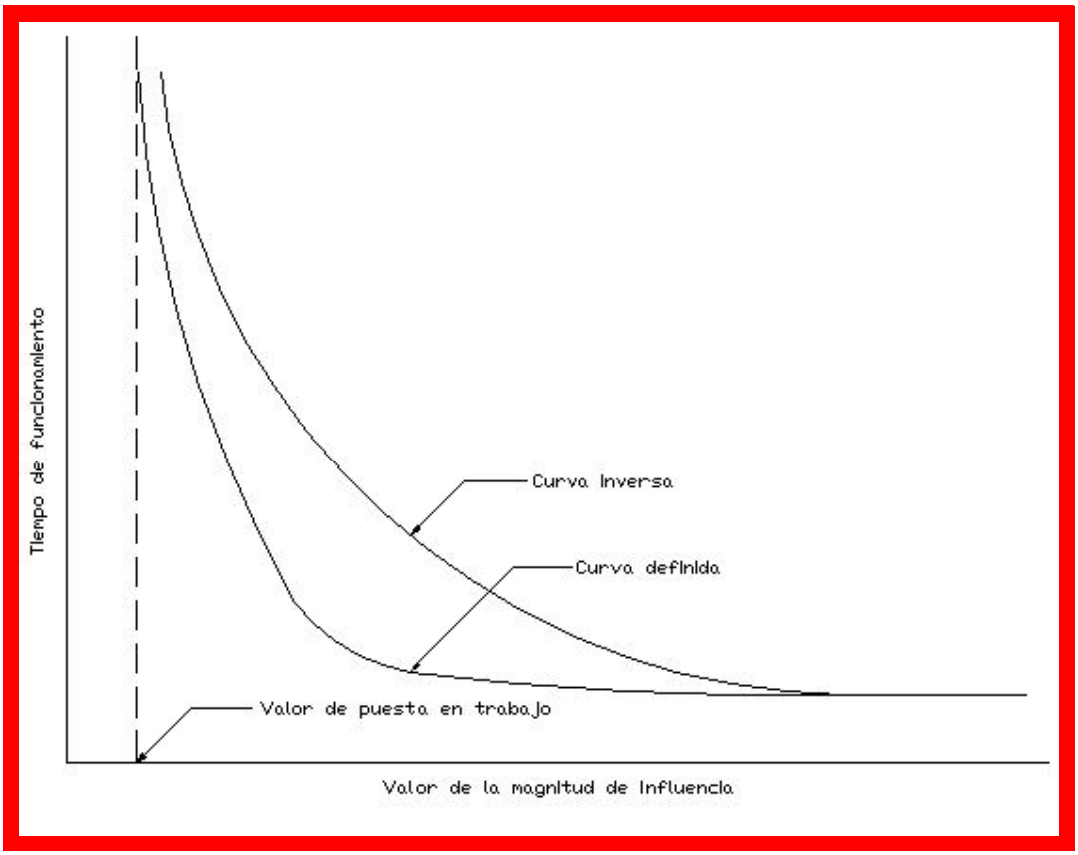


En otros relevadores, se han utilizado diversos dispositivos mecánicos que incluyen émbolos amortiguadores, fuelles y mecanismos de escape.

La terminología para expresar la forma de la curva del tiempo de funcionamiento contra la magnitud de influencia, ha sido afectada conforme pasa el tiempo, originalmente solo fueron utilizados los términos tiempo definido y tiempo inverso. Una curva de tiempo inverso es aquella en la cual el tiempo de funcionamiento viene a ser menor a medida que el valor de la magnitud de influencia se incrementa como se muestra la siguiente figura.

Cuanto más pronunciado es el efecto, más inversa se dice que es la curva, todas las curvas de tiempo son inversas en mayor o menor grado, estas son más inversas cerca del valor de puesta en trabajo y viene a ser menos inversas a medida que se aumenta la magnitud de influencia.

Una curva de tiempo definido sería estrictamente aquella en la cual el tiempo de funcionamiento no fuese afectado por el valor de la magnitud de influencia, pero en realidad la terminología se aplica a una curva que viene a ser sustancialmente definida un poco arriba del valor de puesta en trabajo del relevador, como se muestra en las siguientes curvas:



Como consecuencia de diferente grados de inversidad de curvas se dan nombres de inverso, muy inverso y extremadamente inversos, en la cual cada curva tiene su campo de utilidad experto en el uso de estos relevadores sólo tiene que comparar las formas de las curvas para saber cual es la mejor para una aplicada.

3.5 Relevadores de una sola magnitud del tipo de atracción electromagnética.

La fuerza electromagnética ejercida en el elemento móvil proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro, si se desprecia el efecto de la saturación, la fuerza actuante total puede expresarse:

$$F = K_1 I^2 - K_2 \qquad (1)$$

donde:

F = fuerza neta.
K_1 = una constante de conversión de la fuerza.
I = la magnitud eficaz de la corriente en la bobina actuante.
K_2 = la fuerza de retención (que incluye la fricción).

Cuando el relevador está en el límite de la puesta en trabajo, la fuerza neta es cero y la característica de funcionamiento es:

$$K_1 I^2 = K_2$$

o bien.

$$I = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} = constante$$

Control direccional.

Los relevadores de este grupo se utilizan cuando se requiere un funcionamiento direccional, los relevadores de solenoide o de armadura atraída no ayudan tan bien al control direccional como los relevadores del tipo de inducción.

Efectos de los transitorios.

Los relevadores funcionan tan rápidamente en corriente alterna o en corriente directa, están afectados por los transitorios y particularmente por la corriente descentrada en ondas de ca, esto debe tomarse en cuenta cuando va a determinarse el ajuste apropiado para cualquier aplicación, aunque el valor de estado estable de una onda descentrada es menor que el valor de puesta en trabajo del relevado éste puede ponerse trabajo durante un transitorio semejante, que depende de la cantidad de descentrado, su constante de tiempo, de la velocidad de funcionamiento del mismo, esta tendencia es conocida ***sobrealcance***.

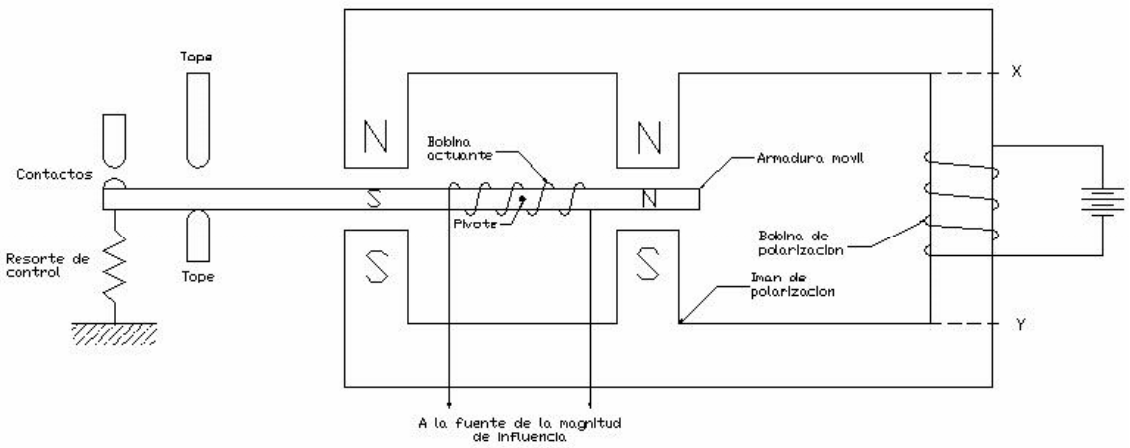
Características del tiempo.

Este tipo de relevador es inherentemente rápido y se utiliza cuando no se requiere acción retardada, esto puede obtenerse por medio de fuelles, émbolos amortiguadores, o escapes. Las acciones retardadas muy cortas se obtienen con relevadores de cd rodeando el circuito magnético con un anillo de baja resistencia o *slug*, este anillo retarda los cambios en el flujo y puede colocarse para tener mayor efecto en el aumento del entrehierro del flujo, si se desea una acción retardada en la puesta en trabajo, o para tener mayor efecto en la disminución del entrehierro del flujo, si se requiere una acción retardada en la reposición.

3.6 Relevadores direccionales del tipo de atracción electromagnética

Los relevadores direccionales del tipo de atracción electromagnética están accionados por magnitudes de CD o por las de CA rectificadas. El uso más común de dichos relevadores es para la protección de circuitos de CD donde la magnitud de influencia se obtiene de una resistencia en derivación o directamente del circuito.

La figura siguiente muestra en esquema el principio de funcionamiento de este tipo de relevador. Se ve una armadura móvil magnetizada por la corriente que fluye en la bobina actuante que rodea la armadura,



Y con tal polaridad como para cerrar los contactos. Una inversión de la polaridad de la magnitud de influencia invertirá las polaridades magnéticas de los extremos de la armadura y ocasionará que los contactos permanezcan abiertos. Aunque se muestra una bobina de polarización o de campo para la magnetización del imán de polarización, puede reemplazarse esta bobina por un imán permanente en la sección entre x y y. Hay muchas variaciones físicas posibles para llevar a cabo este principio siendo una de estas una construcción similar a la de un motor de CD.
La fuerza que tiende a mover la armadura que puede expresarse como sigue, si despreciamos la saturación:

$$F = K_1 I_p I_a - K_2 \qquad (2)$$

Donde:
F = Fuerza neta
K_1 = Una constante de conversión de la fuerza
I_p = La magnitud de la corriente en la bobina de polarización
I_a= La magnitud de la corriente en la bobina de la armadura
K_2= La fuerza de retención (que incluye la fricción)

En el punto de equilibrio cuando F = 0 el relevador esta en el límite del funcionamiento y la característica del funcionamiento es:

$$I_p I_a = \frac{K_2}{K_1} = cte$$

I_p e I_a se supone que fluyen a través de las bobinas en direcciones tales que la fuerza de puesta en trabajo es producida, como en la Fig. 6. Es evidente que si se invierte la dirección la dirección de I_p o de I_a (pero no ambas), se invertirá la dirección de la fuerza. Por lo tanto, este relevador toma su nombre de su capacidad para distinguir entre direcciones opuestas del flujo de la corriente de la bobina actuante o entre polaridades opuestas. Si las direcciones relativas son correctas para el funcionamiento, el relevador se pondrá en trabajo a una magnitud constante del producto de las dos corrientes.
Si se utiliza el imán permanente de polarización, o si se conecta la bobina de polarización a la fuente que ocasionará que fluya una magnitud constante de la corriente, la característica del funcionamiento viene a ser:

$$I_a = \frac{K_2}{K_1 I_p} = cte$$

Sin embargo I_a debe tener la polaridad correcta, lo mismo que la magnitud debida, para la puesta del trabajo del relevador.

Características de tiempo.

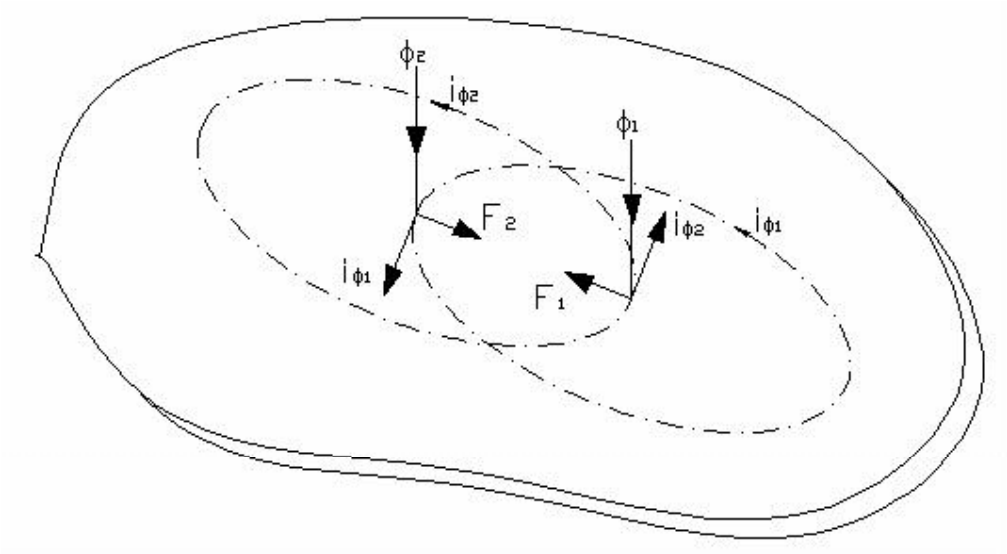
Los relevadores de este tipo son instantáneos en funcionamiento, aunque puede colocarse un slug alrededor de la armadura para dar un retardo corto.

3.7 Relevadores del tipo de inducción

Los relevadores del tipo de inducción son los más ampliamente utilizados para propósitos de protección por relevadores que incluyen magnitudes de CA. Estos no son utilizables con magnitudes de CD, debido al principio de funcionamiento. Un relevador del tipo de inducción es un motor de inducción de fase auxiliar con contactos. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, que puede ser un disco bien otra forma de rotor de material no magnético conductor de la corriente, por la interacción de los flujos electromagnéticos con las corrientes parásitas (de Foucault) que se inducen en el rotor por estos flujos.

La producción de la fuerza actuante.

La figura siguiente muestra cómo se produce la fuerza en una sección de un rotor que esta atravesado por dos flujos de CA adyacentes.



Se muestran diversas magnitudes en un instante cuando ambos flujos están dirigidos hacia abajo y son incrementados en magnitud. Cada flujo induce tensión alrededor del mismo en el rotor, y las corrientes fluyen en el rotor bajo la influencia de las dos tensiones. La corriente producida por un flujo reacciona con el otro, y viceversa para producir las fuerzas actuantes sobre el rotor.

Las magnitudes incluidas en la figura pueden expresarse como sigue:

$$\phi_1 = \Phi_1 sen\omega t$$
$$\phi_1 = \Phi_2 sen(\omega t + \theta)$$

Donde θ es el ángulo de fase por el que ϕ_2 adelanta a ϕ_1. Pueden ponerse con error despreciable que las trayectorias en las que fluyen las corrientes del rotor están en fase con sus tensiones:
Resulta que:

$$F\alpha \frac{1}{2}\Phi_1\Phi_2\left[sen\theta - (-sen\theta)\right]$$

Que se reduce a:

$$\boxed{F\alpha\Phi_1\Phi_2 sen\theta} \qquad (3)$$

Ya que fueron supuestas ondas de flujo senoidales, podemos sustituir los valores eficaces de los flujos por los valores de cresta en la ecuación 3.

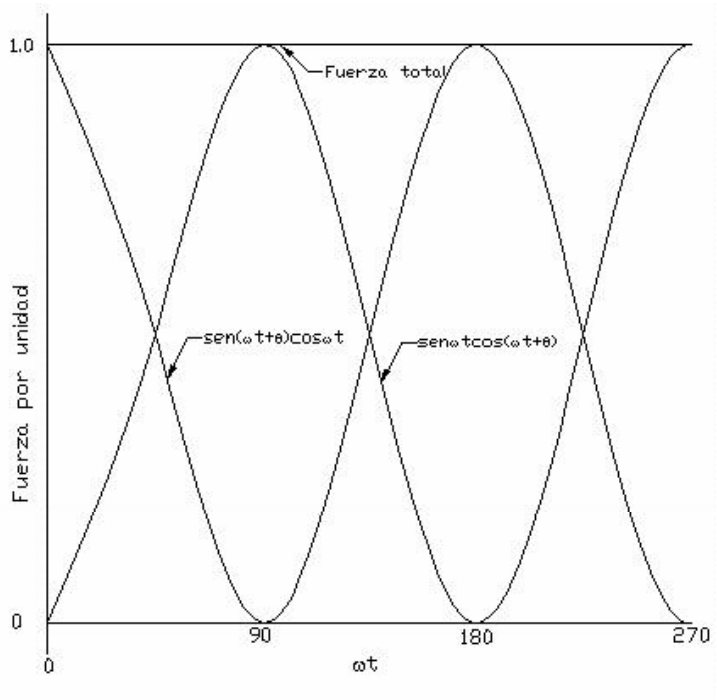
Aparte de la relación fundamental expresada por la ecuación es más significativo que la fuerza neta es la misma en cada instante.

Este hecho no depende de las suposiciones de simplificación como fueron hechas al llegar a la ecuación 3. La acción de un relevador bajo la influencia de una fuerza semejante es positiva y libre de vibración. También aunque no puede ser inmediatamente aparentemente la fuerza neta esta

dirigida desde el punto donde el flujo adelanta y atraviesa el rotor hacia el punto donde el flujo atrasado atraviesa el rotor. Esto es como si el flujo que se mueve a través del rotor arrastrase hacia delante.

En otras palabras, la fuerza actuante es producida en la presencia de los flujos fuera de fase. Un flujo solo no podría producir fuerza neta. Debe haber como mínimo dos flujos fuera de fase para producir cualquier fuerza neta, y la fuerza máxima es producida cuando los flujos están 90° fuera de fase. También, la dirección de la fuerza (y de aquí la dirección del movimiento del miembro móvil de un relevador) depende del flujo que esté más adelante del otro.

Una mejor comprensión en la producción de la fuerza actuante en el relevador de inducción puede obtenerse trazando las dos componentes de la expresión dentro del paréntesis de la ecuación 2, la que podemos llamar fuerza neta unitaria . La figura siguiente muestra dicho trazo cuando se supone que θ es 90°. Se observará que cada expresión es una onda senoidal de frecuencia doble descentrada completamente a partir del eje de fuerza cero.



Las dos ondas están desplazadas 90° entre sí en función de la frecuencia fundamental, o de 180° en función de la frecuencia doble. La suma de los valores instantáneos de las dos ondas es 1.0 en cada instante. Si se supiera que θ es menor de 90°, el efecto en la figura sería elevar el eje de fuerza cero y resultaría una fuerza neta por unidad menor. Cuando θ es cero, las dos ondas son simétricas alrededor del eje de fuerza cero y no se produce fuerza neta. Si dejamos que θ sea negativo, lo cuál es decir que ϕ_2 está atrasado con respecto a ϕ_1, el eje de fuerza cero se eleva aún más y se produce la fuerza neta en la dirección opuesta . No obstante, para un valor de θ , la fuerza neta es la misma en cada instante.

En algunos relevadores de tipo de inducción uno de los flujos no reacciona con las corrientes del rotor producidas por otro flujo. La expresión de la fuerza de un relevador semejante es solo una de las componentes dentro del paréntesis de la ecuación 3.

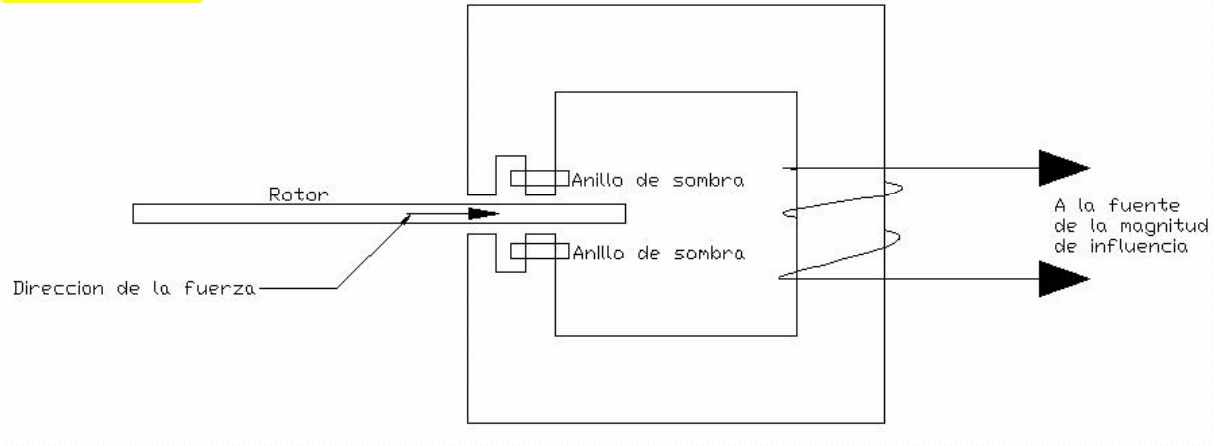
La fuerza promedio de dicho relevador puede expresarse aún por la ecuación 3; pero la fuerza instantánea es variable, como se muestra al omitir una de las ondas de la figura. Excepto cuando $\theta = 0$, la fuerza negativa promedio iguala la fuerza positiva promedio. Un relevador semejante tiene la tendencia a vibrar, sobre todo con los valores de θ cercanos a cero.

Tipos de estructura actuante.

Los diferentes tipos de estructuras que han sido utilizados se conocen comúnmente por (1) la estructura de polo sombreado; (2) la estructura de watthorímetro; (3) las estructuras de tambor o de inducción y la de anillo doble de inducción y (4) la estructura de anillo sencillo de indución.

1) Estructura de polo sombreado.

La estructura de polo sombreado mostrada en la figura está accionada en general por corriente que fluye en una sola bobina en una estructura magnética que contiene un entrehierro. El flujo del entrehierro producido por esta corriente se encuentra dividido en dos componentes fuera de fase por el llamado anillo de sombra, por lo común de cobre, que rodea parte de la cara polar de cada polo en el entrehierro.



El rotor mostrado en la figura es un disco de cobre o aluminio, fijado por un pivote para girar en el entrehierro entre los polos. El ángulo de fase entre los flujos que atraviesan el disco está fijado por diseño y, por lo tanto, no entra en las consideraciones de aplicación.
Los anillos de sombra pueden ser reemplazados por bobinas, si se desea el control de funcionamiento de un relevador de polo sombreado. Si las bobinas de sombra están en cortocircuito por el contacto de algún otro relevador, se producirá el par; pero si las bobinas están en circuito abierto, no se producirá par debido a que no habrá división de fase del flujo. Un control semejante del par se emplea en donde se desea el control direccional que se describirá más adelante.

2) Estructura de Watthorímetro.

Esta estructura toma su nombre del hecho de que es la utilizada para los watthorímetros. Como se muestra en la figura siguiente, esta estructura contiene dos bobinas separadas en dos circuitos magnéticos diferentes, cada una de las cuáles produce uno de los dos flujos necesarios para manejar el rotor, que también es un disco.

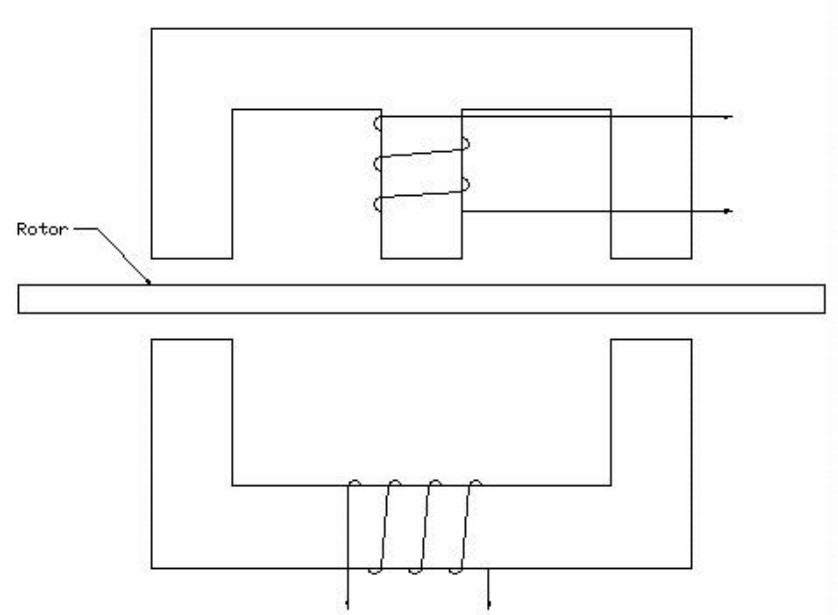


Fig. 10. Estructura de watthorímetro

3) Estructuras de tambor o copa de inducción y de anillo doble de inducción.

Estas dos estructuras se muestran en las dos figuras a continuación. Se parecen muchísimo a un motor de inducción, excepto que el entrehierro del rotor esta estacionario y solo la parte conductora está libre para girar. La estructura del tambor emplea un rotor cilíndrico hueco, mientras que la estructura de anillo doble emplea dos anillos en ángulos rectos entre sí. La estructura de tambor puede tener polos adicionales entre los mostrados en la Fig. 11. Funcionalmente ambas estructuras son prácticamente idénticas.

Estas estructuras son producidas de un par más eficiente que cualquiera de las estructuras de polo sombreado o de watthorímetro, y son el tipo utilizado en relevadores de alta velocidad.

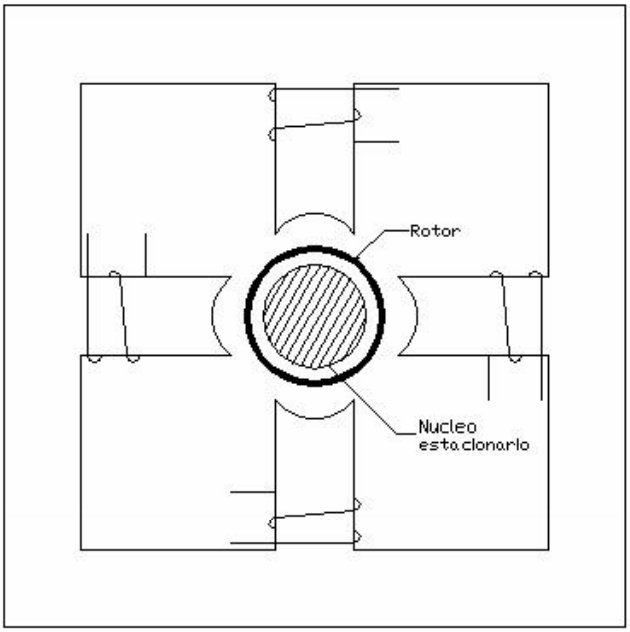
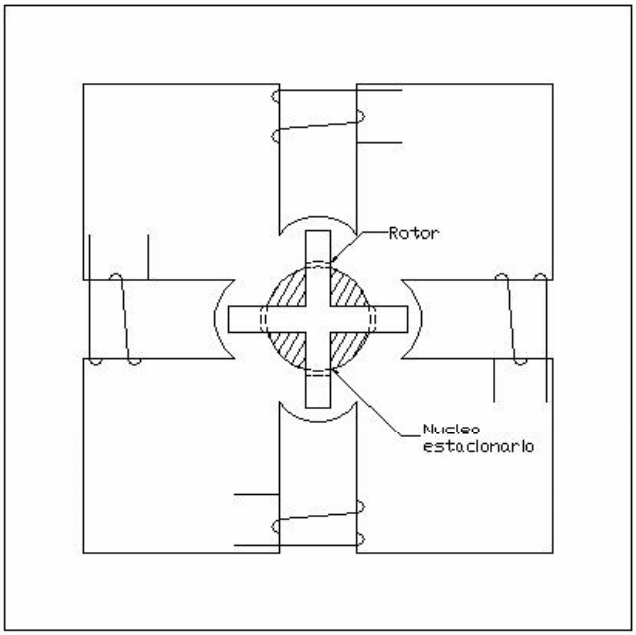


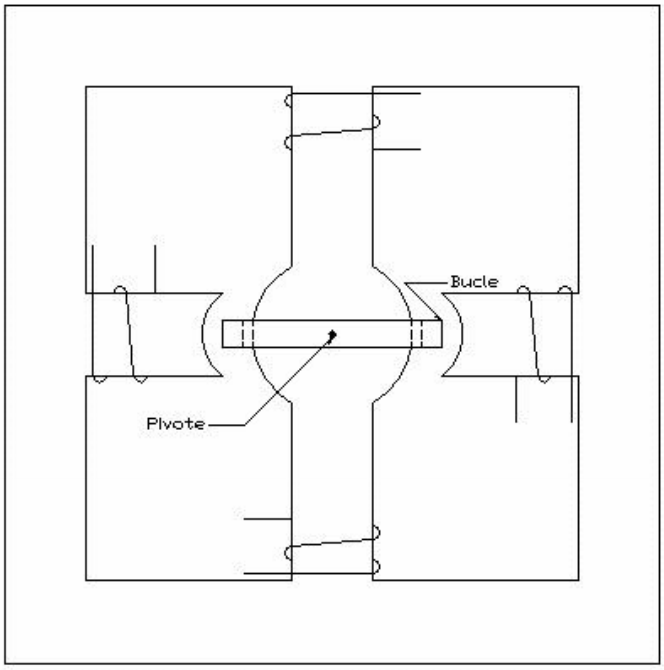
Fig. 11. Estructura de tambor de Induccion



ig. 12. Estructura de anillo doble de induccion

4) Estructura de anillo sencillo de inducción.

Esta estructura mostrada en la figura a continuación, es la que produce el par más eficiente de todos los tipos de inducción que han sido descritos. Sin embargo, ésta tiene más bien la seria desventaja de que su rotor tiende a vibrar. También el par varía algo con la posición del rotor.



3.8 Relevadores de inducción direccionales.

En contraste de los relevadores de una sola magnitud, los relevadores direccionales están accionados por dos fuentes diferentes independientes, de aquí que el ángulo θ (ecuación 3) está expuesto a cambiar.

Relevadores corriente – tensión.

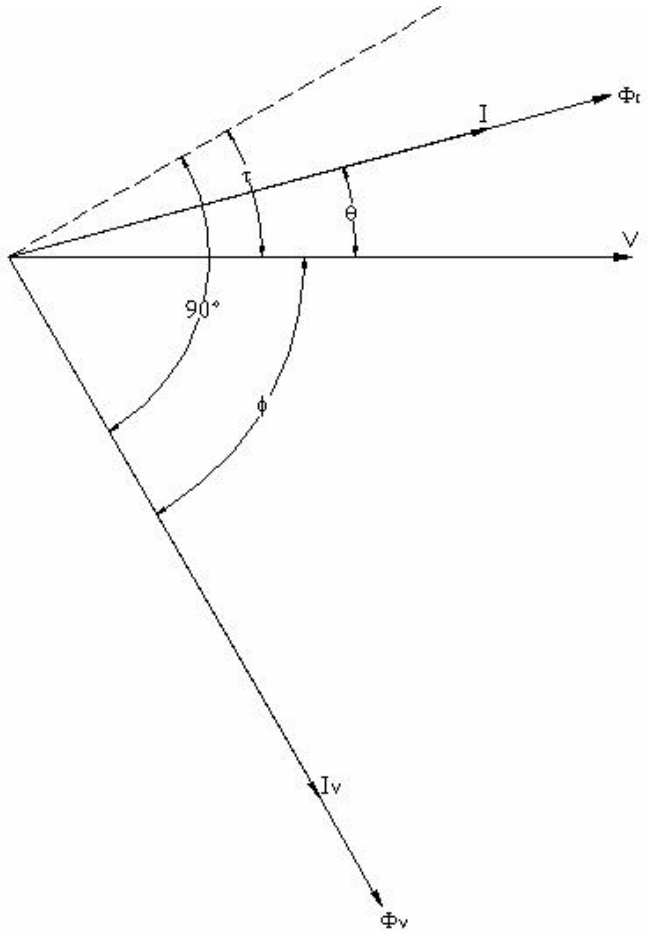
Este tipo de relevador recibe una magnitud de influencia de un transformador de corriente y la otra magnitud de un transformador de tensión, en función de las magnitudes de influencia, el par es:

$$T = K_1 VI\cos(\theta - \tau) - K_2 \qquad (4)$$

donde:

V = la magnitud eficaz de la tensión aplicada a la bobina de tensión del circuito
I = la magnitud eficaz de la corriente de la bobina de corriente.
θ = el ángulo entre I y V.
τ = el ángulo de par máximo.

Para cualquier relación entre *I* y *V* que llamaremos θ positivo, se debe llamar también positivo τ en está relación, estas magnitudes se presentan en la figura a continuación, junto a la corriente I_v de la bobina de tensión y el ángulo ϕ aproximado por medio del cual I_v se adelanta de V.



El valor deϕ es del orden de 60º a 70º de atraso para la mayoría de las bobinas de tensión y por lo tanto τ será del orden de 30º a 20 º de adelanto si no hay impedancia en serie con la bobina de tensión; por la inserción de una combinación de resistencia y capacidad en serie con la bobina de tensión, se puede cambiar el ángulo entre la tensión aplicada a I_v a casi cualquier valor ya sea atrasando o adelantando V sin cambiar la magnitud de I_v. Un cambio limitado en ϕ puede hacerse solo con resistencia, pero la magnitud de I_v se disminuirá, es por esto que se la puesta de trabajo aumentará. Es por esto que el ángulo del par máximo puede hacerse a cualquier valor deseado. Si se enfatiza que el V de la ecuación 4 es la tensión aplicada al circuito de la bobina de tensión, está es realmente la tensión de la bobina si no se inserta impedancia en serie.

El significado del término direccional.

Los relevadores direccionales de ca se utilizan extensamente para reconocer la diferencia entre la corriente que es proporcionada en una dirección o la otra en un circuito de ca y el término direccional se deriva de este uso. Un relevador direccional de ca puede reconocer ciertas diferencias en ángulo de fase entre dos magnitudes, como un relevador direccional de cd que reconoce las diferencias de polaridad. Esto se refleja en la acción de contacto esta limitado a diferencias en ángulo de fase que pasan 90º del ángulo de fase al que se desarrolla al par máximo.

La magnitud polarizante de un relevador direccional.

La magnitud que produce uno de los flujos es conocida como la magnitud *polarizante* esta es la referencia contra la que se compara el ángulo de fase de la otra magnitud,; el ángulo de fase de la magnitud polarizante debe permanecer mas o menos fijo cuando la otra magnitud sufre amplios cambios en el ángulo de fase.

La característica de funcionamiento de un relevador direccional.

Considerando la ecuación 4 para un relevador direccional de corriente – tensión, en el punto de equilibrio, cuando el relevador está en el límite del funcionamiento, el par neto es cero y se obtiene:

$$VI\cos(\theta-\tau)=\frac{K_2}{K_1}=cons\tan te$$

Esta característica de funcionamiento puede mostrarse en el diagrama de coordenadas polares (ver figura página siguiente). La magnitud polarizante que es la tensión para este tipo de relevador es la referencia y su magnitud se supone constante; la característica de funcionamiento se ve que es una línea recta descentrada del origen y perpendicular a la posición del par máximo positivo de la corriente. Esta línea es el trazo de la relación.

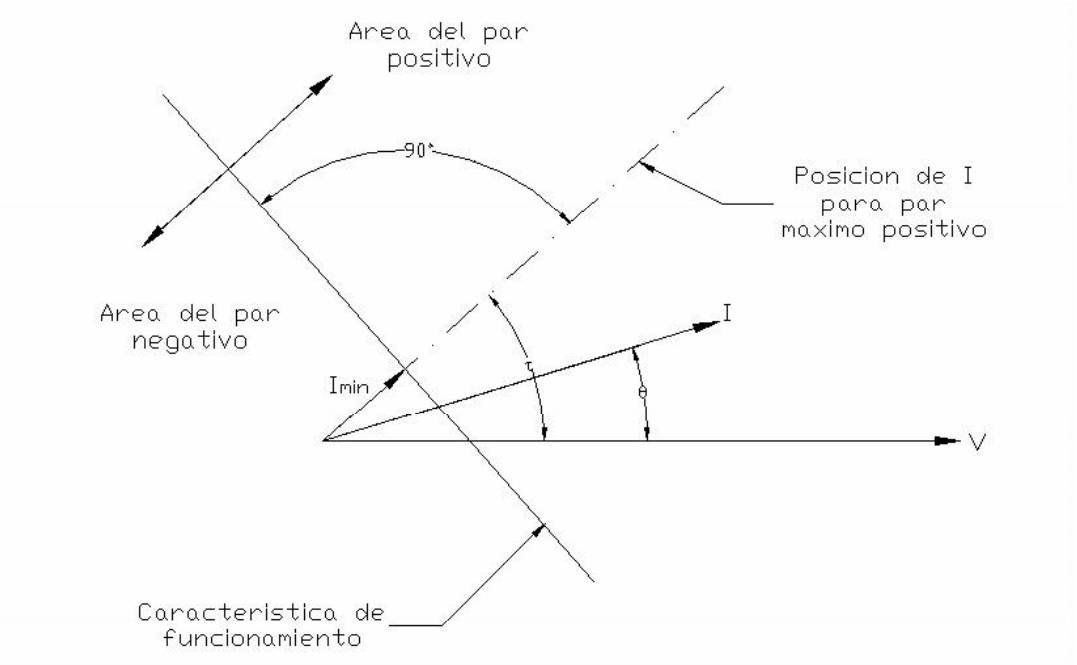
$$I\cos(\theta-\tau)=cons\tan te$$

que se obtiene cuando la magnitud V se supone constante, y está línea se divide entre el desarrollo del par neto positivo o negativo del relevador. Cualquier vector cuya punta esté situada en el área positivo originará la puesta en trabajo, el relevador no se pondrá en trabajo o se repondrá, para cualquier vector negativo de corriente cuya punta este situada en el área del par negativo.

Para una magnitud diferente de la tensión de referencia, la característica de funcionamiento será de otra línea recta paralela a la mostrada y relacionada por la siguiente expresión:

$$VI_{mín}=cons\tan te$$

donde $I_{mín}$ (ver figura) es la magnitud mínima de los vectores de corriente cuyas puntas finalizan en la característica de funcionamiento. $I_{mín}$ es conocida por la corriente mínima de puesta en trabajo, aunque la corriente debe ser ligeramente mayor para ocasionar la puesta en trabajo, de está manera existen un número infinito de características de funcionamiento para cada una de las magnitudes.



La característica de funcionamiento partirá de una línea recta a medida que el ángulo de fase de corriente se aproxima a 90º del ángulo fase del par máximo. Para tales grandes salidas angulares la corriente de puesta en trabajo viene a ser grande y la saturación magnética del elemento de corriente requiere una magnitud diferente de la corriente para originar la puesta en trabajo de la que indicaría la relación de la línea recta. La característica de funcionamiento para los relevadores direccionales corriente – corriente o tensión – tensión pueden mostrarse en forma similar.

3.9 La ecuación universal del par del relevador.

La ecuación universal del par se expresa como:

$$T = K_1 I^2 + K_2 V^2 + K_3 VI \cos(\theta - \tau) + K_4$$

Asignando signos más o menos a algunas constantes, haciendo cero otras, y añadiendo algunas veces otros términos similares, puede expresarse las características de funcionamiento de todos los tipos de relevadores de protección.

Ejercicio: Problema 1 Capitulo 2.

4.- Protecciones de Sobrecorriente, Direccional y Diferencial.

4.1 Protecciones de sobrecorriente

Las protecciones de sobrecorriente son las más sencillas de todas las existentes. Su operación se basa en la función de sobrecorriente que consiste en la comparación del valor de la intensidad utilizada como dato de entrada a la protección con un valor de referencia. Este valor de referencia se establece en función de las condiciones que concurren en el punto en que se instala el relé, por lo que debe ser reajustado convenientemente si la configuración del sistema cambia. La protección opera cuando la intensidad de entrada supera el valor de la intensidad de referencia. Por esta razón, las protecciones de sobrecorriente solamente pueden ser utilizadas cuando la corriente que circula por el punto en que se instalan cumple la condición de que la máxima intensidad de carga, correspondiente a condiciones normales de operación del sistema, es menor que la mínima intensidad de falla.

En función del tiempo de operación, las protecciones de sobrecorriente se clasifican en:

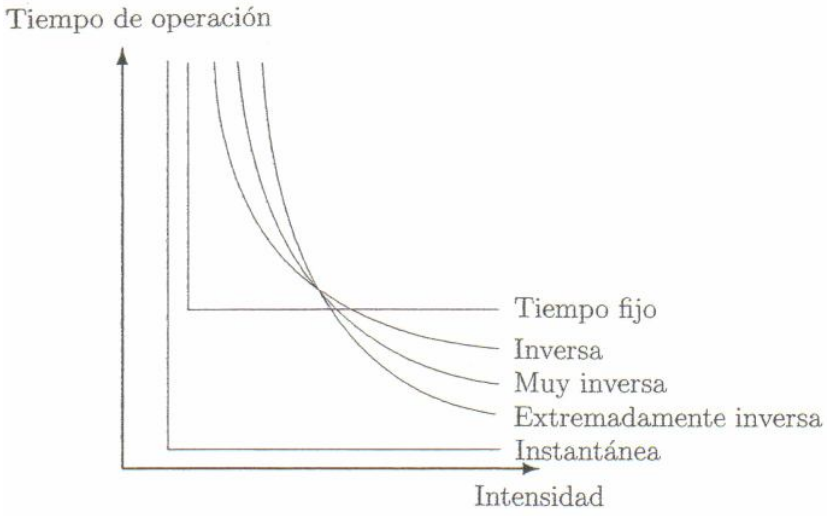
1. Protecciones de sobrecorriente instantáneas.
2. Protecciones de sobrecorriente de tiempo diferido:
    - De tiempo fijo.
    - De tiempo inverso.

Las protecciones de sobrecorriente instantáneas son aquellas que operan de manera inmediata, es decir, no introducen ningún tiempo intencionado de retraso en su operación desde el instante en que la intensidad de entrada sobrepasa el valor de referencia.

Las protecciones de sobrecorriente de tiempo diferido son aquellas que introducen un tiempo intencionado de retraso en su operación. Cuando este tiempo es independiente del valor de la intensidad de entrada recibe el nombre de protección de sobrecorriente de tiempo fijo.

Cuando el tiempo de retraso es función del valor de la intensidad de entrada se denominan protecciones de tiempo inverso. En estos cases cuanto mayor es el valor de la intensidad menor es el tiempo de retraso introducido y, por tanto, menor el tiempo que la protección tarda en operar.

La Figura muestra las curvas características correspondientes a los distintos tipos de protecciones de sobrecorriente señalados. En ella puede apreciarse como la característica correspondiente a las protecciones de tiempo inverso puede ser, en función de su pendiente, inversa, muy inversa o extremadamente inversa.



Curvas características de protecciones de sobrecorriente

En cada unidad de protección concreta los factores que definen su curva característica pueden ser ajustados dentro del rango para el que ha sido diseñada. Por esta razón, cada protección dispone de una familia de curvas características y, cuando se instala, debe ajustarse para que funcione con aquella que mejor responda a las condiciones particulares del punto en que se ubica y mejor se adecue a las necesidades de coordinación con otras protecciones.

La principal desventaja de las protecciones de sobrecorriente es que individualmente son escasamente selectivas debido a que su respuesta es función únicamente del valor de la intensidad que vigilan, con independencia de la causa que la origina, de su sentido de circulación o del punto en que se ha producido la falla. Por esta razón, la selectividad de las protecciones de sobrecorriente se define a nivel de conjunto, es decir, coordinando adecuadamente la respuesta de todas ellas. Esta coordinación se puede realizar mediante canales de comunicación, ajustes de tipo amperimètrico, ajustes de tipo cronomètrico o técnicas resultantes de su combinación.

El empleo de canales de comunicación da lugar a la denominada selectividad lógica. Esta técnica se basa en el establecimiento de una cadena de transrnisiòn de información entre protecciones de modo que cada una recibe y transmite, caso de ser necesario, información relativa a si ve o no ve intensidad de falla. En función de la lógica definida en base a la estructura del sistema vigilado se establece cual de las protecciones es la que debe operar para despejar la falla.

El principal inconveniente de esta forma de coordinación es que la fiabilidad del sistema de protección se ve afectada por un importante factor de riesgo. En efecto, si la selectividad se basa solamente en esta técnica un fallo en los canales de comunicación privaría a las protecciones de selectividad y daría lugar, casi con toda seguridad, a que se dejase fuera de servicio una zona mucho más amplia que la estrictamente necesaria para despejar la falla.

La selectividad se denomina amperimétrica si la coordinación se realiza mediante el ajuste del valor de referencia de cada protección, es decir, del valor de intensidad a partir del cual opera. Esta técnico es poco utilizada en la practica debido a que exige que el valor

de la intensidad vista por la protección permita definir unívocamente la zona en que se ha producido la falla y discernir, corno consecuencia de ello, si la protección debe o no debe operar.

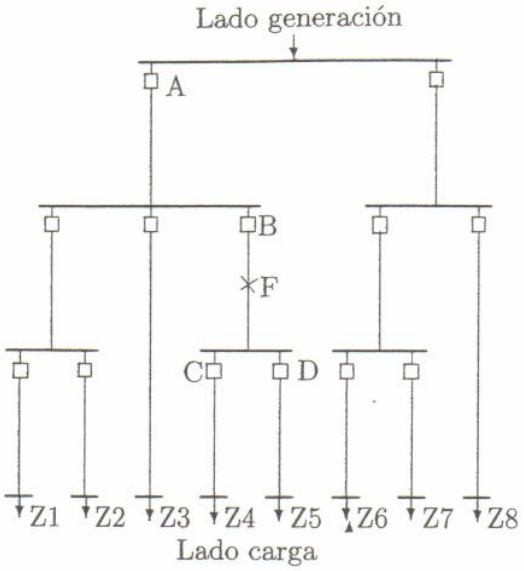
Cuando la selectividad se logra ajustando convenientemente los tiempos de operación de las protecciones recibe el nombre de selectividad cronométrica. Lógicamente, este tipo de selectividad se aplica a las protecciones de sobrecorriente de tiempo diferido, ya que las protecciones de sobrecorriente instantáneas no permiten ajustar su tiempo de operación. La gran desventaja de esta técnica es que en la mayor parte de los casos provoca un retraso en el despeje de la falla, con lo que ello puede implicar de agravamiento de sus consecuencias. A pesar de ello, la selectividad cronométrica es la más empleada entre protecciones de sobrecorriente.

Las pobres prestaciones de selectividad y los inconvenientes inherentes a su coordinación hacen que las protecciones de sobrecorriente se empleen fundamentalmente en el ámbito de las redes de distribución, siendo mucho menor su utilización en líneas de transmisión de AT. Ello es debido a que las fallas en líneas de distribución generalmente no comprometen la estabilidad del sistema, por lo que el costo es el factor predominante a la hora de establecer su sistema de protección. En las líneas de transmisión, por el contrario, es muy importante tanto despejar la falla lo más rápidamente posible como aislarla desconectando el mínimo numero de circuitos posible ya que, en caso contrario, se pondría en peligro la estabilidad del sistema y se le debilitaría de forma innecesaria. Por esta causa, para la protección de líneas de transmisión de AT se recurre a la utilización de otros tipos de protecciones mas sofisticados y costosos como, por ejemplo, las protecciones de distancia.

Por otro lado, la filosofía de aplicación de protecciones de sobrecorriente depende en gran medida de la topología del sistema que vigilan y, por ello, difiere notablemente cuando se trate de proteger redes radiales o redes malladas.

Redes radiales

Para una red radial de distribución el flujo de potencia siempre tiene el mismo sentido. En cada línea que la compone este flujo de potencia se dirige siempre desde el extremo más cercano a la generación hacia el extreme mas cercano a la carga. Si en una red radial se produce una falla puede considerarse, despreciando las corrientes provenientes de posibles inversiones del funcionamiento de motores, que la intensidad de falla se aporta solamente desde el lado de generación. Por tanto, en este tipo de redes se cuenta a *priori* con la información complementaria del sentido de circulación de la intensidad en cada línea. Este dato resulta fundamental a la hora de aplicar protecciones de sobrecorriente ya que, al facilitar en gran medida su coordinación, permite alcanzar el imprescindible grado de selectividad exigible a todo sistema de protección.



Las fallas en redes radiales deben ser despejadas, en cada caso, mediante la apertura del interruptor

automático que, estando situado del lado de la generación, se encuentra más próximo al punto en que se ha producido la falla. De acuerdo con esto, si en la red radial de distribución mostrada en la Figura se produce una falla en el punto F el interruptor que debe despejarla es el B.

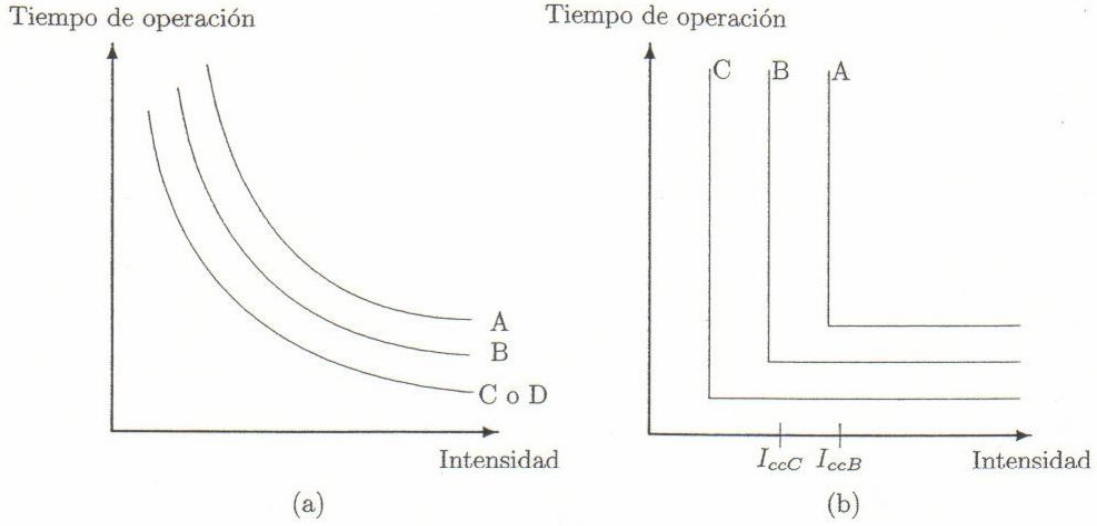
Sobre el esquema puede comprobarse fácilmente como la apertura de los interruptores C o D no eliminan la falla, ya que la corriente de falla se aporta desde el lado de generación a través de A y B. Por otro lado, la apertura del interruptor A permite despejar la falla pero provoca la desconexión de los circuitos Zl a Z5. Solamente la apertura del interruptor B despeja la falla y, al mismo tiempo, deja fuera de servicio el mínimo número de circuitos, que en este caso son los circuitos Z4 y Z5, debido a que su alimentación se realiza a través de la línea en la que se ha producido la falla.

Generalmente esta selectividad se consigue mediante la coordinación cronométrica de las protecciones de sobrecorriente que gobiernan los interruptores automáticos. Para ello es necesario ajustarlas de modo que, referidos a intensidades equivalentes, sus tiempos de operación sean crecientes a medida que están situados mas cerca de la generación y más alejados del consume.

Aunque este escalonamiento de tiempos puede conseguirse con protecciones de sobrecorriente de tiempo fijo, lo habitual es que se realice con unidades de tiempo inverso, debido a que permiten reducir los tiempos de permanencia bajo condiciones de falla a medida que aumenta el valor de la corriente de falla y, por tanto, mitigan la gravedad de las consecuencias de su circulación.

La Figura a) muestra las curvas características correspondientes a las protecciones de sobrecorriente de tiempo inverso que controlan los interruptores involucrados en la falla señalada en la Figura anterior. En ella puede apreciarse como, para las corrientes de circulación provocadas por la falla en F, las protecciones en C y D, aunque son las más rápidas, no actuaran debido a que no ven intensidad de falla, que es solamente vista por las protecciones en A y B. En este caso actuara la protección en B porque es la más rápida de las dos y, debido a ello, realiza funciones de protección primaria de la línea en que esta instalada. Solamente si falla la protección en B será la protección en A la que despejara la falla, ya que en este caso desempeña funciones de protección de apoyo de la línea en falla.

El establecimiento de una selectividad lógica resultaría mucho más costoso ya que exigiría disponer de canales de comunicación entre todas las protecciones. En este caso, una protección operara



solamente cuando detecte paso de intensidad de falla y, además, reciba información de que las

protecciones situadas inmediatamente detrás hacia el lado de la carga no detectan paso de corriente de falla. En el supuesto analizado, la protección en B abriría el interruptor debido a que ve intensidad de falla y recibe la información de que C y D no detectan corriente de falla.

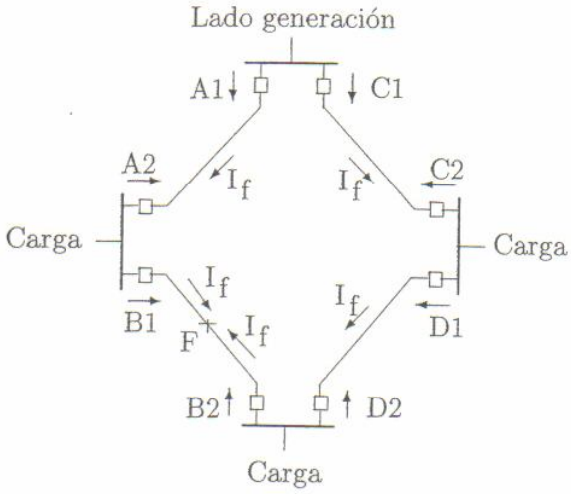
Por su parte, la protección en A no operaria porque aunque ve corriente de falla recibe el dato de que B también detecta intensidad de falla. Esta técnica, combinada con la selectividad cronométrica, permitiría disminuir los tiempos necesarios para despejar la falla, ya que posibilita que B anule su tiempo de espera al recibir los datos que le confirman que debe ser la encargada de despejar la falla.

El escalonamiento de los valores de las corrientes de cortocircuito, creciente a medida que nos acercamos al lado de la generación, posibilita el establecimiento de selectividad amperimétrica en una red radial. Cada protección debe ser ajustada de modo que opere solamente si la intensidad es mayor que la corriente de cortocircuito correspondiente a la posición del interruptor contiguo ubicado hacia el lado de la carga. Por tanto, para la red mostrada en la Figura, el valor de referencia para la protección en B debe ser la corriente de cortocircuito en C, mientras que para la protección en A se tomara como referencia el valor de la corriente de cortocircuito en B.

Un inconveniente de la selectividad amperimétrica es que para garantizar que las fallas que se produzcan justamente a la entrada de un interruptor sean despejadas correctamente es necesario ajustar las protecciones para unos valores de referencia un poco menores que los indicados. Sin embargo, esto puede conducir a una selectividad errónea entre las protecciones ya que, por ejemplo, si la falla F se produce en un punto muy próximo a la salida del interruptor B, puede llegar a ser la protección en A quien la despeje, si es más rápida que la ubicada en B, ya que ambas protecciones ven intensidades de falla dentro de su rango de operación. Por esta razón, para garantizar un comportamiento satisfactorio del sistema de proteccion, es conveniente complementar la selectividad amperimétrica con una adecuada selectividad cronométrica. La Figura b) muestra las curvas características correspondientes a una selectividad amperimétrica y cronométrica conjuntas, en caso de emplearse protecciones de sobreintensidad de tiempo fijo.

Redes malladas

En redes malladas no es posible definir la selectividad utilizando solamente funciones de sobreintensidad. Por esta razón, para este tipo de redes es necesario utilizar protecciones de sobreintensidad direccionales, que se denominan así debido a que operan cuando la intensidad supera el valor de referencia fijado y, además, circula en una dirección determinada.



Una protección de sobreintensidad direccional consta internamente de dos unidades de medida. La primera es una unidad de sobreintensidad, análoga a las ya descritas anterior-mente, y la segunda es una unidad direccional, que permite conocer el sentido de circulación de la corriente vigilada. La lógica de

disparo que desarrollan hace que solamente opere cuando en ambas unidades se cumplan las condiciones de disparo para las que hayan sido ajustadas. La función direccional, perteneciente al grupo de las funciones básicas de comparación de fase, toma como datos los ángulos correspondientes a los fasores de las magnitudes de polarización y de operación con que es alimentada. La magnitud de polarización es la fijada como referencia. Para que la función direccional proporcione resultados satisfactorios es necesario que la magnitud de polarización cumpla los requisitos de no anularse cuando se produce una falta y de mantener invariante su dirección aunque cambie la dirección de la magnitud de operación. La magnitud de operación es la que se compara con la de polarización y, en este caso, coincide con la corriente vigilada por la función de sobreintensidad que se implementa junto a la función direccional.

La Figura muestra una red mallada de distribución en la que se ha producido una falta en el punto F que provoca que las intensidades de falta en cada línea circulen con el sentido indicado en la misma. En este caso, la apertura de un solo interruptor no es suficiente para eliminar la falta ya que, debido a la existencia de un bucle, esta se mantendría a través del resto de interruptores que permanecen cerrados. Aunque todas las protecciones ven intensidad de falta, para despejarla correctamente es necesario que se abran los dos interruptores ubicados en los extremes de la línea en que se haya producido. Por esta razón, las protecciones deben ser ajustadas para operar solamente cuando la intensidad de falta se dirija hacia el interior de la línea en cuyo extreme están ubicadas, es decir, cuando la dirección de la intensidad de falta sea la indicada en la Figura mediante una flecha situada junto a cada interruptor.

De este modo, en el caso analizado, la falta F debe ser despejada mediante la apertura de los interruptores Bl y B2. La protección B2 operara debido a que ve intensidad de falta en el sentido en que ha sido polarizada, mientras que las protecciones A2, C2 y D2 no operaran debido a que, aunque ven intensidad de falta, su dirección es saliente de la línea que vigilan. Finalmente, la selectividad de Bl frente a Al, Cl y Dl deberá conseguirse mediante otros métodos de coordinación como, por ejemplo, los indicados anteriormente de tipo cronométrico o lógico.

Ajuste.

Puesta en trabajo o reposición. La mayoría de los relevadores de sobrecorriente tienen una zona de ajuste para hacerlos adaptables a una gama de circunstancias de aplicación tan amplia como sea posible. La zona de ajuste esta circunscrita sin embargo, por los límites de espacio de la bobina y para simplificar la construcción del relevador. De aquí que estén disponibles diversos tipos de relevadores que tienen, cada uno, una zona de ajuste diferente.

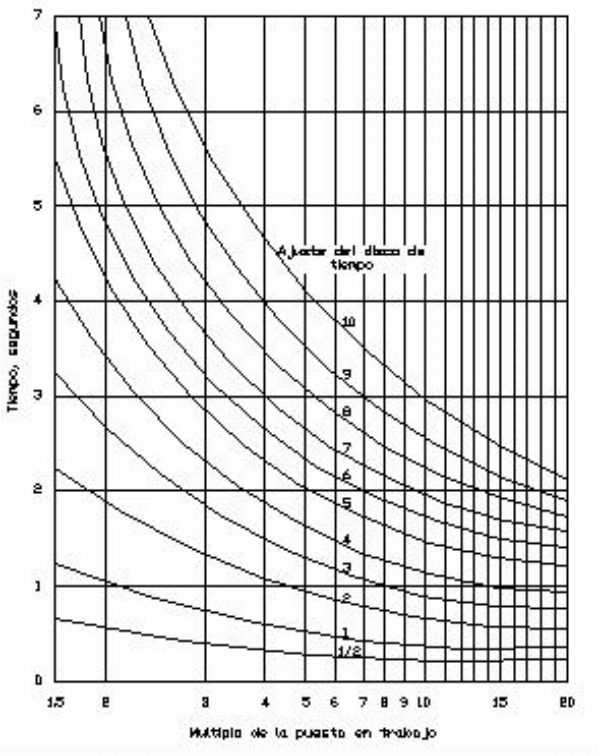
El ajuste de relevadores de solenoide o de armadura atraída puede ser por ajuste del entrehierro inicial, de la tensión del resorte de retención, de los pesos ajustables, o de las tomas de la bobina. El ajuste de relevadores de inducción accionados por corriente es generalmente por tomas de la bobina y el de los relevadores accionados por tensión, por tomas o resistencias en serie o por tomas auxiliares del autotransformador.

Tiempo.- el tiempo de funcionamiento de relevadores de inducción de tiempo inverso es ajustable al seleccionar la cantidad del viaje del rotor de su posición de reposición a su posición de puesta en trabajo. Esto se lleva a cabo por el ajuste de la posición del tope de reposición. Una palanca de tiempo o disco, tambièn llamado ***dial,*** con una escala uniformemente dividida proporciona este ajuste.

El ligero incremento en el par de retención del resorte de control, a medida que se avanza el tope de reposición hacia la posición de puesta en trabajo, esta compensado por la forma del disco. Un disco cuya periferia tiene la forma de una espiral, o un disco que tiene un radio fijo pero con ranuras periféricas, el fondo de las cuales esta sobre una espiral, proporciona esta compensación por variación del área activa del disco entre los polos. Pueden utilizarse, igualmente, agujeros de diámetro diferente. A medida que el disco gira hacia la posición en trabajo cuando se avanza el tope de reposición, o siempre que el relevador funciona para ponerse en trabajo, el aumento en la cantidad del área del disco entre los polos de la estructura actuante origina un aumento en el par eléctrico que equilibra así el aumento en el par del resorte de control.

Características de tiempo.

La figura a la derecha muestra una familia de curvas de tiempo inverso de un relevador del tipo de inducción altamente utilizado. Se muestra una curva para cada división mayor de la escala de ajuste, dial. Pueden obtenerse cualesquiera curvas intermedias por interpolación ya que el ajuste es continuo.



Se notara que la figura está trazada en función de los múltiplos del valor de puesta en trabajo, de tal manera que pueden utilizarse los mismas curvas para cualquier valor de puesta en trabajo. Esto es posible con relevadores del tipo de inducción donde el ajuste de la puesta en trabajo es por tomas de las bobina (TAPs), porque los ampere-vueltas en la puesta en trabajo son los mismos para cada toma. Por lo tanto, a un múltiplo dado de la puesta en trabajo, los ampere-vueltas de la bobina, y de aquí el par, son los mismos haciendo caso omiso de la toma utilizada. Donde se utiliza el ajuste del entrehierro o del resorte de retención de la puesta en trabajo, la forma de la curva de tiempo varia con la puesta en trabajo.

Uno no debería confiarse en el funcionamiento de cualquier relevador cuando el valor de la magnitud de influencia esta solo ligeramente arriba de la puesta en trabajo, porque la fuerza actuante neta es tan baja que cualquier fricción adicional puede impedir el funcionamiento, o pues aumentar el tiempo de funcionamiento. Aunque el relevador cierre sus contactos, la presión de contacto puede ser baja que la contaminación de la superficie de contacto puede impedir el contacto eléctrico. Esto es particularmente cierto en relevadores de tiempo inverso donde hay mucho impacto cuando se cierran los contactos. La practica es aplicar los relevadores en forma tal que, cuando su funcionamiento debe ser seguro, su magnitud de influencia será como mínimo 1.5 veces la puesta en trabajo. Por esta razón, algunas curvas de tiempo no se muestran para menos de 1.5 veces la puesta en trabajo.

Las curvas de tiempo de la figura pueden utilizarse no solo para estimar cuanto tiempo tomara un relevador para cerrar sus contactos a un múltiplo dado de la puesta en trabajo y para cualquier ajuste de tiempo, sino también que tanto viajara el disco del relevador hacia la posición de contacto cerrado dentro de cualquier intervalo de tiempo. Por ejemplo, supóngase que se utiliza el ajuste del disco de tiempo número 5 y que el múltiplo de la puesta en trabajo es 3. el relevador tomara 2.45 seg para cerrar sus contactos. Vemos que en 1.45 seg cerrara su s contactos el relevador si se utiliza el ajuste número 3 del disco de tiempo. En otras palabras, en 1.45 seg el disco viaja una distancia correspondiente a 3 divisiones del disco de tiempo, o tres quintos de la distancia total para cerrar los contactos.

Este método de análisis es útil para estimar si un relevador se pondrá en trabajo y, en tal caso, cual será su acción retardada cuando el valor de la magnitud de influencia esta cambiando como, por ejemplo, durante el periodo de la corriente de entrada cuando esta arrancando un motor. La curva de la magnitud eficaz de la corriente contra el tiempo puede estudiarse para intervalos sucesivos de tiempo corto, y el viaje del disco puede encontrarse durante cada intervalo para la magnitud media de la corriente durante ese intervalo. Para cada intervalo sucesivo debería suponerse que el disco arranca desde la posición que había alcanzado al final del intervalo precedente.

Para la utilización más efectiva de un relevador de tiempo inverso debería seleccionarse su puesta en trabajo de tal manera que el relevador este funcionando en la parte más inversa de su curva de tiempo sobre la zona del valor de la magnitud de influencia para la que debe funcionar el relevador. En otras palabras, el valor mínimo de la magnitud de influencia para el que debe de funcionar el relevador será como mínimo 1.5 veces la puesta en trabajo, pero no mucho mas. Esto vendrá a ser más evidente cuando consideremos la aplicación de estos relevadores.

Las curvas de tiempo mostradas en los folletos de los fabricantes son curvas promedio, y las características de tiempo de los relevadores individuales varían ligeramente de las curvas publicadas. Normalmente, esta variación será despreciable, pero cuando se requiere el ajuste mas preciso de un relevador, este se determina por prueba.

Sobrecarrera.

Debido a la inercia de las partes móviles, el movimiento continuara cuando se retire la fuerza actuante. Esta característica es conocida por sobrecarrera. Aunque la sobrecarrera a parece en todos los relevadores, su efecto es importante, en general, solo en relevadores de acción retardada, y particularmente en relevadores de sobrecaliente de tiempo inverso, donde se obtiene la selectividad en una base de acción retardada.

Tiempo de reposición.

El tiempo de reposición variara directamente con el ajuste del disco de tiempo. El método de análisis descrito bajo características de tiempo para la estimación de la cantidad del viaje del disco durante intervalos cortos de tiempo, combinado con el conocimiento, combinado con el conocimiento del tiempo de reposición, le permitirá a uno estimar el funcionamiento de los relevadores de tiempo inverso, durante la aplicación y retiro sucesivos de la magnitud de influencia.

4.2 Relevadores direccionales de c-a

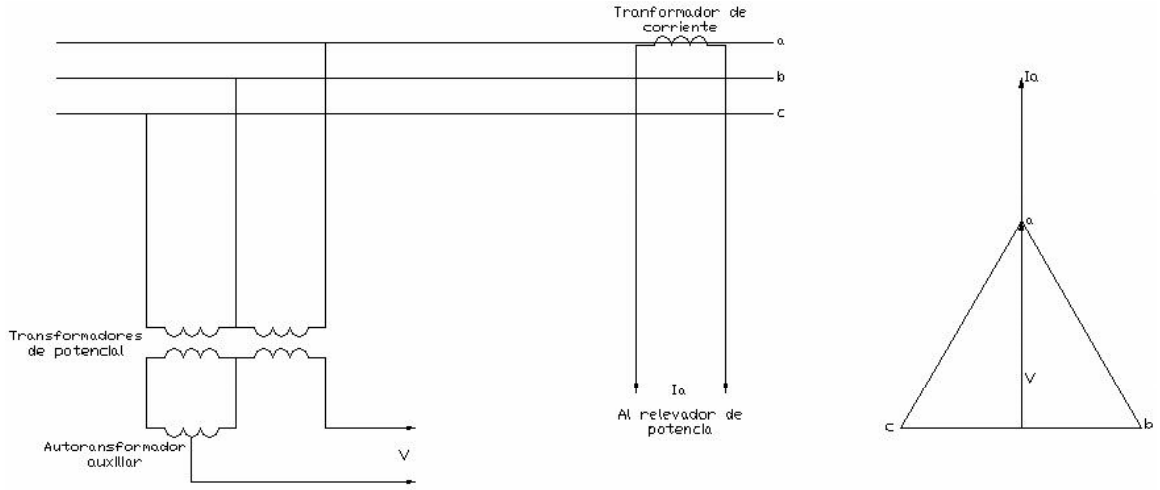
Estos relevadores están capacitados para distinguir el flujo de corriente en una dirección o la otra en un circuito de c-a, reconociendo las diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización. Esta capacidad de distinguir entre el flujo de corriente en una dirección y otra depende de la selección de la magnitud de polarización y del ángulo del par máximo.

Relevadores de potencia

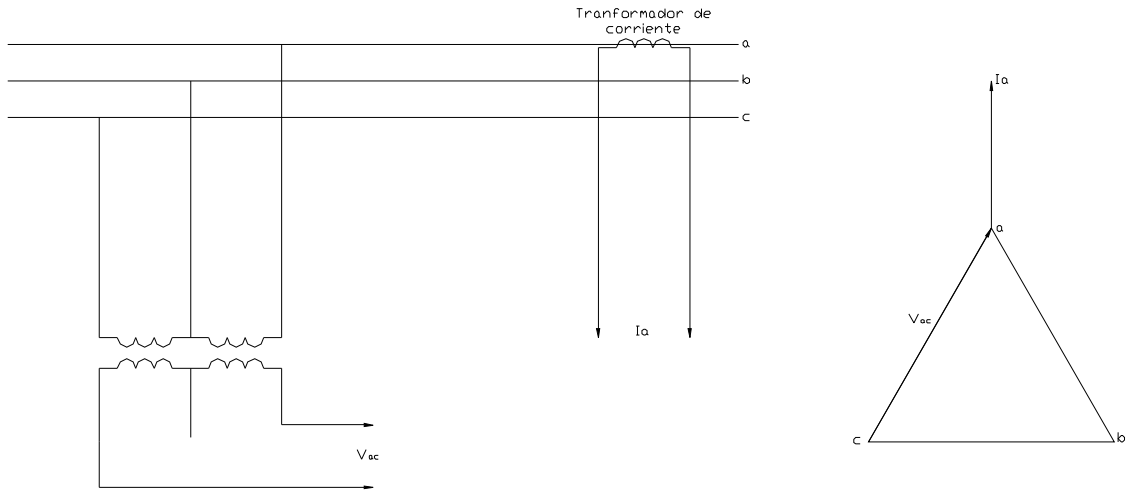
Estos relevadores se usan generalmente para la protección contra condiciones distintas de los cortocircuitos. Estos relevadores se conectan para polarizarse por una tensión de un circuito, y se seleccionan las conexiones de corriente y las características del relevador de tal manera que el par máximo en el relevador aparece cuando se conduce la carga de factor de potencia unitario por el circuito. El relevador se pondrá en trabajo para el flujo de potencia en una dirección a través del circuito y se repondrá para la dirección opuesta del flujo de potencia.

Si se incluye un circuito monofásico, se usa un relevador direccional que tenga par máximo cuando la corriente del relevador esté en fase con la tensión de éste.

En un circuito trifásico se puede usar el mismo relevador direccional si la carga está suficientemente equilibrada; aquí, la tensión de polarización debe estar en fase con la corriente en una de las tres fases a carga de factor de potencia unitario. Dicha tensión de fase estará disponible si se tiene la tensión de fase a neutro (en la figura siguiente se muestra la conexión que se debe tener para que se proporcione una tensión de polarización adecuada).



O bien, puede conectarse un relevador que tenga el par máximo cuando su corriente se adelanta de su tensión en 30º, para utilizar V_{ac} e I_a.



Cuando la carga de un circuito trifásico está desequilibrada de manera que un relevador monofásico sea insuficiente, o cuando se requiere una corriente mínima de puesta en trabajo muy alta, se utiliza un relevador polifásico que tiene tres relevadores monofásicos cuyos pares se suman para controlar un solo conjunto de contactos.

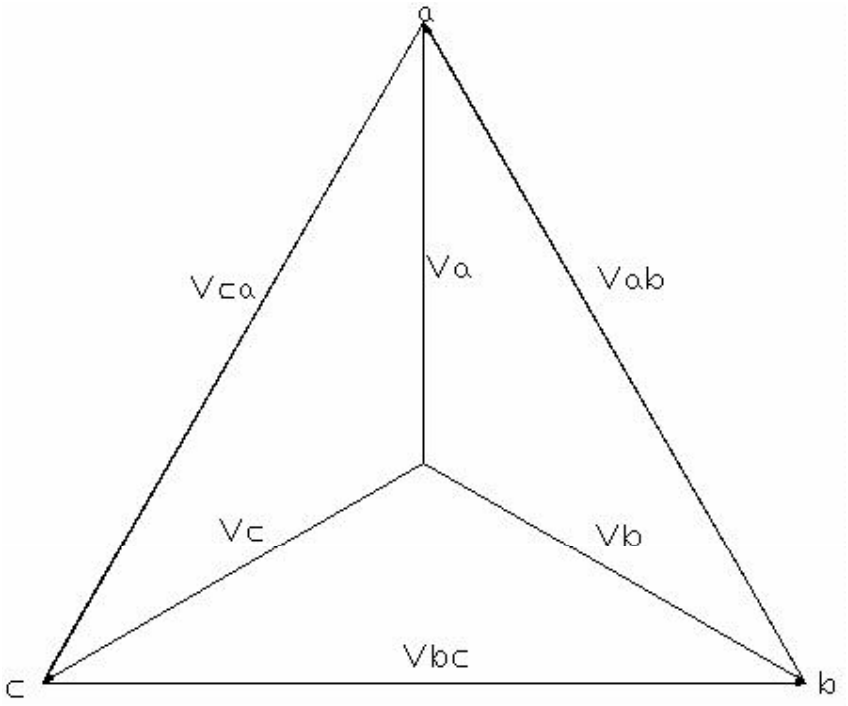
Un relevador de potencia distingue entre el flujo de potencia en una dirección o la otra desarrollando par positivo (o puesta en trabajo) para una dirección, y par negativo (o reposición) para la otra. La componente de la corriente de factor de potencia unitario se invertirá a medida que se invierta el flujo de potencia (Ver apartado 3.8).

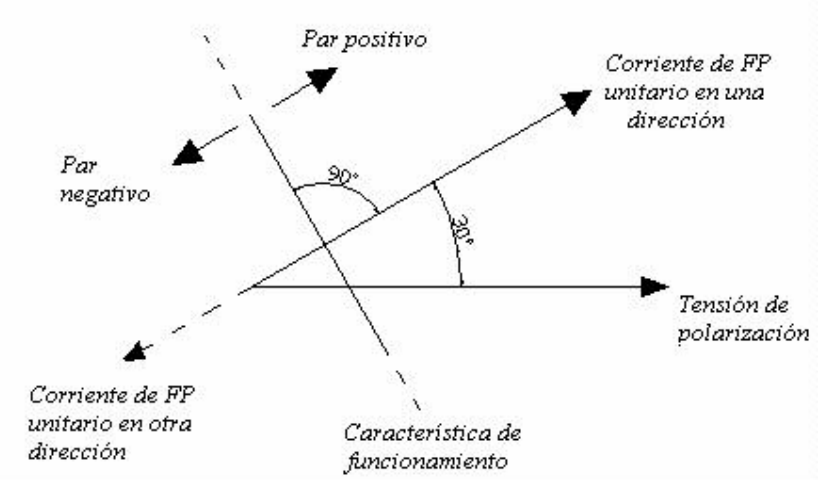
A continuaciòn se definen las tensiones que se aplicaràn en este tema:

$$V_{ab} = V_a - V_b$$
$$V_{bc} = V_b - V_c$$
$$V_{ca} = V_c - V_a$$

de estas definiciones se deduce que:

$$V_{ba} = -V_{ab} = V_b - V_a$$
$$V_{cb} = -V_{bc} = V_c - V_{\backslash b}$$
$$V_{ac} = -V_{ca} = V_a - V_c$$





Característica típica de funcionamiento de un relevador de potencia

Los relevadores de potencia se utilizan para la respuesta a cierta dirección del flujo de la corriente bajo condiciones trifásicas equilibradas aproximadamente y para magnitudes de tensión casi normales.

Se usan relevadores de potencia que tienen corrientes mínimas de puesta en trabajo ajustables. Estos pueden calibrarse en función de los amperes mínimos de puesta en trabajo a la tensión nominal o de los watts mínimos de puesta en trabajo. Esto es, pueden ajustarse para responder a cualquier potencia deseada que se proporciona en una dirección dada.

Los relevadores de potencia tienen características de acción retardada para evitar el funcionamiento no deseado durante inversiones de potencia momentáneas (como ondas de potencia en la sincronización de generadores o inversiones de potencia cuando hay cortocircuitos).

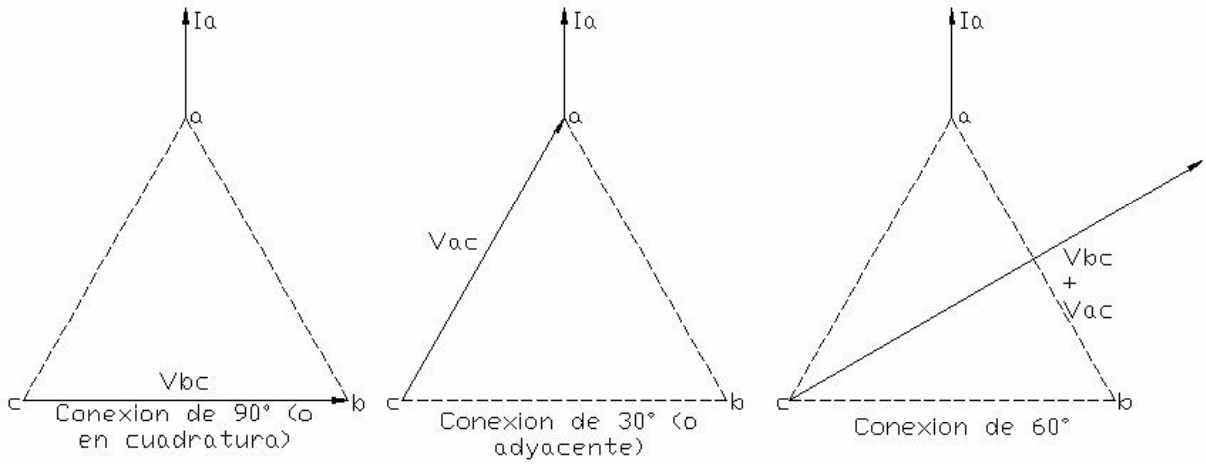
Resumiendo, en los relevadores de potencia estamos tratando con condiciones trifásicas casi equilibradas, y donde se mantiene con aproximación la tensión de polarización a su valor normal.

Relevadores direccionales para protección de cortocircuito.

Los cortocircuitos incluyen corrientes que atrasan sus posiciones de factor de potencia unitario, generalmente por ángulos grandes. Por esto es deseable que los relevadores direccionales para protección de cortocircuito estén arreglados para desarrollar un par máximo bajo tales condiciones de corriente atrasada.

La selección de conexiones para la obtención de la discriminación direccional correcta para cortocircuitos desequilibrados (esto es, fase a fase, fase a tierra, y dos fases a tierra) está muy restringida.

Tres combinaciones convencionales de corriente y tensión que se utilizan para relevadores de fase están mostradas por los diagramas vectoriales de la siguiente figura:



Los nombres de estas combinaciones se reconocerán como la descripción de la relación de fase de la corriente de la bobina de corriente a la tensión de polarización bajo condiciones trifásicas equilibradas de factor de potencia unitario.

Las relaciones mostradas son para el relevador o elemento que proporciona discriminación direccional cuando ocurren cortocircuitos que incluyen las fases a y b.

Ya que en un relevador polifásico se suman los pares de los tres elementos, solo es necesario que el par neto esté en la dirección correcta para evitar el funcionamiento indeseado.

Con los relevadores direccionales para la protección contra cortocircuitos que incluyen tierra, sólo es necesario un relevador monofásico, y las conexiones son tales que no importa qué fase está involucrada, pues las magnitudes que afectan al funcionamiento del relevador tienen la misma relación de fase. Además, un relevador de tierra sólo está afectado por las fallas a tierra, porque,

para las otras fallas, las magnitudes de influencia no están presentes a menos que los TC fallen al transformar sus corrientes con precisión.

Los relevadores direccionales para protección de cortocircuito se usan como suplemento de otros relevadores. Los relevadores direccionales permiten el disparo sólo para una cierta dirección del flujo de corriente, y los otros relevadores determinan (1) si es un cortocircuito el que origina que fluya la corriente, y (2) si el cortocircuito está lo suficientemente cerca para que los relevadores disparen su interruptor.

Relevadores direccionales de sobrecorriente.

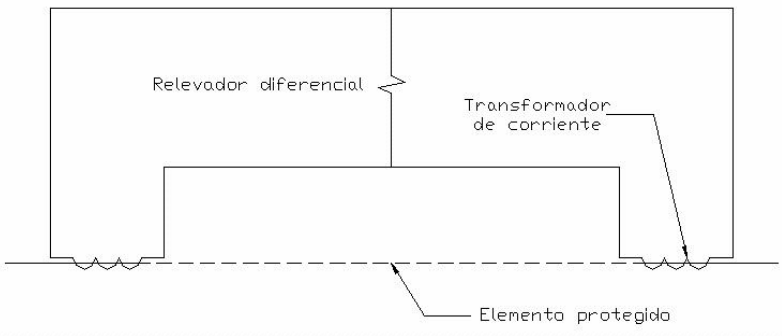
Estos son combinaciones de unidades de relevadores direccionales y sobrecorriente. En ellos, una unidad de sobrecorriente es inoperante, sin importar qué tan grande pueda ser la corriente, a menos que los contactos de la unidad direccional estén cerrados. Esto se lleva a cabo conectando los contactos de la unidad direccional en serie con el circuito de la bobina de sombra o con uno de los circuitos que producen los flujos de la unidad de sobrecorriente. Cuando este circuito está abierto, no desarrolla par de funcionamiento en la unidad de sobrecorriente. Sólo los contactos de la unidad de sobrecorriente están en el circuito de disparo.

Sin control direccional, los contactos de las unidades direccional y de sobrecorriente estarían conectados en serie y habría posibilidad de disparo incorrecto bajo ciertas circunstancias.

4.3 Relevadores Diferenciales

Los dispositivos de protección como relevadores, interruptores termo magnéticos y fusibles son los elementos del sistema eléctrico que actúan cuando se presenta una condición anormal de funcionamiento o una falla. Estos dispositivos se agrupan en esquemas o sistemas de protección para dar seguridad, selectividad, rapidez y precisión en esos momentos de mal funcionamiento o falla. Para que el sistema de protección cumpla con este objetivo los dispositivos que lo integran necesitan de una coordinación y ajustes adecuados, de acuerdo con los tipos y niveles de falla que se presentan en el sistema eléctrico. Los relevadores diferenciales toman una variedad de formas que dependen del equipo al que van a proteger.

La definición de un relevador semejante es “uno que funciona cuando el vector diferencia de 2 o mas magnitudes eléctricas similares excede una cantidad predeterminada.



Una ventaja que tiene es que casi cualquier tipo de relevador, depende de la forma de conectarse, puede hacerse que funcione como un relevador diferencial. La mayoría de las aplicaciones de un relevador diferencial son del tipo diferencial de corriente.

El ejemplo mas simple de un arreglo semejante se muestra en esra figura, donde la parte punteada del circuito representa al elemento que se esta protegiendo. Esta puede ser la longitud de un circuito, el arrollamiento de un generador, etc.

La forma mas extensamente utilizada de un relevador diferenciales del tipo diferencial del tanto por ciento también llamadas protecciones diferenciales compensadas. La ventaja de este relevador es que es menos probable que funcione con menor corrección que un relevador de sobrecorriente conectado diferencialmente, cuando ocurre un cortocircuito externo a la zona protegida.

Los relevadores diferenciales de tanto por ciento pueden aplicarse a elementos de sistema que tienen más de 2 terminales, en donde cada bobina de retención tiene el mismo número de espiras y cada bobina de funcionamiento produce un par de retención diferente.

Los relevadores diferenciales de tanto por ciento son en general instantáneo o de alta velocidad.

Existen varios tipos de arreglos de relevadores diferenciales, uno de estos utiliza un relevador direccional, otro tiene retención adicional obtenida de armónicas y de la componente de CD de la corriente diferencial, otro tipo utiliza un relevador de sobretensión en lugar de un relevador de sobrecorriente en el circuito diferencial.

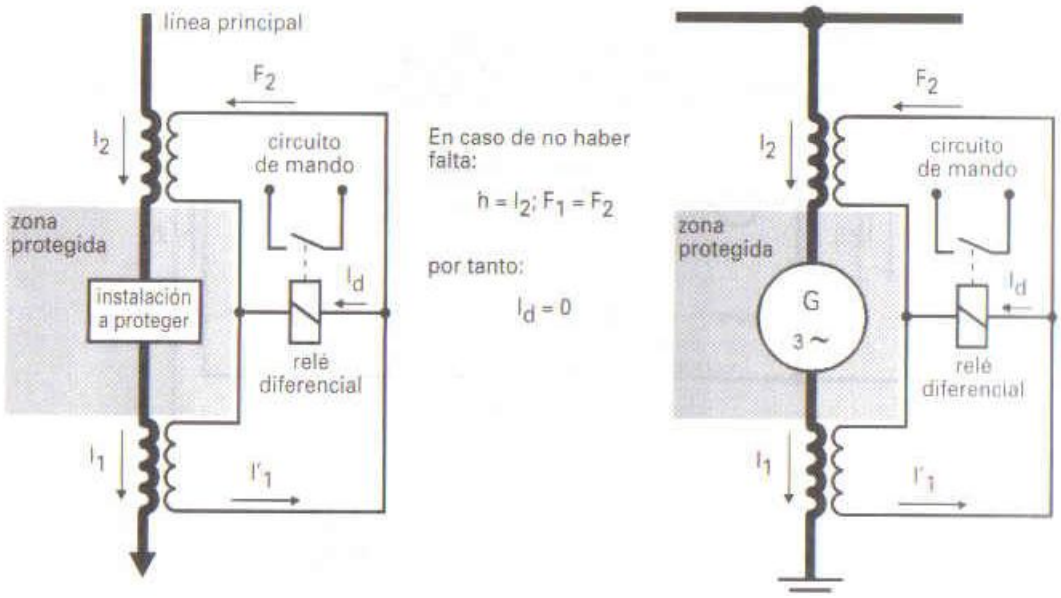
Ha habido gran actividad en el desarrollo de relevadores diferenciales porque esta forma de relevador es la más selectiva de todos los tipos de relevadores convencionales.

Protección diferencial longitudinal.

Las protecciones diferenciales, en general, son en realidad sistemas de protección selectivos o cerrados, en los que la operación de la protección y la selectividad de la misma dependen de la comparación de las intensidades de cada uno de los extremos de la zona protegida.

Estas protecciones están basadas en la primera ley de Kirchhoff, por lo que la actuación de la misma dependerá de que la suma de las corrientes que llegan al nudo, o zona protegida, no sea cero.

A nivel constructivo puede considerarse como un relé de sobreintensidad cuya bobina es alimentada por los arrollamientos secundarios (todos ellos en paralelo) de tantos transformadores de intensidad como entradas tenga la zona protegida. En condiciones normales, la suma (o diferencia si se consideran los valores absolutos de las corrientes) de las corrientes que circulen por la bobina del relé (rama diferencial) será cero, no produciéndose en tal caso la actuación del mismo. Pero cuando se produzca una anomalía en la zona protegida y dicha diferencia de corrientes tenga un valor distinto a cero por la bobina del relé, éste actuará en el circuito de mando del disyuntor correspondiente.

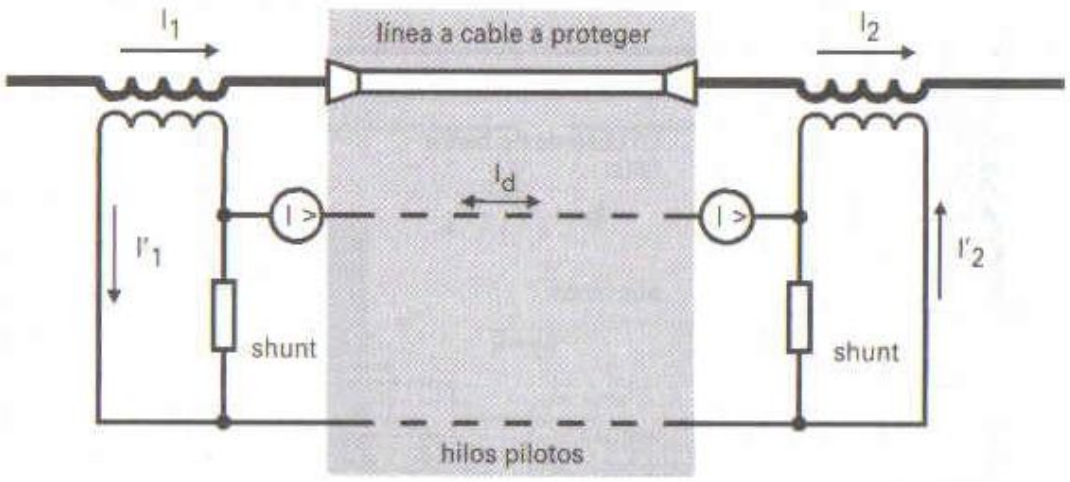


Principio de funcionamiento de la protección diferencial. En el dibujo de la derecha se muestra la protección diferencial para generadores y motores trifásicos, en la que se hace necesario sacar fuera de la máquina los dos extremos de cada devanado para poder instalar los transformadores de intensidad.

En el caso de que se produzca una falla externa a la zona protegida, la igualdad de las corrientes de ambos transformadores se mantendrá, por lo que el relé no actuará. Esto comprueba el carácter altamente selectivo de la protección.

Cuando se desea aplicar una protección diferencial longitudinal a una línea, resulta inoperativo colocar la rama diferencial en el punto medio exacto del recorrido de la línea. Por otra parte no se puede colocar el relé en uno de los extremos de la línea, pues las diferencias de longitud de cable del secundario del transformador del inicio de la línea y del transformador del final darían lugar a caídas de tensión diferentes, por lo que en caso de servicio normal se tendría una corriente circulante por la rama diferencial.

Para solventar el problema se instalan dos relées, uno al comienzo y otro al final, instalados en un circuito diferencial formado por hilos piloto y alimentados por las caídas de tensión de unos shunts instalados en los secundarios de los transformadores de intensidad. Si se elige una relación de transformación conveniente para los transformadores a instalar y unos relés diferenciales suficientemente sensibles, se pueden proteger con este sistema hasta tramos de línea de 10km de longitud.



Protección diferencial longitudinal aplicada a una línea, utilizando dos relés diferenciales de sobreintensidad e hilos piloto

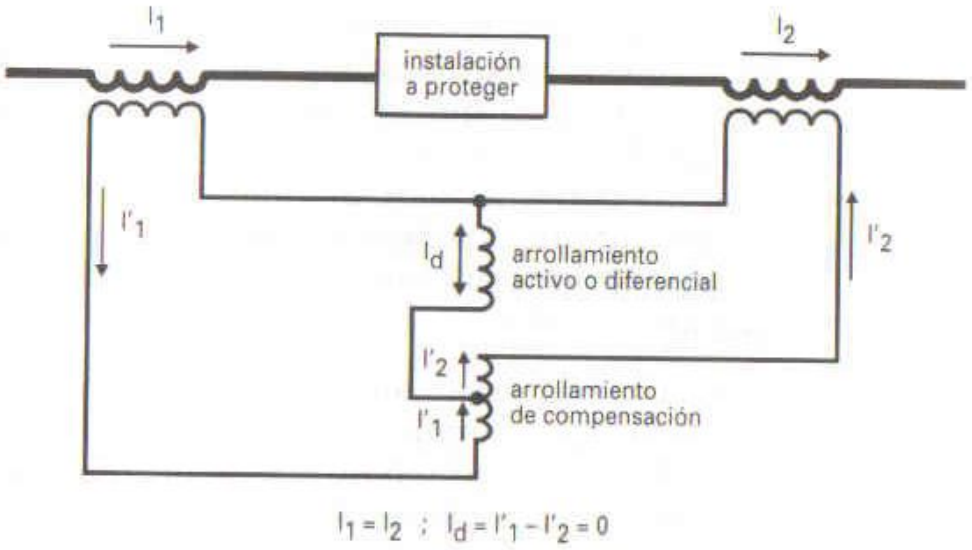
Protección diferencial longitudinal compensada

El sistema de protección diferencial básica se ha expuesto anteriormente es correcto siempre y cuando los transformadores de intensidad instalado en cada uno de los extremos de la zona protegida, sean rigurosamente idénticos. Como en la práctica esto no es posible, suele suceder que las corrientes en el secundario de cada uno de los dos transformadores (si es que la zona protegida solo tiene dos extremos) no son idénticas cuando las condiciones de explotación de la instalación protegida son normales. Ello tiene como consecuencia que por la rama diferencial la suma de corrientes no sea cero, por lo que en una situación de servicio normal se podría disparar la protección.

Este problema se resolvería introduciendo un devanado de compensación en serie con la bobina de relé diferencial que tiende a crear un par antagonista para mantener el equilibrio en situación de servicio normal. Esta es la constitución básica de la protección diferencial longitudinal compensada.

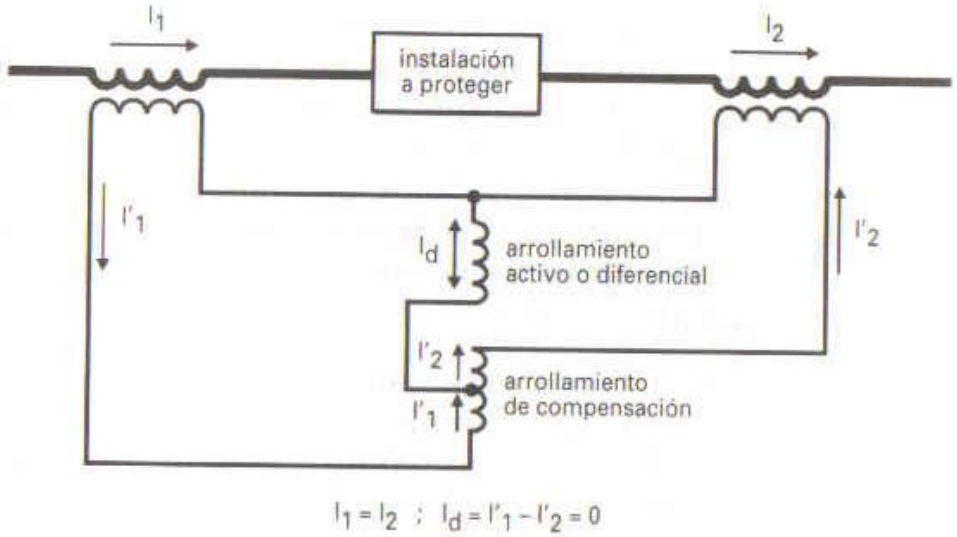
En esta protección como se puede observar, hay dos arrollamientos. Uno es el arrollamiento activo o diferencial, que es el encargado de provocar el funcionamiento de la protección y se halla recorrido por la diferencia de corrientes de los secundarios de los transformadores de intensidad. el otro es el arrollamiento de compensación que consta de una toma media es recorrido por ambos extremos por las corrientes directas de los secundarios de los transformadores y esta calibrado para mantener un par de equilibrio con las corrientes normales de servicio.

Cuando se produce un defecto interior (dentro de la zona protegida), el par de arrollamiento diferencial aumenta mientras que el para de arrollamiento de compensación disminuye, superando el primero al segundo y produciéndose el consecuente accionamiento de la protección.



Principio de funcionamiento de la protección diferencial compensada

Disminución del par en el arrollamiento de compensación es debido sobre todo a que en caso de defecto con la alimentación por un solo extremo (Fig. 7.18), la corriente en el secundario del transformador del extremo opuesto va a ser nula, al igual que la corriente que circula por la mitad correspondiente del devanado de compensación, por lo que el par de equilibrio sólo será creado por la corriente que circule por la otra mitad del arrollamiento.



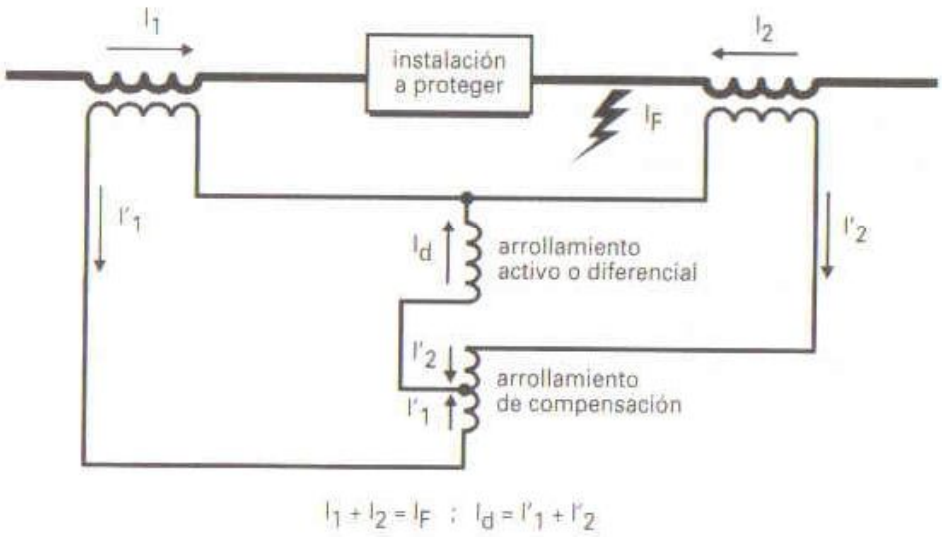
Actuación de la protección diferencial compensada en caso de falla con alimentación por un extremo

Como ambos arrollamientos, el diferencial y el de compensación, están recorridos por la misma corriente pero el número de espiras que intervienen ahora en el arrollamiento de compensación es inferior al del arrollamiento activo, el par de equilibrio resultante será inferior al par diferencial, consiguiendo así la actuación del relé.

Si el defecto se produce cuando existe alimentación por ambos extremos (Fig. 7.19), las corrientes que circulen por ambas mitades del arrollamiento de compensación lo harán con sentidos opuestos,

creándose en dichas mitades dos pares igualmente opuestos. En esta situación el par de equilibrio resultante tiende a anularse y permite que el par diferencial actúe libremente sobre la protección.

La protección diferencial longitudinal compensada es de aplicación, principalmente, cuando a los transformadores de medida instalados no se les exige una gran precisión o no son rigurosamente idénticos. También es de aplicación este tipo de protección cuando la carga conectada a los transformadores no es idéntica.



Actuación de la protección diferencial compensada en caso de falla con alimentación por los dos extremos.

5.- Relevadores de Distancia

Cuando se quiere aplicar una protección selectiva en grandes redes no siempre resulta conveniente recurrir a la protección de máxima intensidad con tiempos escalonados, ya que los tiempos de ajuste de los relés de los escalones más altos podrían ser demasiado elevados. Esta situación no resultaría nada deseable cuando se presentara un cortocircuito en las proximidades de dichos relés.

Este problema se resuelve con los relés de distancia, los cuales tienen un tiempo de actuación directamente proporcional a la distancia del defecto. El principio de accionamiento de estos relés está basado en la utilización de una bobina amperimétrica y otra voltimétrica. Cuando ocurre un cortocircuito sucede que la tensión es nula en el punto de defecto, mientras que conforme se aleja el observador de dicho punto, la tensión aumenta. Es fácil intuir, pues, que para la protección a distancia se aprovecha esta característica de la tensión ante un cortocircuito, es decir, la bobina voltimétrica del relé creará un par antagonista al creado por la bobina amperimétrica de tal forma que cuanto más alejado esté el relé del punto de defecto, mayor será el par antagonista y mayor será el tiempo invertido para conmutar los contactos del relé. Conviene recalcar que ante un cortocircuito, la corriente se mantiene prácticamente constante en el recorrido de la línea, por lo que el par motor generado por la bobina amperimétrica es independiente de la distancia a la que se encuentre, del punto de defecto, el relé de distancia.

Generalmente, los relés de distancia se montan en combinación con elementos de desbloqueo de máxima intensidad, o mínima impedancia, y con órganos direccionales. La protección de distancia se utiliza principalmente para líneas y también puede aplicarse para redes, permitiendo una gran libertad de explotación en las mismas.

El significado de Z

Ya que estamos acostumbrados a la asociación de la impedancia con algún otro elemento, como una bobina o un circuito de alguna clase, bien se puede preguntar cual es el significado de esta impedancia expresada por la relación de la tensión a la corriente proporcionadas a un relevador de distancia. Responder completamente a esta pregunta en este momento supondría ir muy lejos en el relato. Esto depende, entre otras cosas, en como se obtiene la tensión y la corriente proporcionadas al relevador. Para la protección de líneas de transmisión contra cortocircuito, que es el campo más amplio de aplicación de los relevadores de distancia, esta impedancia es proporcional, dentro de ciertos límites, a la distancia física del relevador al cortocircuito. Sin embargo, el relevador estará aún alimentado por tensión y corriente bajo otras condiciones distintas que los cortos circuitos, como cuando un sistema esta conduciendo carga normal o cuando una parte de éste pierde el sincronismo con la otra, etc. Bajo cualquier condición semejante, la impedancia tiene un significado diferente de la que tiene durante un corto circuito. Esta es una parte muy fascinante de la narración, pero debe esperar hasta que consideremos la aplicación de relevadores de distancia.

En este punto se puede pensar porque hay diferentes tipos de relevadores de distancia para protecciones delineas de transmisión como aquellos descritos. La respuesta a esta pregunta es que cada tipo tiene ampliamente su campo de aplicación particular en donde resulta más apropiado en general que cualquier otro tipo. Esto se discutirá cuando examinaremos la aplicación de estos relevadores. Los campos de aplicación se suponen más o menos y, en las áreas de superposición en las que se escoge el relevador, es un asunto de preferencia personal por citas características de un tipo particular sobre otro.

Memoria.

Los relevadores en los que se requiere tensión para desarrollar el par de puesta en trabajo, como los relevadores de tipo mho o unidad direccionales de otros relevadores, puede estar provistos de memoria. Esta es una característica que puede obtenerse por diseño en el que el flujo de corriente en una bobina de tensión de polarización no cesa inmediatamente cuando la tensión, en el lado de alta tensión del transformador de alimentación, se reduce a cero instantáneamente. En cambio, la energía almacenada en el circuito de tensión origina el flujo de una corriente senoidal en la bobina de tensión por un tiempo corto. La frecuencia de esta corriente y su ángulo de fase son para todos los propósitos prácticos los mismos que antes de que la tensión cayera a cero, y por lo tanto el relevador está polarizado adecuadamente ya que, en efecto, éste recuerda la tensión que le ha sido aplicada. Será evidente que la memoria es utilizable sólo en los relevadores de alta velocidad que son capaces de funcionar dentro del tiempo corto en el que fluye la corriente transitoria de polarización. Será evidente también que un relevador debe tener tensión aplicada a este inicialmente, para que la memoria sea efectiva; en otras palabras, la memoria es ineficaz si la tensión del relevador de distancia se obtiene del lado de línea de un interruptor de línea y el interruptor está cerrado cuándo hay un cortocircuito en la línea.

Realmente, ésta es una circunstancia muy rara, cuando un corto circuito reduce a cero la alimentación de tensión del relevador. El cortocircuito debe estar exactamente en las terminales de alta tensión del transformador de tensión, y no debe haber arco en el cortocircuito. Casi la única vez que esto puede suceder en la práctica es cuando los hombres de mantenimiento han olvidado quitar los dispositivos de protección de puesta a tierra antes de que se cierre el interruptor. La tensión a través de un arco de cortocircuito es rara vez menor del 4% de la tensión normal, y esto es suficiente para asegurar el funcionamiento correcto del relevador de distancia aún sin la ayuda de la memoria.

La memoria no afecta la capacidad de medición de distancia de un relevador de distancia. Dicha capacidad sólo es importante para valores de distancia. Dicha capacidad sólo es importante para valores de impedancia cerca del punto para el que el tiempo de funcionamiento pasa de T_1 a T_2 o bien de T_2 a T_3. Para dichas impedancias, la tensión primaria en la localidad del relevador no va a cero, y se ahoga el efecto del transitorio.

Resulta evidente de lo anterior que probablemente podemos construir en el diagrama R-X cualquier característica de funcionamiento deseada del relevador de distancia compuesta de líneas rectas o círculos. Las características aquí mostradas han sido aquellas de los relevadores de distancia para protecciones de líneas de transmisión. Pero, utilizando estas mismas características o modificaciones de éstas, podemos abarcar cualquier área deseada en el diagrama R-X, o bien podemos dividirlo en diferentes áreas, para que pueda obtenerse el funcionamiento del relevador sólo para ciertas relaciones entre V, I, y θ. Que esta es una herramienta muy poderosa se verá mas adelante cuando aprendemos que aparecen diversos tipos de condiciones anormales de sistema en el diagrama R-X.

5.1 El relevador de distancia del tipo impedancia.

Ya que este tipo de relevadores incluye unidades del tipo impedancia, vamos a familiarizarnos primero con éstas. Hablando en general, el término impedancia puede aplicarse sólo a resistencia, solo a reactancia, o a la combinación de las dos. En la terminología de la protección por relevadores, no obstante, un relevador de impedancia tiene una característica que es diferente de la de un relevador que responde a cualquier componente de impedancia. Y de aquí que el termino relevador de impedancia es muy específico.
En un relevador de impedancia el par producido por un elemento de corriente está equilibrado con el par de un elemento de tensión. El elemento de corriente produce par positivo (puesta en trabajo), mientras que el elemento de tensión produce par negativo (reposición). En otras palabras, un relevador de impedancia es un relevador de sobrecorriente de tensión de retención. Si dejamos que el efecto del resorte de control sea $-K_3$, la ecuación del par es:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3$$

donde I y V son magnitudes eficaces de la corriente y de la tensión respectivamente. En el punto de equilibrio, cuando el relevador está en el límite del funcionamiento, el par neto es cero, y

$$K_2 V^2 = K_1 I^2 - K_3$$

Dividiendo entre $K_2 I^2$, obtenemos:

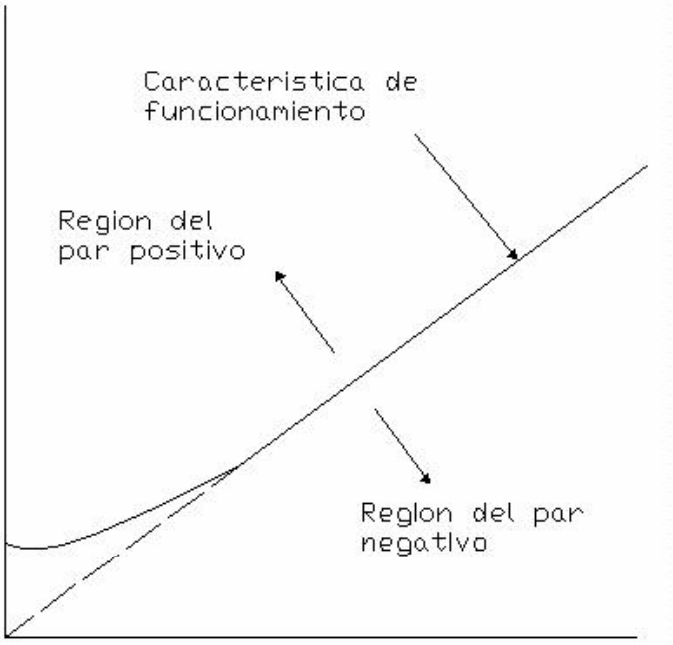
$$\frac{V^2}{I^2} = \frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2 I^2}$$

$$\frac{V}{I} = Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} - \frac{K_3}{K_2 I^2}$$

Se acostumbra el efecto del resorte de control, ya que su efecto solo es notorio a magnitudes de corrientes razonablemente bajas de aquellas encontradas de ordinario. Por lo tanto, si hacemos K_3 igual a cero, la ecuación precedente se transforma en:

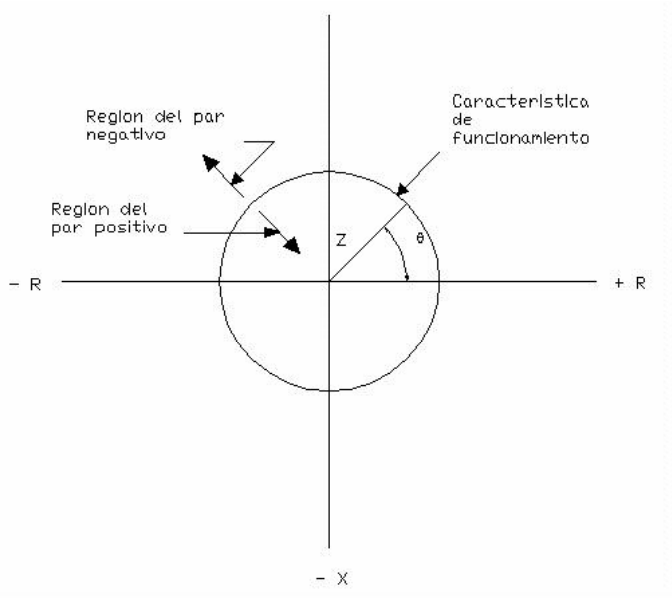
$$Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = cons\tan te.$$

En otras palabras, un relevador de impedancia está en el límite del funcionamiento a un valor constante dado de la relación V a I, que puede expresarse como impedancia.
La característica de funcionamiento de la tensión y la corriente se muestra en la siguiente figura, donde aparece el efecto del resorte de control que origina una curva notoria en la característica sólo en el extremo de baja corriente.



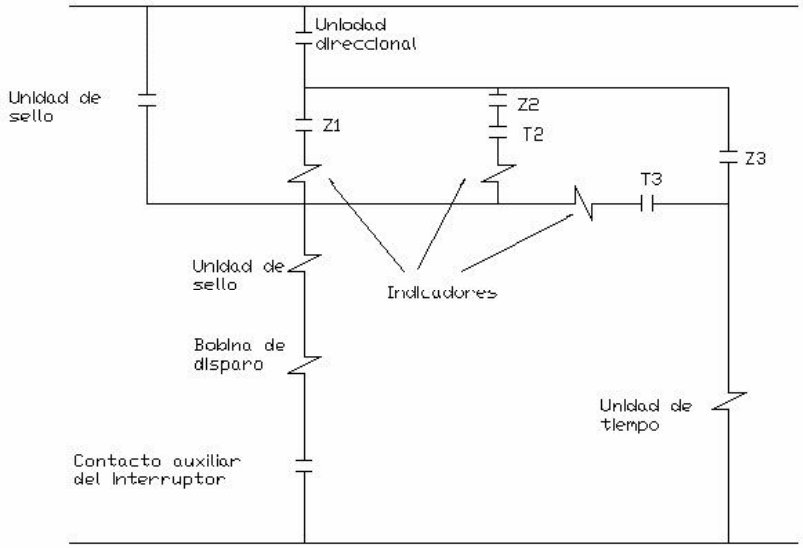
Para todos los propósitos prácticos puede considerase la línea punteada, que representa un valor constante de Z, como la característica de funcionamiento. El relevador se pondrá en trabajo para cualquier combinación de V e I representada por un punto arriba de la característica en la región del par positivo, o bien en otras palabras, para cualquier valor de Z menor que el valor constante representado por la característica de funcionamiento. Puede cambiarse por ajustes la pendiente de la característica de funcionamiento, de tal manera que el relevador responderá a todos los valores de impedancia menores que cualquier límite superior deseado.

Una forma mucho más útil de mostrar la característica de funcionamiento del relevador de distancia es por medio del tan conocido diagrama de impedancia o bien diagrama R-X.
La característica de funcionamiento del relevador de impedancia, despreciando el efecto del resorte de control, se muestra en la figura siguiente, en este tipo de diagrama. El valor numérico

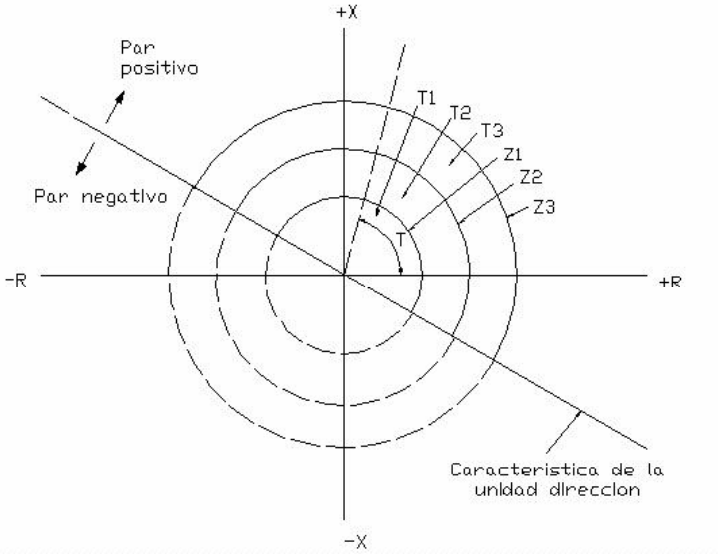


de la relación de V a I se muestra como la longitud de un radio vector, tal como Z, y el ángulo de fase θ entre V e I determina, como se muestra, la posición del vector. Si I está en fase con V, el vector se sitúa a lo largo del eje + R; pero si I esta a 180° fuera de fase con V, el vector tiene una componente + X; y, si I se atrasa de V, el vector tiene una componente-X. Ya que el funcionamiento del relevador de impedancia es práctica o realmente independiente del ángulo de fase V e I, la característica de funcionamiento es un círculo con su centro en el origen. Cualquier valor de Z menor que el radio del circulo resultará en la producción de un par positivo, y cualquier valor de Z mayor que este radio resultará en par negativo, haciendo caso omiso del ángulo de fase entre V e I.

Para protecciones de líneas de transmisión, se utiliza un relevador de distancia monofásico, tres unidades de relevadores de impedancia de alta velocidad y una unidad de tiempo, junto con los indicadores comunes, unidades de sello y otros auxiliares. La figura siguiente muestra muy esquemáticamente los circuitos de contacto de las principales unidades.



Las tres unidades de impedancia están rotuladas Z_1, Z_2 y Z_3. Las características de funcionamiento de estas tres unidades son ajustables independientemente. En el diagrama R-X de la siguiente figura, el circuito para Z_1 es el más pequeño, e circuito para Z_3 el más grande y el circulo Z_2 es intermedio. Será evidente, que cualquier valor de impedancia que está dentro del circulo de Z_1 originará que



funcionen la tres unidades de impedancia. El funcionamiento de Z_1 y la unidad direccional disparará de un modo directo un interruptor en un tiempo muy corto, que llamaremos T_1. Siempre que funcione Z_3 y la unidad direccional, se alimenta la unidad de tiempo. Después de un retardo definido, la unidad de tiempo cerrará primero sus contactos T_2, y más tarde su contacto T_3 siendo ambas funciones retardadas ajustables independientemente. Por lo tanto, puede verse que un valor de impedancia dentro del circulo Z_2, pero fuera del circulo Z_3, resultara en un disparo en el tiempo T_2. Y, por último, un valor de Z fuera de los círculos Z_1 y Z_2, pero dentro del círculo Z_3, resultara en un disparo en el tiempo T_3.
Se notara que si se bloquea el disparo de alguna manera, el relevador hará tantos intentos de dispara como círculos característicos haya alrededor de un punto de impedancia dado. Sin embargo, no puede hacerse uso de esta posible característica.

La figura anterior muestra también la relación de la característica de funcionamiento de la unidad direccional a las características de la unidad de impedancia en el mismo diagrama R-X. Ya que la magnitud direccional sólo permite el disparo en su región positiva de par, las partes inactivas de las características de la unidad de impedancia se muestran punteadas. El resultado neto es que el disparo ocurrirá sólo para puntos que están dentro de los círculos y arriba de la característica de la unidad direccional.

Debido a que ésta es la primera vez que una característica sencilla de la unidad direccional ha sido mostrada en el diagrama R-X, ésta necesita alguna explicación. Hablando estrictamente, la unidad direccional tiene una característica de funcionamiento de línea recta como se muestra, solo si se desprecia el efecto del resorte de control, que es suponer que no hay par de retención. Se recordarà que si despreciamos el efecto del resorte de control, el par de la unidad direccional es:

$$T = K_1 VI \cos(\theta - \tau)$$

Cuando el par neto es cero,

$$K_1 VI\cos(\theta - \tau) = 0$$

Ya que K_1 V, e I no son necesariamente cero, entonces, para satisfacer esta ecuación,

$$\cos(\theta - \tau) = 0$$

o bien

$$(\theta - \tau) = \pm 90°$$

De aquí que $\theta = \tau \pm 90°$ describa la característica del relevador. En otras palabras, la punta de cualquier radio vector Z a 90° del ángulo del par máximo se sitúa en la característica de funcionamiento, y este describe la línea recta mostrada en la figura anterior, habiéndose seleccionado el valor particular de τ por razones que vendrán a ser evidentes más adelante.
Desarrollaremos también la característica de funcionamiento del relevador direccional cuando se toma en cuenta el efecto del resorte de control. La ecuación del par es como se dio antes:

$$T = K_1 VI\cos(\theta - \tau) - K_2$$

En el punto de equilibrio, el par neto es cero, y de aquí:

$$K_1 VI\cos(\theta - \tau) = K_2$$

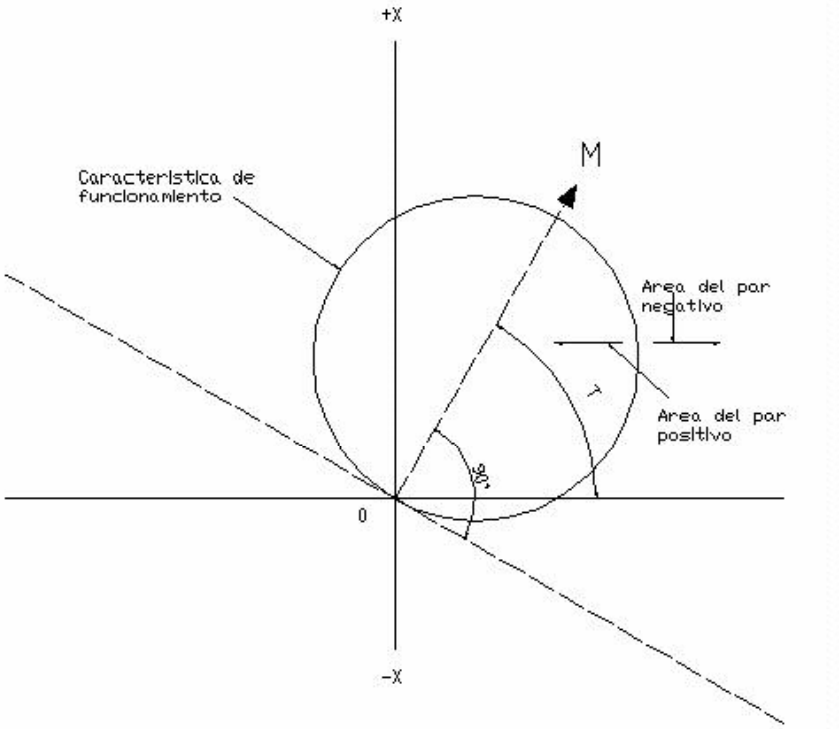
Pero I = V / Z, y de aquí:

$$\frac{V^2}{Z}\cos(\theta - \tau) = \frac{K_2}{K_1}$$

o bien

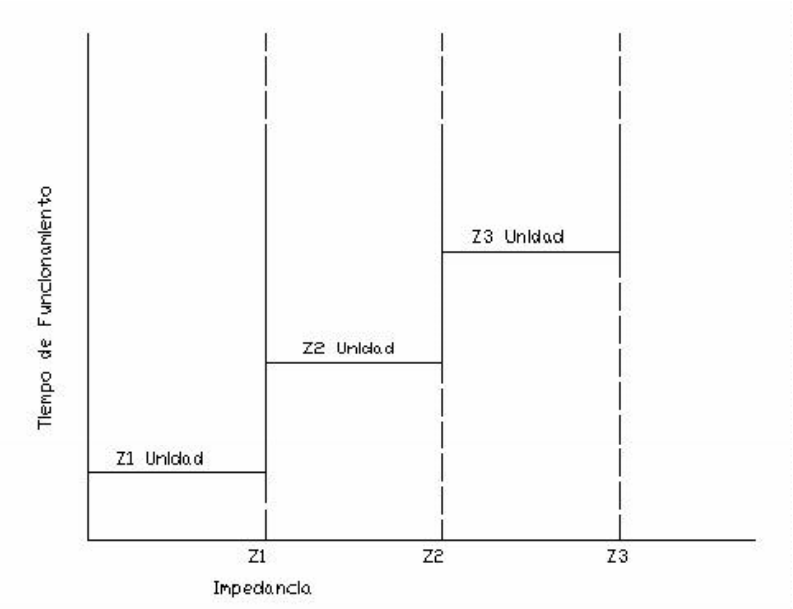
$$Z = \frac{K_1}{K_2} V^2\cos(\theta - \tau)$$

Esta ecuación describe un número infinito de círculos, uno para cada valor de V, uno de cuyos círculos se muestra en la siguiente figura para las mismas condiciones del relevador y el mismo valor de τ que en la figura anterior. El hecho de que algunos valores de θ darán valores negativos de Z se ignorarà, Z negativa no tiene significado y no puede mostrase en el diagrama R-X.



Los centros de todos los círculos estarán situados en la línea punteada dirigida desde O hasta M, que es el ángulo de par máximo el diámetro de cada círculo será proporcional al cuadrado de la tensión.

Viendo algo adelante a la aplicación de los relevadores de distancia para protecciones de líneas de transmisión, podemos mostrar el tiempo de funcionamiento contra la característica de impedancia como el la de esta figura.



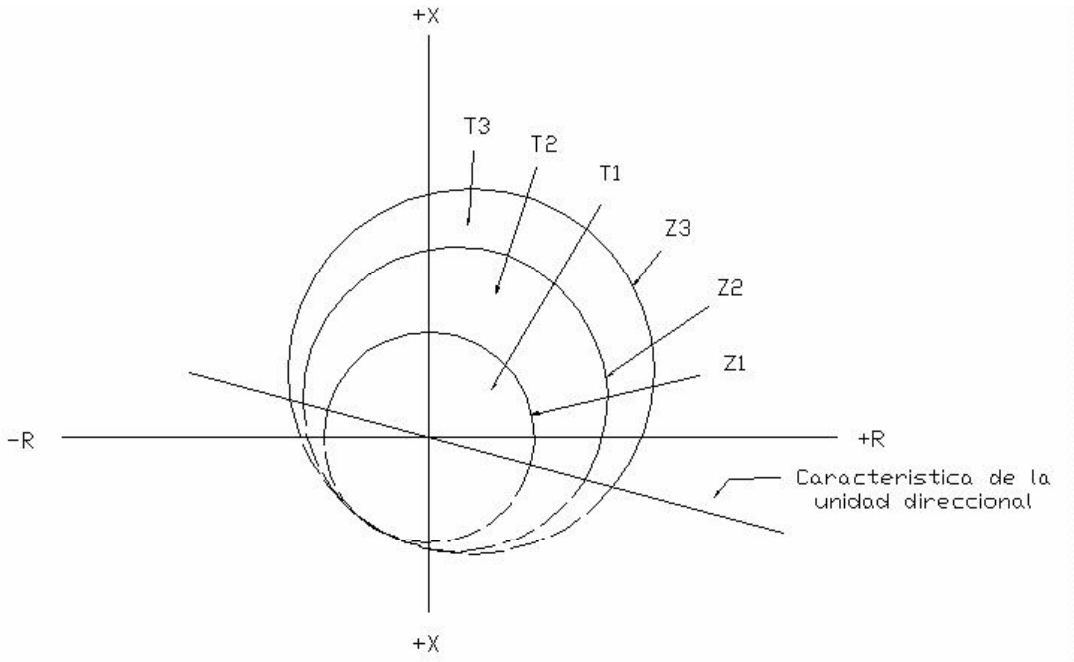
Esta característica es conocida por lo común como una característica tiempo-impedancia *escalonada*. Se mostrará más adelante que las unidades de Z_1y Z_2 proporcionan la protección primaria para una sección dada en una línea de transmisión, mientras que Z_2 y Z_3 proporcionan la protección de respaldo para barras colectoras y secciones de líneas adyacentes.

5.2 El relevador de distancia del tipo de impedancia modificado.

El relevador de distancia del tipo impedancia modificado es el mismo que el de tipo impedancia, excepto que las características de funcionamiento de la unidad de impedancia están desplazadas, como en la figura siguiente. Este desplazamiento se lleva a cabo por lo que se conoce por una corriente de polarización, la que solo consiste de la introducción en la tensión de alimentación de una tensión adicional proporcional a la corriente, que hace la ecuación del par como sigue:

$$T = K_1 I^2 - K_2 (V + CI)^2$$

El termino (V+CI) es la magnitud eficaz de la suma vectorial de V y CI, incluyendo el ángulo θ entre V e I lo mismo que un ángulo constante C. Esta es la ecuación de un círculo cuyo centro esta fuera del origen, como se muestra en la figura siguiente. Por tal polarización, puede desplazarse un círculo característico en cualquier dirección del origen, y por cualquier cantidad deseada, aun cuando el origen esta fuera del círculo. Pueden ocurrir ligeras variaciones en la polarización, debido a la saturación de los elementos del circuito.

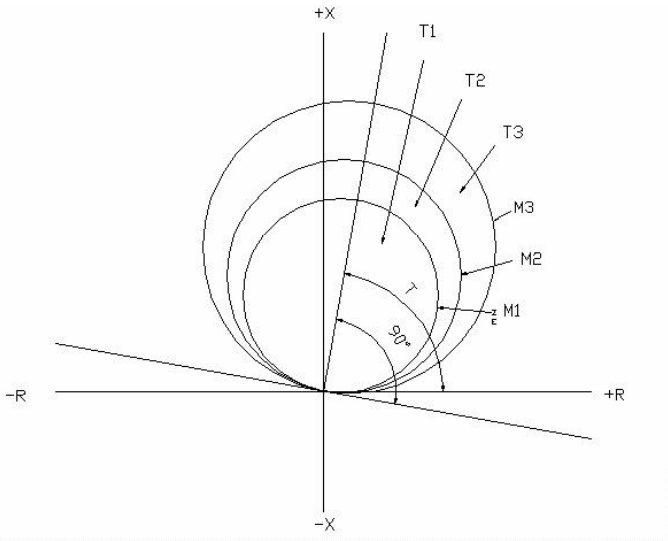


Por esta razón, la práctica no es tratar de hacer que los círculos pasen por el origen y, por lo tanto, se requiere una unidad separada.

Ya que el relevador es parecido al relevador del tipo impedancia ya descrito, no se hará aquí ninguna descripción adicional.

5.3 El relevador de distancia del tipo mho.

La unidad mho ya ha sido descrita y su característica de funcionamiento se dedujo en conexión con la descripción de la unidad de arranque del relevador de distancia del tipo de reactancia. Se utilizan las estructuras de cilindro de inducción o de anillo doble de inducción en este tipo de relevador. El relevador de distancia completo para la protección de líneas de transmisión está compuesto de tres unidades mho de alta velocidad (M_1,M_2 y M_3) y una unidad de tiempo, conectadas en una forma similar a la que se mostró para un relevador de distancia del tipo de impedancia, excepto que no se requiere unidad direccional separada, pues las unidades mho son inherentemente direccionales.[3] La característica de funcionamiento del relevador completo se muestra a continuaciòn:



La característica de tiempo de funcionamiento contra impedancia del relevador de distancia del tipo mho es la misma que la del relevador de distancia del tipo de impedancia, descrito en el 5.1

Por medio de la corriente de polarización similar a la que se describió para el relevador de impedancia descentrada, puede sacarse del centro un circulo característico del relevador mho, del tal manera que éste encierre el origen del diagrama R-X o bien que le origen este fuera del círculo.

6.- Transformadores de potencial y de corriente

6.1 Transformadores de potencial

En la protección por relevadores se utilizan dos tipos:

1.- el transformador de potencial para instrumentos.
2.- el dispositivo de potencial de capacidad o capacitivo.

El transformador de potencial es un transformador convencional que tiene dos arrollamientos primarios y secundarios. el arrollamiento primario esta conectado directamente al circuito de potencia ya sea entre dos fases o entre fase y tierra.

El dispositivo de potencial capacitivo es un equipo de transformación de tensión que utiliza un divisor de tensión capacitivo conectado entre fase y tierra de un circuito de potencia.

Precision de los transformadores de potencial

Las imprecisiones de relacion y angulo de fase de cualquier clase de precision normal asa de los transformadores de potencial son despreciables en la practica de la protección por relevadores si la carga esta dentro de la capacidad “termica” en volt-amp del transformador.

La capacidad termica corresponde a la capacidad de plena carga de un transformador de potencia y es mas elevada que la capacidad utilizada para clasificar transformadores de potencial como la presicion para propósitos de medicion.

La carga, es la carga externa total en volt-amp. en el secundario ala tensión secundaria nominal. al estar varias cargas conectadas en paralelo se determina la carga total sumándo en forma aritmética las cargas individuales.

Un transformador de potencial con una presicion aceptable en su tensión nominal es adecuado para desempeñarse desde cero a 110 % de su tensión nominal.
El funcionamiento que excede el 10% de sobre tensión puede originar aumento de errores y calentamiento excesivo.

Dispositivos de potencial capacitivos

Para la protección por relevadores se tienen dos tipos :

1.- dispositivo de potencial de condensador de acoplamiento.

2.- dispositivo de potencial de boquilla.

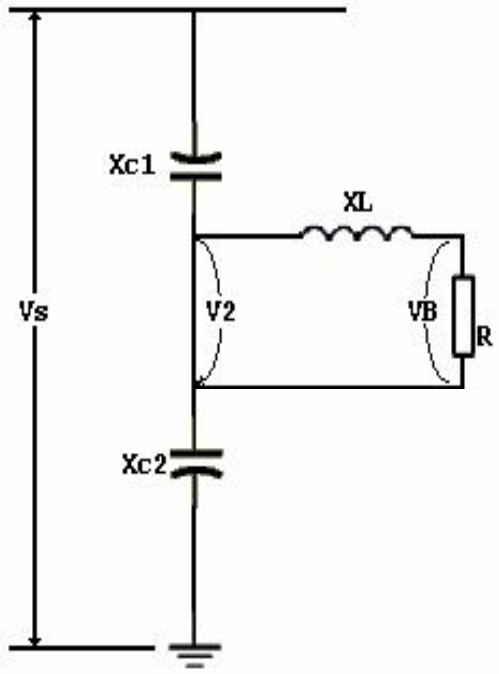
Los dos dispositivos son básicamente semejantes solo se diferencian en el tipo de divisor de tensión capacitivo utilizado, el cual afecta a su carga nominal.

El dispositivo de condensador de acoplamiento utiliza como divisor de tensión un empilamiento de condensadores conectados en serie y de un condensador auxiliar.

El dispositivo boquilla utiliza el acoplamiento capacitivo de una boquilla de un interruptor o transformador de potencia especialmente construida.

Ambos dispositivos de potencial para protección son conocidos como “clase a “
El dispositivo clase a tiene dos arrollamientos secundarios, ambos arrollamientos secundarios están designados a 115 volts, y uno debe tener la toma de 66.4 volts.
Estos arrollamientos están conectados en combinación con los arrollamientos de los dispositivos de las otras dos fases de un circuito de potencial trifásico
La conexión en estrella es para relevadores de fase y en delta rota para relevadores de tierra.

El circuito equivalente de un dispositivo de la clase A se muestra en la figura siguiente. La reactancia equivalente XL es ajustable para hacer que la tensión VK de la carga este en fase con la tensión de fase a tierra Vs del sistema. La carga se representa como una resistencia, porque en tanto ello sea posible, la practica es corregir el factor de potencia de la carga a un valor aproximado a la unidad con la utilización de una carga capacitiva auxiliar. Cuando el dispositivo esta ajustado en forma adecuada.



Circuito equivalente de un dispositivo de potencial clase A

$$XL = \frac{Xc1 * Xc2}{Xc1 + Xc2}$$

Esto explica porque se aplica el termino “resonante” a este dispositivo. Realmente, Xc2 es tan pequeña comparada con Xc1 que XL y es prácticamente igual a Xc2.. Por lo tanto, XL y Xc2 estarían prácticamente en resonancia en paralelo si no fuera por la presencia de la impedancia de la carga.
El grueso de la salida en watts de un circuito de potencia a una red del dispositivo de potencial capacitivo es:

$W = (2\pi)\ (f)\ (C1)\ (Vs)\ (V2)(\text{sen}\theta)$ watts

En donde:
f = frecuencia del sistema de potencia
θ = Angulo de fase entre Vs y V2
C1= capacidad del condensador principal en farads.

Vs y V2 son cargas definidas, si se desprecian las perdidas en la red, mediante la ecuación 2 se obtendrá la salida del dispositivo. Para aplicaciones especiales, esta relación es útil para estimar la carga promedio a partir de la carga nominal en condiciones normales, solo es necesario comparar los proporciones en los dos casos, recordando que para una capacidad dada, la toma de tensión V2 varía directamente con la tensión aplicada Vs.

Para un grupo dado de dispositivos de potencial de condensador de acoplamiento, el producto de la capacidad C1 del condensador principal y el valor nominal de la tensión del circuito Vs es prácticamente constante, en otras palabras, el número de unidades del condensador en serie que comprende C1 es, en una forma aproximada, directamente proporcional a la tensión nominal del circuito, la capacidad C2 del condensador auxiliar es la misma para todas las tensiones nominales del circuito, así como para mantener un valor constante de la toma de la tensión V2 para todos los valores de la tensión nominal del circuito.

Precisión normalizada de dispositivos de potencial de clase A

La siguiente tabla proporciona la desviación máxima normalizada en relación y ángulo de fase de la tensión para carga nominal y para diversos valores de la tensión primaria, con el dispositivo ajustado para la precisión especificada a la tensión primaria nominal.

ERROR DE RELACIÓN Y ANGULO DE FASE CONTRA LA TENSION		
Tensión primaria	Desviación máxima	
porcentaje de la nominal	Relación de porcentaje	Angulo de fase, grados
100	± 1.0	± 1.0
25	± 3.0	± 3.0
5	± 5.0	± 5.0

La siguiente carga da la desviación máxima normalizada en relación y ángulo de fase de la tensión para la tensión nominal y para diversos valores de la carga con el dispositivo ajustado a la precisión especificada para la carga nominal

ERROR DE RELACIÓN Y ANGULO DE FASE CONTRA LA CARGA		
Carga,	Desviación máxima	
porcentaje de la nominal	Relación de porcentaje	Angulo de fase, grados
100	± 1.0	± 1
50	± 6.0	± 4
0	± 12.0	± 8

Esta tabla demuestra que para obtener la máxima precisión, al cambiarse la carga debe reajustarse el dispositivo.

6.2 Transformadores de Corriente

Los relevadores para la protección de (C.A) asocian corriente y tención que son suministrados por trasformadores de corriente y de potencia.

Estos (T.C) proporcionan aislamiento contra alta tención del circuito de potencia y sirven para alimentar relevadores con magnitudes proporcionales del circuito de poténcia,pero tambien sus magnitudes son reducidas para que los relevadores se agan pequeños y no costosos.

Los requisitos de aplicación de estos trasformadores de corriente son: contrición mecanica,tipo de aislamiento (seco o líquido,relacion en función de las corrientes primarias y secundarias,regimen termico continuo,corto termico y mecanico,clase de aislamiento presición y conecciones.

Tipos de trasformadores de corriente

Los (T.C) son utilizados para la protección por relevadores, los t.c de boquilla se aplican en circuitos de alta tensión por su costo, no se utilizan en circuitos de 5 kv ni equipo blindado, este t.c de boquilla esta formado por un núcleo de forma anular con un arrollamiento secundario.Debido al diámetro del núcleo tiene que ser amplio para que se acomode la boquilla , tiene longitud media magnetica mayor,en bajas corrientes son menos presisas debido a la corriente de excitación.

Clasificación ASA de la precisión.

Este método supone que el TC esta suministrando 20 veces su corriente nominal secundaria a su carga, y se clasifica con base al valor máximo de la tensión eficaz que este puede mantener en sus terminales secundarias sin que el error de relación exceda un margen especificado.

Clasificaciones ASA.

10H10	10L10
10H20	10L20
10H50	10L50
10H100	10L100
10H200	10L200
10H400	10L400
10H800	10L800

- La “H” significa “impedancia secundaria interna elevada”, que es una característica de los TC que tienen arrollamientos concentrados.

- La letra “L” significa “impedancia secundaria interna baja”, que es una característica de los TC del tipo boquilla.

- Él numera anterior a la letra es el error maximode la relación de especificado en porcentaje y el numero después de la letra es la tensión máxima secundaria a la que puede tolerarse el error de relación especificado para una corriente secundaria de 20 veces la nominal.

La principal utilidad de la clasificación ASA de la preescisión es para propósitos de especificación, para proporcionar una indicación de la calidad del TC. Cuanto más elevado es el numero después de la “H” o la “L” , mejor es el TC.

Sobre tensión en los secundarios de los TC saturados.

Aunque la magnitud eficaz de la tensión inducida en el secundario de un TC esta limitada por la saturación del núcleo, pueden ocurrir crestas de tensión muy elevadas.

La tensión ocurre cuando cuando la razón de cambio del flujo del núcleo es mas elevada, que es cuando el flujo esta pasando por cero.

Una serie de pruebas en los TC de boquillas produjeron tensiones cresta cuyas magnitudes pueden expresarse empíricamente como sigue:

$e = 3.5\ Z\ I0.53$
donde:
e = tensión de cresta en volts.
Z= magnitud no saturada de la impedancia de la carga del TC en Ohms.
I = corriente primaria dividida por la relación nominal del TC.

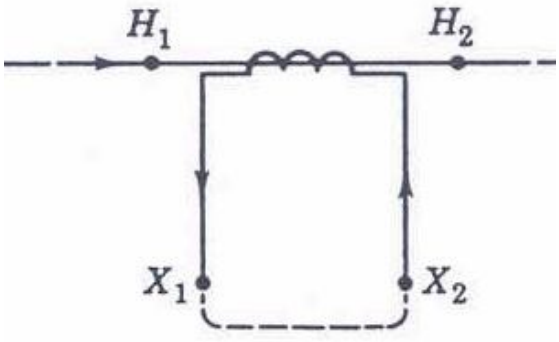
Pueden ocurrir dañinas tensiones secundarias elevadas en el circuito secundario de los TC del equipo de protección diferencial del generador cuando la capacidad en kva del generador es baja.

Las tensiones de cresta elevadas resultantes podrían perforar el aislamiento del TC, el alambrado secundario o los relevadores diferenciales.

Para proteger el equipo de las crestas de tensión se utilizan protectores de sobrestension, loss cuales se encargan de limitar la tensión cresta a valores seguros.

Polaridad y conexiones.

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secunadrias del estan identificadas, sea por marcas de polaridad o por los símbolos "H1" y para las terminales primarias y "X1" y para las terminales secundarias.



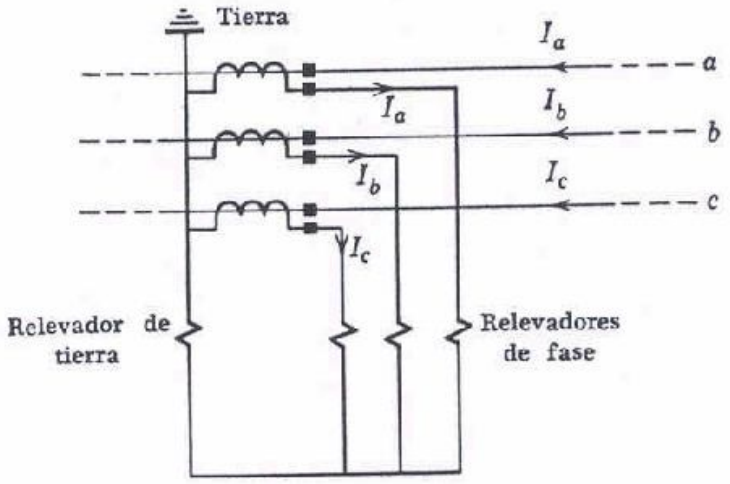
TC

"H2"

"X2"

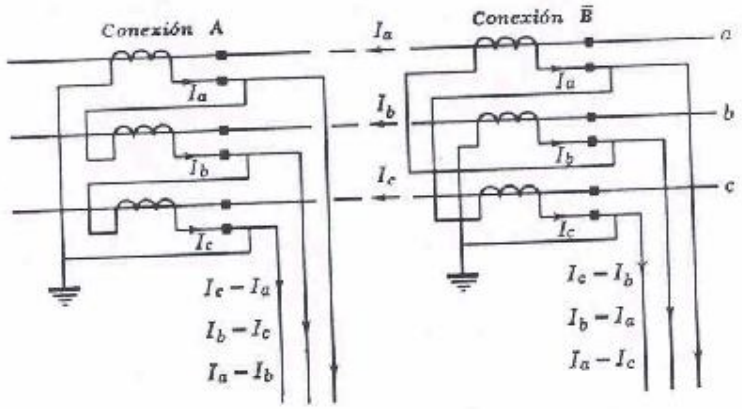
Conexión estrella.

Los TC se conectan en estrella o delta, según sea necesario.



Conexión delta.

Con los TC conectados en delta, son posibles 2 conexiones, como se muestra en la figura7. en los terminos de las componentes de secuencia de fase Ia,Ib,Ic son las misma que para los TC conectados en estrella.



7.- Relevadores de hilo piloto

La protección por piloto es una adaptación de los principios de la protección diferencial para la protección de secciones de líneas de transmisión. La protección diferencial del tipo descrito en el Cap. 3 no se utiliza para protección de líneas de transmisión, porque las terminales de una línea están separadas por una distancia muy grande para interconectar los secundarios de los TC´S en la

forma descrita. La protección piloto sólo proporciona protección primaria; la protección de respaldo debe proporcionarse por protección suplementaria.

El término piloto significa que entre los extremos de una línea de transmisión hay un canal de interconexión de alguna clase en el que puede transmitirse la información. Tres tipos diferentes de un canal semejante están ya en uso y se les conoce por hilo piloto por corriente portadora y piloto por onda centimétrica. Un hilo piloto consiste generalmente de un circuito de dos hilos del tipo de línea telefónica, ya sea hilo abierto o cable; con frecuencia dichos circuitos están arrendados a la compañía local de teléfonos. Un piloto por corriente portadora para propósitos de protección por relevadores es uno en el que se transmiten corrientes de baja tensión y alta frecuencia (30 KHz a 200 KHz) a lo largo de un conductor de una línea de potencia hacia un receptor en el otro extremo, la tierra y el hilo de guarda funcionan generalmente como el conductor de retorno. Un piloto por onda centimétrica es un sistema de radio de muy elevada frecuencia que funciona arriba de 900 megahertz. Un hilo piloto es económico generalmente para distancias hasta 5 o 10 mil, además de que un piloto por corriente portadora viene a ser de ordinario más económico. Los pilotos por onda centimétrica se utilizan cuando el número de servicios que requieren canales piloto exceden las capacidades técnicas o económicas de la corriente portadora.

En seguida examinaremos primero los principios fundamentales de la protección por piloto, y veremos cómo aplicar éstos a algunos requisitos reales de los equipos de protección por hilo piloto.

7.1 Por que no se utiliza la protección diferencial de corriente.

Debido a que los relevadores diferenciales de corriente descritos en el cap. 3 para la protección de generadores, transformadores, barras colectoras, etc. Son tan selectivos, se puede pensar por qué no se utilizan también para la protección de líneas de transmisión. La razón principal es que tendrían que ser demasiadas interconexiones entre los transformadores de corriente (TC) para hacer económicamente factible la protección diferencial de corriente en las distancias comunes incluidas en la protección de líneas de transmisión. Para una línea trifásica se requerirían seis conductores piloto, uno para cada TC de fase, uno para conexión del neutro y dos para el circuito de disparo. Debido a que incluso un piloto de dos hilos de mucho más de 5 a 10 mil de largo viene a ser menos costoso que un piloto por corriente portadora podríamos concluir que sólo en esta base la protección diferencial de corriente con seis hilos piloto estaría limitada a líneas muy cortas.

Otras razones para no utilizar la protección diferencial de corriente, parecidas a las descritas en el cap. 3, son: (1) la probabilidad de funcionamiento inadecuado debido a las imprecisiones de los TC bajo las cargas pesadas que se incluirían, (2) el efecto de la corriente de carga entre los hilos piloto, (3) las grandes caídas de tensión en los hilos piloto que requieren mejor aislamiento, y (4) las corrientes y tensiones piloto serían excesivas para los circuitos piloto arrendados a una compañía telefónica. Por lo tanto, aunque los principios fundamentales de la protección diferencial de corriente se aplicasen aún debemos tomar un acceso diferente al problema.

7.2 Propósito de un piloto.

La fig. 1 es un diagrama unifilar de una sección de línea de transmisión que conecta a las estaciones A y B y que muestra una parte de una sección adyacente de la línea más allá de B. Supóngase que usted estaba en la estación A, donde se dispone de muchos medidores precisos para la lectura de la tensión corriente, y el ángulo de fase entre

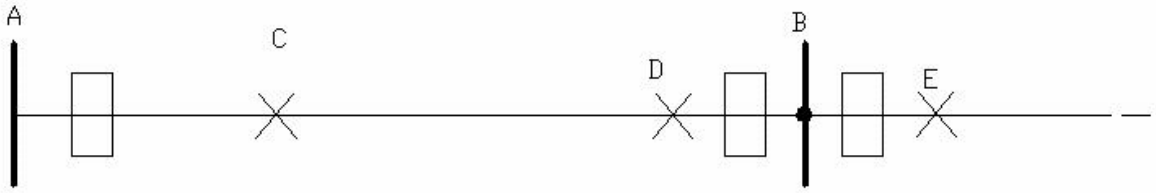


Fig. 1 Secciones de líneas de trasmisión para mostrar el propósito de un piloto

éstas para la sección AB de una línea. Conociendo las características de la impedancia por unidad de longitud de la línea y la distancia de A a B. Usted podría como un relevador de distancia, decir la diferencia entre un cortocircuito en C en la mitad de la línea, y en D, el extremo más lejano de la línea. Pero usted no podría distinguir posiblemente entre una falla en D y una falla en E justamente más allá del interruptor de la sección adyacente de la línea, porque la impedancia entre D y E sería muy pequeña como para producir una diferencia despreciable en las magnitudes que usted estuviese midiendo.
Aunque usted pueda detectar una ligera diferencia, usted no podría estar seguro de cuánto de ésta fue debido a imprecisiones, aunque ligeras, en sus medidores o en los transformadores de corriente y tensión que alimentan sus medidores. Y, ciertamente, usted tendría dificultades si se incluyen ondas de corriente descentradas. Bajo dichas circunstancias , usted difícilmente desearía aceptar la responsabilidad del disparo de su interruptor para la falla en D y no dispararlo para la falla en E.

Pero si usted estaba en la estación B, a pesar de los errores en sus medidores o fuente de alimentación, o si hubiese ondas descentradas, usted podría determinar positivamente si la falla fue en D o E, Habría de hecho una inversión completa de las corrientes, o bien, en otras palabras, una diferencia de 180° aproximadamente del ángulo de fase.

Lo que se necesita es la estación A, por lo tanto, es alguna clase de indicación cuando el ángulo de fase de la corriente en la estación B(con respecto a la corriente A) es aproximadamente de 180° de su valor para las fallas en la sección AB de la línea. La misma necesidad existe en la estación B para fallas en cualquier lado de la estación A. Esta información puede proporcionarse proveyendo cada estación con una muestra adecuada de las corrientes reales en la otra estación, o por una señal de la otra estación cuando el ángulo de fase de su corriente es aproximadamente es 180° diferente de aquella para una falla en la sección de la línea que va a protegerse.

7.3 Pilotos de disparo y de bloqueo.

Habiendo establecido que el propósito de un piloto es transmitir cierta información de un extremo de una sección de línea al otro para hacer posible el disparo selectivo, la consideración siguiente es la utilización que debe hacerse de la información. Si el equipo de protección en un extremo de la línea debe recibir una cierta señal o muestra de corriente del otro extremo para impedir el disparo en un extremo, se dice que el piloto va a ser un piloto de bloqueo. Sin embargo, si un extremo no puede disparar sin la recepción de una cierta señal o muestra de corriente del otro extremo, se dice que el piloto va a ser un piloto de disparo. En general, si un equipo de protección por piloto en un extremo de una línea puede disparar para una falla en la línea con el interruptor del otro extremo

cerrado, pero no fluyendo corriente en ese otro extremo, éste es un piloto de bloqueo, de otra manera es igual a un piloto de disparo.
Es evidente, probablemente, de lo anterior que un piloto de bloqueo es el tipo preferido, si no el requerido. Otras ventajas del piloto de bloqueo se darán más adelante.

7.4 Protección por hilo piloto de cd.

Se han proyectado diferentes líneas de equipos de protección por hilo piloto, y muchas están ya en uso donde se han transmitido señales de cd en una forma u otra por hilos piloto, o donde los hilos piloto han constituido y extendido interconexión de un circuito de contacto entre equipos de protección en estaciones terminales. Para ciertas aplicaciones, algunos de dichos arreglos, tienen ventajas, sobre todo donde las distancias son cortas y donde una línea puede derivarse a otras estaciones en uno o más puntos. Sin embargo, la protección por hilo piloto de c-d es casi obsoleta para otros casos de aplicaciones muy especiales. Sin embargo, un estudio de este tipo revelará ciertos requisitos fundamentales que se aplican a los equipos modernos de protección por piloto y servirá para prepararnos mejor todavía para la comprensión de otros fundamentos.

Un ejemplo de la protección por hilo de c-d se muestra muy esquemáticamente en la fig. 2 Los equipos de protección en las tres estaciones están conectados en un circuito serie que incluye los hilos piloto y una batería en la estación A. Normalmente, la batería origina que fluya la corriente a través de los contactos b del relevador de sobrecorriente y de la bobina del relevador supervisorio en cada estación. Si ocurre un cortocircuito en la sección de la línea de transmisión, el relevador de sobrecorriente abrirá su contacto b en cualquier estación donde haya un flujo de corriente de cortocircuito. Si la corriente de cortocircuito que fluye en una estación dada es hacia adentro de la línea, el relevador direccional en esa estación cerrará su contacto a. El circuito en esta estación se encuentra así defasado para incluir el relevador auxiliar de disparo en lugar del relevador supervisorio. Si esto ocurre en las otras estaciones, la corriente fluirá a través de los auxiliares de disparo en todas las estaciones y dispararán los interruptores en todas las terminales de línea. Pero si ocurre una falla externa a la sección de línea protegida, se pondrá en trabajo el relevador de sobrecorriente en la estación más cercana a la falla, pero el relevador direccional no cerrará su contacto debido a la dirección del flujo de corriente, y el circuito estará abierto en ese punto, impidiendo así el disparo en las otras estaciones. Si ocurre una falla interna para la que puede no haber flujo de corriente de cortocircuito en una de las estaciones, se pondrá en trabajo el relevador de sobrecorriente en esa estación; pero la corriente del hilo piloto fluirá a través del relevador auxiliar supervisorio (curva resistencia es iguala la del relevador auxiliar de disparo) y ocurrirá así el disparo en las otras dos estaciones. (Los relevadores supervisorios no solo proporcionan un camino para que fluya la corriente y ocurra el disparo, tal como se describió, sino que también pueden utilizarse para accionar una alarma si los pilotos van a estar en circuito abierto o en cortocircuito) Por lo tanto, este arreglo tiene las características de un piloto de bloqueo donde la señal de bloqueo es una interrupción del flujo de corriente en el piloto. Sin embargo, si los relevadores de sobrecorriente y supervisorio se retiran del circuito, éste sería un piloto de disparo, porque el disparo no podría ocurrir en cualquier estación e menos que todos los relevadores direccionales funcionasen para cerrar sus contactos, y el disparo sería imposible si no hubiese flujo de corriente de cortocircuito en un extremo.

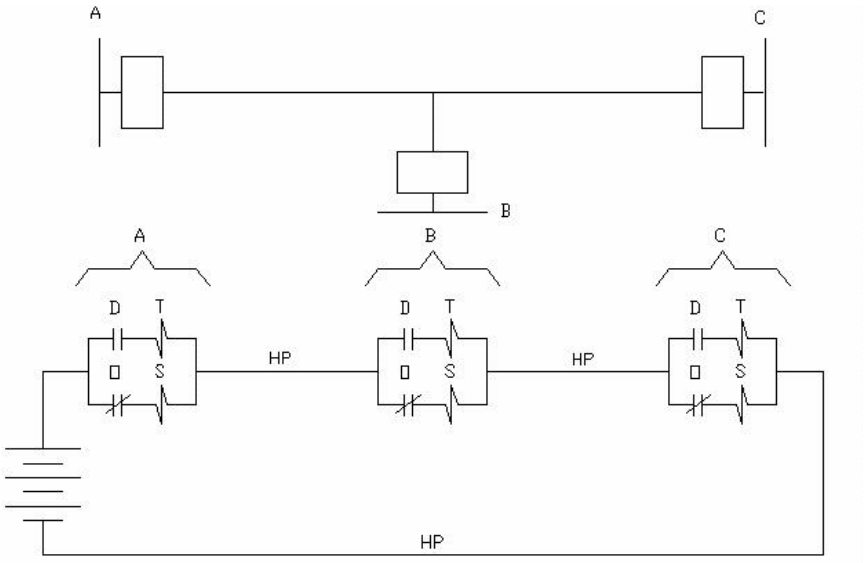


Fig. 2 Dibujo esquemático de un equipo de protección por piloto de c-d. D = relevador direccional (mho) de tensión de retención; □ = relevador de sobrecorriente; T = relevador auxiliar de disparo; S = relevador auxiliar supervisor; HP = hilo piloto.

Un ejemplo de un piloto de bloqueo donde se transmite la información positiva de bloque por pilotos e muestra en la Fig. 3

Aquí el relevador direccional de cada estación está dispuesto para cerrar su contacto cuando la corriente de cortocircuito fluye hada afuera de la línea como hacia una falla externa. Puede verse que para una falla extrema más allá de cualquier estación, el cierre del contacto del relevador direccional en esa estación originará que se aplique una tensión de c-d en el piloto que pondrá en trabajo el relevador de bloqueo de cada estación. La abertura del contacto *b* del relevador de bloqueo en serie con el circuito de disparo impedirá el disparo en cada estación. Para una falla interna no funcionará ningún relevador direccional, y por esto no se pondrá en trabajo el relevador de bloqueo, y el disparo ocurrirá en todas las estaciones donde hay suficiente flujo de corriente de cortocircuito para poner en trabajo el relevador de sobre corriente.

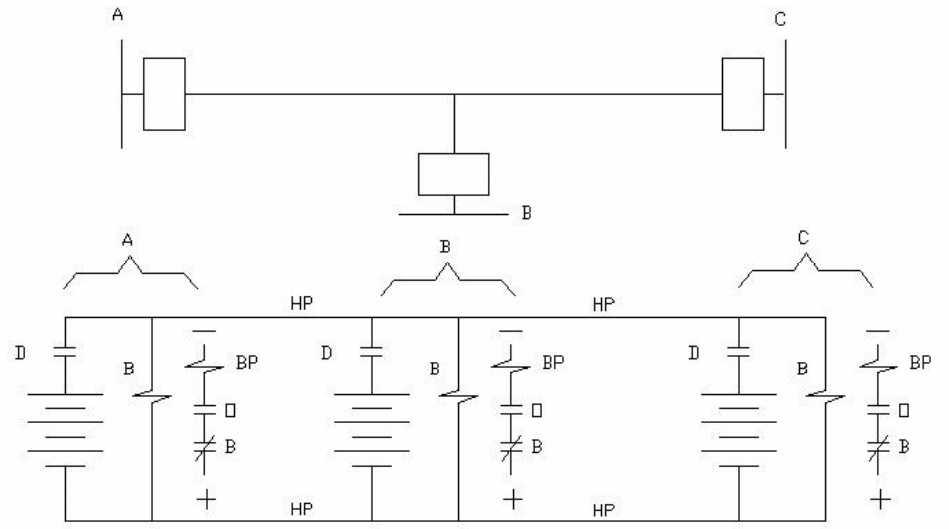


Fig. 3 Dibujo esquemático de un equipo de protección por piloto de c-d. donde la Informacion se trasmite por el piloto.D = relevador direccional (mho) de tenslón de retencl6n; B = relevador auxlllar de bloqueo; [] = relevador de sobrecorrlente; BD = bobina de dlspara; HP = hllo piloto.

7.5 Protección por hilo piloto de c-a.

La protección por hilo piloto de c-a es la más semejante a la protección diferencial de corriente. Sin embargo, en la protección moderna por hilo piloto de c-a, está limitada la magnitud de la corriente que fluye en el circuito piloto, y sólo se requiere un piloto de dos hilos. Estas dos características hacen factible económicamente la protección por hilo piloto de c-a en distancias más grandes que la ^protección diferencial de corriente. Estas introducen también ciertas, limitaciones en la aplicación que se discutirá más adelante.

Primero vamos a familiarizamos con los términos nuevos para describir el principio de funcionamiento: *corriente circulante* y *tensión de oposición.* Brevemente, *corriente circulante* significa que la corriente circula normalmente por las terminales de los TC y el piloto, *tensión de oposición* significa que la corriente no circula normalmente por el piloto.

En la fig. 4 se muestra en esquema una adaptación del tipo de protección diferencial de corriente descrita en el capitulo 3 que emplea

Fig. 4 Dibujo esquemático del principio de la corriente circulante de la protección por hilo piloto de c-a

el principio de la corriente circulante. Este es el mismo, esencialmente, que el upo diferencial de tanto por ciento descrito en el Cap. 3, excepto que se utiliza un relevador de equilibrio de corriente en cada extremo del piloto. La única razón para tener un relevador en cada extremo es evitar que tenga que recorrer un circuito de disparo de la longitud total del piloto

La figura 5 muestra un dibujo esquemático del principio de la tensión de oposición se empleo un relevador tipo de equilibrio de corriente, y los TC están conectados de tal forma que las tensiones a través de las bobinas de retención en los dos extremos del piloto están en oposición para la corriente que fluye por la sección de línea como hacia.

Fig. 5 Dibujo esquemático del principio de la tensión de oposición de protección por hilo piloto de c-a

La carga o falla externa. Por lo tanto, no fluye comente en el piloto, excepto corriente de carga, si suponemos' que no hay desequilibrio entre las salidas de los TC. Las bobinas de retención sirven para impedir el funcionamiento del relevador debido a dichas corrientes de desequilibrio.
Pero si ocurre un cortocircuito en la sección de la línea protegida, la corriente circulará en el piloto y funcionarán los relevadores en ambos extremos. La corriente fluirá también por las bobinas de retención; pero en una aplicación adecuada, esta corriente no será suficiente para impedir el funcionamiento del relevador; la impedancia del circuito piloto será el factor que gobierne.
Los cortocircuitos o circuitos abiertos en los dos hilos piloto tienen efectos opuestos en los dos tipos de equipo de protección, como lo muestra la tabla que se acompaña.

Donde se indica que se ha originado el disparo, éste es de contingencia, desde luego, sobre la magnitud de la comente de la línea protegida que es lo suficientemente elevada para poner en trabajo los relevadores.

	Efecto de los Cortocircuitos	Efecto de los Circuitos Abiertos
Tensión de oposición	Origina el disparo	Bloquea el disparo
Corriente circulante	Bloquea el disparo	Origina el disparo

Los principios de tensión de oposición y comente circulante permiten el disparo en ambos extremos de una línea para corriente de cortocircuito que fluye hacia adentro sólo en un extremo. Sin embargo, la aplicación de cualquier principio puede incluir ciertas características que sólo proporcionan el disparo en el extremo que tiene flujo de corriente de cortocircuito, como se verá cuando se consideren los equipos reales.

Como se ha dicho antes, la característica que hace económicamente factible la protección por hilo piloto de c-a, para las distancias en las que éste se aplica, es que sólo se utilizan dos hilos piloto.

Para utilizar sólo dos hilos, se requieren algunos medios para deducir una muestra monofásica representativa de las corrientes trifásicas y de ' tierra en los extremos de una línea de transmisión, de tal manera que estas muestras puedan compararse en el piloto. Sería un asunto relativamente simple deducir muestras de que no ocurriría el disparo para fallas externas para las que las mismas comentes que entran en un extremo de la línea salen por el otro extremo sin cambio sustancial. El problema real es deducir dichas muestras para el disparo que asegure en caso de fallas internas, cuando las corrientes que entran por la línea en los extremos puedan ser muy diferentes. Lo que más debe evitarse es la tan conocida *zona muerta*, como se describe en la Referencia 1 de la bibliografía- Sin embargo, no estamos listos todavía para analizar una posibilidad semejante.

7.6 Tipo de corriente circulante

La Fig- 6 muestra esquemáticamente un ejemplo práctico de un equipo de tipo de corriente circulante. El relevador en cada extremo del piloto es un tipo direccional de imán permanente polarizado con c-d. La bobina marcada F es una bobina de funcionamiento, y R es una bobina de retención, las dos actúan en oposición sobre la armadura del relevador polarizado. Estas bobinas están alimentadas por rectificadores de onda completa. Aquí está siendo utilizado un relevador direccional de c-d con magnitudes de c-a rectificadas para obtener alta sensibilidad. Aunque este relevador es fundamentalmente uno de upo direccional, éste es, en efecto, in relevador de equilibrio de corriente muy sensible. Los filtros de secuencia de fases convienen las corrientes trifásicas y de tierra en una magnitud monofásica.

Los transformadores saturables limitan la magnitud de la tensión eficaz aplicada en el circuito piloto, y las lámparas neón limitan las tensiones cresta. Los transformadores de aislamiento en los extremos del piloto aíslan el equipo terminal del circuito piloto por razones que se darán más adelante.

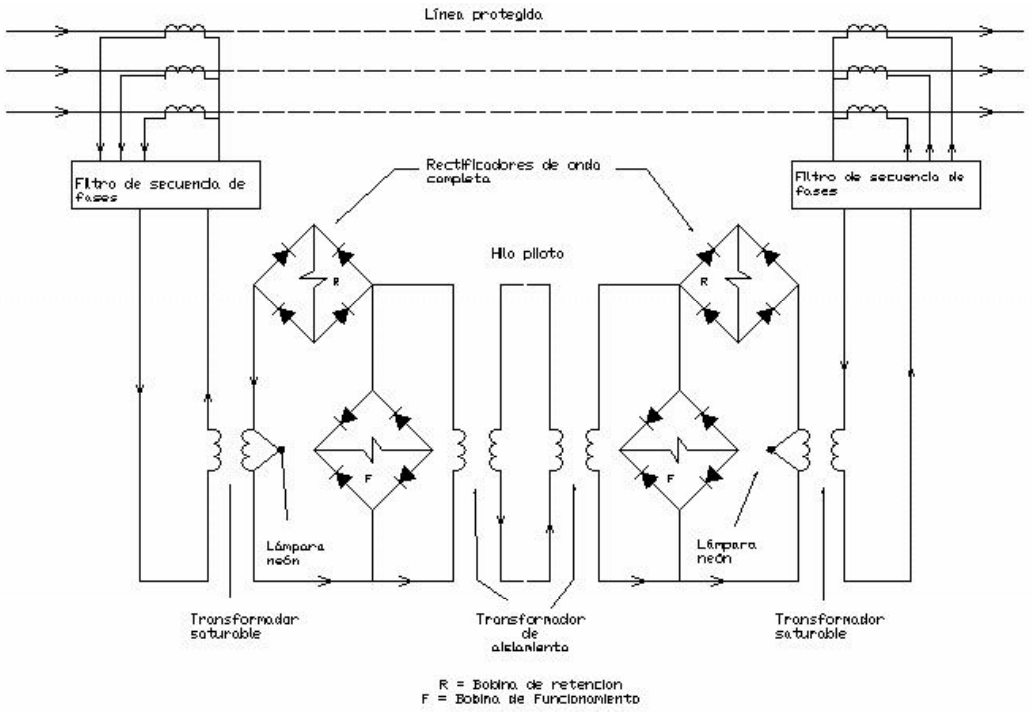


Fig. 6 Conexiones esquemáticas de un equipo de protección por hilo piloto de c-a de corriente circulante

Este equipo es capaz de disparar los interruptores en ambos extremos de una línea para una falla interna con flujo de corriente en un soto extremo. Si el disparo ocurre realmente en ambos extremos, dependerá de la magnitud de la corriente de cortocircuito y de la Impedancia del circuito piloto. Esto será evidente a partir de un examen de la Fig. 6 donde, en el extremo que no fluye corriente de cortocircuito. la bobina de funcionamiento y el piloto están en serie, y este circuito en serie está en paralelo con la bobina de funcionamiento en el otro extremo. En otras palabras, en el extremo donde fluye la corriente de falla, la comente del filtro de secuencia de fases se divide entre las dos bobinas de funcionamiento y la mayor parte se va por la bobina local. Si la impedancia del piloto es muy elevad;), fluirá insuficiente corriente por la bobina en el otro extremo, para originar allí el disparo-

La comente de carga entre los *hilos* piloto tenderá a hacer menos sensible al equipo para fallas internas, actuando en forma parecida a un cortocircuito entre los hilos piloto, pero con impedancia en el cortocircuito.

7.7 Tipo de tensión de oposición

En la Fig- 7 se muestra esquemáticamente un ejemplo del equipo del upo de tensión de oposición. El relevador en cada extremo del piloto es un relevador del tipo direccional de c-a que tiene en efecto dos elementos direccionales con una fuente común de polarización, los dos elementos direccionales actúan en oposición. Este es equivalente a un relevador del tipo de equilibrio muy sensible, excepto para el ángulo de fase. El transformador *mezclador* en cada extremo proporciona una magnitud monofásica para todos los tipos de fallas. La saturación en el transformador mezclador limita la magnitud eficaz de la tensión que se aplica en el circuito piloto. La impedancia

del circuito, conectada a través del transformador mezclador, es lo suficientemente baja para limitar la magnitud de las tensiones cresta a valores aceptables.

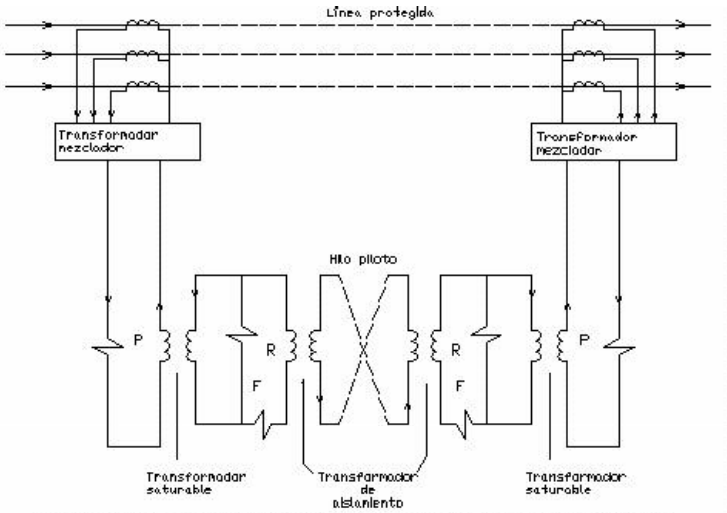


Fig. 7 Conexiones esquemáticas de un equipo de protección por hilo piloto de c-a de tensión de oposición. P = Bobina de corriente de polarización; R = Bobina de tensión de retención; F = Bobina de corriente de régimen o de funcionamiento.

El equipo mostrado en la Fig. 7 requiere retención suficiente para vencer una tendencia a disparar para corriente de carga entre los hilos piloto, aunque el ángulo del par máximo del elemento direccional de funcionamiento es tal que disminuye esta tendencia de disparo.
El equipo no disparará los interruptores en ambos extremos de una línea para una falla interna si la comente fluye hacia adentro de la misma en un solo extremo; éste únicamente disparará el extremo donde hay flujo de la corriente de falla. La corriente circulará por la-s Bobinas de funcionamiento y de retención en el otro extremo, pero habrá insuficiente cómeme en la bobina de polarización en ese extremo para originar allí el funcionamiento. Esta característica es rara vez objetable y tiene la ventaja de compensación para impedir el disparo no deseado debido a corrientes inducidas de piloto.

8.- Protecciones de generadores de c.a.

Una innecesaria eliminación del generador es indeseable, pero esto no se debe tratar de evitar mediante la eliminación de la protección automática indispensable. Generalmente es satisfactorio que un sistema bien diseñado y con buen funcionamiento sea capaz de soportar una corta salida imprevista de la unidad de generación mayor. Se comprende que puede tomar varias horas el estar completamente seguro de que no hay nada erróneo en la unidad y regresarla al servicio. Sin embargo si este es el precio que se tiene que pagar para evitar la posibilidad de que una unidad este fuera de servicio por reparación durante varios meses, vale la pena pagarlo.

La costumbre es aumentar el empleo de control centralizado lo que hace necesario mas equipo automático, y menos supervisión manual “en el lugar”, para proporcionar normas de servicio superiores con mayores eficiencia. Dicha costumbre precisa de más equipo automático de protección por relevadores para suministrar la protección que al principio fue la responsabilidad de los operadores.

8.1 Protección contra cortocircuito de los arrollamientos del estator por medio de los relevadores diferenciales de porcentaje.

La practica normalizada de los fabricantes es recomendar protección diferecial para generadores de 1000 Kva. , Nominales o mayores, y la mayoría de estos están protegidos por relevadores diferenciales. Arriba de 1000 Kva. , La costumbre casi universal es utilizar relevadores diferenciales. La protección diferencial de porcentaje es la mejor para tal propósito, y debería utilizarse siempre que pueda justificarse económicamente. El tamaño del generador no es el que determina de manera necesaria de la calidad de protección; lo importante es el efecto de una falla prolongada en el generador, en el resto del sistema y que tan grandes serian los transtornos si el generador sufre un daño considerable y tiene que quedar fuera de servicio por largo tiempo.

En la Fig.1 se muestra un arreglo de los tc y de los relevadores diferenciales de porcentaje para una maquina conectada en estrella, y en la Fig. 2 para una conectada en delta. Si la conexión del neutro se hace dentro del generador y solo se saca al exterior de la punta neutra y se pone a tierra a través de una impedancia baja, solo puede proporcionársela protección diferencial de porcentaje para fallas a tierra, como en la Fig.3. Las conexiones para el conocido arreglo de la unidad generador-transformador se muestran en la Fig. 4 nótese que los TC en lado neutro puede utilizarse en común por los equipos de protección-diferencial del generador y del transformador.

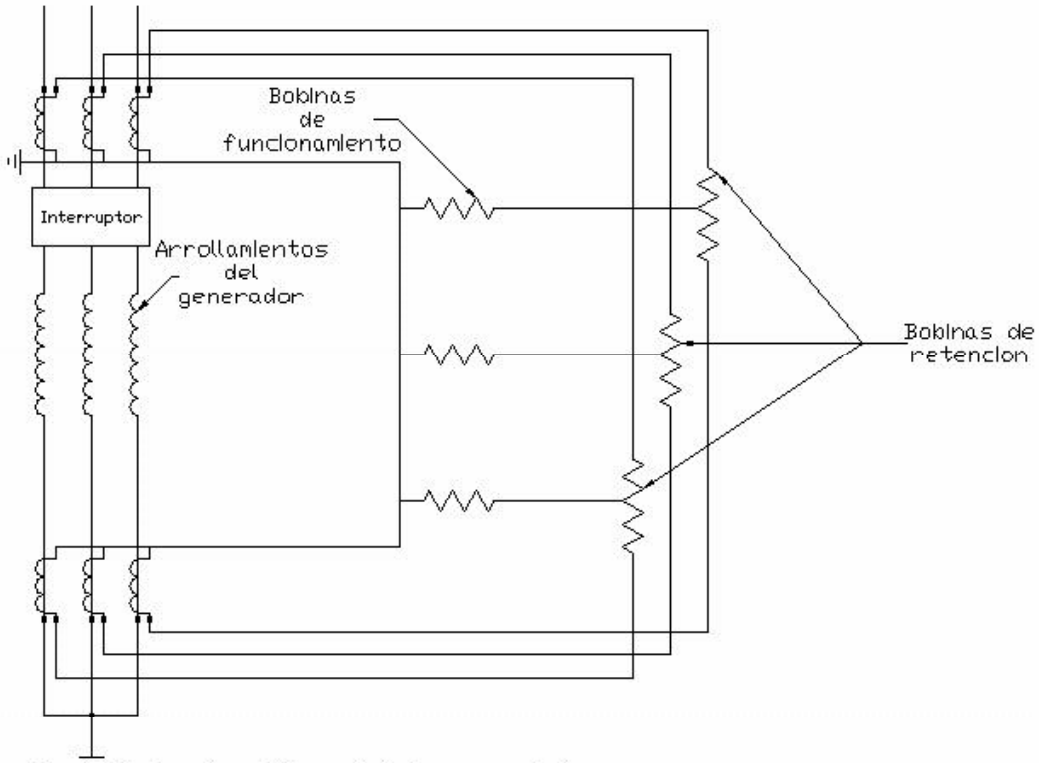


Fig. 1. Proteccion diferencial de porcentaje para un generador conectado en estrella.

Para lograr mayor sensibilidad de la protección diferencial, la corriente primaria de carga TC debe ser igual a la corriente nominal del generador de plena carga. Sin embargo en la practica, la corriente primaria de carga del tc es 25% mas elevada como máximo que la de plena carga, en tal forma que si los amperímetros de conectan a los TC sus deflexiones serán menores que la escala completa a la carga nominal. Puede ser imposible acogerse a esta regla en la Fig. 5; aquí, la corriente primaria nominal de los TC puede ser bastante mas elevada que la corriente nominal del generador, ya que es posible que fluya la corriente máxima del sistema por los TC en los interruptores.

La forma en que esta puesto a tierra el neutro al generador no influye en la selección del equipo de protección diferencial de porcentaje cuando se sacan al exterior los extremos de todos los arrollamientos. Pero si el neutro no esta puesto a tierra, si este esta puesto a tierra a través de una impedancia bastante elevada, los relevadores diferenciales deberán completarse con una protección sensible a tierra que se describirá mas adelante. Dicho equipo complementario se proporciona por lo general cuando la corriente de falla a tierra que el generador puede proporcionar a una falla monofásica a tierra en sus terminales está limitada a menos de la corriente nominal de plena carga. De otra manera, los relevadores diferenciales son lo suficiente sensible para funcionar con fallas a tierra en cualquier parte de las terminales algo menor al 20% del arrollamiento fuera del neutro, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla, y la corriente de carga como se muestra en la Fig. 6, que se obtuvo de los cálculos para un equipo supuesto. Esto se considera por lo general como suficientemente sensible porque, con menos del 20% de la tensión nominal que somete a esfuerzo al aislamiento, una falla a tierra es muy improbable; en caso dado que ocurriera una falla, esta tendría que extenderse hasta suponerse suficientemente arrollamiento para hacer funcionar el relevador. Si los relevadores diferenciales de porcentaje se construyeran mucho más sensibles de lo

que son, probablemente funcionarían en forma indeseable como respuesta a errores transitorios de los tc en desequilibrios externos.

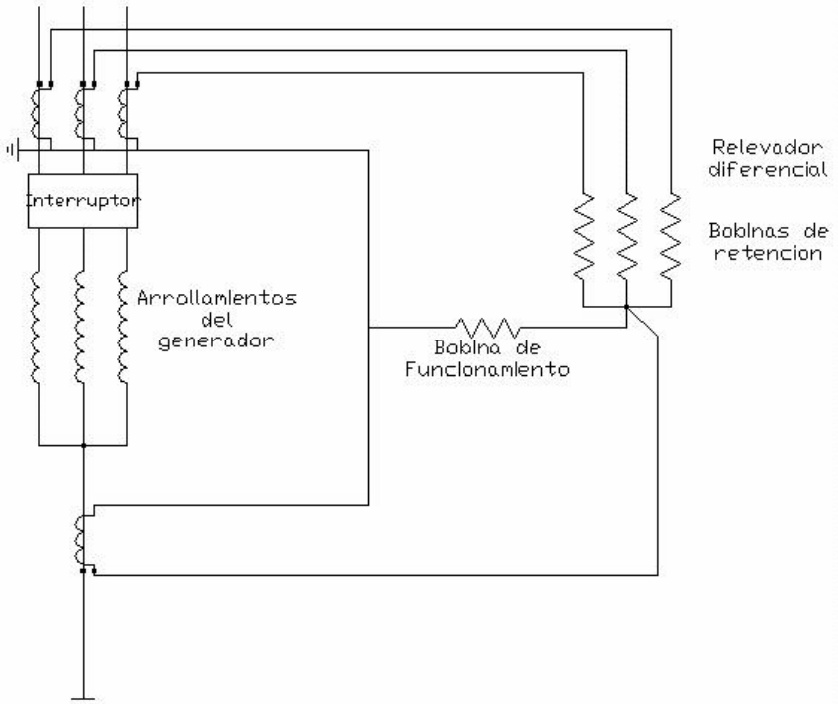


Fig. 3. Proteccion diferencial de porcentaje para un generador conectado en estrella con solo cuatro terminaleds sacadas al exterior.

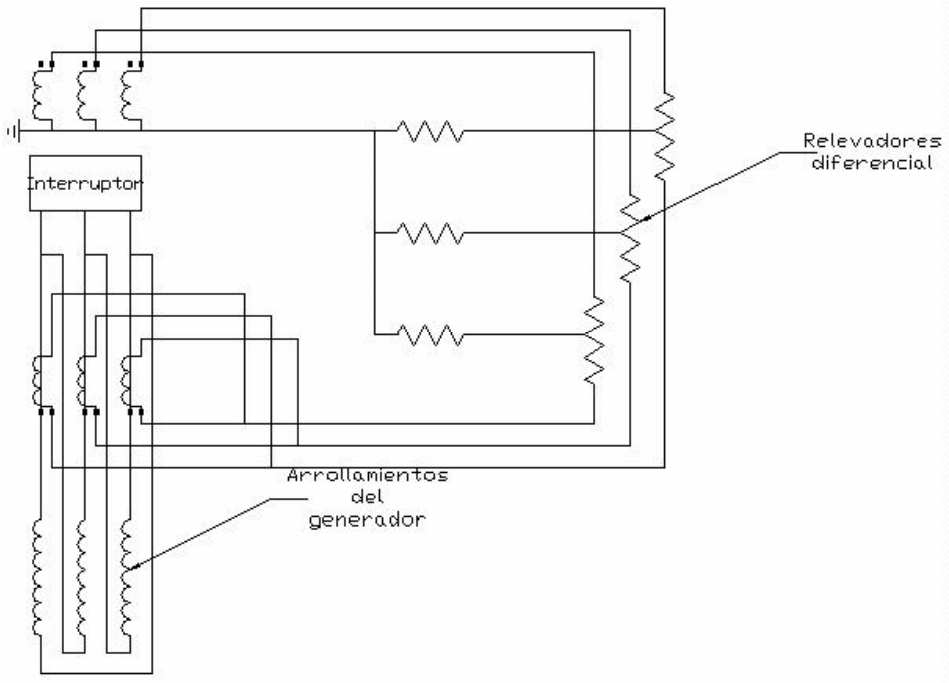


Fig. 2. Proteccion diferencial de porcentaje para un generador conectado en delta.

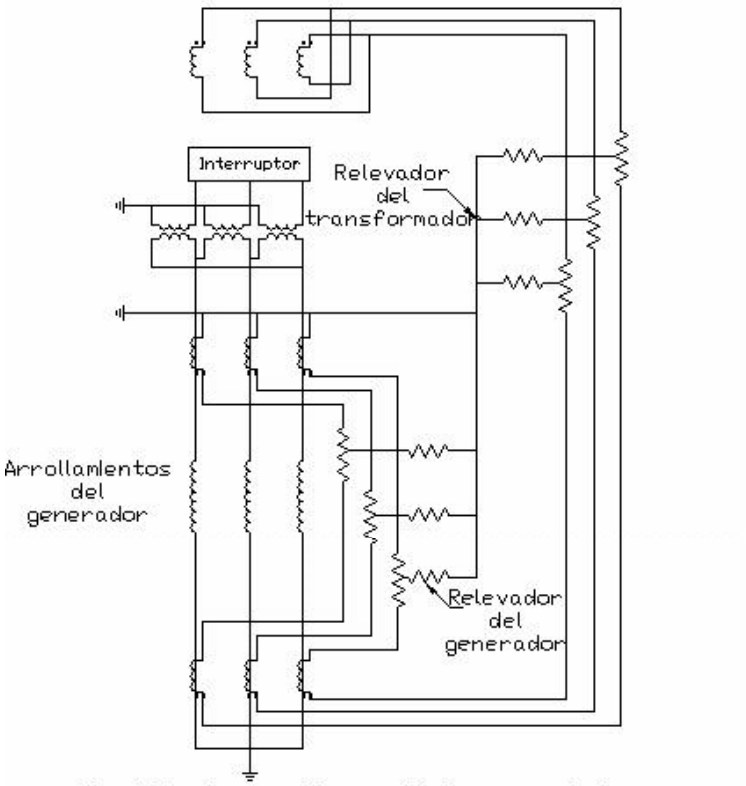


Fig. 4. Proteccion diferencial de porcentaje para una unidad generador-transformador. Nota: La secuencia de fases es a-b-c.

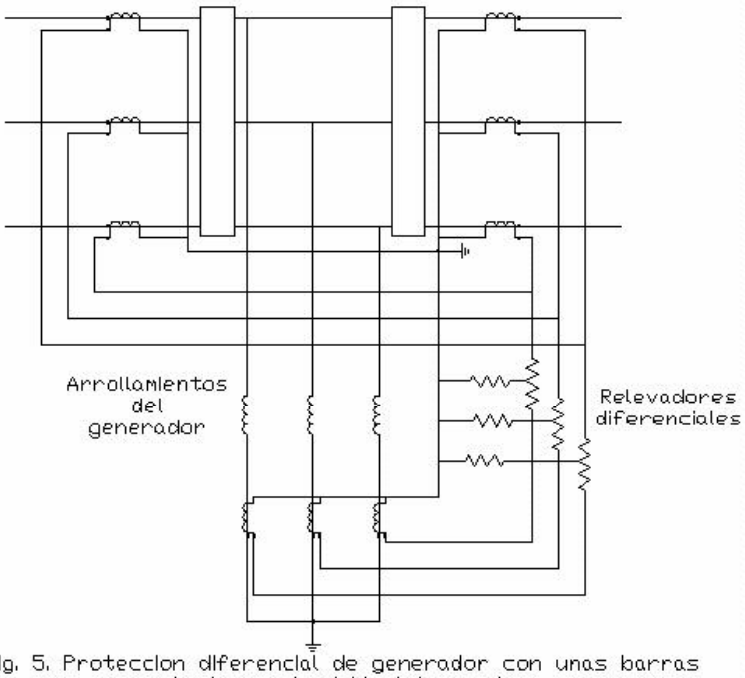


Fig. 5. Proteccion diferencial de generador con unas barras colectoras de doble interruptor.

Por lo general, la práctica es que los relevadores diferenciales de porcentaje disparen un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual. Este relevador manual indica en forma simultanea lo siguiente:

1) Dispara el interruptor principal.
2) Dispara el interruptor de campo.
3) Dispara el interruptor del neutro, si se proporciona.
4) Para el primo motor.
5) Pone en servicio el CO_2, si se proporciona.
6) Hace que funcione una alarma y/o indicador.

El relevador auxiliar también inicia la transferencia de los auxiliares de la estación de las terminales del generador a la fuente de reserva, disparando el interruptor auxiliar. El proporcionar un interruptor de campo principal o solo un interruptor del campo excitador es un punto de discusión. El disparo del interruptor de campo principal en lugar de un solo interruptor del capo excitador disminuirá el daño, pero hay poca evidencia para probar si es de importancia el gasto adicional donde surgen otros factores importantes de la omisión de un interruptor del campo principal. En consecuencia, la practica esta dividida.

8.2 El relevador diferencial de porcentaje variable.

Los relevadores diferenciales de porcentaje de alta velocidad que tienen características de relación o pendientes en porcentaje variable son los preferidos a valores bajos de la corriente de repaso, la pendiente es casi 5%, aumentando por encima de 50% a valores elevados de esta que existen durantes fallas externas. Esta característica permite la aplicación de equipo de protección de alta velocidad sensible que utiliza transformadores de corriente convencionales, sin peligro de disparo indeseado debido a imprecisiones transitorias en los TC. Para una cierta extensión, puede utilizar los TC más deficientes o puede aplicarse las cargas más elevadas y con los relevadores de pendiente en porcentaje fija. Se emplean dos principios diferentes de funcionamiento para obtener la característica variable. En ambos, la saturación del elemento de funcionamiento es el origen de una cierta cantidad de incremento de la pendiente en porcentaje. En un equipo, solo la saturación origina el incremento de la pendiente a casi 20%; además este es originado por el efecto de diferencias angulares entre las corrientes de régimen y la retención en la respuesta del relevador que ocurren debido a los errores de los TC's a valores elevados de la corriente de corto circuito externa. El efecto neto de la saturación y el ángulo de fase es incrementar la pendiente a más de 50%.
El otro equipo obtiene por completo una pendiente mayor de 50% para grandes valores de la corriente de paso por saturación del elemento de funcionamiento. Se utiliza un principio conocido como producto de retención para asegurar el funcionamiento en corto circuitos internos. El producto de retención proporciona retención suficiente para vencer el efecto de cualesquiera errores del TC para corto circuitos externos; no hay retención para corto circuitos externos cuando el sistema proporciona corrientes muy grandes a falla.

8.3 Protección contra fallas entre espiras en arrollamientos al estator

La protección de falla de espiras se ha proyectado para generadores multicircuito, y se utiliza en su totalidad en forma muy extensa, en particular en el Canadá. En los Estados Unidos, las estaciones generadoras hidroeléctricas explotadas por el gobierno son los grandes consumidores.
Aunque los beneficios de la protección de espiras podrían aplicarse por igual a generadores de un solo circuito, no se ha utilizado este equipo para proporcionar esta protección para dichos

generadores, aunque se han sugerido métodos. El equipo utilizado para generadores multicircuito no es aplicable a generadores de un solo circuito.

Para justificar la protección de espiras, aparte del valor que esta puede tener como protección duplicada, se deben evaluar los ahorros en daños y tiempo de salida de servicio que esta proporcionará. En un arreglo de unidad generador transformador, es posible un ahorro considerable donde el generador funcione sin puesta a tierra. , o donde se utiliza resistencia elevada bien neutralizador de falla a tierra de puesta a tierra; si el equipo de detención de tierra no se le permite disparar los interruptores del generador, una falla de espira podría carbonizar mucho hiero antes que la falla pudiera extenderse a otra fase e hiciera funcionar al relevador diferencial.

Con lo anterior concluimos que si el generador tiene arrollamientos de un solo circuito sin protección de falla de espira, el detector de falla a tierra debería funcionar tan rápido como fuera posible para disparar los interruptores.

El método convencional para proporcionar protección de falla de espira es conocido por protección de “fase auxiliar” se muestra en la figura 9. Si hay mas de dos circuitos por fase, estos están divididos en dos grupos iguales de circuitos paralelos con TC para cada grupo. La protección de fase auxiliar funcionará para cualquier tipo de cortocircuito en los arrollamientos del generador, aunque no proporcione tan buena protección como la diferencial para algunas fallas. Los relevadores de fase auxiliar harían funcionar el mismo relevador auxiliar de disparo de reposición manual que hacen funcionar los relevadores diferenciales.
Se utiliza un relevador de sobre corriente de tiempo inverso para la protección de fase auxiliar en vez de un relevador diferencial de porcentaje instantánea, para obtener la sensibilidad requerida. Para que justifique su utilización, la protección de fase auxiliar debe responder cuando solo esta una espira en corto circuito. Además, el equipo de relevadores no debe responder a cualquier

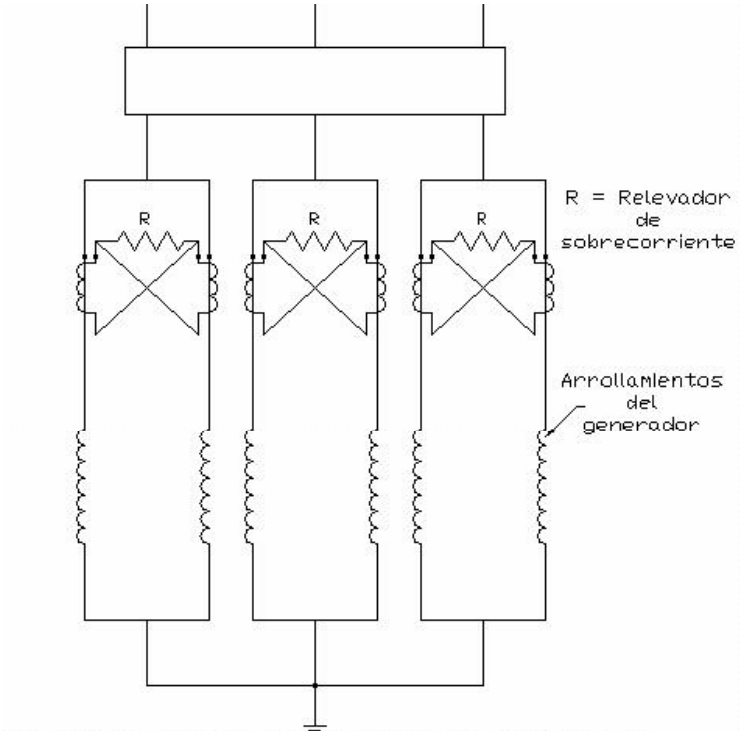


Fig. 9. Proteccion de fase auxiliar para un generador multicircuito.

desequilibrio transitorio que pueda haber cuando ocurren fallas externas. Si se utilizo la retención de porcentaje para impedir dicho funcionamiento indeseado la retención originada por al corriente de carga haría muy sensible al relevador a plena carga. en consecuencia, se confía en la acción retardada para impedir el funcionamiento durante transitorios.

8.4 Protección sensible contra fallas a tierra en el estator

La protección de arreglos de unidades generador-transformador se describe bajo el encabezado siguiente. Aquí, estamos interesados con distintos arreglos que los de las unidades, donde el neutro del generador está puesto a tierra a través de una impedancia tan elevada que el equipo de protección diferencial convencional de porcentaje no es los suficientemente sensible. El problema es obtener la sensibilidad requerida y evitar al mismo tiempo la posibilidad de un funcionamiento indeseado debido a los errores de los TC en grandes corrientes de falla externa. La figura 13 muestra una solución al problema se muestra un relevador diferencial corriente-corriente cuya bobina de funcionamiento esta en el neutro del circuito del relevador diferencial y cuya bobina de polarización
esta alimentada por un TC en el neutro del generador. Un relevador polarizado proporciona mayor sensibilidad sin carga excesiva de la bobina de funcionamiento; El Tc de polarización puede tener una relación bastante baja de tal forma que la bobina de polarización estará "saturada" para la corta duración de falla. Puede requerirse algunas veces equipo suplementario para impedir el funcionamiento indeseado debido a los errores de los TC durante fallas externas de dos fases a tierra.

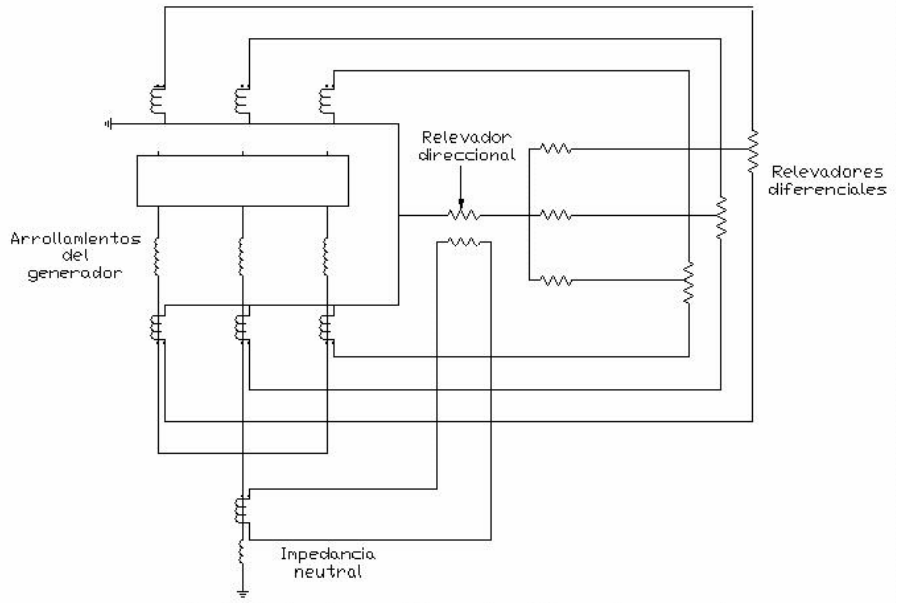


Fig. 13. Proteccion sensible contra fallas a tierra en el estator para generadores.

8.5 Protección contra fallas a tierra en el estator de unidades generadoras

La figura 14 muestra la forma preferida para proporcionar protección contra falla a tierra contra falla a tierra para un generador que esta funcionando como una unidad con su transformador de potencia. El neutro del generador esta puesto a tierra a través del arrollamiento de alta tensión de un transformador de distribución. A través del arrollamiento de baja tensión se conectan una resistencia y un relevador de sobre tensión. Se ha encontrado por prueba que, para evitar la posibilidad de sobre tensión elevadas transitorias perjudiciales debido a la ferro resonancia, el valor de la resistencia no debería ser mas elevado, de donde Xc es la reactancia capacitiva total de fase a tierra por fase de los arrollamientos de estator del generador, de los condensadores de protección de ondas de impulso o pararrayos, si se utilizan de las terminales de los transformadores de potencia y de servicios propios de la estación, y de los arrollamientos del transformador de potencia en el lado del generador; y N es la relación de tensión de circuito abierto(o relación de espiras) de los arrollamientos de alta tensión a los de baja tensión del transformador de distribución.

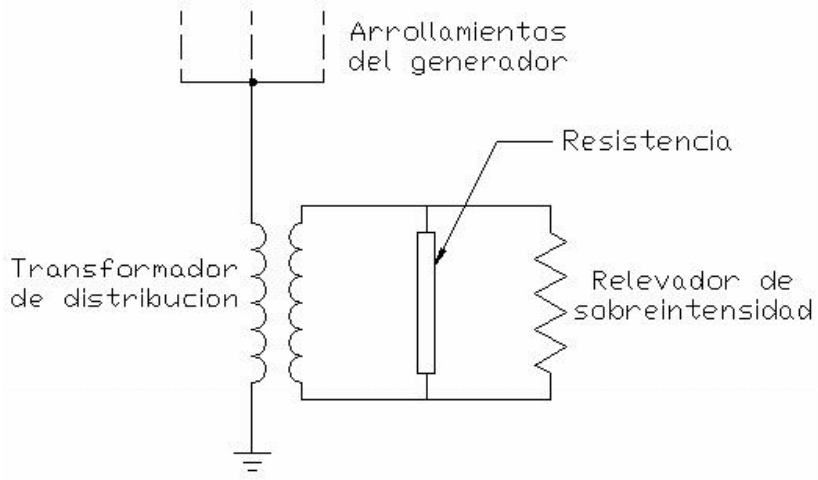


Fig. 14. protreccion contra fallas a tierra en el estator para unidades generadoras.

El valor de R puede ser menor que el dado por la ecuación anterior. El valor de la resistencia dado por la ecuación limitara el valor máximo instantáneo. La sensibilidad de la protección disminuirá a medida que R disminuya, debido a que, como puede verse en la Fig. 15 mucha de la tensión disponible se consumirá en las impedancias de secuencia positiva y negativa y menos en la impedancia de secuencia cero que determina la magnitud del relevador de tensión. Esta disminución en la sensibilidad se considera como una ventaja por algunas personas porque el relevador estará menos apropiado para funcionar para fallas en el lado de baja tensión de los transformadores de potencial del generador, como se discute mas adelante. Se ha sugerido por esta razón, y también para simplificar los cálculos, hacer innecesaria la determinación de Xc, seleccionándose una resistencia que limitara la corriente de falla a 15 amp. Aproximadamente, despreciando el efecto de Xc. En otras palabras donde Vg es el valor nominal de la tensión de fase del generador en kilovolts.

$$R = \frac{10^3 Vg}{15\sqrt{3}N^2} ohms$$

Se ha sugerido que, para evitar el flujo de una gran corriente magnetizante al transformador de distribución cuando ocurra una falla a tierra, el valor nominal de alta tensión del transformador de distribución debería ser como 1.5 veces el valor nominal de fase a neutro del generador. Su clase de asilamiento debe llenar los requisitos normalizados para dispositivos de puesta a tierra del neutro. El valor nominal de la baja tensión puede ser 120, 240, o 480 volts, que depende del valor nominal

de la tensión de que se disponga del relevador de protección. La selección de la capacidad en kva del transformador de distribución y de la resistencia dependerá de sí el usuario intenta permitir que el relevador de sobre corriente dispare los interruptores principal y del campo o que solo haga sonar una alarma. Si el relevador solo hará sonar una alarma, debería designarse el transformador en forma continua para un mínimo.

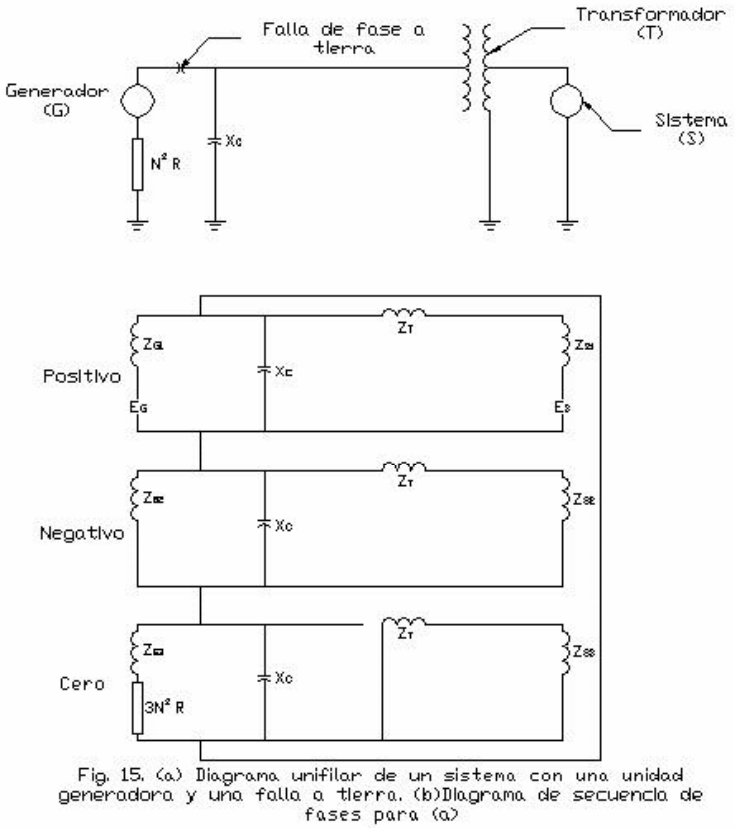


Fig. 15. (a) Diagrama unifilar de un sistema con una unidad generadora y una falla a tierra. (b)Diagrama de secuencia de fases para (a)

$$Kva = \frac{10^3 VgVt}{3N^2 R}$$

Donde Vt es el valor nominal de alta tensión del transformador de distribución en kilovolts. De igual forma, la capacidad continua de la resistencia debería ser como mínimo

$$KW = \frac{10^3 Vg^2}{3N^2 R}$$

Si el relevador esta arreglado para disparar los interruptores del generador, puede utilizarse capacidades de tiempo corto para el transformador y la resistencia. La resistencia puede tener ya sea una capacidad de 10 s. o de un minuto, pero la capacidad de 1 es preferida por lo general porque es más conservadora y no muy cara. De hecho, las resistencias de designación continua pueden ser aun bastante económicas.

Un numero de compañías de potencia conectan en forma sencilla un transformador de potencial entre el neutro del generador y tierra sin ninguna resistencia de carga. Se utiliza un relevador de

sobre tensión como con el arreglo del transformador de distribución. La corriente máxima que puede fluir en una falla a tierra es de 71% de la que se tiene con la combinación del transformador de distribución y resistencia si se utiliza el valor máximo de R, que no es una diferencia significativa. En cualquier caso, la energía del arco no es suficiente para originar el daño si no se hace el disparo inmediato. El transformador de potencial es bastante menor y más barato que la combinación transformador de distribución y resistencia, aunque cualquier de ellas es mas barato comparada con el equipo protegido. Si se prefiere dejar que el generador funcione con una falla a tierra en su arrollamiento del estator, un neutralizador de falla a tierra limitara la corriente de falla al mínimo de cualquiera de los arreglos, y al mismo tiempo mantendrá la tensión transitoria a un nivel mas largo

Se requieren las mismas características del relevador de sobre corriente para cualquiera de los métodos anteriores de puesta a tierra del neutro del generador. El relevador debe ser sensible a las tensiones de frecuencia fundamental e insensible a las tensiones de tercera armónica y múltiplos de esta. Si los transformadores de potencial estrella-estrella con neutro puesto a tierra se conectan a las terminales de generador puede ser imposible obtener selectividad completa entre el relevador y los fusibles del TP para ciertas fallas a tierra en el lado de baja tensión de estos, dependiendo de la capacidad de los fusibles y de la sensibilidad del relevador. El hacer bastante insensible al relevador para que no funcione para fallas a tierra para baja tensión sacrificaría demasiada sensibilidad para fallas en el generador. Desde luego, si el relevador tiene acción retardada, no funcionara para un corto circuito momentáneo como el que podría originarse en forma inadvertida durante la prueba. Si el relevador solo se utiliza para hacer sonar una alarma puede sacrificarse algo de selectividad e interés de la sensibilidad; el relevador no funcionará en forma frecuente para ser una molestia.

8.6 Protección contra circuitos abiertos del estator por medio de relevadores de sobrecorriente

Si los transformadores de corriente no están conectados en los extremos neutros de los arrollamientos del generador conectado en estrella o si solo se sacan las puntas de salida, los dispositivos de protección pueden accionarse como en la fig. 16, solo por la corriente de corto circuito proporcionado por el sistema. Dicha protección es inefectiva cuando el interruptor este abierto o cuando esta cerrado si el sistema no tiene otra fuente de generación, y la discusión siguiente supone que se dispone de la corriente de corto circuito del sistema.
Un circuito abierto o una jaula de elevada resistencia en un arrollamiento del estator es muy difícil de detectar antes que haya originado daño considerable. La protección de fase auxiliar puede proporcionar dicha protección pero solo el equipo más sensible detectara el disturbio en sus primeros pasos El equipo de protección de secuencia negativa para la protección contra corrientes de fase desequilibradas contiene una unidad de alarmas sensibles que pondrá alerta a un operador en la condición anormal.

La practica no es proporcionar equipo de protección por relevadores a propósito para circuitos abiertos. Los circuitos abiertos son muy improbables en maquinas bien construidas.

8.7 Protección contra cortocircuitos de los arrollamientos de estator por medio de relevadores de sobrecorriente

Si los transformadores de corriente no están conectados en los extremos neutros de los arrollamientos del generador conectado en estrella, o si solo se sacan las puntas de salida, los

dispositivos de protección pueden accionarse cono la figura 16 solo por la corriente de cortocircuito proporcionada por el sistema. Dicha protección es inefectiva cuando el interruptor principal esta abierto, o cuando está cerrado si el sistema no tiene otra fuente de generación, y la discusión siguiente supone que se dispone de la corriente de cortocircuito del sistema.

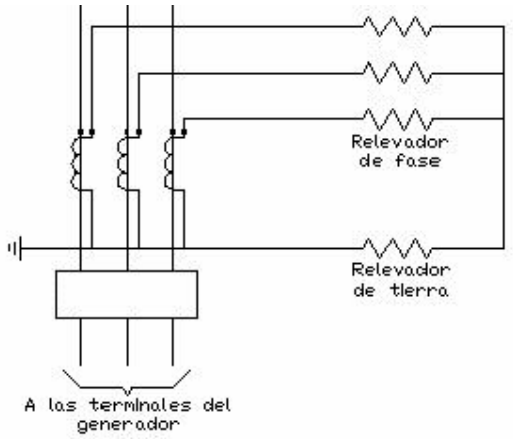


Fig. 16. Proteccion de sobrecorriente del estator del generador.

Si el neutro del generador no esta puesto a tierra, puede proporcionarse protección de sobre corriente de tierra sensible y rápida; pero, si el neutro esta puesto a tierra, debería utilizarse la protección direccional de sobre corriente para la mayor sensibilidad y velocidad. En cualquier caso, deberían utilizarse los relevadores direccionales de sobre corriente para protección de falla de fase para la mayor sensibilidad y velocidad.
Si se utilizan relevadores de sobre corriente no direccionales de tensión de retención o controlada para protección de respaldo de fallas externas, también podrían servir para proteger al generador contra fallas de fase.

8.8 Protección de sobrecalentamiento del estator

Los dispositivos suplementarios de temperatura pueden supervisar el sistema de enfriamiento; dicho equipo daría la primera alarma en caso de falla del sistema de enfriamiento, pero se ha palpado por lo general que los detectores de temperatura del estator y los dispositivos de alarma son suficientes.
La Fig. 17 muestra una forma del equipo de protección accionado por el detector que utiliza un puente de Wheastone y un relevador direccional. En otra forma del equipo, se utiliza la corriente del estator para alimentar el puente.

8.9 Protección de sobretensión

La protección de sobre tensión se recomienda para todos los generadores hidroeléctricos o turbinas de gas que esta sujetos a sobre velocidad y en consecuencia a sobre tensión en perdida de carga. Por lo general no se le requiere cuando se trata de generadores de turbina de vapor. Esta protección se proporciona a menudo mediante el equipo de regulación de la tensión. Si no es así, debería proporcionarse mediante un relevador de sobre tensión de CA. Este relevador tendrá una unidad de acción retardada con puesta en trabajo de casi 110% de la tensión nominal y una unidad instantánea compuesta en trabajo de casi 130% y 150% de la tensión nominal. El relevador estará alimentado de un transformador de potencial distinto al utilizado para el regulador automático de tensión. Su

funcionamiento debería, de preferencia, originar primero resistencia adicional que va a insertarse en el circuito del campo del generador o del excitador.

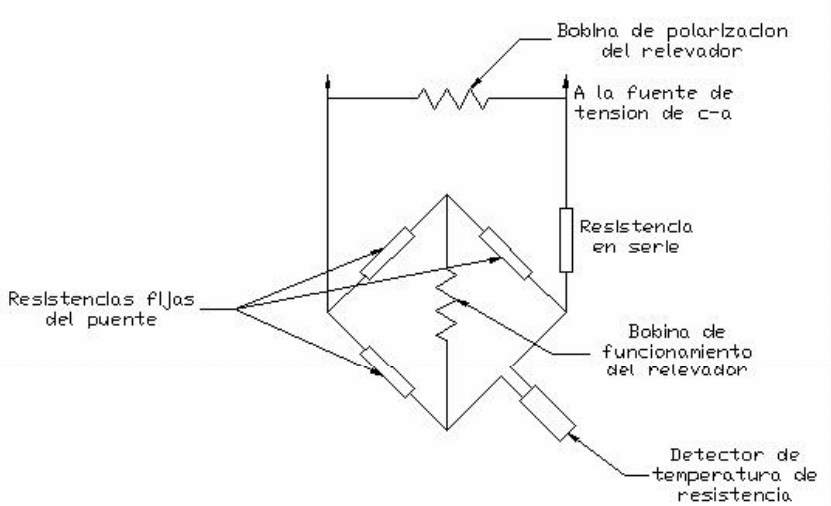


Fig. 17. Proteccion de sobrecalentamiento del estator con detectores de temperatura de resistencia.

8.10 Protección contra la pérdida del sincronismo

No es probable que un generador pierda sincronismo con otros generadores en la misma estación a menos que pierda la excitación para lo cual se provee la protección. Si una estación tiene uno o más generadores, y si esta pierde el sincronismo con otra estación el disparo necesario para separar los generadores que están fuera de paso (sincronismo) se hace por lo general en el sistema de transmisión que las interconectan. Todos los convertidores de frecuencia induccion.sincronos para la interconexión de 2 sistemas deberán tener protección contra perdida de sincronismo en el lado sincrono de la maquina. Con grupos sincronos.sincronos, puede requerirse dicha protección en ambos lados. El funcionamiento del relevador deberá disparar el interruptor principal donde esta localizado el relevador.

8.11 Protección contra fallas a tierra en el campo

Debido a que los circuitos del campo funcionan sin puesta a tierra, una sencilla falla tierra no originara daño alguna o afectara el funcionamiento de un generador en forma alguna. Sin embargo, la existencia de una sencilla falla a tierra aumenta la resistencia a tierra en otros puntos del arrollamiento del campo cuando se inducen tensiones en éste por transitorios en el estator.

La práctica más segura es utilizar el equipo de protección por relevadores para disparar en forma inmediata los interruptores principales y del campo generador cuando ocurre la primera falla a tierra, y esta practica deberá seguirse en verdad en todas las estaciones mantenidas. Si se va a

permitir que un generador funcione con una falla a tierra sencilla en su campo, se le deberá proveer al menos de equipo automático para disparar en forma inmediata los interruptores principal y del campo a una amplitud de vibración anormal, pero no amplitud mayor que la necesaria para evitar el funcionamiento indeseado en transitorios de sincronización o de cortocircuito.

El tipo del equipo de protección por relevadores preferido se muestra en la Fig.18 puede aplicarse cualquier tensión de c-a o c-d entre el circuito de campo y tierra a través de un relevador de sobrecorriente. Una tierra en cualquier parte del circuito de campo pondrá en trabajo al relevador. Puede ser necesario proporcionar una escobilla sobre la flecha del rotor que pondrá a tierra en forma efectiva a éste, en especial cuando se aplica una tensión de c-a. No se deberá confiar en la trayectoria a tierra a través de la capa de aceite del cojinete por dos razones: 1) la resistencia de esta trayectoria puede ser bastante elevada para que el relevador no funcione si el campo se puso a tierra, y 2) una magnitud muy pequeña de la corriente que fluye en forma continua por el cojinete puede corroer aun la superficie y destruir el cojinete.

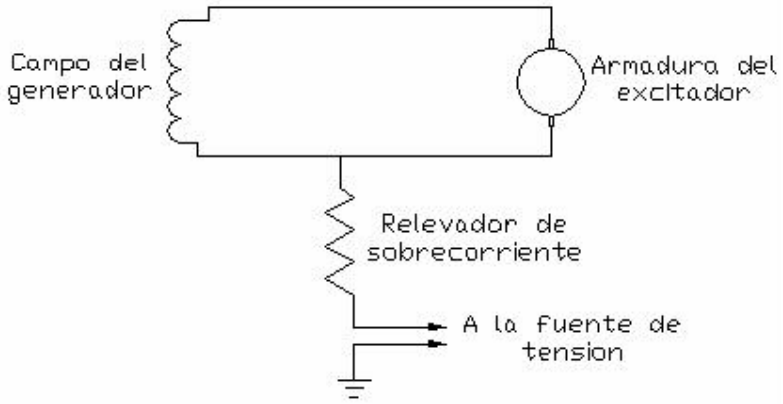


Fig. 18. Proteccion contra fallas a tierra en el campo del generador

8.12 Protección contra el sobrecalentamiento del rotor debido a corrientes trifásicas desequilibradas del estator

Las corrientes trifásicas desequilibradas del estator originan corrientes de frecuencia doble de la del sistema que se inducen en el hierro del rotor. Estas corrientes originan el sobrecalentamiento del rotor en forma rápida y un daño serio si se permite que el generador continúe funcionando con un desequilibrio semejante. Se ha establecido normas para el funcionamiento de generadores con corrientes desequilibradas del estator. La duración del tiempo (T) que puede esperarse del funcionamiento de un generador con corrientes desequilibradas del estator sin peligro de dañarse puede expresarse en la forma:

$$\int_0^t I_2^2 dt = K$$

Donde I_2 es la componente de secuencia negativa de la corriente del estator como muna función del tiempo i_2, está expresada en unidades basadas en la capacidad del generador, y k es una constante. K es 30 para generadores de turbina de vapor, condensadores síncronos, y grupos convertidores de frecuencia; k es 40 para generadores de turbinas hidráulicas y generadores manejados por maquinas. Si dejamos que I_2^2 sea el valor medio de i_2^2 en el intervalo de tiempo T, podemos expresar la relación anterior en la forma cómoda I_2^2T =30 o I_2^2T=40, dependiendo del tipo del

generador. El tipo de equipo de protección recomendado es un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso que funciona de la salida de un filtro de corriente de secuencia negativa que se alimenta de los TC del generador como en la Fig.19. El relevador deberá conectarse para disparar el interruptor principal del generador. Algunas formas de relevador incluyen también una unidad muy sensible para controlar una alarma para pequeños desequilibrios.

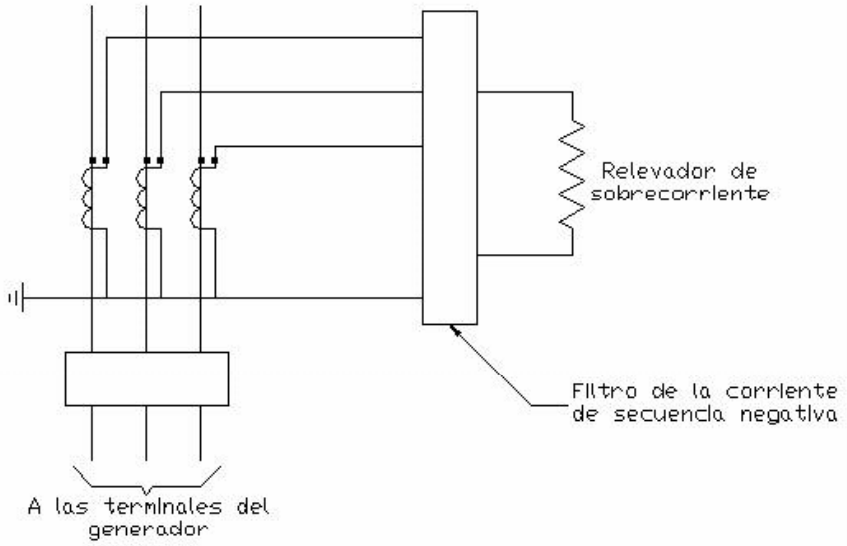


Fig. 19. Proteccion de sobrecorriente del estator del generador.

El hecho de que el equipo de protección del sistema por lo general funcionara primero puede conducir a la conclusión de que, con el equipo moderno de protección, no se requiere la protección contra corrientes trifásicas desequilibradas durante cortocircuitos. Estas conclusiones puede deducirse del hecho de que no hay gran demanda para la mejorar las formas de protección existentes. La unidad de alarma sensible puede ser útil para poner sobre aviso a un operador en la caso de un circuito abierto bajo carga, para el que no puede haber protección automática. De otra manera, solo se aplicaría el relevador de corriente de secuencia negativa cuando no pudiese confiar en el equipo de protección del respaldo del sistema para retirar en forma suficientemente rápida fallas desequilibradas en el caso de fallas de la protección primaria. Determinar en forma adecuada si es realmente necesaria la protección adicional debe ser resultado de un cuidadoso estudio. La protección adicional deberá aplicarse allí donde pueda proporcionarse.

8.13 Protección contra pérdidas de la excitación.

Cuando un generador síncrono pierde la excitación, funciona como un generador de inducción, que gira arriba de la velocidad síncrona. Los generadores de rotor redondo no se adaptan a dicho funcionamiento debido a que no tienen arrollamientos amortiguadores que puedan conducir las corrientes inducidas en el rotor. En consecuencia, un rotor de generador de turbina de vapor se calentará mas rápido debido a las corrientes inducidas que fluyen en el hierro del rotor, en particular en los extremos del rotor en donde las corrientes fluyen a través de las ranuras por las cuñas y el anillo de retención, si se usa. Los generadores de polos salientes tienen sin excepción arrollamientos amortiguadores, y por lo tanto no están sujetos a dichos sobrecalentamientos. Algunos sistemas no pueden soportar el funcionamiento continuo de un generador sin excitación.

De hecho, si el generador no se desconecta inmediatamente al perder la excitación, puede desarrollarse muy rápidamente una inestabilidad general, y puede ocurrir un paro mayor del sistema. Cuando un generador pierde la excitación, extrae potencia reactiva del sistema, aumentando de 2 a 4 veces la carga nominal del generador. Antes de perder la excitación, el generador el generador podría estar entregando potencia reactiva al sistema. De este modo esta gran carga reactiva desperdiciada de súbito en el sistema, junto con la perdida de la potencia reactiva de salida del generador, puede originar una reducción general de la tensión, que, a su vez puede originar inestabilidad, a menos que los otros generadores puedan absorber de inmediato la carga reactiva adicional.

Se han utilizado en forma muy extensas los relevadores de baja corriente conectados en el circuito de campo, pero el tipo mas selectivo del relevador de pérdida de la excitación es uno direccional que funciona a partir de la corriente y tensión de c-a en las terminales del generador. La Fig. 20 muestra varias características de pérdida de excitación y la caracteristica de funcionamiento de un tipo relevador de pérdida de excitación en un diagrama R-X. No importa cuales sean las condiciones iniciales, en que se pierde la excitación, la impedancia equivalente del generador traza una trayectoria desde el primer cuadrante hacia a dentro de una región del cuadrante que solo es penetrada cuando la excitación se reduce demasiado o se pierde. Encerrando esta región dentro de la característica del relevador, este funcionará cuando el generador empiece a deslizar los polos y disparar primeo el interruptor del campo y desconectará el generador del sistema antes que puedan dañarse el generador o el propio sistema. Puede entonces devolverse de inmediato el generador al servicio, al corregirse el origen de la falla de excitación.

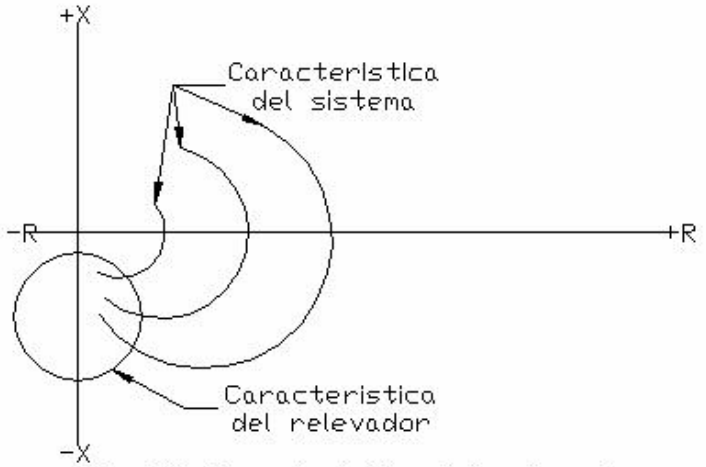


Fig. 20. Caracteristica del relevador de perdida de excitacion y del sistema.

8.14 Protección contra la motorización

La protección contra la motorización tiene como objeto beneficiar al primotor o al sistema, y no al generador. Sin embargo se le considera aquí porque cuando se utiliza equipo de protección por relevadores, éste trabaja estrechamente asociado al generador.

Turbinas de vapor. una turbina de vapor requiere protección contra sobrecalentamiento cuando se suprime el suministro del vapor y el generador gira como motor. Dicho sobrecalentamiento ocurre debido al insuficiente paso a través de la turbina del vapor que extrae el calor que se produce por la perdida de ventilación. Las modernas turbinas de condensación se sobrecalientan aun en salidas de

menos de 10% de la carga nominal, aproximadamente. Como las condiciones pueden ser tan variadas, no puede indicarse ninguna protección que se acostumbre en forma definida.

Turbinas hidráulicas. La protección contra la motorización puede convenir en ocasiones para proteger una turbina hidráulica no atendida contra la cavilación de los alabes. La cavitación ocurre con flujo bajo de agua que puede resultar, por ejemplo del bloqueo de las compuertas de hojarasca. Generalmente la protección no se suministra a unidades atendidas. Esta puede proporcionarse por equipo de protección direccional de potencia capaz de funcionar a corriente de motorización un poco menor de 2.5 % de la capacitación de plena carga del generador.

Maquinas diesel. Por lo general se requiere la protección contra la motorización en la máquinas diesel. El generador tomará casi el 15% o mas de su potencia nominal. , del sistema, lo que puede constituir una carga indeseable elevada para el sistema. Además existe el peligro de incendio o explosión del combustible no quemado. Deberá ser consultado el fabricante de la maquina cuando se quiera omitir la protección contra la motorización.

Turbina de gas. La potencia requerida para motorizar una turbina de gas varía del 10% al 50% de la capacidad de plena carga, dependiendo del diseño de la turbina y de si es un tipo que tiene una turbina de carga separada de la utilizada para manejar el compresor. El suministro de la protección por relevadores deberá hacerse en base a la inconveniencia de imponer la carga de la motorización al sistema. Usualmente, las turbinas no precisan de protección contra la motorización.

8.15 Protección de respaldo contra fallas externas

Los generadores deberán tener suministro continuo de la corriente de cortocircuito a una falla en un elemento adyacente de sistema debido a una falla de la protección primaria. Una sencilla protección de sobrecorriente de tipo inverso

Una sencilla protección de sobrecorriente de tiempo inverso es suficiente para fallas monofásicas a tierra. Para falla de fase, se prefiere un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso de tensión de retención o de tensión controlada, o un relevador de tipo de distancia de un solo escalón con acción retardada definida. Decididamente los relevadores de sobrecorritente de tiempo inverso para protección de respaldo de fallas de fase se consideran inferiores; debido al decremento en la corriente de cortocircuito proporcionada por un generador, el margen entre la corriente máxima de carga y la corriente de cortocircuito es muy estrecho para obtener una protección segura a un corto tiempo después que se ha iniciado el flujo de la corriente de falla.

El equipo de protección de sobrecorriente de secuencia negativa que impide el sobrecalentamiento del rotor del generador como consecuencia de corrientes desequilibradas prolongadas del estator, no se considera aquí una forma de protección de respaldo contra fallas externas. En lugar de esto, dicha protección se considera como un tipo de protección primaria. Un relevador de respaldo deberá tener características similares a las de los que son respaldo, y un relevador de sobrecorriente de secuencia negativa no es precisamente el mejor para llenar este propósito, a parte del hecho de que un relevador semejante no funcionara en fallas trifásicas.

Cuando esta implicado un arreglo de unidad generador-transformador, el relevador de respaldo contra fallas externas se alimenta por lo general de fuentes de corriente y tensión en el lado de baja tensión del transformador de potencia. En este caso las conexiones deberán ser tales que las unidades de distancia midan en forma adecuada la distancia para fallas en alta tensión.

9.- Protección de transformadores potencia

En contraste con los generadores, en los que pueden surgir muchas circunstancias anormales, los transformadores sólo pueden sufrir cortocircuitos, circuitos abiertos y sobrecalentamiento en los arrollamientos. En la práctica no está previsto el relevador de protección contra circuitos abiertos debido a que éstos en sí no son perjudiciales. En la práctica general tampoco está prevista la protección contra sobrecalentamiento o sobrecarga; puede haber accesorios térmicos para hacer sonar una alarma o para controlar bancos de ventiladores, pero con sólo pocas excepciones, por lo general no se practica el disparo automático de los interruptores de los transformadores. Una excepción es cuando el transformador proporciona una carga definida predecible. Puede considerarse la protección de respaldo para fallas externas como una forma de protección de sobrecarga, pero la puesta en marcha de dicho equipo de protección es por lo general muy elevada para proporcionar una protección eficaz al transformador, excepto en el caso de cortocircuitos prolongados. Resta, entonces, sólo la protección contra cortocircuitos en los transformadores o en sus conexiones, y la protección de respaldo contra falla externa.

9.1 La selección de la protección diferencial de porcentaje para protección contra cortocircuitos

En la práctica los fabricantes acostumbran recomendar protección diferencial de porcentaje para la protección contra cortocircuitos para todos los bancos de transformadores de potencia cuya capacidad trifásica es 1 000 kva y mayores. Un muestreo de un gran número representativo de compañías de potencia demostró que una minoría favorecía la protección diferencial para bancos tan bajos como 1 000 kva, pero que prácticamente era unánime la aprobación de dicha protección para bancos designados a 5 000 kva y mayores. Para aplicar estas recomendaciones a autotransformadores de potencia, deberán tomarse las capacidades nominales anteriores como el "tamaño físico equivalente" de bancos de autotransformadores, donde dicho tamaño iguala la capacidad nominal multiplicada por 1 - ($V_B - V_A$), y donde V_B y V_A son los valores nominales de las tensiones en los lados de baja y alta tensión, respectivamente.
En el informe de una primera encuesta se incluyó una recomendación para que los interruptores se instalasen en las conexiones de todos los arrollamientos cuando se conecten en paralelo bancos mayores de 5000 kva. Un informe más reciente no es muy claro acerca de esto, pero nada se ha dicho que cambie la primera recomendación. Más adelante se considerará la protección de bancos en paralelo sin interruptores separados y la de un solo banco en el que finaliza una línea de transmisión sin interruptor de alta tensión.
El relevador diferencial deberá hacer funcionar un relevador auxiliar de reposición manual que dispara todos los interruptores de los transformadores. La característica de reposición manual es para disminuir la probabilidad de que un interruptor de transformador se recierre en forma inadvertida, sujetando así al transformador a un daño adicional innecesario.
Donde las líneas de transmisión con protección de alta velocidad finalizan en la misma barra colectora que la de un banco de transformadores, éste deberá tener protección de alta velocidad. Esto no sólo es necesario por la razón que la propia línea lo exige, sino también porque permite que el tiempo de la segunda zona de los relevadores de distancia "que ven" hacia la barra colectora esté con un ajuste más bajo y sin embargo sea selectivo.

9.2 Conexiones de los transformadores de corriente para relevadores diferenciales

Una regla simple es que los TC en cualquier arrollamiento en estrella de un transformador de, potencia deberán conectarse en delta, y los TC en cualquier arrollamiento en delta deberán

conectarse en estrella. Esta regla es raramente quebrantada. Más adelante, demostraremos su base. El problema que resta es cómo hacer las interconexiones requeridas entre el TC y el relevador diferencial.

Dos requisitos básicos que deben satisfacer las conexiones del relevador diferencial son. (1) no debe funcionar para carga o fallas externas, y (2) debe funcionar para fallas internas bastante severas.

Si no se sabe cuáles son las conexiones apropiadas, el procedimiento consiste en hacer primero las conexiones que satisfagan el requisito de no disparar en fallas externas. Después, las conexiones se pueden probar en su capacidad para proporcionar el disparo en fallas internas.

Tomemos como ejemplo, el transformador de potencia estrella-delta de la Fig. 1, El primer paso es suponer en forma arbitraria las corrientes que fluyen en los arrollamientos de éste en cualquier dirección que se desee, sólo para observar los requisitos impuestos por las marcas de polaridad para que las corrientes fluyan en direcciones opuestas en los arrollamientos en el mismo núcleo, como se muestra en la Fig. 1. Supondremos también que todos los arrollamientos tienen el mismo número de espiras de tal manera que las magnitudes de las corrientes sean iguales, despreciando la componente muy pequeña de la corriente de excitación, (Una vez que se han determinado las conexiones apropiadas, pueden tomarse en cuenta muy fácilmente las relaciones reales de espiras.)

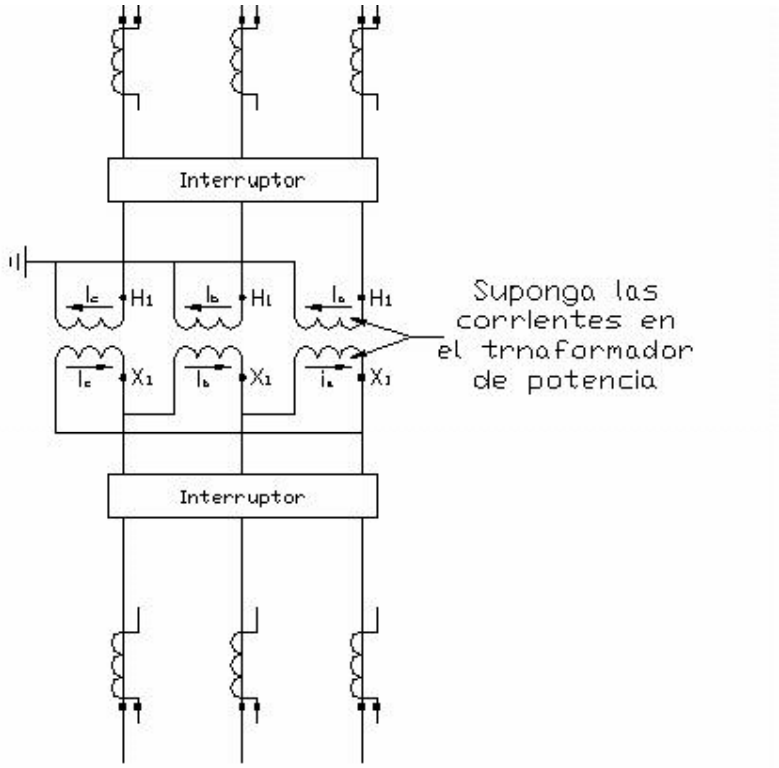


Fig. 1. Desarrollo de las conexiones de los TC para proteccion diferencial del transformador, primer paso.

Con base en lo anterior, la Fig, 2 muestra las corrientes que fluyen en las terminales del transformador de potencia y en los

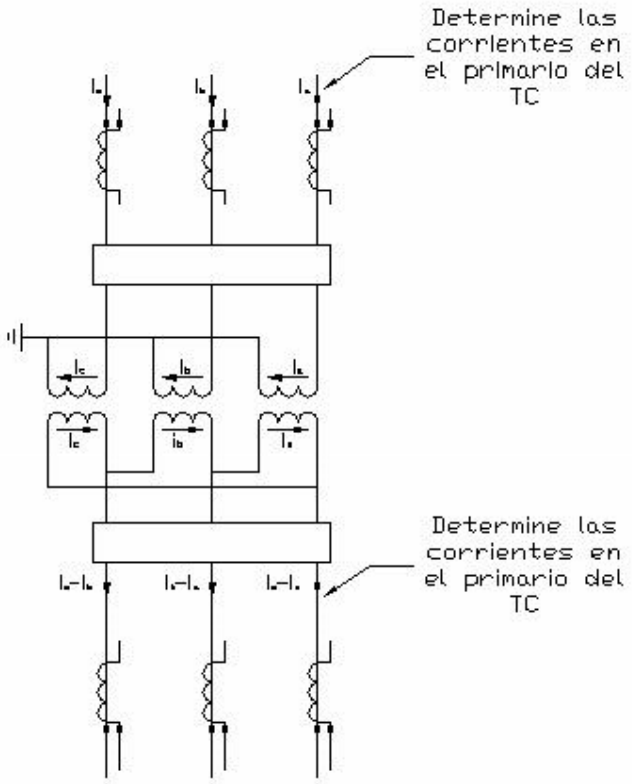


Fig. 2. Desarrollo de las conexiones de los TC para proteccion diferencial del transformador, segundo paso.

primarios de los TC para el caso de falla extrema en el que el relevador no debe disparar. Estamos suponiendo que no fluye corriente por la tierra del neutro del arrollamiento estrella; en otras palabras, estarnos suponiendo que la suma vectorial de las corrientes de las tres fases es igual a cero.

El siguiente paso es conectar uno de los conjuntos de los TC en delta o en estrella, de acuerdo con la regia ya discutida; sin importar cómo esté hecha la conexión, esto es, en un sentido o invertida. Después, debe conectarse el otro conjunto de TC también de acuerdo con la regla, pero ya que se han escogido las conexiones del primer conjunto de TC, no importa cómo se conecte el segundo; esta conexión debe hacerse en tal forma que las corrientes secundarias circulen entre los TC como se requiere en el caso de falla externa. En la Fíg, 3 se demuestra un diagrama completo de co-nexiones que satisface los requisitos- Las conexiones se mantendrían correctas aún si se invirtieran las de ambos conjuntos de TC.

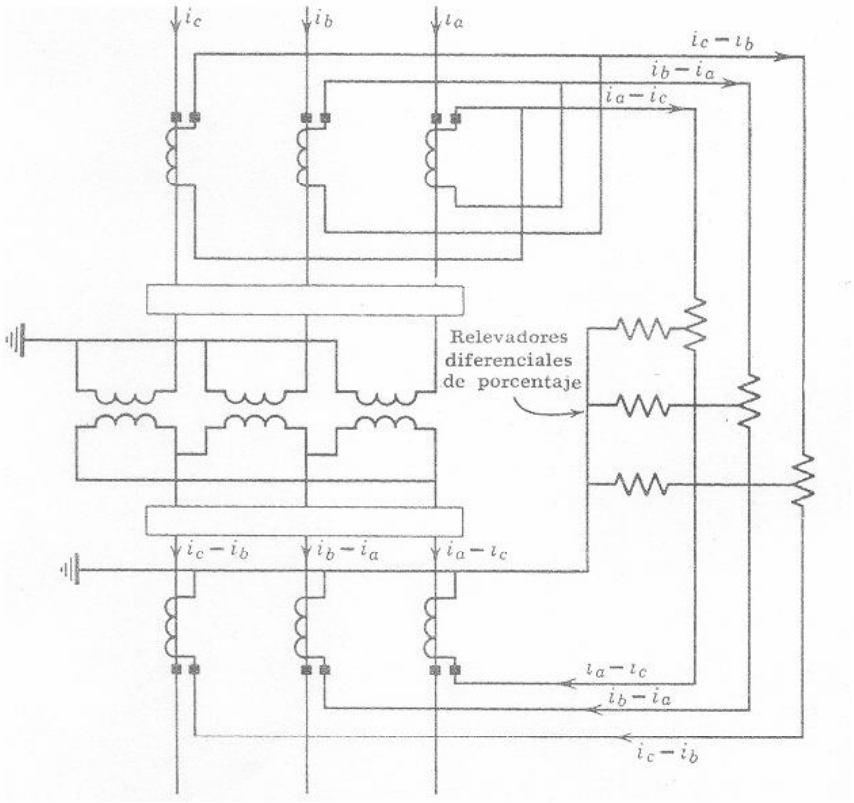


Fig. 3 Conexiones completas de la protección diferencial de porcentaje para un transformador de dos arrollamientos.

No se darán aquí pruebas de que el relevador tenderá a funcionar en las fallas internas, pero el lector puede satisfacerse fácilmente dibujando los diagramas del flujo de corriente para las fallas supuestas. Se encontrará que la protección es útil en caso de Fallas entre espiras así como en caso de fallas entre fases o a tierra, si la corriente de falla es bastante elevada.
Examinemos ahora la regia que nos dice cómo conectar los TC en estrella o en delta. En realidad, para la suposición hecha al llegar a la Fig. 2, es decir, que la suma de las corrientes de las tres fases es igual a cero, podríamos haber utilizado TC conectados en estrella en el lado estrella y TC conectados en delta en el lado delta. En otras palabras, no importaría cuál par de combinaciones de los TC fuera utilizada en Codas las condiciones de falla externa, excepto para fallas a tierra en el lado estrella del banco. O bien, esto no importaría, si el neutro del transformador no estuviera puesto a tierra. El punto significativo es que, en una falla externa, debemos utilizar la conexión delta cuando puede influir corriente de tierra en los arrollamientos en estrella (o recurrir a la "derivación de la corriente de secuencia cero" que se discutirá más adelante). La conexión delta de los TC hace circular dentro de ésta a las componentes de secuencia cero de las corrientes y no las deja pasar por las conexiones externas del relevador. Esto es necesario debido a que no hay componentes de secuencia cero de la corriente en el lado de la delta del transformador de potencia para fallas a tierra en el lado de la estrella: por lo tanto, no hay posibilidad de que circulen en forma sencilla las corrientes de secuencia cero entre los conjuntos de los TC, y si los TC en el lado de la estrella no estuvieran conectados en delta, los componentes de secuencia cero fluirían en las bobinas de funcionamiento y originarían que el relevador funcionase en forma indeseada en las fallas a tierra externas.

El hecho de que la conexión en delta de los TC excluya las corrientes de secuencia cero del circuito secundario externo no significa que el relevador diferencial no pueda funcionar en forma accidental en las fallas monofásicas a tierra en el transformador de potencia; el relevador no recibirá

componentes de secuencia cero, pero recibirá y funcionará, a partir de las componentes de secuencia positiva y negativa de la corriente de falla.

Las indicaciones anteriores para hacer las interconexiones de los TC y el relevador se aplican por igual en los transformadores con más de dos arrollamientos por fase; sólo es necesario considerar dos arrollamientos a un tiempo como si fueran los Únicos. Por ejemplo, para transformadores de tres arrollamientos considérense primero los arrollamientos H y X. Después, considérense H y Y, utilizando las conexiones de los TC ya escogidas para el *H*, y determínense las conexiones de los TC del Y. Si esto se hace en una forma adecuada, las conexiones para los arrollamientos X y Y serán compatibles automáticamente.

La Fig. 4 muestra las conexiones esquemáticas para la protección del transformador principal y el transformador de potencia de Servicios propios de la estación en donde un generador y su transformador de potencia funcionan como una unidad. Para simplificar la figura, sólo se muestra el diagrama unífilar con las conexiones indicadas de los TC y el transformador de potencia. Se notará que una bobina de retención está alimentada por la corriente del interruptor de la barra colectora de servicios propios, en el lado de baja tensión del transformador de dichos servicios, en paralelo con el TC en el extremo neutro del arrollamiento del generador; esto es para obtener la ventaja de superponer las zonas de protección adyacentes alrededor de un interruptor, como se explicó en el Cap. 1. Se utiliza un relevador diferencial separado para proteger el transformador de potencia de servicios propios, debido a que el relevador que protege al transformador de potencia principal no es lo suficientemente sensible para proporcionar esta protección; con un generador de turbina de vapor, el banco de servicios propios no es mayor de 10% del tamaño del banco principal, y en consecuencia, los TC utilizados para éste tienen relaciones que son casi 10 veces las que se desearían para la protección más sensible del transformador de servicios propios.

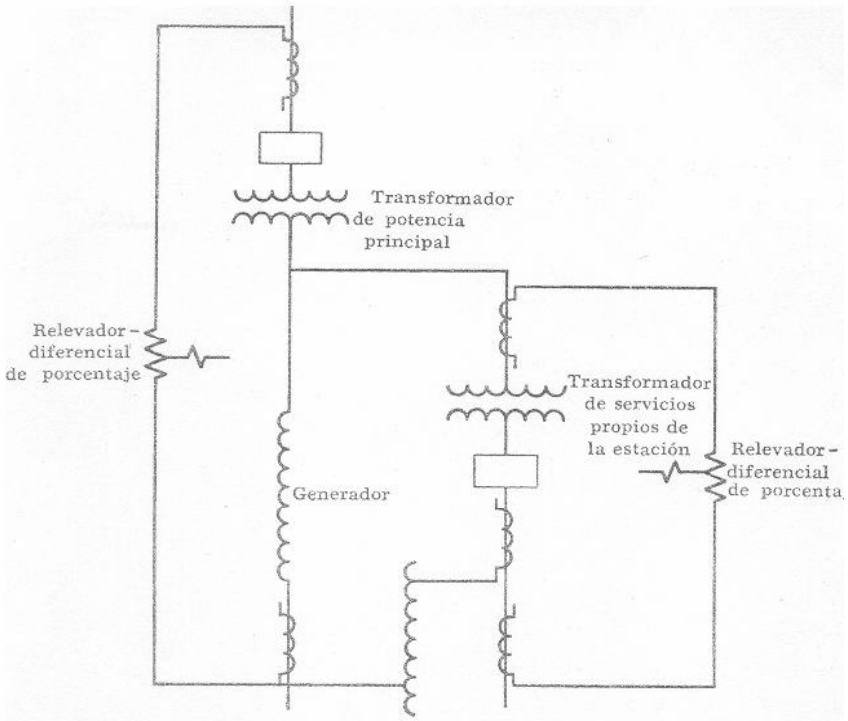


Fig. 4 Conexiones esquemáticas para la protección diferencial de los transformadores principal y de servicios propios

Con un generador turbina hidráulica, el transformador de servicios propios se acerca más al 1% del tamaño del transformador principal; en consecuencia, la impedancia del primero es tan elevada que una falla en su lado de baja tensión no puede hacer funcionar el relevador que protege al transformador principal aun si se omiten los TC del lado de baja tensión del transformador de servicios propios; por lo tanto, para generadores hidroeléctricos la práctica es omitir estos TC y conservar la protección diferencial separada para el banco de servicios propios. Para disminuir el daño que ocurre como consecuencia de una falla en el transformador de servicios propios, deberá utilizarse protección diferencial de alta velocidad de porcentaje tanto en éste como en el transformador de potencia principal.

9.3 Relaciones de los transformadores de corriente para relevadores diferenciales

La mayoría de los relevadores diferenciales para protección de transformadores de potencia tienen tomas, o se utilizan con auto transformadores auxiliares que las tienen, para compensar las relaciones de los TC que no sean tan exactas como se desean. En donde se puede seleccionar la relación del TC, como con los TC de protección del tipo boquilla, lo mejor es escoger la relación máxima del TC que dará una corriente secundaria lo más cercana posible a la toma nominal más baja del relevador. El propósito de esto es disminuir el efecto del circuito que se conecta entre los TC y el relevador (por la misma razón que utilizamos alta tensión para disminuir las pérdidas de la línea de transmisión). Para cualquier toma que se utilice del relevador, la corriente proporcionada a éste en condiciones de máxima carga será lo más cercana posible a la capacidad continua para esa toma; esto supone que el relevador estará Funcionando con su máxima sensibilidad cuando ocurren fallas. Sí la corriente proporcionada es sólo de la mitad del valor nominal de la toma, el relevador sólo tendrá la mitad de su sensibilidad, etc. Cuando se seleccionan las relaciones de los TC para transformadores de potencia que tienen más de dos arrollamientos por fase, se deberá suponer que cada arrollamiento puede conducir la carga nominal total de fase. El ajuste adecuado de las relaciones de los TC y de las tomas del relevador o del auto transformador depende de las relaciones de transformación de la corriente entre los diversos arrollamientos del transformador de potencia y no de sus valores nominales de plena carga. Esto se debe a que las relaciones entre las corrientes que fluirán en los arrollamientos durante fallas externas no dependerán de sus valores nominales sino de las relaciones de transformación de las mismas.

9.4 Selección de la pendiente porcentaje I para relevadores diferenciales.

Por lo general se compone de relevadores diferenciales de porcentaje con diferentes pendientes de porcentaje; éstos pueden ajustarse de tal forma que un solo relevador puede tener cualquiera de las distintas pendientes. El propósito de la característica de la pendiente de porcentaje es un funcionamiento inadecuado del relevador debido a "desequilibrios" entre los TC durante fallas extremas que surgen de una acumulación de desequilibrios por las razones siguientes: (1) conmutación de tomas de regulación en el transformador de potencia; (2) desequilibrio entre las corrientes del TC y la capacidad de las tomas del relevador; y (3) la diferencia entre los errores de los TC en cualquier lado del transformador de potencia. Muchos transformadores de potencia tienen tomas que darán ± X% de cambio en la relación de transformación. La práctica es seleccionar las relaciones del TC y las tomas del relevador o auto transformador para equilibrar las corrientes en el punto medio de la zona de conmutación de las tomas de regulación; en esa base, el desequilibrio máximo que puede ocurrir por esta causa es X%. El desequilibrio máximo inevitable entre las corrientes del TC y los valores nominales de las tomas del relevador es la mitad de la diferencia entre dos valores nominales de las tomas del relevador, expresada en porcentaje. El porcentaje de la diferencia entre los errores del TC debe determinarse en la falla externa que produzca el error máximo; lo mejor que podemos hacer es calcularla con base al estado estable. Deberíamos suponer que los tres desequilibrios están en la misma dirección para obtener el desequilibrio máximo posible. Después súmese un 5% a este valor, y el nuevo total es la pendiente mínima en porcentaje que debería utilizarse.

9.5 Protección de un transformador de tres arrollamientos con un relevador diferencial de porcentaje para dos arrollamientos

Un relevador diferencial de porcentaje para dos arrollamientos no se utilizaría para proteger un transformador de tres arrollamientos, a menos que sólo haya una fuente de generación detrás de un lado da un transformador de potencia. La Fig. 8 muestra que, cuando se utiliza un relevador para dos arrollamientos, los secundarios de los TC en dos lados del transformador de potencia, deben estar en paralelo. Si hay una fuente de generación detrás de uno de estos lados, podrían darse las condiciones mostradas por las flechas de la Fig. 8. En caso de una falla externa en el otro lado puede haber suficiente desequilibrio entre las corrientes del TC, ya sea debido al desequilibrio o a errores o bien a ambos, para originar que el relevador diferencial funcione en forma inadecuada.

El relevador no tendría el beneficio de la retención de la corriente de paso, que es la base para utilizar el principio diferencial de porcentaje. En lugar de eso, sólo fluiría la corriente de desequilibrio en todas las bobinas, de funcionamiento y en la mitad de la bobina de retención, de hecho, esto constituye un desequilibrio de 200%, y sólo es necesario que la corriente de desequilibrio esté arriba de la puesta en marcha mínima del relevador para que éste funcione.

Desde luego, puede utilizarse un solo relevador para dos arrollamientos, si los dos lados de los TC que están en paralelo en la Fig. 8 sólo suministran carga y no se conectan a una fuente de generación.

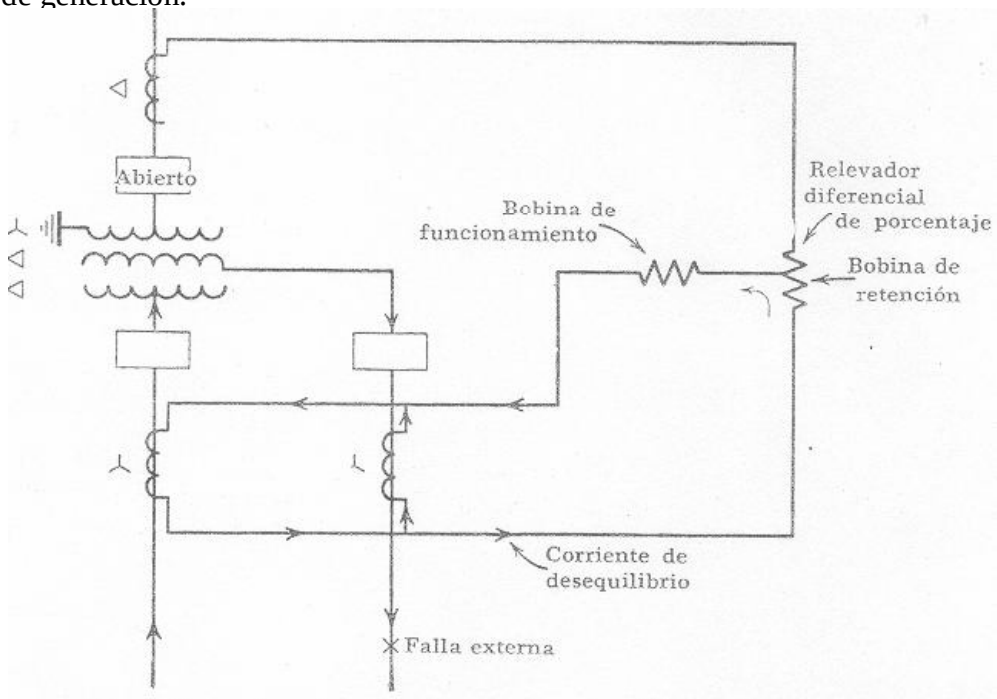
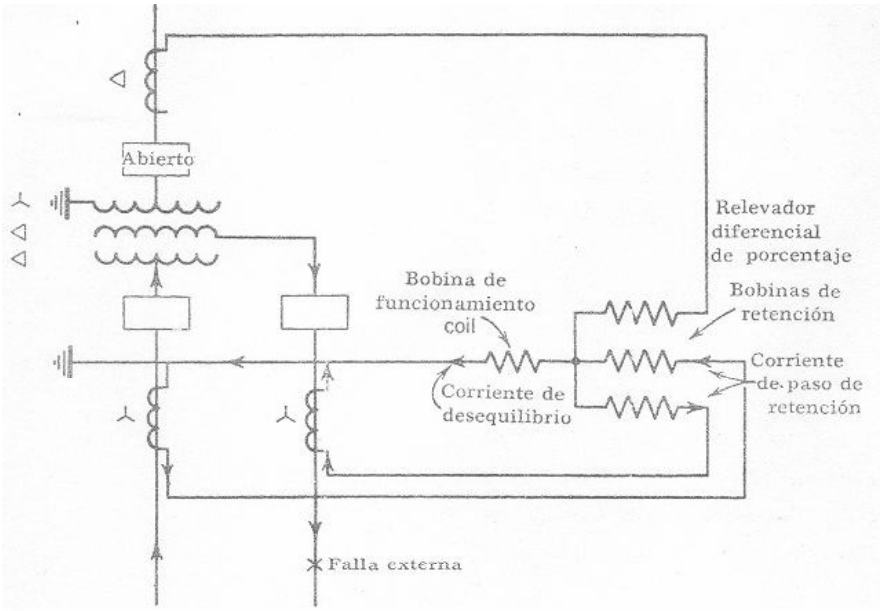


Fig. 8 Una mala aplicación de un relevador diferencial para transformador de dos arrollamientos.

La Fig. 9 muestra que, si se utiliza un relevador de tres arrollamientos, habrá siempre retención de corriente de paso para la retención del relevador contra 1 un clon amiento indeseado.
Una ventaja adicional de un relevador para tres arrollamientos con un transformador de tres arrollamientos es que, donde existe el tipo de relevador que tiene tomas para el ajuste de las corrientes secundarias del TC, es a menudo innecesario utilizar algunos TC auxiliares. De este modo, un relevador de tres arrollamientos puede utilizarse satisfactoriamente donde es suficiente uno de dos arrollamientos.



Flg. 9Ejemplo de la ventaja de un relevador para tres arrollamientos con un transformador de tres

9.6 Efecto de la corriente magnetizante transitoria de conexión en relevadores diferenciales.

La forma en que se conectan los TC y la forma en que cierran las relaciones de éstos y las tomas del relevador protección diferencial desprecia la componente de la con excitación del transformador de potencia. En realidad, origina que la comente fluya en la bobina de función del relevador, pero ésta es tan pequeña bajo condiciones de carga que el relevador no tiene tendencia a funcionar, cualquier condición que determine un cambio en los flujos de inducción en un transformador de potencia el flujo de corriente magnetizantes en forma y éstas producirán una tendencia de funcionamiento en un diferencial.
La corriente transitoria máxima de conexión y la de funcionamiento del relevador ocurren cuando se h desconectado un banco de transformadores y se cierra ente interruptor, con lo cual se aplica tensión a los arrollamientos en un lado, con los del otro desconectados de la carga o de la fuente. La Ref. 5 proporciona datos como los de las magnitudes y duración de dichas comentes transitorias de conexión. Cuando se alimenta un transformador con carga conectada o cuando ocurre o se desconecta un cortocircuito se originan transitorios de conexión menores en consideración pero aún problemáticos.

El problema de estos transitorios de conexión problemáticos se discutirá más adelante bajo el encabezado "Protección de Bancos de Transformadores en Paralelo".
El disparo ocasional debido al transitorio de conexión cuando se conecta un transformador es objetable debido a que éste se retarda al poner en servicio el transformador. Sólo se sabe que e] transformador puede tener una falla interna. En consecuencia, la cosa más segura es hacer las pruebas y la inspección necesarias para localizar el disturbio si lo hay, y esto lleva un tiempo considerable.
Los relevadores diferenciales de porcentaje que funcionan con acción retardada de casi 0.2 seg. o más "pasarán por encima" del periodo transitorio de conexión sin funcionar. En donde se requieren relevadores de alta velocidad, es necesario utilizar por lo general un equipo de relevadores que esté diseñado especialmente para evitar el disparo indeseado en la corriente transitoria de conexión.
Hay tres métodos que se emplean para impedir el funcionamiento en corrientes transitorias, los cuales se describirán enseguida.
*Desensibilizacion***.** Un tipo de equipo de sensibiliza cían consiste en un relevador de baja tensión con contactos "b" y que tiene el sistema de puesta en trabajo y reposición, de acción retardada; estos contactos están conectados en serie con una resistencia de bajo valor que pone en derivación la bobina de funcionamiento del relevador diferencial en cada fase. Esto se muestra en forma esquemática en la Fig. 10 para el relevador diferencial de una fase. El relevador de baja tensión se alimenta de un transformador de potencial conectado a las terminales del transformador de potencia entre éste y su interruptor de baja tensión. Cuando el transformador de potencia está desconectado, el relevador de baja tensión se repone, y sus contactos completan el circuito en derivación a través de la bobina de funcionamiento del relevador diferencial. El relevador de baja tensión no se pondrá en trabajo y no abrirá sus contactos hasta un corto tiempo después que se ha conectado el transformador de potencia, con lo cual desensibiliza el relevador diferencial durante el periodo de la corriente magnetizante transitoria de conexión. Durante el funcionamiento normal del transformador de potencia, se abre el circuito de sensibilización, no interfiriendo con la sensibilidad del relevador diferencial sí ocurre una falla en el transformador de potencia. Sí ocurriera una falla del transformador que repusiera el relevador de baja tensión, su acción retardada impediría la desensibilización del relevador diferencial después que éste hubiera tenido tiempo más que suficiente para funcionar, si iba a hacerlo.
Una desventaja de dicho método de desensibilización es que puede retardar el disparo si ocurre un cortocircuito durante el periodo de la corriente magnetizante transitoria de conexión mientras se desensibiliza el relevador diferencial. Si la falla fuera lo bastante severa para reducir la tensión en tal forma que el relevador de desensibilización no pudiera ponerse en trabajo, el disparo dependería de que la corriente fuera lo bastante elevada para hacer funcionar el relevador diferencial en su estado de desensibilización. Esta es una desventaja algo más seria en vista del hecho de que la mayoría de las veces la probabilidad para que ocurra una falla es cuando el banco está desconectado. La otra desventaja es que este equipo no puede de sensibilizar al relevador diferencial contra la posibilidad de funcionamiento indeseado durante la corriente magnetizante transitoria de conexión después de eliminar una falla externa. Esta no es una desventaja seria debido a que la desensibilización del tipo aquí descrito sólo se utiliza en relevadores que tienen casi 0.2 seg. De acción retardada, y de hecho no hay problema de disparo en la tensión de restablecimiento con dichos relevadores.

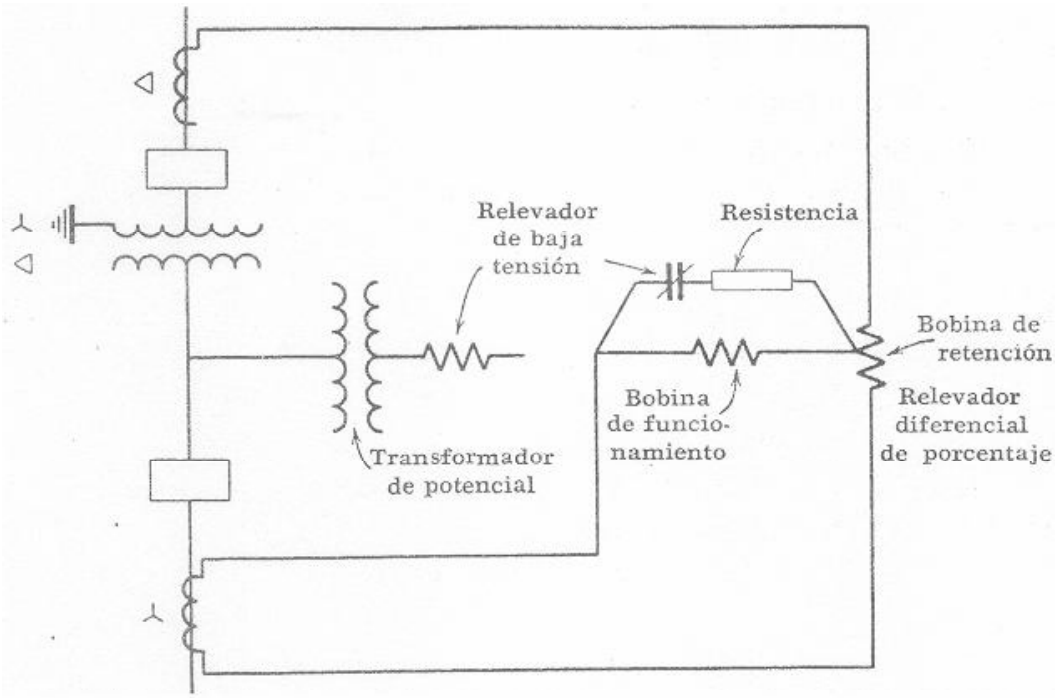


Fig. 10 Equipo de desensibilización para impedir el disparo del relevador diferencial en la corriente magnetizante transitoria de conexion

Supresor de Disparo. Una mejora sobre el principio de desensibilización es el conocido "supresor de disparo". Tres relevadores de tensión de alta velocidad, conectados para ser accionados ya sea por tensión de fase a fase c-'fase a neutro, controlan el disparo por los relevadores diferenciales de porcentaje. Si los tres relevadores de tensión se ponen en trabajo durante el periodo transitorio de conexión, que se indica con una transformación del sonido o una corriente de falla muy baja, se alimenta un relevador de tiempo que cierra su contacto *"a"* en el circuito de disparo de los relevadores diferenciales después de una acción retardada suficiente para que no ocurra el disparo sólo en la corriente transitoria de conexión. Sin embargo, para cualquier falla que haga funcionar un relevador diferencial y reduzca además la tensión a un valor suficiente, de tal manera que al menos un relevador de tensión no se ponga en trabajo, el disparo ocurrirá en forma inmediata. En otras palabras, el disparo sólo se retarda para comentes de falla muy bajas que solo afectan ligeramente la tensión.

Cualquier falla externa que disminuye la tensión lo suficiente como para originar una corriente transitoria de conexión significativa cuando la falla se elimine del sistema repondrá uno o más relevadores de tensión, reponiendo con eso el relevador de tiempo y abriendo el circuito de disparo en un tiempo suficientemente largo para asegurar que los relevadores diferenciales se habrán repuesto si tuvieron tendencia a funcionar.

El supresor de disparo se puede emplear con relevadores diferenciales ya sean de alta velocidad o más lentos, pero su aplicación más amplia es con los relevadores de alta velocidad. En realidad, los relevadores de alta velocidad que no son en esencia selectivos entre las corrientes transitorias de conexión y las de falla, requieren supresores de disparo.

Retención de Corriente Armónicas. El principio de "retención de corriente armónica" hace autodesensibilizante a un relevador diferencial durante el periodo de la corriente magnetizante transitoria de conexión, pero el relevador no está desensibilizado si ocurre un cortocircuito en el transformador durante el periodo mencionado, Este relevador es capaz

de distinguir la diferencia entre la corriente magnetizante transitoria de conexión y la de cortocircuito por la diferencia en la forma de onda. La corriente magnetizante transitoria de conexión se caracteriza por las grandes componentes armónicas que no están presentes notoriamente en la corriente de cortocircuito. Un análisis armónico de una onda de corriente de magnetización transitoria' conexión típica es tal como se muestra en la que se acompaña

Componente armonica	Amplitud en porcentaje de la fundamental
2	63
3	26.8
4	5.1
5	4.1
6	3.7
7	2.4

La Fig. 11 demuestra cómo se arregla el relevador para aprovechar el contenido de armónicas de la onda de la comente selectivo entre fallas y la magnetización transitoria de conexión.

La Fig. 11 demuestra que la bobina de retención recibirá del transformador de la corriente de paso la suma rectificada la fundamental y las componentes armónicas. La bobina de funcionamiento sólo recibirá del transformador de la corriente diferencial la componente fundamental de ésta, estando las armónicas separadas, rectificadas y realimentadas en la bobina de retención.

La componente de corriente directa, presenta en ambas corrientes, la magnetizante transitoria de conexión y la de falla descentrada, está bloqueada en forma amplia por los transformadores de las corrientes diferencial y de paso, y sólo produce un ligero efecto de retención.

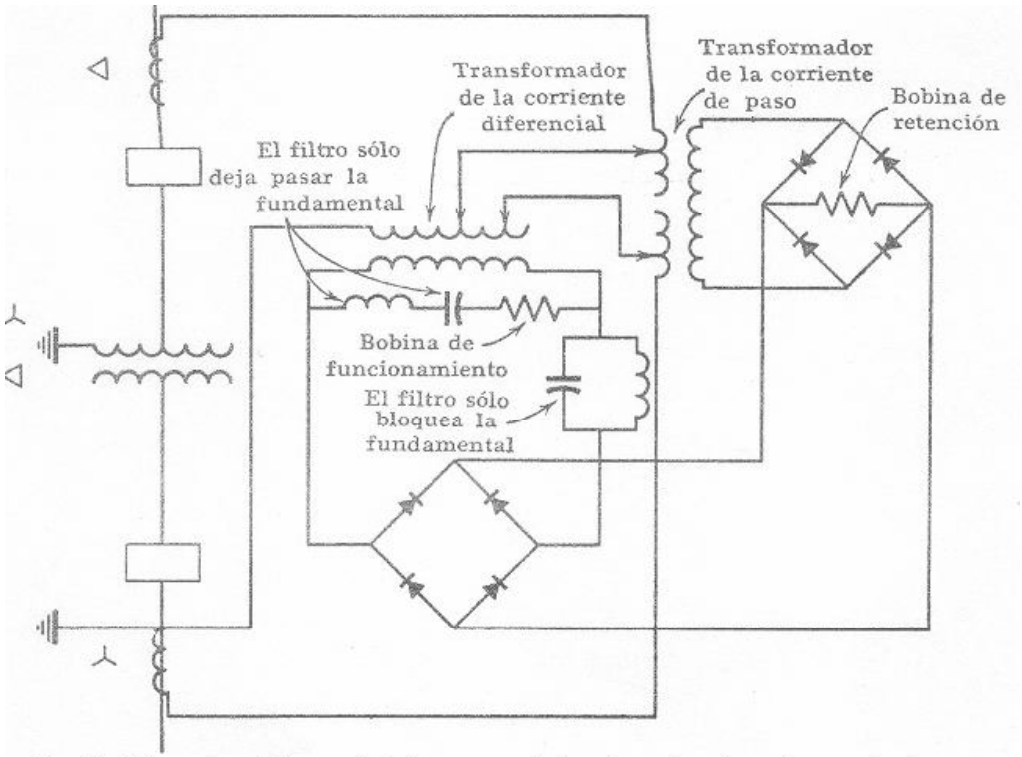
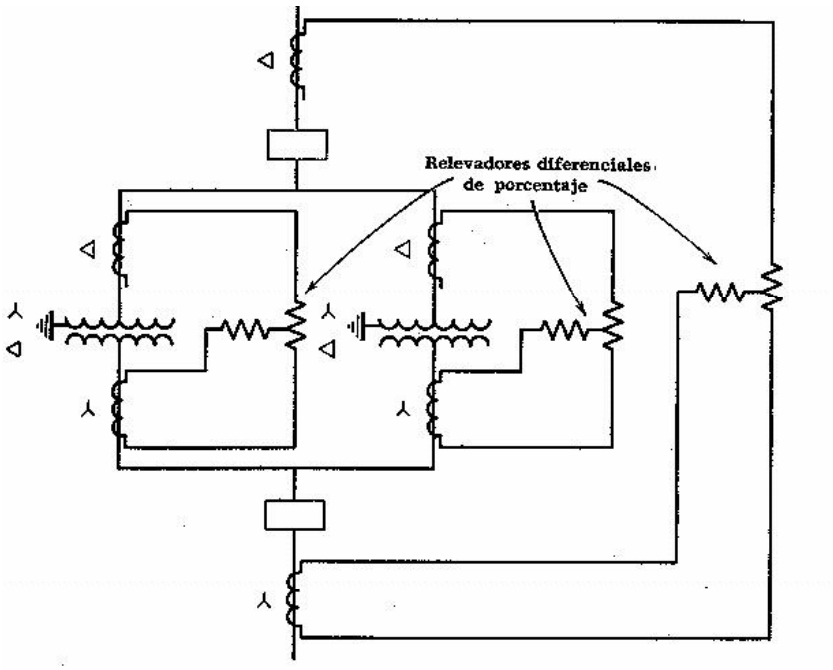


Fig. 11 Relevador diferencial de porcentaje de retencion de corriente armónica

9.7 Protección de bancos de transformadores en paralelo

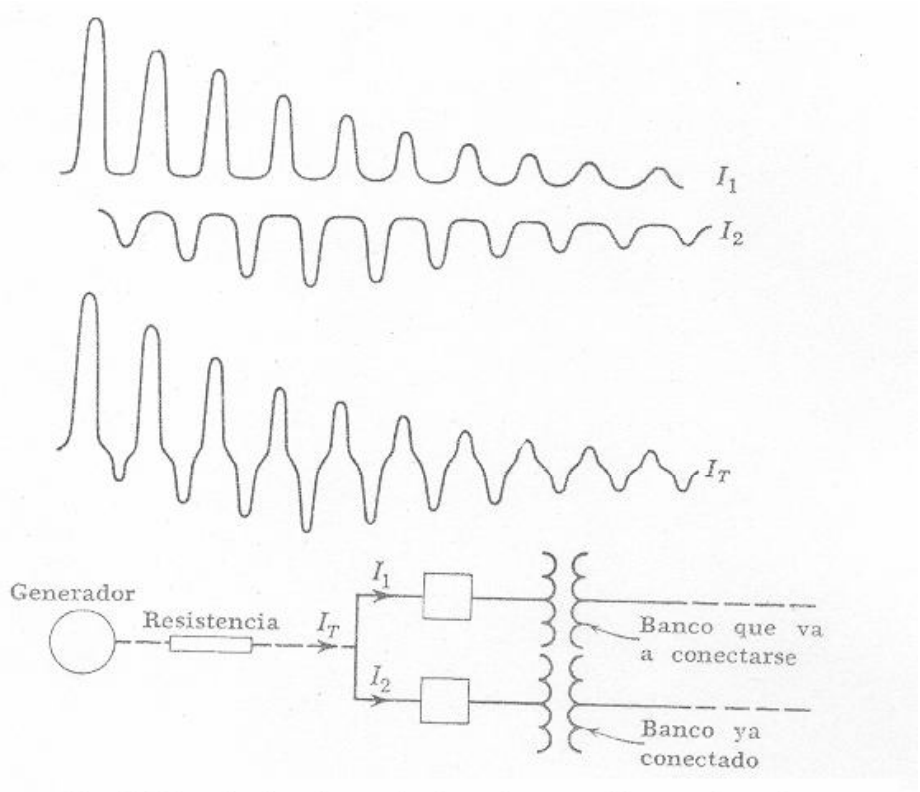
Desde el punto de vista de la protección por relevadores se evitará el funcionamiento de dos bancos de transformadores en paralelo sin interruptores individuales. Para obtener una protección equivalente a aquella en la cual se utilizan interruptores individuales, se requerirían las conexiones de la Fig. 12. Para proteger como una unidad dos bancos de valores nominales iguales, que sólo utilizan los TC en los lados de los interruptores comunes *de* la fuente y un relevador sencillo, sólo se tiene la mitad de la sensibilidad que cuando se protege cada banco con sus propios TC; esto se debe a que las relaciones de los TC deben ser dos veces más elevadas que si se utilizaran TC individuales para cada banco, suponiéndose que ambos bancos tienen la capacidad, y que como resultado la come) secundaria para una falla dada será sólo la mitad como máxima Si un banco es menor que el otro, su protección tendrá menos la mitad de la *sensi*bilidad. Con más de dos bancos, la protección es aún más deficiente.



Flg. 12 La protección de bancos en paralelo con interruptores comunes.

Cuando los bancos de transformadores en paralelo están a alguna distancia de la estación generadora y tienen interruptores individuales puede surgir un posible problema molesto corriente magnetizante transitoria de conexión." Si un banco está conectado y se conecta un segundo banco después, se origina la corriente magnetizante transitoria de conexión no sólo el banco que acaba de ser conectado sino también hacia el banco que ya estaba conectado. Además, la corriente de ambos bancos descenderá a un valor mucho más bajo que cuando se conecta solo banco sin otros en paralelo. La magnitud de la corriente transitoria de conexión hacia el banco ya conectado no será tan eleva como la del banco que se conecta, pero puede exceder con veces el valor nominal de la corriente de plena carga de la presencia de la carga en el banco reducirá ligeramente su comer transitoria de conexión y aumentará su valor de decaimiento.
En síntesis, el origen de lo anterior es como sigue: La corriente de c-d de la corriente transitoria de conexión hacia el banco que va a conectarse fluye a través de la resistencia de los circuito de la línea de transmisión entre los bancos de transformadores y fuente de generación produciendo así una componente de c-d la caída de tensión en la tensión aplicada a los bancos. Esta componente de c-d de la tensión origina un aumento de la corriente magnetizante de c-d en el banco ya conectado, cuyo valor es la componente de c-d de la corriente. Cuando las magnitudes las componentes de c-d en ambos bancos vienen a ser igual no hay componente de c-d en el circuito de la línea de transmisión que alimenta los bancos, pero hay una componente de c-d que circula en el circuito en anillo entre éstos. La constante de tiempo de esa corriente circulante de c-d encerrada, que sólo depende las constantes del circuito en anillo, es mucho mayor que la corriente de tiempo de la componente de c-d en el circuito de la línea transmisión que alimenta los bancos. La Fig. 13 muestra los circuitos incluidos y las componentes de la corriente magnetizar en cada circuito.

El significado de lo anterior es doble. Primero, los medios de desensibilización ya descritos para impedir el funcionamiento c relevador diferencial con la corriente magnetizante transitoria i conexión no son efectivos en el banco que ya está conectado. Sólo será efectiva la acción retardada en el funcionamiento del relevador diferencial para impedir el disparo indeseado. Sin embargo, si los bancos están protegidos por relevadores separados que tienen supresión del disparo o retención de armónicas, no ocurrirá el disparo indeseado. Segundo, si los bancos están protegidos como una unidad, el tipo de retención de corriente armónica puede originar aun el disparo indeseado debido a que, como se muestra en la Fig. 13, la onda total de la corriente viene a ser simétrica en breve y no contiene las necesarias armónicas pares requeridas para la retención.



Flg. 13 Corrlentes transltorlas de conexlón prolongadas con transformadores en paralelo.

9.8 Protección contra cortocircuito con relevadores de sobrecorriente

La protección contra sobrecorriente se emplea para la protección contra fallas de transformadores que tienen interruptores de circuito sólo cuando no puede justificarse el costo de la protección diferencial, La protección de sobre corriente no puede empezarse a comparar con la protección diferencial en sensibilidad.
Deberán proporcionarse tres TC, uno en cada fase, y al menos dos relevadores de sobrecorriente de fase y un relevador de sobrecorriente de tierra en cada lado del banco de transformadores que se conecta a través del interruptor a una fuente de comente de cortocircuito. Los relevadores de sobre corriente deberán tener un elemento de tiempo

inverso cuya puesta en trabajo pueda ajustarse un poco más elevada de la corriente nominal de carga máxima, es decir casi 150% de la máxima, y con acción retardada suficiente para que sean selectivos el equipo de protección de elementos adyacentes del sistema durante fallas externas. Los relevadores deberán tener también un elemento instantáneo cuya puesta en trabajo pueda hacerse un poco más elevada que la corriente máxima de cortocircuito para una falla externa o la corriente magnetizante transitoria de conexión.

Cuando el banco de transformadores está conectado a más de una fuente de corriente de cortocircuito, puede ser necesaria la direccionalidad, al menos para algunos de los relevadores de sobrecorriente, para obtener buena protección, lo mismo que selectividad para las fallas extremas.

Los relevadores de sobrecorriente para la protección contra cortocircuito de transformadores proporciona también la protección de respaldo externa discutida en otra parte.

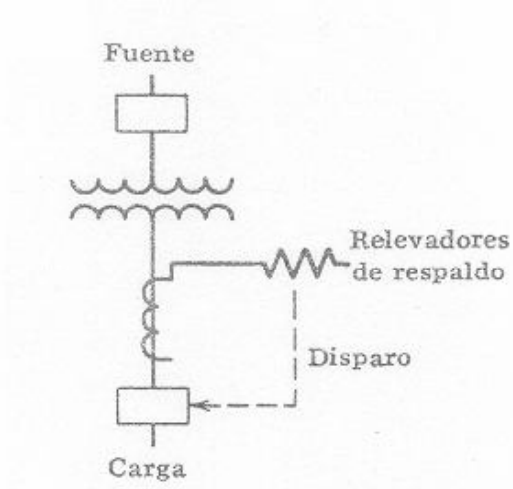
9.9 Relevador de protección de puesta a tierra

En sistemas de neutro puesto a tierra, puede proporcionarse protección aislando de tierra el tanque del transformador excepto para una conexión a tierra a través de un TC cuyo secundario alimenta un relevador de sobrecorriente. Un arreglo semejante proporcionará protección sensible para descargas superficiales al tanque al núcleo, pero no responderá a fallas entre espiras o fallas en puntas del transformador.

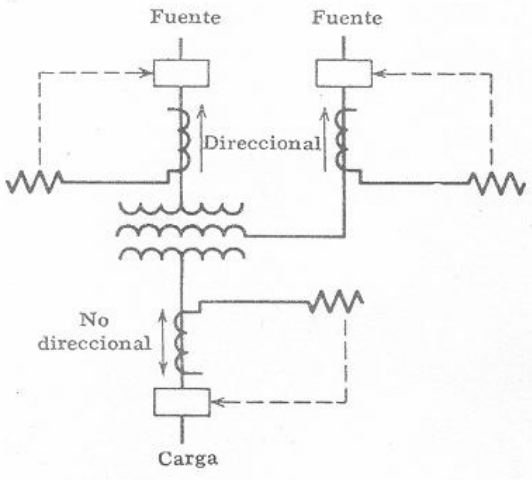
9.10 Protección de respaldo contra falla externa

Un banco de transformadores protegido en forma diferencial deberá tener relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, alimentados de preferencia a partir de distintos TC que los asociados con los relevadores diferenciales, para disparar los interruptores del lado de la falla cuando persiste por mucho tiempo la falla externa. Una excepción es el arreglo del banco de transformadores de una unidad generador-transformador donde los relevadores de respaldo contra las fallas externas del generador proporcionan toda la protección de respaldo necesaria. Los relevadores de respaldo deberán funcionar de preferencia a partir de los TC localizados como en la Fig. 14; esto hace innecesario ajustar los relevadores de modo que no funcionen con la corriente magnetizante transitoria de conexión y de aquí que permita mayor sensibilidad y velocidad si se desea.

Cuando el transformador está conectado a más de una fuente de corriente de cortocircuito, se requieren relevadores de respaldo en todos los circuitos, y algunos pueden necesitar al menos direccionalidad, como se índica también en la Fig. 15, para obtener buena protección y selectividad. Cada conjunto de relevadores de respaldo sólo deberá disparar un interruptor asociado, como se indica también en la Fig. 15.



Flg. 14 Protecclón de respaldo para el transformador conectado a una fuente.



Flg. 15 Protecclón de respaldo con dos fuentes.

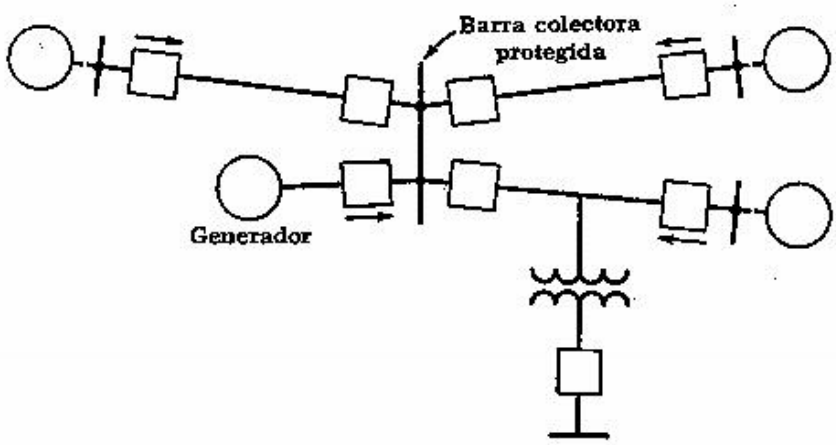
Cuando un transformador tiene protección de sobrecorriente para protección contra cortocircuito debido a que no puede justificarse el costo de la protección diferencial, se utilizan los mismos relevadores de sobrecorrieme para protección de respaldo. Se comprende que la combinación de dos funciones puede trabajar en desventaja de una o ambas, pero éste es el precio que debe pagarse a cambio de disminuir la inversión,

10.- Protección de barras colectoras

Aunque la protección" de barras colectoras para las nuevas instalaciones es ahora un simple problema de aplicación, no ha sido siempre tan sencillo como se atestigua por las muchas formas diferentes en que se ha proporcionado la protección. Este ha sido siempre un problema y aún lo es en muchas instalaciones existentes en primer lugar de los transformadores de corriente. Una barra colectora no tiene características de falla peculiares, y ésta se prestaría fácilmente a la protección diferencial de corriente si sus TC fueran adecuados.
Antes de considerar los equipos más modernos para protección de barras'" colectoras, examinemos primero las diversas formas de protección que se han utilizado antes y que están aún en servicio; para algunas de éstas todavía pueden encontrarse en la actualidad nuevas utilizaciones si bien no en forma frecuente.

10.1 Protección por medio de relevadores de respaldo

La primera forma de protección de .barras colectoras fue proporcionada por los relevadores de los circuitos en los que se suministraba corriente a una barra colectora, en localidades tales' como las mostradas por las flechas en la Fig. 1. En otras palabras, se incluyó la barra colectora dentro de la zona- de respaldo de estos relevadores. Este método fue de baja velocidad relativamente, y las cargas derivadas de las líneas se interrumpirían en forma innecesaria, pero era inefectivo de otro modo. Algunos prefirieron este método a aquel en el cual el funcionamiento accidentado de un solo relevador dispararía todas, las conexiones a la barra colectora.



Flg. 1 Protección de barra colectora por medio de relevadores de respaldo.

10.2 La barra colectora para fallas

El método de la barra colectora para fallas consiste en aislar de tierra la estructura que la soporta y sus aparatos; interconectando todos los armazones, tanques de los interruptores, etc.; y proporcionando una sola conexión a tierra a través de un TC que alimenta un relevador de sobrecorriente, como se muestra en la forma esquemática en la Fig. 2. El relevador .de sobrecorriente controla un relevador auxiliar de contactos múltiples, que dispara los interruptores de todos los circuitos conectados a la barra colectora .
La eficacia máxima de este método se obtiene cuando los aparatos son de la construcción de fase aislada, en cuyo caso todas las fallas incluirán tierra.

Sin embargo, es posible diseñar otros tipos de aparatos con arreglos especiales para hacer que las fallas a tierra sean las más probables. Desde luego, pueden ocurrir fallas entre fases que no incluyen tierra, y si tienen que utilizarse los TC y la protección diferencial convencional para la protección contra dichas fallas, no se justificaría probablemente el método de la barra colectora para fallas.

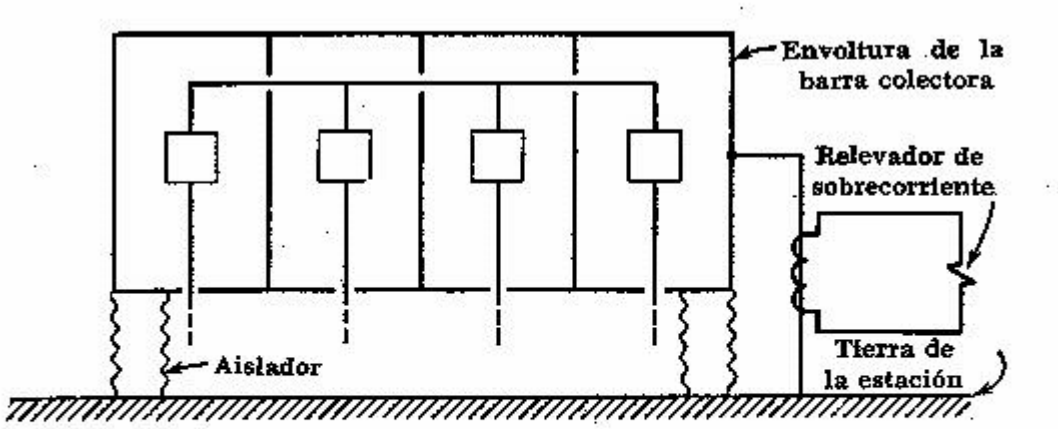


Fig. 2 Diagrama esquemático del metodo de protección de la barra colectora para fallas.

Este método se aplica más a instalaciones nuevas, en particular las del tipo blindado, donde puede proporcionarse el aislamiento efectivo de tierra. Este ha sido más favorecido para instalaciones internas que para las externas. Ciertas instalaciones existentes no pueden adaptarse a la protección de la barra colectora para fallas, debido a la posibilidad de estas trayectorias para el flujo a tierra de la corriente de cortocircuito a través de las varillas del concreto reforzado o acera estructural. Es necesario aislar las cubiertas de los cables de la envoltura de los aparatos o bien otras' corrientes de falla a tierra del cable pueden encontrar su camino a tierra a través del TC de la barra colectora para fallas y disparar en forma indeseada todos los interruptores de los aparatos. Una descarga disruptiva externa de una boquilla de entrada disparará también en forma inadecuada todos los interruptores a menos

que el soporte de la boquilla esté aislado del resto de la estructura y puesto a tierra en forma independiente. Si se incluye una barra colectora de estructura seccionada, el alojamiento de cada sección debe aislarse de las secciones adyacentes, y debe emplearse protección separada de la barra colectora para fallas en cada sección. El método de la barra colectora para fallas no proporciona la superposición de las zonas de protección alrededor de los Interruptores; y, en consecuencia, se requiere protección suplementaria para proteger las regiones entre las secciones de la barra colector a. Algunas aplicaciones han utilizado un relevador de sobrecorriente que detecta la falla, alimentado de un TC en el neutro de un transformador o generador de puesta a tierra de la estación, con su contacto en serie con el del relevador de la barra colectora para fallas, para la protección contra el disparo inadecuado en el caso de que se hiciera funcionar en falla. Accionara el relevador de la barra colectora para fallas; sin algunas de dichas provisiones, la puesta a tierra accidental de una herramienta eléctrica portátil contra la envoltura de los aparatos podría hacer pasar suficiente" corriente a través de la tierra de la barra colectora para fallas para hacer funcionar el relevador y disparar todos los interruptores, amenos que la puesta en marcha del relevador fuera más elevada que la corriente que pudiera recibir bajo dicha circunstancia. Deberá tomarse en cuenta la posibilidad de que los operadores pueden hacer contacto, entre la envoltura de los aparatos- y tierra, para evitar la posibilidad del contacto con la alta tensión si ocurre una falla a tierra; aunque la conexión a tierra tendría muy baja impedancia, el flujo de la corriente elevada a través de ésta podría producir alta tensión peligrosa. Este requisito también hace deseable poner a tierra todos los circuitos de relevadores medidores Y de control a la envoltura de los aparatos más que por medio de una conexión separada a la tierra de la estación.

10.3 Protección por comparación direccional

El principio de la "comparación direccional" utilizado para la, protección de líneas de transmisión ha sido adaptado a la protección de barras colectoras para evitar el problema del ajuste de las capacidades y características de los transformadores de corriente. Básicamente, los contactos de los relevadores direccionales en todos los circuitos de alimentación y los contactos de los relevadores ella sobrecorriente en circuitos de carga están interconectados en la forma, que si la corriente de falla fluye hacia la barra colectora, el equipo funcionará para disparar todos los interruptores de es más o menos que pase suficiente corriente en cualquier circuito.

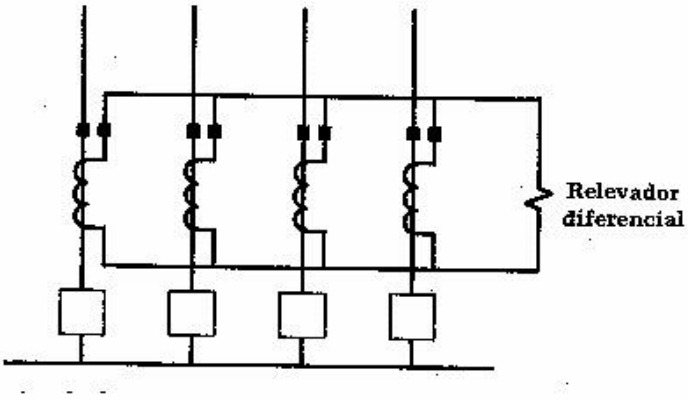
Este principio sólo ha sido utilizado con relevadores de tierra con base en que la mayor parte de las fallas empiezan como fallas, a tierra, o al menos que éstas incluyen tierra en forma rápida. Esto reduce en gran parte el costo del equipo, que si se utilizaran también relevadores de fase; aun así, es más costoso todavía que la mayoría de los equipos de protección para las barras colectoras. Desde luego si se ahorra la inversión en nuevos transformadores de corriente y su costo de instalación, sería atractivo desde el punto de vista económico.

La desventaja principal de este tipo de equipa es el mayor mantenimiento requerido y la mayor probabilidad de falla al función, debido al gran número de contactos en serie en el

circuito de disparo. Otra desventaja es que las conexiones de los transformadores de corriente en todos los circuitos deben recorrer todo el camino hasta el tablero de los relevadores. Desde luego, si sólo se utilizan relevadores de tierra, sólo se requerirían dos conexiones al TC de cada circuito. Si se utilizasen relevadores de fase, éstos dependerían de las barras colectoras para la polarización, y por lo tanto podrían no funcionar para un cortocircuito metálico que en la práctica reduce la tensión a cero.

10.4 Protección diferencial de corriente con relevadores de sobrecorriente

El principio de la protección diferencial de corriente ya ha sido descrito en La Fig. 3 muestra su aplicación a una barra colectora con cuatro circuitos. Todos los TC tienen la misma relación nominal y están interconectados en tal forma, que para corriente de carga o para corriente que fluye hacia una falla externa más de lo TC's de cualquier circuito" no deberá fluir corriente a través de la bobina del relevador suponiendo que los TC no tienen errores de relación con de ángulo de fase. Sin embargo, los TC en el circuito defectuoso que tendrán errores muy grandes; los otros TC en los circuitos que sólo conducen una parte de la corriente total no pueden saturarse tanto, y de aquí que, puedan ser completamente precisos. Como consecuencia, el relevador diferencial puede tomar una corriente muy grande, y a menos que éste tenga una puesta en trabajo bastante elevada o acción retardada suficientemente larga, funcionará en forma indeseada y originará que se disparen todos los interruptores de la barra colectora.



Flg. 3 Protecclpon de la barra colectora por la protecclón diferencial de corrlente.

La causa principal y más molesta de la saturación de un transformador de corriente es la componente transitoria de c-d de la corriente de cortocircuito.

10.5 Protección diferencial de corriente con relevadores de porcentaje

Como en la protección diferencial de generadores y transformadores, el principio de la protección diferencial de porcentaje es una gran mejora sobre los relevadores de sobrecorriente en un circuito diferencial de TC. El problema de proporcionar suficientes circuitos de retención ha sido resuelto ampliamente por los relevadores llamados de "retención múltiple". Mediante un agrupamiento adecuado de los circuitos y por la utilización de dos relevadores por fase en donde son necesarios, pueden proporcionarse por lo general suficientes circuitos de retención. Una mejora más amplia en selectividad es proporcionada por la característica de "porcentaje variable, como la descrita en conexión con la protección de generadores; con esta característica, deberá asegurarse que las corrientes de falla interna muy elevadas no. originarán retención suficiente para impedir el disparo.
Se dispone de este tipo de equipo de protección con tiempos de funcionamiento del orden de 3 a 6 ciclos (con base en 60 hertz). No es adecuado en donde se precisa un funcionamiento de alta velocidad. Como en la protección diferencial de corriente con relevadores de sobrecorriente, el problema de calcular los errores del TC es muy difícil. La utilización de las características de retención de porcentaje y de porcentaje variable hacen insensible al relevador a los efectos del error del TC. Sin embargo, se recomienda que cada aplicación se remita al fabricante junto con todos los datos necesarios.

La desventaja de este tipo de equipo es que todas las puntas secundarias del TC deben ir al tablero de relevadores.

10.6 Protección diferencial de tensión con "acopladores lineales"

El problema de la saturación del TC se elimina en su fuente por los TC de núcleo de aire llamados "acopladores lineales". Estos TC son parecidos a los de boquilla pero no tienen hierro en su núcleo, y el número de espiras secundarias es mucho mayor. La característica de excitación secundaria de estos TC es una línea recta que tiene una pendiente de casi 5 volts por 100 ampere-vueltas. En contraste con los TC convencionales, los acopladores lineales pueden hacerse funcionar sin daño con sus secundarios en circuito abierto. De hecho, puede tomarse muy poca corriente del secundario, debido a que la mayor parte de la fuerza magnetomotriz primaria se consume en la magnetización del núcleo.
Lo anterior explica por qué se conectan los acopladores 1ineales en un circuito diferencial de tensión, como se muestra en forma esquemática en la Fig. 7. Para condiciones de carga normal o falla externa, la suma de las tensiones inducidas en los secundarios es cero, excepto para los efectos de muy pequeñas tolerancias de fabricación, y no hay de hecho tendencia para que la corriente fluya, en el relevador diferencial.

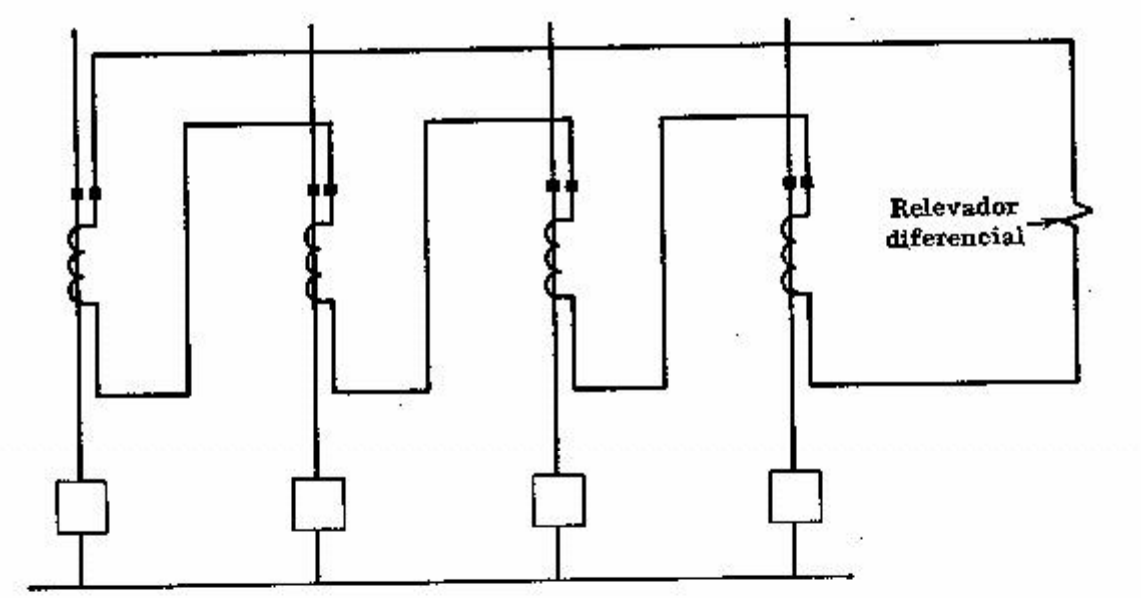


Fig. 7 Protección de barra colectora con protección diferencial de tensión

Cuando ocurre una falla en una barra colector a, se suman las tensiones de los TC en todos los circuitos de la fuente para originar el flujo de corriente a través de todos los secundarios y la bobina del relevador diferencial. El relevador diferencial, que por necesidad requiere muy poca energía para funcionar, proporcionará protección de alta velocidad para una tensión neta relativamente pequeña, en el circuito diferencial.

La aplicación del equipo de acopladores lineales es más simple, sólo requiere una comparación de la magnitud posible de la tensión diferencial durante fallas externas, debido a las diferencias en la característica de los acopladores lineales individuales, con la magnitud de la tensión cuando ocurren fallas en la barra colectora bajo condiciones para las que la magnitud de la corriente de falla es máxima. Por lo general no hay problema de selectividad excepto cuando la corriente de falla a tierra está limitada en forma severa por la impedancia del neutro. Cuando existe dicho problema, se resuelve por la utilización de equipo de protección adicional más sensible, que incluye un relevador supervisorio que permite que el equipo más sensible sólo funcione en una falla monofásica a tierra.

10.7 Protección diferencial de corriente con relevadores de sobretensión

Un tipo de equipo de protección de alta velocidad que emplea protección diferencial de corriente con relevadores de sobretensión también elimina el problema de la saturación del transformador de corriente, pero en una forma diferente a la que se describió con el empleo de acopladores lineales. Con este equipo, se utilizan TC de boquilla convencionales (u otros TC con baja impedancia secundaria), y están conectados en forma diferencial al igual que

para la protección diferencial de corriente ya descrita; la única diferencia es que se utiliza la sobretensión en lugar de la sobrecorriente.
En efecto, este equipo aprovecha hasta el máximo el principio ya descrito de adicionar resistencia a la rama diferencial del circuito. Sin embargo, la impedancia de la bobina de los relevadores de sobretensión está calculada para aparecer como resistencia al circuito en virtud de un rectificador de onda completa, tal como se muestra en la Fig. 8. Es por esto, que el rendimiento del equipo no disminuye como sería si se utilizase una resistencia en serie.

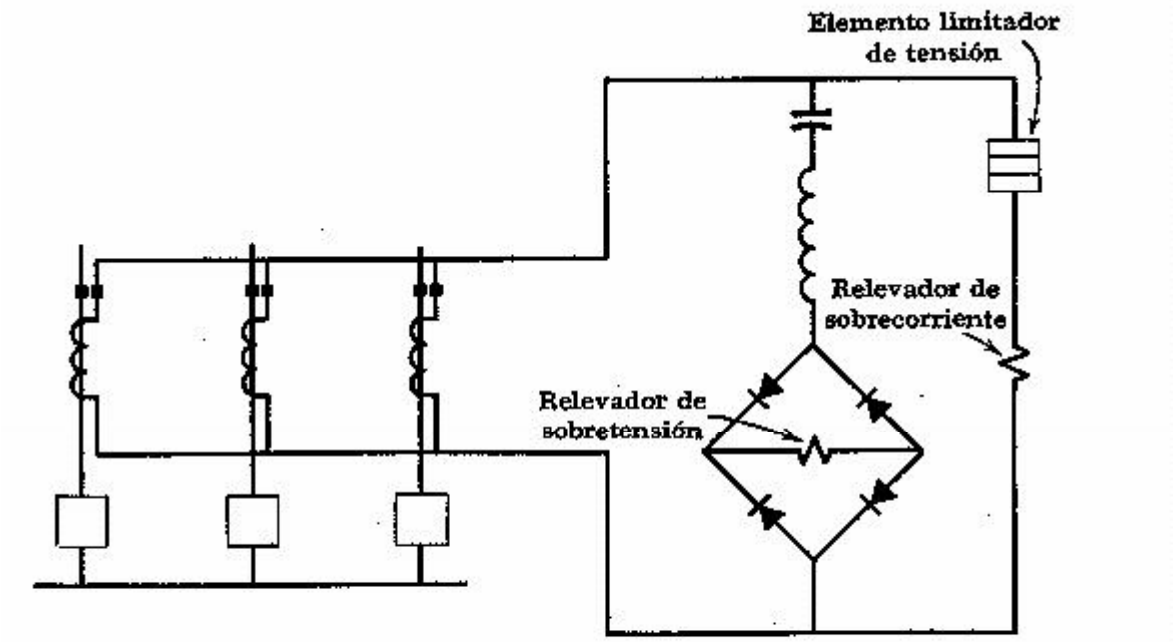


Fig. 8 Protección de barra colectora utilizando protección diferencial de corriente con relevadores de sobretensión.

La capacidad electrostática y la inductancia, mostradas en serie con el circuito del rectificador, están en resonancia en serie con la frecuencia fundamental del sistema; el propósito es que el relevador sólo responda a la componente fundamental de la corriente secundaria del TC a fin de mejorar la selectividad del relevador. Tiene la desventaja, sin embargo, de hacer un poco lenta la respuesta del relevador de tensión, pero esto no es importante en vista del funcionamiento de alta velocidad de un elemento del relevador de sobrecorriente que ahora, va a describirse.
Debido a que la resistencia efectiva del circuito de la bobina del relevador de tensión es tan elevada, que es de casi 3000 ohms, debe conectarse un elemento limitador de tensión en paralelo con la rama del rectificador, pues de otro modo se producirían otras tensiones secundarias del TC bastante elevadas cuando ocurrieran fallas en la barra colectora. Como se muestra en la Fig. 8, una unidad de relevador de sobrecorriente en serie con el limitador de tensión proporciona el funcionamiento de alta velocidad para fallas en la barra colectora que incluyen corrientes de magnitud elevada. Ya que solo se confía en la unidad de

sobrecorriente para corrientes de magnitud elevada, su puesta en trabajo puede hacerse con facilidad suficientemente elevada para evitar el funcionamiento en las falla externas.
El procedimiento para determinar los ajustes necesarios y la sensibilidad resultante de las bajas corrientes de la falla de barra colectora es sencillo y directo, sólo requiere conocimientos de las características de la excitación secundaria del TC y su impedancia secundaria.
Para obtener los mejores resultados posibles, todos los TC deberán tener el mismo valor nominal y deberán *ser* de un tipo parecido al de boquilla con un arrollamiento secundario distribuido, que tiene poca o ninguna reactancia secundaria de dispersión.

10.8 Protección combinada de transformador de potencia y barra colectora

La Fig. 9 muestra una situación que se encuentra con frecuencia, en la que se omite un interruptor entre el banco de transformadores y una barra colectora de baja tensión. Si la barra colectora de baja tensión alimenta sólo circuitos de carga sin ninguna realimentación posible de fuentes de generación, los TC en todos los circuitos de la carga pueden ponerse en paralelo y puede, extenderse la zona de protección del relevador diferencial del transformador, para incluir la barra colectora.

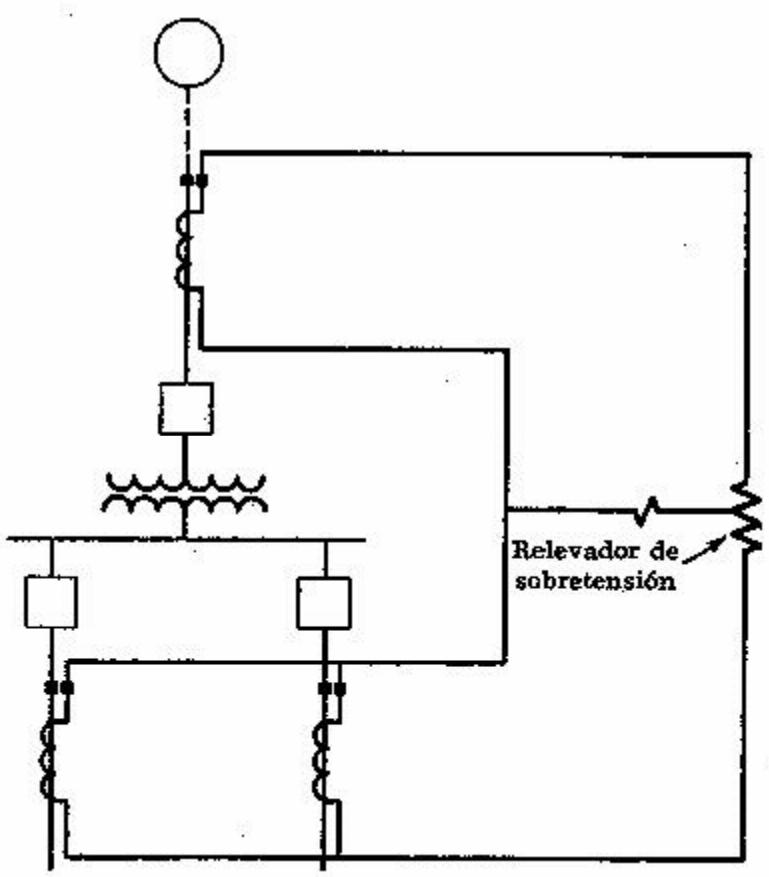


Fig. 9 Protección combinada de transformador y barra colectora con un relevador diferencial deporcentaje de dos arrollamientos.

La Fig. 10 muestra dos líneas de alta tensión paralelas que alimentan una barra colectora de un transformador de potencia, sin interruptor entre éste y aquélla. Como se muestra en la figura, un relevador diferencial de porcentaje del tipo de tres arrollamientos proporcionará buena protección para la barra y el transformador.

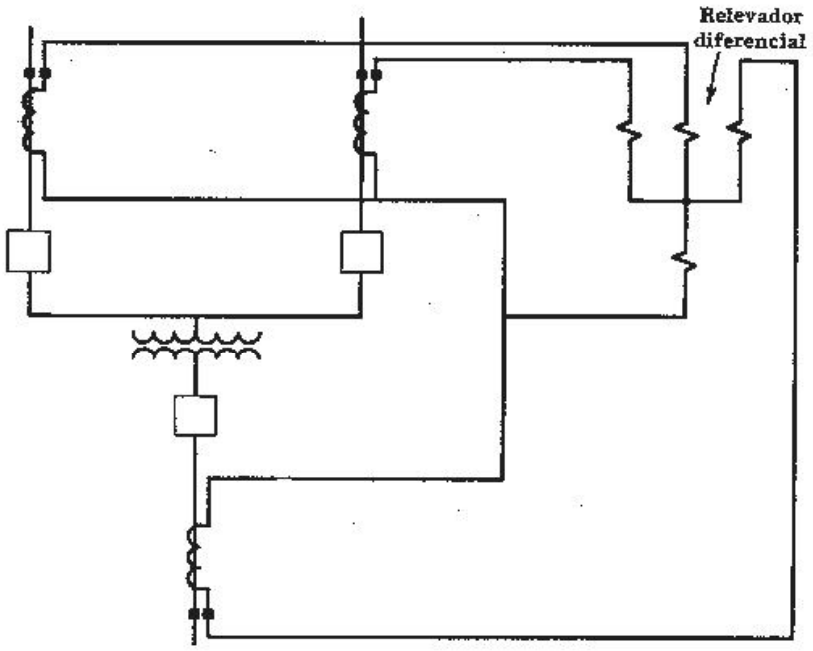


Fig. 10 Protección combinada de transformador y barra colectora con un relevador diferencial de porcentaje de tres arrollamientos.

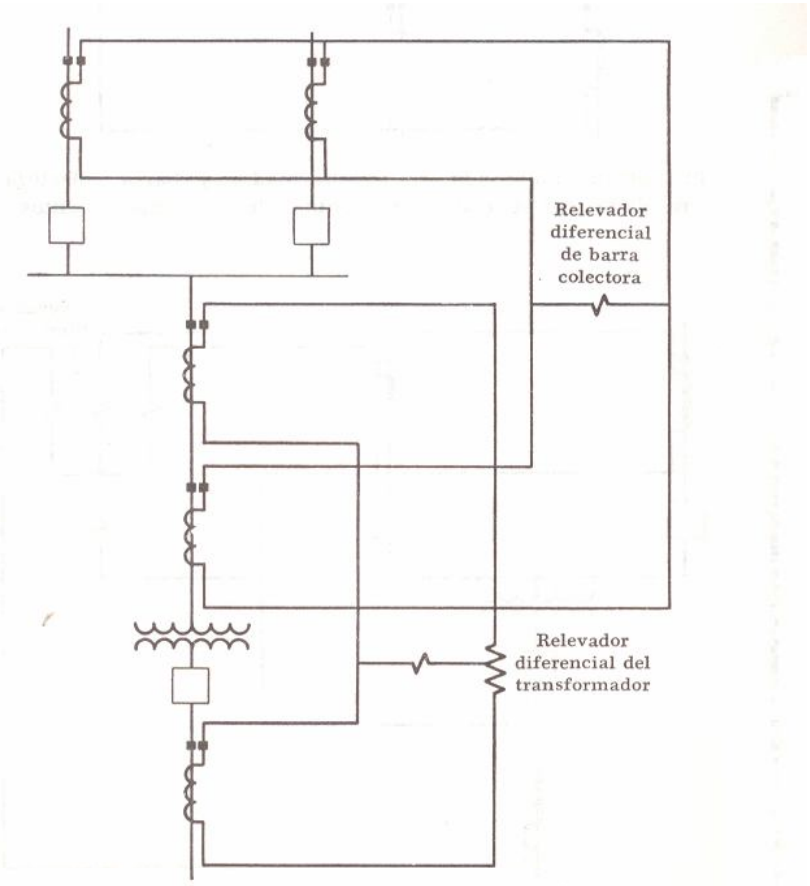


Fig. 11 Alternativa de la Fl. 10 preferida cuando las líneas de alta tensión son de estaciones diferentes.

En la Fig. 11, las dos líneas de alta tensión son de estaciones diferentes y pueden constituir una interconexión entre partes de un sistema. En consecuencia, pueden fluir corrientes de carga mucho más elevadas a través de estos circuitos que la corriente nominal de carga del transformador de potencia. Por lo tanto, las relaciones de los TC en los circuitos de alta tensión pueden ser mucho más elevadas de lo conveniente para la protección más sensible del transformador de potencia. Y por lo tanto, el esquema de la protección de la Fig. 10, aunque es práctico por lo general, no es tan sensible para las fallas del transformador como el arreglo de la Fig. 11. Los TC de boquilla se adicionan por lo general a la mayoría de los transformadores de potencia, pero resulta menos costoso y menos problemático que los transformadores de potencia se compren con dos conjuntos de TC ya instalados. Es casi axiomático, que siempre que se 'omitan los interruptores en el lado de alta tensión de los transformadores de potencia, deberán proporcionar se dos conjuntos de TC de boquilla en las boquillas de alta tensión del transformador. El arreglo de la Fig. 11 puede extenderse para acomodar más líneas de alta tensión o más transformadores de potencia, aunque, como se estableció en el Cap. 11, no se considera bueno prácticamente omitir interruptores de alta tensión cuando dos o más bancos de transformadores de potencia de 5 000 kva nominales o mayores se ponen en paralelo.

La Fig. 12 muestra un arreglo de protección que se ha utilizado para la combinación de dos transformadores de potencia como los mostrados. Este no se podría extender para acomodar algunos transformadores o circuitos de alta tensión más, y no proporciona una protección tan sensible como el arreglo de la Fig. 11, aunque ahorra un conjunto de TC de boquilla y un conjunto de relevadores diferenciales de la barra colectora.

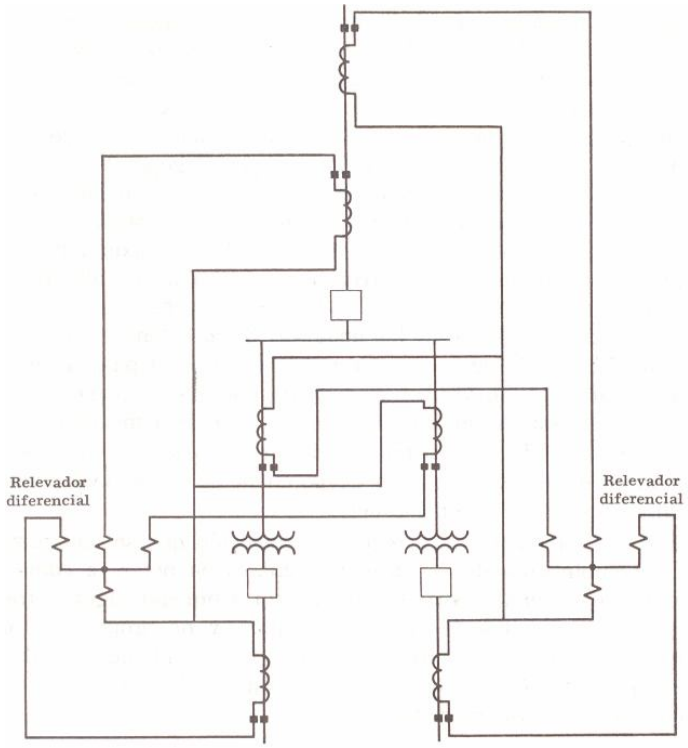


Fig. 12 Protección completa de dos trnasformadores y de una barra colectora con dos relevadores diferenciales de porcentaje de tres arrollamientos.