

Protecciones de Sistemas de Potencia

Andoni Iriondo Barrenetxea
Doctor Ingeniero Industrial
Profesor Emérito

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad del País Vazco
Euskal Herriko Unibersitaeta

CONTENIDO

01. ENERGÍA ELÉCTRICA

- 01-0 Energía
- 01-1 Energía eléctrica
- 01-2 Evolución de la energía eléctrica
- 01-3 Futuro de la energía eléctrica

02. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

- 02-0 Introducción
- 02-1 Generación
- 02-2 Líneas de Transporte
- 02-3 Líneas de reparto
- 02-4 Subestaciones
 - 02-4-1 *Subestaciones de seccionamiento*
 - 02-4-2 *Subestaciones primarias*
 - 02-4-3 *Subestaciones de distribución*
- 02-5 Distribución
 - 02-5-1 *Distribución primaria*
 - 02-5-2 *Distribución secundaria*
 - 02-5-3 *Abonados industriales*
 - 02-5-4 *Distribución rural*
- 02-6 Grandes áreas de subdivisión de un sistema eléctrico
 - 02-6-1 *Área de manipulación masiva de la energía*
 - 02-6-2 *Área del sistema de distribución*
- 02-7 Inversiones en un sistema eléctrico de potencia

03. ASPECTOS GENERALES Y PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE APLICACIÓN

- 03-0 General
- 03-1 Función y principios de operación de los relés de protección
 - 03-1-1 *Instalación*
 - 03-1-2 *Contactos*
- 03-2 Requisitos de las protecciones
 - 03-2-1 *Sensibilidad*
 - 03-2-2 *Selectividad*
 - 03-2-3 *Rapidez*
 - 03-2-4 *Fiabilidad*
- 03-3 Principios de aplicación
 - 03-3-1 *Protecciones primarias*
 - 03-3-2 *Protecciones de apoyo*
 - 03-3-3 *Protecciones de apoyo remoto*
 - 03-3-4 *Protecciones de apoyo*

04 ELEMENTOS ASOCIADOS A LAS PROTECCIONES

- 04-1 Interruptores automáticos
- 04-2 Transformadores de medida
 - 04-2-1 *Transformadores de intensidad*
 - 04-2-1-1 Clasificación ANSI
 - 04-2-1-2 Polaridades y conexiones
 - 04-2-1-3 Ubicación de los T_is
 - 04-2-1-4 Régimen transitorio.
 - 04-2-1-5 Transformadores lineales
 - 04-2-2 *Transformadores de tensión*
 - 04-2-2-1 Polaridades y conexiones
 - 04-2-3 *Divisores Capacitivos.*
 - 04-2-4 *Transformadores de medida con salida digital*

05. UNIDADES BÁSICAS

05-0 General

05-1 Unidades electromagnéticas

05-1-1 *Unidad de armadura basculante*

05-1-2 *Unidad de succión*

05-2 Otros relés auxiliares

05-3 Unidades de inducción

05-3-1 *Unidad de disco de inducción*

05-3-2 *Unidad de copa de inducción*

05-3-2-1 Unidad direccional

05-3-2-2 Unidad de reactancia

05-3-2-3 Unidad de Impedancia

05-3-2-4 Unidad Mho

05-4 Unidades estáticas

05-4-1 *Unidades de electrónica convencional*

05-4-1-1 Unidad de sobreintensidad en electrónica analógica.

05-4-1-2 Unidades Mho en electrónica de puertas lógicas.

05-4-2 *Unidades digitales*

05-4-2-1 Función de sobreintensidad en tecnología digital.

06. FUNCIONES DE PROTECCIÓN

06-1 Curvas características

06-2 Funciones básicas de protección

06-2-1 *Funciones de sobreintensidad*

06-2-1-1 Unidad instantánea de sobreintensidad

06-2-1-2 Unidad de sobreintensidad de tiempo diferido

06-2-2 *Unidad direccional*

06-2-2-1 Magnitud de polarización

06-2-3 *Unidad direccional de potencia*

06-2-4 *Protección diferencial*

06-2-4-1 De corriente diferencial

06-2-5 *Protecciones de distancia*

06-2-6 *Relé de comprobación de sincronismo*

06-2-7 *Relé de reenganche*

07. TELEPROTECCIONES

07-0 General

07-1 Soportes de Transmisión de señales

07-1-1 *Hilos piloto*

07-1-2 *Onda portadora - Carrier*

07-1-3 *Micro-ondas*

07-1-4 *Fibra óptica*

07-2 Esquemas de teleprotecciones

07-2-1 *Esquemas básicos*

07-2-1-1 Diferencial longitudinal por hilos piloto

07-2-1-2 Comparación de fase

07-2-1-3 Comparación direccional

07-2-2 *Esquemas de distancia con comunicación de órdenes*

07-2-2-1 Disparo Directo

07-2-2-2 Subalcance permisivo

07-2-2-3 Subalcance con aceleración de zona

07-2-2-4 Sobrealcance permisivo

07-2-2-5 Sobrealcance a bloqueo

07-2-2-6 Sobrealcance a desbloqueo

07-2-2-7 Esquema híbrido

08 PRÁCTICAS DE APLICACIÓN DE LAS PROTECCIONES

08-0 General

09. PROTECCIONES DE LÍNEAS

09-0 General

09-1 Protecciones de líneas de distribución

- 09-1-1 *Protecciones de sobreintensidad*
- 09-1-2 *Utilización de relés direccionales de sobreintensidad*
- 09-1-3 *El reenganche en los sistemas de distribución*
- 09-1-4 *Unidades digitales en sistemas de distribución*

09-2 Uso del diagrama R-X

- 09-2-1 *Principio del diagrama R-X*
- 09-2-2 *Convencionalismos adoptados*

09-3 Protecciones de distancia

09-4 Faltas en sistemas trifásicos

- 09-4-1 *Faltas entre fases*
- 09-4-2 *Faltas de dos fases a tierra*
- 09-4-3 *Faltas entre las tres fases*
- 09-4-4 *Faltas a tierra*
- 09-4-5 *Impedancias medidas por las unidades de las fases sanas*
- 09-4-6 *Resistencia de falta*
- 09-4-7 *Falta trifásica con resistencia de falta.*
- 09-4-8 *Impedancias medidas por las unidades de distancia en faltas con resistencia de falta*
- 09-4-9 *Líneas multiterminales*
- 09-4-10 *Líneas dobles paralelas*
- 09-4-11 *Faltas con tensión cero*

09-5 Teleprotecciones

- 09-5-1 *Protecciones por hilos piloto*
- 09-5-2 *Protecciones por onda portadora*
- 09-5-3 *Protecciones con comunicaciones por microondas*

09-6 Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia

- 09-6-1 *Flujo de potencia en una línea de transporte de energía*
- 09-6-2 *Impedancia de transferencia entre dos partes de un sistema*
- 09-6-3 *Constante de inercia y ecuación de aceleración mecánica*
- 09-6-4 *Criterio de igualdad de áreas*
- 09-6-5 *Estabilidad permanente ó a régimen normal*
- 09-6-6 *Estabilidad transitoria*

09-7 Oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo

- 09-7-1 *Efectos de las oscilaciones de potencia sobre las protecciones del sistema*
- 09-7-2 *Funciones de protección relacionadas con la estabilidad del sistema*
- 09-7-3 *Equipos de protección de salida de paralelo*
 - 09-7-3-1 Unidad de bloqueo de salida de paralelo
 - 09-7-3-2 Unidad de disparo de salida de paralelo

09-8 Deslaste de cargas

- 09-8-1 *Características de la frecuencia*
- 09-8-2 *Programas de deslaste de cargas*

09-9 Restablecimiento del sistema

09-10 Equipos y funciones en el entorno de las líneas de transporte

- 09-10-1 *Baterías de condensadores derivación ó shunt*
 - 09-10-1-1 Conexiones de las Baterías Derivación
- 09-10-2 *Protecciones de grandes bancos de condensadores*
 - 09-10-2-1 Protección contra fallos en los elementos condensadores
 - 09-10-2-2 Protección diferencial de desequilibrio de tensiones
 - 09-10-2-3 Niveles de alarma
 - 09-10-2-4 Protecciones de sobreintensidad de banco
 - 09-10-2-5 Pérdida de tensión en barras
 - 09-10-2-6 Sobretensiones en el sistema
 - 09-10-2-7 Protección de apoyo de desequilibrios en el banco
 - 09-10-2-8 Protección de fallo de interruptor de baterías
 - 09-10-2-9 Control de baterías derivación
- 09-10-3 *Baterías de condensadores serie*
- 09-10-4 *Reactancias*

- 09-10-4-1 Reactancias derivación
- 09-10-4-2 Protecciones de reactancias
- 09-10-4-3 Reactancias serie

09-11 Otras funciones

- 09-11-1 *Fallo de interruptor*
- 09-11-2 *Reenganche a alta velocidad*
 - 09-11-2-1 Disparo y reenganche monofásicos
- 09-11-3 *El reenganche en las líneas de transporte*

09-12 Nuevos elementos en el sistema

10. PROTECCIONES DE GENERADOR

10-0 General

10-1 Faltas en el estátor

- 10-1-1 *Faltas entre fases*
- 10-1-2 *Faltas a tierra*

10-2 Tierra en los devanados de campo

10-3 Pérdida de excitación

10-4 Sobrecargas y fases desequilibradas en el estátor

10-5 Motorización

10-6 Pérdida de sincronismo

10-7 Frecuencias anormales

10-8 Frecuencias subsíncronas

10-9 Sobreexcitación

10-10 Faltas externas

11. PROTECCIONES DE MOTOR

11-0 General

11-1 Protecciones de motores contra las faltas internas

- 11-1-1 *Fallo en los cojinetes*
- 11-1-2 *Faltas eléctricas en los devanados del estátor*
 - 11-1-2-1 Faltas a tierra
 - 11-1-2-2 Faltas entre fases
- 11-1-3 *Sobrecargas en el motor*

11-2 Protecciones contra las condiciones externas

- 11-2-1 *Arranque y bloqueo de rotor*
 - 11-2-1-1 Arranque
 - 11-2-1-2 Bloqueo de rotor
 - 11-2-1-3 Arranques sucesivos
- 11-2-2 *Alimentación con fases desequilibradas*
- 11-2-3 *Funcionamiento en vacío*
- 11-2-4 *Sobretensiones y subtensiones*
 - 11-2-4-1 Sobretensiones
 - 11-2-4-2 Subtensiones

11-3 Protecciones adicionales para motores síncronos

- 11-3-1 *Pérdida de excitación*
- 11-3-2 *Sobrecargas en el rotor*
- 11-3-3 *Mínima frecuencia*

12. PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR

12-0 General

12-1 Protección térmica

12-2 Detección y análisis de gases.

12-3 Relé de presión de aceite

12-4 Protección diferencial

- 12-4-1 *Protección diferencial con frenado por armónicos*

12-5 Reactancias derivación en terciarios de autotransformadores

12-6 Reactancias de puesta a tierra

12-7 Protección de cuba

12-8 Protecciones contra el sobrecalentamiento

12-9 Sobreexcitación

13. PROTECCION DE BARRAS

13-0 General

13-1 Protección diferencial de alta impedancia

14. NUEVAS VÍAS DE DESARROLLO

14-0 Introducción

14-1 Protecciones adaptativas

14-1-1 *Ejemplos de aplicación*

14-1-1-1 Aplicación a líneas multiterminales

14-1-1-2 Aplicación a dobles líneas paralelas

15. FINAL

16. APÉNDICES

APÉNDICE I. Supervisión y ensayo de los relés de protección

APÉNDICE II. Número de las funciones y dispositivos

APÉNDICE III. Protección de líneas

PROTECCIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA

01. ENERGÍA ELÉCTRICA

01-0 Energía

Previo a introducirnos en el tema de la **energía eléctrica** definamos el concepto de *energía* recogiéndola de los tratados de física que definen a la energía como *causa capaz de producir un trabajo mecánico*. Por lo tanto, se puede afirmar que el trabajo mecánico es una manifestación de la energía.

La creencia primitiva de que el calor y el trabajo mecánico eran cosas distintas fue superada con el descubrimiento de la máquina de vapor, que demostró la posibilidad de producir trabajo mecánico a partir de la energía calorífica.

Todas las diferentes formas de energía que se hallan a nuestra disposición, proceden en su origen del sol, excepto la fuente de energía descubierta por el hombre en el siglo XX que procede de la transformación de la masa nuclear en energía, según la famosa fórmula de Einstein $E = MC^2$, donde E es la energía producida, M la masa transformada en energía y C la velocidad de la luz. Esta transformación de la masa en energía no es automática y por ahora, no existen más que unas pocas reacciones nucleares por **fisión** en las que pueda desarrollarse esta transformación.

En el sol se están produciendo constantemente reacciones pero de **fusión**, que son las que liberan la energía que en forma de radiación incide sobre nuestro planeta. Por esto podemos afirmar, que la vida en nuestro planeta se mantiene por la existencia de estas reacciones nucleares de fusión que se producen en el sol.

01-1 Energía eléctrica

La energía se presenta en muy diversas formas, pero nosotros nos vamos a referir a la *energía eléctrica*, que esencialmente, consiste en el trabajo realizado por las fuerzas que se presentan entre cargas eléctricas y campos magnéticos.

La enorme ventaja de la energía eléctrica sobre las demás formas de energía, es su capacidad de transporte con pequeñas pérdidas, lo que permite separar el centro de producción, como puede ser un embalse o una central térmica, de los centros de consumo.

La evolución humana se ha caracterizado por el uso creciente de los recursos energéticos. El hombre primitivo solo disponía de su poder muscular para realizar trabajo y en su evolución, fue desarrollando de forma continuada, el empleo de otras fuentes de energía.

La energía hidráulica también ha sido utilizada desde tiempos remotos, mientras que la energía de la combustión no fue empleada para su transformación mecánica hasta el siglo pasado, con el descubrimiento de la máquina de vapor.

La revolución industrial iniciada por la máquina de vapor, seguida por los motores de combustión interna y por el uso intensivo de la energía eléctrica, ha permitido el nivel de vida y el estado de desarrollo actual en el mundo occidental, donde cualquier individuo medio, utiliza y tiene una cantidad de energía a su disposición hoy, que de ninguna manera hubiera podido soñar en disponer para uso propio ningún potentado de cualquier época histórica.

La utilización progresiva de los recursos energéticos es lo que ha generado en los últimos años la crisis energética, sobre todo al descubrir la escasez de los recursos remanentes, principalmente de combustibles fósiles *-carbón y petróleo-* por haberlos utilizado sin una clara planificación de cara al futuro y, además su uso masivo en la transformación energética ha traído consigo una degradación sensible del medio ambiente.

La energía eléctrica se puede generar a partir de otras formas de energía primaria, con un alto rendimiento en la conversión. Su cómoda utilización posterior y su característica de ser una energía limpia hace que su uso sea cada vez mayor, estimándose, que el próximo siglo más del 50% de la energía total consumida será eléctrica.

En la actualidad la generación de la energía eléctrica se realiza en centrales:

- Hidráulicas (aprovechamiento de la energía potencial gravitatoria del agua almacenada)
- Térmicas convencionales (aprovechamiento del calor producido por la combustión de los combustibles fósiles)
- Geotérmicas (aprovechamiento del calor del vapor existente en el subsuelo de las zonas volcánicas)
- Térmicas nucleares (aprovechamiento del calor producido en la fisión nuclear)
- Solares (aprovechamiento directo de la energía calorífica ó lumínica del sol)
- Eólicas (aprovechamiento de la energía del viento)
- Mareomotrices (aprovechamiento de la energía por diferencias de nivel de las mareas)

Si la humanidad desea continuar progresando, resulta imprescindible utilizar nuevos recursos, como pueden ser la energía nuclear ó descubrir nuevas aplicaciones posibles y económicamente rentables de la energía solar y, de otras fuentes de energía.

Las posibles aplicaciones de la energía solar hay que desarrollarlas conjuntamente con la energía nuclear, para resolver el problema de abastecimiento energético a las generaciones futuras inmediatas, ya que parece sumamente desaconsejable seguir recurriendo solamente a combustibles fósiles que han tardado tantos milenios en producirse y cuyas existencias, actualmente son muy limitadas.

Está en la mente de todos que hay que desarrollar nuevas fuentes de energía que puedan jugar cierto papel en los años dos mil y, las únicas posibles que se prevén son la energía solar, eólica, biomasa y geotérmica, no presumiendo que su contribución sobre el total, represente una parte importante. La constante histórica para que nuevas fuentes de energía sustituyan mayormente a las actuales, se sitúa entre los 30 y 50 años, apuntando claramente hacia **la fusión nuclear**.

01-2 Evolución de la energía eléctrica

Remontándonos a años anteriores, podemos afirmar que el año 1879 fue un año muy importante para la energía eléctrica. En ese año nace en Ulm (Alemania) Albert Einstein que luego haría la aportación de la energía nuclear y también ese mismo año, Thomas Alba Edison descubre la lámpara de incandescencia de uso en el alumbrado eléctrico.

La energía eléctrica producida hasta el siglo actual era en forma de corriente continua, impidiendo su transporte a grandes distancias por tener que transportarla forzosamente a la tensión de generación. Esto traía consigo la gran limitación de las distancias a las que se podían ubicar las centrales de generación, de los centros de consumo. La gran novedad destacable del siglo XX fue el descubrimiento de la corriente alterna y junto a ella el desarrollo del transformador de potencia, que hizo posible el transporte de la energía eléctrica a tensiones cada vez mayores y así salvar las grandes distancias que pudieran existir desde dichos puntos de generación a los importantes centros de consumo. Ello dió origen a los actuales sistemas eléctricos de potencia.

De este modo se entra en la era de la producción industrial de la energía eléctrica, pudiendo calificar la primera década del siglo XX, como el de las centrales hidráulicas ya que a nivel de estado Español se construyeron con gran profusión, consecuencia de la posibilidad que hemos mencionado anteriormente, de transportar a grandes distancias la energía producida en ellas.

A título meramente ilustrativo y con el objeto de ver que marcan una tendencia muy creciente, vamos a señalar algunos datos estadísticos de la producción de la energía en el estado Español a lo largo de algunos años de este siglo.

	<u>1905</u>	<u>1917</u>	<u>1929</u>	<u>1935</u>	<u>1944</u>	<u>1995</u>
• Producción eléctrica (en millones de kWh)	240	850	2430	3272	4720	168904
	<u>1940</u>	<u>1979</u>	<u>1983</u>	<u>1995</u>		
• Potencia instalada (en Megavatios)	1730	29940	35634	44409		

Destacaremos el gran salto dado desde aquellos años cuarenta, hasta hace unos pocos años. Así, hasta el año 1979 se habían construido en España 1878 centrales hidroeléctricas, 22 térmicas de carbón, 47 térmicas de fuel-oil y 3 nucleares, totalizando 1950 centrales con una potencia instalada de 29.940 MW. Entre 1940 y 1979 la potencia instalada se multiplicó por 17,3 mostrando así el enorme desarrollo experimentado por el sector eléctrico en 39 años. La potencia instalada se distribuía en 45% hidroeléctrica, 51% térmica convencional y 4% nuclear.

El consumo de energía en *kWh por habitante y año* de un país, indica el nivel de electrificación que existe en ese país, por lo que señalamos a continuación algunos de estos valores.

	<u>1983</u>	<u>1992</u>	<u>1995</u>
• Consumo (en kWh) por habitante y año en España	2564	3776	3870

Como referencia indicaremos que Francia tenía 6587 kWh. en 1992, siendo Noruega con unos 22500 kWh. ese mismo año, quien ocupaba el primer lugar mundial.

01-3 Futuro de la energía eléctrica

Las cifras anteriores indican que España tiene aún mucho camino que recorrer para llegar a las cuotas de los países europeos en el consumo de energía eléctrica por habitante-año y que para irnos aproximando a ellos, será preciso ampliar mucho el sistema eléctrico de potencia, construyendo centros de generación, instalaciones de transporte, transformación y, distribución de energía eléctrica, para atender la futura demanda.

Los estudios más detallados sobre producción y consumo de energía futuras, han sido realizados en los Estados Unidos de América y hemos utilizado sus datos como tendencias que seguirán estos mismos conceptos en otros países. Las previsiones futuras de consumo de energía son muy grandes y las razones básicas para prever este notable incremento las identificamos por:

- La expansión continuada de la economía.
- La fuerte automatización de los procesos de producción.
- El gran incremento del nivel de vida.
- La electrificación integral del consumo del hogar.
- Otras.

Al mismo tiempo, se observa un desplazamiento del consumo de energía hacia la forma de energía eléctrica, con preferencia sobre otras formas de uso. Hay que tener presente que la energía eléctrica se puede generar, como hemos mencionado anteriormente, a partir de formas muy diversas de energía primaria, tales como la hidráulica, la energía nuclear, los combustibles fósiles, la de recuperación de otras energías residuales, como el gas de alto horno, etc. A esta capacidad de generación con alto rendimiento, se le une la cualidad, también mencionada, de ser transportable a grandes distancias con muy pequeñas pérdidas. Si añadimos a todo ello, el de ser regulable con gran exactitud, su gran seguridad y regularidad en el suministro y, el de no ser contaminante del medio ambiente por carecer de polvo y de humos, hace que de momento sea la forma de uso de la energía más adecuada. En el lado contrario de la balanza, únicamente podemos poner su imposibilidad actual de almacenarla en grandes cantidades.

Las previsiones de producción en el estado español, si se pretende atender el año 2015 un consumo estimado de 6200 kWh por habitante-año, va a exigir poner en juego una gran capacidad técnica e importantes medios financieros para realizar centrales eléctricas, líneas de transporte, subestaciones y redes de distribución, siendo necesario realizar a lo largo de un período de unos 20 años, nuevos diseños de transformadores y otra aparatamenta, así como *resolver grandes problemas en el campo de las protecciones y control eléctricos*.

El panorama que se presenta para la década de los 2000, nos va a obligar también, a analizar las técnicas de vanguardia en la generación, el transporte y la automatización de la gestión de la energía, investigando en campos insospechados como la generación magnetohidrodinámica, la superconductividad, la energía solar y, la fusión nuclear.

02. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

02-0 Introducción

Los actuales Sistemas Eléctricos de Potencia, designados en adelante como SEP, no hubieran sido posibles sin el descubrimiento de la corriente alterna y el posterior desarrollo del transformador de potencia. Esto hizo, como hemos señalado anteriormente, que se pudieran salvar las limitaciones impuestas por la corriente continua que obligaba a generar a las tensiones de utilización de los receptores, siendo normalmente bajas. Estas limitaciones empezaron a ser superadas en la época inmediata posterior al descubrimiento de la lámpara de incandescencia por EDISON y sus sistemas de corriente continua, es decir, cuando tenían unos tres años de antigüedad. Ya con el transformador en uso, la mayoría de las cargas empezaron a suministrarse en corriente alterna, haciendo posible que se generase la energía en un lugar, elevarla a las tensiones de transporte y conducirla a las áreas de consumo, distribuyendo la energía en estas áreas a los niveles de tensión considerados seguros para su utilización.

Ya no era necesario construir las fábricas ni situar los grandes consumos en las proximidades de los centros de generación, como tampoco se precisaba concentrar la generación de energía en zonas urbanas donde se localizaban importantes consumos. Ahora ya, la rueda de molino podía generar la energía y esta, ser transportada a centros de consumo situados a grandes distancias.

El sistema eléctrico moderno está muy condicionado y sometido a severas exigencias de los usuarios, sobre todo, en cuanto a calidad y continuidad en el suministro se refiere. La energía eléctrica es uno de los recursos energéticos principales de la sociedad industrial actual y el usuario, debe de disponerla instantáneamente, en la cantidad exacta que necesita en cada momento y además, a la tensión y frecuencia correctas. Para cumplir estos requisitos es necesaria una planificación minuciosa y, un diseño esmerado de las instalaciones de generación, transformación, transporte y distribución, que garanticen el buen servicio que exige el usuario a este complejo sistema de redes eléctricas. Las condiciones ambientales del entorno también imponen hoy en día condiciones muy severas al sistema. Sus diseños deberán evitar que se produzca polución de cualquier tipo en el ambiente y no permitirán que distorsionen la estética de los distintos lugares. En este aspecto, las empresas productoras y distribuidoras de energía eléctrica, se ven cada vez más obligadas a ajustarse a normas muy severas a la hora de desarrollar y realizar sus proyectos.

Un SEP moderno lo podemos dividir en dos grandes partes, 1) donde se **manipula la energía masivamente** y otra muy amplia 2) donde se **distribuye**. Las centrales de generación, las líneas de transporte de energía y las grandes subestaciones se hallan ubicadas en la primera parte. El consumo, excepto la industria muy grande y la distribución con todas sus instalaciones, figurarán en la segunda parte. En la mayoría de los sistemas actuales, todos estos elementos definidos separadamente se hallan geográficamente entremezclados.

02-1 Generación

Vamos a distinguir **tres** tipos clásicos de centrales eléctricas. Las centrales **hidroeléctricas** que generan energía eléctrica procedente del agua y que las diferenciaremos por las características del salto. Los saltos de *gran altura y caudal reducido* equipadas con turbinas o ruedas Pelton, los de *altura y caudales medios* equipadas con turbinas Francis y, finalmente los saltos de *pequeña altura y grandes caudales* equipadas con turbinas Kaplan.

Por otro lado tenemos las centrales que generan la energía eléctrica procedente de combustibles fósiles, (carbón, gas y fuel-oil) clasificadas como *térmicas convencionales* y en tercer lugar, las denominadas *centrales nucleares*.

Las centrales solares, eólicas, geotérmicas, de biomasa, etc..., por ahora no tienen gran entidad ya que sus potencias de generación son relativamente pequeñas.

Existen empresas eléctricas que no tienen generación propia, adquiriendo de otros productores la energía para ser suministrada a sus abonados. Otras que no disponen de suficiente generación y tienen que adquirir la energía a otras compañías para atender las necesidades de suministro a sus usuarios, pero el caso general es, que las compañías eléctricas generen la energía eléctrica necesaria para atender la demanda, la transporten a los lugares de consumo y la distribuyan entre sus abonados.

02-2 Líneas de Transporte

Vamos a utilizar el término de TRANSPORTE cuando hablemos de las líneas que van a transferir la energía eléctrica desde un punto geográfico a otro y vamos a evitar el término de TRANSMISIÓN que ha sido traducido de *transmission*, muy utilizado en el dominio anglosajón. De todas formas, cuando nos referimos a las protecciones de las líneas de TRANSPORTE, debemos de considerar como tales aquellas de las tensiones más altas de un país, por ejemplo a las de 400 y 220 kV en España y considerar las de niveles inmediatamente inferiores a estas de muy alta tensión, de *Subtransporte* ó de *Reparto*. Nosotros utilizaremos preferentemente el término de LÍNEAS de REPARTO.

Siguiendo criterios algo generales, pero aproximándonos más a los europeos, podemos clasificar los niveles de tensión para el transporte de energía como sigue:

- **Media Tensión**, (MT) entre 1 y 45 kV se circunscribe a Distribución.
- **Alta Tensión**, (AT) entre 45 y 300 kV definido como Reparto.
- **Muy Alta Tensión**, (MAT) entre 300 y 700 kV. Transporte/Interconexión.
- **Extra Alta Tensión**, (EAT) > 700 kV circunscrito a la Interconexión.

En los sistemas eléctricos, el transporte de energía a los centros de consumo se debe de realizar a las tensiones más elevadas posibles con el fin de incrementar al máximo la capacidad de transporte y, minimizar las pérdidas. Pero claro, el nivel de las tensiones de transporte tiene los límites impuestos por las posibilidades tecnológicas y los costes económicos asociados.

Además de estas limitaciones técnico-económicas existen otras de tipo ergonómico, ya que las muy altas tensiones incrementan los problemas de audición de las radios, los ruidos producidos por la inducción, etc., haciendo que afecten a la calidad de vida. Hoy en día incluso se investiga la repercusión que puede tener sobre la salubridad de las personas, de los animales y de las plantas.

Las pérdidas por efecto corona, las vibraciones en los conductores, pérdidas por fugas en los aislamientos, las sobretensiones debidas a las aperturas de las líneas, serán también entre otras cosas, a tener en cuenta al evaluar los niveles adecuados de tensión al conjugar las posibilidades técnicas con los costes económicos.

La tecnología actual permite que las potencias y las tensiones de los semiconductores de potencia, especialmente el de los *tiristores*, sean cada vez más elevadas y así, el diseñador deberá tener en cuenta la posibilidad de realizar el transporte de energía en Corriente Continua Alta Tensión (CCAT). Indudablemente, esta modalidad de transporte tiene ventajas económicas, en cuanto que las pérdidas son más reducidas por no existir más que las pérdidas óhmicas por efecto Joule, pero los costes de los extremos de las líneas de transporte en CCAT son mucho más elevados que en las líneas de transporte en CA, debido a la doble conversión de CA a CC en un extremo y de CC a CA en el otro. En líneas de transporte de gran longitud puede resultar económico el transporte en CCAT porque las pérdidas pueden compensar el incremento de las inversiones. Como estimación podemos señalar que en la actualidad los límites de rentabilidad se sitúan en 1000/1200 Km. para transporte aéreo y, en 200/250 Km. para transporte de energía por cables subterráneos y subfluviales. Otra limitación impuesta a esta modalidad de transporte es que no se pueden hacer muchos enlaces en CCAT sin que afecten sensiblemente a la estabilidad del sistema eléctrico entero.

02-3 Líneas de reparto

Corresponde a las líneas de transporte de energía que se realiza a la salida de las subestaciones primarias que expondremos seguidamente y la distribución. Si la generación está próxima a la carga, puede no existir la gran línea de transporte de esa planta de generación, acoplándola directamente al reparto ó a la distribución. Existen sistemas eléctricos que solamente tienen tensiones de reparto y después, los típicos de distribución. La mayoría de estos casos es por razones de herencia histórica, donde se establecieron unos niveles máximos de tensión que actualmente son considerados como de reparto y que en su día fueron establecidos como de transporte.

02-4 Subestaciones

02-4-1 Subestaciones de seccionamiento

Estas subestaciones tienen como fin seccionar o dividir el sistema eléctrico. Dos son las razones principales para proceder a estos seccionamientos. Una, es la de poder desconectar parte del sistema y poderla aislar de las anomalías producidas por faltas y cortocircuitos, ya que muy pocas faltas se autodespejan ó autoeliminan,

siendo necesario desenergizar esa parte del sistema en falta, mediante unos interruptores de apertura automática, para que el resto siga operativo. La otra razón importante del seccionamiento es la de aislar tramos de las redes eléctricas para hacer nuevas construcciones por ampliaciones o reformas.

Cuando es preciso seccionar un circuito hay que mantener en operación la mayor parte del sistema, aislando solamente la parte afectada. Por lo tanto, la función de las *Subestaciones de Seccionamiento* es poner o quitar de servicio circuitos o sectores de la red, previamente planificados. Hacen igualmente funciones de enlace y normalmente no llevan transformadores de potencia, salvo en aquellas donde se realiza el enlace de dos sistemas de diferentes tensiones, por ejemplo, 230 y 380 kV. En estos casos, el enlace de las dos tensiones se realiza generalmente, a través de autotransformadores.

Las subestaciones de seccionamiento suelen ir a las tensiones más elevadas de un sistema eléctrico de potencia que en el caso del estado español son a 400 kV y 220 kV.

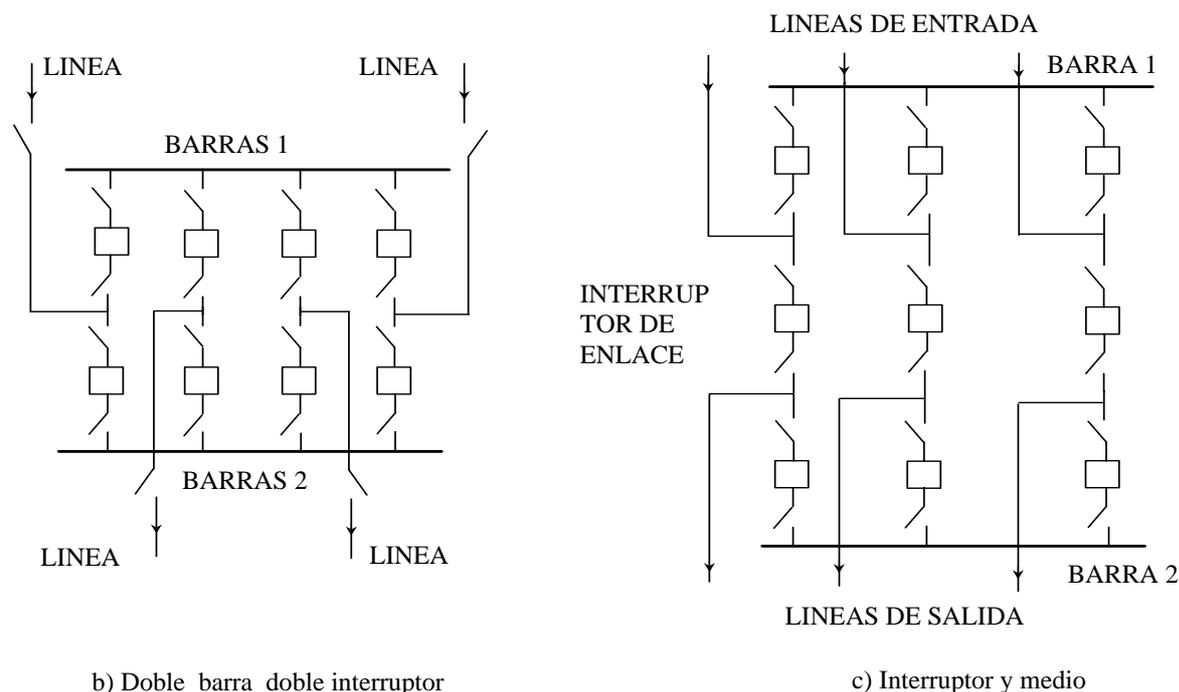


Fig. 1 - Configuraciones de subestaciones de seccionamiento y primarias

02-4-2 Subestaciones primarias

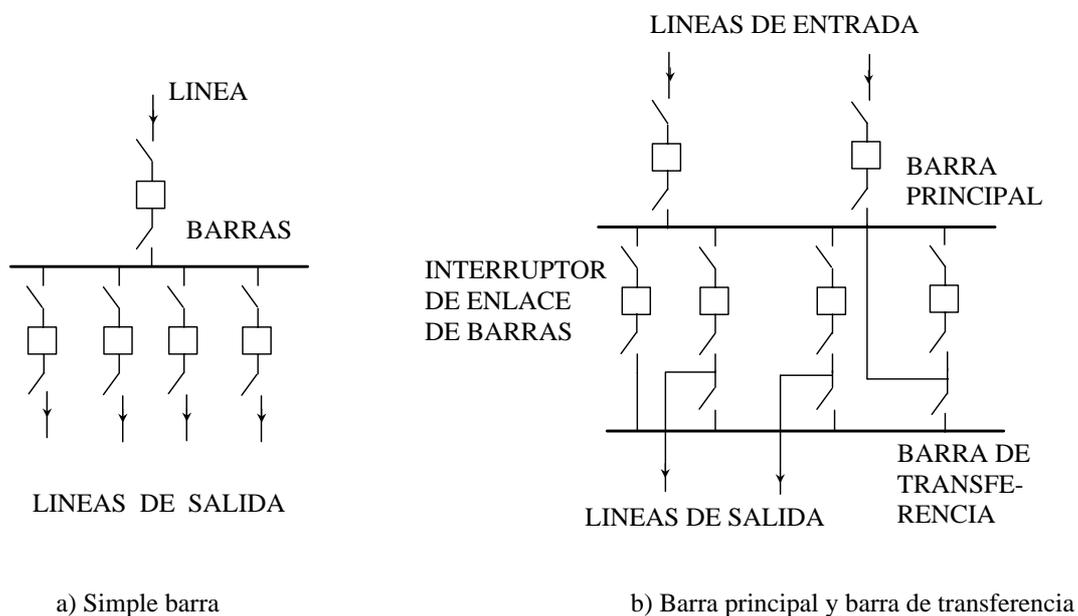
Las líneas que transportan energía en alta tensión no llegan generalmente a los mismos centros de consumo, sino que finalizan a cierta distancia de estos porque los consumos se hallan normalmente en zonas pobladas y distanciadas unas de otras. Las grandes líneas de transporte finalizan en subestaciones de alta tensión que se denominan de distintas maneras, tales como grandes subestaciones, subestaciones de alta tensión, subestaciones de transporte y también, subestaciones receptoras, pero nosotros las denominaremos *subestaciones primarias*. En estas subestaciones se reduce la tensión a valores más adecuados para que continúe su camino hacia donde se hallan los centros de consumo.

El equipo que podemos hallar en una subestación primaria incluye transformadores de potencia, transformadores de medida, aparataje diversa (pararrayos, seccionadores, interruptores), baterías de condensadores, embarrados y casetas de mando y control de la subestación donde se alojan igualmente los equipos de protección y control. Dependiendo de la entidad de cada una de ellas, podremos encontrarlas el que unas tengan más o menos equipo que otras pero, normalmente no se diferenciarán más que en el número de posiciones de líneas de entrada y salida ó en el número de bancos de transformación. En la actualidad la mayoría de estas subestaciones son telemandadas desde despachos centrales de maniobra.

Las subestaciones de seccionamiento y las que hemos denominado primarias son las que se alimentan, como hemos indicado anteriormente, en las tensiones más elevadas del sistema eléctrico. En la Fig. 1 mostramos las configuraciones de los esquemas eléctricos más utilizados en ellas. En a) mostramos la configuración de *doble barra* y *doble interruptor* y en b) la configuración denominada de *interruptor y medio*. La decisión de seleccionar una u otra se justifica por razones de economía y de fiabilidad.

02-4-3 Subestaciones de distribución

Las redes de distribución se alimentan a partir de subestaciones de distribución. Antes de que fueran desarrollados los reenganchadores y los relés de reenganche, este tipo de subestaciones eran atendidas manualmente por operadores. Hoy, las subestaciones modernas de distribución están desatendidas y las maniobras se realizan por medios totalmente automatizados. Se alimentan de los sistemas de reparto a tensiones inferiores a 300 kV, siendo las tensiones de las líneas de salida, denominadas alimentadores de distribución (feeders), de valores comprendidos entre 6 y 34,5 kV. y que en algunas zonas alcanzan hasta 45 y 66 kV. Existen entre ellas de gran potencia instalada y que son las que sirven a importantes centros de consumo a través de numerosos alimentadores.



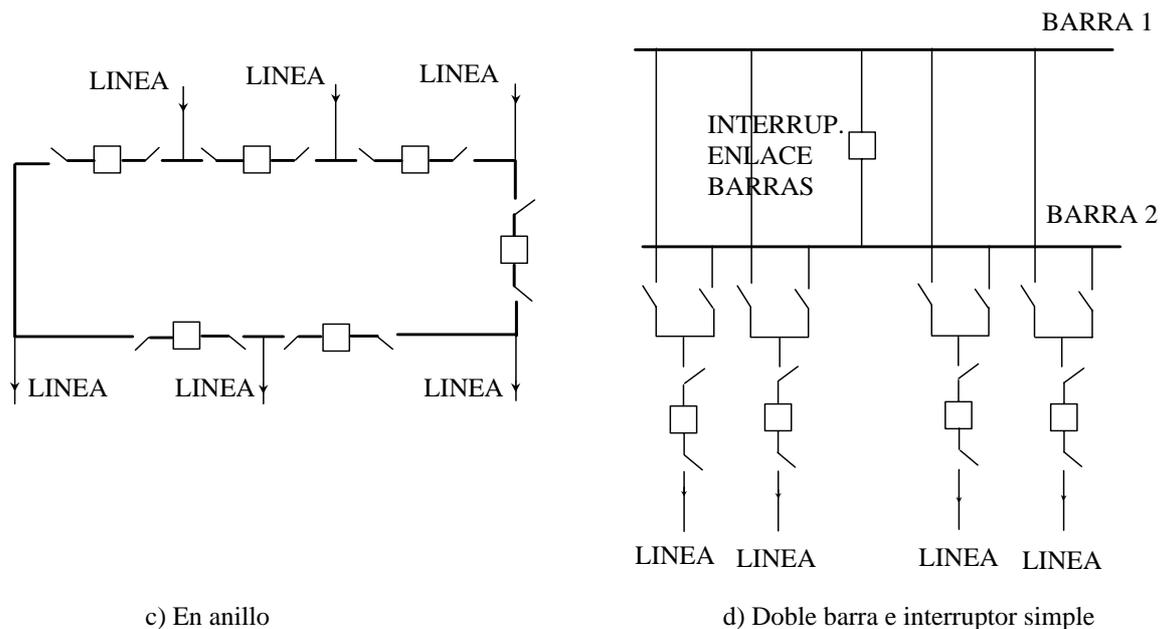


Fig. 2 - Configuraciones de subestaciones de distribución

En la Fig. 2 mostramos los esquemas de las configuraciones más usuales en las subestaciones de distribución, donde figuran a) *simple barra - simple interruptor*, b) *barra principal - barra de transferencia*, c) *en anillo* y d) *doble barra - interruptor simple*. Cada una de ellas tiene sus ventajas e inconvenientes pero en estas de distribución, las razones económicas juegan un papel muy importante a la hora de su elección.

02-5 Distribución

2-5-1 Distribución primaria

Normalmente es la parte de la red que se alimenta de las subestaciones de distribución, es decir, de sus líneas de salida o alimentadores a las tensiones comprendidas entre 6 y 34,5 kV como ya hemos señalado anteriormente.

02-5-2 Distribución secundaria

Es la parte del sistema a través de la cual llega al usuario final la mayor proporción de la energía distribuida y comprende prácticamente la totalidad de la red de distribución, excepción hecha de los abonados industriales de gran potencia y otros usuarios importantes incluidos dentro de la distribución primaria.

02-5-3 Abonados industriales

En función de la potencia solicitada y de la disponibilidad de energía en la zona de demanda, pueden ser alimentados directamente de las líneas de salida (feeders) de las subestaciones de distribución y en algunos casos de los sistemas de reparto.

02-5-4 Distribución rural

Las casas de campo, caseríos y otros abonados análogos situados en zonas rurales, se alimentan mediante líneas eléctricas poco cargadas y de largos recorridos, debido a las grandes distancias que las separan de los núcleos urbanos. A pesar de sus pequeñas potencias instaladas, es normal que sean alimentadas en tensiones comprendidas entre 3-20 kV mediante transformadores instalados sobre postes, suministrando generalmente a un número reducido de abonados en baja tensión.

02-6 Grandes áreas de subdivisión de un sistema eléctrico

02-6-1 Área de manipulación masiva de la energía

Dentro de la gran subdivisión del SEP que hemos señalado anteriormente, existe la zona donde se manipula masivamente la energía y que incluye normalmente la generación, el transporte, el reparto, las subestaciones de seccionamiento, las subestaciones primarias y, en algunos casos aislados incluso las subestaciones de distribución.

Este área de *manipulación masiva de la energía* es gestionada hoy en día, a través de despachos de control centralizados. Contiene, como si dijéramos, los grandes elementos del SEP, como son los turbogeneradores, grandes transformadores de muy alta tensión, los transformadores de medida y protección e interruptores automáticos de las subestaciones primarias y además, todo el equipo relacionado con ellos. También incluye la parte de diseño y explotación de las protecciones eléctricas, la estabilidad de la red, el control de la tensión, de las cargas y la regulación de la frecuencia del sistema eléctrico.

06-2-2 *Área del sistema de distribución*

Es la otra gran zona del SEP, considerada como la de la venta de la energía al "**detail**". Suministra energía a las zonas residenciales, comercios, pequeñas industrias, todo otro tipo de abonados en baja tensión y también, en alta y media tensión. Esta parte del sistema tiene una especial responsabilidad en el mantenimiento de una buena calidad de servicio y de mantener la tensión de suministro dentro de unos límites correctos. En la mayoría de los sistemas eléctricos esta parte representa entre el 35 y el 45% del total de las inversiones del conjunto de la compañía eléctrica y el 50% de las pérdidas de energía del sistema eléctrico.

02-7 Inversiones en un sistema eléctrico de potencia

Trataremos de dar respuesta a la pregunta que se puede plantear, sobre la parte de las inversiones totales que puedan corresponder a cada una de las diferentes partes que componen un SEP.

No es posible dar una respuesta concreta, porque depende de la estructura energética de cada compañía eléctrica. Sabemos que el coste del kW instalado es superior en generación hidráulica que en la térmica y, por tanto, en las empresas donde predomina la generación hidráulica, tendrá mayor inversión que en otra donde predomine la generación térmica. Otro factor es la existencia ó no de un gran número de abonados de fuerte consumo de energía ó, por el contrario, el que haya que distribuir a gran número de pequeños abonados en áreas extensas. También pueden existir compañías que tengan la mayor parte del consumo en zonas muy próximas a la generación y, por tanto, menores inversiones en líneas de transporte.

Todos los factores mencionados y algunos más, hacen que no se puedan dar con exactitud los porcentajes de las inversiones para los diferentes sectores, por lo que daremos unas cifras medias aproximadas que pueden servir únicamente como orientación.

- Generación 40 %
- Transporte 17 %
- Distribución 40 %
- General e intangible 3 %

Debemos de resaltar que las inversiones para completar un Sistema Eléctrico de Potencia son muy altas y que según datos económicos de 1993, no son inferiores a 150.000 Pts. por kW instalado en generación, siendo además, muy bajo el retorno sobre la inversión neta.

03. ASPECTOS GENERALES Y PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE APLICACIÓN

03-0 General

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) modernos están sometidos a notorios condicionantes, ya que en todo momento, día y noche, deben de estar dispuestos para suministrar ininterrumpidamente energía eléctrica a los usuarios.

Los relés de protección, juegan un papel muy importante a la hora de garantizar este servicio continuo. Deben de estar permanentemente en guardia reaccionando instantáneamente y, a través de su actuación, proteger al sistema de las averías que se puedan producir y minimizar así, sus efectos y los de cualquier interrupción en el servicio.

Para una mejor comprensión del encaje de los Relés de Protección en un Sistema Eléctrico de Potencia, recordemos brevemente como se constituye un sistema de éstos. Se diseñan con amplitud suficiente para generar la cantidad de energía capaz de atender la demanda del momento y cubrir la estimación futura requerida por los usuarios de una zona o zonas determinadas, transportar la energía generada a esas zonas donde va a ser utilizada y distribuirla a los usuarios con la calidad requerida. Estos son los requisitos que debe de cumplir un sistema eléctrico como el mencionado.

El construir un SEP que dé satisfacción a sus usuarios, con un servicio de calidad y asegurar al máximo el retorno de la gran inversión económica que exige su construcción, nos obliga mantener el sistema completo a pleno rendimiento, pudiendo hacer esto de dos formas. Una de ellas consistiría en diseñar el sistema de manera que las faltas que se produjeran dentro de ella, no eliminasen el funcionamiento de ninguna de las partes del sistema. Esto entrañaría al menos, duplicar las instalaciones para disponer de una serie de apoyos en el suministro, exigiendo unas inversiones prohibitivas.

Como las consideraciones económicas y de rentabilidad van a limitar, como hemos señalado, que el diseño y el mantenimiento preventivo eliminen al máximo las posibilidades de interrupciones del servicio por averías o faltas, será preciso poner en juego una segunda alternativa, para controlar y minimizar los efectos de las faltas, cuando éstas se produzcan. Aquí, dentro de esta segunda alternativa, es donde encajan los Relés de Protección en los SEP, pudiendo señalar que el *relé de protección* es el dispositivo que opera y da la orden de desconexión de la parte del sistema en falta, protegiendo esa parte y el resto del sistema de los daños y de las interrupciones de servicio.

Existen varias causas que producen las faltas y la averías en los SEP. Se pueden producir faltas o cortocircuitos entre fases o entre fase y tierra, tanto en los conductores como en los devanados de las máquinas, generalmente como consecuencia de los defectos o fallos en sus aislamientos. El arco eléctrico que se produce en las faltas, contiene generalmente mucha energía y puede producir daños muy importantes aún en tiempos muy cortos, no solamente poniendo ese elemento fuera de servicio por un instante, sino haciéndolo inservible por un largo período de tiempo. En muchas ocasiones las faltas son debidas a fallos en los aislamientos, producidos a su vez por fenómenos tales como sobretensiones transitorias, sobrecargas continuadas, con los consiguientes calentamientos excesivos, deteriorando aislamientos, produciendo roturas por dilataciones y contracciones u otras causas externas, no inherentes a los materiales y, aparatos eléctricos que integran estos sistemas.

En las líneas de transporte de energía eléctrica, las faltas producidas son debidas al viento, al manguito de hielo, a grandes pájaros puenteando aisladores, rayos, ramas de árboles, plumas de grúas y otras causas diversas, que producen cortocircuitos entre fases y entre fases y tierra.

Existen también, otras condiciones anormales, tales como el calentamiento de cojinetes de máquinas rotativas, bajadas y subidas de velocidad en los generadores, inversión de la secuencia de rotación de fases, pérdida de una fase en sistemas trifásicos, etc., que no son faltas, sino que constituyen un funcionamiento anormal pero que en muchos casos, pueden degenerar en falta.

Un SEP podemos considerarlo en su conjunto como una cadena donde sus eslabones son los Generadores, los Transformadores de Potencia, la Aparamenta, las Líneas de Transporte, los Alimentadores de Distribución y, los Receptores Eléctricos. En la Fig. 3 se ha pretendido mostrar de forma muy simplificada un sistema eléctrico

donde figuran los distintos elementos, tales como generadores, transformadores, aparata, líneas de transporte y la distribución, que supondremos los eslabones de una cadena que configuran un sistema eléctrico de potencia.

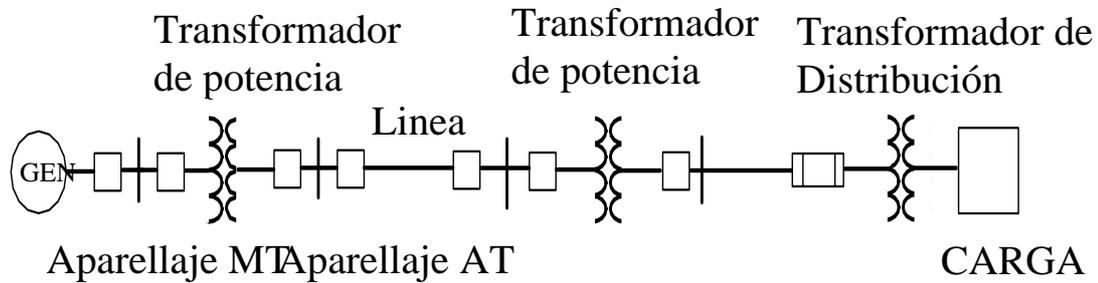


Fig. 3- Esquema simplificado de los eslabones de una cadena en un Sistema Eléctrico de Potencia

El fallo de un eslabón elimina la capacidad de la cadena, debido a que no realiza el trabajo que se le tenía encomendado. Una forma de conservar la continuidad de la cadena, es abastecerla con otras uniones alternativas. Por ejemplo, las líneas de transporte están sometidas a fenómenos naturales y por lo tanto, mucho más expuestas y vulnerables a faltas que los transformadores y la aparata. Las estadísticas señalan que más del 90% de las faltas que se producen en un sistema eléctrico son en las líneas aéreas y de ellas, la mayoría son faltas de fase a tierra. Por ello, puede ser económicamente justificable duplicar ciertas líneas de transporte, mientras que no lo será para los transformadores y resto de los materiales y equipo.

Actualmente las redes eléctricas que se extienden por los diversos países, están interconectadas en diferentes puntos con el fin de dar algunas alternativas al suministro de la energía en un punto determinado. Ahora bien, debido a que cada eslabón de la cadena entraña grandes inversiones económicas en equipo, la multiplicación de las alternativas resulta prohibitiva en la mayoría de los casos.

03-1 Función y principios de operación de los relés de protección

La instalación de relés de protección en los SEP, tiene como fin reducir al mínimo el número de alternativas y duplicidades de los enlaces.

Un relé o sistema de protección protege al sistema eléctrico de los efectos nocivos que produce una falta sostenida. Una falta en un punto de la red significa en la mayoría de los casos, que se ha producido un cortocircuito, pero en una consideración más general podemos definirla como una *condición anormal del sistema eléctrico y que ocurre de forma aleatoria*.

Si algún elemento que integra el sistema eléctrico de potencia, tal como un transformador, una línea, las barras, etc. en falta no se aísla rápidamente, puede constituir el prelude de una inestabilidad ó del colapso del sistema, porque desencadenen la actuación de un mayor número de equipos automáticos de protección. La detección de la falta debe ser rápida y dar la orden de disparo a los interruptores automáticos asociados a la misma, cortando todas las fuentes de corriente de alimentación al aparato ó a la parte de instalación en falta, aislándolo del sistema.

La rápida separación tiene un efecto doble, ya que por un lado minimiza los daños producidos por la falta en el elemento afectado haciendo que se acorten los tiempos de su reparación y puesta en servicio y, por otro lado, reduce la gravedad y la duración de la falta de suministro de energía a las partes no en falta del sistema, permitiendo que éstas continúen en servicio normal. La falta de suministro de energía o el denominado **apagón**, además de tener su repercusión en los usuarios por la calidad del suministro, tiene una repercusión económica importante, tanto más importante cuanto mayor es la zona afectada y la duración de la misma.

El objetivo de un sistema de protecciones eléctricas es detectar las faltas o condiciones anormales que se producen en la red. Un relé debe ser capaz de evaluar una gran variedad de parámetros para establecer las acciones correctoras correspondientes. Los parámetros usuales son las corrientes y tensiones que están presentes

en la alimentación de los elementos a proteger ó en las zonas donde se producen las perturbaciones. El principal problema en un sistema de potencia es definir las magnitudes que puedan diferenciar las condiciones anormales de las normales, considerando que una condición normal para nosotros, significa que la anomalía se halla fuera de la zona encomendada a las protecciones.

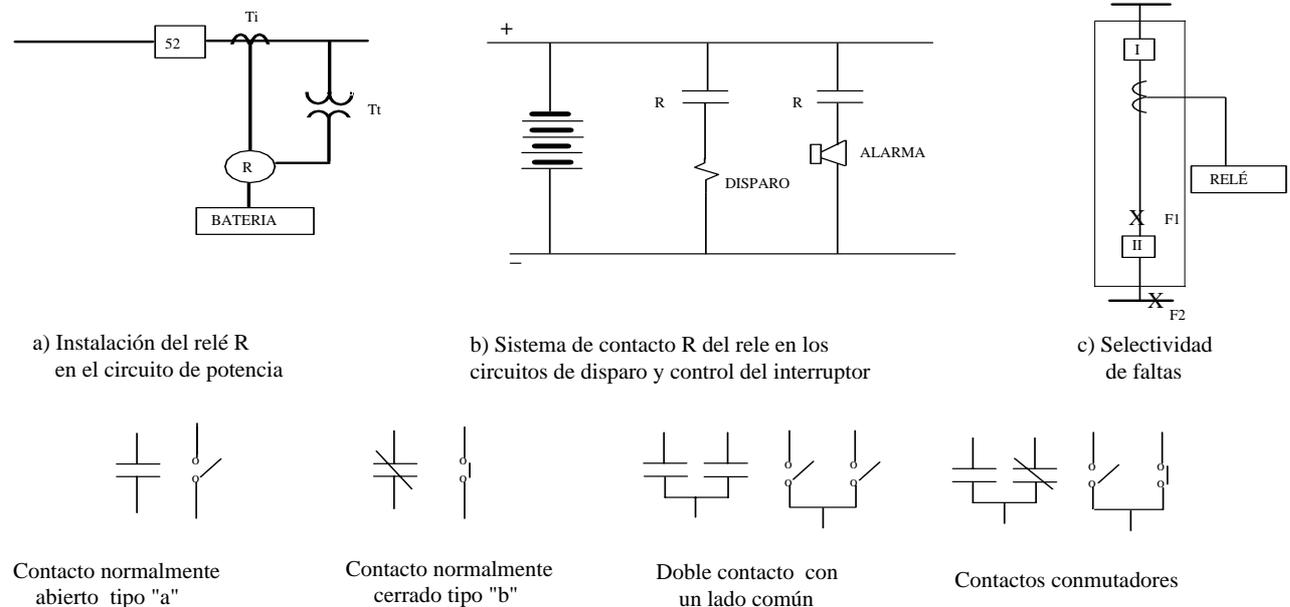


Fig. 4 - Instalación de un relé o función de protección

Cuando se produce una falta, las intensidades generalmente aumentan y las tensiones descienden de valor. Además de estos cambios en las intensidades y tensiones, otros parámetros como la frecuencia, la potencia activa, la reactiva y el contenido de armónicos en las ondas, etc... pueden sufrir también variaciones y, los relés basados en detectar estas variaciones, deben de identificar las perturbaciones, la existencia de una falta ó, una anomalía.

La información necesaria para detectar la falta la recibe el relé en forma de intensidades y tensiones a través de los transformadores de medida instalados en los tramos de instalación a proteger. La información es tratada y, en el caso de actuación, transmitida a través de unos contactos a los circuitos de disparo de los interruptores automáticos. Estos abren los circuitos aislando los equipos y partes de instalación en defecto, cortando toda corriente que fluya a los mismos de todas las posibles fuentes de alimentación.

03-1-1 Instalación

Debe de quedar claro que un relé o una función de protección tiene una parte que va acoplada al circuito de potencia a través de los transformadores de medida y otra parte, a los circuitos auxiliares de disparo y control.

En la Fig. 4 podemos apreciar de una forma muy esquemática, como un relé o función de protección al procesar la información procedente de los T_i y T_t transmite el resultado a través de sus contactos (R) provocando el disparo del interruptor (S2) para aislar el elemento en falta, a la vez que puede accionar una alarma a través de otro contacto (R) del relé.

En el apartado c) de la misma Fig. 4, mostramos una falta F_1 dentro de la zona de protección encomendada a un relé y F_2 fuera de la zona. Si vamos a utilizar solamente la magnitud de la intensidad para identificar la falta,

no hay duda de que no vamos a poder discriminar entre la falta encomendada al relé, y aquella no encomendada por hallarse fuera de la zona. Entonces será preciso poner en juego diseños que permitan hacer esta selección.

03-1-2 Contactos

Vamos a hacer una breve reseña sobre los contactos de los relés y funciones de protección, señalando primeramente que en un relé electromecánico, el mecanismo de operación hace mover físicamente la estructura del contacto para abrir o cerrar el mismo.

Un relé al operar puede abrir o cerrar sus contactos dependiendo de las condiciones ó circunstancias que concurren en el relé. La mayoría de los relés disponen de un muelle, un espiral ó, utilizan la acción de la gravedad para que el contacto adopte su posición normal de abierto o cerrado cuando el relé se halla totalmente desenergizado. Al contacto abierto en estas condiciones, es decir desenergizado, que denominaremos en estado de reposo, se le define como contacto *normalmente abierto* y la normativa ANSI utiliza el símbolo **a**. Al contacto cerrado en las condiciones anteriores, se le denomina contacto *normalmente cerrado* utilizando el símbolo **b**.

Estos mismos conceptos y símbolos se utilizan para los contactos auxiliares de los interruptores automáticos. Un contacto auxiliar del tipo **a** significa que está abierto cuando el interruptor está abierto (en reposo) y uno del tipo **b** estará cerrado cuando el interruptor está abierto, invirtiendo sus posiciones cuando se cierra el interruptor.

En los esquemas de disparo y control de las protecciones, los contactos siempre se reflejan en estado de reposo, haciendo caso omiso de si el relé está o no energizado en el circuito. Un ejemplo clarificador es el caso de una función de mínima tensión que en su estado de reposo, el contacto se representará como normalmente cerrado (del tipo **b**) a pesar de que en su estado normal, con su bobina de operación alimentada con la tensión normal del sistema se halle abierto, cerrando al operar, es decir, cuando la tensión aplicada baje del nivel de operación fijado ó, sea cero. Con esta normativa también se considera en los esquemas, que el interruptor automático está abierto.

En la Fig. 4 mostramos según dos normativas la representación de los contactos incluyendo, así mismo los contactos dobles con un lado común y uno conmutador.

En los contactos, sobre todo en aquellos de los relés auxiliares, es importante definir como mínimo la capacidad de cierre en amperios, las intensidades de paso que soportan en régimen permanente y durante un minuto, así como la tensión máxima de corte en C.C y en C.A.

03-2 Requisitos de las protecciones

El campo de las protecciones tiene una antigüedad del orden de unos 70 años y a lo largo de este periodo ha habido grandes evoluciones con la utilización de distintas tecnologías. Los fenómenos de la red siguen siendo prácticamente los mismos y las faltas de las que proteger también, pero las posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías deben de hacernos replantear todos los fenómenos derivados de las perturbaciones en el sistema eléctrico, para hacer el mejor uso y aplicar nuevas técnicas en la selección y detección de las faltas.

A todo relé o sistema de protección, se le exigen **cuatro** requisitos fundamentales para que realice su función correctamente. Estos requisitos son:

- Sensibilidad
- Selectividad
- Rapidez
- Fiabilidad

03-2-1 Sensibilidad

El relé debe ser lo suficientemente sensible para operar en las condiciones de falta mínima que se puedan dar en la parte del sistema que tenga encomendada. En cualquier sistema eléctrico, en varias ocasiones en el día y durante las distintas estaciones del año, la carga puede variar entre límites muy amplios. Para cubrir estas exigencias cambiantes de la carga solicitada, es preciso poner diferentes combinaciones en la generación con el fin de atender la demanda de la forma más adecuada. La condición de mínima exigencia de generación es generalmente la que nos va a definir la sensibilidad del relé. En estas condiciones, circulará por la protección la mínima corriente de falta al producirse un cortocircuito y, el relé deberá ser lo suficientemente sensible para detectar esa falta.

03-2-2 *Selectividad*

La selectividad de un relé de protección es la facultad para reconocer inequívocamente una falta dentro de la zona que tiene encomendada y posteriormente, disparar el/los interruptores necesarios para despejar la falta. Los relés deben de seleccionar entre aquellas faltas para las que deben de operar por haberse producido en los propios equipos que protegen, de las faltas que se produzcan en otros equipos para las que no deben de operar.

Algunas protecciones son inherentemente selectivas y ello implica el que no se vean afectadas por las faltas que se produzcan fuera de los equipos o de las zonas que tienen bajo su responsabilidad. Un ejemplo de este tipo de esquemas inherentemente selectivo es, el de las protecciones diferenciales. Otro tipo de protecciones, con actuación diferida en faltas fuera de su zona encomendada, son consideradas *relativamente selectivas*. En estas protecciones generalmente, la selectividad se obtiene a través de diferentes ajustes de los niveles de respuesta y de los tiempos de operación, en coordinación con los que se pretende sean selectivos. En el caso de relés con diferentes características de operación, la selectividad debe de establecerse sobre el campo total comprendido entre los valores mínimo y máximo de la corriente de cortocircuito.

03-2-3 *Rapidez*

El relé debe de operar con la rapidez adecuada. Por supuesto que la rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar que se produzcan mayores desperfectos debidos a los efectos del cortocircuito y de esta manera, reducir los costes de reparación y el de su permanencia fuera de servicio. La rapidez de operación tiene además, repercusión directa en la estabilidad general del sistema eléctrico. Durante una falta por cortocircuito, el resto de la red transmite menos energía y algunos generadores tienden a perder el sincronismo, pudiendo producirse en ellos *la salida de paralelo*. Cuanto menor es el tiempo de mantenimiento de la falta, es menos probable que los generadores pierdan el sincronismo y en consecuencia, afectará menos a la estabilidad del sistema.

03-2-4 *Fiabilidad*

Además de los requisitos anteriores, para que un sistema de protecciones funcione satisfactoriamente, debe de ser fiable. La fiabilidad (*reliability*) es la medida del grado de confianza de que un sistema de protección va a actuar correctamente.

El término *fiabilidad* engloba dentro de sí dos conceptos. Por un lado, la **obediencia** (*dependability*), que es la cualidad de que una protección opere correctamente cuando es requerido para operar y por otro lado la **seguridad** (*security*), que es la cualidad de no operar ante unas causas extrañas, evitando actuaciones incorrectas. La fiabilidad de un sistema de protecciones depende, en primer lugar, de la fiabilidad de los propios relés y, en segundo lugar, de su aplicación, de su correcta instalación y de su mantenimiento preventivo.

03-3 Principios de aplicación

La filosofía general de aplicación de los relés y equipos de protección es dividir el SEP en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente por equipos apropiados. Las zonas deberán ser desconectadas de la red en un tiempo muy corto, causando la mínima anomalía en la parte del sistema que permanezca en servicio. Los equipos de protección que comprenden cada zona podemos dividirlos en dos tipos:

- *Protecciones primarias*
- *Protecciones de apoyo*

Hablando en términos estratégicos, las protecciones primarias las podríamos denominar como las de primera línea de defensa y están diseñadas para desconectar de la red, solamente el elemento en falta cuando esta ocurra. Si la falta no ha sido despejada por la protección primaria deberá actuar la protección de apoyo, pero en casi todos los casos, para aislar la falta, desconectará una mayor parte del sistema.

03-3-1 *Protecciones primarias*

En los grandes sistemas de generación y transporte de energía, donde la manipulación de ésta es masiva, las protecciones primarias se diseñan para que operen con gran rapidez en cualquier tipo de falta que se produzca. Se podrán utilizar protecciones primarias más lentas en sistemas de menor importancia, pero en general, en cualquier sistema, las protecciones primarias deberán ser aquellas que den la respuesta más rápida posible compatible con las características del sistema.

En la Fig. 5 hemos pretendido mostrar como se divide un SEP en zonas de protecciones primarias. Las líneas finas separan cada zona de protección enmarcando cada elemento del sistema, tales como generadores, transformadores, barras y líneas de transporte. La zona incluye el elemento del sistema y los interruptores que conectan dicho elemento al sistema. Si ocurre una falta en una zona de protección primaria, los relés de protección provocarán el disparo de todos los interruptores comprendidos dentro de la zona.

Como se muestra en la citada Fig. 5, las zonas de protección primaria están dispuestas de forma que haya un solape alrededor de los interruptores. Esto se hace con el propósito de eliminar la posibilidad de que haya espacios muertos o áreas no protegidas. Una falta dentro de un área solapada, provocará el disparo de todos los interruptores de dos zonas primarias. Este disparo extensivo a dos áreas es necesario porque una falta dentro de una zona solapada es, en efecto, una falta en el interruptor y no existe garantía de que el interruptor involucrado en la falta opere correctamente.

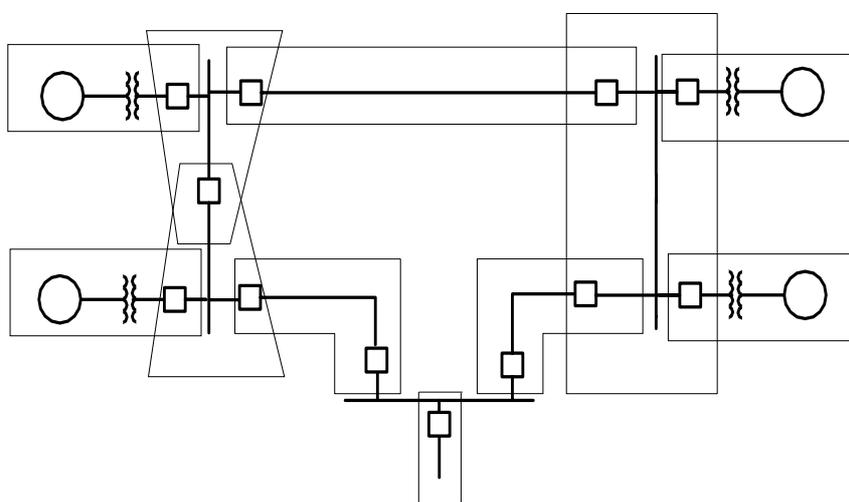


Fig. 5- Esquema unifilar de un sistema dividido en zonas de Protecciones Primarias

03-3-2 Protecciones de apoyo

Las protecciones de apoyo se instalan para cubrir los posibles fallos en los propios equipos de las protecciones primarias y también, de los posibles fallos en el interruptor. Las causas que pueden producir los fallos en los relés son:

- Fallo en los circuitos de alimentación de C.A. por defecto en los transformadores de medida o en sus cables de conexión.
- Fallo en la fuente de alimentación de C.C. de los circuitos de disparo y control.
- Fallo en los dispositivos auxiliares.
- Fallo en el propio relé.

Las causas que pueden contribuir al fallo de un interruptor son:

- Fallo en el circuito de disparo (alimentación C.C).
- Bobina de disparo en cortocircuito ó en circuito abierto.
- Fallo mecánico en el dispositivo de disparo.
- Fallo en los contactos principales del interruptor.

Todo esquema de protección de apoyo, debe de servir de apoyo tanto para el relé propiamente dicho, como para el interruptor ó interruptores que accionan.

La protección de apoyo ideal debe ser instalada de forma que cualquier elemento o dispositivo que produzca en un momento dado un fallo en la protección primaria, no sea motivo también de fallo en la protección de apoyo.

Es por lo que en casos muy concretos, se recomienda duplicar los circuitos de disparo y control e incluso en algunos casos, los transformadores de medida.

Una condición básica es que la protección de apoyo no opere hasta que la primaria haya tenido la oportunidad de hacerlo. Por ello, siempre existe una demora asociada a la operación de las protecciones de apoyo. Cuando se produce un cortocircuito arrancan ambas protecciones para operar, pero si la primaria despeja la falta, la de apoyo debe reponerse antes de completar su ciclo de disparo. Si la falta no es despejada por la primaria, al de un tiempo actuará la protección de apoyo, disparando los interruptores necesarios para despejar la falta y aislar el elemento del sistema.

En los SEP se utilizan dos tipos de protecciones de apoyo, las denominadas de Apoyo Remoto y de Apoyo Local.

03-3-3 Protecciones de apoyo remoto

En las protecciones de apoyo remoto, las faltas se despejan desde las subestaciones adyacentes a donde se ha producido la falta. Por ejemplo, consideremos el esquema simplificado de la Fig. 6. En un esquema de protección de apoyo remoto, los relés con demora en A hacen la protección de apoyo de la línea CD (por ej. segunda y tercera zona de los relés de distancia en A). Si se produce un fallo en el interruptor C para una falta en la línea CD, los relés en A dispararán los interruptores asociados aislando la falta. Es decir, los relés y el interruptor A darán la protección de apoyo a los relés y al interruptor C. De forma análoga, los relés y el interruptor D darán apoyo a los relés e interruptor B y, por lo tanto, los relés e interruptores en A y D servirán de apoyo a la subestación S. Si en las protecciones de las líneas que se muestran en la figura anterior se utilizan relés de distancia, el tiempo en despejar la falta por la protección de apoyo para una falta próxima al interruptor C, estará comprendido entre 0,25 y 0,5 s. (segunda zona de los relés en A), mientras que para faltas próximas al interruptor D, podría ser hasta de 3 segundos (tercera zona de los relés en A). Estos tiempos serán aún superiores si la protección de apoyo fuese a base de relés de sobreintensidad de tiempo diferido.

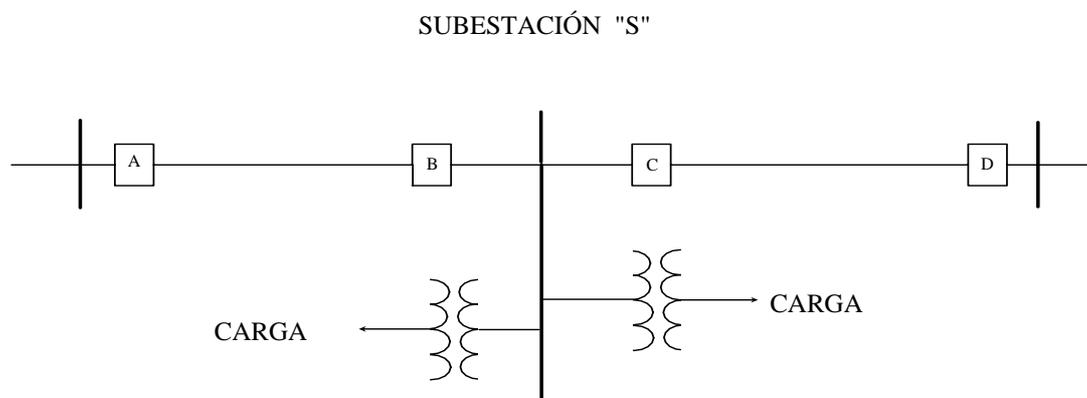


Fig. 6 - Esquema unifilar de una Protección de Apoyo Remoto

En los sistemas actuales, las protecciones de apoyo remoto se utilizan en áreas de no excesiva responsabilidad. Es cierto que por una pequeña cantidad de dinero se pueden añadir a las protecciones primarias las funciones de apoyo remoto y utilizar de esta manera, las protecciones primarias de la línea A-B también como protecciones de apoyo de la línea C-D. Sin embargo, este tipo de protecciones de apoyo remoto tiene dentro de los sistemas actuales muchas limitaciones.

Las protecciones de apoyo remoto son de por sí lentas y además, cuando operan siempre provocan el disparo de más interruptores que los estrictamente necesarios para despejar la falta, dejando una gran parte de la red sin suministro de energía en detrimento de la calidad del servicio y, con el consiguiente perjuicio económico.

Los SEP actuales van incrementando en complejidad debido al gran número de generadores conectados a la red, a la multiplicidad de interconexiones que aportan corrientes a las faltas y también, a que cada vez deben de atender mayores cargas. Como resultado de esta expansión, se hace hoy en día difícil instalar protecciones de apoyo en subestaciones adyacentes.

03-3-4 Protecciones de apoyo local

Cuando por las limitaciones antes señaladas, las protecciones de apoyo remoto no son aconsejables, se instalan las denominadas de apoyo local. En las protecciones de apoyo local las faltas se despejan a través de los relés ubicados en la misma instalación. Este tipo de protección hace de apoyo del fallo en los relés y también, del fallo en el propio interruptor, tal y como lo podemos apreciar en el esquema unifilar de la Fig. 7. El esquema que se muestra es para una línea conectada a barras y con la utilización de protecciones redundantes en cada terminal de línea.

La protección primaria que figura en el esquema puede ser, por ejemplo, del tipo de distancia con sus extremos comunicados por onda portadora (Carrier), por hilo piloto ó por microondas, configurados en un esquema de comparación de fase, comparación direccional, ó bien, de sobreintensidad. La protección de apoyo puede ser idéntica a la protección primaria, usualmente de distinta tecnología ó, integrada por equipos con otras funciones. En cualquiera de los casos, lo ideal sería que estuvieran alimentados ambos conjuntos por transformadores de medida distintos. De esta forma, al producirse una falta en el conjunto de los relés que conforman una de las protecciones, la ausencia de corrientes y tensiones en su alimentación, no sería motivo de una eliminación total de las protecciones de esa posición.

Si consideramos que se produce una falta en la línea protegida ambas protecciones operarán y darán orden de disparo al interruptor de línea. La protección de apoyo será de la misma rapidez que la primaria. Al actuar cualquiera de los dos conjuntos de protección dando orden de inicio al ciclo de apertura del interruptor, mandarían al mismo tiempo arrancar el temporizador de la función de apoyo de fallo de interruptor. Si éste, a pesar de recibir la orden no dispara, el relé de línea permanecerá en su posición de operado, permitiendo al temporizador que alcance el final del tiempo, dando este temporizador orden de disparo a los otros interruptores asociados a la barra correspondiente, los necesarios para aislar la falta.

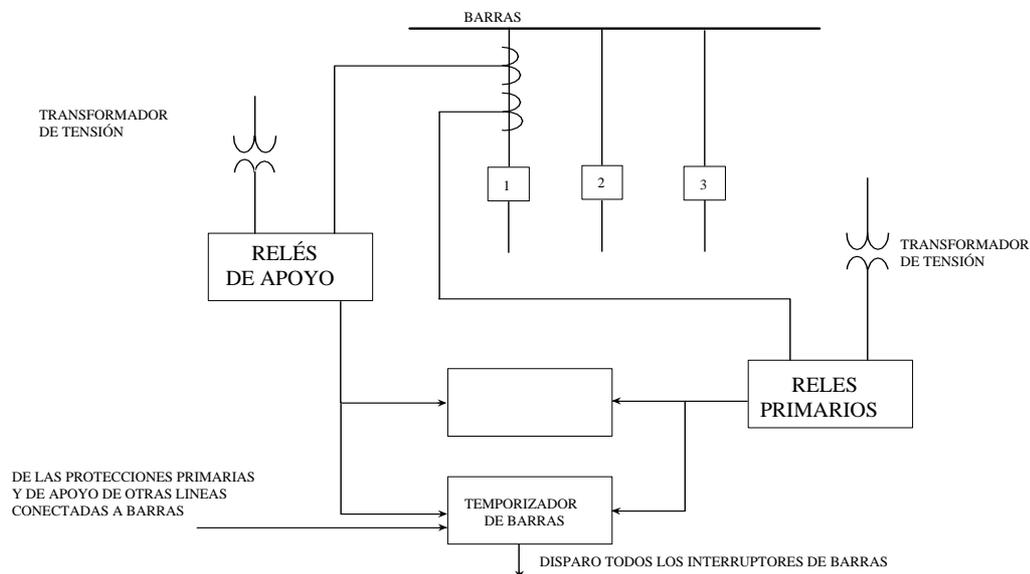


Fig. 7 - Esquema básico de protección de apoyo local

Para evitar que un fallo en la alimentación de C.C. anule las protecciones, es práctica usual duplicar las líneas de alimentación de los circuitos de disparo y control, e incluso, en casos de sistemas de gran responsabilidad, generalmente en sistemas de Muy Alta Tensión, disponer en una misma subestación dos grupos distintos de

baterías diseñando la circuitería de disparo y control, de manera que las correspondientes a las protecciones primarias estén aisladas eléctricamente de aquellas de apoyo.

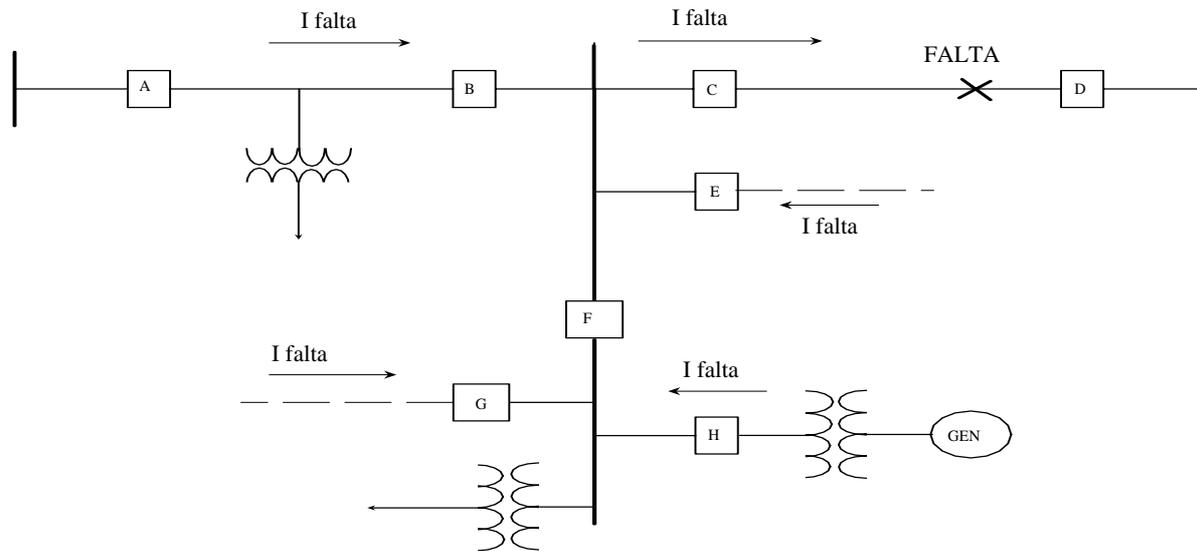


Fig. 8 - Esquema de Protección de Apoyo Local con alimentación intermedia

Para ilustrar la aplicación de una protección de apoyo local nos vamos a referir a la Fig. 8 donde suponemos que en el interruptor C se halla instalada una protección de apoyo local. Si ocurre una falta en la línea C-D próximo al interruptor C, para despejar esta falta la protección funcionará de forma que si las protecciones primarias y de apoyo en C son de distancia, operarán con gran rapidez para despejar la falta. Ahora bien, en el caso de que fallara el interruptor C y no disparara, el temporizador de barras iniciaría su ciclo que al cabo de su tiempo de ajuste (entre 0,1 - 0,2 seg.) provocaría el disparo de los interruptores B, E y F.

Con la protección de apoyo local, la falta será despejada en un tiempo mucho menor que con el de apoyo remoto y además, no se desconectarán innecesariamente generadores y cargas del sistema.

Actualmente, en instalaciones de gran responsabilidad, la protección de apoyo consiste en duplicar las protecciones primarias, es decir, instalar dos sistemas de protecciones redundantes.

04 ELEMENTOS ASOCIADOS A LAS PROTECCIONES

Hemos estimado interesante hacer algunas puntualizaciones sobre los **interruptores automáticos** y sobre los **transformadores de medida** (de intensidad y de tensión) que constituyen la aparamenta asociada a las protecciones eléctricas.

04-1 Interruptores automáticos

Para un mejor conocimiento de las protecciones eléctricas, consideramos esencial exponer algunas ideas sobre los interruptores automáticos y el papel que juegan los mismos en los sistemas eléctricos. Sería muy largo describir aquí con minuciosidad los diferentes tipos de diseño y principios de operación de los interruptores automáticos y, además, existen excelentes y amplias publicaciones que recogen con gran detalle todo lo relacionado con ellos, haciendo innecesaria una amplia contribución nuestra en un campo tan especializado. Sin embargo, apuntaremos algunos de sus aspectos más sobresalientes y que pueden tener especial interés desde el punto de vista de las protecciones eléctricas.

La función principal del interruptor automático es aislar la falta, cortando la corriente en el punto de su paso por cero o muy próximo a él. Hoy en día, un interruptor automático de Muy Alta Tensión (MAT) puede cortar intensidades hasta de 75/100 mil Amperios en tensiones incluso superiores a 750 kV. Puede hacerlo en su primer paso por cero después de iniciada la falta, aunque lo normal es que lo haga en el segundo o tercer paso por cero. Existe un movimiento de separación de los contactos principales para cortar la corriente de falta y se establece una especie de “carrera” entre el restablecimiento de la capacidad dieléctrica del medio extintor del arco y el nivel de la tensión de recebedo, que es el que mantiene el arco entre los contactos del interruptor. Si en esta carrera resulta vencedora la tensión de recebedo, el arco se vuelve a establecer y el interruptor deberá esperar al siguiente pase por cero en cuyo instante, la separación entre los contactos (fijo y móvil) será mayor.

En un sistema eléctrico podemos encontrar interruptores automáticos de distintos tipos: *interruptores de pequeño y gran volumen de aceite, de hexafluoruro de azufre, de aire comprimido, de soplado magnético, etc.* Los más usuales en la actualidad, sobre todo en las altas y muy altas tensiones, son los interruptores de pequeño volumen de aceite de polos separados y de cámaras múltiples de ruptura. Éstos disponen de bobinas de disparo y de conexión independientes por cada polo, permitiendo el disparo y reenganche monofásicos.

El medio de extinción del arco, por ejemplo el aceite, donde van inmersos los contacto principales de apertura-cierre, sirve como aislante entre el cubículo de alojamiento de los distintos órganos del interruptor que está puesto a tierra y los contactos que se hallan a la tensión de línea. El aceite sirve también como refrigerante en la extinción del arco formado en las aperturas del interruptor.

Un cambio importante y con notable impacto en los sistemas de protecciones ha sido la introducción del diseño denominado por los anglosajones como *live-tank* (cubículo vivo), donde se coloca el cajón de alojamiento de los contactos al mismo potencial que estos, eliminando la necesidad de aislamiento entre ellos. Sin embargo, el diseño anterior denominado *dead-tank* (cubículo muerto), incorporaba transformadores de intensidad dentro de las bornas de entrada y salida de una misma fase del tipo *bushing*, ofreciendo una buena solución para el solape de zonas de protección a ambos lados del interruptor como expondremos más adelante.

Los mecanismos de apertura utilizan generalmente una bobina por impulso de corriente que hace actuar los resortes u otros dispositivos de apertura. En los interruptores modernos la apertura se hace a través de la energía almacenada en un resorte que se carga al efectuar el ciclo de cierre del interruptor. Cuando la bobina de disparo recibe un impulso de corriente (corriente auxiliar de la batería), libera el gatillo de enclavamiento del resorte, provocando la acción del mismo la apertura de los contactos principales del interruptor. Este dispositivo de resorte hace que la apertura sea muy rápida, siendo esta una cualidad muy importante de los interruptores modernos. Además, el tiempo entre que recibe el impulso de corriente la bobina de disparo y la apertura (tiempo muerto) es muy pequeño, característica igualmente importante.

Cada uno de los diferentes diseños tiene sus ventajas e inconvenientes, pero los de aceite tienen la gran ventaja de que no necesitan ninguna energía adicional para la extinción del arco.

En la elección de un interruptor automático es ineludible definir su capacidad de ruptura, que deberá estar de acuerdo con las corrientes máximas de cortocircuito que puedan existir en el punto de la instalación. Esta capacidad de ruptura estará en concordancia con la intensidad máxima de cortocircuito simétrico en régimen permanente en el nivel de tensión donde irá instalado.

Los productos diseñados con las tecnologías actuales permiten incorporar dentro de las funciones de protección y sin gran coste adicional, una función muy importante denominada *de fallo de interruptor*, que se puede considerar como una protección de apoyo local y que actuará cuando el interruptor automático al recibir la orden de apertura procedente de una protección, por cualquier razón, no haya abierto el circuito de potencia. También es de interés incorporar dentro del conjunto de las protecciones de fallo de interruptor la *vigilancia de la continuidad del circuito de disparo* y la *discordancia de los polos*. Estos temas los mencionaremos en un apartado del capítulo de Prácticas de Aplicación.

Queremos señalar que sobre los ejes de accionamiento de los interruptores van dispuestos varios contactos eléctricos auxiliares, libres de potencial y que según su estado de abiertos o cerrados, reflejarán el estado de los contactos principales del interruptor. Estos contactos son robustos, del tipo **a** (normalmente abierto) y del **b** (normalmente cerrado) cuyo significado hemos detallado anteriormente. Si se cierra el interruptor, los contactos del tipo **a** se cerrarán, abriéndose los del tipo **b** y viceversa. Estas aperturas y cierres de contactos se producen por el movimiento de giro del eje del interruptor, por ser solidarios al mismo.

Tener un buen conocimiento del funcionamiento del interruptor y sus contactos auxiliares es de gran importancia para el diseño de los esquemas de las funciones de reenganche.

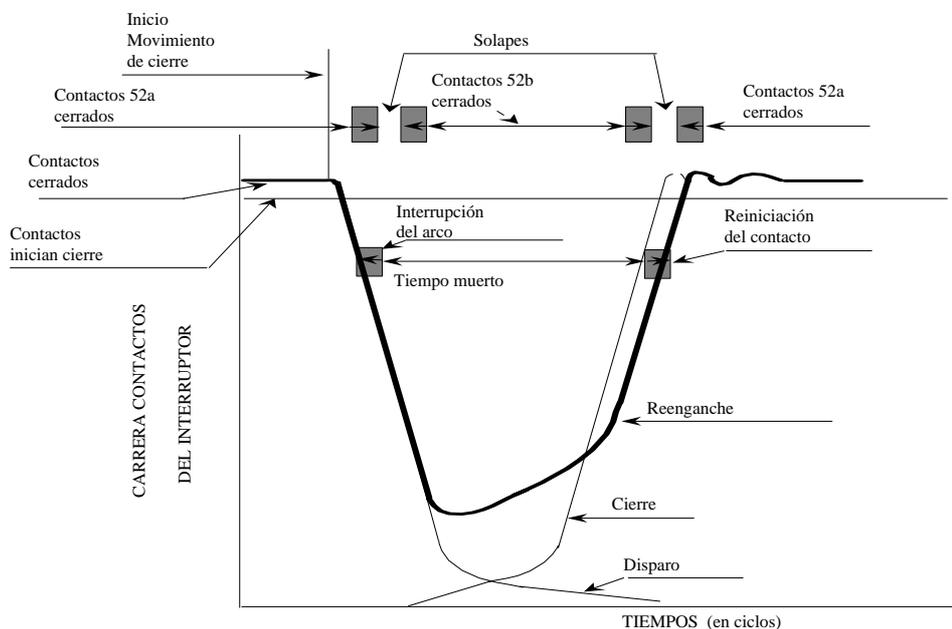


Fig. 9 - Ciclo de reenganche rápido de un interruptor

Los tiempos de las diferentes secuencias que concurren entre el interruptor y sus contactos auxiliares durante un ciclo de reenganche rápido se muestran en la Fig. 9. La actuación de los contactos auxiliares **a** y **b** están rígidamente ligados al desplazamiento de los contactos principales. La operación de apertura y cierre de los contactos auxiliares se realiza dentro de una banda de tiempo limitada durante el ciclo de reenganche. En los esquemas de control y reenganche, los tiempos relativos entre las actuaciones de los contactos **a** y **b** es más importante que sus tiempos absolutos durante el ciclo.

El solape entre los contactos del tipo **a** y **b** se pueden regular a voluntad, para adecuar a los requisitos de los esquemas de reenganche. Las áreas sombreadas significan que son ajustables dentro de esos rangos.

El tiempo desde que se inicia el movimiento de apertura hasta que se produce el reenganche cerrando completamente los contactos principales del interruptor depende del tipo y de la tensión de corte del interruptor. En los interruptores en baño de aceite, que son la mayoría, antes de proceder a un reenganche rápido hay que tener en cuenta el tiempo de desionización de los gases que se forman en el interior de las cámaras. El tiempo

entre el que se ha interrumpido el arco y en el que reinician a hacer contacto los contactos principales del interruptor es lo que se denomina *tiempo muerto* y debe de permitir que se desionice el arco producido en el disparo.

04-2 Transformadores de medida

Nos referimos a convertidores de medida, más conocidos en nuestro ámbito como *transformadores de medida* y, en algún país, conocidos también como *reductores de magnitudes eléctricas*.

La función de los transformadores de medida, integrados por transformadores de **intensidad (Ti)** y de **tensión (Tt)**, es convertir las intensidades y tensiones del sistema eléctrico a valores más reducidos a la vez que establecen un aislamiento galvánico entre la red eléctrica primaria y los relés de protección y otros instrumentos de medida conectados a los secundarios de estos convertidores de medida.

Los valores nominales de los transformadores de medida se hallan normalizados, existiendo un perfecto intercambio con los diferentes fabricantes de relés de protección y aparatos de medida. Dentro del ámbito europeo, el valor nominal del secundario de los transformadores de intensidad es de **5A** excepto en el dominio de Inglaterra, que además tienen **1A** como valor normalizado. La tensión normalizada secundaria de los transformadores de tensión es de **120 V** entre fases ó su equivalente de **69,3 V** entre fase y neutro. Los valores mencionados son los nominales, pero los transformadores de medida se deben de diseñar para soportar valores más elevados, que se producen en condiciones anormales en la red. Así, por ejemplo, los Ti's se diseñan para soportar durante unos pocos segundos las corrientes de falta, que pueden alcanzar hasta 50 veces la intensidad nominal de carga, mientras que los Tt's deberán de soportar sobretensiones permanentes del 20% sobre la nominal, ya que este tipo de sobretensiones pueden permanecer durante tiempos largos.

En los transformadores de intensidad, los primarios y secundarios están acopladas magnéticamente, mientras que en los transformadores de tensión, además de los acoplados magnéticamente de forma directa a la tensión de la red, existen los denominados *Divisores Capacitivos de Tensión (DCT)*, utilizados en sistemas de muy alta tensión, conectados en bornas de uno de los condensadores de una cadena de condensadores instalados entre fase y tierra y, por lo tanto, alimentados a una tensión muy inferior a la plena del sistema. Ver Fig. 18.

En lo expuesto, se parte del supuesto de que las magnitudes primarias son convertidas linealmente en secundario, es decir, que las magnitudes que alimentan a los relés a través de los secundarios de estos transformadores de medida son linealmente proporcionales a las magnitudes primarias en todo su campo de variación. Si esto fuera así, no existirían problemas en la alimentación de los equipos de protección, pero desgraciadamente estas conversiones no se realizan sin error y, por lo tanto, conviene definir los márgenes de error que sean aceptables para obtener unas actuaciones correctas de las protecciones. Las causas de error no son las mismas para los transformadores de intensidad que para los de tensión, por lo que haremos algunas consideraciones separadamente.

04-2-1 Transformadores de intensidad

Los transformadores de intensidad tienen exigencias diferentes para aquellos que alimentan aparatos de medida de aquellos que alimentan funciones ó relés de protección. Es por lo que en la mayoría de los casos los transformadores de intensidad disponen de más de un secundario con distintos valores de saturación. Uno de los secundarios se utiliza para los aparatos de medida (amperímetros, contadores, etc...) y el otro/otros para los equipos de protección.

04-2-1-1 Clasificación ANSI

Vamos a hacer una breve reseña sobre la clasificación y precisión de los transformadores de intensidad utilizados en los relés según las normas ANSI americanas. Este sistema de clasificación presupone que el Ti suministrando 20 veces su intensidad nominal secundaria, pueda mantener en sus terminales una determinada tensión, sin que su error de relación exceda el 10 %.

Las clasificaciones ANSI se expresan como sigue:

10T10	10C10
10T20	10C20
10T50	10C50

10T100
10T200
10T400
10T800

10C100
10C200
10C400
10C800

La cifra **10** que figura en el primer término de ambas columnas, indica el porcentaje máximo del error especificado para la relación de transformación. La letra **T** (de test) significa que la precisión solamente se puede determinar por ensayos y mediciones, incluyendo dentro de esta categoría los T_i 's con los devanados secundarios no distribuidos. La letra **C** hace referencia a cálculo y significa que la precisión puede ser calculada y dentro de este grupo se hallan los transformadores de intensidad con los devanados secundarios distribuidos, figurando también dentro de este grupo, los denominados del tipo *bushing*.

Las cifras que figuran al final se refieren a la tensión que pueden mantener en bornas del secundario, sin que el error sobrepase el 10 % especificado, circulando por el secundario 20 veces su intensidad nominal. Como únicamente se permite el 10 % de error, generalmente se omite esta primera cifra de la clasificación por considerar que se sobreentiende. Así aparecen por ej., T100 ó C200 de forma abreviada.

La clasificación de un T_i del grupo C podemos determinar a partir de su circuito equivalente y su característica de excitación, como vamos a mostrar a continuación a través de la Fig. 10.

El error de relación en porcentaje viene dado por $100 \frac{I_e}{I_s}$

Si la intensidad nominal secundaria es 5A, para 20 veces esta intensidad, es decir, 100 A, I_e será 10 A. y mediante la curva de excitación determinaremos E_s para $I_e = 10$

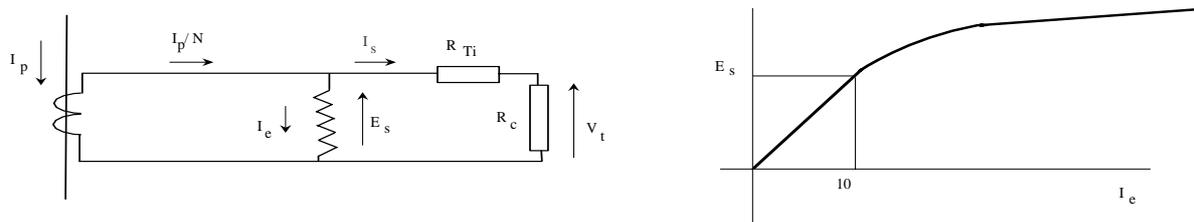


Fig. 10 - Circuito equivalente y curva de excitación de un T_i

Posteriormente calcularemos $V_t = E_s - 100R_{T_i}$ y el T_i lo clasificaremos por la tensión standard inmediatamente inferior a la V_t calculada. Supongamos que para $I_e = 10$ A $E_s = 575$ Volts. y que R_{T_i} sea igual a 1,1 Ohmios, $V_t = 575 - 100 \times 1,1 = 465$ Volts.

El transformador de intensidad se clasificará como un C400.

04-2-1-2 Polaridades y conexiones

En la mayoría de los esquemas de protecciones, tienen una gran importancia las polaridades de los transformadores de intensidad en el momento de hacer las conexiones de sus secundarios. Por ello, los extremos de los devanados primario y secundario de la misma polaridad vienen marcados de una forma muy visible.

Las polaridades significan las direcciones relativas en las que están arrollados los dos devanados sobre el núcleo del transformador y se identifican claramente los principios de los bobinados que se han devanado en el mismo sentido, bien sea en el sentido de las agujas de un reloj ó bien, en sentido contrario. Generalmente se marcan con una H_1 (primario) y X_1 (secundario) las bornas de la misma polaridad de los principios de los devanados e, igualmente, con H_2 y X_2 las de los fines.

Vamos a mostrar a continuación las conexiones que se realizan en los transformadores de intensidad para alimentar los relés de intensidad de fase y neutro y las unidades de distancia.

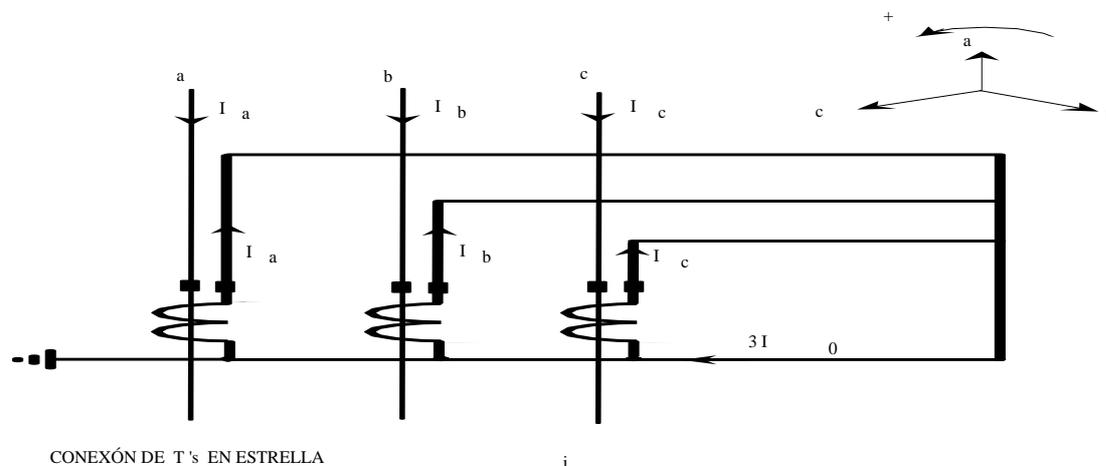


Fig. 11 - Intensidades de línea y homopolar con T_i's en estrella

En la Fig. 11 se representan tres T_i's en estrella por cuyos secundarios circulan, supuesta la relación 1/1, las tres intensidades de línea en fase con las intensidades primarias, salvo el pequeño error de ángulo y por la estrella de estos, normalmente unida a tierra, la intensidad homopolar del sistema de intensidades de línea.

Si utilizamos las componentes simétricas del sistema de intensidades podemos poner las expresiones:

$$I_a = I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0} \quad I_b = a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} + I_{a_0} \quad I_c = a I_{a_1} + a^2 I_{a_2} + I_{a_0} \quad \text{y por lo tanto,}$$

$$I_a + I_b + I_c = (1 + a + a^2) I_{a_1} + (1 + a + a^2) I_{a_2} + 3 I_{a_0} = 3 I_{a_0} \quad \text{ya que } (1 + a + a^2) = 0$$

De ahí que, por la estrella de 3 T_i's circule 3 veces la componente homopolar del sistema de intensidades.

En la Fig. 12 mostramos las dos posibles conexiones en triángulo de los tres T_i's que se utilizan para alimentar las unidades de distancia en conjuntos trifásicos.

Vamos a expresar a continuación por sus componentes simétricas, las intensidades *triángulo* de salida de estas dos conexiones teniendo presente que en ninguna de ellas tendremos componente homopolar. Además debemos de hacer notar que las corrientes de la conexión **I** son opuestas a las de la conexión **II**.

Conexión I

$$I_a - I_b = (1 - a^2) I_{a_1} + (1 - a) I_{a_2} = \left(\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right) I_{a_1} + \left(\frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right) I_{a_2} \quad \text{siendo } a \text{ el vector de } 120^\circ \text{ de giro.}$$

$$I_b - I_c = (a^2 - a) I_{a_1} + (a - a^2) I_{a_2} = -j\sqrt{3} I_{a_1} + j\sqrt{3} I_{a_2}$$

$$I_c - I_a = (a - 1) I_{a_1} + (a^2 - 1) I_{a_2} = \left(-\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right) I_{a_1} + \left(-\frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right) I_{a_2}$$

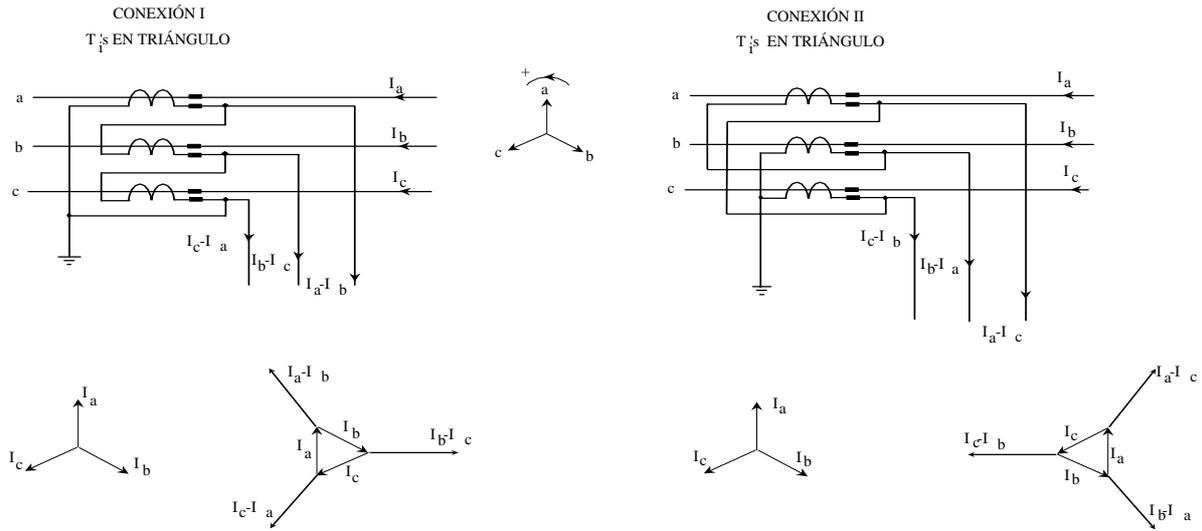


Fig. 12 - Intensidades en las conexiones de tres T_i 's en triángulo

Conexión II

$$I_a - I_c = -(I_c - I_a) = \left(\frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)I_{a_1} + \left(\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)I_{a_2}$$

$$I_b - I_a = -(I_a - I_b) = \left(-\frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)I_{a_1} + \left(-\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)I_{a_2}$$

$$I_c - I_b = -(I_b - I_c) = j\sqrt{3}I_{a_1} - j\sqrt{3}I_{a_2}$$

Estas expresiones nos van a servir para determinar las corrientes de alimentación a las unidades de distancia para las distintas tipos de faltas.

Así en faltas trifásicas la única componente que estará presente será la componente directa y las intensidades para la CONEXIÓN I serán las siguientes:

$$I_a - I_b = \left(\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)I_{a_1} \quad I_b - I_c = -j\sqrt{3}I_{a_1} \quad I_c - I_a = \left(-\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)I_{a_1}$$

Para faltas entre dos fases, por ejemplo entre b y c , asumiendo la misma distribución de las corrientes directa e inversa, por suponer iguales las impedancias de componente directa e inversa, tendremos que $I_{a_2} = -I_{a_1}$ y las intensidades serán las siguientes:

$$I_a - I_b = j\sqrt{3}I_{a_1} \quad I_b - I_c = -j2\sqrt{3}I_{a_1} \quad I_c - I_a = j\sqrt{3}I_{a_1}$$

De la misma forma y con los supuestos anteriores, para una falta de la fase a a tierra $I_{a_2} = I_{a_1}$ y por consiguiente, las intensidades de salida de la CONEXIÓN II serán:

$$I_a - I_b = 3I_{a_1} \quad I_b - I_c = 0 \quad I_c - I_a = -3I_{a_1}$$

De la misma manera podríamos determinar las intensidades para una falta simultánea entre dos fases y tierra, por ejemplo entre b y c y tierra, solamente conociendo la relación entre las componente inversa y homopolar en estas redes de componentes simétricas, pero estimamos que, con lo expuesto, ya se muestra suficientemente la técnica utilizada para hallar estas corrientes de alimentación adecuadas a las unidades de distancia.

04-2-1-3 Ubicación de los T_i's

Dentro de la filosofía de solapes de zonas, tiene una gran importancia el solape que se debe de hacer en los entornos de los interruptores automáticos.

La Fig. 13 nos muestra el caso a) cuando se disponen transformadores de intensidad a cada lado del interruptor, que es normalmente el caso de los interruptores que incorporan dentro de las bornas de entrada y salida los T_i's (tipo bushing) y b) cuando existen transformadores de intensidad separados y a un mismo lado del interruptor, generalmente constituidos por un solo primario y dos o más secundarios.

Si consideramos en la Fig. 13 el esquema a) para T_i's de tipo bushing, para la falta F₁ operarán ambas protecciones y el diferencial de barras disparará todos los interruptores de conexión a barras siendo quienes despejen la falta. También operarán los relés de línea correspondientes de la subestación remota, disparando los interruptores asociados a las mismas, aún no siendo necesario pero en este caso inevitable. Para una falta en F₂ también actuarán ambas protecciones pero ya no será necesario que disparen los interruptores de barras para despejar la falta, en cambio, será preciso que dispare el interruptor I y el II del otro extremo de línea.

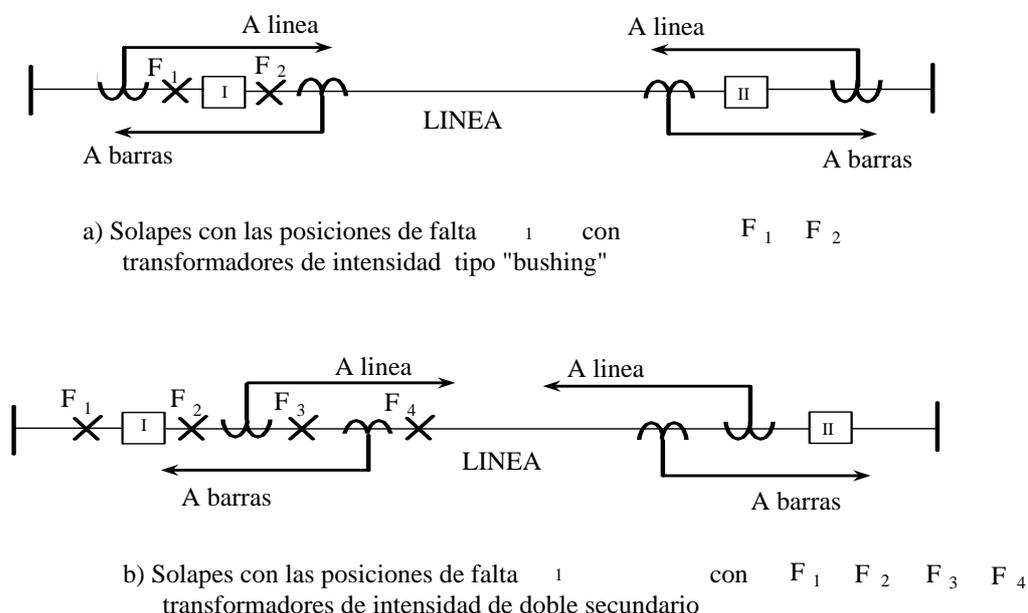


Fig. 13 - Solapes en el entorno del interruptor automático

Consideremos ahora el esquema b) de la misma Fig. 13 que corresponde a transformadores de intensidad situados en un mismo lado del interruptor. Una falta en F₁ solamente la verá la protección diferencial de barras y disparará el interruptor I junto con los demás interruptores de barras para despejar la falta. Sin embargo, para despejar la falta en F₂ el disparo de los interruptores de barras no despejará la falta, por permanecer ésta alimentada por el otro extremo sin que los relés de línea operen. Este es el caso de una zona *ciega*, propia de esta configuración, aunque hablando con precisión, no es por que los relés no vean la falta. Para las faltas en F₃ y F₄ operarán las protecciones de los dos extremos, despejando las faltas los interruptores de ambos extremos de línea. En el caso de la falta en F₃ no es necesario que disparen los interruptores de barras.

04-2-1-4 Régimen transitorio.

A continuación vamos a hacer algunas observaciones relativas al comportamiento de los T_i's en el régimen transitorio de un cortocircuito.

El comportamiento de los T_i 's es normal cuando sus primarios son recorridos por las corrientes de carga de la red, pero cuando estas corrientes son grandes intensidades debidas a las faltas o cortocircuitos, conteniendo magnitudes elevadas de componente de C.C. junto con la existencia de magnetismo remanente en sus núcleos, los problemas que se presentan de saturaciones rápidas en los T_i 's ocasionan fuertes deformaciones en las formas de onda de sus corrientes secundarias, pudiendo afectar de forma muy sensible a la actuación de los relés de protección. A continuación se expone de forma resumida, el comportamiento de los T_i 's en los periodos transitorios de las intensidades de cortocircuito, partiendo del circuito equivalente que mostramos en la Fig. 14.

Consideremos Z_c como la impedancia total referida a secundario que incluye la suma de la impedancia de acoplamiento magnético, la impedancia de los cables de conexión y la impedancia de todas las cargas que cuelgan sobre el transformador de intensidad. Esta impedancia la representamos por $Z_c = R_c + j\omega L_c$ siendo su transformada de Laplace $Z_c = R_c + sL_c$. Vamos a asumir que la impedancia de magnetización Z_m es la del circuito paralelo formado por la resistencia de las pérdidas en el núcleo R_p y la inductancia magnética L_m .

La intensidad primaria i_1 reflejada en secundario viene dada por:

$$i_1(t) = I_{\max} \left[\cos(\omega t - \theta) - e^{-\frac{t}{T}} \cos \theta \right] \quad \text{para } t \geq 0 \text{ por suponer que para } t = 0 \quad i_1(t) = 0 \text{ y que no}$$

existe componente continua para $t < 0$. I_{\max} es el valor máximo de la intensidad de falta en régimen permanente, θ el ángulo de fase de la tensión en el instante de producirse la falta y T la constante de tiempo del circuito primario en falta.

En el dominio de Laplace la corriente primaria i_1 y la tensión v_2 vienen expresadas por:

$$i_1(s) = I_{\max} \cos \theta \left(\frac{s}{s^2 + \omega^2} - \frac{T}{1 + sT} \right) + I_{\max} \sin \theta \left(\frac{\omega}{s^2 + \omega^2} \right), \quad v_2(t) = R_p i_p = i_m L_m = i_2 (R_c + sL_c) \text{ y además}$$

$i_2 = i_1 - i_m - i_p$. El flujo de acoplamiento magnético Φ_m del núcleo en cada instante, vendrá dado por $L_m i_m$.

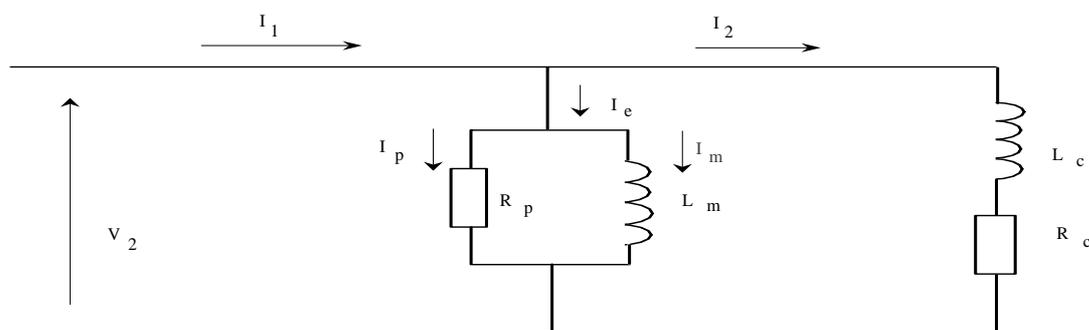


Fig. 14 - Circuito equivalente de un T_i para el análisis transitorio

Resolviendo las dos ecuaciones precedentes en función de i_1 , tendremos las expresiones siguientes:

$$\Phi_m = \frac{R_p R_c}{R_p + R_c} \frac{1}{s + \frac{1}{\tau}} i_1 \quad v_2 = \frac{R_p R_c}{R_p + R_c} \frac{s}{s + \frac{1}{\tau}} i_1 \quad \text{siendo la constante de tiempo } \tau = \frac{R_p L_m + R_c L_m}{R_p + R_c}$$

Suponiendo que la carga es puramente resistiva, es decir, que existe solamente R_c podemos obtener un resultado bastante simple y que es el que exponemos seguidamente.

Después de resolver las ecuaciones de Φ_m e i_2 en el dominio de Laplace y volviendo a las formas inversas, sus expresiones finales en el dominio del tiempo serán las siguientes:

$$\Phi_m = I_{l_0} \cos\theta \frac{R_p R_c}{R_p + R_c} \left\{ e^{-\frac{t}{\tau}} \left[-\frac{\tau T}{\tau - T} + \tau (\sin\varphi \cos\varphi \operatorname{tg}\theta - \cos^2\varphi) \right] + e^{-\frac{t}{T}} \left(\frac{\tau T}{\tau - T} \right) + \tau \frac{\cos\varphi}{\cos\theta} \cos(\omega t - \theta - \varphi) \right\}$$

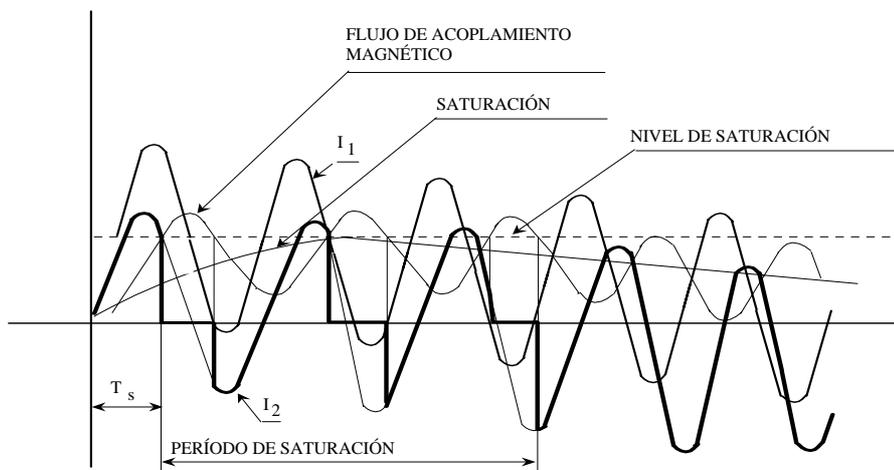
como $i_2 = \frac{1}{R_c} \frac{d\Phi_m}{dt}$ tendremos que,

$$i_2 = I_{l_0} \cos\theta \frac{R_p}{R_p + R_c} \left\{ e^{-\frac{t}{\tau}} \left[\frac{T}{\tau - T} - (\sin\varphi \cos\varphi \operatorname{tg}\theta - \cos^2\varphi) \right] + -e^{-\frac{t}{T}} \left(\frac{\tau}{\tau - T} \right) - \omega\tau \frac{\cos\varphi}{\cos\theta} \sin(\omega t - \theta - \varphi) \right\}$$

siendo $\varphi = \omega\tau$

En el caso de que L_c no sea despreciable, las expresiones de i_2 y Φ_m serían mucho más complicadas y habría que resolverlas por simulación en el dominio del tiempo, mediante algún programa adecuado.

En la Fig. 15 se muestran las corrientes primaria y secundaria de un T_i y el flujo de su circuito magnético. En línea de puntos figura el nivel de saturación magnética y también, el flujo adicional debido a la componente continua de la intensidad de falta.



Intensidades primarias y secundarias y flujo de acoplamiento magnético de un transformador de intensidad en régimen transitorio

Fig. 15 - Intensidades I_1 e I_2 y flujo magnético en régimen transitorio

Si observamos en la Fig. 15 el comportamiento en el tiempo del flujo del núcleo magnético, vemos que al sumarse al flujo del régimen permanente el de la componente continua, los picos del flujo toman unos valores muy por encima del valor del flujo en régimen permanente. Ésto hace que el flujo total rebase el nivel de saturación establecido para el núcleo magnético, que hemos dibujado mediante una línea horizontal de puntos y de valor constante durante el periodo de saturación. Cuando se sobrepasa este valor de saturación, no existe ningún incremento en la inductancia del núcleo y, por lo tanto, mientras el flujo total se mantenga por encima de

esta línea de saturación, la inductancia de magnetización L_m , será cero. Esto hace un efecto como si la impedancia de carga Z_c quedara cortocircuitada y la corriente secundaria I_2 del T_i fuera nula.

Queremos resaltar este efecto de cortocircuitar la impedancia de carga del T_i durante el tiempo en el que el flujo rebasa el nivel de saturación del núcleo, por ser ésta una peculiaridad que utilizan las protecciones diferenciales de barras de alta impedancia diseñadas en electrónica convencional, para discriminar durante la saturación de los T_i 's las faltas producidas fuera de las zonas de protección encomendadas.

Al desaparecer la componente continua de la falta el T_i deja de estar saturado, restableciéndose las corrientes secundarias a sus valores proporcionales. El tiempo del período de saturación depende de los parámetros del circuito en falta y, también, del magnetismo remanente existente en el núcleo del T_i en el momento de producirse el cortocircuito. Este magnetismo remanente hace aumentar el tiempo del periodo de saturación del T_i y este será otro extremo a tener en cuenta especialmente en los equipos de protecciones asociados a esquemas con reenganches muy rápidos.

Finalmente, resaltaremos dos factores en la saturación de los T_i 's que pueden afectar al correcto funcionamiento de las protecciones, sobre todo en los de actuación muy rápida 1) *el tiempo que tarda en saturarse un T_i desde el momento en que se produce la falta* (inferior a 5 ms. y en casos extremos a 3 ms.) y 2) *el tiempo que dura el periodo de saturación*, factores que en la aplicación de las protecciones habrá que tenerlos muy en cuenta.

04-2-1-5 Transformadores lineales

El tema del comportamiento de los transformadores de intensidad durante el régimen transitorio, ha conducido a investigar sobre la posibilidad de fabricar convertidores de medida de intensidad sin núcleo magnético, caso de los transformadores de intensidad *electrónicos* y también los denominados *lineales*. Existe un proyecto complemento a la recomendación CEI 185 editado en Enero de 1976 de *Transformadores de Intensidad* que abarca los de núcleo lineal y también los de entrehierro. Dentro de los diferentes aspectos que trata este documento, vamos a puntualizar algunos sobre la denominación dada a los diferentes tipos de transformadores de intensidad. A los tres grupos les antepone la letra P que se deriva de *protección*, siguiendo con las letras X, Y y Z para designar los distintos tipos. La primera letra es una T que significa *transitorio*.

De acuerdo con la nomenclatura anterior tendremos los denominados TPX sin entrehierro con comportamiento correcto en los períodos transitorios, TPY con pequeños entrehierros que consiguen reducir la inducción remanente y TPZ con entrehierros importantes, reduciendo notablemente la sección del núcleo pero sin reproducir fielmente la componente aperiódica. La elección de alguno de estos tres tipos dependerá de la protección que deban alimentar. Si no es imprescindible que la componente aperiódica se reproduzca correctamente, sería aconsejable utilizar un TPZ ya que su núcleo es notablemente inferior (entre 4 y 5 veces) a los TPX y TPY.

04-2-2 Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión son transformadores normales de poca potencia, no superior a 100 VA, con sus primarios conectados directamente a los sistemas de alta tensión. La mayoría de los secundarios son de tensión nominal de 120 V. entre fases y 69,3 V. entre fase y tierra y alimentan aparatos de medida y funciones ó relés de protección. Los errores de relación de transformación son despreciables sobre el total del campo de funcionamiento de las protecciones, comprendiendo desde 0 hasta, al menos, el 110 % de su valor nominal. Podemos considerarlos *que son sin error sensible*, desde el punto de vista de la actuación de las protecciones.

04-2-2-1 Polaridades y conexiones

De la misma manera que se ha expuesto para los transformadores de intensidad, los extremos de los devanados se marcan con H_1 , X_1 y H_2 , X_2 en las polaridades que se corresponden, siguiendo los mismos criterios establecidos para los transformadores de intensidad. En los esquemas trifilares de las protecciones figuran las polaridades de los transformadores de medida.

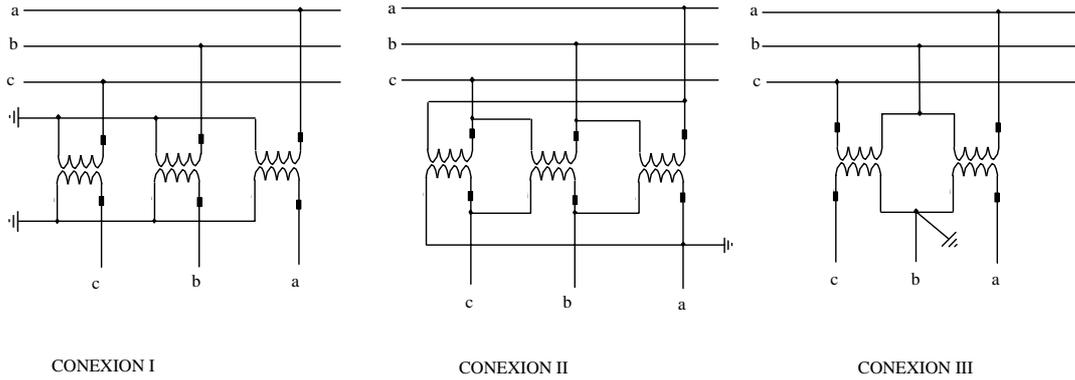


Fig. 16 - Conexiones de los transformadores de tensión

Las unidades electromagnéticas de distancia para las faltas entre fases se alimentan con la tensión que corresponda a la primaria de fase a fase y para ello se utilizan una de las tres conexiones que se muestran en la Fig. 16. La conexión **I** se emplea cuando a la vez haya que alimentar también la unidad direccional de tierra polarizada por tensión. Las conexiones **II** y **III** no permiten la polarización por tensión de las unidades normales direccionales de componente homopolar. Si no se precisa este requisito se utiliza con frecuencia la conexión **III** por economía, ya que se compone de dos transformadores solamente y que es conocida como *conexión en V*.

Tal y como lo hemos hecho con los transformadores de intensidad, vamos a dar las expresiones de las tensiones compuestas en forma de sus componentes simétricas comunes a las tres conexiones y que serán:

$$V_{ab} = V_a - V_b = (1 - a^2)V_{a_1} + (1 - a)V_{a_2} = \left(\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)V_{a_1} + \left(\frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)V_{a_2}$$

$$V_{bc} = -j\sqrt{3}V_{a_1} + j\sqrt{3}V_{a_2}$$

$$V_{ca} = \left(-\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)V_{a_1} + \left(-\frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)V_{a_2}$$

La conexión de tres transformadores de tensión en *triángulo abierto* que mostramos en la Fig. 17 es la que segrega la componente homopolar del sistema de tensiones a-b-c del sistema. Si aplicamos las componentes simétricas deduciremos que entre las bornas del triángulo abierto aparece la tensión $3V_0$ sirviendo esta conexión, como hemos indicado anteriormente, para polarizar por tensión las unidades direccionales de componente homopolar.

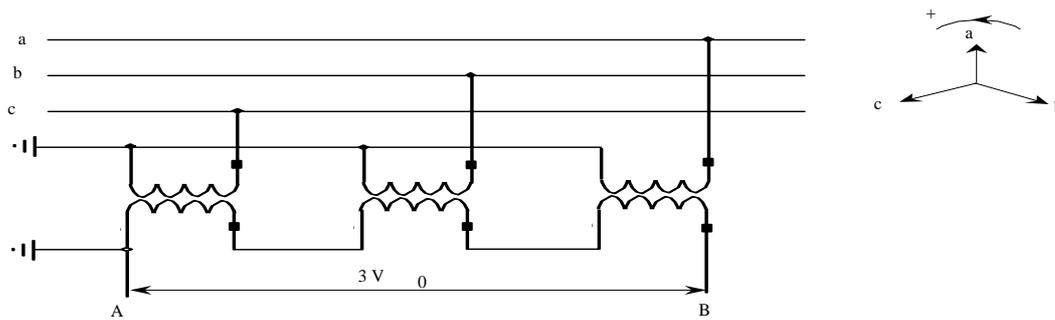
Si la tensión entre los extremos a-b es V_{ab} aplicando componentes simétricas obtenemos,

$$V_{ab} = V_a + V_b + V_c$$

$$V_a = V_{a_1} + V_{a_2} + V_{a_0} \quad V_b = a^2V_{a_1} + aV_{a_2} + V_{a_0} \quad V_c = aV_{a_1} + a^2V_{a_2} + V_{a_0} \quad \text{por lo tanto}$$

$$V_{ab} = (1 + a + a^2)V_{a_1} + (1 + a + a^2)V_{a_2} + 3V_{a_0} = 3V_{a_0} = 3V_{b_0} = 3V_{c_0} \quad \text{ya que} \quad (1 + a + a^2) = 0$$

Cualquiera de estas tres expresiones es la $3V_0$ que aparece en la Fig. 17.



CONEXIÓN DE T's EN TRIANGULO ABIERTO

Fig. 17 - Polarización por tensión de las unidades direccionales homopolares

En los transformadores de tensión normales conectados en estrella, puede existir algún problema cuando se hallan instalados en un sistema trifásico con neutro aislado ó neutro a tierra a través de una impedancia de muy alto valor. Si una de las fases se pone a tierra, los transformadores de las fases sanas están sometidos a la tensión compuesta, pudiendo saturarse alguna de ellas, con la consiguiente elevación de la corriente magnetizante produciendo la fusión del fusible correspondiente.

04-2-3 Divisores Capacitivos.

En tensiones muy altas, superiores a 220 kV, los transformadores de tensión resultan muy caros y es práctica habitual instalar *Divisores Capacitivos* que consisten en el conjunto que se forma al conectar un transformador de tensión normal, a las bornas del último condensador de una cadena de condensadores que divide la tensión del sistema entre la alta tensión y tierra. En las altas tensiones, en los extremos de línea, se instalan unas cadenas de condensadores para la inyección de las señales de los sistemas de comunicaciones de onda portadora *carrier* de las teleprotecciones. Estas cadenas de condensadores puestas a tierra, son aprovechadas a la vez, para instalar los transformadores de tensión en bornas del último condensador de la cadena, en tensiones de alimentación primaria que están comprendidas entre 1 y 5 kV constituyendo de este modo, el conjunto denominado *Divisor Capacitivo*.

En la Fig. 18 a) puede verse la cadena de condensadores puesta a tierra, haciendo la división de tensión entre fase y tierra. El primario del transformador de tensión está conectado a las bornas de un condensador mediante una inductancia L en serie y a una tensión reducida, fracción de la tensión total a la que está sometida la cadena completa. La relación de transformación es tal que la tensión secundaria es de 120 V entre fases y 69,3 V entre fase y tierra para la tensión nominal primaria, que como hemos señalado anteriormente, no sobrepasa los 5 kV.

La impedancia de carga se representa mediante Z_c que corresponde a los circuitos de medida y de protección que cuelgan del secundario y de R_f que es la resistencia supresora de la ferorresonancia que pudiera aparecer en determinadas condiciones del sistema eléctrico.

Si consideramos el circuito equivalente Thévenin de b) de la misma Fig. 18, la impedancia fuente Thévenin es una capacitancia $(C_1 + C_2)$ y la tensión $E_{Tv} = \frac{E_p C_1}{C_1 + C_2}$ del mismo esquema equivalente y, en régimen

estable de funcionamiento, tendremos, $E_2 = E_{Tv} - I_p \left[j\omega L + \frac{1}{j\omega(C_1 + C_2)} \right]$

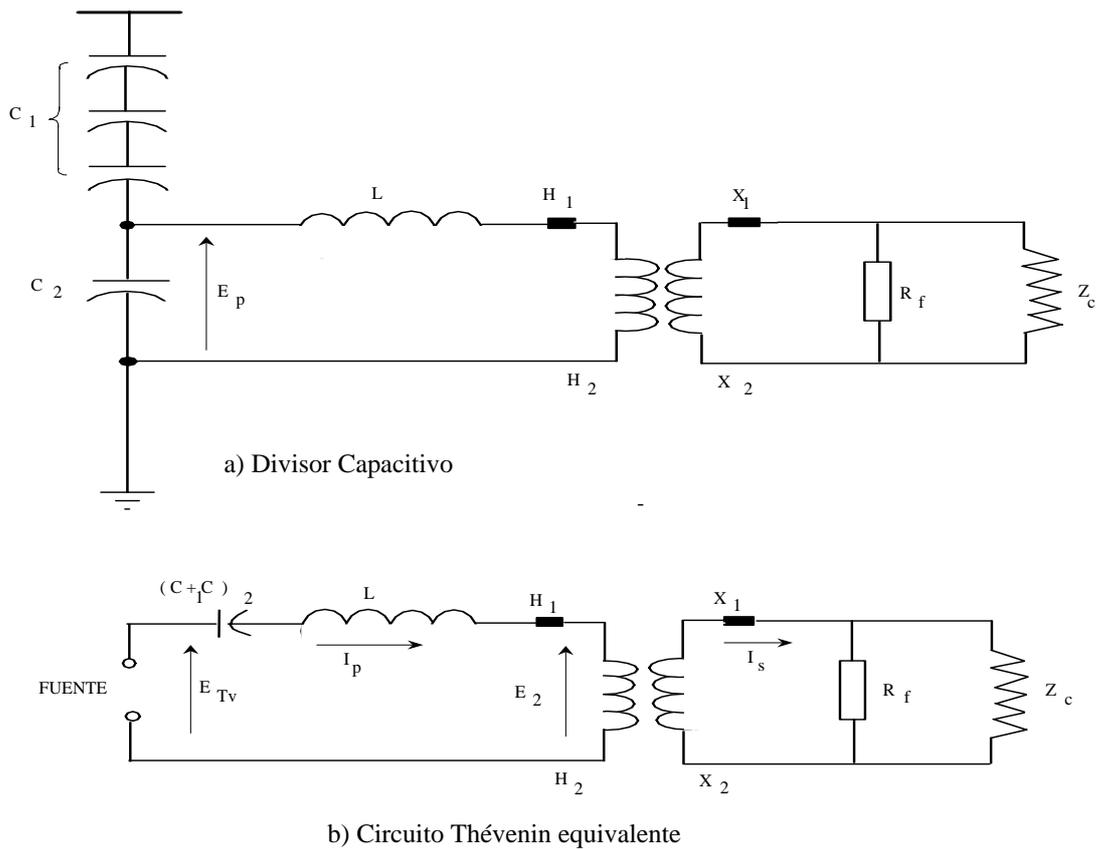


Fig. 18 - Divisor Capacitivo de Tensión

De la expresión anterior se deduce que aún para pequeñas cargas del transformador, en la tensión secundaria existe un error de fase, siempre y que L no se halle en resonancia con $(C_1 + C_2)$ a la frecuencia fundamental f de la red. Estos parámetros están unidos por la relación $L = \frac{1}{\omega^2(C_1 + C_2)}$ para que se produzca la resonancia.

En diseños esmerados de transformadores de tensión destinados a la fabricación de divisores capacitivos, se tiene en cuenta este extremo haciendo que las reactancias de acoplo magnético sean tales que hagan innecesaria la colocación de la inductancia L de compensación.

En las aplicaciones con los equipos de protección, los errores en régimen estable de funcionamiento son despreciables. Sin embargo, debido a las reactancias que se incorporan para lograr circuitos resonantes a la frecuencia fundamental, en situaciones transitorias amortiguadas se puede dar que los valores de las tensiones secundarias no se correspondan con las tensiones primarias conforme a la relación de transformación. Ésto puede suceder en los momentos que se produce una falta, donde los valores de la tensión en el sistema eléctrico son próximos a cero ó muy pequeños, pudiendo los fenómenos transitorios causar problemas en los equipos de protección. Queremos apuntar que estos problemas pueden aparecer en los divisores capacitivos en las reducciones bruscas de la tensión al producirse una falta, sobre todo, si es muy cercana a la ubicación de las protecciones, ya que se producen fenómenos transitorios amortiguados que es preciso tenerlos en cuenta.

No es nuestro objeto hacer un análisis matemático de estos fenómenos transitorios amortiguados, sino mencionar que aproximadamente un ciclo inmediatamente después de producirse una falta, la tensión secundaria es significativamente diferente a la que debe de corresponder en proporción a la tensión primaria. En particular, señalar, que la frecuencia de la tensión de salida no es la frecuencia fundamental del sistema primario. El fabricante de las funciones ó relés de protección debe de tener en cuenta estos fenómenos para hacer que sus equipos sean insensibles a estos componentes transitorios.

04-2-4 *Transformadores de medida con salida digital*

En la actualidad, la alimentación de los equipos de protección y control de tecnología digital, exige dotar estos equipos con unos elementos intermedios (interfase) que transformen las señales de las magnitudes eléctricas analógicas de entrada, a señales digitales. La tendencia es que en un futuro próximo, las señales analógicas sean recogidas del mismo sistema de potencia y los transformen directamente en señales equivalentes digitales para alimentar los equipos de protección y control, a través de una salida serie de fibra óptica.

Existen programas de investigación en este campo de los transformadores ó convertidores de medida con salida digital de las magnitudes eléctricas, pero todavía se tardará en aplicar ya que implica cambios importantes en el resto del equipo actual, que está dando prestaciones satisfactorias aunque éstas sean siempre mejorables.

05. UNIDADES BÁSICAS

05-0 General

Básicamente, un relé ó equipo de protección consiste en un dispositivo de procesado de una información y una serie de contactos. El dispositivo de procesado toma la información de los transformadores de medida y, después de procesarla, transmite el resultado a través de sus contactos. Cuando estos cierran completan el circuito de disparo de uno o varios interruptores, actúan sobre una señalización o alarma y también, en el caso de protecciones digitales, pueden ser utilizados para actuar sobre las lógicas de otras funciones de protección y control situados en zonas adyacentes ó en lugares remotos. Los contactos que completan los circuitos de disparo cortan las fuentes de energía, aislando el elemento o la parte de instalación en falta de todas las corrientes de alimentación. Los relés incluyen, normalmente, elementos indicadores que permiten visualizar la operación.

Los relés pueden ser clasificados siguiendo distintos criterios, pero nosotros vamos a hacer una clasificación inicial muy general en tres grandes grupos:

- Unidades electromagnéticas
- Unidades de electrónica analógica
- Unidades de electrónica digital

También pueden ser clasificados como:

- Relés de **medida**, que están previstos como elementos sensibles cuyo funcionamiento depende con una cierta precisión, del valor de la magnitud eléctrica de accionamiento.
- Relés de **todo o nada**, que están previstos para que actúen dentro de un campo de operación de una amplitud considerable, no teniendo excesiva importancia la exactitud del valor de accionamiento.

Tanto los relés de medida como los de todo o nada pueden a su vez ser *instantáneos* ó *temporizados*. Los relés clasificados como de todo o nada se utilizan generalmente en funciones auxiliares de los relés de medida, por lo que reciben el nombre genérico de **relés auxiliares**.

Existe otra posible clasificación atendiendo a las magnitudes eléctricas de operación, es decir, por:

- La intensidad o la tensión (unidades de Intensidad o de Tensión)
- El producto intensidad x tensión (unidades de Potencia, Direccionales ...)
- El cociente de dos intensidades (unidades Diferenciales de porcentaje)
- El cociente de V/I (unidades de Impedancia, Reactancia, Mho)
- La frecuencia (unidades de Frecuencia)

Por último, por su utilización según los principios de operación, pudiendo funcionar en:

- Corriente alterna
- Corriente continua

A la hora de definir ó seleccionar los relés, es muy importante tener presentes las características siguientes:

- El calibre, bien sea la intensidad, tensión y/o frecuencia para el que ha sido dimensionado
- El valor de operación
- El valor de reposición en %, que se expresa por $R = 100 \times V_r/V_{op}$, siendo V_r el valor de reposición y V_{op} el de operación.
- El consumo, expresado por los valores nominales de la intensidad y la tensión
- El poder de apertura y de cierre de sus contactos
- El tiempo de operación y el de reposición

Por el poco uso en los SEP excluimos en esta exposición los relés basados en principios tales como:

- Electrodinámicos - Acción ejercida por el campo de un electroimán sobre un circuito móvil recorrido por una corriente
- Magnetoeléctricos - Acción ejercida por un campo producido por un imán sobre un cuadro móvil recorrido por una corriente

- Térmicos - Actuación a través de la variación de las características físicas de alargamiento de determinados metales en función de la temperatura y también, por la variación sensible de la resistencia eléctrica con la temperatura, en resistencias no lineales (resistores)

La descripción de las unidades electromagnéticas y estáticas de electrónica convencional que vamos a hacer seguidamente la hemos considerado interesante, por existir aún un gran parque de relés y equipos de protección constituidos por unidades fabricadas con estas tecnologías y, también, porque los electromagnéticos se utilizan actualmente con gran profusión, como elementos de entrada, salida y funciones auxiliares en las protecciones digitales.

05-1 Unidades electromagnéticas

Pretendemos hacer una descripción lo más somera posible, extendiendonos algo más en aquellas unidades basadas en las tecnologías mencionadas y que han precedido a las actuales de tecnología digital, bien por ser de utilización actual ó por ser los más numerosos del parque existente de relés y equipos de protección.

De acuerdo con las estructuras constructivas, los relés electromagnéticos más usuales podemos clasificarlos en cuatro tipos que denominaremos de :

- Armadura Basculante
- Succión
- Disco de Inducción
- Copa de Inducción

Los dos primeros tipos, el de armadura basculante y el de succión son de atracción magnética. En ambos casos, la armadura es atraída contra la cara de un núcleo electromagnético ó hacia el interior de una bobina. Los principios en que se basan se aplican para magnitudes eléctricas de corriente alterna y de corriente continua. En los otros dos tipos de unidades básicas electromagnéticas, disco y copa de inducción, el principio de actuación en ambos es el mismo, produciéndose el par por inducción magnética en un rotor móvil, de la misma forma que se produce en los motores de inducción de fase partida. Por lo tanto, este último principio es solo aplicable a magnitudes de corriente alterna.

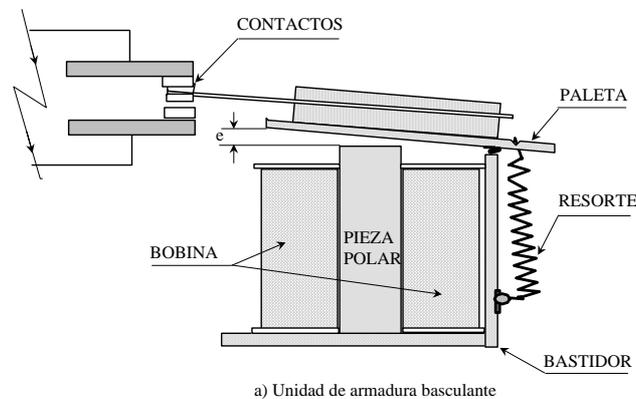
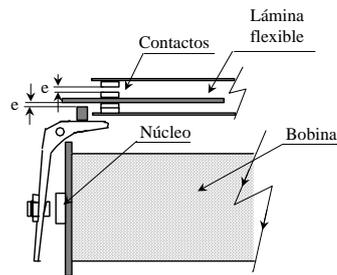


Fig. 19 - Estructura básica de un relé de armadura basculante

05-1-1 Unidad de armadura basculante

Este tipo de relé de estructura basculante que mostramos en la Fig. 19 es de construcción muy sencilla, pues consiste en un bastidor de fleje de acero magnético soportando un núcleo sobre el que va una bobina. Sobre el bastidor pivota una paleta que es atraída magnéticamente contra la cara plana del núcleo polar cuando la bobina es atravesada por la corriente de operación. La paleta arrastra solidariamente unos contactos móviles que tocan los fijos en la posición de operado. Un muelle antagonista mantiene la paleta en su posición abierta hasta que se cumplan ciertas condiciones de actuación impuestas a la unidad.

En la Fig. 20 podemos observar un croquis con una variante de este tipo de unidad básica, donde figura un detalle del sistema de arrastre de contactos en una unidad denominada de *tipo telefónico* y que es muy usual y se fabrica profusamente en tamaños pequeños, denominados *microrrelés*.



Estructura de contactos del tipo telefónico

Fig. 20 - Detalle de los contactos tipo *telefónico*

Vamos a reseñar a continuación las ventajas, inconvenientes y aplicaciones más usuales de los relés fabricados con este tipo de estructura electromagnética de armadura basculante.

Ventajas.

- Pueden utilizarse tanto en C.C. como en C.A.
- Son de construcción muy simple y robusta
- Se pueden lograr altas velocidades de operación
- Su coste es bajo
- Pueden ser de autorreposición o de reposición manual
- Pueden disponer múltiples contactos
- Buena presión de contactos

Desventajas

- Bajo valor de reposición (sobre todo en C.C.)
- Poca precisión en respuesta y en caída
- Solamente responde ante una sola magnitud eléctrica (Intensidad o Tensión)

Aplicaciones más usuales

- Como auxiliar multiplicador de contactos de un relé de medida
- Como auxiliar de relés de medida para disponer de contactos robustos (Amperios de corte)
- Para utilizar como de reposición manual y evitar reconexiones no deseadas
- Pueden diseñarse para introducir una pequeña demora voluntaria
- Como aislamiento entre circuitos

Las unidades de CA llevan en los extremos de las piezas polares unos anillos de cobre, para evitar que se produzca vibraciones por efecto de los pases por cero del flujo.

05-1-2 Unidad de succión

La estructura de succión consiste en un núcleo o barra cilíndrica de acero magnético que es axialmente atraída al interior de un solenoide cuando es recorrida por una corriente. Solidariamente unidos a este núcleo van los contactos móviles, que en su recorrido de operación, tocan a los contactos fijos cerrando y completando de esta forma un circuito eléctrico. En la Fig. 21 se muestra un croquis de este tipo de unidad básica y vamos a señalar, igualmente, las ventajas y desventajas de este tipo de unidades.

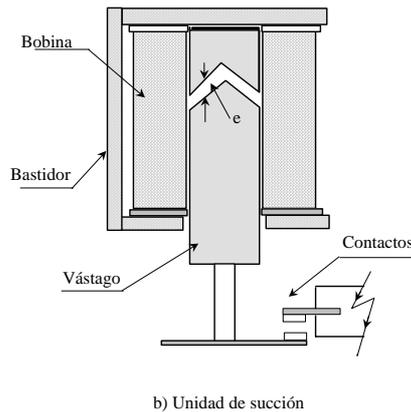


Fig. 21 - Estructura básica del relé de Succión

Ventajas

- Pueden ser utilizadas en C.C. y en C.A.
- Son de construcción simple y robusta
- Tienen alta velocidad de operación
- Sus estructuras son de bajo coste
- Se pueden disponer con un diseño de alto valor de reposición (Entre el 85-90 %)

Desventajas

- Par con vibraciones, sobre todo en C.A.
- No puede utilizarse permanentemente en posición de operado
- Respuesta más baja con ondas con contenido de componente continua que con onda simétrica de c.a.
- No permite un control direccional sobre la misma estructura
- Responde solamente a una magnitud eléctrica, bien sea intensidad o tensión

05-2 Otros relés auxiliares

No es objeto de esta publicación hacer una enumeración exhaustiva de las estructuras utilizadas en funciones auxiliares, pero de entre ellas, vamos a reseñar el relé biestable y el relé de lengüetas, conocido como relé *reed*, que los hemos representado en la Fig. 22.

En el relé *biestable* de polarización magnética de la Fig. 22 (a), se introduce el efecto de un imán permanente en el circuito magnético. Al aplicar una corriente continua de una determinada polaridad en los extremos de una bobina, la armadura móvil basculará al lado que le corresponde (sentido de repulsión del imán), cerrando el contacto que estaba abierto y abriendo aquel que permanecía cerrado, quedando en esta posición hasta que no reciba un impulso de tensión para que opere en sentido contrario. En este tipo de relés es preciso que haya una garantía absoluta de que la armadura no se quede en una posición intermedia, sino que siempre bascule a una u otra posición, donde uno de los contactos quede cerrado y el otro abierto. Se han utilizado y se utilizan aún en las grandes subestaciones para configurar las posiciones de los interruptores y seccionadores, reflejando sus posiciones de abierto o cerrado, es decir, configurando en todo momento la subestación.

El relé denominado relé *reed* de la Fig. 22 (b), consiste en un par de lengüetas que constituyen un contacto normalmente abierto que se halla en el interior de una ampolla de vidrio donde se ha hecho el vacío. Sobre la ampolla va una bobina que al aplicarle la tensión eléctrica adecuada, cierra por acción electromagnética el contacto de lengüetas. Se caracterizan por su pequeño consumo, utilizándose como aislamiento galvánico de circuitos electrónicos y, también, como relés de salida de las unidades de medida en los relés y funciones de protección.

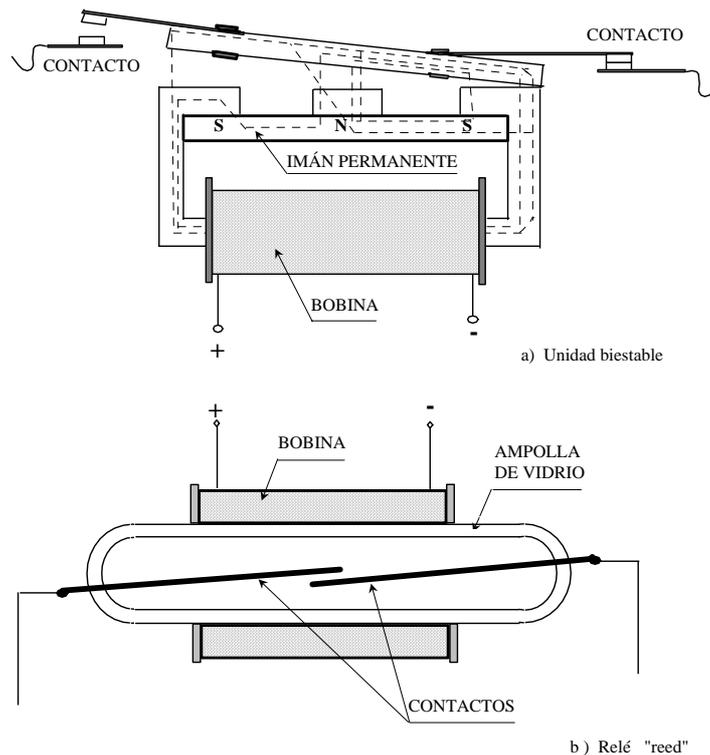


Fig. 22 - Estructuras básicas de un relé biestable y de un relé "Reed"

05-3 Unidades de inducción

Las unidades de inducción que vamos a describir a continuación han sido las más utilizadas en los relés de protección y son aún de bastante actualidad, sobre todo, por el gran parque de relés que existe con estos tipos de unidades. Por ello y a título de ejemplo, vamos a exponer de forma sencilla el principio de operación que es el de un motor de fase partida. Debido a su principio de funcionamiento, no pueden ser utilizados en corriente continua.

La fuerza de actuación se desarrolla en un elemento móvil que puede consistir en un disco u otra forma de rotor, de material no magnético (cobre ó aluminio), pero conductor eléctrico, donde se producen acciones electrodinámicas entre los flujos y las corrientes inducidas en el rotor, como pueden apreciarse en la Fig. 23 que mostramos a continuación.

Se trata de dos flujos alternos paralelos y desfasados incidentes sobre una parte de un rotor que inducen unas corrientes sobre el mismo, produciéndose unas fuerzas electromagnéticas entre un flujo y las corrientes inducidas por el otro y viceversa. La resultante de ambas fuerzas origina un par de giro sobre el rotor.

Sean $\phi_1 = \phi_{10} \text{sen } \omega t$, $\phi_2 = \phi_{20} \text{sen}(\omega t + \theta)$ siendo θ el ángulo en adelanto de ϕ_2 sobre ϕ_1 .

Consideremos, sin gran error, que la parte de rotor donde se inducen las corrientes tiene una autoinducción despreciable y por lo tanto, que las intensidades inducidas están en fase con sus tensiones respectivas, con lo que obtendremos las expresiones siguientes:

$$i_{\phi_1} = \frac{d\phi_1}{dt} = \omega\phi_{10} \cos \omega t \quad i_{\phi_2} = \frac{d\phi_2}{dt} = \omega\phi_{20} \cos(\omega t + \theta)$$

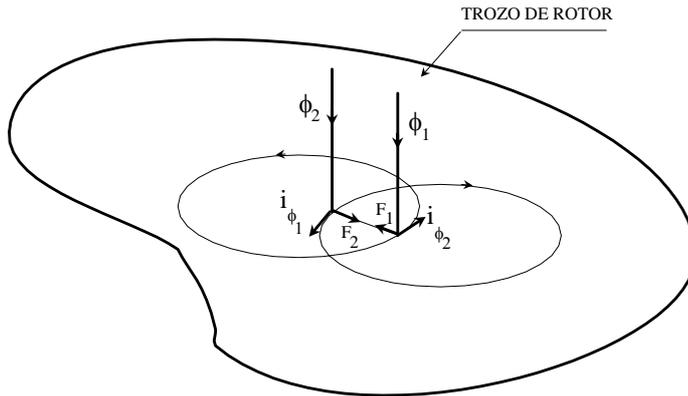


Fig. 23 - Par producido en una unidad de inducción

En la fig. 23 hemos puesto las fuerzas F_1 y F_2 en oposición obteniendo:

$$F = F_2 - F_1 = \phi_2 i_1 - \phi_1 i_2$$

$$F = \omega^2 \phi_{10} \phi_{20} [\text{sen}(\omega t + \theta) \cos \omega t - \text{sen} \omega t \cos(\omega t + \theta)] = \omega^2 \phi_{10} \phi_{20} \text{sen} \theta$$

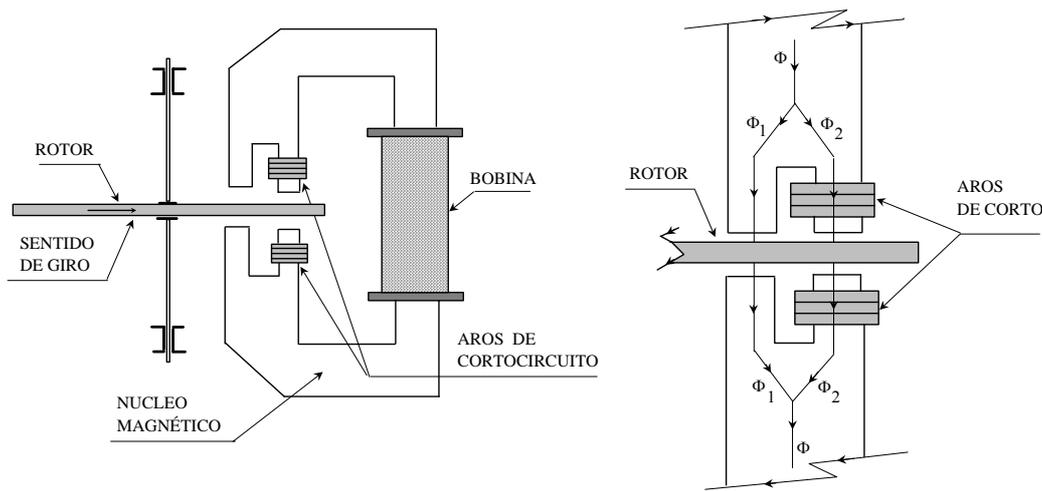
De esta expresión del par de actuación F , deducimos las siguientes conclusiones:

- La fuerza es constante para cualquier instante, es decir independiente del tiempo.
- Al ser el par constante, a pesar de ser alternos los flujos ϕ_1 y ϕ_2 incidentes en el rotor, la fuerza es positiva y libre de vibraciones. El par está influenciado por el cuadrado de la frecuencia.
- La fuerza F está aplicada en el punto donde el flujo más adelantado atraviesa la porción del rotor y su dirección es hacia el punto donde atraviesa el flujo más retrasado, que en este caso es de ϕ_2 hacia ϕ_1 .
- Cualquiera que sea el sentido de la intensidad la dirección de giro del disco será la misma.

Esta fuerza F es la que producirá el par de giro en el rotor. Podemos sintetizar señalando que *"Dos flujos alternos desfasados y paralelos al atravesar una parte de un rotor de material no magnético pero conductor eléctrico, producen una fuerza de sentido del flujo más adelantado hacia el más retrasado"*. Esta fuerza o par será máximo cuando el desfase entre ambos flujos sea de 90° , dependiendo la dirección de la fuerza, de la identificación de cuál de los flujos es el más adelantado.

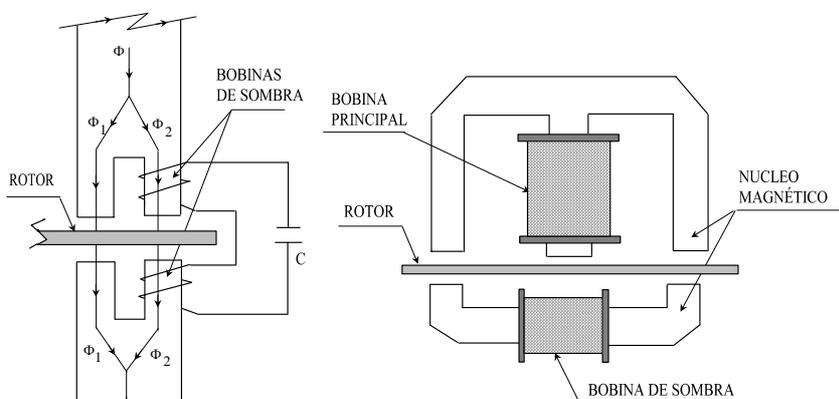
05-3-1 Unidad de disco de inducción

La unidad de disco de inducción consiste en un disco metálico de cobre o de aluminio que puede girar entre los polos de un elemento electromagnético. Estas unidades se basan en el principio descrito anteriormente de los efectos mutuos entre campos magnéticos y las corrientes eléctricas inducidas por ellos. Como hemos señalado ya, cuando dos flujos magnéticos paralelos y desfasados entre sí inciden perpendicularmente en un disco de metal no magnético, se desarrolla una fuerza dirigida del flujo adelantado hacia el retrasado, generando un par de giro en el disco. Uno de los flujos es el generado por la magnitud eléctrica que se aplica al elemento electromagnético que forma parte de la unidad y, el otro flujo, el producido mediante unos aros de cortocircuito colocados asimétricamente en una parte de núcleo electromagnético o por unas bobinas en corto que sustituyen estos aros. Estos aros en cortocircuito y las bobinas se denominan *aros y bobinas de sombra*. Las bobinas de sombra, a través del contacto de un elemento direccional, van a permitir que una unidad de sobreintensidad del tipo de disco de inducción se convierta en una unidad de sobreintensidad direccional, de la que hablaremos con más amplitud en el capítulo relacionado con las funciones de protección.



a) Estructura de la unidad de inducción

Detalle del desdoblamiento del flujo por la acción de los aros de cortocircuito



Detalle del desdoblamiento del flujo por la acción de las bobinas de "sombra"

b) estructura de tipo vatimétrico

Fig. 24 - Estructuras básicas de las unidades de disco de inducción

En la Fig. 24 se muestran estas unidades básicas. La unidad de inducción clásica convencional representada en a) figura con unos aros de sombra, pero estos pueden ser sustituidos, como hemos señalado antes, por unas bobinas que permitan intercalar los contactos de una unidad direccional. La unidad de tipo vatimétrico representada en b) sustituye los aros o bobinas de sombra, por unas bobinas donde se crea el flujo paralelo. En ambos casos, si es que los aros han sido reemplazados por bobinas, no actuará la unidad mientras estas bobinas no se hallen cortocircuitadas, por no existir el flujo desfasado sobre el rotor.

Sobre el eje del disco y solidario al mismo, va dispuesto un contacto móvil que al operar es arrastrado por él en su giro hasta hacer contacto con uno fijo.

Vamos repetir una vez más que estas unidades de disco de inducción son las más numerosas del parque existente de relés fabricados con las tecnologías electromagnéticas precedentes y exponemos a continuación sus ventajas y sus desventajas.

Ventajas

- Tienen un par suave y sin vibraciones.

- Pueden obtenerse varias curvas características diferentes.
- Pueden operar por la acción de una sola magnitud, suma o resta de dos magnitudes y por el seno del ángulo que forman estas dos magnitudes.
- Pueden permanecer permanentemente en posición de operado.
- Son de alto valor de reposición.
- Permiten control direccional.
- Mayor mantenimiento debido a la tendencia al desajuste.

Desventajas

- No pueden ser utilizados en C.C.
- Alto valor del tiempo de reposición
- Valor de operación afectado por la variación de frecuencia
- Mayor mantenimiento debido a la tendencia al desajuste.

05-3-2 Unidad de copa de inducción

La unidad de copa inducción se basa también en el mismo principio descrito para las unidades de disco de inducción y consiste en un cilindro metálico, normalmente de aluminio, que termina en forma de copa. Esta copa metálica gira en un entrehierro anular que se forma entre el elemento electromagnético situado en la parte exterior de la unidad y un núcleo magnético fijo central. En sus configuraciones actuales la copa de inducción está formada por cuatro u ocho polos salientes, distribuidos simétricamente alrededor de la circunferencia externa de la copa. En la Fig. 25 se muestra esquemáticamente una unidad básica de cuatro polos salientes. Los órganos de giro de esta unidad son de muy pequeña inercia y por lo tanto muy sensibles, precisando muy poca energía eléctrica para su operación. Solidario al eje del rotor va dispuesto un contacto móvil que al hacer el giro en su operación, hace contacto con uno fijo.

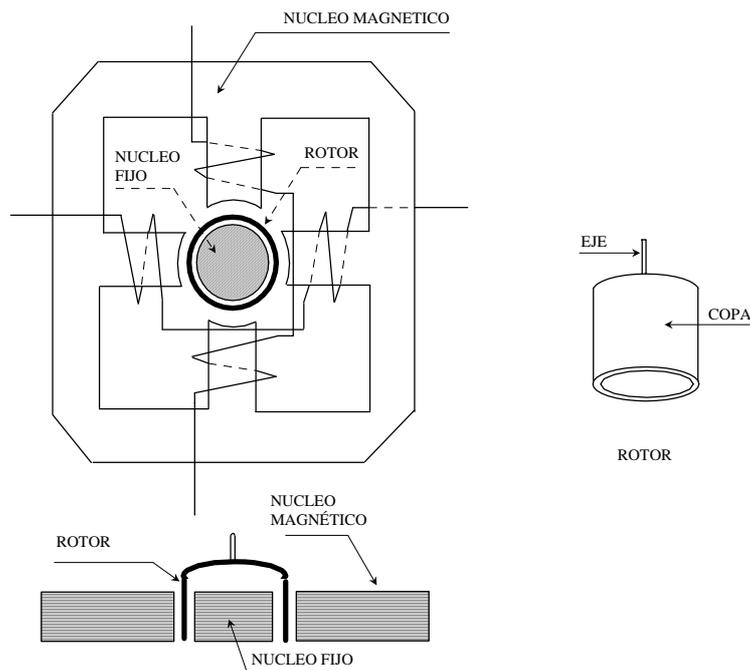


Fig. 25 - Unidad básica de copa de inducción

Han sido utilizadas con gran profusión en las unidades direccionales y en las unidades de distancia, constituyendo características de reactancia, de admitancia (Mho) y de impedancia. Más adelante, describimos este tipo de unidades eléctricamente.

También estas unidades son aún muy numerosas en el parque existente y a continuación, vamos a señalar sus ventajas y desventajas.

Ventajas

- Tienen un par suave y sin vibraciones.

- Gran velocidad de actuación.
- Pueden operar por la acción de una sola magnitud eléctrica, por la suma o por la diferencia de dos magnitudes y por el producto y el seno del ángulo de fase de dos magnitudes.
- Pueden permanecer indefinidamente en posición de operado.
- Son de alto valor de reposición.
- Permiten un control direccional.
- Su operación es independiente de la forma de onda.
- Característica muy estable.
- Tiempo bajo de reposición.
- Construcción muy robusta.

Desventajas

- Solamente se pueden utilizar en C.A.
- En golpes fuertes de operación pueden rebotar los contactos.
- La actuación está influenciada por las variaciones de la frecuencia.
- Mayor mantenimiento debido a la tendencia al desajuste

Las estructuras electromagnéticas de copa de inducción, tanto de cuatro como de ocho polos, se han utilizado como hemos indicado anteriormente, con gran profusión en las denominadas Unidades Ohmicas que a título de ejemplo vamos a describir y representar sus diferentes características sobre el diagrama R-X .

Las unidades así denominadas permiten incluir en sus estructuras, bobinas alimentadas por las magnitudes eléctricas de intensidad y tensión, respondiendo a las magnitudes citadas y al ángulo de desfase entre ellas.

El principio sobre el que se basan estas unidades es el mismo que se ha descrito para el rotor de inducción, es decir, la incidencia sobre un elemento móvil no magnético pero conductor eléctrico, de dos flujos paralelos y desfasados y cuyas acciones electromagnéticas entre los flujos y las corrientes inducidas por los mismos, van a crear una fuerza y, por lo tanto, un par de giro.

Como hemos señalado, vamos a representar estas unidades sobre el diagrama R-X, donde las abscisas representarán las R y las ordenadas las X. Estos diagramas son de gran utilidad para representar sobre ellos las características de operación de las diferentes funciones de protección, superponiendo los diferentes parámetros de las líneas a proteger.

Estas unidades óhmicas que responden a las tres magnitudes antes mencionadas E, I y el desfase θ entre ellas, son del tipo:

- Direccional
- Impedancia (OHM)
- Reactancia (OHM)
- Admitancia (MHO)

Las componentes que pueden producir el par sobre la copa son:

- Componente de tensión (Proporcional a E^2)
- Componente de intensidad (Proporcional a I^2)
- Componente producto (Proporcional a $EI.f(\theta)$)
- Par producido por el muelle antagonista

La expresión general del par podemos expresarla como sigue,

$$T = \pm K_1 E^2 \pm K_2 I^2 \pm K_3 EI f(\gamma, \theta) \pm K_4$$

Los convencionalismos que vamos a utilizar en esta ecuación del par serán los siguientes:

- El signo + del par será para el sentido de cierre de contactos.

- K_1 , K_2 y K_3 son constantes dependientes del diseño de la unidad.
- K_4 es el par antagonista del muelle-espiral que hace la reposición.
- γ es el ángulo de máximo par.
- E e I magnitudes eléctricas que alimentan la unidad.
- θ el ángulo de desfase entre I y E .

Si imponemos a las diferentes constantes y magnitudes de la unidad de copa, determinadas condiciones en el diseño, obtendremos los distintos tipos antes señalados.

05-3-2-1 Unidad direccional

Hagamos, $K_1 = K_2 = 0$, K_4 despreciable, $K_3 > 0$ y $f(\gamma, \theta) = \text{sen}(90 + \gamma - \theta)$ tendremos $T = K_3 E I \text{sen}(90 + \gamma - \theta)$ que para un diseño de ángulo de máximo par $\gamma = 60^\circ$, $T = K_3 E I \text{sen}(150 - \theta)$

El par producido por la unidad será positivo para valores de θ comprendidos entre 330° y 150° grados.

El ángulo de máximo par positivo será en el caso expuesto para $\theta = 60^\circ$

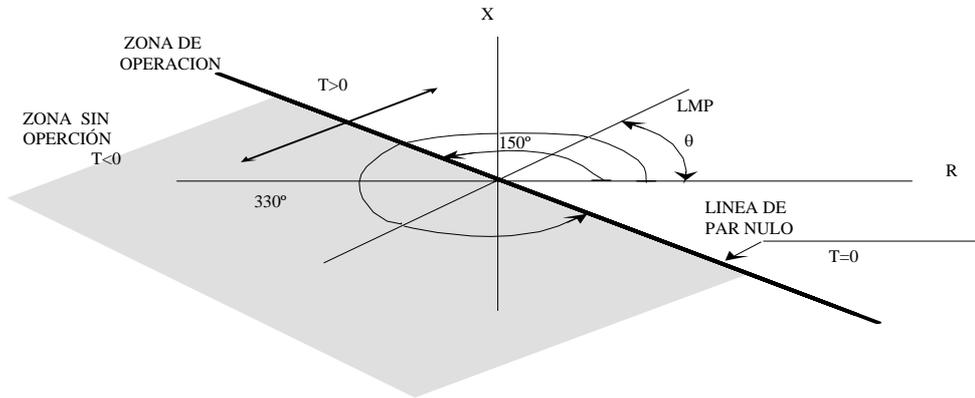


Fig. 26 - Unidad direccional

05-3-2-2 Unidad de reactancia

Hagamos $K_1 = 0$, K_4 despreciable, $K_2 > 0$, $K_3 < 0$ y $f(\gamma, \theta) = \text{sen} \theta$. La expresión del par será $T = K_2 I^2 - K_3 E I \text{sen} \theta$, ahora bien $\frac{E}{I} \text{sen} \theta = X$ luego $T = K_2 I^2 - K_3 I^2 X$. El par $T = 0$ será para $X = \frac{K_2}{K_3}$ y para $X < \frac{K_2}{K_3}$ el par será positivo, operando la unidad.

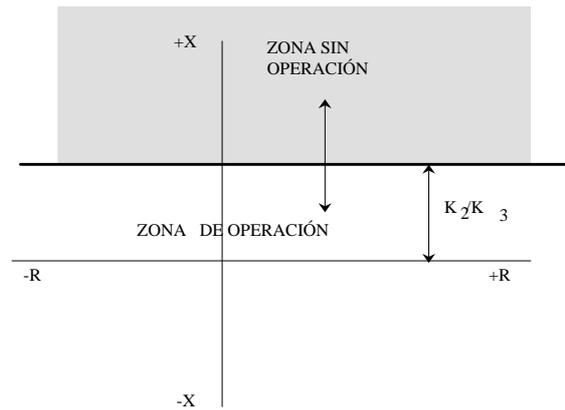


Fig. 27 - Unidad de reactancia

05-3-2-3 Unidad de Impedancia

Veamos el caso para $K_1 < 0$, $K_2 > 0$, $K_3 = 0$ y K_4 despreciable. Entonces $T = -K_1 E^2 + K_2 I^2$. Por otra parte tenemos que $\frac{E}{I} = Z$ y para $T = 0$ $-K_1 E^2 + K_2 I^2 = 0$ es decir, para $Z = \sqrt{K_2/K_1}$ el par es nulo. La unidad operará para $T > 0$, que se cumple para valores de $Z < \sqrt{K_2/K_1}$.

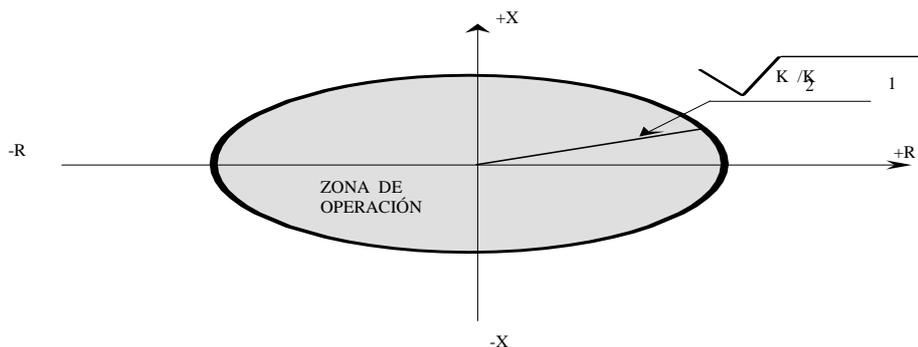


Fig. 28 - Unidad de impedancia

05-3-2-4 Unidad Mho

Hagamos por diseño $K_1 < 0$, $K_2 = 0$, $K_3 > 0$ y K_4 despreciable $f(\gamma, \theta) = \text{sen}(90 + \gamma - \theta)$. El par será $T = K_3 E I \text{sen}(90 + \gamma - \theta) - K_1 E^2$ es decir $T = K_3 E I \text{sen}(90 + \gamma - \theta) - K_1 I^2 Z^2$. La unidad operará cuando $K_3 E I \text{sen}(90 + \gamma - \theta) > K_1 I^2 Z^2$. Para el caso normal de ángulo de máximo par de 60 grados, la unidad operará para valores de $Z < \frac{K_3}{K_1} \text{sen}(150 - \theta)$.

Dentro de esta gama de unidades óhmicas, todavía podemos hacer algunas variantes, por ejemplo, obtener unas unidades con característica de *Mho desplazada* (Off-set) que en las unidades de copa de inducción se consigue añadiendo una magnitud de tensión adicional $I Z_t$ a la tensión E aplicada a las bobinas de la unidad alimentadas por tensión.

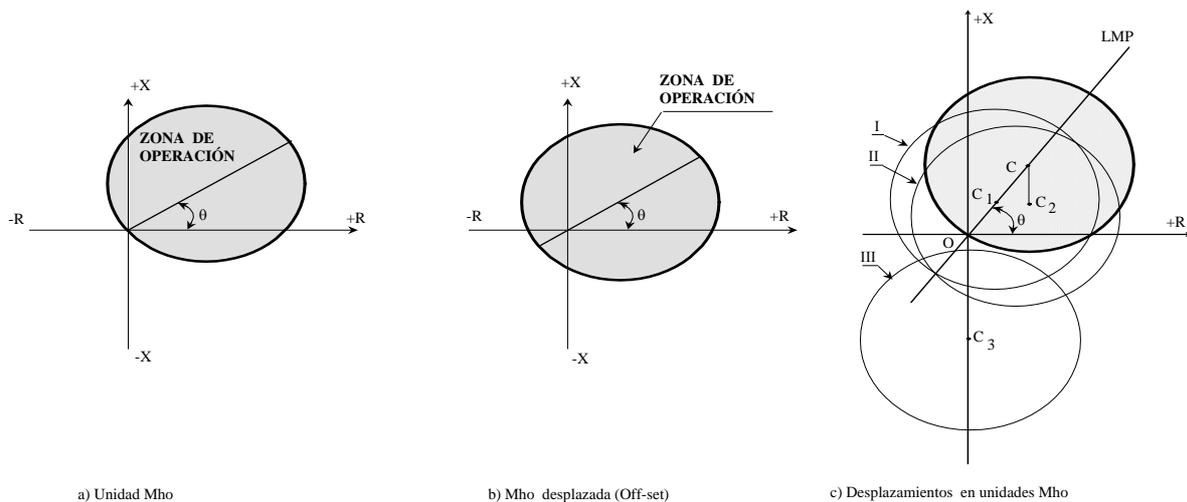


Fig. 29 - Unidades Mho

La Z_t de la magnitud adicional de tensión, corresponde a la *impedancia de transferencia de un transactor* incorporado en la unidad y que describiremos más adelante en el capítulo de unidades estáticas, donde se expone una de las formas de obtener estas características mediante la electrónica convencional de puertas lógicas.

Es importante destacar en estas unidades de *Mho-desplazada*, que pueden hacerse desplazamientos a lo largo de la línea de máximo par de ángulo γ , con posibilidad de variar este ángulo y también, a lo largo del eje de las X como mostramos en la Fig. 29 parte c) *Desplazamientos en Unidades Mho*.

Este tipo de características de Mho con desplazamiento, tienen su importancia en las aplicaciones de las unidades de distancia porque una de sus cualidades es, la de poder operar con faltas **con tensión cero** como expondremos más adelante en el capítulo de protecciones de líneas.

Tal y como podemos observar, la denominación de este grupo de relés de distancia se ha hecho atendiendo a sus curvas de operación y que mediante las estructuras de tecnología electromagnética, las características que se pueden conseguir son circulares, excepto la direccional y la de reactancia. Incluso, cierta terminología utilizada hoy en día, tal como *línea de máximo par* en unidades de distancia desarrolladas en electrónica convencional ó digital, procede de estas unidades electromagnéticas a pesar de no tener ya aquel mismo significado.

Indicaremos finalmente que son cuatro las curvas características utilizadas en protecciones de distancia:

- Unidades de impedancia, con característica circular y centro en el origen de coordenadas.
- Unidades de admitancia (mho y mho desplazada, *mho off-set*), con característica circular y el centro fuera del origen de coordenadas.
- Unidades de reactancia, con la característica básica de una recta paralela al eje de abscisas.

Además de estas, en tecnología electrónica convencional y digital se pueden obtener:

- Mho-expandida (*tomate*).
- Mho-constringida (*lente*).
- Trapezoidal.

05-4 Unidades estáticas

El desarrollo de los semiconductores con un alto grado de fiabilidad, tales como transistores, amplificadores operacionales, microprocesadores y otros componentes, han conducido a su utilización en el diseño de los relés de protección.

5-4-1 Unidades de electrónica convencional

Los relés así diseñados, denominados relés estáticos, son de actuación muy rápida, debido a que no tienen partes en movimiento, siendo sus respuestas hasta de medio ciclo. Los diseños incluyen detectores de nivel, medidores de ángulos de fase, integradores, temporizadores, amplificadores, puertas lógicas y otras funciones. Los circuitos formados con las funciones electrónicas, reaccionan ante las magnitudes eléctricas de entrada de la red, suministrando las señales de salida adecuadas de acuerdo con las características exigidas.

Dentro de los relés de protección estáticos, se pueden establecer hoy día, atendiendo al tipo de componentes utilizados y al modo de realizar las funciones de protección, dos grandes grupos, el de las unidades de electrónica convencional y aquellas que están integradas principalmente por microprocesadores que constituirán las unidades digitales que a través de cálculo numérico, resuelven diferentes algoritmos matemáticos que recogen con suficiente aproximación, los valores de las magnitudes eléctricas de la falta.

Las dos formas de obtener diferentes unidades en electrónica convencional es por comparación de magnitudes y por comparación del ángulo entre dos magnitudes eléctricas.

Existen una gran variedad de dispositivos y circuitos utilizados en el diseño de las diferentes funciones de protección, lo que hace casi imposible y además lo consideramos innecesario, exponer todas las prácticas de diseño que se aplican a las protecciones. De todas formas, vamos a describir un par de ejemplos para mostrar algunas de las formas de obtención de las características deseadas de las unidades de protección.

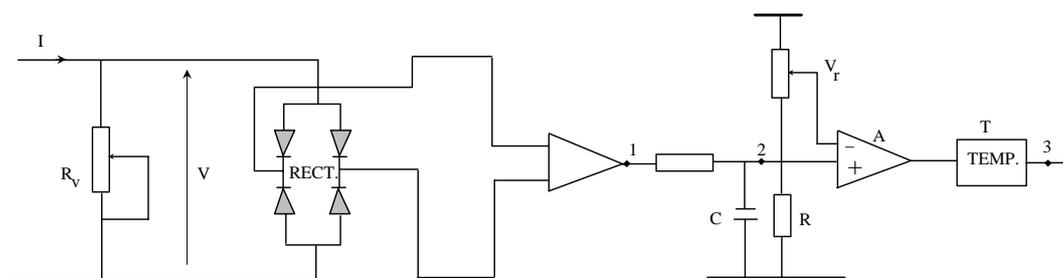


Fig. 30 - Esquema simplificado de una configuración de una unidad de sobreintensidad instantánea

05-4-1-1 Unidad de sobreintensidad en electrónica analógica.

Veamos como un primer ejemplo en la Fig. 30 una posible configuración utilizable en el diseño de una *unidad instantánea de sobreintensidad*. La intensidad I proporcional a la de la línea, atraviesa un resistencia variable R_v obteniendo una tensión V proporcional a la intensidad de línea. A continuación se rectifica en un puente de doble onda filtrándola a través de un circuito R-C para eliminar el rizado que pudiera contener. Esta señal es aplicada a un amplificador sumador A de elevada ganancia. La otra señal de entrada del amplificador sumador es una tensión de referencia ajustable V_r procedente de una fuente regulada de corriente continua. Cuando la entrada positiva en el amplificador A excede la V_r (-) de referencia, la señal de salida del amplificador toma un valor alto y este cambio de estado se demora mediante un circuito temporizador T con el fin de inmunizar la unidad de las falsas operaciones que pudieran producirse por perturbaciones transitorias. Si hacemos que el temporizador T sea de demora ajustable, se obtendrá una *unidad de sobreintensidad de tiempo fijo*.

En la Fig. 31 se muestran las diferentes formas de onda de la intensidad I así como las de las tensiones V_1 , V_2 y V_3 en los puntos 1, 2 y 3 del circuito.

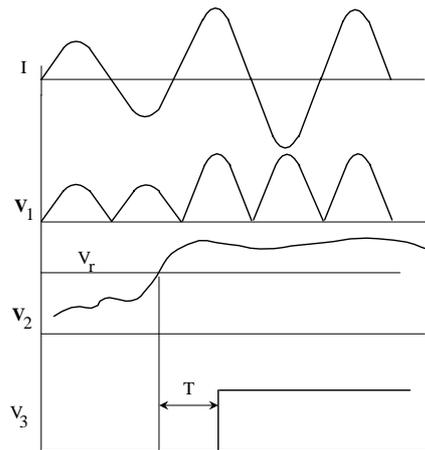


Fig. 31 - Formas de onda en los puntos 1, 2 y 3 de una unidad de sobreintensidad instantánea

También a título de ejemplo, mostramos en la Fig. 32 la forma de medir mediante un elemento estático, el ángulo existente entre una tensión y una corriente eléctricas. Las ondas sinusoidales de la tensión y de la intensidad, alimentan separadamente dos amplificadores, cuya función es convertir las ondas sinusoidales en ondas cuadradas, siendo cero en las semiondas negativas y dando una señal constante en las semiondas positivas. Estas ondas cuadradas generalmente denominadas bloques, pueden alimentar un circuito comparador que dé señal de salida, siempre y que estén presentes las señales en ambos bloques. La duración de la señal de salida del comparador nos dará el complemento del ángulo entre la corriente y la tensión. Habitualmente es el complemento el que se mide.

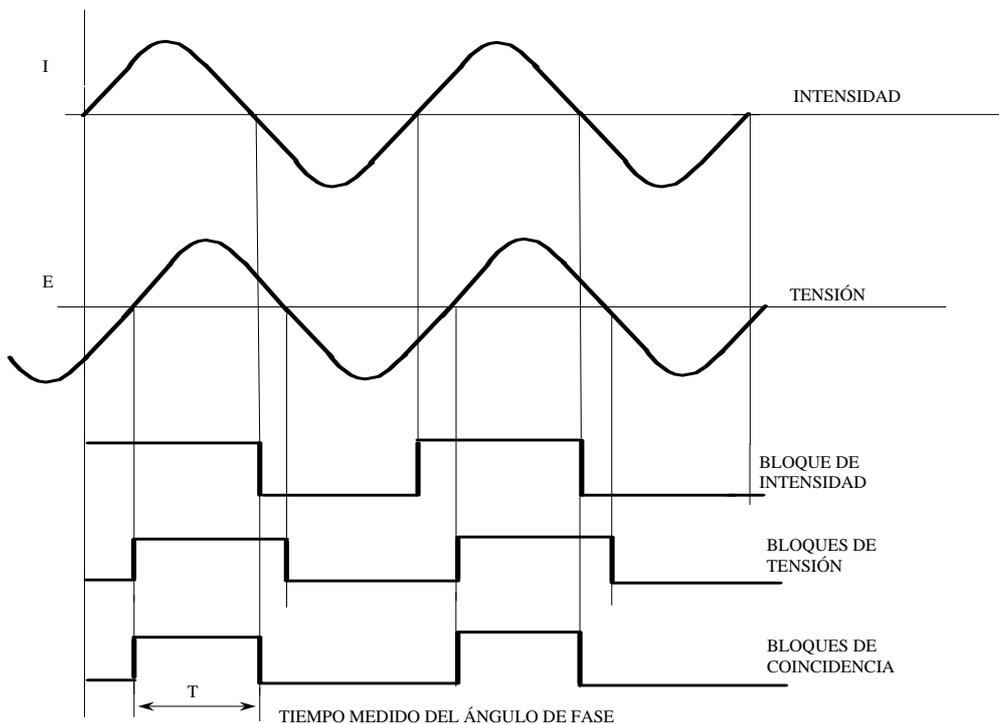


Fig. 32 - Formas de onda utilizadas en unidades digitales

05-4-1-2 Unidades Mho en electrónica de puertas lógicas.

Vamos a mostrar cómo mediante funciones lógicas, funciones de temporización y midiendo el ángulo entre dos tensiones ó entre una tensión y una corriente, pueden obtenerse las características de las unidades MHO, unidades Mho tipo *lente* y unidades Mho tipo *tomate*

También pueden obtenerse otras características, tales como de Reactancia, Trapezoidales, etc .. , pero no es objeto de este trabajo hacer una exposición exhaustiva de la obtención de este tipo de unidades.

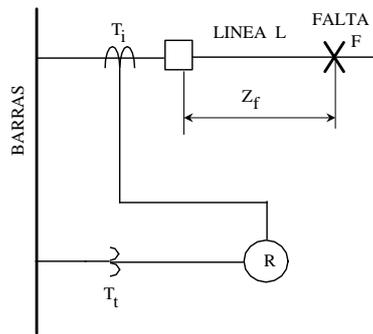


Fig. 33 - Falta F en un línea L

Nos vamos a referir a la Fig. 33, donde representamos una línea L con una falta en el punto F. El relé se alimenta por la intensidad I de línea y la tensión V a través de sendos transformadores de intensidad y de tensión. La intensidad I de alimentación al relé, la vamos a transformar en una señal de tensión proporcional, mediante un elemento denominado *transactor*. El transactor es un transformador de entrehierro variable y regulable que funciona en la zona de saturación del núcleo magnético. El primario del transactor es atravesado por la intensidad I de línea obteniendo en su secundario, en bornas de una resistencia de carga, una tensión V proporcional a I. La relación $V_t/I = Z_t$ la denominaremos *Impedancia de Transferencia* del transactor y representa el **Alcance Básico** del relé R.

En consecuencia, las magnitudes eléctricas de alimentación al relé serán $V = I \cdot Z_f$ y $V_t = I \cdot Z_t$

En la Fig. 34 que mostramos a continuación, en (a) representamos la característica de una Unidad Mho en un diagrama R-X, mientras que en (b) y (c) representamos los diagramas de tensiones para una misma falta F, pero con distintas capacidades de generación I_s e I_u .

Las figuras (a), (b) y (c) son semejantes, manteniéndose la posición de los círculos y los ángulos de los diferentes fasores.

Vamos a hacer unas consideraciones sobre los diagramas de fasores (I), (II) y (III) de la Fig. 34 que mostramos a continuación.

En el caso (I) el fasor $I Z_t - V$ tiene un desfase de $\beta = 90^\circ$ respecto de V, lo que significa que el punto P pertenece a la circunferencia de una característica Mho. En el caso (II) el ángulo $\beta < 90^\circ$ representa un punto P interior a la circunferencia y en el caso (III) de $\beta > 90^\circ$ el punto P se halla situado en el exterior de la circunferencia. Por lo tanto, el valor del ángulo β que forman los fasores V e $I Z_t - V$, nos van a definir la posición del punto P respecto de la circunferencia que corresponde a una unidad Mho.

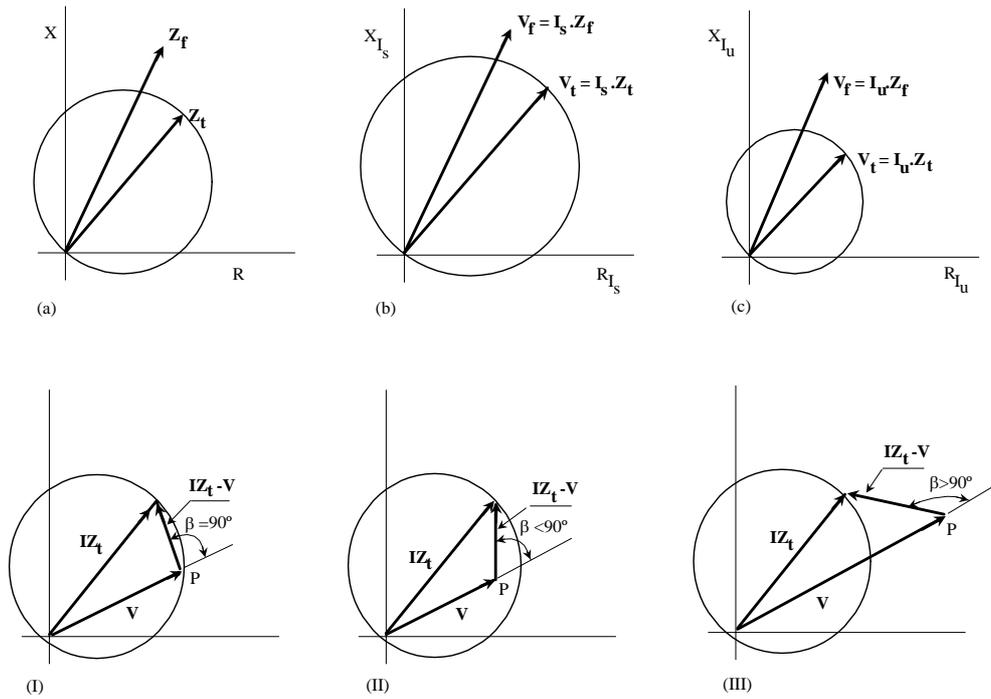


Fig. 34 - Diagramas de fasores diferencia de dos tensiones en unidades Mho

Antes de examinar la manera de medir este ángulo vamos a recordar las funciones lógicas **Y** (AND), la función **O** (OR) y la de doble temporización con dos temporizadores t_1 y t_2 representadas en la Fig. 35.

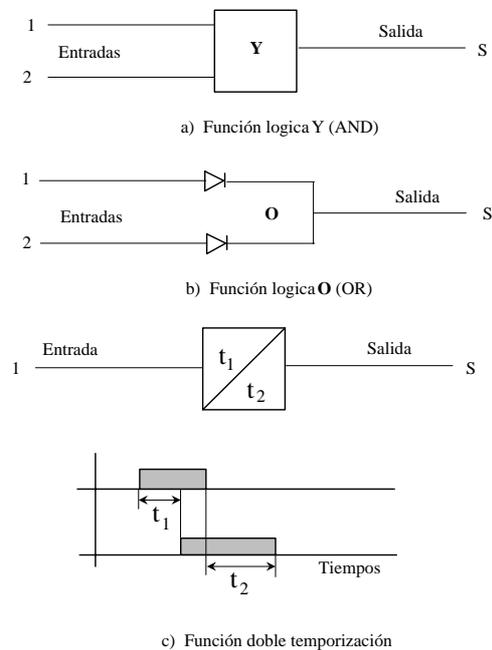


Fig. 35 - Funciones lógicas y doble temporización

Para que exista una señal de salida **S** en la función lógica **Y** tiene que haber señal de entrada en 1 y en 2. De la misma manera, para que haya una señal de salida **S** en la función lógica **O** tiene que haber señal de entrada en 1 ó en 2.

La doble señalización significa, que si en la entrada 1 la señal dura un tiempo t igual o mayor que t_1 se produce una señal de salida a partir de t_1 y durante un tiempo $t = t_2$. Si la señal de entrada en 1 es $t < t_1$ no se produce señal de salida. Esto se representa en c) de la Fig. 35 sobre un diagrama de tiempos.

Veamos ahora muy esquemáticamente, la obtención de las Unidades Mho utilizando la tecnología de las funciones lógicas y la de doble temporización.

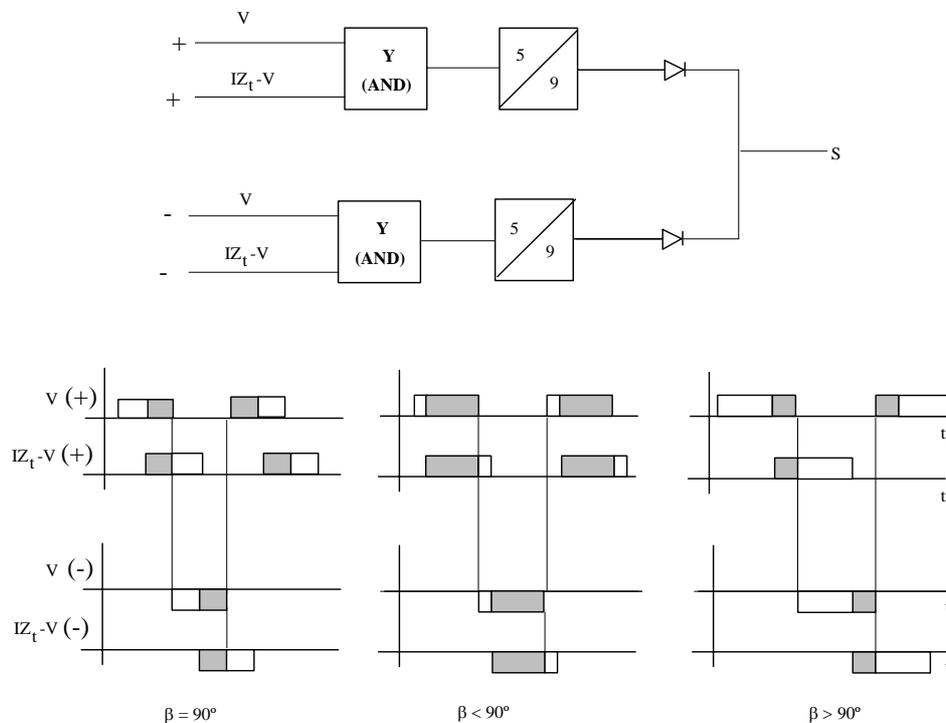


Fig. 36 - Funciones lógicas y diagramas de bloques diferencia de dos tensiones

En los diagramas de la Fig. 36, los fasores V e $I_{Z_t - V}$ han sido transformados en ondas cuadradas en sus semiondas positivas y negativas y se han dibujado los diagramas para los tres valores de $\beta = 90^\circ$, $\beta < 90^\circ$ y $\beta > 90^\circ$

En la misma Fig. 36 de funciones lógicas combinadas con un doble temporizador, para mostrar el ejemplo de obtención de una unidad Mho para un sistema de 50 Hz., se ha fijado $t_1 = 5$ ms. que representa un cuarto de ciclo en 50 Hz. y el temporizador $t_2 = 9$ ms. que es algo inferior a medio ciclo en 50 Hz.

Como se observa, el ángulo β es el complementario del de coincidencia. Siempre que exista una coincidencia de $t_1 \geq 5$ ms. ($\beta \leq 90^\circ$) habrá señal de salida del temporizador correspondiendo a los puntos P_1 y P_2 de la Fig. 37 y si $t_1 < 5$ ms. ($\beta > 90^\circ$) no habrá señal de salida del temporizador y corresponderá al punto P_3 .

Para un diseño en 60 Hz., el tiempo t_1 se ajustaría para 4,33 ms. que representa un cuarto de ciclo a esa frecuencia y t_2 para 8 ms. que es inferior a medio ciclo.

El circulo de la Fig. 37 del diagrama R-X, corresponde a la característica de una Unidad Mho.

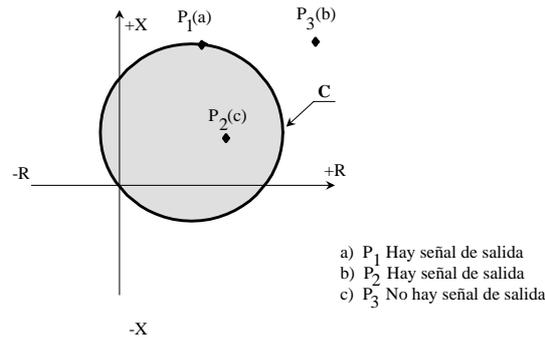


Fig. 37 - Unidad Mho en el diagrama R-X

De una forma muy elemental hemos expuesto el modo de obtener mediante la tecnología de electrónica convencional utilizando funciones lógicas, una Unidad Mho de un alcance básico y que produce una señal de salida en S para puntos situados en la circunferencia C y para puntos de su círculo interior.

Como conclusión, señalaremos que cambiando solamente los tiempos de coincidencia entre los fasores V , I e $I Z_t - V$, obtendremos las tres características denominadas MHO, la Mho restringida denominada también característica *Lente* y la Mho expandida conocida como la característica *Tomate*. Esto se conseguirá solamente cambiando adecuadamente los valores de t_1 .

05-4-2 Unidades digitales

Como hemos indicado anteriormente, no podemos dejar de mencionar el gran desarrollo que han tenido los microprocesadores ya que debido a sus grandes prestaciones se van incorporando cada vez más en este campo de las protecciones eléctricas.

A partir de la década de los setenta se inició el desarrollo de las protecciones con microprocesador, siendo las primeras aplicaciones en las protecciones de extremos de línea por ser las más complejas. Posteriormente se han ido extendiendo a otros campos y en la actualidad, es raro el nuevo diseño que no integre microprocesadores en cualquiera de las funciones ó equipos de protección

Aquí no podemos hablar de unas unidades básicas limitadas, sino del planteamiento de diferentes algoritmos que recogerán con mayor o menor fidelidad, los distintos condicionantes que se plantean en el sistema eléctrico en el momento de producirse la falta. Básicamente el *hardware* es el mismo para un gran número de funciones de protección, siendo el *software* el que hace la diferenciación en cada tipo de función.

Siempre hemos mantenido el concepto del relé como un computador analógico que acepta diferentes magnitudes como información de entrada para a continuación, procesarlas electromagnética ó electrónicamente, desarrollando un par ó, produciendo una salida lógica representativa la variación de una magnitud del sistema eléctrico. El resultado transmitido a través de unos contactos ó mediante unas señales de salida, será la que permita tomar la decisión adecuada.

Cuando se inició con la incorporación de los microprocesadores en las funciones de protección lo que se pretendía era, sustituir las funciones existentes desarrolladas con tecnologías precedentes tales como, protecciones de líneas, de generadores, de transformadores ó de barras, por relés digitales y aprovechar las posibilidades que ofrecía la floreciente tecnología digital, para captar y almacenar una información que pudiera ser utilizada posteriormente en programas de mantenimiento de los equipos del sistema eléctrico. Pero a todo esto hubo que añadir la posibilidad que tenían de comunicarse, tanto local como remotamente y también el poder tomar decisiones correctoras, hacer cambios en los niveles de operación y elaborar diagnósticos con monitorización remota, etc, conduciendo todo ello a que las técnicas digitales hayan hecho replantear los

fenómenos producidos por las diferentes perturbaciones que se producen en la red, para diseñar y aplicar con el mayor rigor a los sistemas de protección actuales.

Las protecciones digitales están en plena vigencia y el pronóstico actual es que van a jugar en un futuro muy próximo, un papel preeminente en el campo de las protecciones, control y monitorización, de los sistemas eléctricos.

La aplicación de los microprocesadores en este campo nos ha confirmado que las protecciones digitales pueden realizar las mismas funciones que los equipos predecentes, para lo cual será preciso digitalizar las magnitudes de entrada. La Fig. 38 nos muestra un diagrama de bloques la arquitectura de un relé o función digital. Las señales de las intensidades y tensiones procedentes de los convertidores de medida (transformadores de intensidad y tensión) se acondicionan en unos circuitos analógicos, con supresores de transitorios, filtros *antialiasing* etc, antes de ser convertidas en señales digitales a través de unos convertidores A/D (analógico-digital), para posteriormente ser almacenadas a la espera de ser utilizadas. La conversión A/D se hace normalmente por muestreo de las señales analógicas a unas frecuencias comprendidas entre 10/30 veces la frecuencia nominal de la red. Las señales digitalizadas se procesan en una unidad central CPU utilizando unos algoritmos, dando como resultado la salida digital correspondiente.

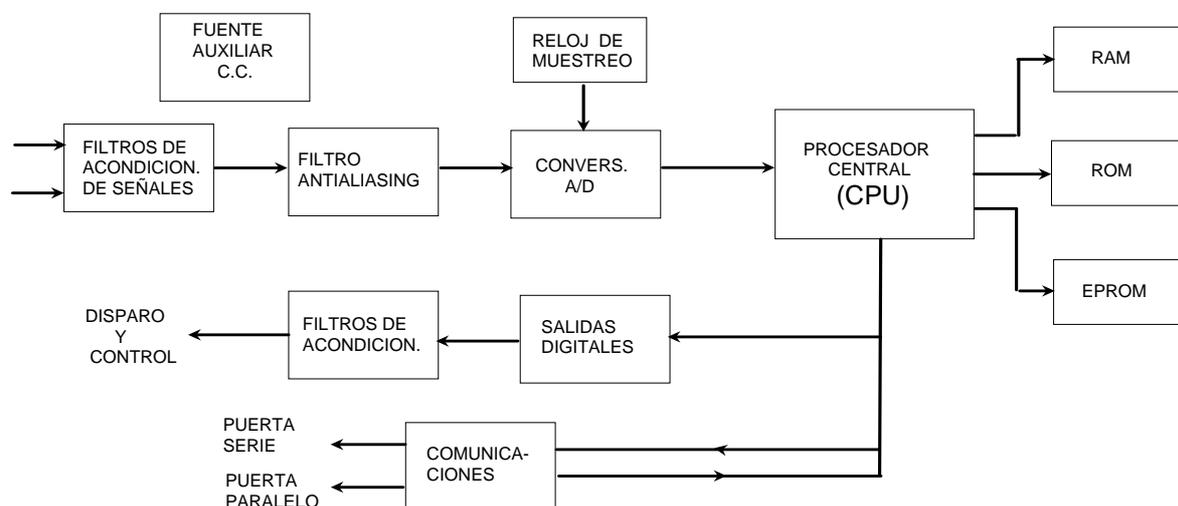


Fig. - 38 Diagrama de bloques de un protección digital

El algoritmo es el corazón de la función de protección digital, habiéndose desarrollado y publicado un gran número de ellos. Hoy en día se sigue investigando en este campo desarrollando nuevos algoritmos, ya que la bondad de los mismos se verá reflejada en las características y calidad de las protecciones digitales que los tengan incorporados en sus diseños.

05-4-2-1 Función de sobreintensidad en tecnología digital.

Vamos a señalar a título de ejemplo y a grandes rasgos, una de las manera de obtener la unidad instantánea y diferida de sobreintensidad y, también el tema de como se realiza la medida de la intensidad. En la Fig. 39 mostramos un diagrama de bloques de una unidad de sobreintensidad.

La función de sobreintensidad se alimenta a través de los transformadores de intensidad del circuito protegido, proporcionando una corriente secundaria que se aplica al equipo de protección que a su vez, reduce a valores adecuados mediante transformadores de intensidad internos. Los secundarios de estos transformadores internos se conectan a unas resistencias transformando de esta forma, las señales de intensidad en señales de tensión proporcionales. Esta tensión se pasa a través de unos filtros pasabajos con frecuencia de corte de 50 ó de 60 Hz,

según la frecuencia industrial de que se trate, para llegar a un multiplexor y a un convertidor digital-analógico que ejerce las funciones de una etapa de amplificación de ganancia variable. La salida de este convertidor es rectificadora y llega a otro convertidor analógico-digital que es donde se realizan las medidas instantáneas de intensidad. Un temporizador interno del microprocesador en la fase de muestreo, genera una interrupción en un periodo de tiempo muy corto, por ejemplo **cada mili segundo** en 50 Hz. con lo que se tienen 20 interrupciones cada ciclo. Estas interrupciones se dividen en grupos de cinco, de forma que las cuatro primeras se utilizan para medir las intensidades de las tres fases y neutro dejando la quinta en este caso, para ejecutar el programa del reenganchador y para el registro de sucesos. Esto quiere decir, que en un ciclo se realizan cuatro medidas para cada fase separadas entre sí **5 ms.** cuando se trata de 50 Hz. ó cada **4,33 ms.** en el caso de 60 Hz.

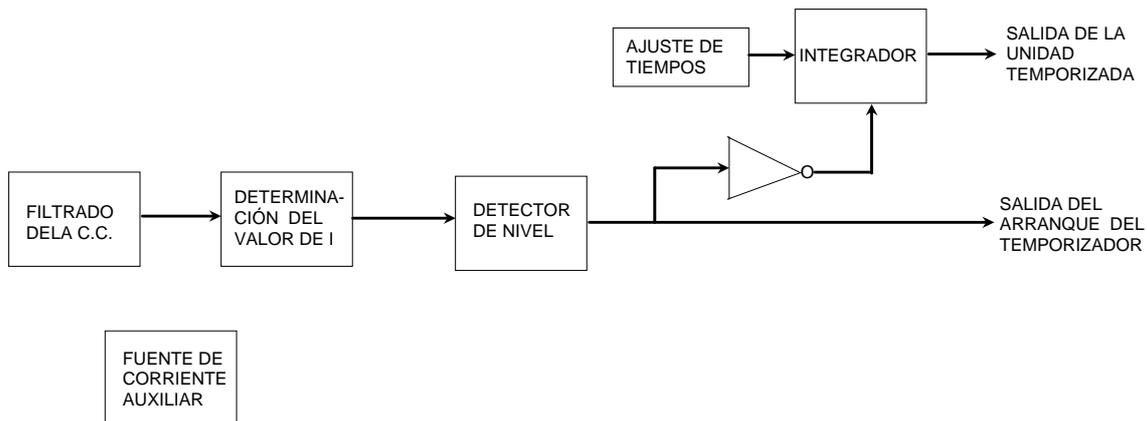


Fig. 39 - Diagrama de bloques de un relé de sobreintensidad

Con estas cuatro medidas de intensidad instantánea se calcula la intensidad eficaz de la corriente mediante la fórmula,

$$I^2 = \frac{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + I_4^2}{4}$$

Este valor de la intensidad eficaz así obtenida servirá para dar una señal salida instantánea, cuando el valor eficaz mrdido sobrepasa un valor preestablecido ó, para obtener las curvas de actuación de las funciones de tiempo diferido.

Podemos afirmar que las protecciones digitales están en plena vigencia y en la actualidad están jugando un papel muy importante en el campo de las protecciones , control y monitorización, de los sistemas eléctricos de potencia.

06. FUNCIONES DE PROTECCIÓN

06-1 Curvas características

Un relé ó función de protección puede actuar por medida de una sola magnitud eléctrica, bien sea intensidad, tensión o frecuencia y también por la acción simultánea de dos magnitudes tales como intensidades y/o tensiones. En este último caso, en la actuación del relé pueden intervenir, el ángulo de fase, la relación entre las magnitudes eléctricas o bien, la combinación de ambas.

Denominaremos *curvas características de operación* a los gráficos que muestran la relación entre las magnitudes que van a hacer actuar al relé.

Cuando la actuación del relé es por una sola magnitud su respuesta es puramente función del tiempo, como se muestra en la Fig. 40. Cuando la actuación es por dos magnitudes, las características se pueden representar por una magnitud y el ángulo de fase entre las dos magnitudes como en la Fig. 41, en términos de la relación entre las dos magnitudes como en la Fig. 42 ó bien, como la combinación entre la relación de las dos magnitudes y su ángulo de fase como se muestra en la Fig. 43. Además se pueden representar en unos gráficos de tiempos, los tiempos de operación.

Las curvas características tienen especial interés a la hora de establecer los valores de respuesta y con los que deduciremos también, otros parámetros tales como la sensibilidad, la velocidad de actuación y la selectividad, todos ellos muy útiles en la coordinación de las protecciones.

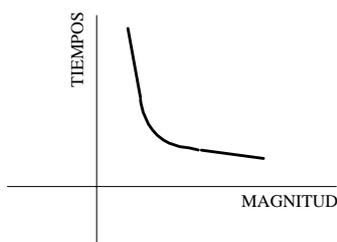


Fig. 40 - Magnitud y tiempo

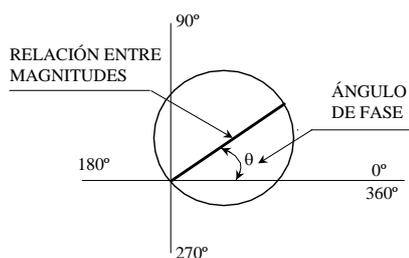


Fig. 41 - Relación entre dos magnitudes y ángulo

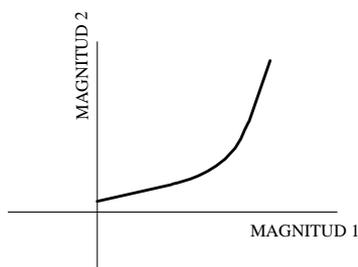


Fig. 42 - Relación entre dos magnitud

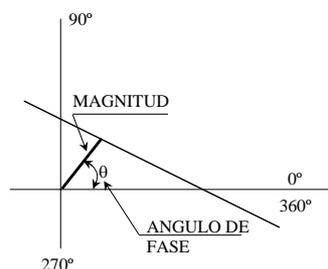


Fig. 43 - Magnitud y ángulo

06-2 Funciones básicas de protección

Existen muchos tipos de funciones y también combinaciones de funciones formando conjuntos o equipos de protecciones para proteger debidamente los diversos elementos que integran los SEP. Ahora bien, son pocas las diferencias fundamentales entre los distintos tipos de funciones de protección. Las curvas

características de operación de los equipos de protección de uso actual, se derivan esencialmente de un número reducido de funciones básicas. Describiremos estas funciones básicas, señalando en cada caso, sus ventajas e inconvenientes. En muchas ocasiones, nos vamos a encontrar con que las *funciones de protección* están con la denominación de *relés de protección*, siendo una terminología totalmente aceptada por ser muy utilizada desde hace muchos años atrás. Nosotros utilizaremos ambos indistintamente.

Hemos señalado en capítulos anteriores que existen varias formas de clasificar los relés pero, para las funciones de protección vamos a utilizar la clasificación que exponemos a continuación:

- *Funciones o relés de una sola magnitud* - Serán las funciones que respondan ante una sola magnitud eléctrica de entrada. También denominadas por algunos autores como *comparadores de nivel*. Un ejemplo típico es la función de sobreintensidad que responde al cambio de nivel en la magnitud de la corriente de entrada, bien sea midiendo el valor de pico ó, el valor eficaz. También entrarán en este grupo las funciones de tensión y de frecuencia.
- *Funciones o relés direccionales* - Estas funciones responden al ángulo de fase entre dos magnitudes de entrada de corriente alterna. Se les incluye también dentro del grupo de *comparadores de fase*. La comúnmente denominada unidad direccional, es la que compara el ángulo de fase entre una intensidad y una tensión, aunque a veces puede ser también el ángulo entre dos intensidades. Dentro de este grupo incluiremos también, las unidades direccionales de potencia y las funciones de comprobación de sincronismo de dos partes de un sistema ó, de dos sistemas diferentes.
- *Funciones ó relés diferenciales* - Estas unidades responden a las magnitudes obtenidas como resultante de la suma algebraica de dos ó más magnitudes eléctricas de entrada. Se les incluye en un grupo que algunos autores denominan *comparación de magnitud*. En su forma más extendida, esta función responde a la suma algebraica de las corrientes que concurren a una zona definida de protección. Puede hacerse de forma que la suma algebraica represente, si existe, la corriente de falta en la zona de protección. También podemos englobar aquí las funciones que operan por comparación de una magnitud, con otras magnitudes bien sean intensidades o tensiones y que se denominan *relés de equilibrio*.
- *Funciones cociente de dos magnitudes* - Tales funciones responden a la relación entre dos magnitudes de entrada expresadas por fasores. La relación entre dos fasores es un número complejo y su cociente podemos indicar, que responde a la magnitud de este número complejo ó al mismo complejo en sí. Las funciones de cociente más conocidas son las diferentes versiones de las *unidades de impedancia*, conocidas también como *unidades de distancia*.
- *Funciones diversas* - Existen unas funciones ó relés que no podemos identificarlos propiamente como unidades que realizan funciones de protección, sino más bien se integran junto con otros dispositivos para completar equipos de protecciones. Como más significativos incluimos en este grupo, las *funciones ó relés de comprobación de sincronismo* y los *relés de reenganche*.
- *Teleprotecciones* - Las funciones ó relés que forman los equipos de teleprotecciones utilizan como una de las señales de entrada, la información facilitada por un canal de comunicaciones desde uno o varios extremos remotos. Algunos autores los incluyen dentro de un grupo denominado de *relés con comunicación de extremos*. Generalmente este tipo de función de protección recibe a través de un sistema de comunicaciones la decisión tomada por una protección remota, que normalmente es del tipo de una de las funciones reseñadas anteriormente, haciendo uso de esta señal para actuar de forma selectiva ante las faltas que se produzcan dentro de una zona. Dada la gran importancia de estas funciones vamos a darles carácter de un capítulo aparte.

06-2-1 *Funciones de sobreintensidad*

La función de sobreintensidad es una de las funciones más sencillas de entre las unidades de protección. Como su nombre indica, el relé opera cuando la intensidad de la corriente en un tramo del sistema sobrepasa un nivel previamente seleccionado en la unidad. Son dos los tipos básicos de los relés de sobreintensidad, los denominados Instantáneos y los de Tiempo Diferido.

06-2-1-1 Unidad instantánea de sobreintensidad

La unidad de sobreintensidad instantánea es aquella que actúa *sin una demora intencionada*, cuando la intensidad de la corriente sobrepasa el nivel de respuesta previamente fijado. En general, el tiempo de operación de este tipo de unidades varía dentro de unos límites de demora de gran amplitud, desde un tiempo mínimo de unos 10 milisegundos, hasta tiempos máximos del orden de 100 milisegundos. La curva característica se muestra en la Fig. 44.

Una condición a tener en cuenta al aplicar las unidades instantáneas de sobreintensidad es el *sobrealcance transitorio* ó la tendencia que tienen a actuar con una intensidad de falta menor que la correspondiente a su ajuste, siempre que la corriente de falta contenga una componente transitoria de corriente continua. Este sobrealcance se expresa en % por $S_t = \frac{I_a - I_t}{I_a} 100$ siendo I_a el valor de ajuste de actuación para una intensidad sin componente continua e I_t el valor de actuación con una corriente con contenido máximo de corriente continua.

06-2-1-2 Unidad de sobreintensidad de tiempo diferido

Las unidades de sobreintensidad de tiempo diferido las podemos clasificar a su vez, en otros dos grandes grupos:

- Unidades de sobreintensidad de tiempo fijo, donde el tiempo de operación es fijo aunque seleccionable, pero independiente del valor de la intensidad que circula por la unidad.
- Unidades de sobreintensidad de tiempo inverso, en los que el tiempo de operación varia inversamente al valor de la intensidad de la corriente que circula por la unidad. Las unidades se denominan de acuerdo con su característica, como:
 - Inversa,
 - Muy inversa y
 - Extremadamente inversa

En la Fig. 44 se muestran las curvas características más usuales para este tipo de relés.

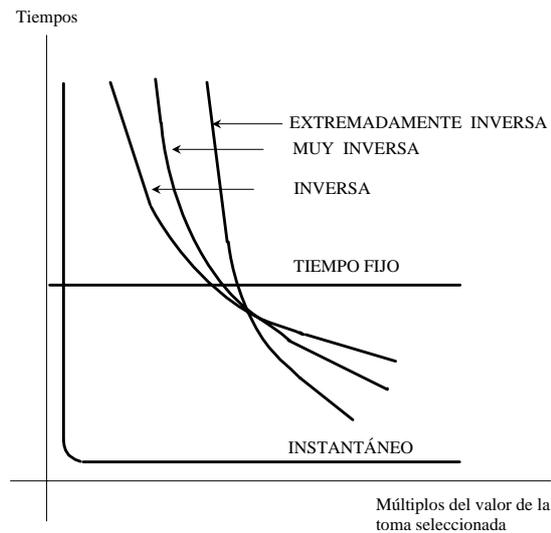


Fig. 44 - Curvas características de los relés de sobreintensidad

Las curvas de tiempo inverso difieren unas de otras en la proporción en que disminuye el tiempo de operación al aumentar el valor de la intensidad.

En la Fig. 45 hemos representado una familia de curvas características de las unidades de retardo inverso del tipo de disco de inducción. Dentro del área de influencia anglosajona, donde se incluye la península ibérica, las curvas se rigen por las normas ANSI (americanas) y BS-142 British Standard (inglesas). Las curvas que hemos representado son aproximadas y se muestran a título meramente de ejemplo, sin que sus valores deban ser tomados a efectos de su utilización en ninguna aplicación.

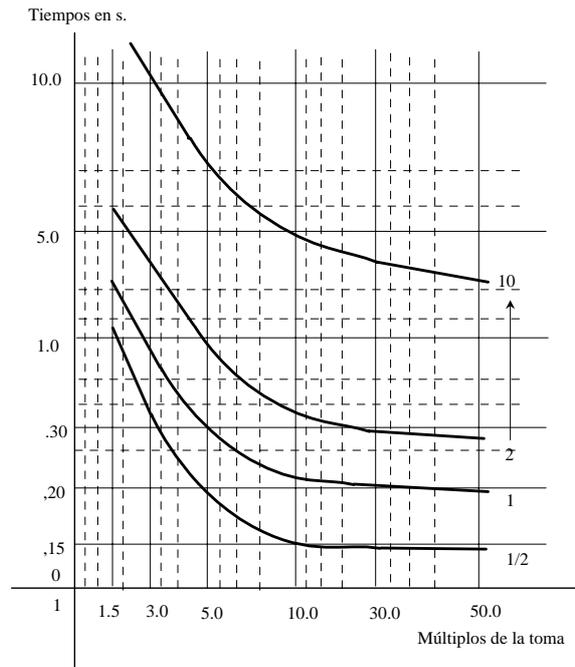


Fig. 45 - Curvas de retardo inverso de las funciones de sobreintensidad de tiempo diferido

Se representan normalmente a doble escala logarítmica, con los múltiplos del valor de la toma de arranque seleccionada en abscisas y los tiempos en segundos en ordenadas. Es habitual representar una familia con 11 curvas, coincidiendo cada una de ellas con las numeraciones de los trazos del dial de tiempos. Esto no quiere decir que existan solamente esas 11 curvas, sino que es una superficie de curvas con los límites en los trazos 1/2 y 10. Otra observación a hacer es, que la numeración de los trazos no significa que lo señalado en ellos sean segundos, sino es una numeración que indica que el valor de los tiempos es mayor para los trazos de mayor numeración.

Podemos observar que las curvas se inician desde el valor de 1,5 veces el valor de la toma de arranque, sin que ello quiera decir que entre 1 y 1,5 no exista curva. Su significado es que para valores inferiores a 1,5 no se garantiza la precisión de $\pm 5\%$ en tiempos, como para el tramo de curva que se halla representada desde 1,5 veces en adelante. La unidad arranca con el valor de la toma $\pm 2\%$ cerrando sus contactos. Para seleccionar la actuación de una unidad de sobreintensidad de tiempo diferido, se actuará sobre el valor de la toma de arranque y sobre el dial de tiempos. Son estos los dos únicos grados de libertad de este tipo de unidades y sus valores se seleccionarán de acuerdo con las características térmicas del elemento a proteger. Una vez seleccionados estos valores, les corresponderá una sola curva de operación que la unidad seguirá con toda fidelidad para todos los demás valores comprendidos dentro del rango de operación.

Entre las curvas de retardo inverso disponibles la adecuada se elegirá en función de las características del elemento a proteger y de la necesidad de coordinación con otras unidades asociadas a la protección. Si no existen unos requisitos especiales de coordinación, la elección recaerá sobre las curvas menos inversas y en estos casos, si la variación de la intensidad de falta entre los extremos de la línea protegida es pequeña, serán los elementos instantáneos los encargados de cubrir las faltas más próximas. Las curvas más inversas son más propias para aquellas líneas donde las variaciones en las intensidades de falta son grandes entre el extremo donde se halla ubicada la protección y el extremo remoto ó también, cuando el fenómeno del arranque de las *cargas frías* es significativo ó bien, sea necesaria una coordinación con fusibles.

En estas unidades de disco de inducción y a efectos de coordinación con otras unidades, es preciso tener en cuenta el *factor de sobremarcha*. El disco de inducción puede cerrar sus contactos aún después de haber cesado la intensidad de operación antes de haber completado el disco su recorrido, debido a la inercia en el giro del propio disco. Este tiempo máximo de reducción de la permanencia de la intensidad de operación para completar el giro del disco, es lo que se denomina con el término de *sobremarcha* y que los anglosajones lo definen como *overtravel*.

El valor del tiempo de reposición, esto es, el tiempo que tarda en volver el disco a su posición inicial después de cesar la causa de la operación, es alto, haciendo que en la coordinación con las unidades de los distintos escalones de protección, haya que incrementar los tiempos de cobertura debido al tiempo de reposición.

Hasta ahora nos hemos estado refiriendo a las unidades electromagnéticas de inducción que son sin duda, los más numerosos del parque de relés ó unidades de sobreintensidad.

En las unidades estáticas (electrónica convencional y digital) de sobreintensidad, la sobremarcha es despreciable y el tiempo de reposición se puede reducir en ellos, prácticamente a cero. Esta cualidad les hace que sean más versátiles que los electromagnéticos, en el momento de hacer una coordinación de protecciones en los sistemas radiales de distribución

Ninguno de los tipos de unidades de sobreintensidad son inherentemente selectivos ya que detectan las sobreintensidades producidas por faltas, cualquiera que sea el sentido de la corriente de circulación. En la práctica, la selectividad entre las unidades de sobreintensidad que protegen diferentes conjuntos de elementos del sistema, se logra en base a sus sensibilidades, el tiempo de operación ó a la combinación de ambos, dependiendo de las curvas características propias de intensidad-tiempo de las unidades que intervienen en la protección. A este tema de la selectividad nos referiremos más adelante, cuando tratemos sobre las protecciones de líneas. También se logran esquemas de protecciones selectivas a base de funciones de sobreintensidad, pero controladas por unidades direccionales, que permitirán la actuación de las unidades de sobreintensidad, solamente cuando la corriente circula en un determinado sentido, especificado previamente.

La aplicación de las unidades de sobreintensidad entraña, algunas dificultades y a menudo, son sustituidas por cualquier otro tipo de protección. Esto es debido a que la actuación de las funciones de sobreintensidad se ve muy afectada por las variaciones de la magnitud de las intensidades de cortocircuito, debido a cambios en la generación y por tanto en la potencia disponible en el sistema y también, por cambios en la configuración de la red. De todas maneras, bien de una forma o de otra, las funciones de sobreintensidad han sido utilizadas en las protecciones de la mayoría de los componentes de un sistema eléctrico. Hoy en día, su uso se circunscribe principalmente a los sistemas de *baja/media* tensión donde el coste juega un papel importante a la hora de elegir las protecciones. Sin embargo, a pesar de sus limitaciones, aún se utilizan en algunas funciones de protección en sistemas de alta tensión.

La aplicación principal de las unidades de tiempo inverso es la protección contra sobrecargas prolongadas y contra faltas entre fases y fase a tierra en sistemas radiales de distribución. También su utilización ha sido y es de gran profusión, *en abonados industriales* suministrados en alta y media tensión.

Históricamente, las curvas de operación de estas unidades de tiempo inverso de disco de inducción, no han sido reproducidas con toda fidelidad por unidades basadas en otras tecnologías, lo que hacía más difícil resolver el problema de coordinación cuando existían mezcla de unidades en la misma instalación ó tramo de línea.

Hoy en día, al ir aplicando cada vez más las unidades digitales basadas en microprocesador, se hacen grandes esfuerzos para desarrollar productos que reflejen con gran exactitud, las curvas obtenidas mediante unidades electromagnéticas de retardo inverso.

En la Fig. 46 mostramos los esquemas unifilares de principio, de protección de una posición línea contra faltas entre fases y faltas a tierra, constituida por tres unidades de fase y una de tierra. En plan de ahorro económico se puede eliminar un relé de fase y hacer la misma protección, con dos unidades de fase y uno de tierra.

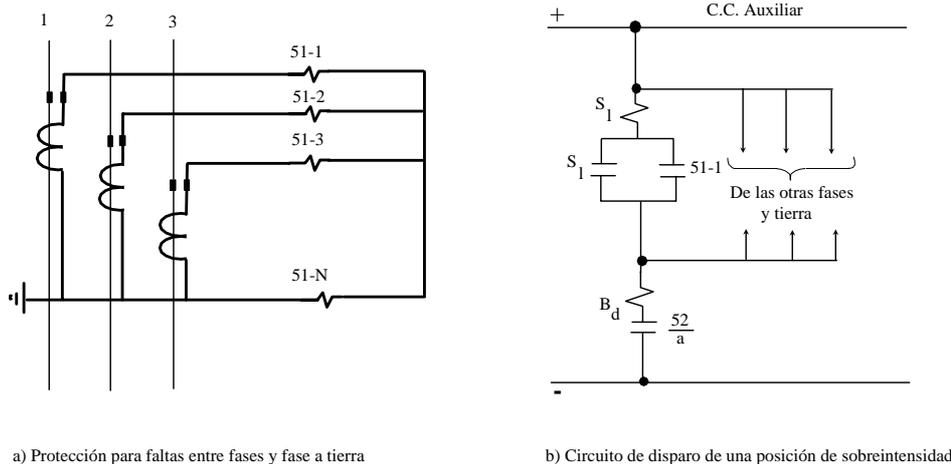


Fig. 46 - Esquemas de principio contra faltas entre fases y faltas a tierra

Consideramos de interés mostrar a través de la misma Fig. 46 b) un esquema simplificado de los que se han venido utilizando como circuito de disparo en una protección de una línea de distribución, a base de tres relés de fase y uno de tierra. La bobina y el contacto S_1 corresponden a un relé de sellado que normalmente forma parte como un elemento del relé de inducción, siendo su misión señalar la actuación del relé correspondiente y además sellar la operación de disparo. Cuando el circuito está energizado, es decir, el interruptor cerrado, su contacto auxiliar (N/A) $\frac{52}{a}$ está cerrado. Al actuar uno de los relés de la posición, por ejemplo el de la fase **1**, cerrará su contacto 51-1 (51 número de la función de sobreintensidad diferida, según ANSI) energizando el relé de sellado que quedará autoalimentado a través de su contacto, hasta que abra el interruptor (función 52 según la denominación ANSI), abriendo a su vez su contacto N/A. Deseamos resaltar que aunque se abra el contacto de la protección, el relé de sellado seguirá cerrado y no abrirá su contacto hasta que haya abierto el interruptor., desenergizando la bobina de sellado S_1 . De ahí que recibe el nombre de *sellado* porque realmente sella el disparo. Otra función muy importante de este relé de sellado, además de sellar y señalar la operación, es la de proteger los contactos de la unidad de inducción y sobre todo, proteger de posibles calentamientos el espiral de reposición del disco (elemento muy delicado) evitando que se alteren las curvas de operación. De todas formas, según este esquema que ha sido muy utilizado, la función de cortar la intensidad del circuito de disparo se le adjudica al contacto auxiliar del interruptor, que son unos contactos muy robustos.

06-2-2 Unidad direccional

Una unidad direccional actúa bajo unas determinadas condiciones del ángulo que forman una intensidad con una tensión o con una intensidad de referencia, denominadas de *polarización*, debiendo hacer que la unidad direccional opere solamente cuando la corriente circula en un determinado sentido, bien sea coincidente con el sentido del flujo de la potencia activa ó con el de la potencia reactiva. En la Fig. 47 mostramos la característica de operación de una unidad direccional. Operará cuando la corriente I de línea se encuentre en la zona de par positivo indicado en la mencionada figura.

El par producido en este tipo de estructuras electromagnéticas es proporcional al producto de la intensidad de línea por la intensidad del circuito de polarización y por el seno del ángulo que forman estas dos intensidades, es decir, el par será $P = KI I_p \sin(\varphi - \alpha)$ que será máximo para $\varphi - \alpha = \frac{\pi}{2}$. El par nulo corresponderá a los valores de $\varphi - \alpha = 0$ y para $\varphi - \alpha = \pi$ Los pares positivos son para el giro en sentido de cierre de contactos y los negativos en el sentido opuesto, en el que no existen contactos. Dentro de la zona de par positivo se suele decir que la unidad direccional *ve* y en la zona de par negativo que la unidad *no ve*. El ángulo φ es el formado por la intensidad de línea I con la magnitud V de polarización y es variable en posición con la carga. El ángulo α denominado *ángulo interno*, es el que forma la intensidad I_p del circuito de polarización de la unidad con la misma tensión de polarización de

la función direccional y depende únicamente, de los parámetros r , x_L y x_C del circuito de polarización, siendo $\text{tang.}\alpha = \frac{x_L - x_C}{r}$, fijo para cada circuito. El ángulo $\theta = 90^\circ - \alpha$ es el denominado *ángulo característico* de la unidad.

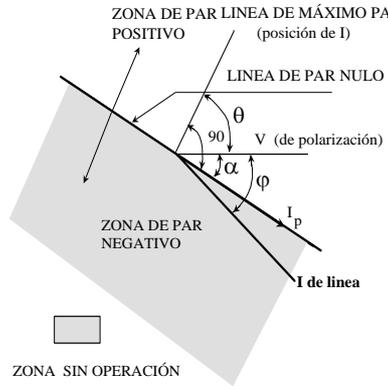


Fig. 47 - Característica de los relés direccionales

Por la expresión anterior del par, vemos que este varía en función del seno de ángulo $\phi - \alpha$ y tiene un valor máximo $P_{\max} = KI_p$ que en el caso de las unidades electromagnéticas, adquiere una gran importancia a la hora de elegir la tensión de polarización en las unidades de sobreintensidad direccionales de fase ya que se desea que al producirse la falta, la posición de la **I** de cortocircuito sea próxima a la posición del ángulo de máximo par, para así obtener una mayor garantía de operación de la unidad.

No debemos confundir estas unidades direccionales con las *funciones direccionales de potencia*, que son los que detectan una cuantía de energía en un sentido determinado, como señalaremos más adelante.

06-2-2-1 Magnitud de polarización

En una unidad direccional siempre tenemos que comparar una intensidad (el fasor de la intensidad de línea) con una referencia, que es la *magnitud de polarización*. A la intensidad de la corriente que hace operar la unidad de sobreintensidad y cuyo sentido se trata de definir, se le denomina generalmente, *magnitud de operación*.

Los principios de aplicación que se deben de guardar en la selección de la *magnitud de polarización* adecuada podemos resumirlas en las dos siguientes:

- La magnitud seleccionada no debe de anularse en las situaciones de falta con el fin de evitar la pérdida de la magnitud de polarización.
- Aún cuando cambie el sentido del flujo de la corriente, la dirección de la magnitud de polarización seleccionada debe de permanecer invariable.

La concurrencia de estas dos premisas definirán la selección de la magnitud de polarización para cada tipo de falta que pueda darse en el sistema eléctrico, debiendo distinguir también, entre los diseños de una unidad direccional de fase y una unidad direccional de tierra.

En la unidad direccional de fase se utiliza como magnitud de referencia únicamente una tensión de polarización, de acuerdo con el sistema de tensiones trifásicas representadas en la Fig. 48. Para la intensidad de la fase **1** (se ha supuesto el factor de potencia unidad), la tensión de polarización puede ser la tensión entre fases V_{b-c} denominada polarización a 90° ó en cuadratura, la tensión V_{a-c} denominada de polarización a 30° ó adyacente y la tensión $V_{a-c} + V_{b-c}$ denominada de polarización a 60° . En una falta entre fases, la intensidad de falta normalmente es muy inductiva, del orden de 45° en retraso respecto de su tensión simple, situándose en las cercanías de la línea de máximo par, para un ángulo interno de la unidad direccional de $\alpha = 45^\circ$. Esta condición de situar las intensidades de falta próximas a la línea de máximo par tiene mucha importancia en las unidades electromagnéticas, por lo que se ha venido

utilizando en la mayoría de aplicaciones la polarización a 90° que además, cumple con los dos principios de aplicación señalados anteriormente para las magnitudes de polarización.

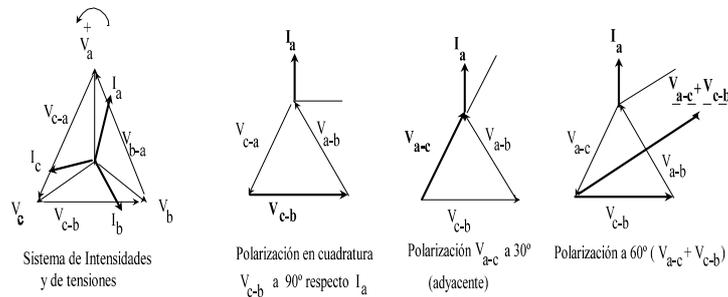


Fig. 48 - Polarizaciones por tensión de un direccional de fase

En las unidades direccionales de tierra la intensidad de operación es la corriente homopolar que es segregada entre la estrella de tres transformadores de intensidad y su puesta a tierra ó también, a través de un transformador toroidal abrazando las tres fases. Para estas unidades direccionales de tierra, existen dos posibles magnitudes de polarización, una la tensión homopolar y otra, la corriente que circula por una puesta a tierra. Sobre la obtención de la tensión homopolar hemos expuesto anteriormente en el capítulo correspondiente a transformadores de tensión cómo se realiza través de la conexión en triángulo abierto de tres transformadores monofásicos de tensión como se muestra en la Fig. 49.

Siempre que exista una puesta a tierra en el mismo lugar de ubicación de la protección, podremos disponer de la corriente de circulación de tierra para la polarización por intensidad. En este último caso, se utilizan generalmente ambas polarizaciones.

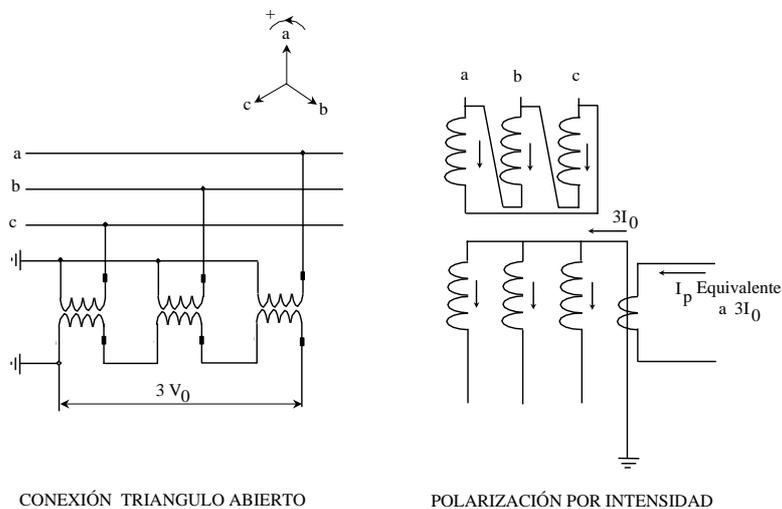


Fig. 49 - Polarización de unidades direccionales de tierra

La intensidad de polarización se puede obtener de varias formas y entre ellas vamos a citar:

- A través de T_i 's situados en el transformador de potencia.
- Mediante combinaciones diversas de T_i 's situados en primario ó secundario del transformador de potencia.
- Por medio de T_i 's en el terciario de un transformador de potencia.

La función ó unidad direccional no se usa generalmente como una unidad aislada, sino más bien formando conjunto con otras protecciones y en la mayoría de los casos, como control direccional de las funciones de sobreintensidad, conocidas como *relés direccionales de sobreintensidad*. Cuando se usa con

funciones de sobreintensidad su combinación puede ser selectiva ya que en estas condiciones se puede hacer que una unidad de sobreintensidad actúe solamente para faltas en la dirección del elemento protegido. Si existen a continuación otros elementos, la selectividad entre estos puede conseguirse actuando sobre la sensibilidad, sobre el tiempo de operación ó sobre la combinación de ambos.

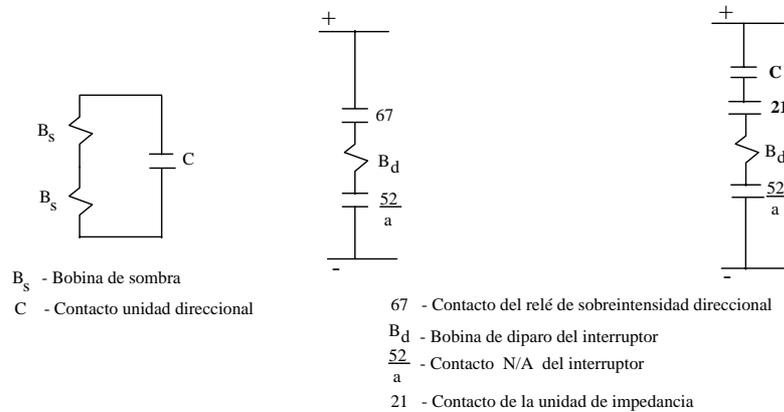


Fig. 50 - Control direccional en unidades de sobreintensidad

Para lograr el control direccional de una unidad de sobreintensidad de disco de inducción, es preciso que los anillos o aros de cortocircuito (de sombra) sean sustituidos por bobinas de sombra, disponiendo sobre estas un contacto de la unidad direccional tal y como se muestra en la Fig. 50. De esta forma quedará constituida la unidad de sobreintensidad direccional **67** (denominación funcional de ANSI para unidades direccionales) que mostramos en la figura en un hipotético circuito de disparo.

En la Fig. 24 del apartado de *Unidades Básicas* hemos representado las bobinas de sombra sobre las estructuras del disco de inducción. Cuando el sentido de la energía es el prefijado para la unidad direccional, esta cerrará su contacto cortocircuitando las bobinas de sombra y a partir de ese instante, la unidad de sobreintensidad estará dispuesta para operar en el momento que se alcancen los niveles de intensidad exigidas para su actuación. En el caso de que el sentido de la intensidad sea opuesto, las bobinas de sombra estarán abiertas y no se producirá por alguno en la unidad de inducción por elevada que sea la intensidad que circule por ella.

Las estructuras de disco de inducción de tipo vatimétrico no llevan aros de cortocircuito, sino siempre bobinas de sombra y sobre ellas se hace el control direccional, de la misma forma que para las otras estructuras del disco de inducción.

Al conjunto de la unidad de sobreintensidad con control direccional es al que se le ha venido denominando *unidades direccionales de sobreintensidad*.

También mostramos en la misma Fig. 50, un esquema simplificado de disparo con un contacto **C** de una unidad direccional, que controla la direccionalidad de una unidad de impedancia (función **21** según ANSI) pero independiente de esta unidad de impedancia. Este es el tipo de control direccional que se realiza en los equipos de distancia de característica de impedancia.

06-2-3 Unidad direccional de potencia

Bajo esta denominación se conocen unas funciones ó relés de protección que actúan para unos valores determinados de la intensidad y tensión del sistema y el ángulo de fase existente entre ellas. Operan cuando la magnitud de la potencia en un sentido es superior a un valor preestablecido para la unidad.

Fundamentalmente son unidades destinadas para detectar *un máximo ó un mínimo nivel de flujo de potencia* circulando en una determinada dirección. Las unidades direccionales de potencia pueden ser para detectar *potencia activa ó potencia reactiva*.

La aplicación más frecuente es la protección contra la *motorización* en los generadores, aunque realmente la protección más que para el propio generador, se instala para evitar los daños que se pueden producir en el sistema de accionamiento primario, es decir, en las turbinas de vapor, de gas ó diesel.

Se han utilizado tecnologías de copa (por rapidez), de disco de inducción y estáticas, en la fabricación de estas unidades, pero no ofrecen tampoco ninguna dificultad para ser incorporadas como unas funciones adicionales en los equipos de protección y control digitales.

Debemos recalcar una vez más, que es preciso diferenciar claramente entre estos relés direccionales de potencia y las unidades direccionales que hemos definido anteriormente, ya que su función y aplicaciones son completamente diferentes.

06-2-4 Protección diferencial

La protección diferencial se basa en un principio selectivo que detecta las faltas, comparando las magnitudes eléctricas, normalmente intensidades, en todos los extremos del elemento a proteger en un sistema, cumpliendo la primera ley de Kirchoff que indica que *la suma vectorial de las corrientes que concurren a un nudo debe de ser cero*.

06-2-4-1 De corriente diferencial

El principio de corriente diferencial es el más utilizado y lo que hace es comparar las corrientes de entrada y de salida al elemento protegido, actuando para una determinada diferencia entre ellas.

En las protecciones por corriente diferencial, los transformadores de intensidad están colocados en los extremos de la zona a proteger y sus secundarios conectados en paralelo con la bobina de operación tal y como se ilustra en la Fig. 51, donde se ha querido representar un elemento E cualquiera del sistema eléctrico. Mientras que la corriente que circula en el elemento protegido permanezca invariable en magnitud y ángulo, la corriente se cerrará entre los secundarios de los transformadores de intensidad, sin que fluya ninguna corriente por la bobina I_d de operación. Si se produce una falta dentro de la zona protegida, las intensidades de las corrientes en los extremos del elemento protegido no serán iguales en magnitud y/o en ángulo y por lo tanto, circulará la diferencia por la bobina diferencial del relé actuando este, dando la orden de desconexión del elemento en falta del sistema.

El esquema que se muestra en b) de la Fig. 51, es el principio de una unidad *diferencial de porcentaje*. Este tipo de unidad tiene una bobina de operación B_{op} y dos bobinas B_{fr} de frenado. La misión de las bobinas de frenado es evitar que la unidad tenga actuaciones no deseadas, por circular por la bobina de operación la diferencia de las corrientes producidas por los errores de los transformadores de intensidad y que puede ser de un valor alto, cuando son recorridos por las intensidades de cortocircuito debidas a faltas externas.

La característica de este tipo de relés es que la corriente de operación $(I_1 - I_2)$ debe exceder en un cierto porcentaje a la media de las corrientes de frenado $\frac{I_1 + I_2}{2}$ para que el relé pueda operar. Este porcentaje

$k = \frac{I_1 - I_2}{\frac{I_1 + I_2}{2}} \cdot 100$ denominado *margen*, suele ser seleccionable dentro de un amplio rango, que especificaremos en cada una de las diferentes aplicaciones.

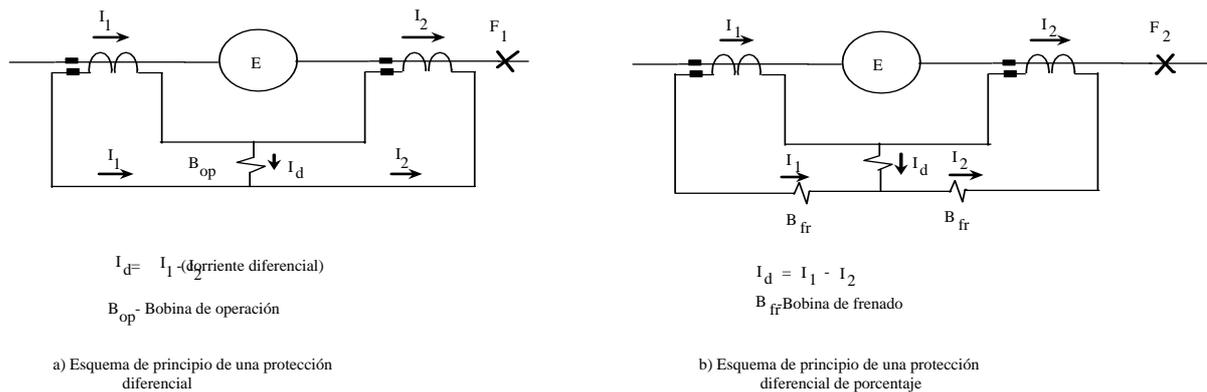


Fig. 51 - Esquemas de las unidades de corriente diferencial

Vamos a exponer un ejemplo sencillo sobre el esquema a) de la Fig. 51. Supongamos que se produce una falta muy resistiva dentro de la zona encomendada a la protección es decir, en el tramo comprendido entre los dos transformadores de intensidad y que los valores (en secundario) de las corrientes sean $I_1 = 12A$ e $I_2 = 10A$. La diferencia será $I_d = 2A$, que representa el 20 % de la intensidad de 10A., valor suficiente para que la unidad diferencial actúe al detectar esta diferencia de corrientes. En cambio, en una falta externa producida por un cortocircuito franco con alto valor de la intensidad por diferencias en los errores de los transformadores de intensidad, los valores de I_1 e I_2 podrían alcanzar por ejemplo, valores tales como 256 A. y 254 A. respectivamente, circulando por la bobina de operación los 2A. como en el caso anterior y por lo tanto, podría actuar de la misma manera, cuando aquí se produciría una actuación indebida. Esto se evita con la unidad diferencial de porcentaje, no quedando la operación encomendada a la diferencia absoluta de las intensidades que entran y salen al elemento protegido, sino al *porcentaje* de la diferencia con respecto al valor medio de ambas intensidades, denominada *intensidad de paso*.

La protección diferencial es inherentemente selectiva y su principio se utiliza para proteger cualquiera de los equipos de un sistema excepto, por ahora, para líneas largas de distribución y transporte de energía. La limitación del uso de la protección diferencial a líneas, conocida como *protección diferencial longitudinal de líneas*, viene dada por la distancia de separación de los transformadores de intensidad. Podemos señalar como límite una distancia del orden de 25 km., aunque puede variar en algunos casos este límite. Las condiciones exigidas en la precisión de los transformadores de intensidad, concretamente por la impedancia que imponen la excesiva longitud de sus conexiones secundarias, hace que se limite a distancias pequeñas.

En la Fig. 52 mostramos la característica de operación de una unidad diferencial de porcentaje que es la función típica cuando se habla de protecciones diferenciales de baja impedancia. Se representan en la forma expuesta en la parte a) de la figura es decir, en abscisas la media aritmética de las corrientes de paso por las bobinas de frenado y en ordenadas, las intensidades que circulan por un extremo del elemento a proteger.

Finalmente debemos recalcar que la protección diferencial es una protección inherentemente selectiva, de principio muy sencillo y posible uso en la protección de todos los elementos de un sistema eléctrico, tales como generadores, transformadores, grandes motores, barras y líneas cortas. La incorporación de la fibra óptica a los sistemas de comunicación de extremos y la utilización de la tecnología digital, pueden hacer que se aplique a líneas de transporte de energía, con aportación de notables ventajas sobre las actuales prácticas de aplicación.

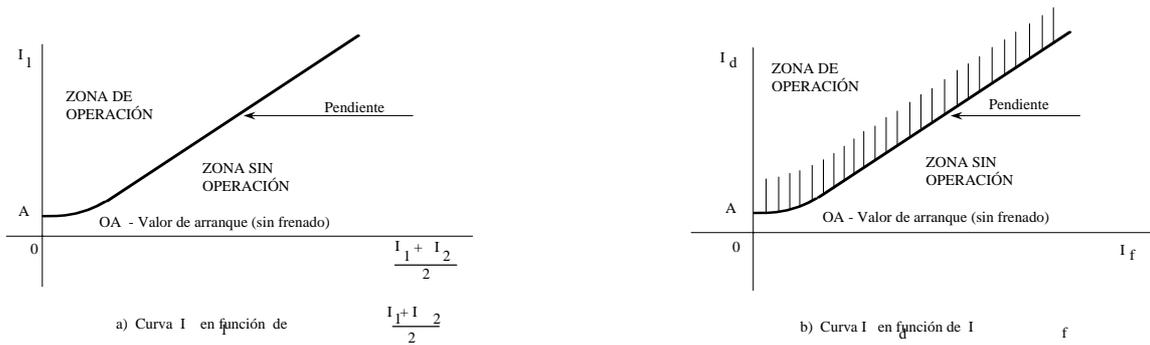


Fig. 52 - Característica de operación una unidad diferencial de porcentaje

06-2-5 Protecciones de distancia

El método más usual de detección de faltas en las líneas de transporte es por medida de impedancias. Esto se realiza a través de unas unidades que responden a la relación entre tensiones e intensidades y por lo tanto, a la impedancia o a una componente de la impedancia. Como la impedancia es de alguna manera, una función lineal de la longitud de la línea, ha hecho que se les denomine *Funciones ó Relés de Distancia*.

Este sistema de medida de la impedancia proporciona un buen medio para discriminar entre las faltas y las condiciones normales de funcionamiento del sistema y también, para la discriminación de faltas que se produzcan dentro de un área de protección concreto, de aquellas que se produzcan en otra zona cualquiera del sistema, evitando en gran manera los inconvenientes que presentan las funciones de sobreintensidad. Los valores de operación de las unidades de distancia se expresan en términos de *Impedancia* o en términos de los componentes de la impedancia, tales como la *Resistencia*, la *Reactancia* y *Admitancia*. En la mayoría de las ocasiones, estas expresiones de la impedancia se recogen en unas ecuaciones o en forma de figuras geométricas que se representan en un sistema de coordenadas, utilizando los valores de las resistencias como abscisas y los de las reactancias como ordenadas, siendo conocido como el diagrama **R-X**.

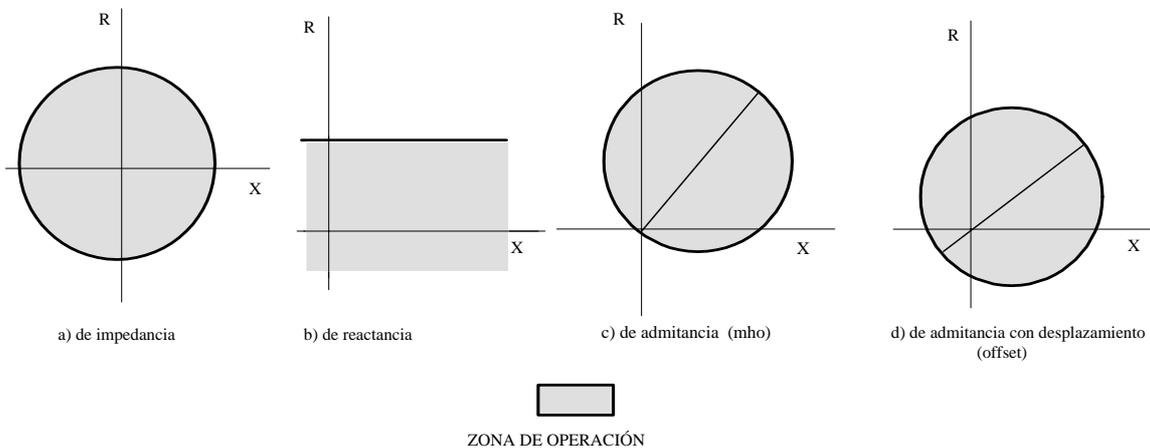


Fig. 53 - Características de unidades de distancia

En las Fig. 53 y 54 se representan las curvas características de las unidades de distancia que han sido más usuales y que eran reproducidas por unidades electromagnéticas. La unidad de medida se considera ubicada en el origen de las coordenadas y operará para valores de impedancia comprendidas dentro del área sombreada de la curva característica correspondiente.

De los tipos de unidades que se muestran en las Figs. 53 y 54, solo las unidades Mho son direccionales, es decir, que actuarán para faltas que ven en una sola dirección. Las unidades de Reactancia e Impedancia, verán las faltas en los cuatro cuadrantes y por ello, para hacerlas selectivas, se utilizan juntamente con otras unidades que les dé el carácter de direccionalidad. Con las funciones de Impedancia se utilizan

generalmente, lo que hemos definido anteriormente como unidades direccionales y en las funciones de reactancia, una unidad Mho realiza la supervisión direccional, a la vez que sirve como unidad de tercera zona.

Dentro de este grupo de unidades de distancia podemos incluir unas unidades tipo Mho de característica *trapezoidal*, que están representadas por diversas rectas conformando figuras trapezoidales en el diagrama R-X. También son de uso otras, tales como las *lenticulares* y las llamadas de *tomate* mencionadas anteriormente. Con estas características lo que se pretende es reducir las actuaciones indebidas que pudieran producirse en situaciones de penduleos de potencia ó por otras causas que se originen en la red y que no son propiamente faltas.

Todas las características de las Fig. 53 y 56 pueden obtenerse mediante relés estáticos, en cambio, mediante unidades electromagnéticas solamente se podrán obtener las correspondientes a la Fig. 53, es decir, de Impedancia, Reactancia y las unidades de Admitancia (Mho) en sus distintas variantes.

Las unidades de distancia son mayormente, independientes del valor de las corrientes de cortocircuito y por ello, muy adecuadas como protecciones de las líneas de transporte. Su aplicación es generalmente simple y permanente, ya que no requiere cambios en los ajustes mientras no se cambien las condiciones del sistema. Debido a sus características, las protecciones de distancia tienen un amplio campo de aplicación, sobre todo, allá donde es importante una selectividad que sea capaz de distinguir las perturbaciones, de las condiciones normales de funcionamiento del sistema.

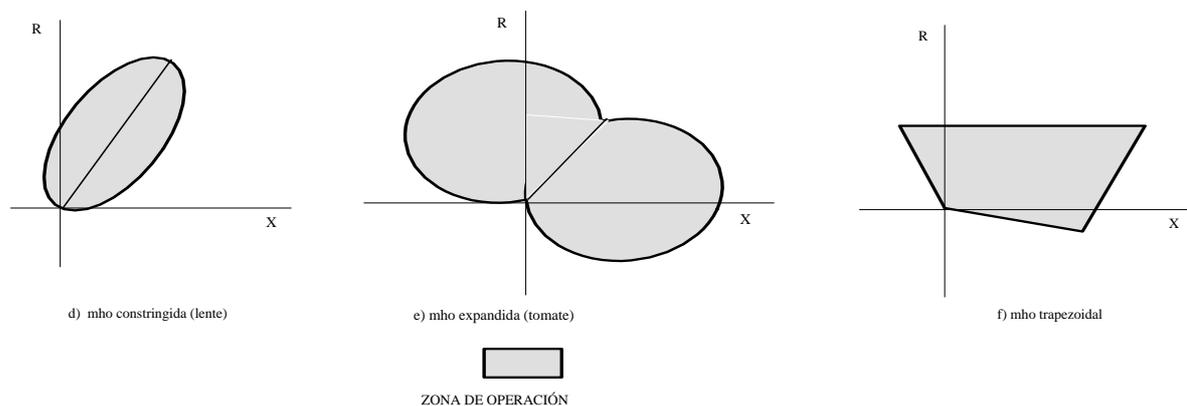


Fig. 54 - Características de las unidades de distancia

En las protecciones de líneas mediante equipos de distancia, como detallaremos más adelante en el capítulo de Prácticas de Aplicación, cada posición de protección de extremo de línea integra tres zonas de alcances perfectamente definidos. La primera zona cubre entre el 80 % y el 90 % de la longitud de la línea, la segunda hasta el 120 %, adentrándose en la línea contigua y la tercera cubre incluso, la totalidad de esta línea contigua, tal y como mostramos en el croquis de la Fig. 55, con las tres zonas de una protección típica de distancia.

De hecho, el que la primera zona no cubra más que el 80/90 % de la longitud de la línea A-B de la Fig. 55 y no el 100 %, es porque con el ajuste del 100 % debido a los errores normales en las medidas de la impedancia y el sobre alcance transitorio durante los cortocircuitos, se podrían detectar faltas más allá de la línea, como una falta en F, produciendo disparos instantáneos no deseados, por la actuación en primera zona de las unidades ubicadas en A. Para estas faltas como F, deben ser los interruptores C y D de la línea C-D los encargados en despejar la falta. Si actuara A no se cumplirían las condiciones de selectividad y para salvaguardar las condiciones de seguridad de actuación de las protecciones adecuadas, hace que haya un 10/20 % del tramo de línea A-B sin proteger por alta velocidad por la primera zona de la protección del extremo A. En el siguiente capítulo se aborda este tema, para dar solución de alta velocidad a la longitud total de una línea.

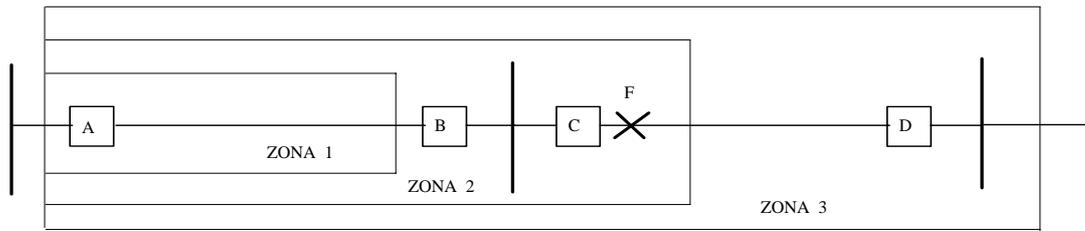


Fig. 55 - Tres zonas de una protección de distancia

Una protección de distancia en un extremo de la línea por lo tanto, actuará como protección primaria instantánea para el 80/90 % de la línea, con la demora propia de la 2ª zona para el tramo comprendido entre el 80/90 % y el 120 % y como protección de apoyo para las faltas, tales como la F, que puedan producirse entre el interruptor B y el tramo hasta el alcance del 120%. La tercera zona puede considerarse netamente una protección de apoyo remoto, para la instalación comprendida entre el interruptor C, la línea C-D y las barras de la subestación D.

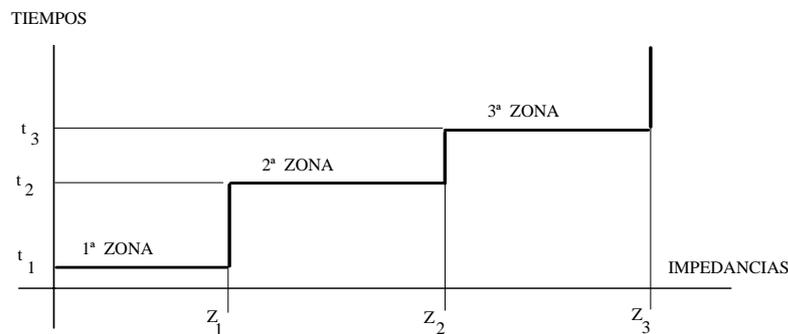


Fig. 56 - Característica Impedancias-Tiempos de una protección de distancia

En la Fig. 56 mostramos un gráfico con las impedancias Z_1 , Z_2 , Z_3 con sus tiempos correspondientes donde normalmente t_1 es instantáneo (demora no intencionada), t_2 del orden de 0,3 s. y t_3 de alrededor de 1 s.

Los equipos de distancia de tres zonas a base de unidades electromagnéticas, estaban constituidas principalmente por las características que se muestran en la Fig. 57 es decir, tres características de Impedancia con control direccional, dos características de Reactancia y la tercera zona de Admitancia (Mho) y tres características de Admitancia, bien pasando por el centro de coordenadas o con desplazamiento (Mho offset). Dependiendo la aplicación que se tratase, se adoptaba alguno de estos conjuntos. También es de uso la Mho invertida, para ver las faltas en el sentido opuesto.

Vamos a examinar *la función de transferencia* de una unidad ó relé de distancia y que la expresaremos por:

$$Disparo = \left(\left| Z_R \right| \leq \left| Z_T \right| \right) \text{ donde}$$

Disparo - Señal que produce el relé, normalmente en forma binaria que indica *Válido ó no válido*

Z_R - Impedancia medida por el relé, como cociente de $\frac{V_R}{I_R}$ siendo V_R la tensión aplicada al relé e I_R la intensidad que circula por él.

Z_T - Impedancia de tarado ó *alcance* de cada zona del relé y que vienen determinadas por las amplitudes de las zonas que se desean proteger con cada una de ellas.

Debemos puntualizar que el relé no calcula la distancia real a la falta, sino que determina si la falta se halla *dentro ó fuera* de la zona protegida por ella ó del valor alcance ajustado para la zona correspondiente.

Sea Z_1 la componente directa de la impedancia total de la línea de longitud L que se pretende proteger en 1ª zona y k_z la fracción en tanto por unidad de esta línea correspondiente a esta 1ª zona. El alcance máximo de la 1ª zona vendrá dada por una impedancia $Z_T = k_z Z_1$. Para una distancia k *relativa en tanto por uno* a la falta, si $k \leq k_z$ el relé producirá señal de disparo y para $k > k_z$ el relé no producirá señal de disparo.

Finalmente como puede verse, en la Fig. 58 se muestra un esquema de principio de disparo y control, de una protección de distancia de tres zonas. El contacto D es el de una unidad direccional para darle carácter selectivo a la protección en caso de que las unidades Z_1 , Z_2 y Z_3 sean de característica de impedancia.

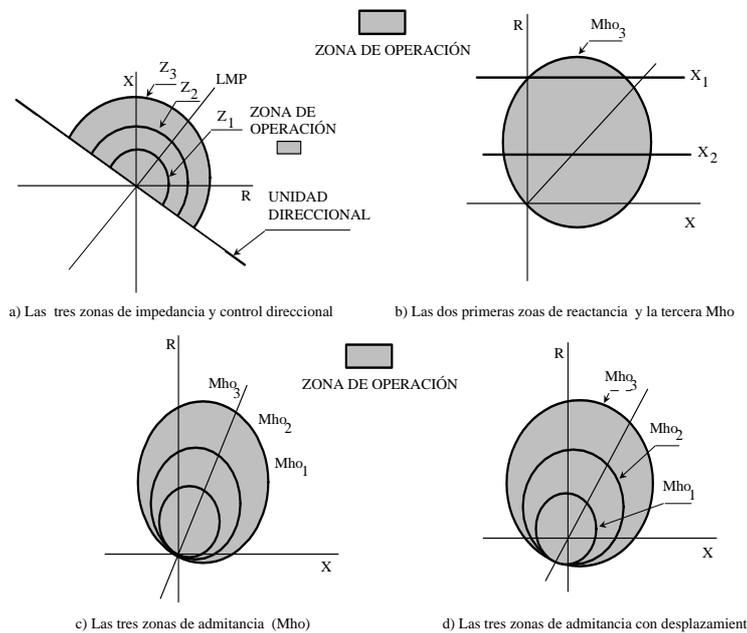


Fig. 57 - Características utilizadas con unidades electromagnéticas

Si se trata de unidades de reactancia, el contacto D sería sustituido por el de la Mho_3 que es direccional en sí. Si se tratase de tres unidades de admitancia sería igualmente la de la Mho_3 .

Una falta que se produjera por ejemplo, en la buena dirección (contacto D cerrado) y dentro de la primera zona, la verían las tres unidades y la discriminación sería hecha por tiempos, dando la primera zona la orden instantánea de disparo es decir, antes que las otras dos unidades. Si ante esta orden de disparo no abriera el interruptor (52), permanecería cerrado su contacto auxiliar $N/A \frac{52}{a}$ pudiendo completar su ciclo el temporizador t_2 actuando la segunda zona y si continuara aún cerrado el interruptor, al cabo de un tiempo t_3 operaría la tercera zona. Esta es básicamente la actuación de una protección de distancia, representada en el esquema del circuito de disparo y control de la Fig. 58

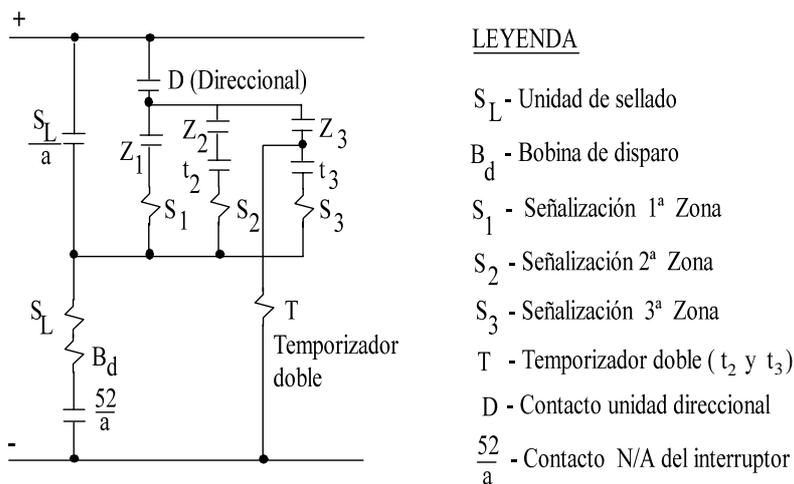


Fig. 58 - Esquema general de protección y control de una protección de distancia

06-2-6 Relé de comprobación de sincronismo

Se conoce por el nombre genérico de relé de comprobación de sincronismo un dispositivo utilizado para comprobar cuando están ó no, dos partes de un mismo sistema ó dos sistemas separados en sincronismo uno con el otro. Miden las magnitudes de las tensiones de los dos lados y el ángulo existente entre ellos, comprobando si están dentro de las condiciones prefijadas para su acoplamiento.

Tradicionalmente han existido dos clases de relés de comprobación de sincronismo, uno el más simple, aquel que comprueba si en un determinado espacio de tiempo se mantienen los parámetros dentro de los límites prefijados y como consecuencia, produce una señal de salida que permite el cierre ó el reenganche de un interruptor, si es que hay sincronismo en ambas partes del sistema. El cuanto al segundo, se trata de un dispositivo de alta velocidad que en un tiempo máximo de **1** segundo, realiza la comprobación de sincronismo y tiene su aplicación cuando se requiere una comprobación rápida de sincronismo y además, vaya asociada con una función de bloqueo. Se ajusta muy bien a las necesidades de las grandes líneas de transporte de energía, actuando como función previa a los reenganches automáticos a alta velocidad. Se les denomina también equipos de sincronización automática y aparte de medir las magnitudes que hemos señalado de tensiones y el ángulo existente entre ellos, miden el deslizamiento ó la velocidad de variación relativa de las frecuencia de ambas partes a sincronizar.

Debemos resaltar como hecho importante, que los relés de comprobación de sincronismo sean del tipo que sean, son básicamente *dispositivos de permiso*, con la misión de permitir ó evitar el cierre del interruptor iniciado por algún otro dispositivo. Un relé de comprobación de sincronismo nunca inicia un reenganche, sino que es una función de supervisión, previa a la actuación del reenganchador.

Cualquiera de los tipos de relés ó equipos de comprobación de sincronismo requieren que se alimenten con una tensión monofásica entre fases ó entre fase y tierra, de ambos lados del interruptor.

06-2-7 Relé de reenganche

Al describir los aspectos generales y principios fundamentales de aplicación de las protecciones, hemos señalado que al menos un 90 % de las faltas en un sistema eléctrico se producen en las líneas aéreas y de estas, la mayor parte son de fase a tierra y además, un 85/90 % de ellas, transitorias ó fugitivas. Este tipo de faltas se despejan casi en su totalidad al abrir los interruptores y no se reproducen al volver a energizar la línea.

Ello ha conducido a la práctica de abrir lo antes posible la línea en el momento de producirse la falta, dando el tiempo necesario para desionizar las cámaras de ruptura del interruptor debidos al arco y reconectar el circuito, que en la mayoría de las veces se realiza con éxito. El reenganchador es el dispositivo que cumple esta función de forma automática, enviando la orden al dispositivo de cierre del

interruptor y como hemos indicado anteriormente y casi siempre, después de recibir permiso del relé de comprobación de sincronismo.

Los relés de reenganche se aplican a *los sistemas de distribución* y a *los sistemas de Alta Tensión* pero la filosofía de aplicación difiere notablemente de un sistema a otro, como lo indicaremos en los apartados de *Prácticas de aplicación* correspondientes a las líneas de distribución y de reparto y a las líneas de transporte de energía en muy alta tensión.

07. TELEPROTECCIONES

07.0 General

Vamos a hacer referencia a unas protecciones de alta velocidad, donde dos o más equipos de protección están comunicados y son utilizadas como protecciones de líneas de Muy Alta Tensión.

Las *teleprotecciones* se utilizan cuando se desea proteger la totalidad de la línea con protecciones de *alta velocidad* y no solamente el tramo de primera zona, como hemos puntualizado anteriormente en las protecciones de distancia. Puede resultar intolerable para el buen funcionamiento del sistema, que opere el interruptor próximo a la falta y en cambio, el interruptor remoto la siga alimentando durante el tiempo correspondiente de la 2ª zona, con riesgo de perder la estabilidad del sistema.

Las cualidades que se exigen a las teleprotecciones son las ya mencionadas en capítulos anteriores y consideradas generales para todas las protecciones.

- **Rapidez** en la eliminación de las faltas, en tiempos no superiores a 100 ms.
- Buenas características de **selectividad**, con apertura de todos los interruptores que puedan alimentar la falta y *solamente ellos*.
- Alta **fiabilidad**, garantizada por equipos de gran *seguridad* en la actuación y *obediencia* a las condiciones de funcionamiento que impone el sistema eléctrico.

Para cumplir con todos los requisitos señalados, se utilizarán *sistemas de teleprotección*, asociados a los propios equipos de protección instalados en cada extremo de línea, intercambiando la información entre los mismos.

En el croquis de la Fig. 59 mostramos de una forma muy esquemática, el conjunto de elementos que integran un sistema de teleprotección en cada uno de los dos extremos de una línea de transporte de energía eléctrica de alta tensión.

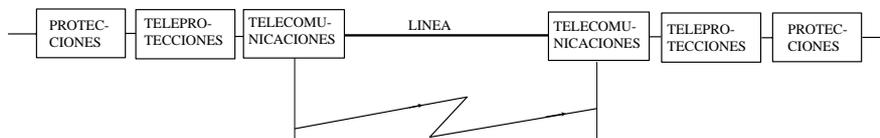


Fig. 59 - Sistema de teleprotección

Las protecciones están constituidas generalmente por relés de distancia ó bien por equipos diseñados específicamente para los sistemas de teleprotección. Los equipos denominados de *teleprotección* hacen de interfase y son los que ponen a disposición del equipo de *telecomunicación*, toda la información que debe de ser intercambiada entre los equipos de protección de cada extremo de línea para la toma de decisiones.

Debemos recalcar que los *sistemas de protección con comunicaciones* tienen como misión básica, el que cada extremo de línea envíe a los demás extremos la suficiente información, para que los equipos de protección de cada terminal discriminen si hay una falta y si esta, se halla dentro de la zona encomendada a la protección.

Los distintos esquemas de teleprotecciones son de muy alta velocidad, ya que en la mayoría de los casos como ya hemos indicado, de ella depende en gran manera la estabilidad del sistema. En estos esquemas se utilizan relés de protección en ambos extremos de la línea a proteger y un canal de telecomunicación entre los terminales de la línea para lograr disparos simultáneos de alta velocidad de todos los interruptores afectados y, despejar las faltas que se produzcan en cualquier punto de la zona protegida de la línea.

En las teleprotecciones, los relés son los que determinan si una falta es interna o externa a la línea protegida y el canal de telecomunicación sirve para transmitir la información entre los extremos de la línea. Si la falta se produce dentro de la zona interna de la línea protegida, todos los interruptores de los extremos deberán abrir a alta velocidad. Si la falta es externa a la zona protegida, se dará orden de bloquear el disparo de los

interruptores. El lugar donde se produce la falta viene determinada por la presencia ó, la ausencia de señal de las telecomunicaciones en los extremos.

07-1 Soportes de Transmisión de señales

Cuatro son los tipos básicos utilizados hoy día como soporte de transmisión de la información en las teleprotecciones y son los siguientes:

- Hilos Piloto
- Ondas Portadoras por las líneas de energía (*carrier*)
- Enlaces Hercianos o Radioenlaces (*Micro-ondas*)
- Guía-ondas Ópticas ó Fibra Óptica

07-1-1 Hilos piloto

El soporte por Hilos Piloto es a base de un par de hilos de cobre del tipo telefónico. Estos hilos generalmente, son conductores de cobre apantallado con aislamiento hasta de 15 kV. y están totalmente aislados de los conductores de energía. Suministran un enlace metálico directo entre los extremos de la línea protegida. Normalmente, son instalados y conservados por la mismas compañías eléctricas y en ciertos países incluso, el hilo piloto puede alquilarse de la compañía telefónica.

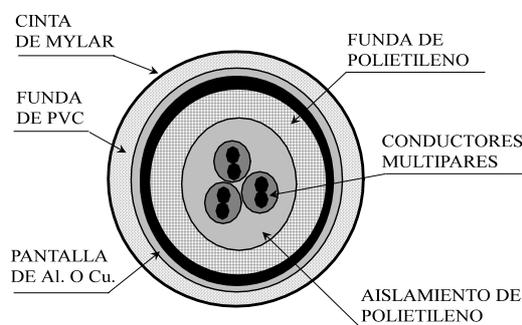


Fig. 60 - Sección tipo de un cable de Hilos Piloto

En la Fig. 60 mostramos una sección tipo de un cable de hilos piloto, utilizados en la comunicación de extremos en una protección transversal de líneas.

07-1-2 Onda portadora - Carrier

El uso del soporte de ondas portadoras, conocido generalmente como *carrier*, es el más extendido en la actualidad como comunicaciones de enlace en las teleprotecciones de líneas. En este tipo de soporte, la señal de comunicación se inyecta directamente en los mismos conductores de la línea de alta tensión que va a ser protegida.

Las frecuencias de estas señales de ondas portadoras suelen estar comprendidas entre 30 y 300 kHz. adjudicando a las protecciones canales exclusivos de 4 kHz.

En la Fig. 61 se muestra esquemáticamente el funcionamiento de este tipo de soporte de señales. En los extremos de línea se instalan unos filtros paralelo L-C de bloqueo, sintonizados a la frecuencia de la onda portadora. Estos filtros paralelo L-C presentan así una impedancia muy alta a la frecuencia de sintonización y en cambio, muy baja a la frecuencia industrial es decir, a la frecuencia de la energía transportada. Su función es contener la señal entre los extremos de la línea protegida y por lo tanto, sirven para aislar los canales de comunicación de ondas portadoras, de las faltas externas a la línea. El transmisor y el receptor de señales de cada extremo, están acoplados a la línea de energía a través de un equipo de sintonización de línea y el condensador C de acoplo. La reactancia de radiofrecuencia RF, presenta una impedancia muy baja a la frecuencia de la red de energía y muy alta a la frecuencia de la portadora. Esto hace que proteja el equipo de las sobretensiones a las frecuencias industriales, al mismo tiempo que limita la atenuación a la frecuencia de carrier. El tiempo de transmisión es de unos 5 ms.

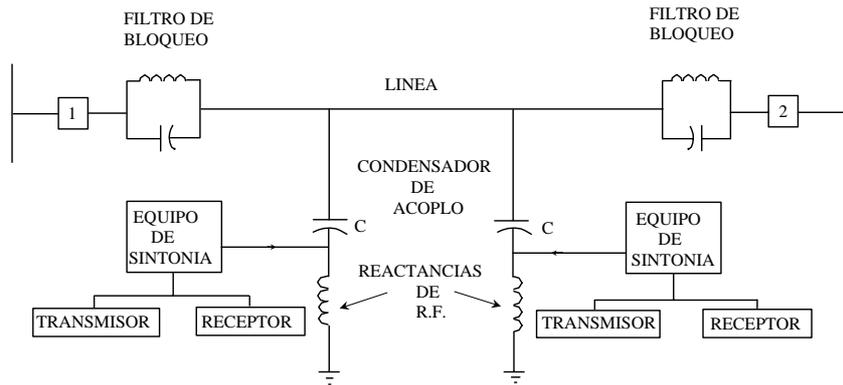


Fig. 61 - Diagrama funcional de un canal de onda portadora

Los equipos de onda portadora pueden verse afectados por interferencias que contengan ondas de impulso de frente escarpado producidos por los rayos y, otras sobretensiones por aperturas de circuitos con formación de arco eléctrico. Por otro lado, es un enlace de comunicaciones muy versátil y ha sido utilizado con gran profusión en protecciones de líneas con esquemas tanto de comparación direccional como de comparación de fase.

07-1-3 Micro-ondas

El soporte por enlaces hercianos o por micro-ondas es un canal de radio, de frecuencias Ultra-Altas comprendidas entre 150 Mhz. y 20 Ghz. que propagan las señales a través de la atmósfera entre las antenas situadas en los extremos de línea. Este gran ancho de banda permite poner a disposición de los sistemas de protección varios canales de 4 kHz. funcionando en paralelo.

El canal básico de micro-ondas se subdivide o es multiplexado, de forma que pueda ser utilizado para otras funciones además de las protecciones. Las protecciones realmente, utilizan una pequeña parte y su amplio ancho de banda permite a su vez, transmitir una gran información, como voz, medidas, alarmas, etc.. Cuando se utilizan enlaces hercianos en esquemas de protecciones de líneas, existen unos equipos que modulan las frecuencias en tonos de audio. En estos equipos de tonos de audio se transmite el tono permanentemente en una frecuencia, tanto en condiciones de falta como de no falta, siendo considerada esta señal como señal *de guarda*. Cuando se desea transmitir, por ejemplo, una señal de disparo de un extremo a otro, se excita el transmisor de tonos de audio y su salida desplaza, de la *frecuencia de guarda* a la *frecuencia de disparo*. Los esquemas de este tipo de protecciones utilizan este equipo de tonos de audio que a su vez emplea el subcanal de la portadora para transmitir las señales de tono a los terminales remotos de la línea protegida. En la mayoría de los casos, se pueden utilizar simultáneamente varias frecuencias de tonos de audio sobre el mismo subcanal de la portadora.

El sistema de micro-ondas no se ve afectado por las perturbaciones del sistema eléctrico como en el caso de onda portadora, pero si le afectan las perturbaciones atmosféricas causando sensibles atenuaciones de señal. El alcance de la transmisión está limitada por el propio equipo y por la orografía del terreno entre las antenas situadas en los extremos de transmisión. Para aumentar la distancia es preciso instalar antenas repetidoras intermedias, con el consiguiente incremento del coste.

El medio de comunicación por micro-ondas es de elevado coste y es económicamente prohibitivo en el caso de utilizarse solamente para las protecciones.

07-1-4 Fibra óptica

El soporte de **Cable de Guia-ondas Ópticas** o más conocida por *Fibra Óptica* se está utilizando cada día más y va introduciéndose en el campo de las teleprotecciones con bastante celeridad. Desde hace unos años, la mayoría de las empresas hidroeléctricas han decidido instalar enlaces por fibra óptica en todas las líneas de Alta Tensión de nueva construcción, debido a la gran fiabilidad, enorme capacidad y alta velocidad de transmisión de información que tienen, siendo el único inconveniente el elevado coste de su implementación.

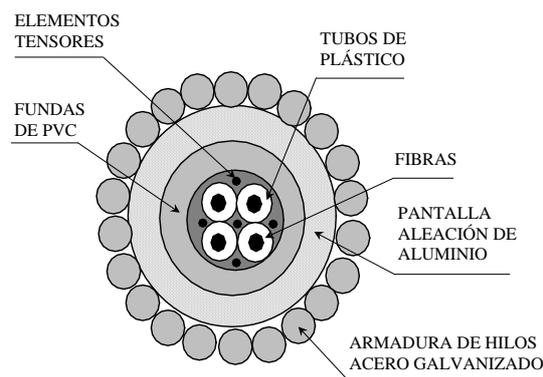


Fig. 62 - Sección transversal de un cable de fibra óptica

En la Fig. 62 mostramos a título informativo, una sección transversal de un cable armado de fibra óptica. Cada cable puede albergar un determinado número de fibras, para atender la aplicación y el modo de operación utilizados. Cada fibra óptica va protegida en el interior de un tubo de plástico y además lleva unos elementos tensores que le dan cierta rigidez. El conjunto va embebido en una funda de plástico y como protección, lleva exteriormente un armado a base de hilos de acero galvanizado dándole rigidez y una gran protección mecánica, de una forma semejante a los cable de energía de las líneas de alta tensión.

Las fibras ópticas son inmunes a las interferencias eléctricas y magnéticas ofreciendo una excelente calidad de transmisión. La atenuación de la señal es muy baja pudiendo utilizarse para comunicaciones a varios cientos de kilómetros e incluso, puede incrementarse la distancia con la instalación de repetidores intermedios. La velocidad de transmisión es muy alta.

Los cables de enlace por fibra óptica de nueva implementación, van en el interior del cable de tierra de las líneas y los que se instalan en las líneas existentes, se enrollan en forma helicoidal sobre los mismos cables de tierra. Actualmente una parte muy grande de las líneas de transporte disponen de enlaces de extremos mediante fibra óptica.

07-2 Esquemas de teleprotecciones

En el diseño y elección de los esquemas a aplicar en las teleprotecciones y con el fin de optimizar los resultados derivados de la velocidad y de la **fiabilidad** (*obediencia y seguridad*) de las protecciones, se deberán tener en cuenta, la velocidad de las protecciones para cubrir las necesidades de la red, los transitorios que se producen por perturbaciones en el sistema eléctrico con sus efectos en el diseño y funcionamiento de las funciones de protección, así como las características de los relés, los esquemas de protección y, los canales de comunicaciones a instalar.

Por lo tanto, vamos a hacer algunas consideraciones sobre:

- Las anomalías en la red
- Las órdenes de disparo y de bloqueo
- Los canales de comunicación
- Los esquemas asociados a las teleprotecciones

Anomalías en la red

En capítulos anteriores hemos apuntado sobre la existencia de ciertos fenómenos transitorios y debido a la importancia que tienen en el diseño y aplicación de las protecciones, vamos a relacionar a continuación las perturbaciones que se originan, debidas a:

- La *componente continua transitoria* contenida en las corrientes de falta y que deberá ser tenida en cuenta en el diseño de las diferentes funciones de protección.
- Los errores en los T_1 's ante los fenómenos de *saturación de sus núcleos*, producidos por las altas intensidades de las faltas.

- Los *transitorios de tensión* en los Divisores Capacitivos utilizados en los equipos de protección y producidos por los circuitos L -C a causa de los descensos bruscos de la tensión primaria en el momento de producirse las faltas.
- Los *transitorios de alta frecuencia* originadas por las capacitancias entre los conductores de las líneas al producirse grandes variaciones en sus cargas antes y después de producirse una falta. La transición entre los diferentes estados de carga durante las faltas, conduce a la formación de transitorios de alta frecuencia en las intensidades y tensiones de alimentación de las protecciones.
- Los *transitorios de baja frecuencia* producidos por los condensadores serie de compensación que se instalan en las grandes líneas de transporte de energía y que son generalmente difíciles de analizar.
- Los *transitorios normales* que se producen en toda apertura con formación de arco en los circuitos de energía.

El análisis de estos fenómenos y el comportamiento de los equipos de protección a seleccionar, debe de ser una de las mayores preocupaciones de los expertos en la aplicación de las protecciones de los sistemas eléctricos de potencia.

Órdenes de Disparo y órdenes de Bloqueo

Son muchos los factores que intervienen en la elección del sistema de canales de comunicación, entre los que podemos mencionar el coste económico, la fiabilidad, el número de terminales y sus distancias, los canales necesarios para todos los usos y también, las prácticas de aplicación que tiene cada empresa eléctrica en particular. Pero además de estos factores fundamentales, es preciso considerar el sistema que vamos a utilizar para realizar los disparos a alta velocidad de los interruptores, para elegir entre dos modos, el modo de **disparo** y el modo de **bloqueo**.

Existen varios esquemas que se pueden adaptar a uno u otro modo de organizar los disparos. Sin embargo, básicamente el criterio para decidirse por uno u otro modo, debe de basarse en la relación que exista entre la línea de transporte de energía y el canal de comunicaciones. Si el sistema de comunicación forma parte integral de la línea de transporte de energía, tal como es el caso de las ondas portadoras, será preferible el uso de esquemas de *señales de bloqueo*, ya que las faltas internas en este caso, podrían perturbar ó atenuar la señal de la portadora, de forma que una orden de disparo podría no ser recibida en el otro terminal. Si se utiliza un medio de comunicación independiente de la línea de transporte, tal como los hilos-piloto, micro-ondas o fibra óptica, entonces la integridad de los conductores de la línea en una falta interna, no tendría efectos sobre la señal enviada y podrían perfectamente utilizarse esquemas del *modo de disparo*. En Líneas de Muy Alta Tensión y siguiendo criterios de diversificación, se utilizan frecuentemente los dos modos.

Canales de comunicación

Los canales de comunicación básicos utilizados en las teleprotecciones son de dos tipos, 1) de **Marcha-Parada** (*on-off*) que abreviaremos con **M-P** y de **Desplazamiento de Frecuencia** (*frequency shift*) que utilizaremos las iniciales **D-F**.

En el tipo M-P no se envía ninguna señal hasta que se excita el transmisor para enviar la señal a transmitir. Este tipo de canal ha sido muy utilizado en las teleprotecciones con esquemas de bloqueo. En estos esquemas de bloqueo se manda operar al canal, solamente para enviar la señal en las faltas externas a la zona de protección detectadas por las funciones de bloqueo. Si el canal no está inoperante, el no enviar señal alguna, indica que no se transmite y por lo tanto no existe señal de bloqueo. Con este tipo de canal se podría iniciar un ciclo de disparo indebido para una falta externa si el canal estuviera fuera de servicio, es decir, inoperante. Como el canal está normalmente en posición de *Parado*, no se puede detectar ninguna anomalía de funcionamiento en tanto no sea solicitado para enviar señal, lo que imposibilita la comprobación continua de su estado. Algunos esquemas introducen la posibilidad de hacer una comprobación manual periódica, sobre el correcto estado de funcionamiento.

En la modalidad de canal con D-F se transmite continuamente una señal a una determinada frecuencia hasta el momento que se excita el transmisor de señales, momento en que se *desplaza* a otra frecuencia diferente. Este tipo de canal de comunicación ha sido utilizado mayormente en esquemas de disparo. La frecuencia transmitida continuamente en condiciones normales se denomina *Frecuencia de Guarda* y la frecuencia a la que se desplaza al actuar las funciones de disparo ante una falta, *Frecuencia de Disparo*. La señal se envía continuamente y por tanto, la operatividad del canal puede comprobarse de forma permanente. Los esquemas en esta modalidad se

diseñan, para que en caso de pérdida del canal durante un tiempo considerable, todos los disparos por teleprotección sean bloqueados.

Los canales del tipo de D-F también se utilizan en esquemas de señales de bloqueo pero sobre todo, se utilizan en sistemas de esquemas de *desbloqueo*. En un esquema de bloqueo con el tipo D-F el canal está permanentemente excitado en la frecuencia de disparo y se desplaza de esta, a la frecuencia de bloqueo del disparo. Un esquema de desbloqueo es básicamente igual que el esquema de disparo, excepto que tienen unas pequeñas diferencias en la lógica del canal. Estos esquemas de desbloqueo se aplican cuando las portadoras se acoplan directamente a la línea de energía. El receptor incluye una lógica para reconocer que la señal puede perderse por atenuación durante una falta interna. Esta lógica permite dar una salida de disparo, durante un corto período de tiempo (ventana de tiempos) después de perderse la señal. Si la pérdida de señal ha sido como consecuencia de una falta interna, los detectores de disparo correspondientes habrán operado dando iniciación al ciclo de disparo. En cambio, si la pérdida de señal ha sido por otras razones, los detectores de disparo no habrán operado y el ciclo de disparo no se habrá iniciado durante el pequeño período de tiempo en que el receptor de señal está produciendo una salida de disparo. La lógica de desbloqueo se debería incluir también sobre el equipo receptor, cuando el canal con D-F se aplique con un esquema de bloqueo ó híbrido.

A continuación vamos a comentar algo sobre el **esquema de bloqueo** para finalmente, hacer una breve descripción sobre los esquemas de **Disparo** e **Híbrido**.

Históricamente, *los esquemas de bloqueo* han sido implementados con canal de comunicación vía M-P. Con esta vía M-P, se requiere que el canal funcione solamente durante las faltas externas detectadas por las funciones de bloqueo dentro de sus alcances. No se requiere el canal de comunicación para faltas internas. Por esta razón, la pérdida del canal no afectará al disparo en faltas internas. En cambio, se pueden producir disparos indebidos, si es que estando el canal inoperante se produce una falta externa dentro de los sobrealcances de las funciones de disparo.

El esquema del tipo de bloqueo debe iniciar con los disparos de los terminales de gran abastecimiento de energía y permitir que permanezcan en el sistema los abastecedores débiles de energía, si es que existen. Estos abastecedores débiles, deben disparar secuencialmente sobre una redistribución de la corriente de falta, después de ser despejada por los grandes abastecedores ó bien utilizar, alguna otra manera para la eliminación de la falta. Por esta razón el esquema de bloqueo es considerado de gran obediencia (dependability) pero de menos seguridad (security).

Cuando se utilice un canal con D-F para implementar un esquema de bloqueo, debe ser diseñado normalmente para que todos los disparos queden bloqueados siempre que se pierda el canal. Esto puede hacer que se pierda en obediencia pero añade seguridad al esquema.

Los esquemas de *Disparo* normalmente utilizan el canal de comunicación en el modo de D-F. Para iniciar un ciclo de disparo se requiere recibir una señal por actuación de las funciones de disparo. El esquema se diseña de forma, que una pérdida del canal bloquee el disparo en cualquiera de las condiciones, hasta que el canal quede operativo. Los disparos de todos los terminales quedarán bloqueados, aunque cualquiera de ellos pueda ser considerado como abastecedor débil de energía. Se le puede incluir un dispositivo de repetición de señal (eco) añadiéndole una función de bloqueo y una pequeña lógica en el terminal del abastecedor débil, permitiendo el disparo de los demás terminales. Esto es lo que en efecto convierte al esquema de bloqueo, en esquema *Híbrido*. En estas condiciones el esquema funciona esencialmente de forma similar a un esquema de bloqueo, permitiendo el disparo de los terminales definidos como grandes abastecedores de energía, durante las condiciones de una débil aportación de energía. A los terminales de débil abastecimiento, también se les puede añadir algunas pequeñas lógicas y funciones de supervisión para implementar el disparo.

Cumpliendo con estas condiciones, el esquema de disparo o el esquema híbrido será muy seguro para evitar los disparos indebidos ya que, aún quedando el canal inoperante hará que se quede enclavado, evitando el disparo con el canal fuera de servicio. Por esta misma razón se les considerara menos obedientes.

07-2-1 Esquemas básicos

Distinguiremos cuatro esquemas básicos de teleprotecciones:

- Diferencial Longitudinal por hilos piloto

- De Comparación de Fase
- De Comparación Direccional
- De Distancia con Comunicación

07-2-1-1 Diferencial longitudinal por hilos piloto

Denominada también protección por Corriente Diferencial de líneas de transmisión de energía, se utiliza a través de la comunicación de los extremos por hilos piloto. En la Fig. 63 se ha pretendido representar un esquema clásico de protección diferencial por hilos piloto, denominada, *Protección por Tensiones Opuestas*. En este tipo de esquemas no segregados, las tres intensidades de cada extremo de la línea protegida se convierten en una simple tensión monofásica a través de un transformador mezclador que se aplica al relé y a los hilos piloto. En ambos extremos se disponen equipos idénticos, de forma que si no exista falta ó esta es externa a

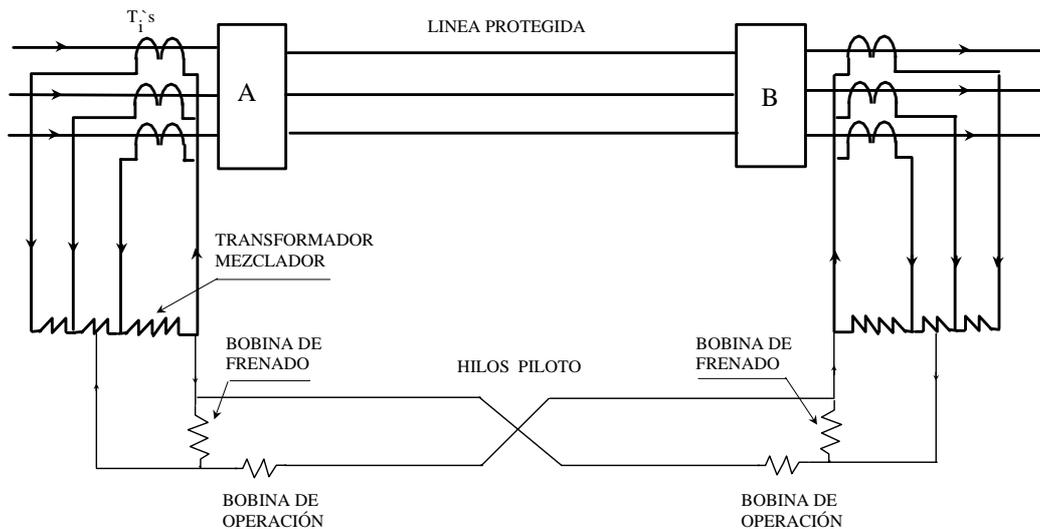


Fig. 63 - Esquema de Protección Diferencial Longitudinal por Hilos-Piloto

la zona protegida, las intensidades de ambos extremos de línea son iguales en magnitud y en ángulo de fase, obteniéndose en los extremos de los hilos-piloto tensiones iguales. En las conexiones del esquema que mostramos, las tensiones están en oposición y al ser estas iguales, caso de faltas externas, no circulará ninguna corriente por los hilos piloto y por lo tanto, el relé no operará. Si ocurre una falta dentro del tramo protegido, la corriente de línea entrará por ambos extremos y las tensiones en cada terminal de los hilos piloto se sumarán, circulando corriente por dichos hilos, provocando la operación de la protección.

Existe también, otro tipo de protección por hilos piloto, normalmente denominada protección por *Corriente de Circulación* semejante a la anterior pero de menos uso, donde el desequilibrio se evalúa a través de intensidades que circulan por los hilos-piloto, en lugar de las tensiones del caso anterior. Al producirse una falta interna en la zona protegida, circula una corriente muy pequeña o ninguna por los hilo-piloto, permitiendo la actuación de la protección

Los problemas en este tipo de protección pueden presentarse por la apertura de los hilos piloto debido a un corte de algún hilo ó por que se produzca un cortocircuito en los mismos. Lo que se ha utilizado como prevención de estos casos, es inyectar una débil corriente continua a través de los hilos que permita la comprobación permanente de la integridad de los mismos.

Como hemos señalado anteriormente, las protecciones diferenciales por hilos-piloto se aplican a líneas muy cortas debido a las limitaciones que presentan, como hemos mencionado en el apartados anteriores al exponer las protecciones diferenciales en general.

La inclusión de la fibra óptica como sistema de comunicación de extremos de línea, puede cambiar el actual estado de las teleprotecciones y adaptar el principio sencillo y muy fiable de la protección diferencial, a líneas de muy Alta Tensión sin la limitación actual de la longitud entre extremos.

07-2-1-2 Comparación de fase

En los esquemas de **Comparación de Fase**, para realizar los disparos se utiliza normalmente el sistema de órdenes de bloqueo. La protección de comparación de fase es como una adaptación de la protección diferencial longitudinal por hilo piloto, donde se ha pretendido salvar de alguna manera, la limitación de la distancia entre extremos que ofrecen las diferenciales longitudinales de línea. Las unidades de protección y el canal de comunicación ambos, detectan las faltas en línea comparando las fases de las corrientes que entran y salen en cada extremo de la línea. Esta comparación se hace transmitiendo desde cada extremo de línea, una señal a los demás extremos y a la suya propia cada medio ciclo.

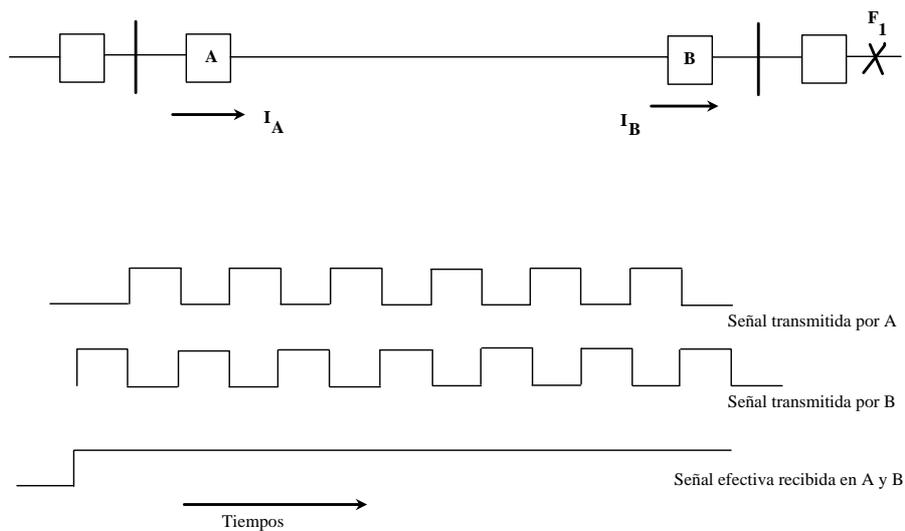


Fig. 64 - Comparación de fase con falta externa

Cuando ocurre una falta F_1 externa a la línea protegida, las corrientes que entran y salen están esencialmente en fase, tal y como se muestra en la Fig. 64. El terminal **A** transmitirá una señal cada semiciclo, mientras que el **B** lo hará en el semiciclo opuesto. La señal recibida en ambos extremos será continua, lo que significa **bloqueo** del disparo.

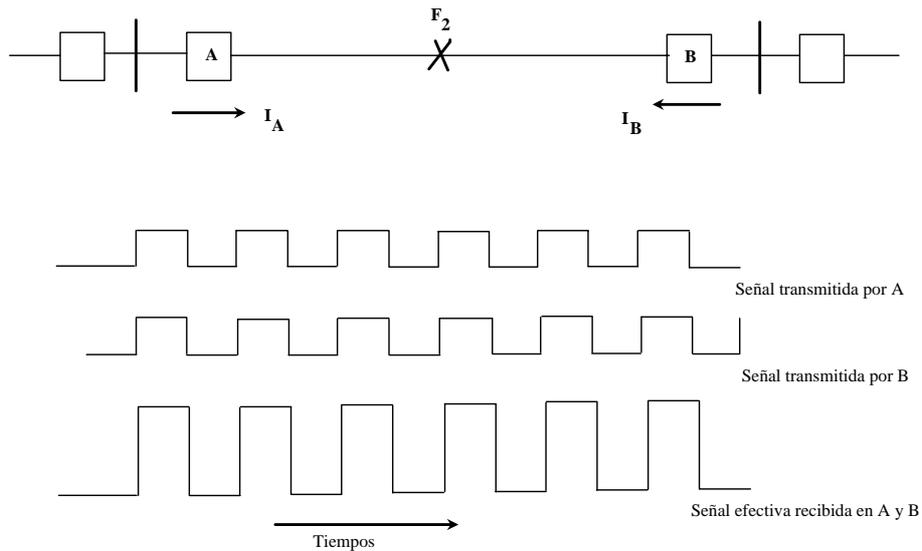


Fig. 65 - Comparación de fase. Corrientes y señales en falta interna

Si la falta es interna F_2 , las corrientes en los extremos estarán desfasadas 180° aproximadamente y en estas condiciones, ambos extremos transmitirán la señal en el mismo semiciclo, como se muestra en la Fig. 65. En el otro semiciclo no habrá señal y por lo tanto, **no habrá señal continua** en ninguno de los extremos, condición que permitirá el disparo al no existir orden de bloqueo.

La comparación de fase es una protección bastante simple, empleando unidades de impedancia para el arranque e incluso en algunos casos, relés de sobreintensidad. No le afectan las inducciones mutuas en las líneas paralelas. Se han venido utilizando en líneas no excesivamente largas donde la intensidad de falta es al menos, tres veces superior a la de carga máxima.

07-2-1-3 Comparación direccional

La protección por **Comparación Direccional** es de las de uso más frecuente y se ha venido aplicando normalmente a través de un canal de comunicación por onda portadora con el sistema de bloqueo. En los sistemas de bloqueo, como se ha mencionado anteriormente, los relés de protección de extremo de línea utilizan el canal de comunicaciones para bloquear el disparo en las faltas externas a la línea protegida. Cuando los relés de un terminal operan en una falta externa, estos transmiten una señal de bloqueo a todos los interruptores de los extremos de línea afectados, evitando sus disparos. Si la falta es interna no transmiten ninguna señal, permitiendo a cada extremo disparar su interruptor correspondiente.

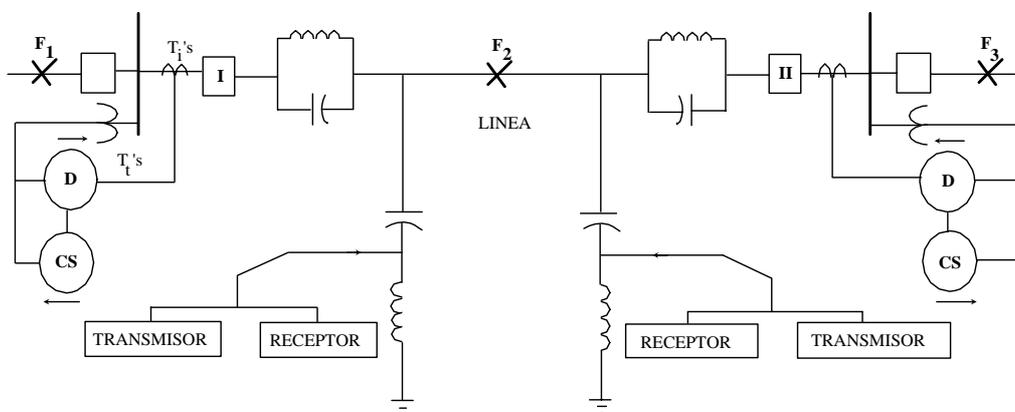


Fig. 66 - Esquema de Comparación Direccional con onda portadora

En la Fig. 66 se muestra un esquema de aplicación simplificado de este tipo de protección con canal de comunicación por onda portadora, con relés de distancia y direccionales en cada extremo para la detección de faltas internas ó externas entre fases y de fase a tierra.

En cada extremo existen dos conjuntos de relés. Uno de los conjuntos que figuran con **D** se utilizan para la detección de faltas internas del tramo de línea protegida, operando únicamente para las faltas que se produzcan en la dirección señalada por la flecha. Para asegurarse de que el conjunto de relés **D** detecten todas las faltas internas, los alcances de operación se seleccionan con sobrealcance hacia adelante, es decir, más que el 100% del tramo protegido. Estos relés al detectar una falta, darán orden de disparo y este se producirá siempre y que no se reciba una orden de bloqueo del otro extremo de la línea. El segundo conjunto de relés señalados con **CS** en cada extremo, están dispuestos para que detecten faltas externas, es decir en la dirección de la flecha que figura sobre ellos (contradirección). Cuando un conjunto de relés **CS** detecta una falta, excitan el transmisor que emitirá una señal de bloqueo a todos los interruptores de los extremos de línea.

Consideremos que se produce una falta en F_2 , los dos conjuntos **D** actuarán ya que verán la falta en la dirección seleccionada y además los conjuntos **CS** no transmitirán señal de bloqueo, por no operar al tratarse de una falta en la dirección opuesta. Por lo tanto, dispararán ambos extremos. Si la falta es en F_1 , solamente actuará el conjunto **D** del extremo **II** y los relés de bloqueo **CS** del extremo **I**, transmitiendo estos orden de bloqueo a los interruptores en **I** y **II**. En el caso de que la falta sea en F_3 , actuarán el conjunto **D** del extremo **I** y los relés **CS** del extremo **II**, enviando estos igualmente señal de bloqueo a los interruptores en **I** y **II**. Debemos de señalar que cada receptor de señales en cada extremo, recibe las señales transmitidas por el propio extremo y las del extremo remoto.

Como la señal de bloqueo en el esquema del caso anterior se transmite solamente cuando ocurre la falta, en el caso de que haya alguna avería o anomalía en el relé o en el equipo de comunicación, puede ocurrir que no se envíe señal ó que el relé receptor de señal permanezca continuamente en posición de operado al actuar la unidad direccional **D** de disparo. Esto significaría que ha habido un fallo con resultado de un disparo indebido. Para evitar esta contrariedad se puede transmitir una señal continua a la frecuencia de *guarda* por la portadora que permita hacer la comprobación continua de la existencia del enlace de la comunicación y del desplazamiento de esta señal a otra frecuencia al producirse una falta.

07-2-2 Esquemas de distancia con comunicación de órdenes

Al exponer las protecciones de distancia hemos pretendido señalar que son unas protecciones sencillas, fiables pero, no muy aplicables a líneas de Muy Alta Tensión sin más, por el inconveniente que citábamos de no poder dotar con protección de alta velocidad sino al 80-90 % del total de la longitud de la línea. Este inconveniente se ha pretendido salvar mediante los esquemas de teleprotecciones, de *distancia con comunicación de órdenes*.

En los esquemas con comunicación de órdenes o también denominados de *Disparo Transferido*, los relés de extremo de línea utilizan el canal de comunicación para las faltas que se produzcan dentro de la zona protegida. En este tipo de teleprotección de disparo transferido, existen básicamente dos esquemas:

- Esquema de Disparo Directo
- Esquema de Disparo Permisivo

Dentro de estos existe cierta variedad de esquemas pero citaremos, como las más utilizadas

- Disparo directo
- Subalcance permisivo
- Subalcance con aceleración de zona
- Sobrealcance permisivo
- Sobrealcance a bloqueo
- Sobrealcance a desbloqueo
- Híbrido

07-2-2-1 Disparo Directo

En los esquemas de *Disparo Directo*, las protecciones de distancia y los direccionales de sobreintensidad de cada extremo, están dispuestos para detectar las faltas solamente en la zona protegida. Cuando ocurre una falta interna, estos relés mandan disparo a su interruptor correspondiente, enviando a la vez, una señal de disparo a todos los demás extremos. Los interruptores dispararán al recibir la señal, aunque sus respectivos relés no hayan detectado la falta.

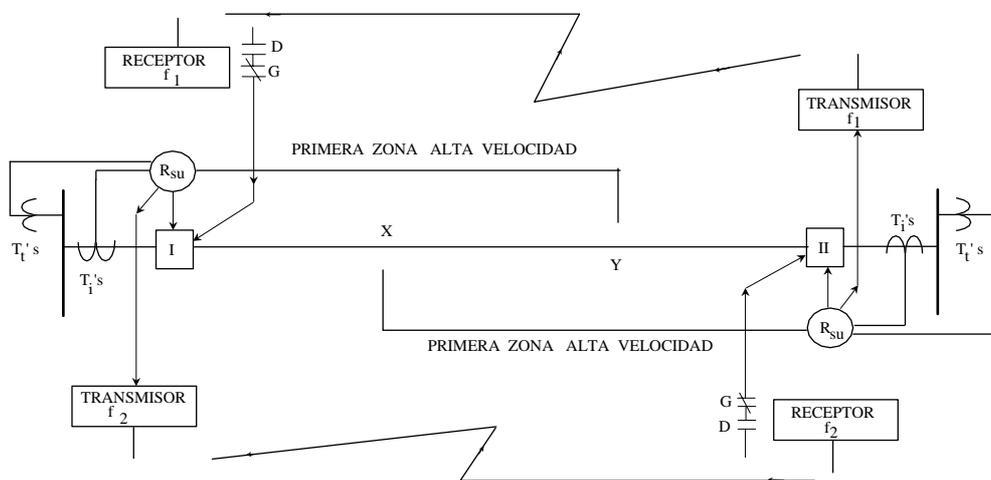


Fig. 67 - Esquema de disparo directo entre dos extremos

En la Fig. 67, se puede apreciar perfectamente, como actúa funcionalmente un esquema de Disparo Directo. En dicha Figura, aparece R_{su} como relé de subalcance que significa únicamente, que los relés detectan las faltas entre un 80 y 90 % de la longitud de la línea. En cada terminal se requiere un transmisor y un receptor y sus frecuencias seleccionadas de forma que no exista interacción entre los canales. Por lo tanto, la señal enviada por el transmisor f_1 es recibida por el receptor f_1 del extremo remoto y viceversa sucederá para el f_2

Para una falta entre el interruptor I y el punto X , el relé de subalcance del extremo II no lo detectará y no operará, pero en cambio lo verá el del extremo I disparando su interruptor correspondiente al mismo tiempo que envía una señal de disparo a la frecuencia f_2 al interruptor II . Al recibirse esta señal desaparecerá la señal de guarda cerrándose el contacto G y se excitará la unidad de disparo D del terminal II cerrando sus contactos, completando así su circuito de disparo. Para una falta que se produzca dentro de la zona X - Y solapada por el alcance de las protecciones de ambos extremos, dispararán los interruptores de sus extremos correspondientes enviando a la vez, señal de disparo al otro extremo. Al recibir estas señales se completarán los circuitos de disparo, disparando los interruptores de ambos extremos si es que no se ha producido el disparo directo previamente en cada uno de ellos.

También mostramos a título de ejemplo en la Fig. 68 el esquema simplificado de un *disparo directo de subalcance para tres terminales*. Aquí, en cada terminal se precisarán dos receptores de las frecuencias correspondientes a los otros dos extremos y un receptor de su propia frecuencia. Las frecuencias se seleccionarán para que no haya ninguna interacción entre los tres canales. Los contactos de las señales de guarda G y los de disparo D correspondientes a los dos terminales remotos, están dispuestos en paralelo para que pueda disparar el interruptor por la señal remitida por cualquiera de ellos. No es preciso que nos extendamos en una exposición, ya que su funcionamiento se deduce por simple análisis del esquema representado. Se puede aplicar esto mismo para más de tres terminales. El tiempo de operación en el extremo que ha recibido la señal de disparo sin que hayan detectado la falta sus propias protecciones, corresponderá al tiempo más rápido de los extremos detectores de la falta, más el tiempo que tarde en la recepción de la señal.

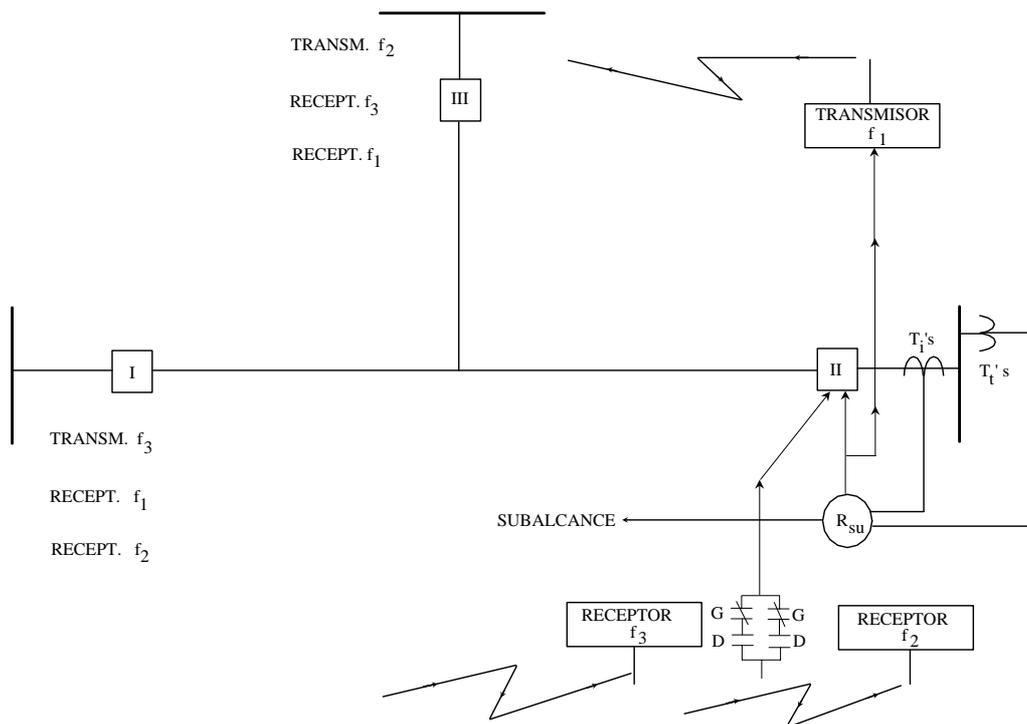


Fig. 68 - Disparo directo de subalcance en tres terminales

Generalmente, los sistemas de disparo directo se han utilizado con esquemas de subalcance y han sido aplicados a líneas largas.

07-2-2-2 Subalcance permisivo

En los esquemas de *Disparo permisivo*, el circuito de disparo está siempre supervisado por un relé local de supervisión del disparo. En este tipo de esquemas, para que se produzca el disparo, el relé de supervisión tiene que detectar la falta y además, recibir una orden de disparo desde otro terminal ó, desde otros terminales, dependiendo del esquema que se esté utilizando. La filosofía de este esquema es que las protecciones de uno de los extremos siempre verán la falta en su primera zona.

En la Fig. 69 podemos ver un esquema simplificado de una protección de *subalcance permisivo*, donde las protecciones de distancia de los extremos tienen las primeras zonas calibradas para un alcance máximo del 90 % de la línea. El esquema se basa en que la protección de uno de los extremos verá la falta en su primera zona disparando el interruptor de ese extremo, enviando simultáneamente al otro ó a los otros extremos, una señal de *disparo*. En el extremo (o extremos) remoto al recibir la señal de disparo y si la unidad R_{so} (de alta velocidad con sobrealcance) de supervisión local está operada, disparará el interruptor correspondiente.

Por ejemplo, para una falta entre el interruptor **I** y el punto **X**, las protecciones ubicadas en **I** verán la falta enviando una señal de disparo al extremo **II** reponiéndose en este extremo el relé de señal de guarda, cerrando **G** sus contactos N/A. También se excitará el relé de disparo **D** por la señal remitida por el terminal **I** y aunque las protecciones de subalcance R_{su} no hayan visto la falta, la función de supervisión R_{so} (de sobrealcance) sí habrá operado dando permiso, completando de esta manera las condiciones para que se produzca el disparo. Las unidades de sobrealcance de supervisión del disparo, pueden no ser direccionales aunque se prefiere que lo sean para mayor garantía del esquema. Una secuencia similar ocurrirá para faltas que se produzcan en la zona comprendida entre el punto **I** y el interruptor **II**

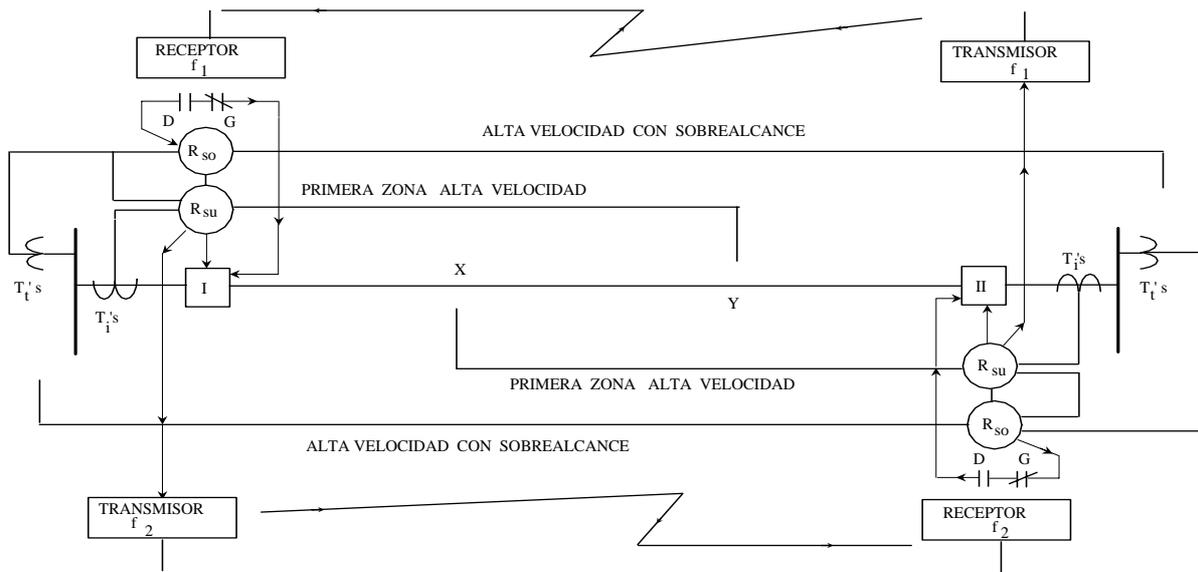


Fig. 69 - Esquema de subalcance permisivo de dos terminales

En la Fig. 70 mostramos el esquema simplificado para una protección de subalcance permisivo de tres terminales.

07-2-2-3 Subalcance con aceleración de zona

Es similar al de subalcance permisivo, solamente que al detectar una falta la unidad de subalcance de un extremo de línea, transmite al extremo remoto una señal de disparo. En este terminal remoto al mismo tiempo, se elimina (puenteando) el temporizador de la segunda zona transformándola en primera zona, es decir, ampliando el alcance de la primera zona. A esta ampliación del alcance se le denomina *aceleración de zona*.

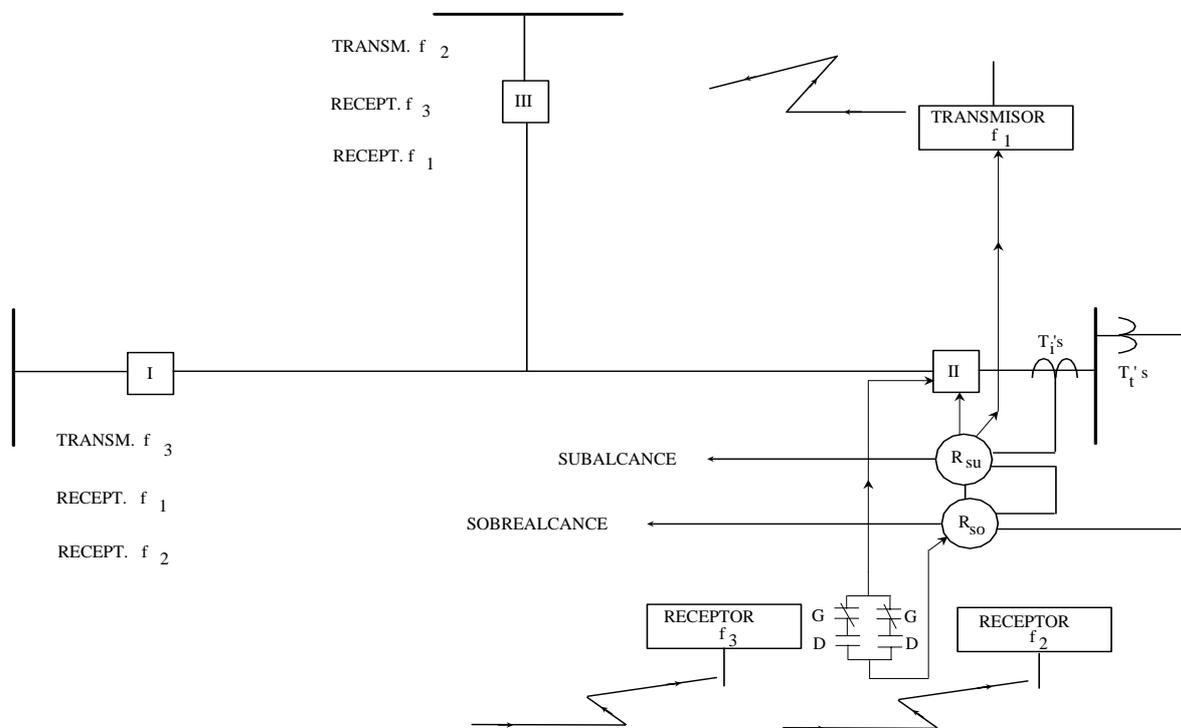


Fig. 70 - Subalcance permisivo de tres terminales

En estas condiciones la supervisión se hace como lo hace la unidad de sobrealcance en un esquema de subalcance permisivo. Esta lógica toma más tiempo que el subalcance permisivo, porque en el extremo receptor de la señal se mide la distancia y la dirección, con criterio independiente del permiso.

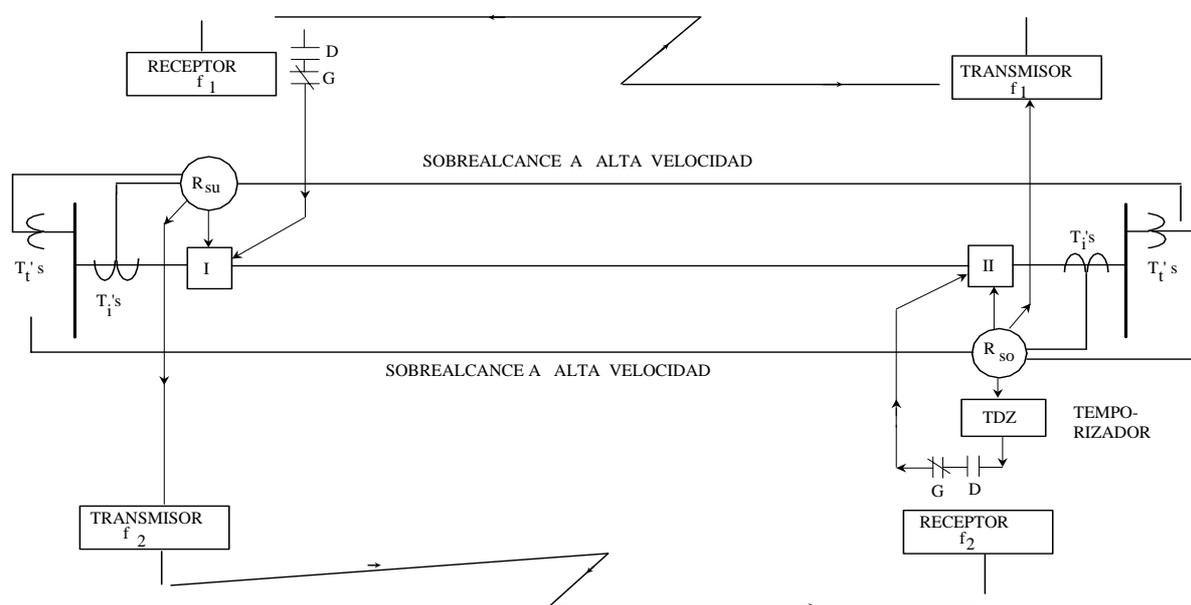


Fig. 71 - Esquema de sobrealcance permisivo de dos terminales

07-2-2-4 Sobrealcance permisivo

En esta modalidad de *sobrealcance permisivo* las protecciones de distancia se ajustan con sobrealcance, es decir, con alcances superiores a la longitud de la línea. Al actuar la protección de un extremo envía una señal de disparo al terminal remoto y el disparo se produce, cuando actúa su unidad de sobrealcance y haya recibido del otro extremo la señal de disparo. En líneas cortas se usa con preferencia al de subalcance permisivo, por aportar ventajas en la detección de faltas resistivas.

En la Fig. 71 se muestra el esquema simplificado de este tipo de protección. Como se puede observar se ha incluido un temporizador TDZ que tanto en sistemas multiterminales como en sistemas de dos terminales, se instala en casos de necesidad de una coordinación ante la posibilidad de producirse un cambio en el sentido de la corriente de falta, después de ser despejada. No pretendemos aquí entrar en detalles sobre esta peculiaridad, únicamente mencionarla para que se tenga presente por si lo exigiera alguna configuración específica.

07-2-2-5 Sobrealcance a bloqueo

En este esquema, a la protección de distancia se le dota de una unidad de contradirección es decir, una unidad que mira hacia fuera de la línea protegida. En el caso de que esta unidad de contradirección actúe ante una falta, envía una señal de bloqueo a los otros extremos. El disparo se producirá cuando actúa la unidad de sobrealcance R_{so} y no recibe orden de bloqueo del extremo remoto. Hay que tener cuidado en la coordinación de la unidad de contradirección de cada extremo con la unidad de sobrealcance del otro extremo, ajustando la unidad de contradirección con un alcance superior a la R_{so} .

En el esquema lógico simplificado de la Fig. 72, hemos representado una protección del sistema de bloqueo. En los otros extremos irá un equipo semejante.

07-2-2-6 Sobrealcance a desbloqueo

En este tipo de esquema, la unidad de distancia se ajusta siempre a sobrealcance y permanentemente se envía la señal de guarda. Caso de que actúe la unidad de sobrealcance la señal de guarda se desplaza a una señal de desbloqueo. Si en el otro extremo está operada la unidad de sobrealcance, se produce el disparo. Hasta aquí el esquema actúa como uno de sobrealcance permisivo. Ahora bien, puede suceder que desaparezca la señal de

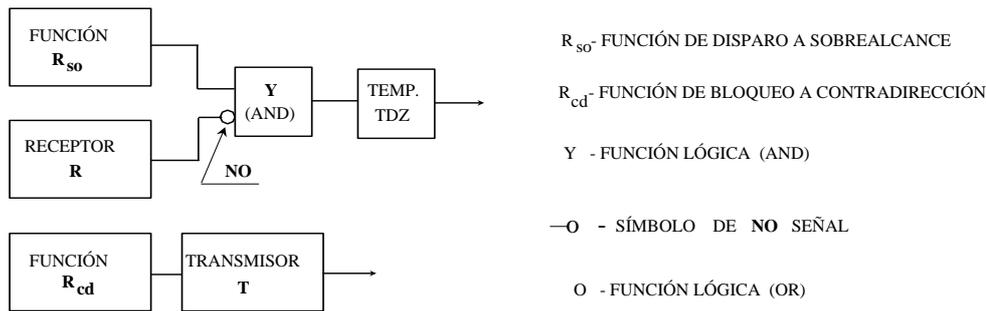


Fig. 72 - Esquema lógico simplificado del sistema de bloqueo

guarda y no se reciba señal de desbloqueo en el extremo remoto. En este caso se abre una *ventana* de tiempos de 100 a 200 ms. y si durante ese tiempo opera la unidad de sobrealcance, se produce el disparo.

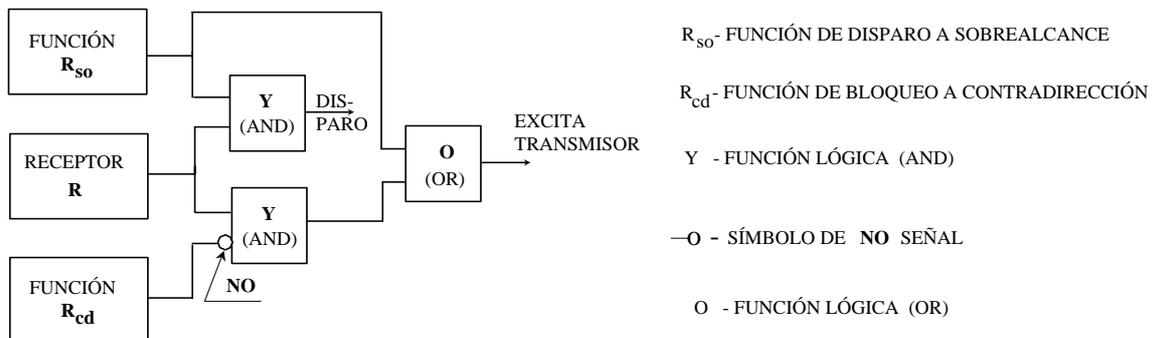


Fig. 73 - Esquema lógico simplificado del sistema híbrido

07-2-2-7 Esquema híbrido

En la Fig. 73 se muestra el diagrama lógico simplificado de un esquema híbrido. Es una variante del esquema de sobrealcance a desbloqueo. En condiciones normales el sistema funciona como un sobrealcance permisivo, lo que significa que para que se produzca el disparo tiene que operar la unidad de sobrealcance de un extremo y recibir del otro extremo señal de disparo. Pero además, la protección se equipa con una unidad de contradirección de igual manera que un sistema de sobrealcance a bloqueo. Si un extremo recibe una señal de disparo y no tiene operadas ni la unidad de sobrealcance ni la unidad de contradirección, devuelve una señal de permiso de disparo que se denomina *eco* de la señal recibida, permitiendo el disparo al extremo emisor de la primera señal. Este es un modo de garantizar la posibilidad de disparo a extremos en condiciones de abastecimiento débil de energía.

08 PRÁCTICAS DE APLICACIÓN DE LAS PROTECCIONES

08-0 General

Dentro de las prácticas de aplicación relacionadas con la implementación de los equipos de protección en los sistemas eléctricos de potencia, hay diferencias sensibles a pesar de ser iguales los problemas derivados del funcionamiento de estos sistemas eléctricos en régimen estable y en situaciones de falta. Por añadidura, también son similares a lo largo y ancho de la geografía mundial los conceptos y principios de operación de los relés que configuran las protecciones de esos sistemas. Las diferencias obedecen principalmente, a las distintas filosofías aceptadas tradicionalmente por los diversos países y también, como consecuencia de la experiencia recogida y la variedad de normas establecidas por las empresas hidroeléctricas que radican en cada país.

Existen países que protegen fuertemente las fabricaciones propias en esta materia de las protecciones eléctricas, implementando sus propias prácticas de aplicación y otros en cambio, están sujetos a acuerdos de intercambios comerciales con terceros países adoptando la normativa y filosofía de estos. También influye la forma en la que se han ido completando los sistemas eléctricos y el estado en que se hallan en un determinado momento. No podemos afirmar aquí, de que “cada maestrillo tiene su librillo” pero sí que existe cierta diversidad dentro de las prácticas de aplicación de las protecciones eléctricas.

La aplicación de esquemas específicos de protección va muy unida a las configuraciones de las líneas de transporte de energía, a las disposiciones de las subestaciones y en general, a todo aquello que integra la red eléctrica en los diferentes niveles de tensión. En las subestaciones de muy alta tensión son muy frecuentes los esquemas de *interruptor y medio* en vez de *la doble barra* con doble interruptor, principalmente por razones de economía, mientras que en niveles de tensión inmediatamente inferiores nos encontramos a menudo con esquemas *de barra principal y otra barra de transferencia*. Estos criterios son muy propios de cada empresa hidroeléctrica, aunque dentro de un mismo país exista bastante uniformidad en los mismos.

Las longitudes de las líneas de transporte influyen grandemente en las diferentes prácticas de aplicación de las protecciones de extremos de línea ya que están muy supeditadas al modo de realizar el disparo y el reenganche, bien sea *mono* ó *trifásico*, cuando se produce una falta.

Vamos a considerar algunos requisitos especiales exigidos por los diversos elementos del sistema eléctrico y que están relacionados con las prácticas de aplicación de las protecciones. Aunque estas prácticas de aplicación están en cierto modo bastante normalizadas, nos vamos a encontrar con algunas variaciones fruto de preferencias personales, de experiencias anteriores y, de consideraciones económicas especiales.

Debemos hacer constar que nuestra exposición se limitará principalmente, a las prácticas de aplicación de las protecciones relacionadas con los elementos que comprenden la parte del sistema eléctrico donde se hace el manejo masivo de la energía y también, los grandes motores eléctricos tanto síncronos como asíncronos, elementos integrantes de gran importancia en los sistemas eléctricos. Pretendemos hacer un hueco igualmente, a las baterías de condensadores *derivación* (shunt) y *serie* que han sustituido completamente a los compensadores síncronos de regulación de la energía reactiva y de la tensión, en las redes.

09. PROTECCIONES DE LÍNEAS

09-0 General

La mayoría de los cortocircuitos en los Sistemas Eléctricos de Potencia se producen en las líneas aéreas de transporte o de distribución de energía y en consecuencia, el desarrollo de las protecciones de líneas es la que ha recibido una mayor atención en los últimos años. Una falta en una línea aérea entraña menores desperfectos y costes de reparación que una falta en cualquier otra parte del sistema, en cambio, es mayor la frecuencia en que se producen los cortocircuitos en líneas y muy grandes los efectos negativos que originan los cortes en el servicio, haciendo que las protecciones de líneas sean tan importantes.

Existe una gran variedad de esquemas de protección de líneas y también, son diferentes las prácticas utilizadas por las empresas eléctricas para cumplir con los requisitos de protección del sistema, por lo que nos vamos a referir, solamente a los equipos básicos más usuales en las protecciones de líneas. Las protecciones que nos vamos a referir son los de sobreintensidad, los de distancia y, las teleprotecciones ó protecciones de línea con los extremos comunicados.

09-1 Protecciones de líneas de distribución

En los sistemas de transporte a tensiones no muy altas, pero sobre todo, en circuitos de distribución radiales o en circuitos de distribución de simple anillo, las faltas no afectan generalmente a la estabilidad del sistema y por consiguiente, no son necesarias protecciones de alta velocidad y por ello, las protecciones más utilizadas son las de sobreintensidad

09-1-1 *Protecciones de sobreintensidad*

En muchos sistemas se usan aún protecciones de sobreintensidad para líneas de transporte de energía en alta tensión ofreciendo una protección efectiva y satisfactoria. Sin embargo, al aumentar las exigencias de una mayor rapidez en despejar las faltas, ha hecho necesaria la sustitución de los relés de sobreintensidad por protecciones de distancia ó bien, por las teleprotecciones.

La protección de sobreintensidad es la forma más simple de proteger una línea, sin embargo debemos añadir, que es la más difícil de aplicar ya que exige cambios en sus ajustes en cada modificación ó cambio de configuración que sufra el sistema. Con los relés de sobreintensidad es difícil discriminar entre la carga y la corriente de cortocircuito y por lo tanto, cuando se utiliza este tipo de relés para la protección de faltas entre fases, solamente se podrán aplicar si la corriente mínima de cortocircuito es notablemente mayor que la intensidad de plena carga de la línea.

En protecciones de líneas se utilizan los dos tipos principales de relés de sobreintensidad, los de sobreintensidad de tiempo diferido y, los instantáneos de sobreintensidad. Al utilizar relés de sobreintensidad de tiempo diferido, se seleccionan sus ajustes para que actúen como protección primaria para una sección o tramo de línea y como apoyo remoto de la sección o secciones adyacentes. En la Fig. 74 podemos observar que los relés de sobreintensidad de tiempo diferido ubicados en A, cubren las funciones de protección primaria para el tramo A-B y de apoyo para el tramo C-D. Para cumplir con estas dos funciones, el relé en A debe de ser ajustado para actuar en faltas próximas a B y también, para que actúe con el valor mínimo de la intensidad de cortocircuito en el sistema, que será cuando la falta se produzca próximo a D.

Aunque los relés colocados en A puedan operar para faltas que se produzcan en el tramo C-D, los ajustes se harán para que haya una selectividad con los relés de protección primaria dispuestos en C. Esto significa que los relés en C deberán operar y disparar para faltas que se produzcan en el tramo C-D, antes que operen los relés instalados en A. Esta selectividad se logrará por medio de las curvas características de intensidad-tiempos de los tipos de relés utilizados.

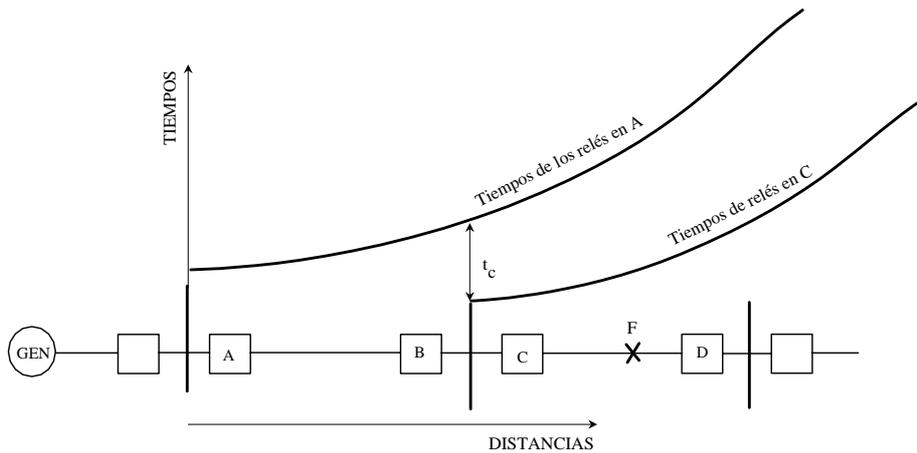


Fig. 74 - Característica distancias-tiempos a la falta con relés de sobreintensidad de tiempo inverso

Los relés de sobreintensidad de tiempo inverso que son los más usuales, tienen unas curvas características de forma, que el tiempo de operación varía inversamente proporcional a la intensidad de la corriente que circula por el relé. En cambio, en la Fig. 74 hemos representado las curvas características *distancias-tiempos* para relés instalados en A y en C. Estas curvas muestran con más claridad todo el tema de la coordinación en líneas radiales de distribución, pero no debemos confundirlas con las curvas características de *intensidad-tiempo* de las unidades de retardo inverso que hemos representado al exponer estas funciones.

Anteriormente, al describir las funciones de sobreintensidad señalábamos que la selectividad en estas unidades se lograba a base de coordinar los valores de ajuste de las intensidades y tiempos de operación. Como puede apreciarse en la Fig. 74, en el punto de ubicación de los relés en A, al tiempo de los relés instalados en C se le añade un tiempo t_c . El tiempo t_1 de los relés instalados en A se compone de $t_1 = t_2 + t_c$ donde $t_c = t_i + t_{sm} + t_s$, siendo t_2 el tiempo de operación de los relés de C. El tiempo t_c de cobertura, se compone de t_i que es el tiempo de *apertura del interruptor* C, t_{sm} el tiempo de *sobremarcha* (que hemos definido en el capítulo de Funciones de Protección) de los relés ubicados en C y t_s el tiempo de *margen de seguridad*. Aquí debemos señalar, que en las protecciones de sobreintensidad *estáticas convencionales* y en las *digitales* al no haber elementos en movimiento, no existen fuerzas de inercia y por lo tanto, tampoco existe sobremarcha, eliminando el tiempo t_{sm} de los tiempos de cobertura en la coordinación.

En esta misma Fig.74 podemos observar que la virtud de este tipo de relé de retardo inverso es, que precisa menos tiempo de actuación para faltas que se produzcan en la zona primaria que en la de apoyo. Cuanto más lejos se produzca la falta del punto de ubicación del relé, mayor será la impedancia a la falta, haciendo que para intensidades de falta menores, los tiempos sean mayores.

En la Fig. 75 mostramos la aplicación de relés de sobreintensidad de tiempo inverso en una serie de tramos de una línea radial y se ilustra cómo se realiza la coordinación entre los relés de tiempo inverso situados en cada posición de interruptor. Para una falta en F, el relé situado en el interruptor 1 actuará rápidamente. El relé situado en 2 tiene el tiempo suficiente para permitir el disparo de 1 si es que este actúa y finalmente, el relé ubicado en 3 actuará sobre este interruptor en el caso de que los demás no hayan disparado.

En la misma Fig. 75 se aprecia claramente que para faltas próximas a la fuente generación (cabecera de línea) y por exigencias de la coordinación, el tiempo necesario para despejar las faltas es mayor que si se ajustasen los relés para proteger exclusivamente su tramo de línea. Este es el gran inconveniente de las protecciones de línea mediante relés de sobreintensidad de tiempo diferido.

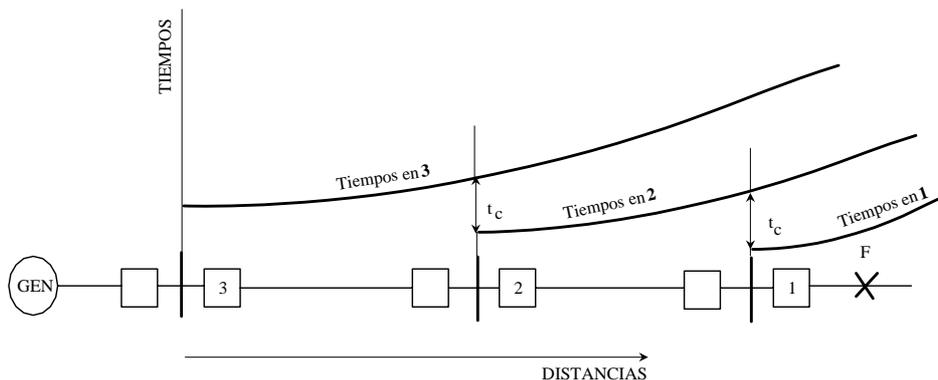


Fig. 75- Tiempos de operación con relés de tiempo inverso

Hemos indicado en capítulos anteriores que los relés de sobreintensidad son de diferentes curvas características: *Inversa*, *Muy Inversa* y *Extremadamente Inversa*. Para que la selectividad en grandes rangos de valor de las corrientes de cortocircuito no sea demasiado dificultosa, es recomendable utilizar relés de un mismo tipo de característica inversa.

En este tipo de protecciones se usa *el relé instantáneo de sobreintensidad* como complemento de los de retardo inverso. La unidad instantánea se utiliza solamente en el caso de que exista una gran diferencia entre la magnitud de la corriente de falta para un corto producido en el extremo lejano de la línea, con respecto a un corto próximo al punto donde se halla ubicado el primer relé en la cabecera de la línea. Es recomendable su utilización cuando la relación sea al menos, *dos/tres* veces el valor de la falta o corto producido en la cabecera y en el extremo lejano.

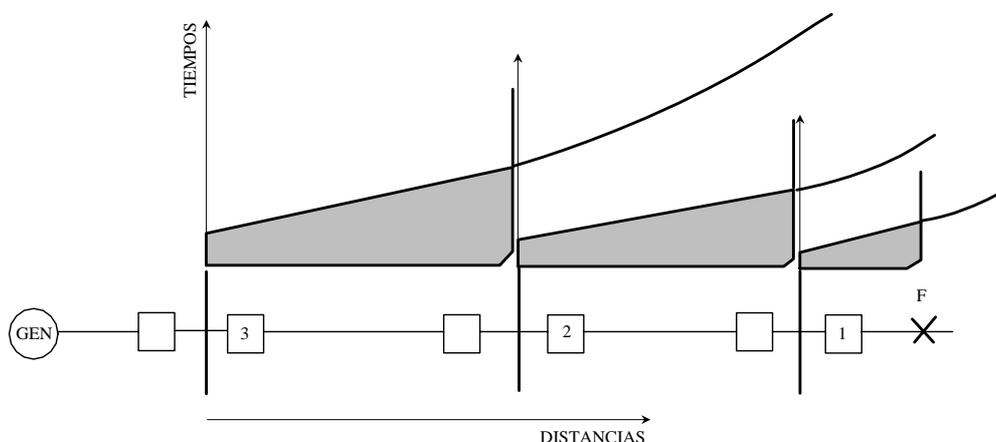


Fig. 76 - Reducción del tiempo de operación, por utilización conjunta de las unidades instantáneas y de tiempo inverso

La unidad instantánea se debe de ajustar, para que en ningún caso detecte una falta que se produzca fuera de la zona que tenga encomendada. Este ajuste del instantáneo se hace para el valor del cortocircuito en el extremo más alejado de la línea.

La unidad instantánea debe ser insensible a las sobrecargas fuertes que se produzcan más allá de su tramo de línea protegido, por lo que el rango de valores en los que debe de operar son mucho mayores que los impuestas por las cargas máximas y esto se traduce normalmente, en que no tengan en consideración ni las sobrecargas de su propio de línea.

A título de orientación señalaremos que el ajuste de la unidad instantánea, se hace para que actúe con un valor de un 25% superior a la corriente máxima que circulará por el relé en condiciones de una falta trifásica en el extremo de la línea. Con este ajuste, la unidad instantánea protegerá del orden de un 80% de la sección de la línea.

En la mayoría de las veces, las unidades instantáneas se añaden a las de tiempo inverso para reducir el tiempo de disparo. Esto puede apreciarse en la Fig. 76, donde se han superpuesto las dos características. La superficie sombreada indica la reducción en tiempo lograda por el uso de las unidades instantáneas. Una reducción de la magnitud de la corriente de cortocircuito, reduce la distancia de actuación de la unidad instantánea y en suma, esta distancia puede reducirse prácticamente a cero. Generalmente esto no es de excesivo interés, sino que el objetivo principal de las unidades instantáneas es disparar con rapidez en las condiciones de máximo cortocircuito.

Las curvas características pueden ser cualquiera de las tres mencionadas anteriormente de inversa, muy inversa ó, extremadamente inversa. En cambio existen muchas ocasiones en finales de los circuitos de distribución, donde se instalan *fusibles de alto poder de ruptura* en lugar de interruptores. En estas zonas de transición, es una práctica muy usual utilizar relés de *característica extremadamente inversa* para coordinar con las curvas de fusión de los fusibles.

La utilización de la curva extremadamente inversa también es recomendable, cuando haya que restablecer el servicio de una línea de distribución después de permanecer un tiempo prolongado fuera de servicio. Los receptores tales como, hornos, bombas, calentadores de agua, refrigeradores etc.. una vez sobrepasado su tiempo máximo de permanencia fuera de servicio, al ser reconectados no lo hacen con el factor de diversidad usual, sino que la corriente de conexión es la de toda la carga y además, las puntas en la reconexión exceden entre 3 y 4 veces la corriente de máxima carga. Esta corriente decae con bastante lentitud y por ejemplo, después de unos cuatro segundos, la corriente es aún del orden de 1,5 veces la corriente de punta máxima de los receptores. La característica *extremadamente inversa* es la más adecuada para obtener una selectividad entre la corriente de reconexión o **carga fría** y la de cortocircuito.

09-1-2- Utilización de relés direccionales de sobreintensidad

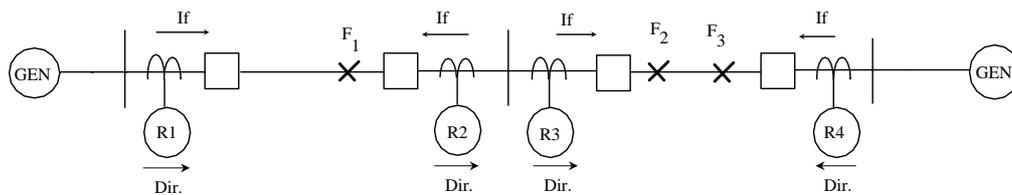
En líneas de distribución se utilizan también las *unidades direccionales de sobreintensidad* por su condición de ser selectivas, actuando solamente para las sobrecargas o faltas que se produzcan en una determinada dirección de circulación de las intensidades.

En la Fig. 77 mostramos dos ejemplos de aplicación de las unidades de sobreintensidad con control direccional, una en líneas radiales de distribución con alimentación por los dos extremos y otra, en líneas dobles ó en anillo, que parten de una barra común para llegar a otro punto pero a una misma barra.

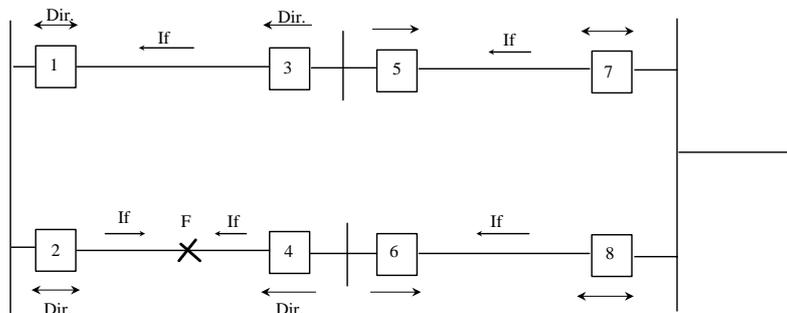
En el esquema de aplicación de una línea de distribución radial con alimentación por ambos extremos, apartado a) de la Fig. 77, las unidades de sobreintensidad no actuarán cuando la intensidad de falta es contraria a la dirección marcada para la unidad direccional.

En la parte b) de la misma Fig. 77 se muestra una falta en F, actuando los relés de sobreintensidad instalados en 2 y 4. Por direccionalidad también actuarían los relés de 1, 3, 7 y 8 pero estos estarían discriminados por tiempos, actuando antes los de 2 y 4. De esta forma, quedaría aislado el tramo de línea en falta entre 2 y 4, continuando el servicio completo a través de los restantes tramos de línea.

Finalmente recalcaremos que en las protecciones de líneas mediante relés de sobreintensidad es preciso, que la mínima corriente de falta sea mayor que la corriente de máxima carga. En caso contrario, será preciso recurrir a los relés de distancia para proteger más adecuadamente las líneas.



a) Funciones de sobretensión con control direccional en circuito radial



b) Funciones de sobretensión con control direccional en circuitos en bucle

Fig. 77- Aplicaciones de los relés de sobretensión direccionales

09-1-3 El reenganche en los sistemas de distribución

En las líneas ó alimentadores de distribución (*feeders*), es práctica usual utilizar relés de tres y hasta de cuatro escalones de reenganches sucesivos, generalmente uno inicial rápido, con la demora necesaria para la desionización del arco (entre 0,1 y 0,3 seg.) y, los otros dos ó tres más lentos. Estos escalones de reenganches lentos se pueden programar para que den orden de cierre en tiempos comprendidos entre 10 y 150 segundos, ya que en estas líneas radiales de distribución, el tiempo de recuperación de los circuitos no tiene ninguna repercusión en la estabilidad del sistema.

En los circuitos de *subtransporte ó de reparto*, la filosofía del reenganche depende de los requisitos exigidos por las cargas que abastecen. Si se trata de motores ó de generadores, incluso el primer reenganche suele ser diferido, pero en general, se practican dos ó tres reenganches y, uno ó dos si se tratan de derivaciones intermedias de abastecimiento de energía, de apoyo al sistema. Prácticamente en todos los sistemas se realiza una comprobación de sincronismo antes de proceder al reenganche.

Más adelante abordaremos el tema de los reenganches de alta velocidad en las grandes líneas de transporte de energía en muy alta tensión.

09-1-4 Unidades digitales en sistemas de distribución

Vamos a hacer algunas consideraciones en la aplicación de las protecciones a las líneas ó alimentadores de los sistemas de distribución, relacionadas con los equipos diseñados a base de microprocesador y que desde hace unos años están presentes en el mercado.

Como ya hemos apuntado en capítulos anteriores, fueron diseñados en un principio con la idea de sustituir los electromecánicos tradicionales de disco de inducción por estas unidades de diseño moderno, reproduciendo con toda fidelidad las curvas de operación de los electromecánicos para poder realizar la coordinación con ellos en las instalaciones existentes. Este punto de vista cubría un objetivo muy importante, pero las posibilidades adicionales que ofrecían los equipos digitales podían hacerse extensibles no solamente a la aplicación de las protecciones, sino a la protección y control de los sistemas de distribución y además, facilitar funciones de monitorización local y/ó remota. Estos equipos ofrecen también la posibilidad de incorporar unos esquemas lógicos específicos para desarrollar funciones de interés y que no eran posibles en las unidades electromagnéticas.

No cabe duda, que dotar los sistemas de distribución con este tipo de equipos digitales de protección y control, puede contribuir a la creación de una infraestructura básica para una futura automatización de la

distribución, por su posibilidad de utilización junto con sistemas expertos y otros elementos de *inteligencia artificial*.

Además de poder sustituir plenamente a los relés electromagnéticos tradicionales, vamos a señalar unas ventajas que pueden aportar sobre estos:

- Dentro de un alojamiento de un tamaño algo inferior al de una unidad electromagnética monofásica, pueden incluir las tres unidades de fase y una de tierra, con posibilidad de seleccionar sobre la misma unidad, cualquiera de las cuatro características normalizadas de las curvas de actuación diferidas, función 51, es decir, las curvas inversa, muy inversa, extremadamente inversa y, una de tiempo independiente, además de dos funciones de sobreintensidad instantáneas, función 50, con dos niveles diferentes con ó sin demora fija. Esto representa un beneficio económico importante entre otras cosas, bajo el punto de vista de almacenar un menor número de modelos para atender las mismas necesidades.
- Todas las unidades incluyen un *interfase de comunicaciones* con múltiples entradas aisladas optoelectrónicamente y otras tantas salidas programables, lo que permite hacer bien local ó remotamente, cambios en los niveles de operación y variar a conveniencia, otras funciones de la unidad tales como, bloqueos de las unidades instantáneas, etc..
- Junto con las funciones de sobreintensidad, dentro de un alojamiento algo superior al propio de estos, se pueden incluir funciones de reenganche interconectadas con estas funciones de sobreintensidad, actuando como unidades unipolares. El reenganchador lleva usualmente, una lógica programable con múltiples entradas y salidas permitiendo programar varios escalones de reenganche, con posibilidad de bloqueo de los instantáneos y de la operación misma del reenganche.
- Estas protecciones pueden tener capacidad para distinguir una reconexión con *carga fría*, mediante la desensibilización de las unidades instantáneas ó cambiando eventualmente, los valores de operación de las funciones de sobreintensidad a niveles más altos. Este tema de las cargas frías en los sistemas de distribución, ha sido un problema que han tenido planteado desde hace años los ingenieros de aplicación de las protecciones y al que no se le ha dado una solución del todo satisfactoria.
- La eliminación de la *sobremarcha* y del *tiempo de reposición* hacen que la diferencia de tiempos en una coordinación de protecciones *río abajo*, se reduzca notablemente en las líneas radiales de distribución.
- La adición de lógicas adecuadas sin elevados costes suplementarios, pueden completar las funciones de *fallo de interruptor* y de *protección de barras*.
- Las posibilidades de comunicación remota, incluso con otros equipos, ha abierto un campo llamado de *protecciones adaptativas*, que aportará notables ventajas en la selectividad, seguridad y fiabilidad de las protecciones, con una repercusión directa en la calidad del servicio.

Las ventajas esperadas con la implementación de las protecciones digitales en los sistemas de distribución podríamos resumirlas en:

- Una mejora de la respuesta ante las faltas despejándolas en menores tiempos.
- Mejoras en las cualidades de las protecciones
- Ofrecen una herramienta más adecuada para la operación del sistema, reduciendo ó bien optimizando el mantenimiento.
- Abastecen una mayor y mejor información para poder ser utilizada en la planificación de la distribución.

No cabe duda que existirá una transición entre lo actual y el de un futuro próximo y, que se deberán superar una serie de dificultades estimando que las principales puedan ser:

- La oposición por parte del personal a la aceptación de las nuevas tecnologías.
- La obstaculización a la implementación de estas nuevas tecnologías.
- La necesidad de completar un gran trabajo en programas de software para confeccionar los protocolos de comunicaciones.
- La inclusión de los interfases con el SCADA (Sistemas de Adquisición de Datos).

09-2 Uso del diagrama R-X

En el capítulo correspondiente a las Unidades Básicas hemos hablado de la copa de inducción señalando que los pares que intervinían en la acción de estas unidades electromagnéticas eran proporcionales a las magnitudes eléctricas de *tensión*, *intensidad*, el *producto de estas dos magnitudes* y el *ángulo de fase* φ

existente entre ellos, además de un par *mecánico* definido por diseño y proporcionado por un muelle espiral, que en condiciones normales mantiene la unidad en su posición de reposo.

En el mismo capítulo de Unidades Básicas y a título de ejemplo, veíamos cómo haciendo variar los diferentes parámetros y las constantes de la unidad, se podían obtener las características *Direccional*, *Impedancia*, *Reactancia* y, *Admitancia* ó *Mho* con sus distintas variantes.

También señalábamos dentro del mismo capítulo, en el apartado de unidades estáticas, cómo por medición de la diferencia de ángulos de desfase entre dos magnitudes eléctricas y a través de unas puertas lógicas asociadas a unos temporizadores dobles, se podían obtener funciones de las mismas características que con las unidades electromagnéticas e incluso, algunas adicionales como la *lente*, el *tomate* e indicábamos también, la posibilidad de obtener características *trapezoidales*.

Ahora bien, el análisis de la respuesta de este tipo de unidades que hemos llamado de **distancia** en sus diferentes condiciones de funcionamiento es bastante complicado, ya que la tensión varía en cada falta y aún con la misma falta, varía con diferentes condiciones del sistema eléctrico.

Para resolver esta dificultad es muy útil el empleo del **diagrama R-X** en el análisis y visualización de la respuesta de los relés con este tipo de características. En vez de utilizar las tres magnitudes E, I y ϕ y con el fin de evitar confusionismos, se utilizarán solamente las magnitudes **R** y **X** ó bien **Z** y ϕ . Tendremos además, la ventaja adicional de poder representar sobre el mismo diagrama R-X, las características del sistema eléctrico junto con las del relé.

09-2-1 Principio del diagrama R-X

Las tres variables o magnitudes de *tensión*, *intensidad* y *ángulo de fase*, vamos a transformarlas en dos variables. Esto se obtendrá como el resultado de dividir el valor eficaz de la tensión E por el valor eficaz de la intensidad I obteniendo la impedancia Z. Sus componentes de resistencia y reactancia se obtienen mediante las expresiones $R=Z\cos\phi$ y $X=Z\sin\phi$. Supondremos siempre ϕ positivo cuando la intensidad I está en retraso respecto de la tensión E. Junto con esto, habrá que establecer ciertos supuestos que referenciaremos más adelante.

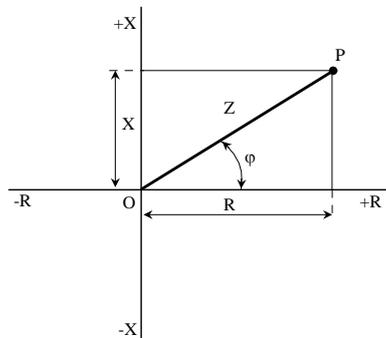


Fig. 78 - Punto P en el diagrama R-X

En el plano R-X de la Fig. 78 las coordenadas R y X corresponderán al punto P y representará una determinada condición de E, I y ϕ . Las coordenadas R y X podrán ser positivas o negativas pero la impedancia Z siempre deberá ser positiva. Cualquier valor negativo que se obtenga de Z en una ecuación para algunos valores de ϕ , se deberán desechar por carecer de significado físico.

El punto P de la figura representa unos valores fijos de E, I y ϕ y se ha supuesto que la intensidad está en retraso, siendo en este caso $\phi < 90^\circ$. La recta que une O con P representa el valor de Z y ϕ es el ángulo medido en el sentido de giro de las agujas de un reloj a partir del eje de las R hasta Z.

Ni qué decir tiene que el punto P se podrá determinar conociendo Z y el ángulo ϕ sin necesidad de calcular R y X. También por cálculo, a partir del complejo que resulta al dividir E entre I, obtendremos los valores de R y X sin considerar ϕ para nada. Si variamos E, I y ϕ podremos representar una serie de puntos que unidos, conformarán una curva característica.

09-2-2 Convencionalismos adoptados

Para poder superponer las características de los relés y las del sistema eléctrico y determinar la actuación del relé, ambas características deberán ser representadas sobre las mismas bases.

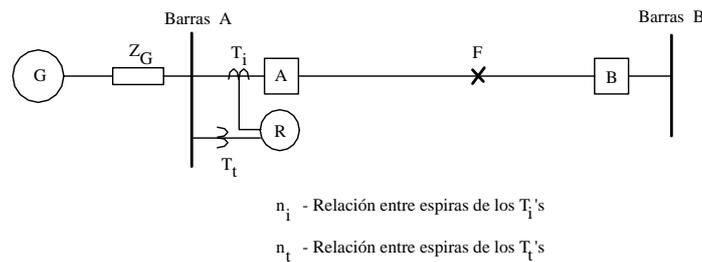


Fig. 79 - Esquema unifilar de una línea AB con falta en el punto F

Supongamos un cortocircuito ideal en el punto F de la línea AB de la Fig. 79 y vamos a considerar los relés ubicados en el extremo A de la mencionada línea. La relación entre la tensión y la intensidad

primarias en el punto de ubicación del relé R será $Z_f^p = \frac{E_p}{I_p}$ siendo E_p e I_p la tensión e intensidad de

falta, en primario de los transformadores de medida que alimentan al relé R y la Z_f^p la impedancia referida igualmente al primario. La impedancia referida al secundario que la expresaremos por Z_f será

$Z_f = \frac{E_s}{I_s} = Z_f^p \frac{n_i}{n_t}$ donde n_i y n_t son las relaciones de transformaciones de los transformadores de medida.

A pesar de haber definido la Z_f en condiciones de falta, no debemos olvidar que el cociente entre la tensión E y la intensidad I en el punto de ubicación del relé, es una impedancia en cualquiera de las circunstancias del sistema y que al producirse una falta, tal que en F, la impedancia adquiere el valor Z_f . En general la relación $\frac{E}{I}$ se denomina *impedancia aparente* vista por el relé R. Esta impedancia se puede representar por un punto P de coordenadas R y X en el plano complejo R-X que será el plano correspondiente a *ohmios* (aparentes) secundarios.

La impedancia aparente la podemos ver como *el fasor de la tensión, tomando como referencia el fasor de la intensidad y con magnitud la unidad*. Esta forma de visualizar la impedancia aparente vista por el relé como el fasor de la tensión en el punto de ubicación del relé, es muy útil en la mayoría de los casos sobre todo, cuando hay que analizar la respuesta del relé en condiciones cambiantes del sistema eléctrico.

Vamos a considerar ahora la impedancia aparente vista por el relé cuando se transfiere normalmente potencia a través de la línea AB. Si la intensidad de carga permanece constante y la tensión en el terminal A permanece igualmente constante, el lugar geométrico del fasor de tensión y de la impedancia será una circunferencia en el plano R-X. En la Fig. 80 hemos representado una circunferencia de trazo continuo que corresponde a una determinada carga. También figuran en puntos otras dos circunferencias de carga I y II siendo esta última la que representa la carga más fuerte. Si el factor de potencia permanece constante, el lugar geométrico del fasor de las tensiones y de la impedancia para las distintas cargas, será una recta que pasará por el origen de coordenadas.

Debemos de hacer notar que cuando la potencia activa transferida tiene el sentido de A hacia B, las impedancias aparentes se sitúan en la mitad derecha del plano R-X y cuando se invierte el sentido de la potencia transmitida, se situarán en su mitad izquierda. De la misma forma, para una carga con factor de potencia en retraso (inductiva) la impedancia aparente vendrá representada en la mitad superior del plano R-X y para una carga con factor de potencia en adelanto (capacitiva) en su mitad inferior. Si la potencia transferida es cero, es decir, no hay transferencia alguna el punto vendrá representado por un punto del infinito del plano. Una línea abierta en el extremo remoto, tendrá una intensidad capacitiva débil, de 90° en adelanto y por tanto, vendrá representado por un punto muy distante del centro de coordenadas A, sobre la parte inferior de la línea de ordenadas X-X.

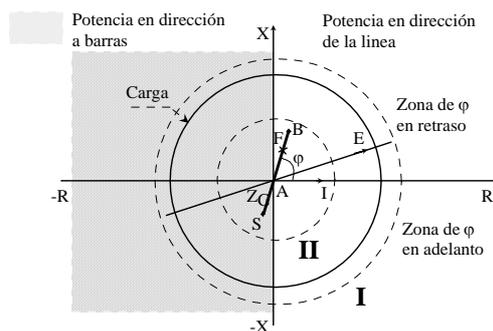


Fig. 80 - Representación de las impedancias aparentes en el diagrama R-X

Ahora vamos a considerar la falta F de la Fig. 80 cuya impedancia aparente está representada por el punto F. Si la falta toma distintas posiciones a lo largo de la línea AB, el punto F tomará distintas posiciones sobre la recta AB. Esta recta la hemos posicionado con un ángulo φ en retraso respecto del eje de las R, siendo este el ángulo de la impedancia de la línea. En las líneas aéreas de transporte el valor del ángulo φ está normalmente comprendido entre 65° y 85° . Para una falta que se produzca en la línea la impedancia aparente vendrá dada por un punto de la recta AB, en cambio para las demás faltas ó diferentes condiciones de carga, las impedancias aparentes vendrán representadas por puntos situados fuera, no pertenecientes a la recta AB.

Para representar las características de los relés y las del sistema en el diagrama R-X nos vamos a referir al esquema unifilar de la Fig. 79 y todos los parámetros tanto del relé como del sistema, serán referidos al extremo A, que es el punto de ubicación del relé R. Los convencionalismos adoptados los podemos resumir en:

- Se utilizarán las mismas bases y los *ohmios* serán referidos a los secundarios de los transformadores de medida. Las unidades de R y X se representarán a la misma escala, es decir, 1Ω resistivo en eje horizontal R, equivaldrá a una unidad igual que 1Ω reactivo en el eje vertical X.
- La coordenada R será *positiva* (+) para el flujo de potencia activa en la dirección de A hacia B.
- La coordenada R será *negativa* (-) para el flujo de potencia activa en la dirección de B hacia A
- La coordenada X será *positiva* (+) para el flujo de potencia reactiva en retraso y en la dirección de A hacia B y el flujo de potencia reactiva en adelanto y en la dirección de B hacia A.
- La coordenada X será *negativa* (-) para el flujo de potencia reactiva en adelanto y en la dirección de A hacia B y el flujo de potencia reactiva en retraso y en la dirección de B hacia A

Sobre el mismo diagrama R-X se suele representar frecuentemente la impedancia de fuente.

09-3 Protecciones de distancia

Las protecciones más utilizadas en las líneas de transporte son las de distancia. Su gran versatilidad ha hecho que hayan sustituido con gran ventaja a los relés de sobreintensidad sobre todo, en las líneas de transporte de Alta Tensión debido principalmente a que:

- La coordinación es más simple
- A sus ajustes les afectan poco los cambios en la generación y, en la configuración del sistema.
- Se logra una protección más rápida que con los de sobreintensidad.
- Permiten mayores cargas en las líneas
- Les afectan menos los penduleos de potencia

Hoy en día los relés de distancia son los más utilizados como protección primaria para faltas entre fases en las líneas de transporte. En algunos casos todavía se utilizan los relés de sobreintensidad para la protección de las faltas a tierra debido a su simplicidad, por no existir los problemas que se producen en torno a las faltas entre fases y además, por no requerir una gran velocidad en el disparo del interruptor. Sin embargo, a medida que van evolucionando los relés de distancia y la consiguiente reducción de sus costes, existe la tendencia de que también sean utilizados como protecciones de faltas a tierra.

La aplicación de los relés de distancia es muy simple. Generalmente se aplican como protección primaria de una sección de línea y como protección de apoyo remoto del tramo de línea adyacente. Se utilizan tres conjuntos de relés separados y organizados para proteger tres zonas. Normalmente la primera y segunda zona se utilizan como protección primaria o principal de una línea, mientras que la tercera zona se utiliza exclusivamente como protección de apoyo para una línea adyacente.

Las unidades de primera zona se ajustan para que den una protección de alta velocidad a una longitud del orden del 90% de la línea. Estas unidades actúan prácticamente sin demora y, deben ser previstos para que no operen en faltas que se produzcan fuera del extremo de la línea. Las unidades de la segunda zona deberán proteger el 10% restante de la línea y se ajustan para un alcance que sobrepase el extremo de línea y asegurar de esta forma, la protección de las faltas entre fases dentro de este último tramo del 90 al 100 % de la línea. Un ajuste típico de esta segunda zona es el correspondiente a un 120% de la longitud de la línea. A pesar de que estas unidades de segunda zona vean las faltas de una parte de la línea adyacente, la coordinación con los relés principales de la línea adyacente se hace mediante los tiempos de operación. En la coordinación se utilizan unos temporizadores separados que se ajustan para valores comprendidos entre 0,2 y 0,5 segundos que es la temporización que corresponde a la segunda zona.

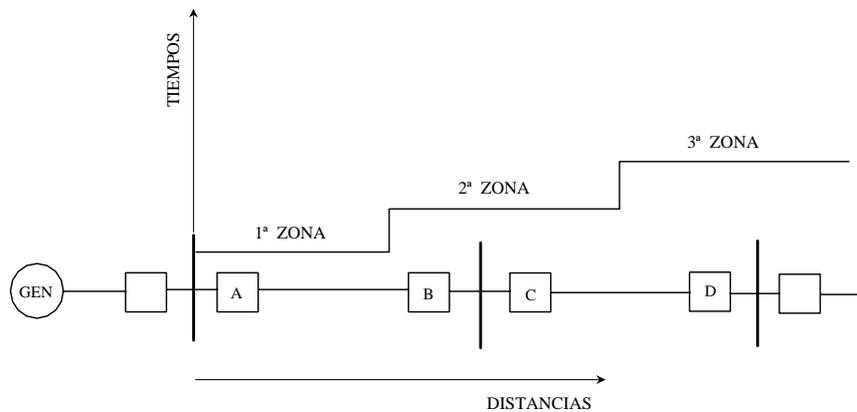


Fig. 81 - Característica Tiempo-Distancia en relés de distancia como protección primaria

En la Fig. 81 se muestran las características *Distancia-Tiempos* para los relés de 1º, 2º y 3ª zona así como sus alcances y la posibilidad de coordinar varios tramos de líneas. Debemos de señalar que estas características se logran generalmente, mediante un conjunto de dos unidades.

Las unidades de la 3º zona se instalan como protección de apoyo para una sección de la línea adyacente y en el caso que mostramos en la Fig. 81, servirán de apoyo para la línea C-D. La unidad de 3º zona ubicado en A, se calibra para que tenga un alcance que sobrepase el interruptor D, de forma que se asegure la actuación de la unidad para faltas que se produzcan en toda la línea C-D.

En otros capítulos, al describir las unidades básicas de distancia, hemos señalado fundamentalmente los tipos de *impedancia*, de *reactancia*, de *admitancia (MHO)* con las variantes de esta última, de *MHO con desplazamiento*, *MHO expandida (Tomate)* y *MHO restringida (Lente)*, además de las unidades de característica *trapezoidal*.

Las *unidades MHO* se utilizan generalmente para líneas largas, mientras que las *de reactancia* se usan más bien en líneas cortas. Hace unos años, las unidades *de impedancia* fueron muy utilizadas tanto en líneas cortas como en largas, en cambio hoy en día, es muy rara la aplicación de las unidades de impedancia ya que las unidades de reactancia y MHO ofrecen mejores prestaciones. Las unidades de reactancia y de impedancia no son direccionales y para darles esta condición, se combinan con elementos direccionales para completar conjuntos. En las unidades de reactancia, la tercera zona normalmente es una unidad MHO que, además de unidad de tercera zona, hace el control direccional de las otras dos zonas. Cuando se utilizan unidades de impedancia para las tres zonas, el control de ellas se hace mediante una unidad direccional específica.

La protección de faltas a tierra se realiza usualmente mediante relés de sobreintensidad tal y como hemos señalado anteriormente, aunque hoy día es práctica muy normal hacerlo como hemos señalado, mediante relés de distancia.

La actuación de un relé de distancia es bastante independiente de la magnitud de la intensidad de cortocircuito que circula por el relé, sin embargo, se ve afectada por la magnitud de la corriente que se inyecte en el sistema, en un punto situado entre el relé y la falta y, este es el caso de que haya derivaciones. Una alimentación de corriente en tal punto puede hacer que el relé vea una distancia superior a la que es en realidad. Este efecto es preciso tenerlo en cuenta a la hora de aplicar los relés de distancia, sobre todo, al definir los alcances de los relés de protección de apoyo en líneas con derivaciones intermedias, como veremos más adelante.

En muchos sistemas, las protecciones de distancia darán la protección adecuada y serán suficientes para mantener la estabilidad. Sin embargo cuando la estabilidad del sistema se convierte en un factor crítico, la protección solamente con relés de distancia puede resultar insuficiente ya que un esquema con reenganche rápido, exige el disparo a muy alta velocidad de los interruptores de ambos extremos de línea, para todas las faltas que se produzcan en la totalidad de la línea. Esto no se logra solamente con los relés de distancia sino que para este tipo de aplicaciones, la solución es el uso de los relés con los extremos de línea comunicados.

09-4 Faltas en sistemas trifásicos

En los sistemas trifásicos se pueden dar cuatro tipos de faltas:

- Falta trifásica.
- Falta entre dos fases.
- Falta de fase a tierra.
- Falta de dos fase a tierra simultáneamente.

Entre estos cuatro tipos de faltas totalizan diez combinaciones de posibles faltas, una sola del primer tipo y tres de cada uno de los tres tipos restantes.

Las ecuaciones que regulan la relación entre las tensiones e intensidades en el punto de ubicación de las protecciones, son diferentes para cada modalidad de falta. Esto obliga a alimentar los relés con las magnitudes eléctricas adecuadas para que las unidades de distancia puedan medir correctamente las impedancias de falta.

Existe una especie de *regla de oro* relacionada con las protecciones de distancia y que la podemos expresar como sigue *Con independencia del tipo de falta que se trate, la tensión y la intensidad utilizadas para aplicar a una determinada unidad de distancia deben ser tales, que midan la componente directa de la impedancia a la falta.* Una vez conseguido esto, los alcances de las diferentes zonas de todas las unidades deberán de basarse en el valor de la impedancia directa del total de la línea, con independencia del tipo de falta.

Analicemos los distintos tipos de falta para ver como se cumple esta regla de oro mencionada y para ello, vamos a referirnos al esquema unifilar de la Fig. 82 y consideraremos en una primera fase que *las faltas son ideales*, es decir, que *la resistencia de falta es cero*. Posteriormente haremos las consideraciones teniendo en cuenta el valor de la resistencia de falta.

En todas estas exposiciones vamos a denominar las fases del sistema trifásico con **a - b - c** con este mismo sentido de rotación y los subíndices de **1 - 2 - 0** los utilizaremos para representar las componentes simétricas de las magnitudes y de los parámetros eléctricos.

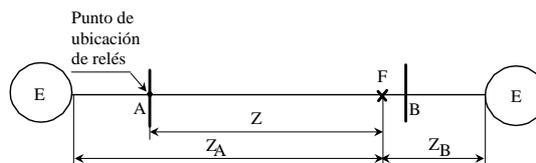


Fig. 82 - Sistema equivalente con definición de parámetros en faltas

09-4-1 Faltas entre fases

En la Fig. 83 hemos representado los circuitos de las componentes directa e inversa de una falta entre dos fases que en nuestro caso, vamos a suponer que sea entre las fases **b** y **c**

Las componentes directa e inversa de la tensión en el punto F de falta son iguales y por lo tanto,

$Z_{F_1} = Z_{F_2}$ esto es, $E_1 - Z_{F_1} I_1 = E_2 - Z_{F_2} I_2$ donde E_1 , E_2 , I_1 , I_2 representan las componentes simétricas de las tensiones e intensidades del sistema en el punto A de ubicación de las protecciones, siendo iguales las componentes directa e inversa de la impedancia $Z_{F_1} = Z_{F_2}$

Esto significa que $Z_{F_1} = \frac{E_1 - E_2}{I_1 - I_2}$ Las tensiones en este mismo punto vendrán expresadas por:

$$E_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2 \quad \text{y} \quad E_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2 \quad \text{por lo que} \quad E_b - E_c = (E_1 - E_2)(a^2 - a)$$

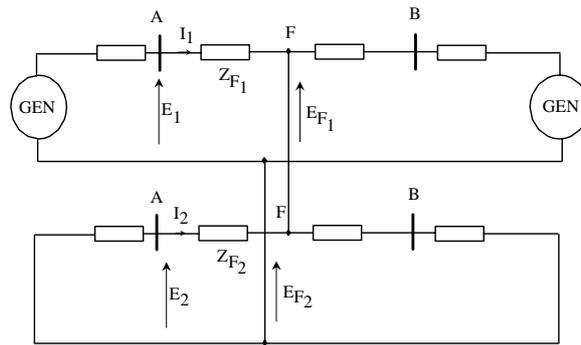


Fig. 83 - Circuito de componentes simétricas para una falta F entre las fases b-c

y de forma análoga $I_b - I_c = (I_1 - I_2)(a^2 - a)$ resultando $Z_{F_1} = \frac{E_1 - E_2}{I_1 - I_2} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c}$

Las expresiones anteriores indican que si conectamos la unidad de distancia a la tensión compuesta entre las fases **b-c** y la alimentamos con la diferencia de las intensidades de esas dos mismas fases, la unidad medirá la componente directa de la impedancia a la falta, cuando esta se produzca entre las fases **b** y **c**. Un análisis similar para las faltas entre las fases **a-b** y **c-a** nos conduciría a las mismas conclusiones.

09-4-2 Faltas de dos fases a tierra

Examinemos la Fig. 84 donde se representa el esquema del circuito de componentes simétricas para este tipo de faltas.

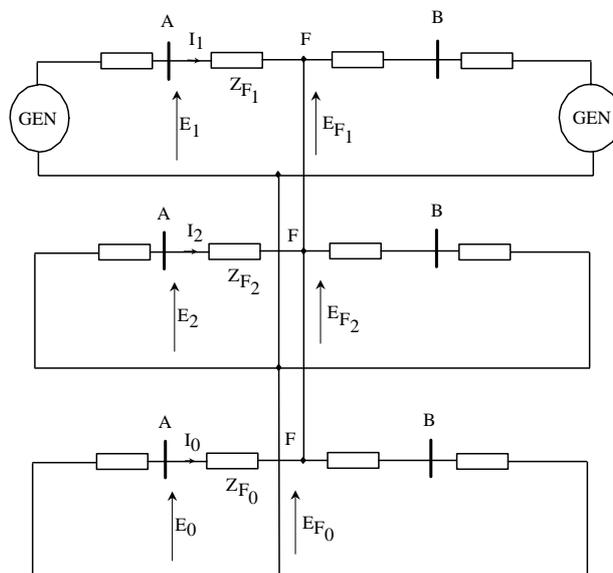


Fig. 84 -Circuito de componentes simétricas para una falta F entre las fases b-c y tierra

Debe de quedar claro que las ecuaciones de la parte de componentes directa e inversa del circuito equivalente, son las mismas que para las faltas entre las fases **b-c** por lo que llegaríamos a los mismos resultados.

09-4-3 Faltas entre las tres fases

En el esquema del circuito equivalente de componentes simétricas de la Fig. 85 se representa una falta entre las tres fases **a-b-c**

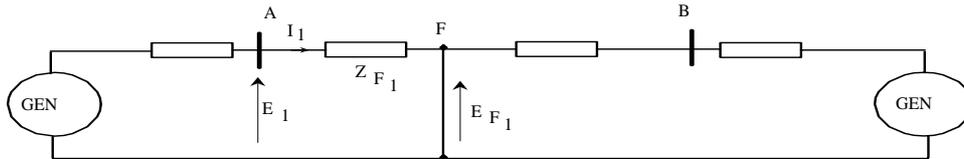


Fig. 85 - Circuito de componentes simétricas para una falta trifásica en F

En este caso, $E_1 = E_a = Z_{F1} I_1 = Z_{F1} I_a$ y también $E_2 = E_0 = 0$ e $I_2 = I_0 = 0$

Para las fases **b** y **c** tendríamos igualmente, $E_b = a^2 E_1$ y $E_c = a E_1$ Esto nos conduce a las expresiones

$$\frac{E_a - E_b}{I_a - I_b} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} = \frac{E_c - E_a}{I_c - I_a} = Z_{F1}$$

Las conclusiones de los tipos de falta analizados podemos resumirlos en:

- Que las diferencias de tensión y de intensidades de las ecuaciones anteriores, son las *tensiones e intensidades triángulo* que hemos expuesto en capítulos precedentes, al tratar sobre las conexiones de los transformadores de intensidad y tensión.
- Que los conjuntos trifásicos de unidades de distancia alimentados con las tensiones e intensidades señaladas, responden a la componente directa de la impedancia en faltas polifásicas, cubriendo sus siete posibles combinaciones. Para las faltas entre dos fases ó entre dos fases y tierra, siempre habrá de las tres, una unidad que mida la impedancia directa a la falta, mientras que en las faltas trifásicas las tres unidades medirán correctamente la impedancia.

09-4-4 Faltas a tierra

Para las faltas entre una fase y tierra, por ejemplo la fase **a** y **g** (tierra), haríamos las conexiones de los circuitos de componentes simétricas similares a las que se muestran en la Fig. 84 para dos fases y tierra, pero acomodadas en este caso, a una falta entre **a-g**. Las tensiones e intensidades serán:

$$E_{F1} = E_1 - Z_{F1} I_1 \quad E_{F2} = E_2 - Z_{F1} I_2 \quad E_{F0} = E_0 - Z_{F0} I_0 \quad \text{y como} \quad E_{aF} = E_{F0} + E_{F1} + E_{F2}$$

$$E_{aF} = (E_0 + E_1 + E_2) - (I_1 + I_2) Z_{F1} - I_0 Z_{F0} = 0 \quad \text{Si en esta última ecuación sustituimos}$$

$$(I_1 + I_2) Z_{F1} + I_0 Z_{F0} \text{ por } (I_1 + I_2 + I_0) Z_{F1} + I_0 (Z_{F0} - Z_{F1}) \text{ tendremos,}$$

$$E_{aF} = E_a - I_a Z_{F1} - I_0 (Z_{F0} - Z_{F1}) \text{ ya que } (I_0 + I_1 + I_2) = I_a \text{ y continuando operando,}$$

$$E_a = I_a Z_{F_1} + I_0 (Z_{F_0} - Z_{F_1}) \text{ y por lo tanto, } \frac{E_a}{Z_{F_1}} = I_a + I_0 \frac{Z_{F_0} - Z_{F_1}}{Z_{F_1}} = I_a + k I_0 \quad \text{donde tenemos}$$

la expresión de una *nueva intensidad* $I'_a = I_a + k I_0$. Este valor $k = \frac{Z_{F_0} - Z_{F_1}}{Z_{F_1}} = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$ siendo

Z_0 y Z_1 las componentes homopolar y directa de la impedancia total de la línea.

La expresión $\frac{E_a}{I'_a} = Z_{F_1}$ significa, que si una unidad de distancia se energiza con una tensión de fase y la intensidad de esa misma fase es compensada con $k I_0$, esa unidad medirá también la impedancia directa a la falta. Este factor k es un número real y en líneas aéreas su valor oscila entre 1,25 y 2,50, siendo 2.00 un valor aceptable y que en una línea de transporte equivale, a un valor de $Z_0 = 3Z_1$.

Si se disponen tres unidades de distancia para faltas entre fases y tres unidades separadas para faltas a tierra, al producirse una falta trifásica, las unidades de tierra también medirán correctamente la distancia a la falta aún estando compensadas con la parte de corriente $k I_0$, porque en este tipo de falta $I_0 = 0$

Una protección completa de distancia requiere un conjunto de seis unidades de distancia, tres para las faltas entre fases y tres para las faltas a tierra.

09-4-5 Impedancias medidas por las unidades de las fases sanas

En la Fig. 86 hemos representado las impedancias medidas por las unidades de distancia de las tres fases, donde en la Fig. 86 (a) se han dibujado las tres impedancias, para una falta en F entre las fases **b-c** despreciando la resistencia de falta y en la Fig. 86 (b), para una falta en F de la fase **a** con tierra **g (a - g)** y una resistencia de falta R_F , y las impedancias medidas igualmente, por las tres unidades de fase.

09-4-6 Resistencia de falta

En las faltas en sistemas trifásicos expuesto anteriormente, hemos supuesto que la falta era ideal, es decir, de *resistencia de cortocircuito de valor cero*. En realidad en los sistemas de alta tensión, la falta puede estar constituida por un arco eléctrico entre dos conductores de alta tensión y también, entre un conductor y un elemento unido a tierra, tales como, soportes de aisladores, una torre metálica soporte de la línea, etc... La resistencia de la falta se compone de dos partes, una del elemento que hace de unión de la falta y la otra, del arco eléctrico. Esta última resistencia es variable, ya que en gran parte depende de la resistencia del propio arco y esta varía con la permanencia del mismo y que en el período inicial (unos pocos milisegundos), su resistencia es despreciable pero aumenta a medida que se prolonga su extinción.

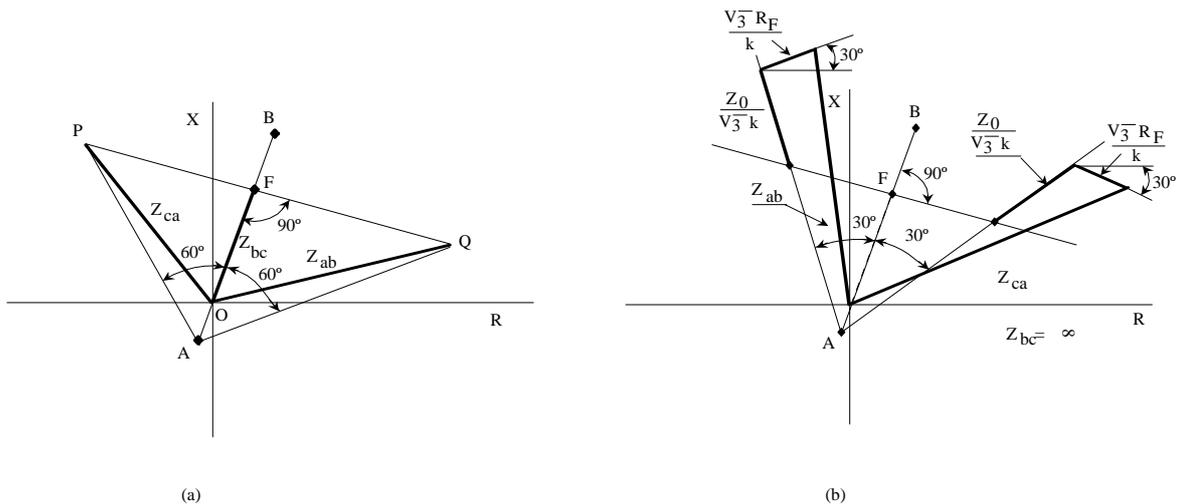


Fig. 86 - Impedancias vistas por las unidades de fase

En las aplicaciones de las protecciones eléctricas, la resistencia del arco se considera constante y como fruto de la experiencia, su valor se ha recogido en fórmulas empíricas y que **Warrington** en su libro de

Protective relays pag. 164 vol. II, recoge con la expresión $R_a = \frac{8750(d+3vt)}{I^{1.4}}$ donde R_a es la resistencia del arco en Ω , d la distancia entre los conductores de la línea en pies, I la intensidad de la falta en Amps, v la velocidad del viento en millas por segundo y t la duración del arco en segundos.

Otra fórmula empírica también en uso, es la expresada por $R_a = \frac{76V^2}{W_{cc}}$ donde V es la tensión del sistema en la falta en kV y W_{cc} la potencia de cortocircuito simétrico en kVA en el lugar de la falta.

Vamos a examinar con algunos ejemplos simples, la influencia que tiene la resistencia de falta R_a en la impedancia vista por una unidad de distancia con un alcance Z_L , para lo cual observaremos la Fig. 9 donde se muestran las características de diferentes unidades de distancia.

Si se trata de una *unidad de impedancia*, Fig. 87 - (a), el valor real de la impedancia vista por el relé será la suma vectorial $Z_F + R_a$. Para que en una falta tal que el F, la unidad actúe dentro de su alcance máximo, la impedancia de falta máxima $Z_F + R_a$ vista por el relé, deberá estar comprendida en la circunferencia de radio Z_L y por lo tanto, la actuación será con subalcance, no operando la unidad para faltas más lejanas que el punto F puesto que el punto M sería exterior a la circunferencia característica.

De la misma forma podemos ver para las *unidades Mho* Fig. 87 - (c) que el alcance máximo Z_L de la unidad, no cubre la longitud de línea que corresponde a Z_L , sino solo hasta el punto F', operando también con subalcance. En el caso de unidades Mho, variando el ángulo ϕ por otro tal que ϕ_1 , se puede reducir este efecto de subalcance, como puede verse en la Fig. 87 (d), pasando del punto M' al M y el subalcance $F'Z_L$ a un FZ_L menor.

En cambio vemos en la Fig. 87 - (b), que el efecto de subalcance no existe en las unidades del *tipo de reactancia* aunque la impedancia $Z_F + R_a$ sea mayor que Z_L , porque el punto de la impedancia real vista, pertenecerá a la recta característica horizontal de su alcance básico X_L . Esta es una de las razones importantes por la que se utiliza la característica de reactancia, combinada con una tercera zona Mho en líneas cortas.

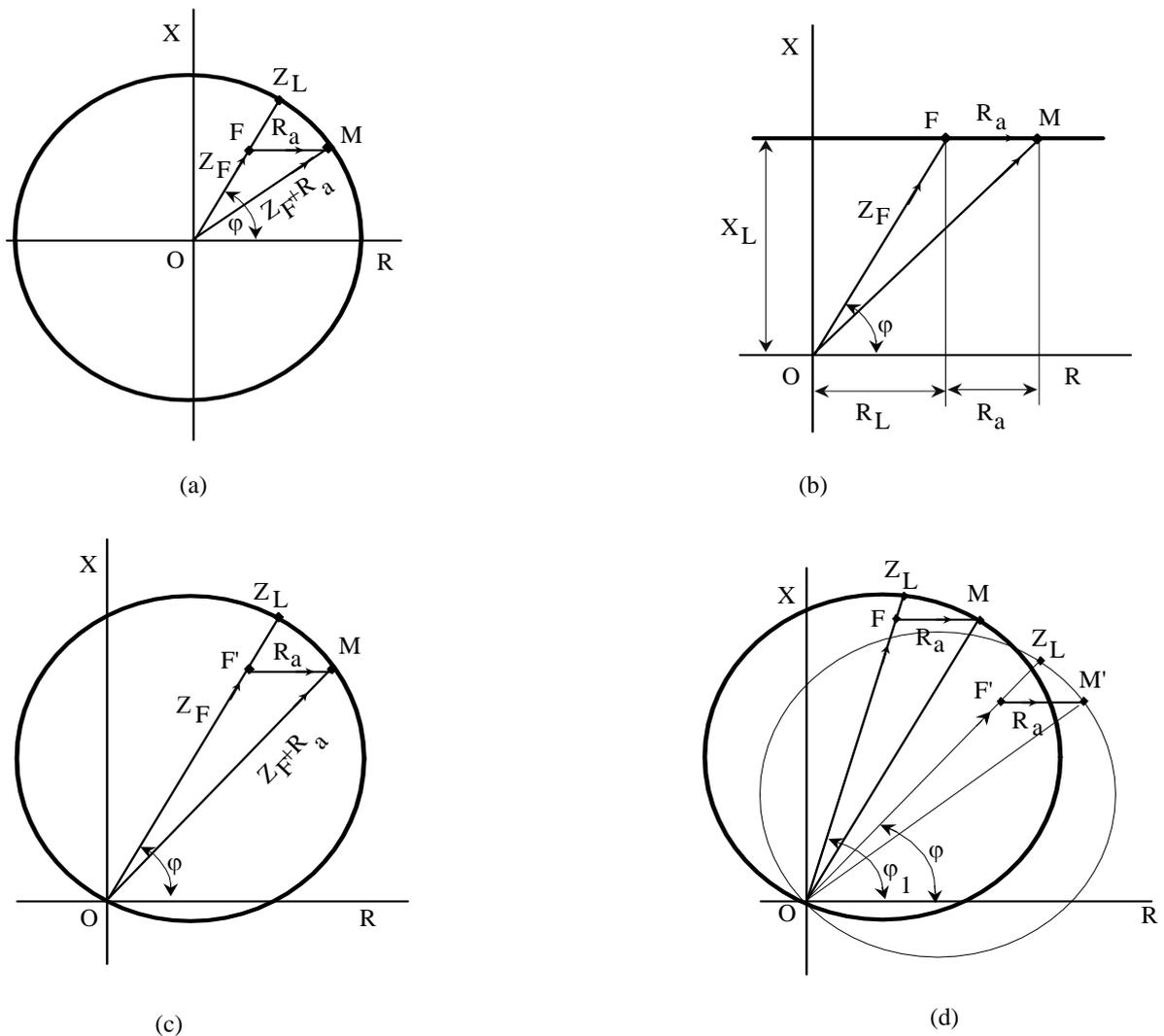


Fig. 87 - Efecto de la resistencia de falta en las unidades de distancia

Este problema de subalcance se puede presentar para faltas que se produzcan en las proximidades del límite entre la primera y segunda zona de las protecciones de distancia, porque para una falta que se produzca en primera zona con disparo de alta velocidad, pueden ordenar un disparo diferido de la 2ª zona. De forma análoga puede ocurrir entre los límites de la 2ª y 3ª zona, donde podrían darse disparos con tiempos de 3ª zona con demoras mayores que las correspondientes a la 2ª zona.

En cambio, en las unidades de reactancia de tierra, se puede dar *sobrealcance* para faltas muy próximas a su punto de ubicación, especialmente en líneas de una longitud considerable. Para cubrir esta eventualidad, se ajustan estas unidades de tierra para que operen con un valor del orden del 80 % del alcance de su zona.

Sin embargo podemos afirmar en general, que el error debido a la resistencia de falta en las unidades de medida de distancia de fase es despreciable, sobre todo, para faltas que se producen entre las fases. En este caso, la resistencia de la falta es debida únicamente a la del arco y esta, es de un valor muy pequeño, pudiendo señalar que en sistema de 138, 230 y 380 kV, con separaciones de conductores entre los 3.0 y los 10.0 metros, no superan los 2.0 Ω . En las faltas de fase a tierra ocurre otro tanto, en líneas dotadas con cables de tierra, con unas buenas tomas de tierra con baja resistencia.

09-4-7 *Falta trifásica con resistencia de falta.*

De manera análoga a los cálculos realizados para faltas ideales, vamos a analizar el caso de una falta trifásica, donde la resistencia de falta sea $R_F \neq 0$, siendo R_F la resistencia correspondiente de cada fase a tierra.

En la Fig. 88 - (a) y (b) mostramos un sistema de dos extremos con una falta en F y el circuito equivalente de la componente directa para el caso de que la falta sea trifásica equilibrada, en cuyo caso, no existirán las componentes inversa y homopolar. La representación se realiza, tanto para la tensión simple como para la intensidad de línea, de la fase **a** del sistema **a-b-c**.

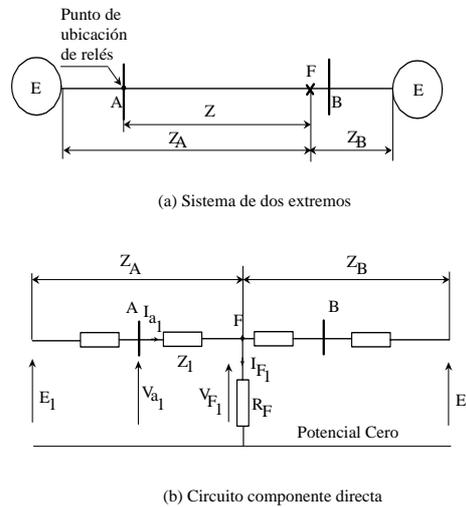


Fig. 88 - Circuito equivalente para una falta trifásica en F

Sea Z la impedancia vista en ambas direcciones desde la falta F , de forma que $\frac{1}{Z} = \frac{1}{Z_A} + \frac{1}{Z_B}$ y de donde $Z = \frac{Z_A Z_B}{Z_A + Z_B}$. Definiremos como K la relación entre la intensidad que circula por el relé y la corriente total de falta, de forma que $K = \frac{I_{a_1}}{I_{F_1}} = \frac{Z_B}{Z_A + Z_B}$ y $K = \frac{Z_B}{Z_A + Z_B}$ por ser iguales las impedancias a las correspondientes de componente directa.

De acuerdo con la misma Fig. 10, podemos expresar las ecuaciones:

$$I_{F_1} = \frac{E_1}{Z_1 + R_F} \quad I_{a_1} = K I_{F_1} = \frac{Z_{B_1}}{Z_{A_1} + Z_{B_1}} I_{F_1} = K \frac{E_1}{Z_1 + R_F}$$

$$V_{a_1} = V_{F_1} + I_{a_1} Z_1 = \frac{E_1}{Z_1 + R_F} R_F + K \frac{E_1}{Z_1 + R_F} Z_1 = \frac{E_1}{Z_1 + R_F} (R_F + K Z_1)$$

Con el fin de evitar expresiones excesivamente largas vamos a utilizar la expresión $\frac{1}{\alpha} = \frac{E_1}{Z_1 + R_F}$ con lo que $\alpha I_{a_1} = K$ y también $\alpha V_{a_1} = R_F + K Z_1$

Si aplicamos las componentes simétricas para esta falta trifásica, $I_{a_2} = 0$, $I_{a_0} = 0$, $V_{a_2} = 0$ y $V_{a_0} = 0$

Como $V_{a_1} = \frac{1}{\alpha} (R_F + K Z_1)$ las tensiones simples (fase a tierra) serán:

$$V_a = \frac{1}{\alpha} (R_F + K Z_1) \quad V_b = \frac{a^2}{\alpha} (R_F + K Z_1) \quad V_c = \frac{a}{\alpha} (R_F + K Z_1) \quad \text{y las tensiones entre fases:}$$

$$V_{a-b} = \frac{1-a^2}{\alpha} (R_F + KZ_1) \quad V_{b-c} = \frac{a^2-a}{\alpha} (R_F + KZ_1) \quad V_{c-a} = \frac{a-1}{\alpha} (R_F + KZ_1)$$

Las intensidades de cada fase y las *intensidades triángulo* serán respectivamente:

$$I_a = \frac{K}{\alpha} \quad I_b = \frac{a^2 K}{\alpha} \quad I_c = \frac{aK}{\alpha}$$

$$I_{a-b} = \frac{1-a^2}{\alpha} K \quad I_{b-c} = \frac{a^2-a}{\alpha} K \quad I_{c-a} = \frac{a-1}{\alpha} K \quad \text{y las impedancias vistas por las unidades de}$$

distancia de fase serán:

$$\frac{V_{a-b}}{I_{a-b}} = \frac{R_F + KZ_1}{K} = Z_1 + \frac{R_F}{K} \quad \frac{V_{b-c}}{I_{b-c}} = Z_1 + \frac{R_F}{K} \quad \frac{V_{c-a}}{I_{c-a}} = Z_1 + \frac{R_F}{K} \quad \text{siendo las tres}$$

impedancias iguales, pero con un valor adicional sobre la impedancia directa a la falta.

09-4-8 Impedancias medidas por las unidades de distancia en faltas con resistencia de falta

De una manera similar se podrían realizar los cálculos para los otros dos tipos de faltas teniendo presente la condición de $R_F \neq 0$ y obtendríamos unos resultados indicándonos que, tanto las tres unidades de fase como las de tierra ven una impedancia con un valor añadido sobre las calculadas para faltas ideales con $R_F = 0$

TABLA I

Impedancias *vistas* por las unidades de distancia de sistemas trifásicos en distintos tipos de falta

Unidad	Falta trifásica	Falta entre fases b y c	Falta entre fase a y tierra (g)
a - b	$Z_1 + \frac{R_F}{K}$	$Z_1 - j\sqrt{3}Z_A - \frac{a}{K}R_F$	$Z_1 + j\frac{1}{\sqrt{3}}Z_A + \frac{(1-a^2)(Z_0 + 3R_F)}{3K}$
b - c	$Z_1 + \frac{R_F}{K}$	$Z_1 - \frac{R_F}{2K}$	∞
c - a	$Z_1 + \frac{R_F}{K}$	$Z_1 - j\sqrt{3}Z_A - \frac{a^2}{K}R_F$	$Z_1 - \frac{1}{\sqrt{3}}Z_A + \frac{(1-a)(Z_0 + 3R_F)}{3K}$

En la TABLA I incluimos los resultados deducidos por cálculo de las impedancias *vistas* por las *unidades de fase*, para los distintos tipos de falta producidas entre dos fases (**b - c**) y entre fase y tierra (**a - g**)

Los parámetros que figuran en la TABLA I corresponden a:

Z_1 = Impedancia directa a la falta desde el punto de ubicación de las protecciones

Z_A = Impedancia fuente del extremo A

K = Constante que representa la fracción de la intensidad de alimentación de la unidad respecto a la corriente total de la falta.

$\mathbf{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ vector unitario de giro de 120°

$\mathbf{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ $1 - \mathbf{a} = \frac{3}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ $1 - \mathbf{a}^2 = \frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$

En la Fig. 89 (a) se representan dentro de unas zonas sombreadas, las áreas de las impedancias vistas por las unidades de fase para faltas entre las fases **b-c** localizadas en distintos puntos **F** y en la Fig. 89 (b) las impedancias vistas por las unidades de tierra, para faltas entre la fase **a** y tierra **g**, localizadas en distintos puntos.

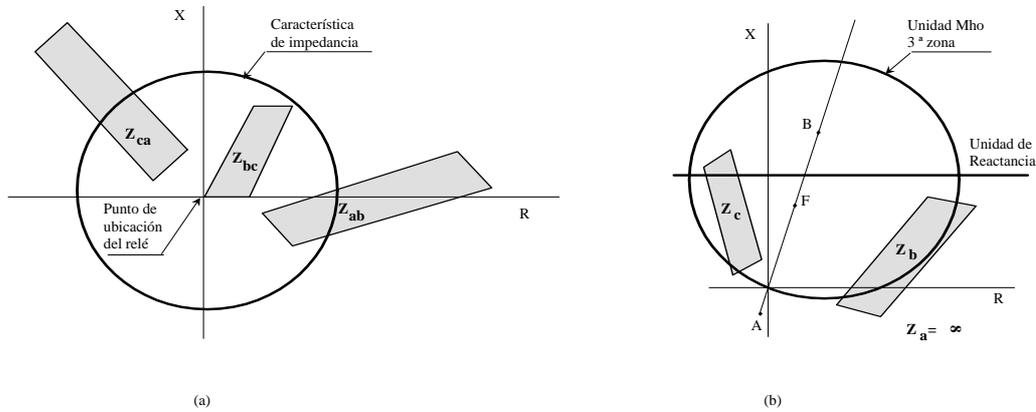


Fig. 89 - Áreas de impedancias vistas por las unidades de fase

Como conclusiones podemos señalar que en ningún caso hay sobrealcance en las unidades de las fases sanas, existiendo la posibilidad para faltas próximas al punto de ubicación, de una actuación ocasional de alguna de ellas y producirse en las tarjetas de señalización de la operación algún confusiónismo de identificación de la actuación. En cuanto a las unidades de tierra, la unidad **a** no operará por ser $Z_a = \infty$ y la unidad **c** estará fuera de los alcances normales de las faltas. En cambio la unidad **b** operará, sobre todo si su característica es de tipo trapezoidal.

09-4-9 Líneas multiterminales

Si un sistema de tres terminales como se muestra en la Fig. 90 tiene generación detrás de los puntos de unión, la ingeniería de protecciones deberá tenerlo en cuenta al realizar los ajustes de las unidades de distancia de los extremos de las líneas.

Vamos a hacer unas consideraciones para las unidades ubicadas en el extrema de línea A. Para simplificar supondremos que se trata de un sistema monofásico, pero los razonamientos serían los mismos para los sistemas trifásicos.

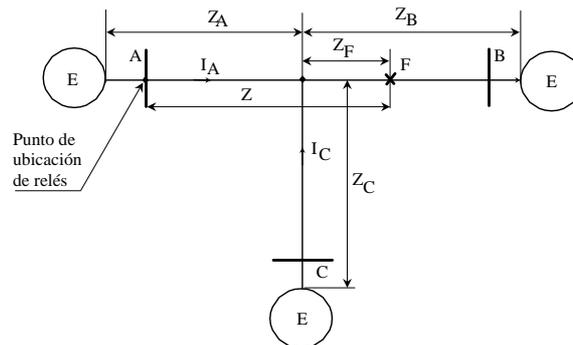


Fig. 90 - Sistema de tres terminales con generación

La tensión en el terminal A será $E_A = Z_A I_A + Z_F (I_A + I_C)$ y la impedancia aparente Z vendrá expresada por $Z = \frac{E_A}{I_A} = Z_A + Z_F \left(1 + \frac{I_C}{I_A} \right)$ siendo la intensidad I_C la aportación a la falta del enlace C, conocida en algunos

sectores, como *corriente de abastecimiento remoto* y que los anglosajones la denominan *infeed current*. Cuando I_C está en fase con I_A ó próximo a esta posición, se le define como corriente positiva de

abastecimiento y si está en oposición de fase, como corriente negativa de abastecimiento. Los anglosajones lo expresan por los términos *infeed* y *outfeed currents*.

Las ecuaciones anteriores indican que la impedancia aparente vista por las unidades ubicadas en A es diferente de la impedancia real $Z_A + Z_F$ a la falta. Si el abastecimiento es positivo (*infeed*), la impedancia aparente medida es mayor que la real a la falta. Esto hará que si hemos ajustado la primera zona para un valor del 90% del tramo de la línea A-B, en faltas cercanas al límite del 90 % del tramo de línea, no habrá garantía de que las unidades operen correctamente en su 1ª zona. En cambio, si la corriente de abastecimiento es negativa (*outfeed*), podrán ver faltas de 2ª zona (fuera del tramo A-B) como faltas de primera zona, por medir una impedancia aparente a la falta menor que la real.

09-4-10 Líneas dobles paralelas

En los sistemas de potencia es muy frecuente que las líneas dobles de transporte de energía vayan sobre los mismos apoyos ó torres a lo largo de todo el trayecto. En la ingeniería de protecciones esto se ha denominado como *líneas paralelas*.

Estas líneas paralelas presentan algunas particularidades en relación con las protecciones de los extremos de línea y que será preciso tenerlas en cuenta. La particularidad se presenta por el hecho de su acoplamiento magnético mutuo en sus circuitos de componente homopolar. También existe acoplamiento en sus circuitos de componente directa e inversa, pero son de mucho menor cuantía y sin gran error, se pueden despreciar.

Consideremos una falta en F de fase a tierra (**a-g**) en una de las dos *líneas paralelas* acopladas mutuamente y que mostramos en la Fig. 91. Si aplicamos componentes simétricas a las tensiones en el terminal A tendremos

$$E_{F_1} = E_1 - Z_{F_1} I_1' \quad E_{F_2} = E_2 - Z_{F_1} I_2' \quad E_{F_0} = E_0 - Z_{F_0} I_0' - Z_{M_{F_0}} I_0'' \quad \text{donde}$$

I_0' e I_0'' son las componentes homopolares de las corrientes I' e I'' de las líneas y $Z_{M_{F_0}}$ la componente homopolar de la impedancia de acoplamiento mutuo de las dos líneas paralelas en la porción del tramo de la línea doble hasta la falta.

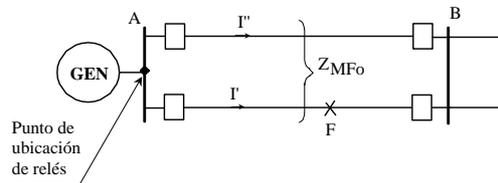


Fig. 91 - Líneas dobles acopladas mutuamente

En líneas de simple circuito obteníamos la expresión de una intensidad $I_a' = \frac{E_a}{Z_{F_1}} = I_a + I_0 \frac{Z_{F_0} - Z_{F_1}}{Z_{F_1}}$

para obtener $I_a' = I_a + k I_0$ donde $k = \frac{Z_{F_0} - Z_{F_1}}{Z_{F_1}} = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$

En este caso de *líneas paralelas* $I_a' = \frac{E_a}{Z_F} = I_a + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_0' + \frac{Z_{M_0}}{Z_1} I_0'' = I_a + k I_0' + k_M I_0''$ que será la expresión de

la intensidad para determinar la impedancia $Z_F = \frac{E_a}{I_a'}$ al punto de la falta.

En líneas paralelas para que las unidades de tierra actúen correctamente es preciso alimentarlas con las corrientes del paralelo de ambas. Esto es posible cuando las líneas están conectadas a la misma barra de la subestación pero si las líneas están conectadas a barras diferentes, no será posible hacer esta alimentación

de la intensidad paralelo y por lo tanto, tendremos que aceptar la existencia de un error en la actuación de las funciones de tierra en las unidades de distancia.

09-4-11 *Faltas con tensión cero*

Todo relé ó función direccional requiere *tensión* para operar y por lo tanto, toda unidad direccional bien sea un relé direccional de sobreintensidad ó uno de distancia, para actuar ante una falta en su dirección de disparo, necesitará una tensión en sus circuitos de polarización. Una falta trifásica que se produzca súbitamente en un punto próximo al punto de ubicación de los relés, la tensión de alimentación a las protecciones se puede reducir teóricamente a *cero*.

Para asegurar que las funciones de primera zona de las unidades de distancia actúen con alta velocidad, los circuitos de polarización por tensión se diseñan con *acción de memoria* con el fin de mantener la tensión de prefalta durante varios ciclos después de ocurrida la falta, aunque la tensión pase a ser cero durante la misma. Con ello se pretende garantizar un par de actuación suficiente y que persista al menos durante el tiempo de la primera zona de la unidad. Esta acción de memoria se basa en que la tensión antes de que se produzca la falta, es normal. A medida que la falta se aleje más del punto de ubicación de los relés, la tensión será mayor en dicho punto de ubicación y alcanzará valores normales que aseguren el correcto funcionamiento de las unidades de distancia en las condiciones de régimen estable de la corriente de falta. Esto permite a las funciones de segunda y tercera zona de las unidades Mho que están asociadas a tiempos de demora, su actuación correcta para faltas que se produzcan en sus respectivas zonas. Si se desean detectar faltas con *tensión cero*, no se recomienda utilizar con la función de primera zona de una unidad Mho, ningún temporizador asociado a la operación de la misma.

Al dejar fuera de servicio algún circuito para realizar revisiones en el interruptor ó en la línea, se ponen las tres fases a tierra por medidas de seguridad de los operarios, se puede dar la circunstancia que por descuido no se hayan quitado las picas de tierra al restablecer el servicio. En estas condiciones se producirá un cortocircuito trifásico a tierra en el mismo punto de ubicación de las protecciones, haciendo que no exista tensión previa a la falta en los circuitos de polarización. En este caso habrá que dotar al esquema de protecciones con algún elemento de sobreintensidad que no requiera tensión de polarización para operar y, supervise la actuación de las unidades Mho de primera zona.

09-5 Teleprotecciones

Como hemos descrito en capítulos anteriores, las teleprotecciones son protecciones con los extremos comunicados y se utilizan como protección de extremos en grandes líneas de transporte de energía eléctrica. La protección debe diseñarse para que sea inherentemente selectiva y capaz de provocar simultáneamente el disparo a alta velocidad de los interruptores de todos los extremos afectados.

Este tipo de esquemas se aplican como protecciones primarias o principales de una línea. Las protecciones de apoyo pueden ser a base de otros conjuntos separados de relés o también a veces, se utilizan los mismos relés primarios en funciones de apoyo.

Si se utilizan relés de protección de apoyo separados de las protecciones principales, estos pueden ser de distancia de varios escalones tal y como lo hemos indicado en otra parte.

En sistemas de muy alta tensión (Extra Alta Tensión), donde la estabilidad es sin duda alguna el problema central, frecuentemente se duplican las protecciones de los extremos de línea, cubriendo también las funciones de apoyo. Estas protecciones redundantes se han implementado generalmente con relés de distinta tecnología que las principales.

En la elección de un esquema de protecciones con los extremos comunicados intervienen factores tales como, la longitud de la línea, su configuración (dos o varios terminales), nivel de corriente de falta y requisitos de fiabilidad juntamente con la disponibilidad de canales de comunicaciones. A continuación, vamos a considerar estos factores en el planteamiento de los diferentes tipos de teleprotecciones.

09-5-1 *Protecciones por hilos piloto*

Las protecciones por hilo piloto se utilizan generalmente, como protección de líneas cortas, líneas comprendidas entre 0,5 y 25 Km. Las aplicaciones más usuales de estas protecciones son con los hilos piloto en C.A. y en esquemas de disparo por bloqueo o por disparo transferido, utilizando equipo de tonos de audio con selección de frecuencia.

La protección de hilos piloto en C.A. puede ser una buena protección, de alta velocidad y de bajo coste, aplicado a líneas cortas y cables de potencia. La limitación de estos esquemas es la longitud de la línea que generalmente, no sobrepasa los 25 Km. La atenuación de la señal es la que normalmente limita la longitud, atenuaciones debidas a la capacidad distribuida y a la resistencia óhmica de los pares de hilos piloto.

La protección diferencial por hilos piloto del tipo de tensiones opuestas, se aplica solamente a líneas de dos terminales. El tipo de corriente de circulación tiene una aplicación más amplia y se utiliza en líneas de dos o tres terminales. Ambos tipos de esquemas se aplican como protección primaria a una sola línea. Si se desea protección de apoyo, deberán utilizarse relés de fase y de tierra separados.

Cualquiera de los esquemas de bloqueo (direccional o comparación de fase) o cualquier esquema de disparo se puede utilizar con los equipos de tonos de audio y de desplazamiento de frecuencia. El esquema de protección más utilizado ha sido el disparo permisivo transferido. Este esquema puede abastecer una protección económica para líneas cortas y es aplicable para hilos piloto no superiores a 45 Km.

La mayor preocupación con todos los tipos de protecciones de hilos piloto es la fiabilidad de los propios hilos piloto (generalmente de cobre), ya que se hallan expuestos a rayos, a inducciones mutuas con las líneas de transporte, contactos con los conductores de las propias líneas de transporte, diferencias de potencial a tierra, etc.. Todos estos factores pueden ser motivo de inutilización de los hilos piloto en un momento que se precise de ellos para las funciones de protección. Los hilos piloto deben ser diseñados tanto para la realización correcta de su tendido, como para su protección contra los fenómenos naturales y eléctricos imprevistos, instalando los equipos adecuados que detecten la pérdida ó, inutilización de estos hilos piloto.

09-5-2 Protecciones por onda portadora

Los sistemas de protección por bloqueo se utilizan normalmente con equipos de onda portadora, que son ondas propagadas sobre los mismos conductores de energía que hemos descrito anteriormente y que se conocen universalmente, por su denominación inglesa de *power line carrier*. Los esquemas asociados a este grupo de teleprotecciones son mayormente, los de comparación direccional y comparación de fase.

El esquema de comparación direccional es el más versátil y de los más utilizados como protección de extremos de líneas. Se aplica a líneas cortas y largas, a líneas con dos o más terminales e incluso, en líneas compensadas con condensadores serie. Se utiliza como protección fase a fase, es decir, una por cada fase, cubriendo las exigencias de sensibilidad y rapidez impuestas por el sistema.

La protección de comparación direccional se puede configurar con relés electromagnéticos y también con relés estáticos. El esquema diseñado será el adecuado para dar cobertura preferentemente a las protecciones principales y en ocasiones también, para cubrir las funciones de las protecciones primarias y de las de apoyo. En líneas muy importantes normalmente de muy alta tensión, una práctica común ha sido utilizar dos conjuntos separados de relés para cubrir las protecciones primarias y las de apoyo, ambas combinadas dentro de un esquema común que incluya el apoyo local.

La protección de comparación de fase es una forma simple de sobreintensidad, pero no es tan versátil y sensitivo como el de la comparación direccional. La comparación de fase se utiliza con ventaja, en aplicaciones donde la corriente de falta es dos ó tres veces mayor que la intensidad de plena carga de la línea. En líneas con corrientes de falta muy grandes, la comparación de fase puede abastecer una protección fiable, incluso en líneas de más de dos terminales.

La gran ventaja de la comparación de fase mediante relés de sobreintensidad, es su simplicidad. No requiere una fuente de tensión y es inmune a posibles actuaciones incorrectas en penduleos de potencia y también, a las corrientes homopolares debidas a las inducciones mutuas en líneas dobles. Por estas ventajas, este esquema de comparación de fase se utiliza con frecuencia, por tener anteriormente varias líneas con esta aplicación ó también, como alternativa en una línea de muy alta tensión con los extremos comunicados.

La versatilidad y sensibilidad de una protección de comparación de fase se puede mejorar añadiéndole una de comparación direccional. En esquemas combinados de este tipo, la comparación direccional se puede utilizar para cubrir la protección de las faltas trifásicas y la comparación de fase para la detección

de todas las demás faltas. Otra alternativa es utilizar la comparación direccional para todas las faltas entre fases y la comparación de fase para detectar solamente las faltas a tierra.

En protecciones de líneas con comunicación de extremos por onda portadora, se utilizan a veces esquemas de disparo transferido. Este esquema no se considera tan fiable como el esquema de bloqueo ya que se precisa transmitir una señal a través de la falta. El problema que se plantea aquí es el de garantizar que la señal de disparo se transmita durante el 100% del tiempo y especialmente, cuando la falta se localiza muy cerca del terminal de línea.

Además de cubrir las funciones de protección, el equipo de onda portadora propagada por los cables de alta tensión se utiliza para otros servicios, tales como la telefonía interna, teled medida, etc. En los casos en que a los equipos de onda portadora se le asignan otras funciones, el equipo destinado a las protecciones es preferente en el momento de producirse una falta.

09-5-3 Protecciones con comunicaciones por microondas

Podemos afirmar de forma general, que las comunicaciones por microondas no se justifican económicamente para funciones exclusivamente de protección. Las instalaciones de microondas son muy caras y por lo tanto son rentables solamente, cuando además de las funciones de protección se utilicen para otros servicios como la telefonía, teled medida, control y supervisión de carga-frecuencia, etc. En estos casos añadir un canal para las protecciones no resulta excesivamente caro.

Este tipo de comunicaciones admite la aplicación de esquemas *de disparo* y *de bloqueo*, sin embargo, se utilizan con más profusión los esquemas de disparo ya que son menos complejos que los de bloqueo.

Los canales de microondas utilizan generalmente equipos de tonos de audio para la comunicación de las ordenes de disparo. Los relés de protección excitan el equipo de tonos de audio y, las señales del tono se propagan a los otros terminales a través del canal de microondas.

En general la comunicación por microondas no está considerada en aplicaciones de protecciones tan fiable como la de onda portadora sobre todo, si se necesitan varias estaciones repetidoras intermedias. Además, en una utilización masiva de este tipo de comunicación de las protecciones de extremos de líneas, si se produjera una avería en el sistema de microondas, podría afectar a las protecciones de una gran parte del sistema de potencia.

09-6 Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia

Se dice que un sistema cualquiera es *estable*, cuando existe equilibrio entre las fuerzas opuestas que actúan sobre ese sistema.

En el caso de un sistema eléctrico estas fuerzas las podemos clasificar como:

- Fuerzas que tienden a mantener las máquinas en sincronismo
- Fuerzas que tienden a sacar las máquinas de sincronismo

Cuando estas fuerzas están en equilibrio, el sistema es estable. Como se trata de movimientos circulares, *Fuerza* equivale a *Par* y al ser la velocidad constante, salvo en alguna ocasión, *Par* equivale a *Potencia*, utilizándose los dos conceptos y generalmente ambos, son tratados en tanto por unidad.

Cuando una máquina síncrona trabaja en régimen *permanente* ó estable, hay un equilibrio entre la potencia que absorbe y la que suministra a la red, es decir, entre la potencia que tiende a acelerar la máquina y la que tiende a frenar su rotor, pudiendo esta potencia ser eléctrica ó mecánica. En un generador la potencia que tiende a acelerar es mecánica (turbina de agua, de vapor, etc...) y la que tiende a parar su rotor es la carga y esta potencia descelerante comprende la energía suministrada más las pérdidas. En cambio en un motor, la potencia acelerante es la potencia eléctrica absorbida y la descelerante, las pérdidas y la carga mecánica arrastrada que son las que tratan de frenar al motor y sacarlo del sincronismo del generador.

Recordemos que cada uno de los componentes que tienden a acelerar ó descelerar una máquina, lo pueden producir si en esa máquina concreta hay un exceso momentáneo de alguna de ellas, pero la aceleración y la deceleración no podrán ser mantenidas si se desea que continúen en una marcha estable.

En los estudios de estabilidad se desprecian las pérdidas, sin que ello suponga un gran error y por tanto, la forma más simple de expresar la relación entre las potencias en cualquier máquina síncrona en operación permanente ó estable es, $POTENCIA MECÁNICA = POTENCIA ELÉCTRICA$

Los problemas de estabilidad de un sistema eléctrico consisten en resolver si la máxima potencia eléctrica que un sistema es capaz de transferir de una máquina a otra, es mayor que la potencia mecánica máxima que pueda serle aplicada o tomada de sus ejes ó dicho de otra forma, si el sistema eléctrico es capaz de mantener las máquinas unidas permitiendo que se cumpla plenamente, la ecuación anterior de igualdad de potencia mecánica y eléctrica.

La potencia eléctrica máxima que pueda ser transferida entre máquinas o grupos de máquinas sin que se pierda el sincronismo entre ellas, se denomina *Potencia límite* ó *Límite de estabilidad*. Es el valor crítico por debajo del cual el sistema es *estable* y por encima *inestable*.

Además de las limitaciones que nos imponen los calentamientos de los equipos, las caídas de tensión, las pérdidas de potencia y otras, que condicionan el diseño de todos los sistemas de energía eléctrica, tenemos un condicionante adicional y es, la potencia máxima que podemos transferir de una parte a otra del sistema ó su límite de estabilidad.

Después de lo expuesto, definiremos como *estabilidad de un sistema eléctrico de potencia* su capacidad o habilidad de permanecer en equilibrio de funcionamiento ó sincronismo, aún cuando ocurran perturbaciones en él como consecuencia de variaciones de la carga, aperturas de circuitos ó faltas.

A efectos de análisis, los problemas de estabilidad se suelen dividir generalmente en tres categorías principales, aunque al hacer esta subdivisión no hay que perder de vista que *la estabilidad es una sola condición* y que las clasificaciones se hacen solamente a efectos de análisis. Estas subdivisiones arbitrarias las señalamos como:

- *Estabilidad permanente ó de régimen estable* (steady-state), es la capacidad ó habilidad del sistema para reconducir a una permanencia de marcha en régimen normal, cuando los cambios de cargas se hacen muy lentamente con relación a cualquier oscilación natural en el sistema ó, cambios en los niveles de flujo de las máquinas rotativas.
- *Estabilidad dinámica*, es cuando pequeñas perturbaciones producen oscilaciones de amplitudes que decaen en el tiempo, volviendo después el sistema a su estado estable primitivo. Si las oscilaciones son de amplitudes crecientes, el sistema será *dinámicamente inestable* y generalmente se produce, por una interacción entre los sistemas de control.
- *Estabilidad transitoria*, es la capacidad del sistema para recobrar las condiciones de funcionamiento previas a la perturbación, cuando por cambios bruscos de cargas, por efectos perniciosos en el sistema provocados por las operaciones de apertura de circuitos ó bien, por las perturbaciones producidas por las faltas, se producen fuertes oscilaciones en el sistema. Una *inestabilidad transitoria* será la que haga perder el sincronismo como consecuencia de la perturbación en el sistema, con grupos sobreacelerados o subacelerados con respecto a su velocidad de sincronismo.

Los equipos de protección deben funcionar adecuadamente durante las oscilaciones en el sistema y es preciso tener muy clara la idea, sobre la forma en que estas pueden afectar a las características de operación de los relés. Las oscilaciones se producen entre las máquinas síncronas acopladas al sistema y son debidas a los cambios de carga, aperturas de circuitos y a las faltas. Una oscilación no significa necesariamente una inestabilidad del sistema, aunque en algunas ocasiones, la oscilaciones pueden ser lo suficientemente severas que sean origen de una inestabilidad con pérdida de sincronismo y salida de paralelo de las máquinas síncronas.

Vamos a analizar las dos primeras, ya que la estabilidad dinámica como hemos señalado, consiste en pequeñas oscilaciones en el sistema que generalmente decaen en el tiempo y no afectan mayormente a las protecciones eléctricas del sistema y su tratamiento, se halla encomendado a los reguladores de tensión y demás elementos de control de los grupos. Ahora bien, antes de proceder al análisis de la estabilidad *permanente* y *transitoria* de un sistema eléctrico, vamos a dedicarles unas pocas líneas a los temas de:

- Flujo de potencia en una línea de transporte
- Impedancia de transferencia entre dos partes de un sistema
- Constante de Inercia-Aceleración Mecánica y Criterio de Igualdad de Áreas

09-6-1 Flujo de potencia en una línea de transporte de energía

Vamos a suponer una línea no excesivamente larga que mostramos esquemáticamente en la Fig. 92 (a) donde hemos despreciado el valor de la resistencia óhmica. En (b) se muestra el diagrama fasorial de tensiones e intensidad de la línea relacionando los extremos.

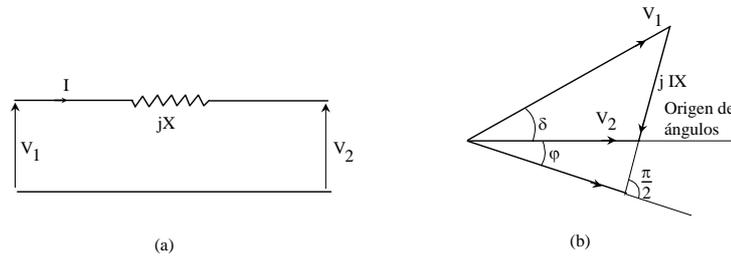


Fig. 92 - Esquema de línea de transporte corta

Hemos considerado V_1 y V_2 las tensiones del extremo transmisor y del receptor respectivamente y vamos a hacer el análisis de la potencia *real* y *reactiva* en los extremos. La tensión V_1 está un ángulo δ en adelanto sobre la V_2 como se muestra en (b) de la misma Fig. 1. La Potencia en VA vendrá dada por la expresión compleja $W_1 = P_1 + jQ_1 = VI^*$ donde I^* es la conjugada del complejo de I (Intensidad). Tanto I como V_1 y V_2 son fasores representados por números complejos.

$I = \frac{1}{jX}(V_1 - V_2)$ y también $I^* = -\frac{1}{jX}(V_1^* - V_2^*)$ siendo V_1^* y V_2^* las conjugadas de los complejos de las tensiones de los extremos de línea.

Si observamos el diagrama fasorial (b) de la Fig. 92, deducimos que $V_1 = V_2 e^{j\delta}$ es decir que $V_2 = V_2^*$

Por otro lado, $V_1 = V_1 e^{j\delta}$ y por lo tanto, $W_1 = -\frac{V_1^2 - V_1 V_2 e^{j\delta}}{jX} = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta + \frac{j}{X}(V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta) = P_1 + jQ_1$ que igualadas las partes reales e imaginarias, resulta

$P_1 = \frac{1}{X} V_1 V_2 \sin \delta$ será la *potencia activa* transferida y,

$Q_1 = \frac{1}{X}(V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta)$ será la *potencia reactiva* transferida

De igual manera podemos establecer las expresiones de la potencia en el extremo receptor, que serán:

$P_2 = \frac{1}{X} V_1 V_2 \sin \delta$ *Potencia Activa* recibida

$Q_2 = \frac{1}{X}(V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2)$ *Potencia Reactiva* recibida

El valor medio del flujo de la potencia reactiva vendrá expresada por:

$$Q_m = \frac{1}{2}(Q_1 + Q_2) = \frac{1}{2X}(V_1^2 - V_2^2)$$

En la hipótesis anterior hemos despreciado la resistencia óhmica de la línea, en cambio, si suponemos que tiene un valor R (Ω por fase) las pérdidas en línea vendrán dadas por: $W_p = I^2 R$ pero como

$I = \frac{P + jQ}{V^*}$ e $I^* = \frac{P - jQ}{V}$ además, si tenemos en cuenta que $II^* = I^2$ y $VV^* = V^2$ finalmente tendremos, $W_p = R \frac{(P + jQ)(P - jQ)}{V^2} = R \frac{P^2 + Q^2}{V^2}$

Las conclusiones a las que podemos llegar a partir de estas expresiones, son las siguientes:

- La potencia real transferida es igual a la recibida y depende solamente del ángulo δ , conocida como *ángulo de la potencia*, siendo máxima para $\delta = 90^\circ$
- En el *flujo de la potencia reactiva*, que circulará hacia la tensión más baja, tiene una gran influencia la diferencia de tensiones de los extremos.
- En las pérdidas totales de una línea influyen la potencia activa y la reactiva transferidas y por ello, es muy importante reducir el flujo de potencia reactiva para disminuir las pérdidas, Por otro lado, no debemos de olvidar, que cuanto mayor sea la tensión de transporte, menores serán estas pérdidas.

09-6-2 Impedancia de transferencia entre dos partes de un sistema

Vamos a hacer referencia a los esquemas que se muestran en la Fig. 93 y definiremos como *Impedancia de Transferencia* entre las partes **A** y **B** de un sistema, la relación entre la tensión V_A en el extremo A y la intensidad I_B en el otro tramo de la falta, es decir, V_A / I_B para $V_B = 0$

Vamos a tomar V_A como base de las magnitudes expresadas en *tanto por uno*. Por lo tanto $V_A = 1$ La expresión de la impedancia de transferencia será $X_t = \frac{1}{I_B}$ pero $I_B = \frac{X_F}{X_B + X_F} I_A$ e

$$I_A = \frac{1}{X_A + \frac{X_B X_F}{X_B + X_F}} = \frac{X_F}{X_A (X_B + X_F) + X_B X_F},$$

La expresión de la impedancia de transferencia será $X_t = X_A + X_B + \frac{X_A X_B}{X_F}$

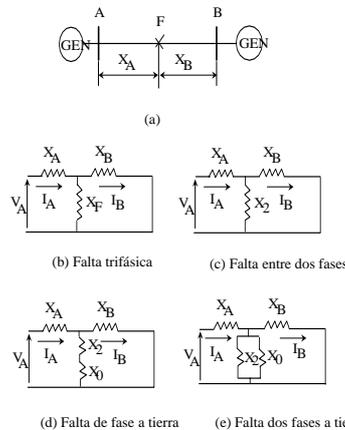


Fig. 93 - Esquemas de un sistema entre AB con diversos tipos de falta en F

Esta ecuación obtenida del circuito equivalente mostrada en (b) de la Fig. 93, no hace ninguna restricción sobre la naturaleza de X_F , que en el caso de una falta trifásica X_F representará la impedancia de falta. El método de las componentes simétricas nos permitirá sin embargo, la utilización de X_F afectándola en faltas desequilibradas por las componentes inversa y homopolar de las impedancias. En las partes (c), (d) y (e) de la Fig. 93, se puede utilizar la misma ecuación anterior de X_t sustituyendo la impedancia de falta de la fórmula anterior por X_2 , $X_2 + X_0$ ó por $\frac{X_2 X_0}{X_2 + X_0}$.

Si consideramos que no existe falta, X_F será infinito y la impedancia de transferencia será la total de la línea, es decir, $X_A + X_B$ y por otro lado, si es una falta trifásica franca con $X_F = 0$, la impedancia de transferencia será infinito y no existirá capacidad de transferir potencia.

Deseamos destacar el hecho de que la reactancia de transferencia entre dos puntos de un sistema es siempre mayor durante la falta que la reactancia normal sin falta y por lo tanto, cualquier falta, con independencia de su severidad, reduce realmente la potencia sincronizada que se puede transmitir.

09-6-3 Constante de inercia y ecuación de aceleración mecánica

En el análisis de la respuesta transitoria de un sistema eléctrico de potencia intervienen los comportamientos de los rotores de los generadores. Es indiscutible que el movimiento de giro del rotor determina la estabilidad del sistema y este movimiento de giro está definido por la inercia de las masas que giran y los pares que actúan sobre ellas. Vamos a considerar los pares más importantes, es decir, por un lado el par debido a la fuerza motriz primaria y por otro, la correspondiente a la potencia eléctrica suministrada y también los pares de amortiguamiento. Estos últimos vamos a despreciar, al menos para una primera oscilación de la estabilidad transitoria, ya que tratamos de evitar un refinamiento excesivo del tema.

Antes de producirse una perturbación transitoria, la máquina funciona en régimen estable a una velocidad constante de sincronismo. El par mecánico del accionamiento motriz primario está equilibrado por la potencia eléctrica de salida, más las pérdidas. Si se produce súbitamente una perturbación, bien por una apertura del circuito ó por una falta, inmediatamente cambian las condiciones del sistema. En el caso de una falta el par eléctrico caerá normalmente a un valor pequeño, produciendo un desequilibrio en el par del rotor. El exceso del par mecánico de entrada sobre el par eléctrico de salida, actuará sobre el rotor acelerándolo. Por el contrario, un exceso de carga sobre las posibilidades de generación, hará que la diferencia entre la potencia y el par eléctrico de salida sea negativa desacelerando el rotor. El cálculo de estos pares y la respuesta del rotor darán la solución a la estabilidad transitoria. Por lo tanto, analicemos las expresiones del par de cada uno de estos componentes.

Las potencias las vamos a identificar con **P** y los pares con **T**.

- Designaremos con P_1 la potencia de entrada ó la que hemos definido como mecánica motriz primaria y con T_1 el par correspondiente, que podremos intercambiarlos por considerar constante la velocidad, ya que sus variaciones durante el período transitorio de la postfalta, no superarán el 5 % de su valor de sincronismo. Por ello podemos asumir que $P_1 = \omega_n T_1$ y tomando como base ω_n y expresando las ecuaciones en tanto por uno, $\omega_n = 1$ y $P_1 = T_1$
- El par eléctrico será el correspondiente a la potencia transferida $P_E = P_{\max} \sin \delta$ y su valor real se ajustará bastante al teórico en las máquinas de rotores cilíndricos, siendo algo más complejo para los de polos salientes. Este término no es lineal y exige una solución escalonada de la ecuación. Cada escalón debe abarcar un período de tiempo corto, generalmente igual ó menor que un ciclo de la frecuencia del sistema (20 ms. a la frecuencia de $f = 50$ Hz.).
- La potencia acelerante P_A en el rotor, será la diferencia entre P_1 y $P_{\max} \sin \delta$. $\neq P_A = P_1 - P_E$

La *constante de inercia* de una máquina se define como la energía cinética almacenada en las partes giratorias a la velocidad síncrona de funcionamiento. Se expresa generalmente por **H** y en tanto por unidad, siendo la energía cinética almacenada en las partes en rotación de la máquina a la velocidad síncrona ω_n por MVA, según la especificación de la máquina.

La ecuación que relaciona las variables que intervienen en la *aceleración mecánica* viene dada por $W.H = \frac{1}{2}.J\omega_n^2$ en donde,

J = Suma de los momentos de inercia polares de todos los órganos en rotación

ω_n = Velocidad síncrona nominal en radianes eléctricos por segundo

Es muy frecuente ver esta expresión en función del momento angular de las partes en rotación $M=J\omega_n$

y si establecemos las igualdades, $W.H = \frac{1}{2}.M\omega_n = \frac{1}{2}.M.2\pi f_n$ tendremos, $M = \frac{WH}{\pi f_n}$ y $M = \frac{H}{\pi f_n}$ esta

última expresada en tanto por unidad de potencia de la máquina y tomando como base la misma.

Vamos a examinar su relación con la *potencia acelerante* $P_1 - P_E = P_A = \omega_n (T_1 - T_E)$

Si $P_A = 0$ no existe perturbación y el régimen es estacionario

Si $P_A > 0$ habrá un par acelerante y si $P_A < 0$ el par será descelerante

La ecuación del movimiento del rotor será: $P_A = P_1 - P_E = M \frac{d^2\theta}{dt^2}$ siendo $\frac{d\theta}{dt} = \omega_n$ cuya integral indefinida nos conducirá a la expresión, $\theta = \omega_n t + \delta$ siendo δ el ángulo de potencia de la máquina.

Finalmente, haciendo las sustituciones adecuadas en las ecuaciones obtendremos las expresiones siguientes:

$$P_A = M \frac{d^2\theta}{dt^2} = M \frac{d^2\delta}{dt^2} \text{ que nos llevará a la expresión de la potencia acelerante } P_A = \frac{H}{\pi f_n} \frac{d^2\delta}{dt^2} \text{ expresado}$$

en tanto por unidad y en radianes eléctricos/segundo o bien a $P_A = \frac{H}{180 f_n} \frac{d^2\delta}{dt^2}$ si es en grados eléctricos/segundo y expresado igualmente en tanto por unidad.

En estas últimas expresiones de la *potencia acelerante* los parámetros que intervienen son:

f = la frecuencia de la red (50 Hz en Europa),

δ = la posición angular del rotor en grados eléctricos

H = la constante de inercia de la máquina, que la hemos definido ya, como la energía cinética almacenada en el rotor a la velocidad de sincronismo, dividida por la potencia nominal en MVA de la máquina. La unidad de esta constante se expresa en **kW-seg./kVA** ó bien en **Segundos**. Para máquinas normales este valor de H suele estar comprendida entre 4 y 10 seg. y para los generadores de centrales hidroeléctricas entre 2 y 5 seg.

Los fabricantes de máquinas generalmente, el dato que facilitan es $W_g r^2$ donde W_g es el peso de las partes giratorias de la máquina y r su radio de giro.

09-6-4 Criterio de igualdad de áreas

La ecuación de la potencia de aceleración mecánica la hemos expresado por $P_A = P_1 - P_E = K \frac{d^2\delta}{dt^2}$

donde $K = \frac{H}{180f}$ ha sido considerado constante al haber despreciado los pares de amortiguamiento.

También hemos designado anteriormente, por P_1 la potencia mecánica de entrada al generador y por P_E la potencia eléctrica de salida de la máquina, expresada por $P_{\max} \sin \delta$.

En la Fig. 94 - (a) mostramos un gráfico de *oscilaciones estables e inestables* de un sistema simple, en función del ángulo de aceleración mecánica δ y el tiempo.

Para que el sistema sea estable en δ_{\max} Fig. 3 - (a), la $\frac{d\delta}{dt} = 0$. Si suponemos que H es constante, K será

constante y tendremos que $\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{P_A}{K}$ haciendo la operación $2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = 2 \frac{P_A}{K} \frac{d\delta}{dt}$ e integrando

ambos

términos, tendremos $\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{2}{K} \int_{\delta_0}^{\delta_1} P_A d\delta$ por lo tanto, $\frac{d\delta}{dt} = \sqrt{\frac{2}{K} \int_{\delta_0}^{\delta_1} P_A d\delta}$

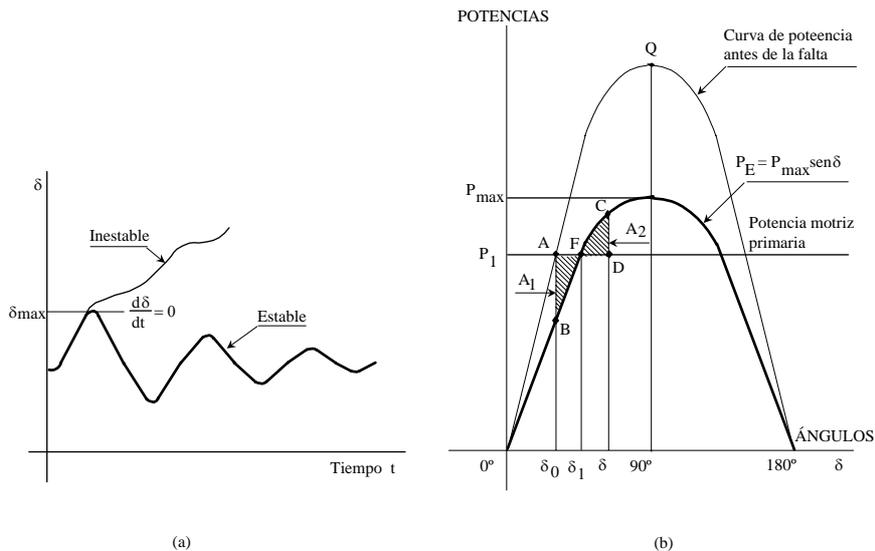


Fig. 94 - Oscilaciones estables e inestables e igualdad de áreas

En el punto inicial A de funcionamiento estable del sistema Fig. 94 - (b) se produce la falta, pasando inmediatamente al punto B de iniciación de la oscilación con el ángulo δ_0 , siendo este el comienzo de la aceleración del rotor debido a la perturbación. Por efecto de la aceleración pasará al punto de funcionamiento F donde comenzará la deceleración pero aumentando el ángulo δ , hasta alcanzar el punto C. El criterio de estabilidad implica que en algún momento se debe de cumplir la condición $\frac{d\delta}{dt} = 0$ es

decir, $\int_{\delta_0}^{\delta_1} P_A d\delta = 0$ Para que se cumplan estas condiciones, el área debajo de la curva de aceleración P_A que es una función de δ debe anularse para algún valor de esta variable δ . Esto significa que el área positiva ó de aceleración del rotor, debe ser igual al área negativa ó de desaceleración.

Lo que hemos expuesto aquí adelante, es lo que se conoce como *Criterio de Igualdad de Áreas* y ello implica que para que haya estabilidad en el sistema, el Área $A_1 = \text{Área } A_2$ y haciendo referencia a la Fig. 3 - (b), podemos expresarlo por las ecuaciones $\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_1 - P_{\max} \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta} (P_{\max} \sin \delta - P_1) d\delta$ Después de realizar las integraciones y las operaciones correspondientes, quedará finalmente la ecuación $(\delta - \delta_0) \sin \delta_1 + \cos \delta = \cos \delta_0$ y una vez conocidos los valores de δ_0 y δ_1 , podremos calcular el valor de δ para cumplir con el criterio de igualdad de áreas.

09-6-5 Estabilidad permanente ó a régimen normal

Vamos a suponer las dos partes A y B del sistema de la Fig. 4 conectadas a través de la reactancia X, donde hemos despreciado la componente resistiva R de la impedancia. Vamos a considerar que las tensiones V_A y V_B son entre fases y por tanto la ecuación que expresamos a continuación corresponderá a la transferencia de una potencia trifásica.

La ecuación de transferencia de potencia será $P = \frac{V_A V_B}{X} \sin \delta$. Considerando constantes V_A , V_B y X la potencia transferida variará con el ángulo δ .

Si aumenta la carga en el extremo receptor B, en la máquina síncrona del extremo emisor A descenderá momentáneamente su velocidad y la energía cinética del rotor será la encargada de compensar los requisitos de este incremento de la carga. Esto significa que un aumento de la carga se refleja en una pequeña reducción de la frecuencia del sistema hasta que haya un cambio en la potencia primaria de entrada, vía acción manual ó vía algún dispositivo automático de gobierno. No hay duda, que para situar la frecuencia en su nivel inicial, la potencia primaria de entrada a la máquina deberá ser incrementada. Esta potencia mecánica de entrada será mayor que la requerida por la carga del régimen estable de funcionamiento y el exceso hará acelerar la máquina, alcanzando un nuevo ángulo mayor que el δ_0 inicial. Cuando se llega al nuevo valor de δ , la potencia mecánica de entrada excederá los requisitos de

la carga, en la cantidad que ha precisado para acelerar la máquina. Entonces se deberá reducir la potencia de entrada, para mantener la frecuencia y la potencia transferida en los valores requeridos.

De acuerdo con lo expuesto, cualquier cambio en la carga produce oscilaciones mientras se ajusta el sistema a los cambios, normalmente realizados por medio de reguladores automáticos.

La condición más inestable es para $\delta = 90^\circ$, punto Q de Fig. 95, ya que en este punto los incrementos de carga solamente se pueden lograr incrementando V_A ó V_B . Un incremento de δ produciría una reducción en lugar de un aumento, en la transferencia de potencia.

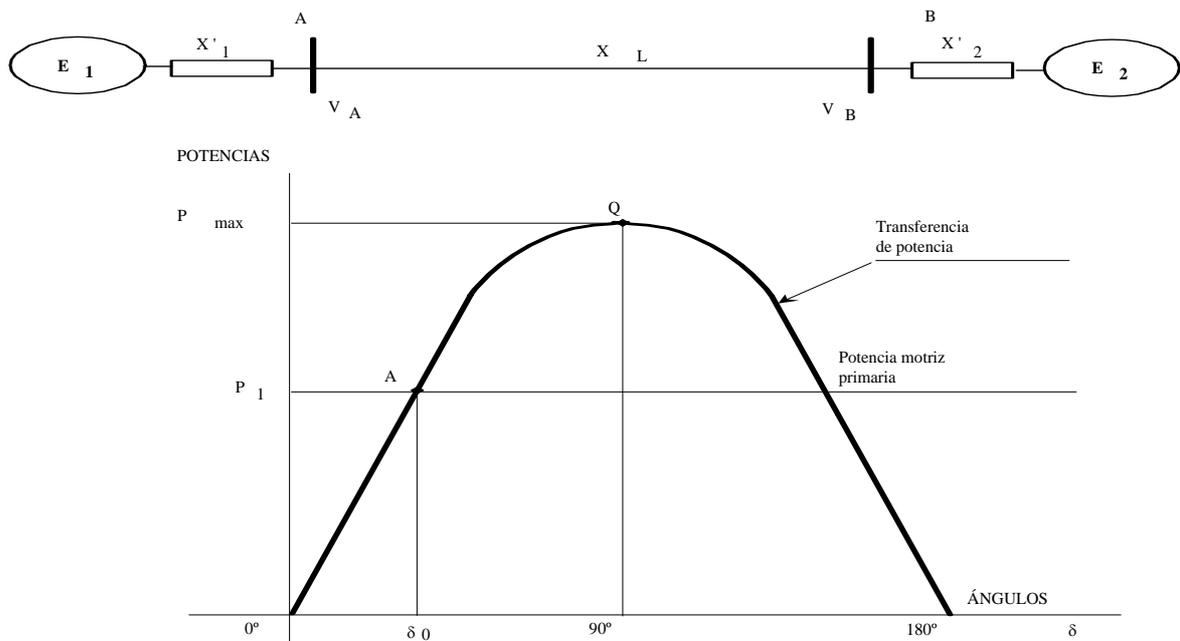


Fig. 95 - Transferencia de potencia en un sistema eléctrico

09-6-6 Estabilidad transitoria

Hemos indicado anteriormente que la *estabilidad transitoria* es la habilidad o facultad que tiene un sistema para ajustarse adecuadamente a su funcionamiento normal y permanecer en sincronismo, después de sufrir súbitamente grandes cambios en las cargas, por faltas ó por aperturas de circuitos. En este caso también, seguiremos despreciando la componente resistiva de la impedancia, con lo que la ecuación de

transferencia de potencia será:
$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta$$

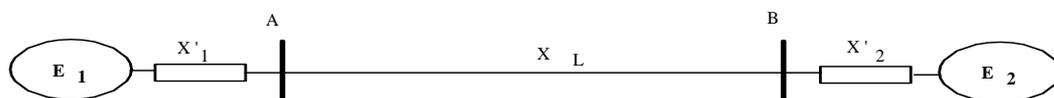


Fig. 96 - Transferencia de potencia entre dos partes de un sistema

En la Fig. 96 hemos representado por E₁ la tensión detrás de la reactancia transitoria X'₁ de la máquina que transfiere la potencia y por E₂ la tensión detrás de la reactancia transitoria X'₂ del extremo receptor, una reactancia total $X = X'_1 + X'_2 + X_L$ entre E₁ y E₂ y el ángulo δ de adelanto de E₁ sobre E₂. El valor de X corresponde a las condiciones de prefalta. Al estudiar la impedancia de transferencia entre dos partes de un sistema en falta, deducíamos que el mayor valor de esta era para faltas trifásicas, siguiendo en orden decreciente las faltas de dos fases a tierra, luego las faltas entre dos fases y por

último, las faltas de fase a tierra, pero señalábamos que en todo caso, todas ellas eran mayores que la reactancia de la prefalta. Esto indica, que en el momento de producirse la falta la potencia eléctrica transferida por el extremo E_1 se reduce súbitamente y se sitúa por debajo de la potencia mecánica primaria de entrada a esta máquina. Esto hace que suba la velocidad de la máquina aumentando el ángulo δ . Al mismo tiempo, disminuye la velocidad de la máquina rotativa en el extremo receptor E_2 , ya que la carga mecánica ahora es mayor que la potencia eléctrica que recibe. Este descenso de velocidad del extremo receptor hará posteriormente, incrementar el ángulo δ .

Pero antes de adentrarnos en el tema de la *estabilidad transitoria* vamos a hacer algunas consideraciones sobre la apertura de los circuitos en falta.

Generalmente no se permite que las faltas permanezcan en los circuitos de un sistema eléctrico un tiempo superior al que requieren las protecciones para detectar su presencia con su localización y en consecuencia, dar la orden de apertura a los interruptores correspondientes, para aislar el elemento o la zona afectada por la falta.

La apertura de los circuitos afectados elimina del servicio una parte del sistema, haciendo que se reduzca la capacidad para transferir potencia. Si dos áreas de un sistema están interconectadas por una multiplicidad de circuitos, la eliminación de uno de ellos puede no afectar seriamente a la estabilidad del sistema. Sin embargo, si existe un simple enlace, la falta exige la apertura de los dos extremos del circuito, eliminando completamente la posibilidad de transferir potencia del uno al otro.

En la mayoría de los sistemas actuales, el enlace de dos áreas se realiza mediante dos líneas simples ó a través de una línea doble. Aquí es esencial, conocer perfectamente el límite de estabilidad, para que en el caso eventual de que se produzca una falta que haga preciso abrir cualquiera de las dos líneas en la que se haya producido, el sistema opere adecuadamente.

Como consecuencia de una falta el valor de X de la ecuación de transferencia de potencia, no tendrá un solo valor, sino como hemos mencionado anteriormente, puede tener hasta tres. En la prefalta X será la reactancia de enlace de las dos partes del sistema, con las dos líneas en servicio. Durante la falta, será la reactancia de transferencia definida de acuerdo con el tipo de falta producido y después que la falta haya sido despejada, será la reactancia de enlace y corresponderá al de la línea que permanece en servicio. En los dos últimos casos los valores de X son siempre mayores que el valor de la reactancia de prefalta, que es la utilizada en los cálculos normales de la *estabilidad permanente* ó de régimen de funcionamiento estable.

Las curvas que representamos en la Fig. 97 corresponden a:

- **I** - Curva de transferencia de potencia entre extremos, en régimen de funcionamiento estable.
- **II** - Curva de transferencia de potencia, inmediatamente después de producirse una falta en F.
- **III** - Curva de transferencia de potencia, después de despejada la falta F y con una sola línea en operación.

La línea horizontal representa la potencia mecánica (constante) primaria aplicada a la máquina.

El análisis de la *estabilidad transitoria* lo vamos a hacer sobre un sistema de dos extremos, enlazados a través de una línea de doble circuito y que hemos indicado anteriormente como el caso más usual.

El punto inicial de partida es el A de la curva **I**, que representará el punto de funcionamiento del sistema en régimen estable durante la prefalta.

En el momento de producirse la falta, la capacidad de transferir potencia baja al punto B de la curva **II**. La potencia mecánica primaria aplicada a la máquina permanece constante, excediendo a la potencia eléctrica que transfiere con el ángulo δ inicial. Este exceso de potencia acelerará el rotor aumentando su velocidad, almacenando energía cinética y al mismo tiempo, aumentará el ángulo δ . Esto conduce a que el sistema funcione en el punto C de la curva **II**, donde las fuerzas acelerantes y decelerantes están aún en equilibrio, pero la velocidad del rotor es mayor que la nominal y el ángulo δ seguirá aumentando.

Entre B y C el rotor se ha acelerado en un valor que depende de su constante de aceleración **H** y del exceso entre las potencias de entrada y salida de la máquina, representado por el área ABC. En el punto C

la máquina está girando a velocidad excesiva y su rotor contiene la energía cinética capaz de trasladar el funcionamiento al punto D. En este punto, donde la potencia eléctrica de salida supera a la mecánica de entrada, el rotor tenderá a bajar su velocidad a pesar de que el ángulo δ vaya aumentando, pero con una tasa de crecimiento inferior.

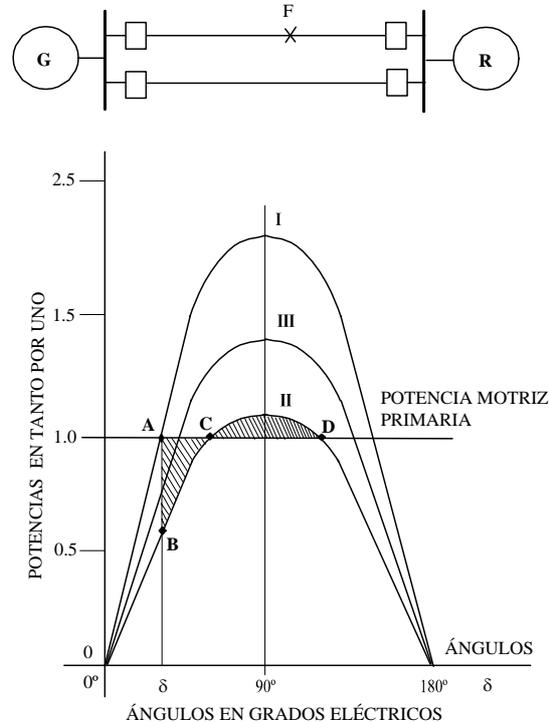


Fig. 97 - Estabilidad transitoria en sistema las áreas G-R

Es evidente que en el punto D toda la energía cinética no ha sido absorbida. Ello se debe, porque el área entre la recta horizontal y la línea CD es menor que el área ABC. Aquí podemos afirmar que se ha perdido la estabilidad, por haber adentrado en el funcionamiento a la derecha del punto D, en una zona netamente de par acelerante. Como resultado δ aumentará y en un punto, fuera de la validez de nuestros supuestos básicos, la velocidad de la máquina habrá aumentado a un valor que exigirá la actuación de un regulador automático de velocidad ó de una operación manual correctora.

Para exponer el fenómeno con más claridad hemos simplificado quizá excesivamente la situación, suponiendo incluso, que la falta ha permanecido en el sistema y por lo tanto, no se ha utilizado la curva III. Actualmente existen sistemas que son capaces de mantener la estabilidad aún sin despejar las faltas. Esto no quiere decir que en esos sistemas no haya que despejar las faltas, porque también existen otras condiciones, tales como fusión de los conductores en el punto de la falta, reducción de la tensión del sistema, etc, que aconsejan su pronta eliminación.

A continuación vamos a considerar el caso más real y que mostramos en la Fig. 98. Las condiciones iniciales son las mismas que las expuestas para la Fig. 97, excepto que en el mismo espacio de tiempo anterior, se va a contemplar la eliminación de la falta.

Si partimos como hemos expuesto anteriormente del punto A, la falta nos conduce inmediatamente al punto B de la curva III. Aquí el exceso de la fuerza motriz primaria acelerará el rotor, almacenando energía cinética, aumentando a su vez el ángulo δ . Vamos a suponer que en el punto C se despeja la falta. Esto hace que el funcionamiento se desplace al punto D de la curva II ya que el ángulo δ no puede cambiar instantáneamente. Ahora el balance del par es descelarante y la energía cinética almacenada

previamente, se reducirá a cero en el punto E que es donde se igualan las áreas sombreadas de debajo de la curva DE y la de encima de BC. La energía cinética almacenada, tal y como hemos señalado es nula, porque la velocidad del rotor es la nominal. Para el régimen normal de funcionamiento el ángulo δ es aún demasiado elevado ya que la potencia eléctrica transferida en el punto E excede a la potencia mecánica aplicada a la máquina.

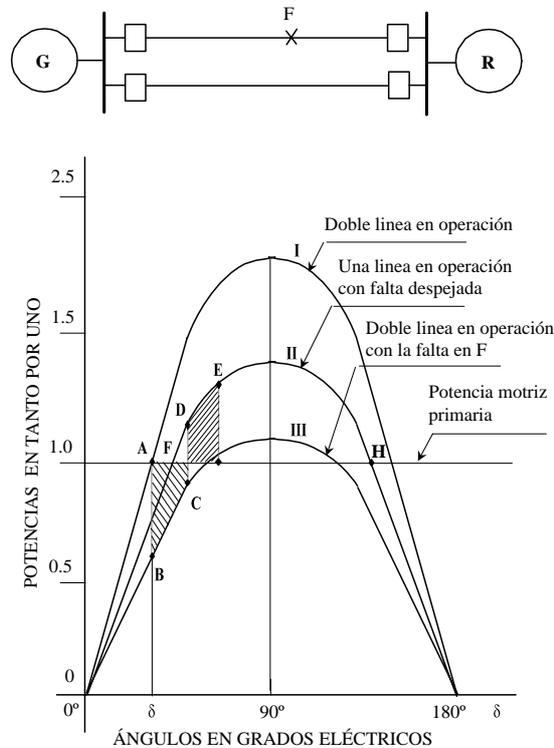


Fig. 98 - Estabilidad transitoria con eliminación de la falta F

En el rotor disminuirá la velocidad a lo largo de la curva II pasando del punto D al F con oscilaciones cada vez menores hasta llegar a F, punto donde estará en un funcionamiento totalmente estable.

En este campo de la estabilidad existen posibilidades para seguir extendiéndonos, pero consideramos que lo expuesto puede servirnos de base para los temas de la *pérdida de sincronismo* y *salida de paralelo* de los generadores, así como los *reenganches a alta velocidad* en las líneas de transporte, que tan directamente están relacionados con las protecciones.

09-7 Oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo

Las oscilaciones ó *penduleos de potencia* son perturbaciones de la potencia en el sistema eléctrico, originadas como consecuencia de desequilibrios entre la generación y la carga, aperturas de circuitos para despejar las faltas y también, por la conexión de generadores al sistema, en un instante en que las fuentes no se hallan en sincronismo.

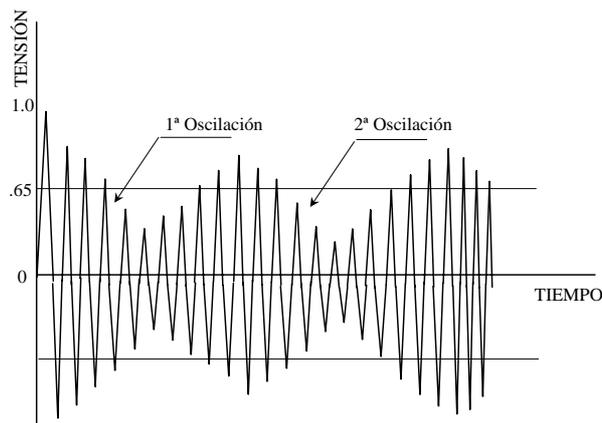


Fig. 99 - Oscilaciones en las ondas de tensión

En la Fig. 99 se muestran las oscilaciones de las ondas de tensión en una pérdida de sincronismo. Debemos hacer constar que la presencia de las oscilaciones en la red no supone necesariamente una inestabilidad del sistema, pero si estas son muy severas y crecientes, puede significar el preludio de la pérdida de estabilidad de los generadores con la consiguiente salida de paralelo.

La definición y determinación del fenómeno de la pérdida de sincronismo, nos va a servir para identificar las *oscilaciones ó penduleos de potencia*.

En la Fig. 100 se representan los lugares geométricos de las tensiones e intensidades durante una oscilación.

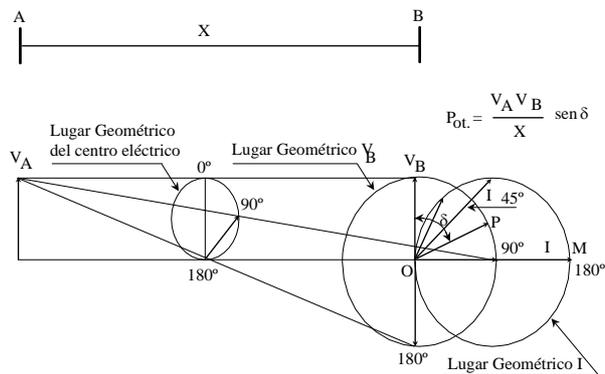


Fig. 100 - Tensiones e intensidades durante una oscilación

Para estudiar el fenómeno vamos a hacer las consideraciones siguientes:

- Los módulos de V_A y de V_B son iguales.
- La frecuencia y la posición de V_A suponemos fijas y que V_B gira respecto de V_A .
- X es la reactancia entre los extremos A y B del sistema.

En la mencionada Fig. 100 se muestran las posiciones que suponemos ocupa V_B y la reactancia en el punto medio y que definiremos más adelante, como el *centro eléctrico* del sistema.

Cuando las tensiones están en fase, $\delta = 0$ no hay flujo de intensidad, es decir $I = 0$ por no existir transferencia de potencia. Cuando V_B se retrasa respecto de V_A la corriente I va aumentando y si el sistema no es estable, V_B continuará retrasándose hasta que I alcance su valor máximo para el valor de $\delta = 90^\circ$, punto M de I que se halla a 180° en la circunferencia de su lugar geométrico. En el caso de falta se puede asumir que el valor del ángulo de I es de 90° en retraso respecto de V_B (inductiva pura) y para ese mismo valor de ángulo δ , la potencia transferida será máxima. La tensión V_B seguirá girando y la intensidad de la corriente decreciendo y será cero cuando las tensiones estén en fase, completando así una oscilación. La pérdida de sincronismo continuará hasta que las máquinas disparen separándose.

Ahora vamos a considerar la Fig. 101 donde se muestra una línea de transporte de energía con fuentes de generación en ambos extremos, ya que en el caso de que existan más generadores en los extremos, siempre podremos reducirlos al sistema que mostramos.

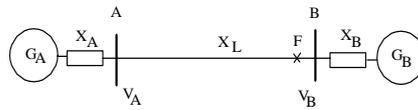


Fig. 101 - Esquema unifilar de un sistema con generación en ambos extremos

En el análisis que vamos a hacer de la característica de la *pérdida de sincronismo*, a efectos de simplificar y llegar a una más fácil comprensión del fenómeno, vamos a prescindir de los transitorios debidos a la componente continua y frecuencia de la red en los momentos iniciales de una falta, así como de los cambios en las impedancias motivadas por las faltas, de los efectos de las reactancias y baterías de condensadores de compensación instaladas en la línea y de los efectos de los reguladores y demás órganos de gobierno y control de los generadores. Suponemos que las tensiones E_A y E_B , situadas detrás de las impedancias fuente son completamente sinusoidales, que están equilibradas y que su relación E_A/E_B permanece constante.

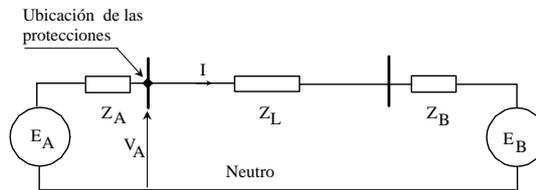


Fig. 102 - Circuito equivalente de la componente directa del sistema

De acuerdo con la Fig. 102 donde mostramos el circuito equivalente de la componente directa del sistema mostrado en la Fig. 101 anterior, establecemos las ecuaciones siguientes:

$$I = \frac{E_A - E_B}{Z_A + Z_L + Z_B} \quad \# \quad V = E_A - IZ_A = E_A - \frac{E_A - E_B}{Z_A + Z_L + Z_B} Z_A \quad y$$

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{E_A}{E_A - E_B} (Z_A + Z_L + Z_B) - Z_A \quad \text{Todas estas magnitudes eléctricas están representadas por sus fasores}$$

correspondientes.

Vamos a tomar el fasor E_B como origen de ángulos y suponer que E_A está un ángulo δ en adelante respecto de E_B y además que sus módulos están en la relación de la magnitud escalar $n = E_A/E_B$. Si utilizamos las

$$\text{formas complejas,} \quad \frac{E_A}{E_A - E_B} = \frac{E_A (\cos \delta + j \text{sen} \delta)}{E_A (\cos \delta + j \text{sen} \delta) - E_B} = \frac{n (\cos \delta + j \text{sen} \delta)}{n (\cos \delta + j \text{sen} \delta) - 1}$$

$$\text{podemos expresarlo también como} \quad \frac{E_A}{E_A - E_B} = \frac{n [(n - \cos \delta) - j \text{sen} \delta]}{(n - \cos \delta)^2 + \text{sen}^2 \delta} \quad y \quad \text{para } n = E_A/E_B = 1$$

$$\frac{E_A}{E_A - E_B} = \frac{1}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2} \right) \quad \text{para obtener finalmente} \quad Z = \frac{Z_A + Z_L + Z_B}{2} \left(1 - \cot \frac{\delta}{2} \right) - Z_A$$

expresión de la impedancia vista por las unidades de distancia ubicadas en el origen de coordenadas del diagrama R-X de la Fig. 103.

Gráficamente construiremos el lugar geométrico de la impedancia de la pérdida de sincronismo sobre un diagrama R-X de la manera siguiente:

Primeramente situaremos sobre el diagrama R-X las impedancias Z_A , Z_L y Z_B siendo la total del sistema la comprendida entre los puntos AB de la Fig. 103 (b). Por el punto medio de AB trazaremos una recta perpendicular PQ y desde el punto B, otra recta BP que forme con AB un ángulo de $90^\circ - \delta/2$, con lo que quedará definido el punto P. Este punto P representa la impedancia Z y será un punto de la característica de pérdida de sincronismo caracterizado con el ángulo δ que es *el ángulo* que hemos denominado de *potencia* y que adelanta E_A a E_B .

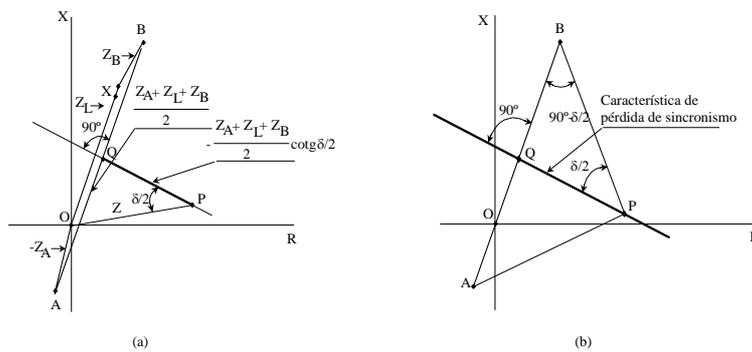


Fig. 103 --Característica de la pérdida de sincronismo en el diagrama R-X

La característica de la impedancia Z la hemos determinado, como el cociente de la tensión de fase a tierra y la intensidad de esa misma fase, que en el caso de sistema equilibrado, se corresponderá con la relación entre las *tensiones* y *corrientes triángulo* que hemos utilizado en el capítulo del cálculo de faltas, para alimentar las unidades de distancia de fase en la determinación de la impedancia aparente a la falta. Esto hace que podamos superponer la característica de pérdida de sincronismo y las características de las faltas sobre el mismo diagrama R-X. Así la impedancia a la falta del punto X, próximo al extremo B del sistema, estará representado por el punto X de la Fig. 103 (a) sobre la impedancia Z_L . Por otro lado, el punto Q de intersección de la característica de la pérdida de sincronismo con la impedancia Z_L , representará una falta trifásica en el punto medio de los extremos del sistema. Este es un punto singular y conocido como el *centro eléctrico* ó también, *centro de impedancia* del sistema. En este centro eléctrico, la tensión del generador A adelanta a la del generador B en 180° .

Debemos hacer constar que el centro eléctrico e del sistema no es un punto fijo, sino que su posición varía a medida que varían las impedancias que se hallan detrás de las barras A y B de los extremos de línea. Por lo tanto, al determinar las características de la pérdida de sincronismo vista desde un terminal de línea, habrá que tener en cuenta los cambios de las condiciones del sistema, es decir, principalmente las variaciones de las impedancias Z_A y Z_B y definir las características de la pérdida de sincronismo, para cada configuración.

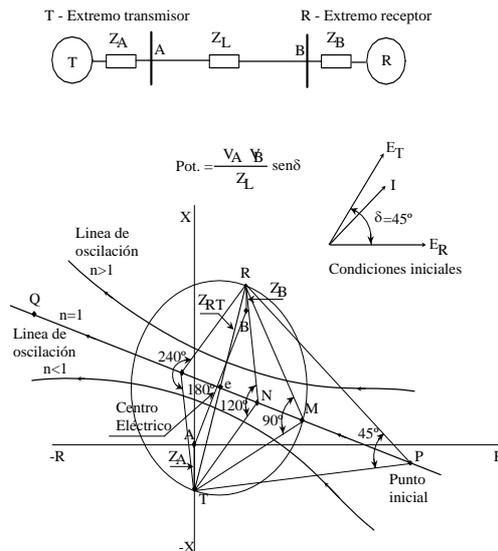


Fig. 104 - Característica de la pérdida de sincronismo

En la Fig. 104 hemos representado diversos puntos sobre el lugar geométrico de la característica de la pérdida de sincronismo que es la recta perpendicular trazada por el punto medio de la impedancia total entre los puntos T y R del sistema. Supongamos ahora que un punto normal, tal como el P de $\delta = 45^\circ$ es el punto de inicio de la oscilación y veamos algunos puntos singulares sobre el lugar geométrico de la característica. Uno de ellos es el M de $\delta = 90^\circ$, punto que se halla situado sobre una circunferencia de diámetro RT y al que le corresponde la máxima transferencia de potencia del sistema. Si el sistema no sobrepasa este punto posiblemente se recuperará y no perderá la estabilidad, pero si el desplazamiento continua y alcanza un ángulo tal como $\delta = 120^\circ$, con toda probabilidad el sistema no llegará a equilibrarse, perdiendo la estabilidad. Hemos señalado anteriormente que cuando el punto corresponde a $\delta = 180^\circ$, los sistemas están en oposición de fase y lo hemos definido como el centro eléctrico del sistema. El ángulo puede ir incrementando y alcanzar una posición tal, donde las tensiones estén otra vez en fase. Si continua, E_A empezará a adelantar a E_B hasta que el punto recobre la posición inicial P, después de haber completado un ciclo de oscilación. El valor de este deslizamiento depende de los pares acelerantes y de las inercias del sistema. En general, el deslizamiento no se puede determinar analíticamente y solamente se podrá obtener, cuando estos movimientos o deslizamientos de los ángulos del sistema se logren representar en unos gráficos donde figuren sus variaciones respecto al tiempo.

Si la relación de los módulos de las tensiones es $n \neq 1$, las características de la pérdida de sincronismo son circunferencias concéntricas con los centros situados sobre la recta prolongación a uno y otro lado, de la línea de la impedancia total RT del sistema. Los radios de las circunferencias tendrán un valor $\frac{nZ_{RT}}{n^2 - 1}$ para valores de $n > 1$ y $\frac{nZ_{RT}}{1 - n^2}$ para valores de $n < 1$, siendo Z_{RT} la impedancia total del sistema entre los extremos R y T. La recta que representa la característica para $n = 1$ equivale a una circunferencia de radio infinito.

09-7-1 Efectos de las oscilaciones de potencia sobre las protecciones del sistema

La pérdida de sincronismo entre las partes de un sistema, afectará de distinta manera sobre las diferentes protecciones del sistema. Por ejemplo, ante las oscilaciones de potencia las protecciones diferenciales instaladas en las máquinas y en barras, no actuarán. En cambio otras protecciones tales, como los relés de sobreintensidad, los direccionales de sobreintensidad y las unidades de distancia, pueden detectar las oscilaciones de pérdida de sincronismo y por consiguiente operar, dando orden de apertura a los interruptores correspondientes.

Puesto que la salida de paralelo es un fenómeno trifásico equilibrado, los efectos de los penduleos de potencia deberán preocuparnos ante todo, en cuanto a su relación con las protecciones de fase. Estas

oscilaciones de potencia pueden afectar incluso a las protecciones de tierra con ajustes muy sensibles, si durante las oscilaciones existe asimetría de impedancias en el sistema.

Las protecciones de sobreintensidad de fase operarán, si las corrientes en los penduleos de potencia superan los valores de los ajustes de operación de las unidades. Lo mismo sucederá con las protecciones de sobreintensidad direccionales ya que la unidad de control direccional estará operado, por fluir la energía dentro de la dirección de su zona de operación.

Analícemos con algo más de extensión los efectos de los penduleos de potencia sobre los esquemas de las protecciones de distancia. Recordemos que en faltas trifásicas, las unidades de distancia, tanto las de fase como las de tierra, miden la componente directa de la impedancia de falta y si la característica de la oscilación penetra en la característica de actuación de la unidad, la protección operará. El que los relés completen su ciclo de disparo de los interruptores, dependerá de la zona de la unidad de distancia afectada por la oscilación. En general, solamente el tiempo de las zonas 2ª y 3ª, consideradas como protecciones de apoyo, serán las que ofrezcan el tiempo suficiente para poder evitar la actuación durante la oscilación.

El comportamiento de las unidades de distancia durante las oscilaciones de potencia, dependen en gran manera de las magnitudes relativas entre las impedancias del sistema y las de la línea. En la Fig. 105 mostramos el caso de una línea corta, siendo la impedancia de línea pequeña comparada con las impedancias que se hallan situadas detrás de sus terminales. Podemos apreciar que la característica de la oscilación penetrará dentro de las características de las tres zonas de la protección de distancia, cuando la diferencia angular entre las tensiones del sistema es mayor que 120° . En este caso el disparo se puede producir por cualquiera de las tres zonas.

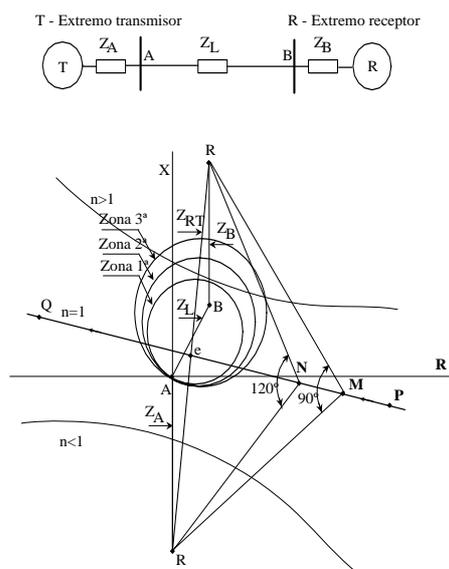


Fig. 105 - Efecto de las oscilaciones sobre las unidades de distancia

Si el deslizamiento entre las frecuencias de los sistemas es bajo y los ajustes de tiempos de las 2ª y 3ª zonas son igualmente bajos, cualquiera de estas dos zonas puede operar durante la oscilación. Si estas dos zonas no operan, seguramente operará la primera zona en el momento en que la característica de la oscilación penetre en esta primera zona. Aunque no lo mostramos, las protecciones del extremo B serán similares a las de este extremo A y si la línea es corta, por ejemplo < 200 Km., las unidades de distancia del extremo B verán la misma característica de la oscilación que el extremo A y por consiguiente, procederán de la misma manera que las unidades del extremo A. Si la línea es larga, la capacitancia de la línea puede tener su efecto y la característica de la oscilación no ser vista de la misma forma desde los extremos A y B. De todas formas, sus unidades de distancia también verán la oscilación en este caso y actuarán separando las partes del sistema.

Vamos a ilustrar a través de la Fig. 106 (a) un método para determinar cuando una zona con demora (2ª ó 3ª) operará durante una oscilación de potencia. Hemos supuesto una curva característica con $n > 1$ y que la

oscilación solamente penetre la tercera zona en la unidad de distancia. La línea de la oscilación intercepta a la característica de la unidad en los puntos K y L que definen los ángulos δ_K y δ_L respectivamente con un deslizamiento entre ellos s expresado en grados/segundo. Si el tiempo t que tarda en recorrer del punto K al L es mayor que la demora de la tercera zona de la unidad, el relé operará provocando el disparo del interruptor. Si se dibujan a escala sobre el diagrama R-X las características de la unidad de distancia, la línea de la oscilación de potencia y los puntos K y L, mediante un simple transportador se podrán medir los ángulos δ_K , δ_L y, habremos dado solución al problema planteado.

Si la línea es larga, por ejemplo mayor que 400 Km. y por consiguiente, su impedancia grande comparada con las impedancias del sistema, la unidad no solamente puede operar con oscilaciones inestables, sino con oscilaciones estables en las que el sistema, recuperaría su estabilidad. La Fig. 106 (b) nos muestra este caso específico y que para mayor claridad, solamente hemos representado las características de 1ª y 2ª zona. En el caso que nos ocupa, la 2ª zona de la unidad verá la oscilación antes de que el ángulo entre los sistemas sea de 90° y la 1ª zona la verá, antes de que el ángulo sea de 120° . En ambos casos la unidad puede operar aunque el sistema sea capaz de recobrar su estabilidad. Esto nos obliga a añadir a los esquemas de distancia, dispositivos *restrictivos de actuación, bien de bloqueo ó de disparo*, que nos cubran de este fenómeno de la pérdida de sincronismo.

Estos comentarios que hemos hecho estrictamente para la unidades de distancia, son aplicables a los esquemas de protección de comparación direccional ó, a otros esquemas cualesquiera de disparo transferido. También se pueden hacer extensivas a las unidades de distancia de tierra ya que este tipo de unidades, verán las corrientes de falta ó las componentes homopolares de las impedancias en las faltas trifásicas.

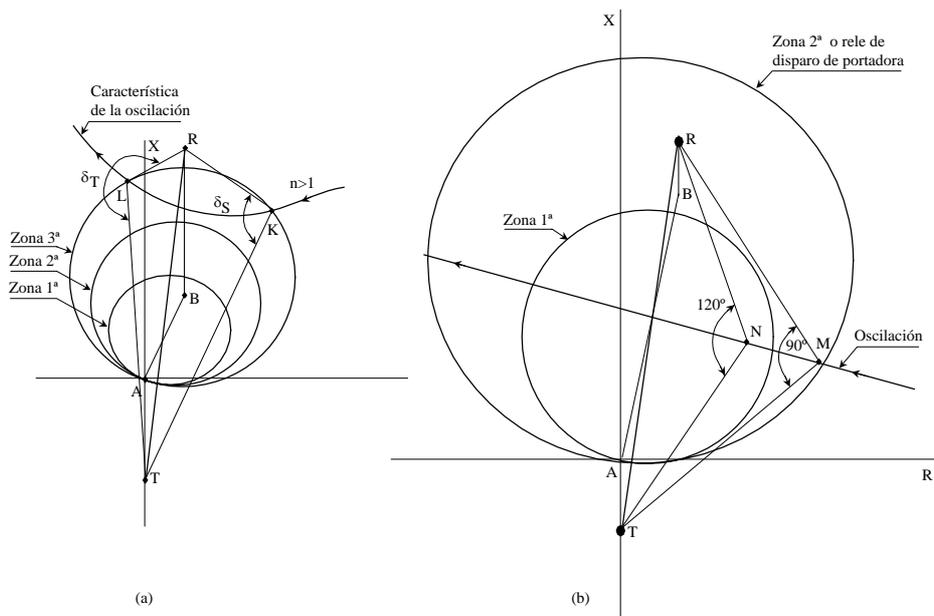


Fig. 106 - Efectos de la pérdida de sincronismo en sistemas de diferentes dimensiones

En muchas aplicaciones la prevención de los disparos indebidos de las unidades de tierra durante las oscilaciones, se realiza mediante detectores de falta de corriente homopolar, que se incorporan normalmente a todos los esquemas de estas protecciones de tierra. Sin embargo, para las corrientes homopolares que puedan existir durante las oscilaciones y que no puedan ser detectadas por los mencionados detectores de faltas, será preciso dotar de unos dispositivos de bloqueo que cubran esta eventualidad.

09-7-2 Funciones de protección relacionadas con la estabilidad del sistema

El comportamiento de los sistemas durante las oscilaciones transitorias de estabilidad y en otras condiciones dinámicas, ha conducido a la recomendación y utilización de muchos tipos de funciones de protección para prevenir de actuaciones indebidas a las protecciones destinadas a otros fines. Como

ejemplo de estas funciones podemos mencionar las funciones de *bloqueo* y *disparo de salida de paralelo*, *deslastre de cargas* y *restablecimiento del sistema*.

Vamos a reseñar con la mayor brevedad posible los temas de la salida de paralelo y, el deslastre de cargas utilizados en el restablecimiento del sistema.

09-7-3 Equipos de protección de salida de paralelo

La filosofía que existe detrás del uso de las protecciones de salida de paralelo de los generadores, es simple y de mucho arraigo. Cuando dos áreas de un sistema de potencia o dos sistemas interconectados pierden su sincronismo, las áreas síncronas deben ser separadas para evitar daños en los equipos ó, que sean origen de una gran incidencia en el sistema afectando a áreas muy extensas. Lo ideal es que los sistemas se separen en aquellos puntos en que sean capaces de mantener el equilibrio entre las cargas y la generación, en estas áreas separadas. Para cumplir con este requisito se utilizan funciones de disparo de salida de paralelo en aquellos puntos, donde se desea la separación y las funciones de bloqueo de salida de paralelo, para evitar separaciones indiscriminadas en el sistema. Cuando no hay posibilidad de equilibrio entre las cargas y la generación en un área separada por existir un exceso de carga respecto de la generación, se utilizan algunos dispositivos de deslastre ó eliminación de cargas no esenciales, para evitar el apagón del área. Esta simple filosofía es a veces, difícil de implementar dentro de un programa de restablecimiento del sistema.

Para la aplicación de los equipos de protección de salida de paralelo, es preciso disponer la información siguiente:

- Las curvas ó los lugares geométricos de las impedancias durante las oscilaciones de potencia para diferentes condiciones y, configuraciones del sistema.
- La tasa máxima del deslizamiento entre los ángulos de los sistemas ó de sus áreas.

La primera parte de la información es más o menos asequible pero para obtener la segunda, la que se relaciona con el deslizamiento, solamente la podremos obtener mediante estudios de estabilidad transitoria de cierta complejidad.

Conocidas las curvas características de impedancias de las oscilaciones y el deslizamiento máximo, será relativamente fácil establecer los niveles de ajuste de los equipos de protección de salida de paralelo.

09-7-3-1 Unidad de bloqueo de salida de paralelo

En el problema relacionado con las protecciones de salida de paralelo hay dos aspectos que es preciso tenerlos en cuenta y son:

- En las oscilaciones estables de potencia, todo tipo de disparo debe de ser evitado.
- En las oscilaciones inestables los disparos son necesarios pero solamente, en los puntos previamente seleccionados debiendo evitar todo disparo incontrolado.

Estos requisitos de aplicación se procurará sean cumplidos por las protecciones de salida de paralelo.

Las unidades de bloqueo se han basado en una discriminación por tiempos consistente, en lo que tarda la impedancia de la oscilación en atravesar dos puntos concretos, el primero el punto K intersección de la línea característica del penduleo de potencia con la curva de la función de bloqueo y el segundo, el punto L de intersección con la curva de la función de disparo.

Hagamos referencia a la Fig. 107 (a) donde el punto de funcionamiento inicial del sistema es el punto P. Se muestran dos características circulares de funciones de distancia, una que corresponde a la característica de disparo M_{ho} de 1ª zona y otra de característica de bloqueo también M_{ho} , concéntrica a la primera. En una oscilación de potencia, la línea PQ atravesará ambas características circulares cortando en los puntos K y L y si el tiempo transcurrido entre ambos pasos es de unos pocos ciclos, normalmente no superior a 150 ms., se tratará de una oscilación, ya que si se tratara de una falta, la característica de la impedancia pasaría del punto P al punto de la falta F instantáneamente.

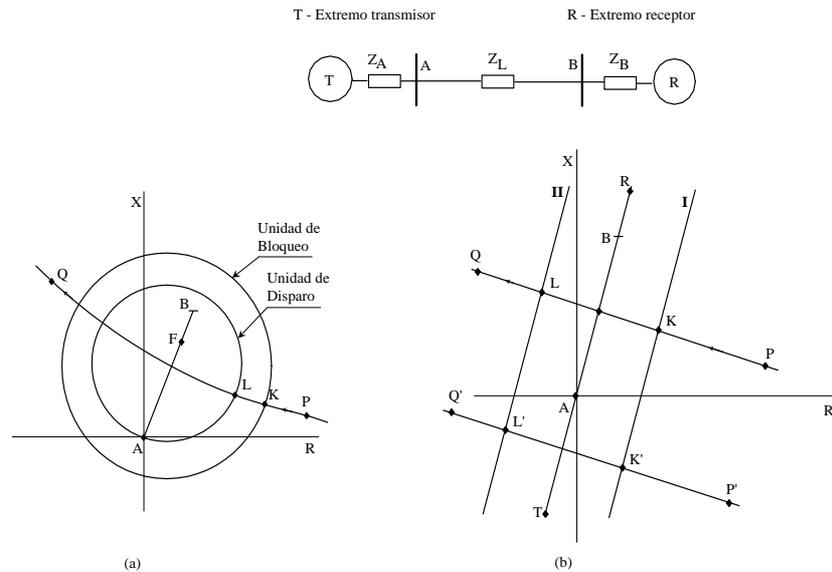


Fig. 107 - Funciones de bloqueo de salida de paralelo

La detección del paso por los puntos K y L unida a una lógica diseñada al efecto, hace que se pueda utilizar esta unidad de bloqueo para bloquear el disparo de las unidades de distancia ubicadas en ese punto ó, también para permitir el disparo y boquear la función de reenganche automático. Se han utilizado también para este mismo menester, unidades de bloqueo de característica de impedancia cuando estas unidades eran a su vez, utilizadas como arranque de la onda portadora (*carrier*) en los esquemas de comparación direccional.

09-7-3-2 Unidad de disparo de salida de paralelo

Una unidad típica y que ha sido muy utilizada en funciones de disparo en condiciones de salida de paralelo, es la que mostramos en la Fig. 107 (b) que consiste en dos características de reactancia **I** y **II** modificadas (inclinadas) definiendo una *limitación de zona* de actuación. A estas características se les ha denominado *blinders* (orejeras) en el ámbito anglosajón, por la restricción de visión ejercida en las unidades de protección, de manera similar a las que realizan las orejeras en los caballos.

Cuando se produce una pérdida de sincronismo, la línea característica de la impedancia de la oscilación que ha iniciado en el punto P de funcionamiento estable, pasará de esta posición a la zona comprendida en la parte izquierda de la característica **II** atravesando por los puntos K y L. Esta circunstancia será detectada por las funciones **I** y **II** y evaluada mediante unos relés auxiliares ó, a través de una lógica asociada asegurándose de que ha habido una pérdida de sincronismo. En este momento, estos relés iniciarán el ciclo de disparo del interruptor local ó enviarán una señal para un disparo transferido a los interruptores ubicados en otros lugares. El disparo se producirá cuando la línea de la oscilación pase por el punto L. Este esquema se utiliza para que reconozca y dé orden de disparo para una condición de pérdida de sincronismo de una oscilación que se inicie de P hacia Q ó, de Q hacia P. Además, estos esquemas son capaces de detectar una oscilación que se produzca detrás del terminal A (línea P' - Q') de igual manera que del terminal A hacia la línea. Estos esquemas incorporan una unidad instantánea de sobreintensidad de supervisión, para evitar los disparos que se puedan producir por estas características de reactancia modificada, en condiciones de cargas débiles por transmitirse poca potencia y por consiguiente, con un ángulo casi *cero* entre los sistemas. El punto de cero grados estará situado sobre la extensión de la línea RT de impedancia del sistema, en algún punto encima del punto R y que corresponderá dentro del área de las características **I** y **II**. La unidad de supervisión de sobreintensidad, será la encargada de que el disparo no se produzca cuando las intensidades de las oscilaciones sean inferiores a las magnitudes de las corrientes correspondientes a las de las cargas normales.

Tradicionalmente, estas son las soluciones se han dado en los esquemas de bloqueo y de disparo, con unidades de tecnología electromagnética y, posteriormente con tecnología electrónica convencional, aprovechando en esta última, las ventajas de diseñar unos esquemas lógicos compactos a base de puertas lógicas y temporizadores dobles ofreciendo mejores prestaciones. La utilización de características de las

funciones de disparo del tipo lenticular introducía igualmente, ciertas ventajas en la detección de las oscilaciones.

Los nuevos desarrollos de los terminales digitales de protección y control a base de microprocesador, dotarán a los equipos de unas prestaciones mejores, aunque los fenómenos físicos que puedan suceder en el sistema eléctrico sean los actuales y que han sido definidos tradicionalmente. Las grandes posibilidades ofrecidas por esta nueva tecnología para abordar todos estos *fenómenos de estabilidad, de salida de paralelo de los generadores, la separación por islas de zonas no sincronizadas, el deslastre de cargas para equilibrar con la generación y el restablecimiento del sistema completo*, hará que se replanteen en todo su conjunto para dar soluciones mucho más seguras y fiables que eviten prácticamente, las grandes incidencias del sistema eléctrico.

09-8 Deslastre de cargas

La denominación dada a este epígrafe puede no ser familiar para alguno de los lectores, por tratarse de un nombre que proviene del anglosajón *load shedding* y que de alguna forma, se ha hecho una traducción por el término de deslastre, nombre dado en el transporte marítimo y aéreo al hecho de quitar carga. De todas formas, también se podría utilizar el término de *eliminación de cargas*. Nosotros vamos a utilizar en todo lo que sigue la expresión *deslastre de cargas*.

La mayor preocupación de una empresa productora y distribuidora de energía eléctrica ha sido de siempre, el mantener la mayor parte del sistema en las condiciones óptimas de servicio, con una alta fiabilidad de operación para así poder ofrecer a sus abonados un suministro de energía de calidad con un mínimo de interrupciones. Para lograr este fin los sistemas se diseñan para que operen, de forma que en cualquier condición prevista del sistema exista la generación adecuada, la suficiente capacidad de transporte de energía y, demás requisitos para atender plenamente las cargas de un área determinada. A pesar de todos los medios que se ponen para cumplir con este fin, pueden existir y de hecho existen, perturbaciones y problemas en el sistema a los que es preciso poner remedio y en la mayoría de los casos, en espacios de tiempo, que podíamos definir como de *record*.

Una parte de un sistema comenzará a deteriorarse en cuanto hay un exceso de carga sobre la generación disponible. Las energías primarias que accionan los generadores y los propios generadores, empiezan a decaer ante la falta de potencia para atender el exceso de carga. Las interconexiones con otras partes del sistema ó, con otros sistemas que generalmente forman parte de un amplio *pool* energético, suelen ser los únicos posibles recursos para cubrir las deficiencias de la generación propia. Estas situaciones pueden hacer que las interconexiones se separen por exceso de carga y se formen varias islas aisladas debido a las oscilaciones de potencia y, la consiguiente pérdida de estabilidad. Cuando esto ocurre en un sistema de potencia moderno, indica que hay una gran probabilidad de que suceda una incidencia de consecuencias catastróficas. Por lo tanto, es preciso que se detecte con rapidez, la deficiencia de la generación y se tomen las medidas para evitar que se desencadenen una serie de perturbaciones en cascada, degenerando en un gran apagón del sistema.

En el capítulo correspondiente a la *estabilidad de un sistema de potencia*, hemos establecido el principio de que *cuando un sistema está en operación estable a su frecuencia nominal, la potencia mecánica primaria de accionamiento de los generadores es igual a la suma de todas las cargas conectadas, más todas las pérdidas de potencia real en el sistema*. Cualquier desequilibrio significativo de esta condición, originará un cambio en la frecuencia del sistema. Las masas rotóricas giratorias del grupo turbogenerador actúan de almacenamiento de la energía cinética de forma que, cuando la potencia primaria de entrada al sistema es insuficiente, los rotores descenderán de velocidad suministrando energía al sistema y al contrario, si hay un exceso de potencia primaria de entrada, los rotores aumentarán su velocidad absorbiendo energía. Cualquier cambio en la velocidad origina un cambio proporcional de la frecuencia.

Los órganos de gobierno y control de los grupos turbogeneradores detectan los pequeños cambios de velocidad, consecuencia de los cambios graduales de carga no excesivamente significativos y, son esos mismos órganos de gobierno los que ajustan las potencias primarias de entrada a los generadores, manteniendo dentro de los valores normales las frecuencias de operación. Los cambios súbitos en la capacidad de generación por la pérdida de algún generador ó por la separación de alguna interconexión importante del sistema, pueden ser causa de un gran desequilibrio entre la generación y la carga, resultando una caída importante de la frecuencia. Si no hay una respuesta suficientemente rápida de los órganos de gobierno y de los elementos productores de vapor, el sistema puede colapsar. Una rápida, y

selectiva eliminación temporal de la carga, puede hacer recuperar el sistema y evitar una pérdida prolongada del servicio, restableciendo el suministro a los abonados en un tiempo reducido.

Una determinada variación del valor de la frecuencia a partir de su nivel nominal no se produce súbitamente, sino que va cayendo con una pendiente concreta. La pendiente ó tasa de la caída inicial de la frecuencia, dependerá exclusivamente de la magnitud de la sobrecarga y de la inercia del sistema. Sin embargo, al descender la frecuencia del sistema, el par de la generación remanente del sistema tenderá a aumentar, el par debido a la carga tenderá a descender y, el efecto combinado de ambos se reflejará en una reducción de la tasa de caída de la frecuencia.

Por la naturaleza oscilatoria del fenómeno debido a la interacción de los generadores interconectados en el sistema, la variación de la tasa de caída de la frecuencia del sistema durante las perturbaciones, no es una línea suave. En general, en una pérdida súbita de generación es prácticamente imposible determinar analíticamente las oscilaciones de frecuencia que pueden producirse en el sistema, debiendo de recurrir a la realización de unos estudios de simulación del sistema mediante ordenador. En las exposiciones siguientes relacionadas con la tasa de caída de la frecuencia, vamos a suponer que los pares de generación y de cargas son constantes, para ver el efecto de las variaciones de estos pares con las variaciones de la frecuencia.. Tampoco se tendrán en cuenta los efectos de los órganos de gobierno de los grupos, ya que es difícil generalizar el efecto global que produce.

09-8-1 Características de la frecuencia

En el capítulo de *Estabilidad de un sistema eléctrico*, en su parte de *Constante de inercia y ecuación de aceleración mecánica*, relacionábamos las potencias ó sus equivalentes los pares T_A acelerante, T_1

primaria y T_E eléctrica ó de la carga, por la ecuación $T_A = \frac{H}{\pi f_n} \frac{d^2 \delta}{dt^2}$ y también que $\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d^2 \theta}{dt^2}$ siendo

$\frac{d\theta}{dt} = \omega_n$ tendremos que $\theta = \omega_n t + \delta$ derivando esta expresión $\frac{d\theta}{dt} = 2\pi f = \omega_n + \frac{d\delta}{dt}$ donde ω_n es la

velocidad síncrona de la máquina y f la frecuencia del sistema en un instante dado. Finalmente la expresión que relaciona la variación de frecuencia con la ecuación del movimiento del rotor será

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad \text{obteniendo} \quad \frac{df}{dt} = T_A \frac{f_n}{2H} = (T_1 - T_E) \frac{f_n}{2H}$$

Si se produce una súbita pérdida de generación en el sistema sin su correspondiente compensación de disminución de carga, el par acelerante T_A será negativo ó decelerante. Si suponemos que el par T_1 de la generación restante y el par de la carga T_E permanecen constantes durante la perturbación, la variación de la frecuencia respecto del tiempo será una recta.

El porcentaje de sobrecarga podremos definirlo por:

$$\text{Porcentaje de sobrecarga (\%)} = \frac{C - G_R}{G_R} 100 \quad \text{donde } C \text{ es la carga y } G_R \text{ la generación remanente.}$$

Se pueden representar distintas rectas de *variación de frecuencia para diferentes valores de sobrecargas*, por ejemplo, en la Fig. 108 (a) se representan desde el 10% hasta el 100% de sobrecarga y para un determinado valor de la constante de inercia H de la máquina. En las ordenadas de estas curvas figurarán las frecuencias en Hz y en abscisas los tiempos en segundos.

También podemos obtener unas familias de rectas con las mismas magnitudes en ordenadas y abscisas, pero para uno ó dos valores de sobrecargas, por ejemplo en la Fig. 108 (b) para el 10% y 40% y, distintos valores de la constante H de inercia.

Estas características aquí representadas solamente tienen valor ilustrativo. Para aplicar a casos concretos de deslastre, sería preciso hacer las curvas específicas según el sistema que se trate de estudiar.

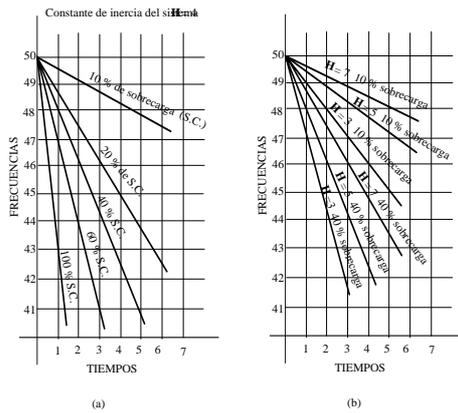


Fig. 108 - Curvas características tiempos-frecuencias

Examinemos a continuación el efecto de las variaciones de los pares de la generación y de la carga, en la tasa de variación de la frecuencia. En las curvas características de la Fig. 108 hemos supuesto que en la ecuación del par acelerante $T_A = T_1 - T_E$ los pares de generación y de la carga permanecían constantes durante la perturbación. Pero en un planteamiento algo más riguroso del tema debemos apuntar que, ambos pares varían en función de la frecuencia. Concretamente, la potencia de la carga P_E varía exponencialmente con la frecuencia, tal que $P_E = k f^\alpha$ siendo k una constante, f la frecuencia y α un factor dependiente de la composición de la carga. El par por unidad la podremos expresar por, $T_E = \frac{P_E}{f} = k \frac{f^\alpha}{f} = k f^{\alpha-1}$. Para pequeñas variaciones de la frecuencia el par de la carga puede ser obtenida de la siguiente manera:

$T_E = k f^{\alpha-1}$ y derivando respecto de t , $\frac{dT_E}{dt} = (\alpha - 1) k f^{\alpha-2}$. Ahora pasando a incrementos,

$\Delta T_E = (\alpha - 1) k f^{\alpha-2} \Delta f$ y $T_E + \Delta T_E = k f^{\alpha-1} + (\alpha - 1) k f^{\alpha-2} \Delta f = k \frac{f^{\alpha-1}}{f} [f + (\alpha - 1) \Delta f]$. Si en el inicio de la

perturbación el par debido a la carga es T_{E_0} , tendremos $T_{E_0} = k f^{\alpha-1}$. Si consideramos que la variación de por

$$\text{unidad es } f' = \frac{\Delta f}{f} \quad T_E = T_{E_0} [1 + (\alpha - 1) f']$$

El par de la potencia primaria T_0 del generador, también tiene su expresión en función de la variación de la frecuencia y la podemos definir como, $T_1 = \frac{k}{f} = k f^{-1}$ es decir que, varía en razón inversa de la frecuencia. Para pequeños cambios de la frecuencia podemos obtener el par T_1 siguiendo el procedimiento anterior, llegando a la expresión $T_1 = T_{1_0} (1 - f')$. En esta ecuación T_{1_0} es el par al inicio de la perturbación, T_1 el par de generación en tanto por unidad, después de variar la frecuencia en una cantidad f' también en tanto por unidad.

Finalmente, vamos a determinar la variación de la frecuencia en función del tiempo y para ello, recordemos la ecuación fundamental $2H \frac{df}{dt} = T_A = T_1 - T_E$ que aplicado a la variación de frecuencia en

f' será:

$$2H \frac{df'}{dt} = T_{1_0} (1 - f') - T_{E_0} [1 + (\alpha - 1) f'] = T_{1_0} - T_{E_0} - [T_{1_0} + (\alpha - 1) T_{E_0}] f' \quad \text{Definamos a}$$

$T_{AM} = T_{i_0} + (\alpha - 1)T_{E_0}$ como *factor total de amortiguamiento* conduciéndonos a la expresión

$T_A = T_{i_0} - T_{E_0} = 2H \frac{df'}{dt} + f' T_{AM}$ y la solución de esta ecuación diferencial será:

$$f' = \frac{T_A}{T_{AM}} \left[1 - e^{-\frac{T_A}{2H}t} \right] \quad \text{que nos dará la variación de la frecuencia en el tiempo.}$$

El cambio de la frecuencia en Hz. será el resultado de multiplicar la variación sufrida f' en tanto por unidad, por la frecuencia base, es decir, por la nominal f_n . Si T_A es negativo, el cambio en la frecuencia será negativo y su variación en cualquier instante será $(f_n - f)$

Los resultados obtenidos por este procedimiento para un sistema con $f_n = 50$ Hz. nos indican que la caída de la frecuencia se inicia a los 50 Hz. Como consecuencia de la supresión de alguna carga, la caída a cualquier otro nivel de frecuencia se obtendría a partir de la misma expresión anterior.

En la Fig. 109 hemos representado a título ilustrativo, una familia de curvas características de variación de la frecuencia en función del tiempo, para un determinado valor de la constante H de inercia.

En muchas ocasiones ha habido sugerencias para que la actuación de los relés en los programas de deslastre de cargas, fuera exclusivamente por medición de la velocidad de caída de la frecuencia del sistema. Siempre se desistió de este sistema que se denominó de la *derivada* ó, de la velocidad de variación de la frecuencia, porque una práctica de aplicación basada en la velocidad de variación de la frecuencia, tenía la tendencia a deslastrar más carga de la debida.

Al exponer las curvas características de frecuencia-tiempos hemos señalado que, en su naturaleza la caída de la frecuencia en una perturbación es un fenómeno oscilatorio y, que la tasa de variación durante la oscilaciones de frecuencia puede ser bastante elevado, dándonos el indicativo de que ha habido mayor pérdida en la generación que la que realmente ha existido.

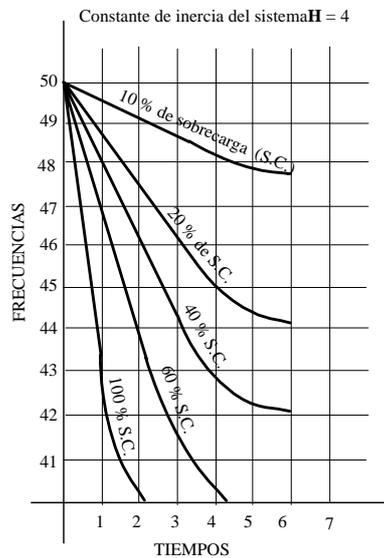


Fig. 109 - Curvas características con la variación de los pares T_I y T_E con la frecuencia

Por lo tanto, atendiendo a la naturaleza oscilatoria de la caída de la frecuencia y, a los altos valores de la tasa de esta caída en unos momentos dados, haría imprescindible introducir tiempos de demora

importantes en la actuación de los relés basados en la derivada de la variación de la frecuencia, para poder obtener una garantía razonable de que el valor medido de la caída y el real, sean coincidentes.

09-8-2 *Programas de deslastre de cargas*

Lo ideal de un programa de *deslastre de cargas* sería que pudiera reconocer rápidamente la deficiencia en la generación, determinar con seguridad el grado de sobrecarga y en consecuencia, separar la carga precisa para restablecer la frecuencia normal en el sistema. Esto que es posible realizar con bastante exactitud en un sistema relativamente pequeño con sucesos previstos con antelación, resulta difícil lograr en un sistema de un tamaño considerable.

Dada la naturaleza oscilante de la caída de la frecuencia como hemos mencionado anteriormente puede resultar aparentemente difícil, establecer un programa de deslastre de cargas separando exactamente las cantidades de carga exigidas, en todo el sistema. Las oscilaciones de frecuencia por otro lado, tienden a introducir un cierto grado de aleatoriedad en la actuación de los relés de mínima frecuencia como consecuencia de la cantidad de carga separada en el sistema. Además estas oscilaciones hacen que, en ciertos lugares no se pueda evitar que se separe más carga de la necesaria.

En general no se puede predecir con seguridad el grado de aleatoriedad o de exceso de carga que va a ser separada para las diferentes situaciones del sistema. Para poder disponer de una buena información sobre los efectos de las oscilaciones de frecuencia que puedan ocurrir en los diferentes puntos de carga del sistema en situaciones de emergencia, será preciso recurrir a estudios de simulación dinámica mediante ordenador, aunque estos datos no siempre son posibles disponer en el instante de la perturbación. A pesar de la casi imposibilidad de predicción de estos parámetros, se pueden establecer *programas de deslastre de cargas*. En gran parte, los programas se desarrollan a partir de las curvas características de la caída de frecuencia que hemos mostrado en la Fig. 108 y a veces, incluso a partir de la Fig. 109, aunque estas sean una aproximación simplificada del fenómeno oscilatorio de la caída de la frecuencia.

Antes de desarrollar e implementar un *programa de deslastre de cargas* (load shedding) será necesario:

- Definir el nivel de sobrecarga máximo que se precisa proteger.
- Establecer la carga máxima que hay que separar.
- Establecer el nivel de frecuencia al que se va a iniciar el deslastre.
- Fijar la caída máxima de la frecuencia.
- Establecer los escalones de frecuencia.

En grandes sistemas interconectados puede resultar difícil definir cómo y qué área se va a separar del sistema y luego, cual va a ser su potencia de equilibrio de generación-carga. En muchos de los casos, los análisis de estabilidad del sistema podrán indicarnos la estimación de los puntos de separación más convenientes y la posible sobrecarga para ese área. Por supuesto que en sistemas pequeños, la posibilidad de definir estas sobrecargas es un problema de menor cuantía.

La carga a separar debe ser aquella que permita restablecer la frecuencia del sistema a su valor normal, por ejemplo, 49 Hz. en nuestro sistema ó a una frecuencia próxima a esta. No es esencial que la frecuencia se restablezca exactamente a 50 Hz. Si la frecuencia se restablece a un nivel superior a los 49 Hz. la generación remanente del sistema será capaz de absorber el exceso de carga mediante la intervención de los órganos de gobierno de los generadores y, restablecer la frecuencia normal de funcionamiento.

Para evitar los posibles daños en los alabes de las turbinas de vapor, se recomienda que no se separen cargas por debajo de los niveles establecidos, sino más bien se prefiere que se peque por exceso. Los alabes de las turbinas de vapor es un punto débil de las bajadas de frecuencia, porque en un sistema de 50 Hz, a la frecuencia de 48 Hz. no soportan tiempos superiores a 1 minuto sin que sufran serios desperfectos. En cambio, a 49,5 Hz. pueden funcionar permanentemente.

El nivel de frecuencia para iniciar el deslastre de cargas depende de muchos factores, pero podemos señalar que en grandes sistemas unas desviaciones superiores a 0.2/0.3 Hz. son normalmente indicio de alguna seria perturbación y por lo tanto, existen recomendaciones de iniciar las separaciones de carga en niveles de frecuencia de 49.5 Hz en sistemas de 50 Hz y en 59.3 en sistemas de 60 Hz. Para la caída máxima de frecuencia los valores que frecuentemente han sido establecidos son de 47.5 Hz. en sistemas de 50 Hz. y 57 Hz. en sistemas de 60 Hz.

Todo lo que antecede se ha expuesto para hacernos con un criterio en el tema del deslastre de cargas y han sido estas bases, las que han servido para establecer una normativa con los escalones de frecuencia y los tiempos de demora en la actuación de los relés de mínima frecuencia. Dentro del sistema eléctrico español los escalones de frecuencia que han sido normalizados para el deslastre de cargas son:

- 49.0 Hz. Carga a separar 15 %
- 48.7 Hz. Carga a separar 15 %
- 48.4 Hz. Carga a separar 10 %
- 48.0 Hz. Carga a separar 10 %

09-9 Restablecimiento del sistema

El reenganchar las líneas ó alimentadores de distribución cuando han sido disparadas como consecuencia de un programa de deslastre de cargas, se deja generalmente a la discreción del sistema ó, en manos de los operadores de los centros. También se utilizan relés de frecuencia tanto, para supervisar el restablecimiento del sistema como, para recuperar automáticamente las cargas.

Vamos a hacer algunas consideraciones, aplicables a cualquier restablecimiento del servicio, bien sea por la vía manual ó automática.

- Antes de proceder a restablecer cualquier carga, se debe de permitir que la frecuencia recupere su normalidad en las proximidades de su valor nominal.
- Después que la frecuencia haya alcanzado su valor normal, se deben de conectar, previa comprobación de sincronismo, todas las interconexiones de abastecimiento de energía, posibles.
- La recuperación de las cargas se deberá hacer por pequeños bloques, ya que la reconexión de excesiva carga, aún con frecuencias normales, pueden ser causa de sobrecargas en el sistema. Mientras la mayor parte de la energía rodante esté disponible, se podrán recuperar cada vez con mas celeridad pequeños bloques de carga.
- Si en un área del sistema muy concentrado de cargas se pierde una cantidad significativa de generación, las líneas que abastecen dichas áreas deberán cargarse, para abastecer aquellas que se consideren esenciales.

La mayoría de los programas de restablecimiento automático mediante relés de máxima frecuencia, afectan a instalaciones desatendidas y los ajustes de los niveles de frecuencia se hacen para el valor normal de la frecuencia, recomendando que la recuperación de las cargas se haga por bloques del **uno** al **dos** % de la carga del sistema, secuenciando el restablecimiento a base de tiempos.

Cuando existe recuperación de **cargas frías**, es usual desensibilizar los instantáneos de sobreintensidad de las protecciones durante un período de tiempo, para evitar disparos indebidos producidos por la corriente inicial de conexión de este tipo de carga.

No queremos decir que estas consideraciones que hemos hecho haya que seguirlas al pié de la letra y prueba es que, entre las diferentes empresas eléctricas existen muchas variantes en sus programas de restablecimiento. Lo que si hacen todos es restablecer en primer lugar, aquella parte de la red que pueda operar con seguridad de continuidad.

En general, todo proceso de restablecimiento lo que pretende es alcanzar una frecuencia próxima a la normal, mantener aceptables los niveles de tensión y reducir las sobrecargas a niveles sostenibles, coordinando los medios de generación necesarios para atender la demanda. Al fin y al cabo, lo que se trata es de restablecer en todo momento, el equilibrio entre la generación y la carga.

09-10 Equipos y funciones en el entorno de las líneas de transporte

Dentro de este capítulo vamos a incluir los condensadores y las reactancias, tanto los conectados en derivación como los instalados en serie, en las grandes líneas de transporte de muy alta tensión.

09-10-1 Baterías de condensadores derivación ó shunt

A continuación nos referiremos a las baterías de *condensadores instalados en derivación* y formando banco en un punto del sistema eléctrico de potencia. A estas baterías de condensadores instaladas de la forma indicada, las denominaremos Baterías de Condensadores Derivación ó Shunt a diferencia de las que se instalan en serie en líneas de muy alta tensión, sobre las que haremos también algunas consideraciones.

En los sistemas eléctricos hacen el mismo efecto que un generador síncrono sobreexcitado al que hemos venido denominando “ Compensador Síncrono “ y cuya utilización está actualmente en desuso. Las

baterías de condensadores sirven principalmente, para hacer el control de la potencia reactiva y la regulación de tensión.

09-10-1-1 Conexiones de las Baterías Derivación

Las conexiones de las baterías para formar los grandes bancos son desde triángulo, doble triángulo, hasta estrella, doble estrella, con neutro aislado o a tierra.

En tensiones de 30 kV. y superiores, es normal la conexión de estrella con neutro a tierra ya que las baterías se constituyen por dos o más series agrupadas en paralelo según la potencia requerida. El neutro a tierra hace que se disponga de una conexión de baja impedancia a masa para casos de sobreintensidades transitorias por descargas atmosféricas presentando así, cierta protección contra las sobretensiones transitorias, abasteciendo al mismo tiempo, una vía para la conducción de los armónicos de intensidad a tierra. Además, reduce la tensión de recebado del interruptor durante las aperturas, pero en cambio, hay que tomar serias precauciones en cuanto al método y la forma de dar las tierras.

09-10-2 *Protecciones de grandes bancos de condensadores*

Para disponer de un buen servicio eléctrico las baterías de condensadores requieren que se instalen unas protecciones muy fiables. Las protecciones asegurarán, en caso de falta, unos daños mínimos en la batería, debiendo esta ser eliminada del sistema, antes de que resulte seriamente dañada o antes de que sea origen del establecimiento de una falta grave en el sistema eléctrico. Cuando una unidad simple falla dentro de una batería, se debe de aislar esa unidad en cortocircuito, para evitar problemas en las unidades adyacentes.

Haremos mayormente referencia a grandes bancos, donde la potencia reactiva es significativa, elevadas las tensiones de alimentación y generalmente conectadas en doble estrella con neutro a tierra.

Las protecciones de las baterías derivación, deberán responder y atender a las:

- Sobreintensidades originadas por faltas en la línea de alimentación a la batería.
- Sobretensiones transitorias, mínimos y ceros de tensión en el sistema eléctrico.
- Sobreintensidades debidas a fallos en las unidades que constituyen las baterías.
- Sobretensiones permanentes en las unidades individuales de condensadores.
- Corrientes de descarga entre los condensadores que forman los paralelos.
- Corrientes de descarga en las aperturas.
- Arco entre condensadores situados contiguamente en un mismo rack.

El esquema unifilar de la Fig. 110, muestra las protecciones eléctricas de una batería de condensadores derivación, incluyendo las protecciones primarias y de apoyo, recomendadas por la GUÍA PARA LAS PROTECCIONES DE BANCOS DE CONDENSADORES DERIVACIÓN IEEE C37.99.1990.

09-10-2-1 Protección contra fallos en los elementos condensadores

El fallo por cortocircuitarse uno o más elementos condensadores individuales, origina desequilibrios de intensidades y de tensiones que se detectan, midiendo estos desequilibrios a través de unidades de intensidad o tensión instalados sobre los neutros de las baterías. La detección del fallo y la identificación del elemento en falta, es una de las aspiraciones máximas de las protecciones de las baterías.

A continuación hacemos unas consideraciones generales que recomendamos se tengan presentes, al aplicar las funciones de protección que van a detectar los mencionados desequilibrios y que las expresamos aquí seguidamente:

- Las funciones de protección deben ser coordinadas con los fusibles de los elementos individuales para evitar que se produzcan desconexiones del banco antes de que el fusible elimine la unidad en falta.
- Serán lo suficientemente sensitivos para excitar un alarma por la pérdida de un solo elemento dentro de un grupo y desconectar el banco, cuando las unidades dañadas originen en los elementos restantes una sobretensión superior al 110 % de la nominal.
- Incorporarán una demora lo suficientemente corta para minimizar los posibles daños que puedan producirse por arcos eléctricos entre las distintas partes de la estructura. En cambio, la demora debe de ser suficiente para evitar falsas operaciones debidas a avalanchas de la corriente de conexión, faltas a tierra en la alimentación, sobretensiones por aperturas de circuitos próximos, por falta de simultaneidad en los polos de los interruptores en las

operaciones de desenergización, etc...Para la mayoría de las aplicaciones 0,5 seg. se considera una demora adecuada.

- Incorporarán un filtro para minimizar los efectos de los armónicos de tensión y evitar que actúen por excesivos armónicos (resonantes) de las corrientes.
- Es muy útil la incorporación de un dispositivo de bloqueo para evitar un reenganche automático del interruptor de banco, después de una desconexión por máxima tensión.

Existen desequilibrios en los neutros de las baterías que las denominamos inherentes y que son debidas a los desequilibrios de tensiones en la alimentación y a las diferencias en los parámetros eléctricos, por tolerancias constructivas, de los propios condensadores. Estos desequilibrios inherentes en las baterías deben de ser tenidas en cuenta en el diseño de las protecciones, para evitar que se produzcan desconexiones no deseadas.

En los sistemas eléctricos de potencia, tanto de neutro a tierra como de neutro aislado, se instalan las baterías de condensadores indistintamente con en el neutro a tierra ó con el neutro aislado.

09-10-2-2 Protección diferencial de desequilibrio de tensiones

En los grandes bancos de condensadores, en tensiones de 138 kV y superiores, además de los detectores de desequilibrio de intensidades y/o de tensiones normales del sistema, se ha visto la necesidad de incluir una función de protección lo suficientemente sensible para detectar la pérdida de un simple condensador. En estos grandes bancos la pérdida de un solo elemento condensador produce un desequilibrio de tensiones pequeño que los detectores de desequilibrio de tensiones del sistema, en la mayoría de los casos no lo detectan, por lo que la Fig. 110 incluye la función diferencial 60V.

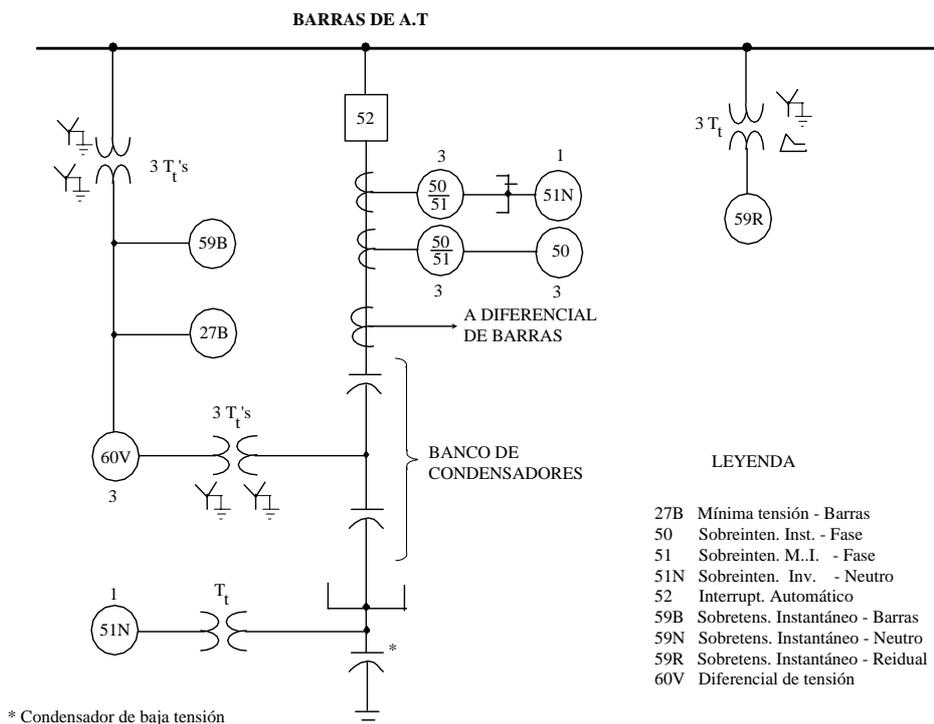


Fig. 110 - Esquema unifilar con las protecciones de un banco de condensadores

La función 60V compara la tensión de salida del punto medio de la batería con la tensión correspondiente de cada fase a tierra. De esta forma se compensan las variaciones de tensiones inherentes del sistema, normalmente debidos a los desequilibrios propios en las tensiones de alimentación y a las tolerancias constructivas en las características de los condensadores. Esta función 60V se ajustará para operar con un desplazamiento de neutro que corresponda a una tensión de un valor, comprendido en medio del punto crítico y del punto siguiente más bajo. Definiremos como punto crítico, la tensión determinada por aquel

número de condensadores eliminados que originan en las unidades restantes del grupo, la sobretensión máxima (del orden del 110 % de V_n) recomendada por el fabricante de los condensadores.

Esta función 60V no siempre es necesaria, sobre todo en bancos no excesivamente grandes donde la pérdida de un simple elemento condensador, produce un desequilibrio de tensiones suficiente para ser detectado por las protecciones normales de desequilibrios del banco.

09-10-2-3 Niveles de alarma

Hay casos donde conviene disponer dos niveles de alarma para evitar que se produzcan disparos con desconexiones no planificados de la batería y evitar efectos adversos en el sistema. Se puede establecer un primer nivel acorde con la eliminación de un simple elemento y que sirva como alerta a efectos de programación del mantenimiento de la batería. El segundo nivel de alarma, producirá a través de un temporizador un disparo al cabo de varias horas, sirviendo de aviso a los operadores de una amenaza de desconexión de la batería. Esta demora de varias horas permite a los operarios organizarse a su conveniencia ante estas amenazas de eliminación de la batería.

09-10-2-4 Protecciones de sobreintensidad de banco

En el esquema unifilar de la Fig. 110 se muestran dos conjuntos de funciones de sobreintensidad (50 y 51) no direccionales. Recomendamos que las características de las funciones 51 correspondan a curvas extremadamente inversas. Su utilización es para dotar al banco de una protección primaria y de apoyo contra las faltas entre fases y entre fases y tierra. Recomendamos igualmente, que la unidad 51N sea muy sensible y que imponga una carga muy pequeña a los transformadores de intensidad. El nivel de operación se ajusta generalmente, para un valor no superior al 2 % de la I_n de los transformadores de intensidad.

En las faltas a tierra externas a la alimentación de la batería, se producen corrientes transitorias de alta frecuencia, ante las cuales la función 51N debe ser insensible. Sin embargo, los desequilibrios en las intensidades de alimentación de la batería por motivo de estas faltas externas, pueden ser lo suficientemente elevados para hacer operar a la protección por esta función 51N y provocar el disparo del interruptor de banco. Para evitar estos disparos no deseados, un contacto N/C de la función 59R de máxima tensión instalada en el triángulo abierto de 3 transformadores de tensión y que mide la tensión residual del sistema, controlará el disparo provocado por la función 51N. Generalmente esta función 59R se ajusta para un valor del orden del 12-15 % de la V_n de los transformadores de tensión. La función 59R señalada evita los disparos del interruptor de banco para faltas externas a la alimentación y que comportan generalmente, altas corrientes de tierra. Es importante que las funciones 51N y 59R estén bien coordinadas, debiendo de abrir el 59R su contacto N/C antes de que cierren los suyos el 51N y viceversa, que el 51N reponga antes que la función de tensión residual 59R.

09-10-2-5 Pérdida de tensión en barras

Lo mínimos y ceros de tensión en barras serán detectados a través de la función 27B que se muestra en la Fig. 110 y que provocará el disparo del interruptor de banco. El disparo por mínima tensión será temporizado para evitar los disparos intempestivos debidos a transitorios de tensión que pueden darse al reenganchar automáticamente el interruptor de banco, después de una desconexión realizada al despejar una falta en la alimentación de la batería.

09-10-2-6 Sobretensiones en el sistema

En condiciones extremas de sobretensiones en barras del sistema, una práctica recomendable es disparar el interruptor de banco. En la Fig. 110 se muestran tres unidades de la función 59B alimentados de barras a través de tres transformadores de tensión y que serán los encomendados de detectar los máximos de tensión en barras. Para evitar disparos intempestivos debido a sobretensiones transitorias, se dispondrá un temporizador que demore los disparos. También es práctica usual disponer una función temporizada de máxima tensión en lugar de un instantáneo de máxima tensión y un temporizador separados.

09-10-2-7 Protección de apoyo de desequilibrios en el banco

En grandes bancos de condensadores instalados en tensiones muy elevadas, se recomienda utilizar una protección de apoyo para los desequilibrios que se puedan producir. Puede ser una función 59N de máxima tensión alimentada a través de un transformador de tensión, que mida la tensión en bornas de un condensador de baja tensión situado entre el neutro y la tierra de la batería.

La función 59N se ajusta para detectar y hacer sonar una alarma cuando quedan fuera de servicio un número de unidades tales, que hagan que la sobretensión producida sobrepase el **105 %** de la tensión nominal. Por lo tanto, la función 59N detectará la sobretensión impresa en las bornas del condensador actuando cuando la sobretensión sobrepase el 105% señalado. A veces, se instala una segunda función redundante, para un segundo nivel de alarma. En ambos casos, es recomendable que la función 59N lleve incorporado un filtro pasabajos muy estrecho de la frecuencia industrial (50 ó 60 Hz.) para evitar operaciones intempestivas debidas a los armónicos. Un filtro de bloqueo de solo el tercer armónico, puede ser insuficiente para evitar completamente las falsas operaciones de esta función 59N.

09-10-2-8 Protección de fallo de interruptor de baterías

Si la conexión y desconexión de una batería de condensadores se hace a través de un interruptor automático y las protecciones accionan este mismo interruptor, es prácticamente imprescindible hoy día, disponer de la función de fallo de interruptor, máxime teniendo en cuenta, que en los equipos digitales de protección y control, añadir esta función no supone un costo adicional significativo. El ciclo de fallo de interruptor se iniciará a través de unos relés auxiliares excitados a través de las funciones de protección primarias y las de apoyo, que al operar energizarán sus temporizadores correspondientes. Si la falta no ha sido despejada y el temporizador de fallo de interruptor completa su ciclo, actuarán otros interruptores del sistema para aislar el banco de condensadores. Al final de este capítulo exponemos con más detalle la protección de fallo de interruptor.

09-10-2-9 Control de baterías derivación

El sistema a instalar para conectar o desconectar automáticamente una batería de condensadores depende principalmente de la finalidad para la que ha sido instalada. Si su utilización principal es el control de tensión, los condensadores deberán ser conectados cuando la tensión es baja y desconectados en el caso contrario. En esta aplicación, un elemento sensor de tensión será el que facilite la información para realizar el control.

Cuando la tensión del sistema está regulada por otros medios, significa que la utilización de los condensadores es para la corrección del factor de potencia y entonces, es el flujo de potencia reactiva la magnitud que se utilizará para el control, recomendando siempre, utilizar el control más sencillo que satisfaga los resultados deseados. Los elementos sensores, tanto de tensión como de potencia reactiva, energizan unos temporizadores que al completar su ciclo transmiten la orden de conexión de la batería, de la misma forma que remiten orden de apertura para eliminarla.

Si las necesidades de potencia reactiva capacitiva son constantes dentro de unos espacios de tiempo conocidos y fijos, las órdenes de conexión y desconexión de los interruptores automáticos de las baterías pueden ser transmitidos a través de interruptores horarios previamente programados.

09-10-3 Baterías de condensadores serie

La compensación de la energía reactiva inductiva en las líneas de transporte de energía mediante condensadores serie, se utiliza igualmente para mejorar la regulación de tensión, los límites de estabilidad del sistema, el reparto de cargas y optimizar la capacidad de transporte de la energía en el sistema. Esto en principio, puede parecer muy atractivo, sin embargo, hay que tener en consideración que los condensadores serie introducen algunos problemas peculiares en las protecciones de las líneas.

En condiciones de falta se produce una discontinuidad en la impedancia (inductancia negativa), corrientes subarmónicas y cuando actúan los explosores de aire para cortocircuitar los condensadores, se establecen corrientes y tensiones de alta frecuencia en el sistema. Estos factores pueden ser origen de actuaciones incorrectas en las protecciones de las líneas, si es que se han realizado las protecciones con los esquemas convencionales.

Hoy en día existen esquemas especiales para protección de líneas compensadas con condensadores serie. Estos esquemas son más complejos y costosos que los usuales para la protección de líneas y será preciso tenerlo en cuenta a la hora de definir los equipos.

La compensación con condensadores serie se hace normalmente, en líneas de transporte de energía a distancias muy largas.

En los principios básicos de las unidades direccionales y en las protecciones de distancia, hemos asumido que la corriente de falta invierte su sentido, solamente cuando se producen faltas a un lado y otro de

donde se halla situado el relé y también, que el cociente entre la tensión y la intensidad en el punto de ubicación del relé, es una medida de la distancia a la falta.

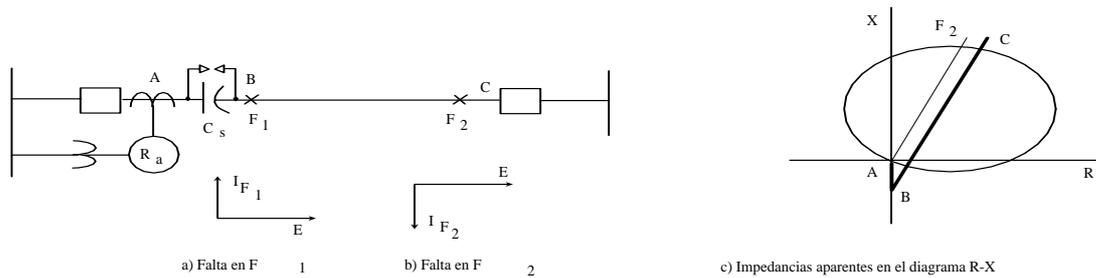


Fig. 111 - Condensadores en serie en líneas de transporte

En la Fig. 111 hemos representado un esquema unifilar simplificado de una batería serie instalada en las proximidades del extremo A de una línea de transporte de muy alta tensión.

Desde el punto de vista de las protecciones debemos de señalar que los ajustes de las unidades de distancia plantearán problemas, ya que dependerán de las potencias (kVAR) de las baterías de condensadores serie C_s y el punto de ubicación de los relés. Para una batería ubicada en las proximidades de A, la tensión E y la intensidad I_{F_1} para una falta que se produzca en F_1 serán las mostradas en a) de la Fig. 111. La intensidad de falta estará en adelanto respecto de la tensión (ángulo negativo que hemos supuesto de 90°) y la impedancia aparente vendrá representada por un punto tal que el B del diagrama R-X que incluimos en c) de la misma figura. Si el punto de la falta se mueve hacia el otro extremo C de la línea, la impedancia aparente de la falta F_2 se moverá según la trayectoria BC del mencionado diagrama R-X. En esta situación la unidad de distancia R_a no actuará para una falta que se produzca en F_1 ya que la discontinuidad introducida por la batería C_s en la impedancia aparente, hará como si la falta se hubiera producido en la dirección opuesta.

La mayoría de las baterías de condensadores serie tiene sus protecciones propias instaladas entre los terminales de la batería, protecciones tales como, explosores al aire, contra transitorios de tensión ó, interruptores automáticos accionados por relés de sobreintensidad o de tensión que cortocircuitan la batería al producirse una falta en la línea. Por ello las unidades de distancia pueden introducir una en su actuación, dando el tiempo necesario para eliminar los condensadores del servicio y se restablezcan las condiciones de operación en el sistema y puedan operar normalmente las unidades de distancia. Uno de los esquemas más adecuados para la protección de líneas compensadas mediante condensadores serie, es la protección de comparación de fase.

Queremos recalcar que la inclusión de condensadores de compensación serie en un sistema de potencia puede acarrear serios problemas en los turbogeneradores por el conocido problema de la "resonancia subsíncrona". Este fenómeno se produce porque las reactancias y los condensadores son elementos de almacenaje de energía y pueden producir fenómenos oscilatorios dinámicos. Cuando se hallan presentes ambos elementos, pueden inducir en presencia de faltas a que se produzcan grandes oscilaciones de energía y además producirse estas, espontáneamente. La frecuencia de las oscilaciones es inferior a la frecuencia normal del sistema (50 ó 60 Hz.) porque la reactancia capacitiva de compensación, siempre es inferior a la reactancia inductiva de la línea. Las corrientes de frecuencia síncrona de postfalta, crean componentes subsíncronas en los pares electromagnéticos del generador y si la frecuencia de estos componentes es próxima a la de su frecuencia torsional, el fenómeno de la resonancia puede traer consecuencias prohibitivas. Si la resonancia es un factor significativo, puede originar una respuesta de torsión en el eje y los daños por fatiga ser importantes a consecuencia de la falta en la línea. Además esto también, puede transformarse espontáneamente en forma de una inestabilidad dinámica.

Este posible problema de resonancia subsíncrona será preciso tener en cuenta, al estudiar la compatibilidad entre los turbogeneradores y los condensadores de compensación serie para ser instalados en las líneas.

09-10-4 Reactancias

En estos equipos haremos también una exposición más detallada de las reactancias instaladas en derivación y finalmente mencionaremos algunas precauciones a tomar para las reactancias instaladas en serie.

09-10-4-1 Reactancias derivación

El fin principal de estas *reactancia derivación* (shunt) es compensar parcialmente las líneas largas de muy alta tensión, de las consecuencias producidas por las altas intensidades generadas en sus puestas en carga. Estas reactancias conectadas en derivación sirven para controlar a lo largo de la línea de transporte la potencia reactiva y la tensión dentro de los límites y requisitos exigidos por el sistema eléctrico en condiciones de funcionamiento en régimen estable. Además ayudan a minimizar las sobretensiones transitorias que puedan aparecer en las maniobras de apertura de las líneas.

En los sistemas de muy alta tensión, la potencia de las reactancias utilizadas depende de factores muy diversos, pero en la mayoría de los sistemas eléctricos las reactancias se diseñan para compensar entre el 50 % y el 60 % la energía capacitiva generada por la línea.. Como se muestra en la Fig. 112, se instalan en los terciarios de los transformadores ó autotransformadores ubicados próximos al extremo de la línea ó en los mismos extremos de la línea.

La mayoría de las reactancias instaladas directamente a la línea son en baño de aceite, mientras que los instalados sobre los terciarios son del tipo *seco*, generalmente embebidos en masa de cemento ó equivalente.

En muchos casos las *reactancias derivación* pueden tener efectos peculiares no despreciables sobre las protecciones de la línea y si son de elevada potencia, se deberán tener en cuenta los valores de sus reactancias al determinar las impedancias vista por los relés de protección, tanto en condiciones normales de funcionamiento, como en condiciones de falta.

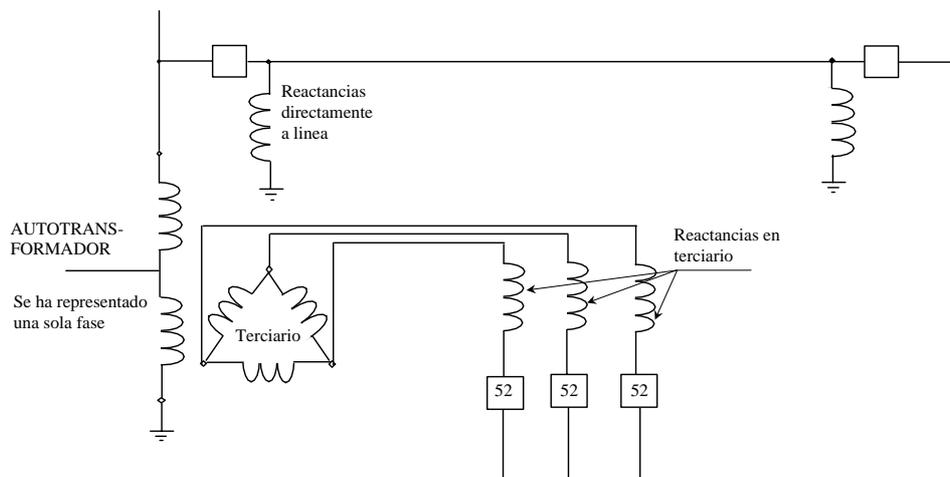


Fig. 112 - Instalación de las reactancias derivación

Estas reactancias pueden causar algunos efectos adversos en los reenganches muy rápidos, ya que al ser despejada una falta, las reactancias junto con las capacitancias de la línea pueden generar oscilaciones que prolonguen el mantenimiento del arco de la falta, siendo preciso incrementar el tiempo de seguridad antes de proceder al reenganche. Para minimizar este efecto, una práctica muy usual ha sido la utilización de resistencias de descarga en los interruptores automáticos.

09-10-4-2 Protecciones de reactancias

En el capítulo de protecciones de transformador, hemos apuntado resumidamente sobre las protecciones de reactancias instaladas en los terciarios de autotransformadores situados en subestaciones de seccionamiento o en subestaciones primarias. A continuación vamos a hacer algunas indicaciones sobre

las protecciones en las *reactancias derivación* instaladas directamente en los extremos de las líneas de transporte de energía.

En la Fig. 112 mostramos esquemáticamente las dos maneras que hemos mencionado de instalar las reactancias derivación.

Vamos a exponer a continuación las prácticas de protección que se han venido utilizando para las reactancias unidas directamente a las líneas de muy alta tensión

El esquema del apartado a) de la Fig. 113 muestra la variante utilizando relés diferenciales convencionales de margen porcentual, con un margen del 10% al igual que las utilizadas en generadores y en grandes motores. En este caso será preciso que las reactancias tengan accesibles las bornas de los dos extremos, para poder instalar transformadores de intensidad en ambos extremos. Con este esquema la protección verá las faltas entre fases y fase a tierra, en cambio no verá las faltas entre espiras de una misma fase.

La mayor parte de las faltas en las reactancias están involucradas con faltas a tierra y por ello otra alternativa es también, utilizar las protecciones mostradas en b) y c) de la Fig. 113. El esquema b) corresponde a una protección realizada mediante relés de alta impedancia y el esquema c) a una realizada mediante relés diferenciales con frenado de armónicos utilizados en transformadores de tres devanados. Estas dos últimas alternativas se utilizan cuando las reactancias de las tres fases van alojadas en un mismo cubículo y hay serios problemas para colocar transformadores de intensidad en ambos lados. Estas dos últimas alternativas tampoco servirán para detectar las faltas entre espiras de una misma fase.

Para las faltas entre espiras puede haber entre otras, las siguientes variantes:

- Instalar relés de presión de aceite ya que la mayoría de las reactancias conectadas directamente a línea son en baño de aceite.
- Disponer relés de sobreintensidad de retardo inverso para fases y tierra.
- Utilizar una protección de distancia de tierra de una sola zona, mirando hacia la reactancia.

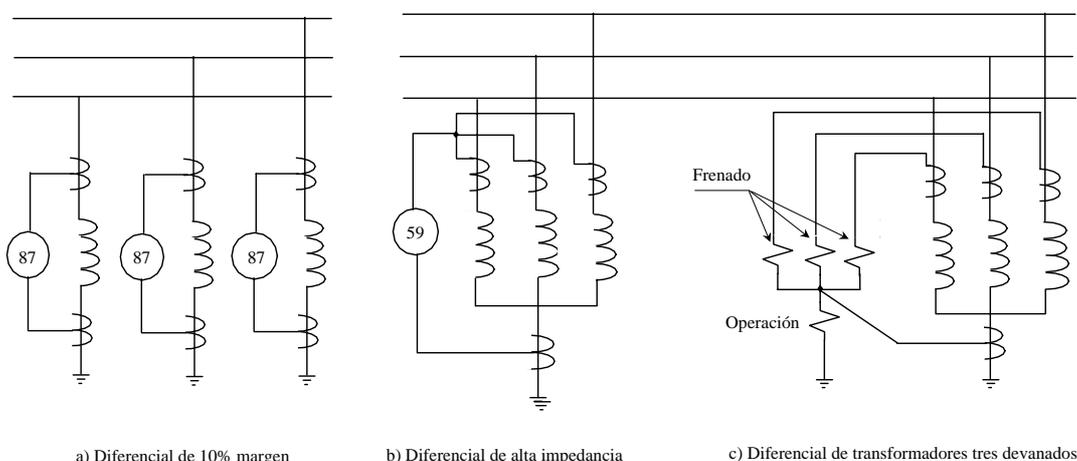


Fig. 113 - Protecciones de reactancias conectadas directamente a las líneas

Las dos primeras se pueden considerar como protecciones propias de las reactancias y la tercera como protección de apoyo. Además se dispondrá en cada extremos de línea un canal de disparo transferido para las faltas que se puedan producir en las reactancias.

09-10-4-3 Reactancias serie

La misión principal de las reactancias conectadas en serie en las líneas de transporte de energía es limitar las intensidades de cortocircuito y por ello, rara vez se eliminan del servicio, estando permanentemente en instalación.

Las reactancias serie, al igual que los condensadores introducen una impedancia en la línea pero el ángulo de una reactancia pura es de 90° en retraso (positivo) y produce una pequeña discontinuidad en la impedancia total de la línea.

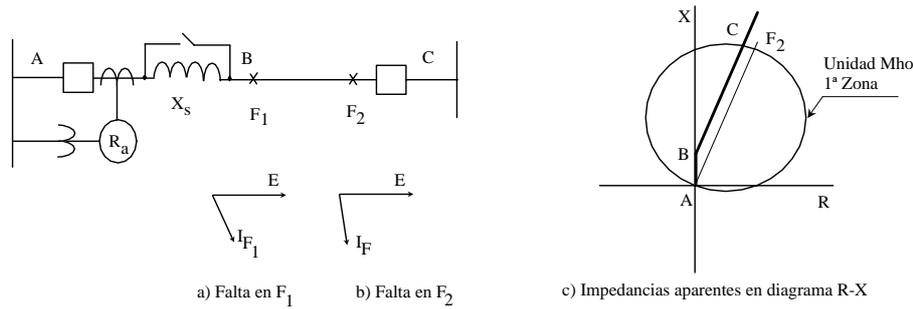


Fig. 114 - Reactancias en serie en una línea de transporte

La reactancia serie también afecta a los ajustes de los relés de sobreintensidad ya que el valor de la reactancia inductiva hará variar las intensidades de cortocircuito. En la Fig. 113 hemos representado de la misma forma que para los condensadores serie, un esquema unifilar simplificado con reactancias instaladas en serie, en grandes líneas de transporte.

Como punto final señalaremos que las reactancias serie habrá que tenerlas en cuenta y considerar como un parámetro adicional en la impedancia de la línea.

09-11 Otras funciones

A continuación vamos a hacer algunas consideraciones sobre:

- Fallo de interruptor
- Disparo y reenganche monofásicos
- Reenganche en líneas de transporte

que será preciso tener presentes en las protecciones de líneas ya que pueden aportar ciertas particularidades a tener en cuenta en los equipos de protección y control de los sistemas eléctricos de potencia y también sobre el importante tema de las pruebas de estos equipos.

09-10-1 Fallo de interruptor

Las funciones de protección que cubren el fallo de interruptor son de utilización muy frecuente y aplicados a interruptores de niveles de tensión cada vez más bajos, máxime si tenemos en cuenta que cuando se implementan equipos o sistemas de protección basados en tecnologías digitales, el coste adicional por dotar con funciones que cumplan este cometido no es muy significativo y completa un esquema que garantiza una protección de apoyo local, rápida y eficaz.

Se entiende como fallo de interruptor, cuando al producirse una falta o un cortocircuito en un punto del sistema eléctrico, el interruptor encomendado no ha abierto el circuito y por lo tanto, la falta no ha sido despejada por el interruptor que le correspondía.

Las causas de fallo de interruptor entendido de esta manera, se deben a tres factores principales:

- Anomalías en los relés o funciones de protección primarias.
- Ausencia de la corriente auxiliar de disparo y control de la batería ó, falta de continuidad en el circuito de disparo.
- Fallo en el sistema eléctrico ó en los dispositivos mecánicos del propio interruptor.

Realmente, el primer factor no es propiamente un fallo de interruptor, sino un fallo en un relé primario que no ha operado ante una falta y por lo tanto, no ha enviado señal de disparo al interruptor encomendado para despejar la falta. En este caso, la misión de despejar la falta se encomienda a las protecciones de apoyo remoto ó bien a las de apoyo local, dependiendo del esquema previsto y cuyo esquema suele depender de la importancia del elemento implicado dentro del sistema eléctrico.

En cuanto al segundo factor que recoge las anomalías en los circuitos auxiliares de C.C. y para el caso especial de ausencia de tensión en la bobina de disparo del interruptor, se deben de implementar unos dispositivos que vigilen en permanencia la continuidad del circuito de disparo. En este caso, aunque las protecciones hayan dado su señal de disparo, el interruptor no habrá abierto por no recibir su bobina de

disparo ningún impulso de corriente. En las protecciones convencionales, eran unos relés expresamente diseñados al efecto, los que tenían la misión de comprobar permanentemente la continuidad del circuito de disparo, pero los equipos digitales actuales, incorporan esas mismas funciones, como una función adicional más. Esta vigilancia de la continuidad del circuito de disparo se debe prever, tanto para interruptor cerrado como abierto.

En cuanto al tercer factor, existen unos relés o funciones específicas previstas para operar en el caso de que se haya producido una falta y después de enviar las protecciones señal de disparo, el interruptor no haya abierto y por lo tanto, la falta no se haya despejado. Esta protección que cubre el tercer factor es al que se le llama normalmente *protección de fallo de interruptor*.

En la Fig. 115 mostramos el diagrama lógico simplificado de una función de fallo de interruptor. Las unidades instantáneas de sobreintensidad I_1, I_2, I_3 e I_N de las tres fases y de neutro, se ajustan por debajo del nivel mínimo de la intensidad de cortocircuito, ya que su misión es estar energizadas mientras exista la falta. Las señales de salida de estas unidades constituyen las entradas de una función lógica **O** (OR) que ante la presencia de cualquiera de ellas produce una salida S_1 . Esta salida y una señal **D** de disparo procedente de las protecciones primarias, serán las señales de entrada de una función lógica **Y** (AND) y en presencia de ambas, se producirá una señal de salida S_2 que será la de iniciación del ciclo de un temporizador **T**. Si no hay reposición de señales y el temporizador completa su ciclo, producirá una salida S_3 de disparo, para que la falta sea despejada por otros interruptores. Las letras T/O que figuran en el recuadro indican, que T es el tiempo de demora (ajustable) y 0 el tiempo de reposición, que en este caso sería cero

El ajuste de T debe ser el mínimo posible pero debe cubrir el tiempo de disparo del interruptor, más el de reposición de las unidades instantáneas de sobreintensidad y un tiempo adicional de seguridad. Este tiempo no suele exceder de los 300 ms. Los dispositivos estáticos tienen ventajas respecto de los electromagnéticos, por ser inferiores los tiempos de reposición de las protecciones y los temporizadores más estables. El tiempo total se puede reducir de 300 a unos 250 ms.

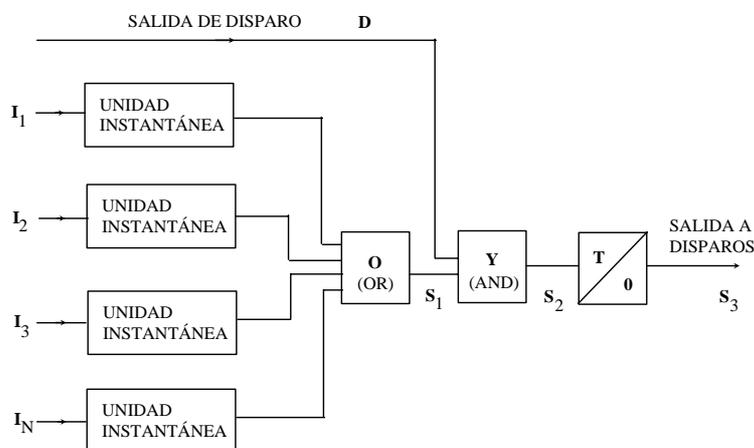


Fig. 115 - Diagrama lógico de un protección de fallo de interruptor

Dentro del tercer factor podemos incluir también la anomalía que puede existir al realizar maniobras con un interruptor, bien localmente ó a través del telemando y que después de una orden de cierre, quede alguno de los contactos principales (de energía) abierto. Esto se puede dar sobre todo, en los interruptores con accionamiento de apertura y cierre independientes por cada polo. A este fallo se le denomina *discordancia de polos del interruptor* y sobre todo, en sistemas de alta tensión se tiene en cuenta, ya que se generan corrientes de componente inversa que pueden ser causa de graves disturbios en el sistema. La protección de esta anomalía del interruptor, es a base de un dispositivo que consiste fundamentalmente en una puerta lógica **Y** (AND) que recibe las señales de entrada de los contactos auxiliares del interruptor que son reflejo del estado de los contactos principales. Si después de la orden de cierre, alguno de estos contactos auxiliares permanece en la situación inicial, se produce un **0** de señal a la salida de la puerta

lógica dando orden de apertura tripolar del interruptor. Este dispositivo también se hace extensivo para las órdenes de apertura, para el caso de que queden fases sin abrir.

09-11-2 Reenganche a alta velocidad

A partir de un sistema con generación en los dos extremos enlazados por una línea doble y utilizando las curvas de transferencia de potencia que se muestran en la Fig. 116 y que han sido expuestas en el tema de estabilidad transitoria, vamos a justificar la utilidad del reenganche a *alta velocidad* en casos en los que en el sistema exista un considerable *tiempo límite* de estabilidad transitoria.

Como hemos hecho en ocasiones anteriores, vamos a iniciar desde el punto de funcionamiento estable A. Al producirse la falta F se reduce la capacidad de transferencia de potencia al punto B y el ángulo δ crece a lo largo de la curva **II** hasta alcanzar el punto C. En este punto se produce el disparo simultáneo de los interruptores de los extremos de la línea en falta, permitiendo que la potencia transferida se recupere parcialmente hasta el punto D de la curva **III**. Por la misma Fig. 116 deducimos que de no suceder ningún evento posterior, el área rayada por debajo de la curva **III** y la recta horizontal es inferior al área previamente acumulada entre esa misma recta horizontal y la curva **II**, siendo el origen de una inestabilidad transitoria. Vamos a considerar que en el tiempo que transcurre para alcanzar el punto E se ha abierto la línea en falta, durante un período de tiempo suficiente para que se haya desionizado el arco producido al despejar la falta y en el punto E, se haya realizado un reenganche con éxito. En este momento el punto de operación del sistema es el F y cuando δ haya avanzado algunos grados, por ejemplo, hasta el punto G de la curva **I**, el sistema pasará a su operación estable en el punto inicial A.

Con el reenganche no solamente se ha conseguido aumentar con rapidez el límite de la inestabilidad transitoria, sino que se ha restablecido con celeridad el sistema en su punto de operación inicial, sin esperar a la actuación manual de un operador.

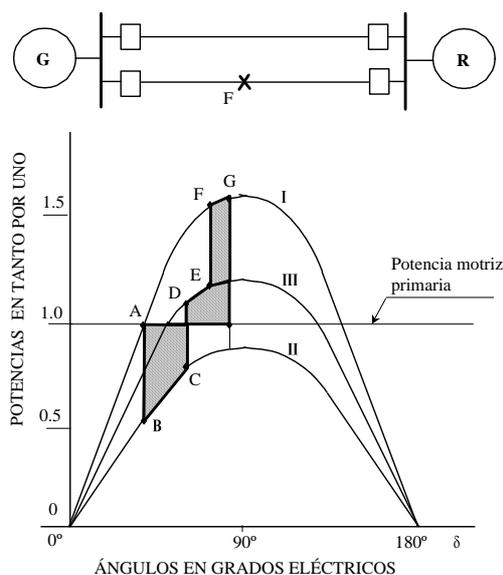


Fig. 116 - Reenganche a alta velocidad en línea doble

Si consideramos un reenganche a alta velocidad como una función diseñada para aumentar el tiempo límite de la estabilidad transitoria de un sistema, tenemos que tener presente que si el reenganche de la línea se realiza sobre una falta permanente, existe el riesgo de todo lo contrario. En cambio, si el reenganche es necesario para mantener la estabilidad, es decir, si el sistema es inestable en el caso de que no se produzca el reenganche, el correr el riesgo de que sea sobre una falta permanente, puede resultar incluso positivo.

Los cortocircuitos pueden ser transitorios ó permanentes y mientras que reenganchar sobre una falta permanente no es posible, puede tener éxito sobre una falta fugitiva conservando la estabilidad.

En el capítulo donde mencionábamos los *interruptores*, denominábamos con el término de *tiempo muerto*, al tiempo mínimo entre la apertura del interruptor y el reenganche. Un tiempo muerto de 20 ciclos (400 ms. en 50 Hz.) se considera aceptable para tensiones hasta de 380 kV.

Podemos afirmar en general, que un reenganche a alta velocidad es muy útil para evitar las perturbaciones que puedan seguir a un régimen de funcionamiento estable. Esto puede suceder si la línea en falta, por su gran capacidad de transferencia de potencia, es un enlace crítico para el sistema y su separación, ser causa de sobrecargas para las otras partes del sistema. En muchas ocasiones, la pérdida de sincronismo de una central con varios generadores, puede ser un suceso menos severo que la separación de un enlace importante del sistema, por no practicar el reenganche.

09-11-2-1 Disparo y reenganche monofásicos

Vamos a referirnos a los equipos de protección que van a estar asociados a interruptores unipolares con bobinas de disparo y de conexión independientes por cada polo o fase del interruptor y que van a permitir el disparo y reenganche monofásicos, solamente para aquella fase o fases donde se ha producido la falta.

Hasta ahora hemos considerado que los disparos eran tripolares, pero las estadísticas nos señalan que en las líneas de transporte, la gran mayoría de las faltas son monofásicas y de estas al menos un 85 % de fase a tierra. El disparo solamente de la fase en falta, va a minimizar los efectos perniciosos de las faltas en la operación del sistema, aumentando el tiempo límite para la pérdida de la estabilidad y así, poder seguir transportando energía por las otras fases sanas.

Los beneficios que se derivan del disparo monofásico son más apreciables en líneas de simple circuito e incluso en este caso el beneficio puede no ser grande, si la generación en los extremos de la línea es pequeña comparada con la de una derivación intermedia de gran aporte de energía.

Los métodos de cálculo para la evaluación cuantitativa de las magnitudes eléctricas en los esquemas de disparo y reenganche monofásicos, son los mismos que para los sistemas trifásicos. Únicamente, será preciso utilizar la *reactancia de transferencia* apropiada para cada tipo de falta considerada. Después que los interruptores de un terminal de línea hayan abierto uno ó dos polos, habrá que utilizar las componentes simétricas para representar correctamente el caso de la apertura de uno ó dos conductores.. En un sistema trifásico la apertura de un conductor, se representará por un esquema donde figuran insertados *el paralelo de las reactancias de la componente inversa y homopolar y estas estén en serie con la red de componente directa*. La apertura de dos conductores se representará por un esquema donde están insertados *en serie con la red de componente directa, la serie de las componentes inversa y homopolar*.

Los esquemas de disparo y reenganche monofásicos son más complejos y económicamente más costosos que los esquemas tripolares convencionales, debido a que requieren equipos adicionales de protección para poder detectar individualmente y seleccionar las faltas en cada una de las fases. En estas aplicaciones las protecciones principales y las de apoyo, generalmente son muy similares. Los dispositivos ó relés de reenganche son también diferentes a los utilizados en los reenganches trifásicos. Se suele preferir que los tiempos muertos sean también diferentes para las faltas de fase a tierra que para las faltas polifásicas, pudiendo incrementar los tiempos muertos en los primeros hasta en un 50 % debido a la capacitancia de acoplamiento mutuo con los conductores adyacentes que permanecen en servicio. En esquemas tradicionales se disponían manetas selectoras para seleccionar el modo de reenganche.

En la actualidad, en esquemas avanzados con funciones de reenganche de tipo digital, se pueden utilizar esquemas de reenganche adaptativos, donde la lógica del relé de protección de línea está interrelacionada con el reenganchador, para demorar según el tipo de reenganche que se trate para bloquearlo, incluso anularlo y con la posibilidad de incorporar otras lógicas afines con la problemática del reenganche. Existen estudios que demuestran que los reenganches extremadamente rápidos tienen poca importancia en faltas de fase a tierra, despejadas por disparo monofásico. El reenganche con comprobación de sincronismo se combina a menudo, con los relés de reenganche monofásicos para ser utilizados en operaciones de disparos trifásicos.

En suma, se recomienda la utilización del disparo y reenganche monofásicos, si redundan en un beneficio en la estabilidad transitoria del sistema.

09-11-3 *El reenganche en las líneas de transporte*

Hemos señalado que la mayoría de las faltas en las líneas de transporte de energía son monofásicas y podemos añadir además, que de ellas un alto porcentaje son fugitivas. Esto ha conducido a la práctica, de reenganchar automáticamente una línea desde una central de generación remota, después de un disparo producido por una falta. En estos casos, se debe dar un reenganche monofásico rápido, solamente en el

caso de que se haya producido un disparo simultáneo de todos los interruptores de línea por la actuación de las protecciones primarias de alta velocidad. Si la falta persiste, las protecciones volverán a disparar los interruptores, pero no se recomienda hacer más intentos de reenganche automático de los interruptores de línea. Sin embargo, algunas empresas eléctricas, tienen establecida la normativa de realizar dos o tres intentos de reenganche, con unas demoras preestablecidas entre cada intento.

La realización de un reenganche automático rápido de una línea puede ser beneficioso ya que el restablecimiento del servicio puede ser en poco tiempo, minimizando los efectos perniciosos por interrumpir la alimentación a ciertas cargas críticas y además, haciendo que el sistema pueda transportar mayores cargas.

Las empresas eléctricas han aplicado este sistema de reenganche automático rápido durante muchos años con excelentes resultados. Las estadísticas demuestran que en un 80-90% los reenganches se han producido con éxito.

En cambio, después de un disparo por faltas entre fases en las líneas de salida de una subestación elevadora de la central de generación, no es recomendable un reenganche automático rápido ya que si la falta es persistente, se pueden originar esfuerzos mecánicos y fatigas importantes en los ejes de los turbogeneradores de vapor.

Las exigencias del reenganche automático de los turbogeneradores de vapor se pueden reducir a:

- Dar un tiempo mínimo de 10 segundos entre reenganches.
- Utilizar programas de reenganches selectivos, solamente para reenganches sobre faltas monofásicas de fase a tierra.
- En el caso de utilizar reenganche secuencial, reenganchar primeramente el interruptor del extremo remoto de la línea y si la falta persiste, bloquear el interruptor de salida de la subestación de generación.

Esta práctica se aplica solamente en líneas largas y donde no existe ninguna generación en el extremo remoto.

09-12 Nuevos elementos en el sistema

Solamente vamos a relacionar los nuevos elementos que recientemente se están incorporando a los sistemas de potencia y que de alguna manera, van a afectar al funcionamiento de la red y a sus protecciones actuales.

Estos elementos son conocidos por las siglas **FACTS** derivadas de la denominación anglosajona - *Flexible Alternative Current Transmission System*- y en la actualidad lo componen los dispositivos siguientes:

- Condensadores serie controlados por tiristores -TCSC-
- Condensadores estáticos -STATCON-
- Reactancias controladas por tiristores -TCSR-
- Compensadores estáticos de tensión -SVC-
- Limitadores de tensión controlados por tiristores -TCVL-
- Reguladores de fase controlados por tiristores -TCPR-
- Amortiguadores de resonancias subsíncronas -N6H-

Indudablemente, la inserción en la red de los mencionados dispositivos y otros que puedan surgir, van a plantear nuevos problemas en el sistema y será preciso, diseñar protecciones que protejan estos elementos y además revisar las protecciones existentes, haciendo las modificaciones adecuadas teniendo en cuenta los efectos que puedan producir sobre la red.

10. PROTECCIONES DE GENERADOR

10-0 General

Generalmente las empresas hidroeléctricas, tienen bastante estandarizadas las prácticas de aplicación de las protecciones de generador. Los equipos de protección cubren desde la detección de los cortocircuitos hasta la identificación de condiciones anormales de funcionamiento.

En un sistema con grandes generadores instalados, los relés cubren al menos las protecciones siguientes:

- *Faltas en el estátor*
- *Tierra en los devanados de campo*
- *Pérdida de excitación*
- *Sobrecargas y fases desequilibradas en el estátor*
- *Motorización*
- *Pérdida de sincronismo*
- *Frecuencias anormales*
- *Sobreexcitación*
- *Faltas externas*

Para hacer nuestros comentarios en esta exposición resumen de las protecciones de generador, vamos a considerar solamente la configuración del conjunto de generador y transformador. Esta configuración integrada por un generador y el transformador elevador conectados al sistema como una unidad, se muestra en la Fig. 117.

Dentro de nuestro supuesto no se ha incluido el interruptor del generador. Se ha considerado el transformador elevador de conexión estrella-triángulo con neutro a tierra y el neutro de la estrella del generador conectada a una tierra de alta resistencia, a través de un transformador de distribución. Este tipo de configuración es de muy frecuente utilización para todo tipo de turbogeneradores, tanto de combustión interna desde 25 MW, hasta turbogeneradores de vapor de 1500 MW.

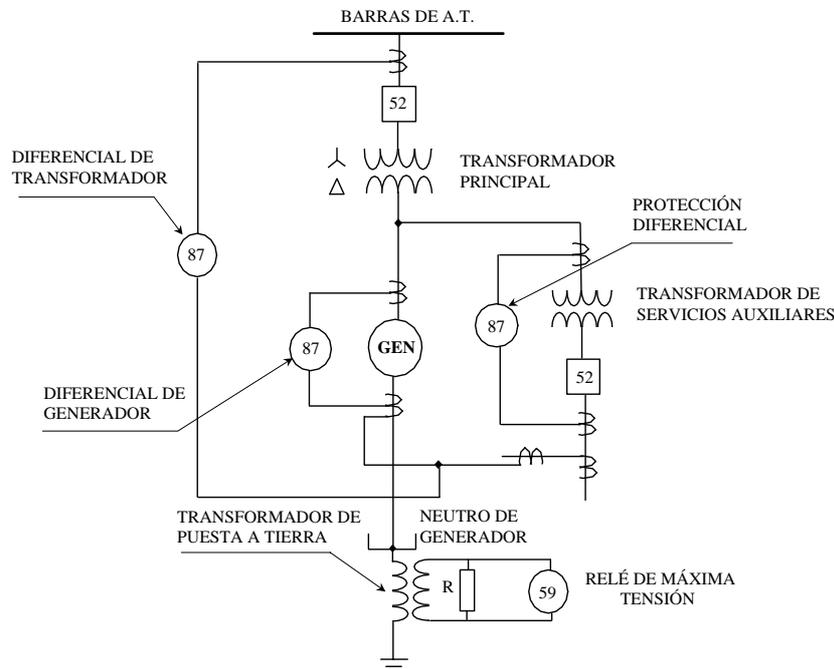


Fig. 117 - Protecciones del conjunto Generador-Transformador

10-1 Faltas en el estátor

Los relés ó funciones de protección de generador tienen encomendada dentro de su misión, la detección de faltas entre fases y de fase a tierra en los devanados del estátor. Cuando nos referimos a faltas entre fases es, a faltas entre dos o entre los tres conductores de las fases o devanados, mientras que en las faltas a tierra, nos referimos a faltas entre el conductor o devanado de una fase y tierra.

10-1-1 *Faltas entre fases*

Para proteger el generador y el transformador elevador generalmente se utilizan relés de corriente diferencial de porcentaje. Tal y como se muestra en la Fig. 117, se dispone una protección diferencial para el generador y una protección diferencial separada para el transformador elevador. La protección diferencial del transformador se conecta normalmente para que incluya al generador dentro de su zona de protección. Es frecuente encontrarnos que esta protección sirva también de apoyo al transformador de servicios auxiliares de la subestación. En cada protección diferencial se han venido utilizando posiciones trifásicas conteniendo cada una de ellas, un conjunto de tres relés monofásicos.

Debemos señalar que la protección diferencial del generador es a base de relés diferenciales de porcentaje sin que tengan ningún aditamento especial de los incluidos en los diferenciales de transformador que comentaremos más adelante. Los diferenciales de generador son de un margen porcentual de $k=10\%$, considerado suficiente para compensar las diferencias de precisión de los transformadores de intensidad.

10-1-2 *Faltas a tierra*

En los casos de neutro de generador puesto a tierra a través de un elemento de alta resistencia, la corriente primaria en los bornes del generador para faltas de fase a tierra, se debe de limitar como máximo a unos 20 Amps, siendo una práctica muy usual limitar a 10 Amps. Con corrientes de este nivel (bajo), las protecciones diferenciales no pueden detectar las faltas a tierra del generador ni las del transformador. En estos casos de puestas a tierra del neutro de generador a través de una resistencia alta, la detección de las faltas a tierra se ha realizado generalmente, mediante una función de máxima tensión conectada en los extremos de la resistencia intercalada en el neutro del generador. Una falta a tierra en cualquier punto de la zona del generador hará que aparezca una tensión en bornas de la resistencia del neutro, haciendo actuar a la función de máxima tensión.

Cuando cualquiera de las protecciones bien de fase o de tierra operan, es conveniente hacer que el disparo se realice a través de un relé auxiliar multicontacto de reposición manual. Este relé auxiliar se conecta para producir el disparo del interruptor principal del generador, el interruptor de campo y cortar la alimentación de gas o vapor a la turbina, parando la unidad motriz primaria y a su vez, haciendo sonar una alarma.

10-2 **Tierra en los devanados de campo**

La excitatriz y el circuito de campo de un generador es un sistema aislado de tierra. Una sola falta a tierra del circuito de campo no afectará al funcionamiento del generador. Sin embargo, una segunda falta en este circuito puede cortocircuitar parte del devanado de excitación y en consecuencia, producir flujos desequilibrados en los entrehierros del generador. Estos desequilibrios en el flujo, producen grandes vibraciones que pueden ser causa de graves averías en el generador. Esto implica la necesidad de instalar unas protecciones para detectar las faltas a masa, que se dan preferentemente en los devanados de campo del generador, en la armadura y en las bornas de la excitatriz.

En la Fig. 118 mostramos una de las protecciones utilizadas para estos fines consistente en conectar en serie una fuente de corriente continua a través de una resistencia **R** de alto valor óhmico y un relé de máxima tensión (función 64) entre el terminal negativo del devanado de campo y tierra. El rotor del generador está puesto a tierra a través de una escobilla sobre un anillo rozante dispuesto en el eje del rotor. Una falta a tierra en cualquier parte del devanado de campo o en la excitatriz, imprimirá una tensión en el relé causando su operación. La actuación de esta protección se organizará para provocar el disparo de los interruptores del generador, el del campo y además, deberá dar orden de parada de la unidad motriz primaria.

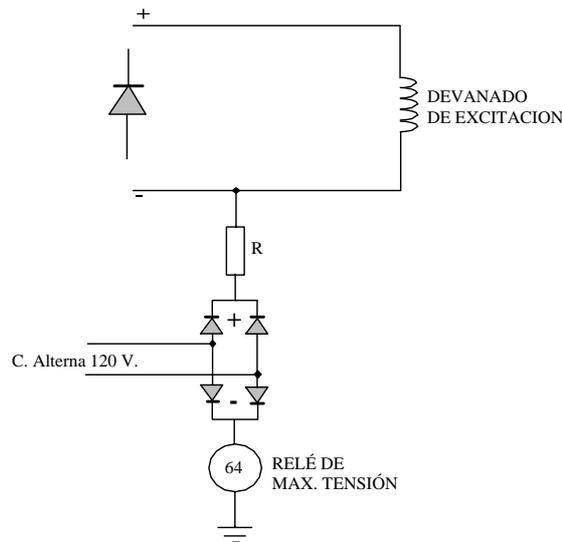


Fig. 118 - Protección de faltas a tierra en el circuito de excitación

10-3 Pérdida de excitación

La pérdida de excitación puede ser producida por un cortocircuito franco o un circuito abierto en el devanado de campo. Cuando un generador funcionando a plena carga pierde la excitación, pierde el sincronismo y pasa a funcionar como un generador de inducción. Esto hace que continúe suministrando cierta potencia a la red, recibiendo su excitación del sistema en forma de potencia reactiva (VAR). La potencia reactiva absorbida por el generador puede llegar a ser igual a la de su potencia nominal. Durante estas condiciones de funcionamiento, el generador está expuesto a sufrir averías debidas a las elevadas puntas de corriente en el estátor, con el consiguiente calentamiento excesivo del rotor y generar pares vibratorios en el eje. Además, pueden perder la estabilidad otros generadores de la red provocando un colapso general del sistema.

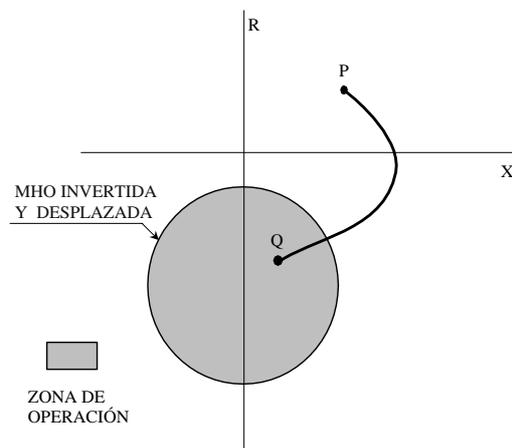


Fig. 119 - Característica de la protección de pérdida de excitación

Como hemos señalado aquí adelante, al producirse la pérdida de excitación, el generador pierde el sincronismo. Ante esta circunstancia, varían la tensión en bornas y la intensidad del generador y por lo tanto, variará la impedancia vista en bornas del generador. El equipo de protección utilizado para la pérdida de excitación, consiste normalmente en un relé de distancia (característica Mho invertida y desplazada) que se muestra en la Fig. 119, conectada a los terminales de salida del generador y ajustado para detectar la variación de impedancia producida en las condiciones de pérdida de excitación. La impedancia del sistema en su régimen normal de funcionamiento, es un punto tal que el P situado en el

primer cuadrante y que hemos dibujado sobre el diagrama R-X. En las condiciones de pérdida de excitación, el lugar geométrico de esta impedancia es una curva que penetra dentro de la característica de la unidad de distancia, alcanzando en poco tiempo una posición tal que Q actuando la unidad Mho de la figura. Esta protección se organiza generalmente, para producir el disparo de los interruptores del generador y el del campo. No debe provocar la parada del accionamiento primario ya que en la mayoría de los casos, se resuelve la anomalía rápidamente incorporándose el generador a su servicio normal.

10-4 Sobrecargas y fases desequilibradas en el estátor

Las sobrecargas en los devanados del estátor y el efecto de las corrientes desequilibradas en los mismos, dan lugar a calentamientos excesivos en estos devanados con riesgo de deterioro de los aislamientos.

Las corrientes desequilibradas en el estátor de un generador pueden ser originadas por una asimetría de impedancias, por cargas desequilibradas y por faltas asimétricas, tales como faltas entre fases, todas las faltas a tierra y la apertura de alguna de las fases. En cualquiera de estas condiciones, se producen corrientes desequilibradas en el generador que pueden provocar grandes intensidades de componente inversa (100 Haz) en el rotor, origen de un rápido sobrecalentamiento con posibles desperfectos en el rotor del generador.

Las corrientes inducidas en el rotor son proporcionales a las corrientes de componente inversa del estátor y por lo tanto, ha sido práctica muy usual, instalar relés de sobreintensidad de tiempo inverso de componente inversa para detectar las condiciones de corrientes desequilibradas en el generador y que a la vez, pudieran ser utilizadas como protecciones de sobreintensidad de las sobrecargas en el estátor.

Este tema de los desequilibrios lo trataremos con algo más de amplitud en el capítulo dedicado a la protección de motores, pudiendo aplicar casi íntegramente a los generadores. Las nuevas tecnologías digitales permiten hacer una analogía térmica más ajustada del comportamiento del generador que con los relés de sobreintensidad de tiempo inverso de componente inversa que hemos mencionado como práctica habitual hasta hace pocos años.

Esta protección debe disparar el interruptor del generador aislándolo del sistema, pero sin que se produzca la parada total, debido a la posibilidad de una rápida eliminación de la anomalía.

10-5 Motorización

Una turbina de vapor precisa protección contra el sobrecalentamiento cuando se corta la alimentación de vapor y el generador funciona como motor. El constructor de la turbina suele suministrar una serie de instrumentos termométricos para detectar esta condición y aislar el generador del sistema. Una práctica común consiste, en complementar estos instrumentos termométricos con relés de inversión de potencia conectados en bornas de generador para detectar el cambio de sentido de la potencia.

Los relés de inversión de potencia también se utilizan para proteger contra la motorización en generadores, no solamente en los accionados por turbinas de vapor, sino igualmente en los accionados por motores diesel ó por turbinas de combustión de gas. Los relés de inversión de potencia utilizados en esta aplicación, deben tener la suficiente demora para que el interruptor no dispare por inversiones momentáneas de potencia durante las severas oscilaciones que pueden producirse entre la máquina y el sistema, originadas por anomalías en el sistema.

10-6 Pérdida de sincronismo

Esta protección contra la pérdida de sincronismo no se aplica a todos los generadores. Se utiliza únicamente, en aquellos que durante la pérdida de sincronismo el **centro eléctrico** del sistema se sitúa en el generador o en el transformador elevador inmediato al generador. Como es sabido, el *centro eléctrico* es aquel punto del sistema donde la tensión es cero y se produce cuando la tensión del generador está en oposición de fase con la del sistema.

Una práctica muy común consiste en instalar una protección a base de relés de distancia que midan la variación de impedancia a la salida del generador detectando la pérdida de sincronismo. Esta protección se ajusta para que dispare el interruptor del generador, cuando la tensión de la máquina se desfasa 90° o menos respecto de la tensión del sistema. El esquema de la protección se diseña generalmente, para que dispare solamente el interruptor del generador y así poder hacer rápidamente su reconexión en cuanto lo permitan las condiciones del sistema.

10-7 Frecuencias anormales

El funcionamiento a frecuencias anormales puede producir deterioros en los grupos turbogeneradores. Los márgenes de tolerancia de las frecuencias de funcionamiento, tanto del generador como el de la turbina, están muy limitados si se desean evitar graves desperfectos en ellos, siendo los márgenes en las turbinas aún más severos que en el generador, debido a las resonancias mecánicas que se producen, aunque sean durante tiempos muy cortos. Pueden ser fuente de serias averías, incluso con pequeñas variaciones de la velocidad si no se toman las precauciones adecuadas. Los efectos del funcionamiento fuera de los límites de frecuencia son además acumulativos lo que significa, que los tiempos acumulados de operación fuera de los límites de frecuencia fijados, no deben de exceder los tiempos de operación límite permitidos por el fabricante.

En condiciones anormales de funcionamiento y como prevención de descensos de frecuencias en el sistema eléctrico, la protección primaria para un grupo turbogenerador es un programa compuesto por un sistema de *deslastre de cargas* (load shedding). Este sistema de deslastre de cargas será diseñado e implementado, para conducir rápidamente la frecuencia del sistema a sus valores normales de funcionamiento. Una práctica muy común consiste en instalar como protección de apoyo del generador, relés de mínima frecuencia de varios niveles. Los niveles y tiempos de operación de estos relés de frecuencia se deben ajustar de acuerdo con los límites de protección establecidos para las capacidades de funcionamiento de las turbinas, dadas por los fabricantes de los equipos.

Como información orientativa vamos a indicar a continuación escalones de protección que han sido utilizados en sistemas de 50 y de 60 Hz., con las temporizaciones de disparo.

Escalón	Frecuencia de ajuste (Hz)		Demora del disparo
	50	60	
1	49.1	59.0	3.0 min.
2	48.7	58.5	30.0 seg.
3	48.3	58.0	5.0 seg.
4	47.9	57.5	0.7 seg.
5	47.5	57.0	Disparo directo

10-8 Frecuencias subsíncronas

En un sistema que disponga condensadores serie de compensación, puede que se desarrollen oscilaciones de frecuencias subsíncronas que originen pares sobre los ejes de los generadores que resulten perjudiciales para estos. Si el generador está conectado en estas condiciones, se recomienda que se incluya dentro del paquete de *protecciones de generador*, un control de la resonancia de las frecuencias subsíncronas.

10-9 Sobreexcitación

Tanto los generadores como los transformadores están diseñados para funcionar permanentemente a un nivel máximo de excitación (flujo). El valor de este nivel suele ser del orden de 105 % para la excitación de un generador y de un 110 % para un transformador. Estos niveles de excitación, se definen normalmente, en términos de **V/Hz**. Si se sobrepasan, el equipo puede saturarse y circular el flujo por unas partes del circuito que no han sido diseñados para niveles altos de densidad de flujo. La sobretensión producida por la elevación de los niveles de densidad, pueden producir la perforación de los aislamientos de la chapa magnética y también, crear *puntos calientes* debido al incremento de las corrientes inducidas, causas ambas, de posibles averías en el equipo.

La protección contra la sobreexcitación hasta la fecha ha sido realizada, mediante la utilización de un relé de tensión, cuya operación era función de los V/Hz discriminados por un circuito resonante L-C adecuado. Se instalaban dos o más relés de este tipo para proteger el generador y el transformador elevador. En el caso de operar se provoca el disparo, solamente del interruptor de desconexión del generador y el del campo.

10-10 Faltas externas

En los generadores se instalan normalmente protecciones para faltas externas o de apoyo del sistema. El propósito de estas protecciones es desconectar el generador por faltas entre fases o a tierra, que no hayan sido despejadas en la parte de alta tensión del sistema. Para cubrir esta función de protección de apoyo de faltas entre fases, se han utilizado relés de sobreintensidad de tiempo inverso con frenado por tensión, si las protecciones de línea eran a base de relés de sobreintensidad ó bien, relés de distancia asociados a un temporizador, si las protecciones de línea eran de distancia. La protección de apoyo de las faltas a tierra se realizaba mediante relés de sobreintensidad de tiempo inverso ubicados sobre el neutro del devanado

de alta tensión del transformador elevador. El disparo provocado por estos relés de protección de apoyo, es a través de un relé de reposición manual con desconexión del generador.

11. PROTECCIONES DE MOTOR

11-0 General

Nos vamos a referir a motores eléctricos de potencias significativas y conectadas a redes trifásicas de energía eléctrica a través de sendos interruptores automáticos de capacidad de ruptura adecuados.

Haremos mención a las protecciones comunes para los asíncronos y síncronos, señalando si existe, alguna peculiaridad que pueda diferenciar unos de otros, para al final, exponer las protecciones adicionales a aplicar a los motores síncronos.

Trataremos de justificar las funciones de protección más adecuadas que garanticen un funcionamiento continuado de los motores y en el caso de que se produzcan faltas o anomalías en el funcionamiento, sean rápidamente identificadas por las protecciones y desconectados los motores de las fuentes de alimentación, antes de que se produzcan grandes daños con los elevados costes correspondientes.

Los problemas fundamentales que afectan a la elección de las protecciones de los motores son afortunadamente, independientes del tipo de motor y del tipo de la carga a la que va conectada.

Las condiciones por las que se debe requerir la actuación de las protecciones de los motores, las podemos agrupar en dos grandes categorías, por un lado las impuestas por las faltas internas y por otro lado, las impuestas por condiciones externas.

Dentro de la primera categoría incluiremos, el *fallo de cojinetes, faltas entre fases y de fases a tierra en el estátor, contorneos entre bornas* y las *sobrecargas*.

En la segunda se incluyen, la *alimentación del motor con tensiones desequilibradas, arranque y marcha en monofásico, bloqueo de rotor, arranques excesivamente largos, sobretensiones, subtensiones e inversión del orden de sucesión de fases en el arranque* y en los síncronos además, *la pérdida de sincronismo, sobrecargas en el rotor y las subfrecuencias*.

11-1 Protecciones de motores contra las faltas internas

11-1-1 Fallo en los cojinetes

Los fallos en los cojinetes son debidos generalmente, a problemas en el circuito del lubricante o por problemas mecánicos.

Los dispositivos de protección deben dar respuesta a una ó a más condiciones de las que indicamos a continuación:

- Bajo nivel en el depósito (Por detección del nivel de liquido)
- Baja presión de aceite (Por detección de presión)
- Reducido caudal de aceite (Mediante detector de caudal)
- Elevada temperatura (Por termopar detector de temperatura)

La detección de temperaturas elevadas es la más difícil de conseguir y generalmente, se realiza detectando la temperatura del líquido lubricante de los cojinetes.

11-1-2 Faltas eléctricas en los devanados del estátor

A continuación analizaremos las faltas a tierra y entre fases en los devanados, faltas en bornas del propio motor, faltas en la línea de alimentación y las sobrecargas prolongadas.

11-1-2-1 Faltas a tierra

Son las más frecuentes en los devanados del estátor de los motores, provocadas por deterioro de los aislamientos, generalmente por el envejecimiento de estos debido principalmente a la fatiga térmica. Estas faltas se detectan con bastante facilidad a través de una función de sobreintensidad instantánea, ajustada para un valor del orden del 20% de la intensidad de plena carga del motor y conectada en el secundario de un transformador toroidal ó en el circuito residual de tres transformadores de intensidad. En este último caso, para evitar que opere por las corrientes residuales que puedan existir en los picos de intensidad en los primeros instantes de los arranques por diferencias en las curvas de saturación de los transformadores de intensidad, es una práctica muy utilizada, insertar una resistencia estabilizadora en serie con la bobina de operación del relé.

11-1-2-2 Faltas entre fases

Las faltas entre fases no son muy frecuentes por ser grande el aislamiento entre ellas. Además, como los bobinados van encajados en las ranuras de las chapas magnéticas que van conectadas a tierra, las faltas entre fases se convierten rápidamente en faltas a tierra siendo detectadas por la función de protección anteriormente descrita.

Se instalan tres funciones de sobreintensidad instantáneas que además de las faltas entre fases, cubren las faltas que se puedan producir por contorneo de arcos en las bornas del motor y en la línea de alimentación. Estas unidades se demoran 40/50 MS. para evitar que operen con los picos de intensidad que se producen en los períodos iniciales de los arranques.

En motores muy grandes y cuando por exigencia expresa del usuario, los principios y fines de los devanados del estator se hallan accesibles en una caja de bornas, es bastante usual instalar una función *de protección diferencial* contra las faltas entre fases, sirviendo las mencionadas de sobreintensidad, como apoyo de la diferencial. La protección diferencial de motores es a base de relés o funciones diferenciales de porcentaje del 10% de margen.

11-1-3 *Sobrecargas en el motor*

Los motores no pueden soportar en permanencia más que una pequeña sobrecarga, del orden del 5/7 % de la potencia nominal sin que resulten seriamente dañados los aislamientos por fatiga térmica. Frecuentemente en explotación, es preciso tolerar puntas pero durante tiempos cortos. La protección que mejor se adapta es aquel que tiene en cuenta los calentamientos correspondientes a las sobrecargas en función de la integración de regímenes de marcha precedentes, siendo una auténtica imagen térmica que se calienta y se enfría al mismo tiempo que el motor. Esta imagen térmica debe de incluir el efecto multiplicador de la componente inversa de las corrientes, presente en el motor cuando es alimentado con tensiones desequilibradas.

Al estudiar los fenómenos térmicos en un motor, debemos distinguir dos regímenes de calentamiento diferentes, uno que podemos denominar adiabático debido a fuertes sobrecargas en tiempos cortos, tales como arranques y bloqueos de rotor y otro, un régimen de calentamiento lento por el funcionamiento normal del motor.

En el régimen adiabático, el calor desarrollado en gran cantidad y en poco tiempo en el corazón mismo de los devanados, calienta estos peligrosamente, incluso antes de que se realicen los intercambios de calor con la masa metálica que los envuelve. Esto nos conduce a que tengamos que prestar especial atención a los arranques excesivamente largos, a los bloqueos de rotor y al número de arranques sucesivos. El régimen más normal es el del calentamiento lento, en el que los intercambios de calor tienen lugar normalmente, entre los devanados y el hierro que los envuelve.

11-2 Protecciones contra las condiciones externas

11-2-1 *Arranque y bloqueo de rotor*

Consideraremos brevemente las corrientes absorbidas por un motor durante un arranque normal y su duración, así como, el tiempo máximo admisible de la máquina con el rotor bloqueado, con el fin de poder aplicar las protecciones adecuadas y evitar cualquier deterioro que pudiera ocurrir en el motor, si se produjeran arranques excesivamente largos ó bloqueos de rotor. Mencionaremos también, el tema del número de arranques sucesivos realizables a un motor.

11-2-1-1 Arranque

Suponemos que en máquinas que arrancan con la plena tensión de alimentación, la intensidad absorbida disminuye linealmente con la velocidad que va adquiriendo el motor durante el arranque. Aunque no sea aplicable a todos los motores, podemos afirmar que en su mayoría, la intensidad de arranque permanece prácticamente constante durante el 85 % del tiempo de arranque.

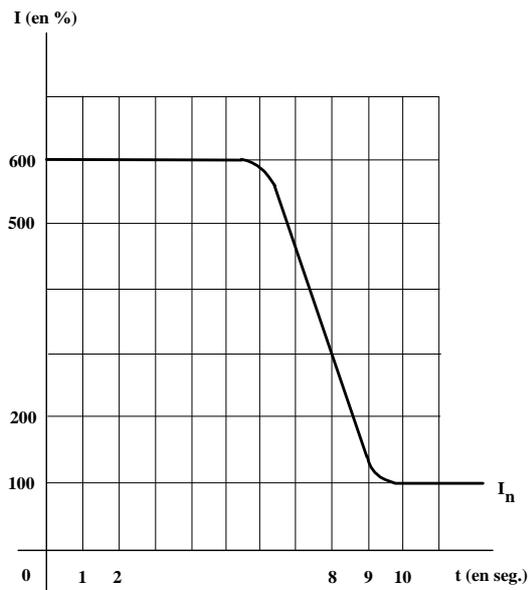


Fig. 120 - Curva típica de arranque de un motor de inducción

En la Fig. 120 se ha representado la curva típica de un motor de inducción para un tiempo de 10 s. donde en abscisas figuran los tiempos y en ordenadas las intensidades absorbidas por el motor, en función del porcentaje de su intensidad I_n de plena carga. Los tiempos de arranque los podemos situar entre lo 5 y 12 s. aunque en motores que arrastran cargas de gran inercia pueden alcanzar valores superiores incluso, hasta de 20 segundos.

11-2-1-2 Bloqueo de rotor

Cuando un motor, bien sea en marcha o en parado, es incapaz de vencer el par resistente por tener que arrastrar una carga excesiva, se produce un bloqueo de rotor. En ambos casos, el motor absorberá de la red la intensidad equivalente a la de motor parado y de producirse esta situación, será preciso desconectar la máquina lo antes posible. Debemos de establecer como principio que toda protección de bloqueo de rotor debe de permitir que se realicen los arranques normales.

Para la mayoría de las cargas arrastradas por los motores de inducción, el tiempo de arranque no supera los 10 s. y en cambio, el motor admite con el rotor bloqueado y sin que se produzca un deterioro sensible de sus aislamientos, del orden de 20 s. En estas condiciones es fácil discriminar entre las condiciones de un arranque normal, de uno excesivamente largo ó de rotor bloqueado, en base a tiempos de permanencia de la intensidad absorbida por el motor en posición de rotor parado.

En motores que arrastran cargas de gran inercia los tiempos de arranque son del orden de los 20 s. y se pueden aproximar a los tiempos máximos admisibles para rotor bloqueado y la discriminación por tiempos hacerla más difícil. Cuando los dispositivos de imagen térmica tenían una inercia o sobremarcha hasta del orden del 45 %, la discriminación por tiempos se hacia prácticamente imposible, por lo que fueron utilizadas unidades de mínima intensidad (ajustadas a $3 I_n$) y también tacómetros, que por debajo de unos valores prefijados bloqueaban el circuito de desconexión del motor.

Actualmente, en las imágenes térmicas de las protecciones realizadas en electrónica convencional y sobre todo, en los terminales digitales de protección de motores, las sobremarchas por inercia térmica no son superiores al 2 %, haciendo posible la protección de bloqueo de rotor por discriminación de tiempos, incluso para los motores que arrastran cargas de gran inercia.

11-2-1-3 Arranques sucesivos

Los arranques sucesivos realizados en exceso sobre un motor de inducción, pueden ser causa de grandes calentamientos que den lugar a un deterioro de su sistema de aislamientos. El fabricante debe de facilitar el dato del número de arranques sucesivos permitidos para el motor dentro de un espacio definido de tiempo y que no afecten mayormente sus aislamientos.

Los terminales digitales de protección de motores resuelven perfectamente este tema del excesivo número de arranques sucesivos a través de un algoritmo que consiste en abrir, cada vez que se produce un arranque del motor, una ventana de tiempos de un valor seleccionable, para ir computando los arranques que se produzcan dentro de ese espacio de tiempo y bloquearlo, siempre y que estos sobrepasen una cantidad prefijada.

11-2-2 Alimentación con fases desequilibradas

Las anomalías en el sistema eléctrico de potencia que alimenta a un motor, se traducen en un cierto grado de desequilibrio en las tensiones. Esto hace que en los devanados de la máquina aparezca la componente inversa del sistema de corrientes absorbidas por el motor. Entre las razones de estas anomalías se encuentran, una distribución desequilibrada de las cargas monofásicas en la red, una transposición incorrecta de las fases y en algún caso, la fusión de un fusible con la consiguiente pérdida de una fase, siendo esto, el límite máximo del desequilibrio del sistema de tensiones de alimentación. Puede suceder también, que después de someter a un motor a rebobinados por reparaciones, se produzcan desequilibrios en las impedancias de las fases, siendo también causa de la existencia de corrientes de *componente inversa*, aún con tensiones de alimentación equilibradas.

En un motor de inducción, la *impedancia de componente inversa* a la velocidad de régimen, es prácticamente igual a la *impedancia de componente directa* a motor parado, es decir, que la relación entre las impedancias directa e inversa a la velocidad de régimen, se aproxima a la relación entre la intensidad de arranque y la de plena carga.

Podemos afirmar que en un motor de inducción cuya intensidad de arranque es 6 veces la de su plena carga, para un 5 % de componente inversa en las tensiones de alimentación, la componente inversa de las intensidades será de 6 veces ese 5 %, es decir, del 30 %. Por lo tanto, si la componente inversa del sistema de las tensiones de alimentación sobrepasa el 17 %, la componente inversa de las intensidades absorbidas por el motor será superior a la componente directa.

La componente inversa de las intensidades no afecta de una manera sensible al par motor, ya que para un desequilibrio del orden del 10 % en tensiones, el par negativo producido por la componente inversa de intensidad, no supera el 0,5 % del par de plena carga. El efecto principal de la componente inversa de la intensidad es el notable incremento de las pérdidas en el motor, especialmente en el cobre, reduciendo, para el mismo calentamiento de los devanados, la disponibilidad del par motor que se tiene con tensiones equilibradas..

Esta peculiaridad de la componente inversa de intensidad se debe de tener en cuenta al diseñar la función térmica de protección de los motores y generalmente, su influencia se suele reflejar haciendo que al flujo de carga proporcional a I^2 que se hace circular en la analogía de la imagen térmica, se le introduzca un efecto multiplicador de la componente inversa I_2 de intensidad, de forma que $I^2 = I_1^2 + KI_2^2$ siendo I_1 e I_2 respectivamente, las componentes directa e inversa de la intensidad. La constante K se suele variar entre 3 y 10 dependiendo del tipo de motor.

11-2-3 Funcionamiento en vacío

Existen motores que arrastran cargas, tales como bombas de agua o de otra clase de fluidos, que no deben de funcionar en vacío, debiendo desconectar rápidamente el motor, para evitar que se produzcan deterioros graves en las bombas, por su funcionamiento en estas condiciones.

Por ello, en las protecciones de estos motores, se debe de incluir una función de mínima intensidad temporizada que permita ser ajustada en niveles cercanos a la intensidad de vacío del motor, que viene a ser del orden del 30 % de la intensidad de plena carga. Por debajo de este nivel, se deberá de actuar sobre el circuito de desconexión del motor.

11-2-4 Sobretensiones y subtensiones

Es muy recomendable dotar a las instalaciones de los motores de las funciones de tensión adecuadas para prevenirlos de las sobretensiones y subtensiones que se producen en el sistema eléctrico al que se conectan.

11-2-4-1 Sobretensiones

Los equipos eléctricos tales como, generadores, transformadores y motores que están constituidos en una gran parte por bobinados, es práctica recomendada que sean protegidas contra las sobretensiones prolongadas que procedan de su sistema eléctrico de alimentación. La protección se realiza a través de

una función temporizada de máxima tensión que mide la tensión entre fases, regulable entre 0 y 30 s. actuando sobre el circuito de desconexión del motor.

A veces se omite esta protección por existir otra situada en otro punto distinto de la red y que evitan que las sobretensiones afecten al motor, por haber sido desconectados otros interruptores más generales que el del propio motor.

11-2-4-2 Subtensiones

Al producirse un descenso en la tensión que alimenta al motor, se reduce notablemente el par, originando dificultades para arrastrar la carga, pudiendo esto ser incluso, origen de un bloqueo de rotor. Pero además, el restablecimiento automático de la tensión de alimentación después de una pérdida de la misma, puede acarrear serios problemas en el motor, sobre todo, en los síncronos. Estos descensos se pueden producir por insuficiencia de potencia en la red ó bien, por faltas que se produzcan en la misma. Los tiempos excesivos en despejarlas pueden comprometer seriamente al motor, caso de que continuara conectado. La protección se realiza a través de una función temporizada de mínima tensión, con temporizaciones ajustadas a los valores adecuados que eviten las desconexiones por bajadas transitorias de tensión

11-3 Protecciones adicionales para motores síncronos

Aparte de las protecciones que hemos descrito como comunes para todo los motores, vamos a señalar las que consideramos que se deben de añadir en el caso de que se trate de motores síncronos.

11-3-1 *Pérdida de excitación*

La pérdida de excitación se produce por un cortocircuito franco o por la apertura del devanado de campo. Se debe de evitar que por esta causa el motor pierda su velocidad de sincronismo pasando a funcionar como asíncrono, produciéndose en los devanados grandes calentamientos. Las protecciones son las mismas que para los generadores, aunque en motores de tamaños no excesivamente grandes, la práctica habitual sea por vigilancia de la intensidad del rotor a través de una función de mínima intensidad. En grandes motores síncronos puede hacerse mediante una función de impedancia, que mida la variación de la misma al producirse una pérdida de excitación, tal y como hemos descrito en las protecciones de generador.

11-3-2 *Sobrecargas en el rotor*

Una función de máxima intensidad diferida más una instantánea de sobreintensidad servirá para proteger el rotor contra las sobrecargas que se puedan producir en el circuito de excitación y al mismo tiempo, protegerán el transformador de alimentación del circuito de los rectificadores de excitación.

11-3-3 *Mínima frecuencia*

El descenso de la frecuencia al igual que la tensión, supone una disminución del par motor haciendo que el motor frene, con el consiguiente calentamiento de los devanados. Una protección de mínima frecuencia es habitual en grandes motores síncronos para que opere con frecuencias por debajo de 48 Hz, en redes de 50 Hz de frecuencia nominal. En los casos que exista un programa de deslastre de cargas para las bajadas de frecuencia que se puedan producir en la red, se considera al motor generalmente, como carga no preferente y por contra, como una carga desconectable para tratar de recuperar la frecuencia. En estas situaciones las desconexiones se realizan para frecuencias programadas que desciendan de los 49,8 Hz.

12. PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR

12-0 General

Aquí nos vamos a referir principalmente a grandes transformadores, de potencias elevadas que se hallan instalados en la parte de la red donde se manipula la energía masivamente. Dentro de esta categoría de transformadores podemos considerar los de potencias iguales o superiores de **10 MVA**. Incluimos dentro de este grupo los autotransformadores que se instalan en las subestaciones que hemos denominado de *seccionamiento* y que también sirven de enlace de dos sistemas de diferentes tensiones, generalmente muy altas. Hemos creído oportuno mencionar en este capítulo las reactancias que van sobre los terciarios de los grandes autotransformadores de extremos de líneas de muy alta tensión. Las reactancias que van conectadas directamente a línea , tanto las de derivación, como las de serie junto con los condensadores serie, las incluiremos en unos apartados dentro del gran capítulo de protecciones de líneas como equipos circunscritos a ellas.

Los transformadores de potencias inferiores a la mencionada son las denominadas de distribución, siendo las filosofías de protección bastante diferentes sobre todo, en lo relativo a las protecciones diferenciales para las faltas internas.

Las protecciones que se suelen disponer en los que hemos catalogado como grandes transformadores y autotransformadores son de cinco tipos,

- *Térmicas*
- *De detección y análisis de gases*
- *De presión de aceite*
- *Protección diferencial*
- *Otras protecciones eléctricas*

Las tres primeras generalmente forman parte del propio equipo del transformador, pero las dos últimas están constituidas por equipos eléctricos totalmente independientes del transformador. Salvo que hagamos una mención especial, siempre que hablemos de transformador, se debe entender que también es válido para el autotransformador.

12-1 Protección térmica

Como toda máquina ó dispositivo eléctrico, el transformador está sujeto a limitaciones térmicas ya que unos calentamientos excesivos acortarán la vida de sus aislamientos. Unas temperaturas elevadas pueden ser origen de fallos en los aislamientos e incluso, ser causa de incendios al alcanzar la temperatura de ignición del refrigerante

Con el fin de controlar la temperatura del aceite refrigerante dentro de unos límites aceptables, se utilizan unos dispositivos térmicos tales como *termómetros*, *termostatos* y *equipos de imagen térmica*. El termómetro se aplica para el control de la ventilación y circulación del aceite actuando sobre alarmas y el termostato, también para las mismas funciones pero con actuación sobre el disparo del interruptor de desconexión del transformador.

12-2 Detección y análisis de gases.

Esta protección está diseñada para detectar faltas incipientes en los transformadores. Podríamos definir como falta incipiente, el estado inicial de un defecto, sin que aún se haya producido el arco. El signo característico de una falta incipiente en un transformador en baño de aceite, es la generación de gases combustibles. Los gases son producidos por deterioro de los materiales aislantes, bien papel o aceite, debidos a calentamientos en puntos localizados del transformador.

La generación de gas en un transformador se suele detectar de dos formas: 1) Mediante un relé detector de gas y 2) Por medida de los gases disueltos en el aceite.

El relé detector de gas, muy conocido por *Relé Buchholz* consiste básicamente en la actuación de unos flotadores, generalmente dos, montados en una cámara de aceite que se conecta en el tubo de unión de la cuba y el depósito conservador de aceite del transformador. El gas que se genera en una falta incipiente, subirá desde la cuba, atravesando por el tubo de unión con el conservador a la cámara de flotadores. El gas acumulado en la cámara hace bajar su nivel del aceite y cuando la acumulación de gas alcanza un valor prefijado, un flotador hace actuar una alarma. El gas se puede extraer de la cámara y hacer mediciones para determinar los niveles de gas combustible que contiene. La cantidad de gas acumulado

nos indica la magnitud de la falta. Si la acumulación del gas es muy rápida actúa un segundo flotador operando el relé detector de gas, dejando el transformador fuera de servicio.

El dispositivo de medición de gases disueltos en el aceite con monitorización de los resultados, se programa para analizar periódicamente una muestra del aceite del transformador. Se determina la concentración de hasta nueve o más gases diferentes mediante análisis cromatográfico, recogiendo los datos sobre un registrador, para eventualmente dejar el transformador fuera de servicio en el caso de que exista un incremento de gases producidos ó cambios en el contenido de los gases.

12-3 Relé de presión de aceite

Este tipo de relé se monta sobre la cuba del transformador y opera cuando una falta interna produce una súbita elevación de la presión de aceite. Teóricamente, esta protección es capaz de detectar una falta entre dos espiras consecutivas de un transformador. El relé de presión de aceite se puede conectar para sonar una alarma o bien, para desconectar el transformador del sistema.

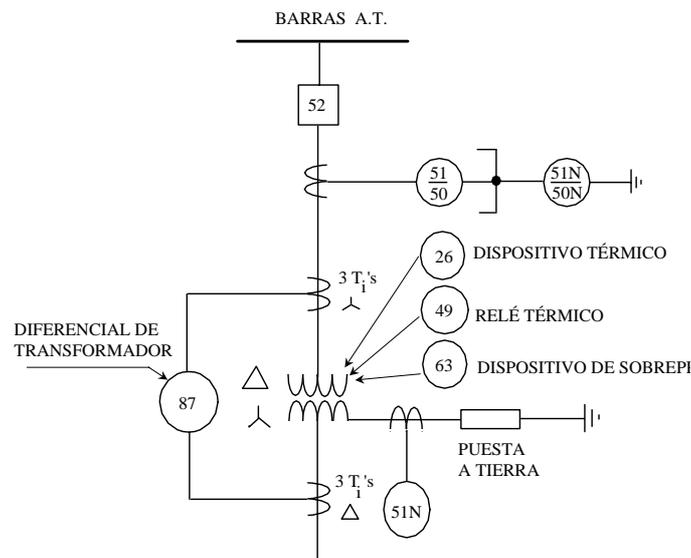


Fig. 121 - Protecciones eléctricas de un transformador

12-4 Protección diferencial

Para la detección de faltas internas entre fases y de fase a tierra en grandes transformadores, es practica usual la utilización de relés diferenciales de porcentaje de alta velocidad que se representan en la Fig. 121 (87 según ANSI). Estos relés diferenciales difieren de los normales de porcentaje que hemos mencionado en las protecciones de generador y son considerados específicos para transformadores, ya que deben evitar disparos indebidos en el momento de la energización del transformador en su conexión a la red. Debido al coste un tanto elevado, se instalan en grandes transformadores. En la actualidad con las tecnologías digitales, pueden reconsiderarse ya que al no dispararse sus costes, estas protecciones diferenciales con frenado de armónicos pueden ser interesantes para su aplicación en transformadores hasta de 5 MVA.

Hace pocos años atrás se han utilizado relés de sobreintensidad en montaje diferencial y también, relés diferenciales de intensidad de porcentaje clásicos con frenado solamente por la intensidad de paso. Pero todos estos equipos tenían que ser desensibilizados durante la conexión del transformador para evitar posibles disparos indebidos con grave riesgo para la máquina, al quedar sin protección durante este período de inserción del transformador a la red. En la actualidad, es impensable no dotar a los transformadores de cierta potencia y responsabilidad con protecciones diferenciales sinfrenado por armónicos por lo que vamos a comentar de forma muy general aquí a continuación. El margen ó pendiente k varia entre el 25 y el 40 % ya que además de cubrir los errores de los T_1 's deben de cubrir las diferencias de las relaciones de transformación de los T_1 's de primario y secundario para ajustarse a valores normalizados y también los debidos a las variaciones de intensidad que introduce la regulación automática de tensión.

12-4-1 Protección diferencial con frenado por armónicos

En el momento de la energización de un transformador, existe una avalancha de corriente de magnetización que puede alcanzar hasta doce veces su corriente nominal. La corriente de magnetización aparece solamente en uno de los devanados del transformador pudiendo ello, provocar la actuación de un relé diferencial convencional. Para evitar la operación no deseada del relé pero sin excluir que haya protección incluso en el momento de su energización, se utiliza la condición de que la corriente de magnetización del transformador en su periodo transitorio tiene un alto contenido de armónicos, incluso hasta un 65% de 2º armónico.

Los armónicos contenidos en la corriente de avalancha de conexión del transformador se filtran y se introducen en el circuito de frenado del relé. Por ello, estos relés se denominan *Relés Diferenciales de Porcentaje con Frenado de Armónicos* y son muy utilizados en las protecciones de alta velocidad de grandes transformadores.

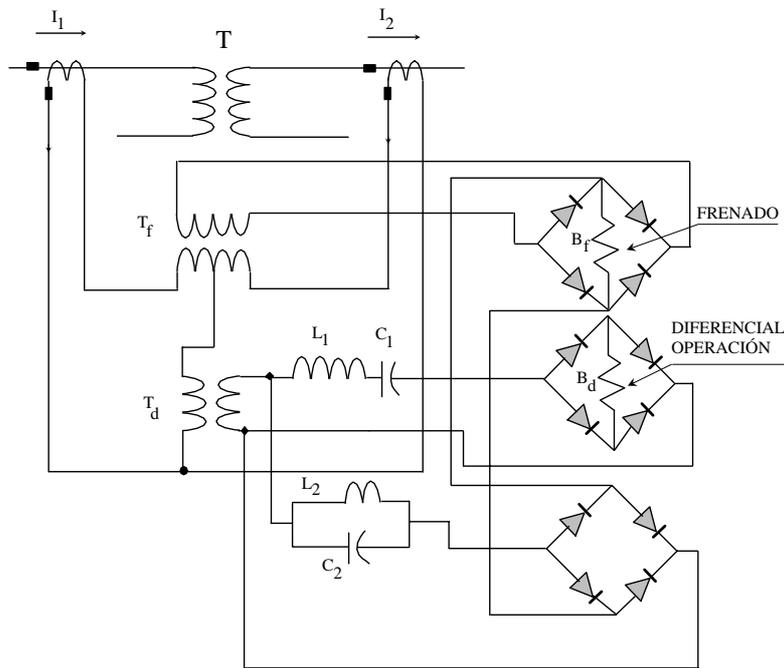


Fig. 122 - Esquema simplificado del diferencial con frenado de armónicos

En el esquema simplificado de la Fig. 122 podemos observar el sistema de protección diferencial con frenado de armónicos. La diferencia respecto de una diferencial normal de porcentaje de las ya descritas anteriormente, es que además del frenado por las corrientes de paso, lleva un frenado adicional de armónicos que son segregados a través de un circuito resonante $L_2 - C_2$ paralelo y sintonizado a la frecuencia fundamental que bloquea la corriente a esta frecuencia fundamental, dando paso solamente a los armónicos y que debidamente rectificadas actúan sobre la bobina de frenado. Por otro lado, se dispone otro filtro serie $L_1 - C_1$ sintonizado igualmente a la frecuencia fundamental y que permite solamente el paso de la corriente a esta frecuencia siendo la que alimenta la bobina de operación.

La intensidad primaria y secundaria de un transformador son diferentes y además, sus ángulos de fase tampoco son coincidentes. Para que cumplan con las *reglas de oro* de las protecciones diferenciales, las intensidades en los secundarios de los transformadores de intensidad deben ser iguales y estar en fase. Para lograr estas condiciones es frecuente disponer los T_1 's en triángulo en el lado de la estrella del transformador de potencia y en estrella en el lado del triángulo y tener la precaución de organizar las conexiones según el grupo de conexión de estos, para que sus intensidades secundarias estén en fase. Por otro lado será preciso elegir las relaciones de transformación más adecuadas dentro de sus valores

normalizados, para igualar lo más posible las corrientes secundarias. A pesar de todas estas precauciones los relés incluyen dispositivos para afinar esta igualación.

Los relés diferenciales de transformadores tienen normalmente posibilidades de selección del porcentaje del margen, entre los valores desde el 15 hasta el 60% y el usuario deberá hacer el ajuste, cuidando de que el margen elegido cubra los errores y las diferencias en las intensidades secundarias por las inexactitudes debidas a los ajustes de las relaciones de transformación y los márgenes debidos a los reguladores automáticos de tensión.

La peculiaridad del alto contenido de armónicos en la corriente transitoria de magnetización de los transformadores y la prevención de provocar disparos indebidos por la acción de un frenado de los mismos, le da a esta protección su carácter *selectivo*.

También podría haber disparos indebidos al eliminar una falta en el sistema próxima al transformador, ya que después de un descenso importante de la tensión en el instante de la prefalta, esta llega a alcanzar otra vez su valor normal al ser despejada la falta, produciéndose un fenómeno semejante al de una energización del transformador con corrientes de alto contenido en armónicos.

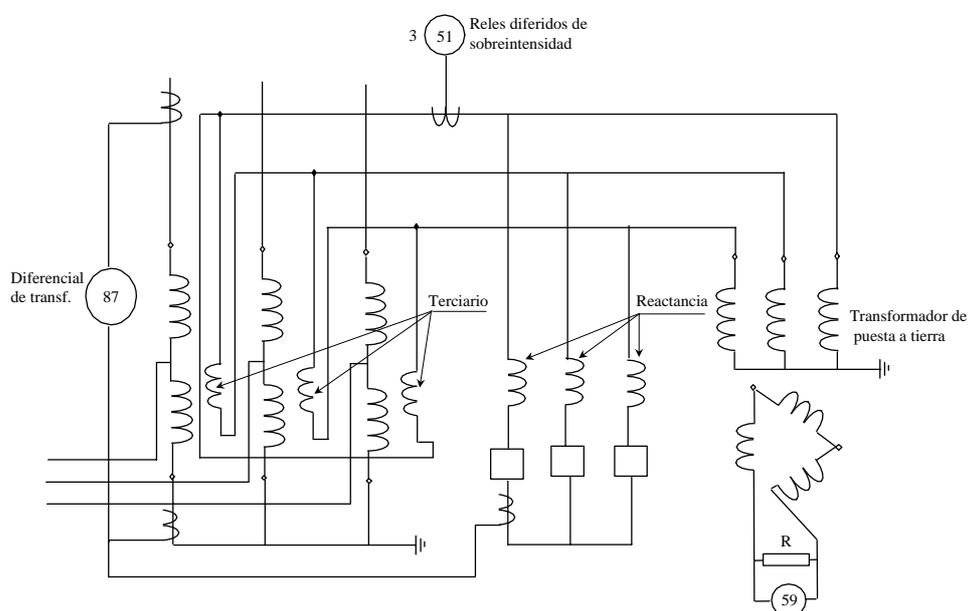


Fig. 123 - Protecciones de autotransformador y de reactancias instaladas sobre el terciario

Para probar al bondad de los relés diferenciales de transformador con frenado de armónicos, una prueba consistía en hacer su conexión y desconexión al menos diez veces para analizar en esta fase el comportamiento de la protección. A esta prueba se le ha llamado *bautismo de fuego* de la protección diferencial del transformador y en cierta forma, comprueba la fiabilidad de este tipo de protección.

12-5 Reactancias derivación en terciarios de autotransformadores

Un posible esquema de protección de reactancias instaladas sobre los terciarios de autotransformadores se muestra en la Fig. 123. Principalmente consiste en una protección diferencial del autotransformador incluyendo igualmente la reactancia. Debido a que las corrientes de cortocircuito en los terciarios pueden ser muy altas, la colocación de los interruptores entre el terciario y las reactancias puede resultar económicamente prohibitiva, por lo que es usual instalarlos entre la reactancia y la estrella de conexión (neutro aislado) de las mismas. Al devanado terciario en triángulo se le da tierra a través de un pequeño banco de transformadores conectados en estrella-triángulo, con las bornas del triángulo abierto, alimentando una resistencia. En bornas de la resistencia se instala un relé de máxima tensión para detectar las faltas a tierra. Sobre las barras de salida del terciario pueden verse en la misma Fig. 123, la instalación suplementaria de 3 relés de sobreintensidad de retardo inverso que servirán para detectar faltas entre espiras de la misma fase.

Los transformadores de potencia modernos están contruidos con chapa magnética de grano orientado de alta calidad y sus circuitos magnéticos diseñados para inducciones muy elevadas. Como consecuencia, las corrientes de vacío son altas y se transforman íntegramente en corriente diferencial en el momento de su conexión a la red. Últimamente en máquinas muy grandes, ha habido disparos indebidos con diseños modernos de protecciones diferenciales con frenado de armónicos, incluso en los fabricados con tecnología digital. Esto ha conducido a desarrollar nuevos algoritmos para evitar que actúen las protecciones en el momento de energización de los transformadores

12-6 Reactancias de puesta a tierra

En las redes donde los secundarios de los transformadores de potencia son de conexión triángulo y el sistema funciona con neutro aislado, las sobretensiones en caso de faltas a tierra, son mucho más elevadas que en aquellas donde el neutro está puesto a tierra y además, se tendrá la dificultad adicional de no poder despejar las

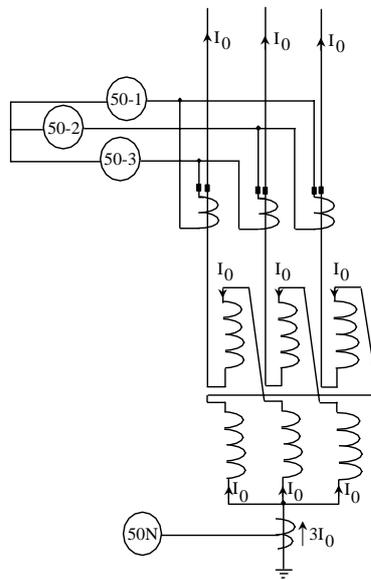


Fig. 124 - Reactancia Zig-Zag de puesta a tierra

faltas mediante relés de sobreintensidad. Con el fin de superar estos inconvenientes es una práctica muy frecuente, utilizar *reactancias zig-zag* de puesta a tierra.. Estas reactancias se conectan a barras o también, directamente en bornas del transformador.

En la Fig. 124 mostramos las protecciones de una reactancia zig-zag de puesta a tierra, donde se pueden ver tres relés instantáneos de sobreintensidad de fase como protección de las faltas internas, instalados sobre los secundarios de tres transformadores de intensidad en triángulo. Los instantáneos serán muy rápidos pero deberán salvar los transitorios de inserción de las reactancias y los errores de los T_i 's.

La corriente de tierra de las faltas externas quedará debidamente filtrada en el triángulo de los tres transformadores de intensidad. La unidad de faltas a tierra 50N deberá ser coordinada con las protecciones de tierra del transformador.

12-7 Protección de cuba

El núcleo y la cuba van unidas y el conjunto rígidamente a tierra. Esta protección es únicamente sensible a las faltas a masa y precisa el que se tomen ciertas precauciones en lo relativo al aislamiento de la cuba del

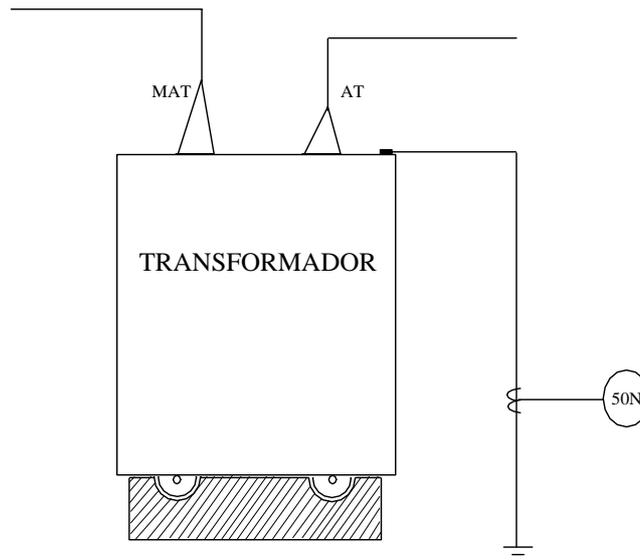


Fig. 125 - Protección de cuba de un transformador

transformador a tierra, para que en el caso de un defecto a masa en el transformador, la mayor parte de la corriente de falta, circule a tierra a través de la conexión que une la cuba a tierra, evitando que lo haga a través del aislamiento entre la cuba y tierra. En esta unión a masa, se instala generalmente un relé instantáneo de sobreintensidad en el secundario de un transformador de intensidad.

En la Fig. 125 mostramos esquemáticamente la protección de cuba de una transformador de potencia. El aislamiento de la cuba a tierra deberá ser de un mínimo de 25Ω .

12-8 Protecciones contra el sobrecalentamiento

En los circuitos donde se hallan instalados los transformadores se producen faltas que deben de ser despejadas por las protecciones primarias específicamente implementadas para ellas. Estas faltas externas al transformador si no son despejadas por estas protecciones, las sobrecargas que se producen le afectarán produciendo unos calentamientos causa, de serias averías.

Para prevenir de esta eventualidad se instalan relés de sobreintensidad y también fusibles en casos de máquinas de poca potencia, para aislar el transformador del sistema en falta, antes de que resulte seriamente dañado. Esta protección de sobreintensidad que es una protección de apoyo en grandes máquinas que disponen relés diferenciales, es en muchas ocasiones, la protección principal para pequeños transformadores.

Una posición de estas se compone mínimamente de dos relés de fase y un relé de tierra, del tipo de sobreintensidad de retardo inverso, para poder ser coordinados en base a los tiempos, con las demás protecciones, previstas para las faltas externas. Se les suele dotar de elementos instantáneos que se ajustan para que actúen exclusivamente con las faltas internas del transformador.

12-9 Sobreexcitación

En el capítulo de practicas de aplicación de generadores hemos mencionado este tema de la sobreexcitación que se produce tanto en generadores como en transformadores al sobrepasar el nivel del flujo de excitación previsto en funcionamiento permanente. En transformadores no se debe de sobrepasar el **110 %** del flujo máximo de diseño ya que la máquina puede saturarse y circular por determinadas partes del transformador, flujos que no han sido diseñados para niveles altos de su densidad. Las sobretensiones producidas por los niveles altos de densidad de flujo, pueden producir perforaciones de los aislamientos de la chapa magnética e igualmente, crear puntos calientes debido al incremento de las corrientes inducidas, causas ambas perjudiciales y foco de posibles averías.

Ha sido práctica usual la utilización de un relé de tensión, cuya operación era función de los **V/Hz** discriminados por un circuito resonante **L-C** adecuado. Hoy día, sobre todo en los diseños digitales de las protecciones diferenciales de transformador, se segrega el **5º** armónico de la corriente del transformador

para que opere la protección al sobrepasar este armónico sus valores normales, ya que ello es indicativo de la existencia de sobreexcitación.

Como resumen señalaremos que es una práctica muy usual en grandes transformadores y en aquellos que cubren servicios de gran importancia en el sistema, utilizar protecciones de detección de gas, de presión de aceite, de protección de cuba, térmicas y diferenciales de alta velocidad, además de otras protecciones eléctricas de apoyo.

13. PROTECCION DE BARRAS

13-0 General

La protección universalmente aceptada para las barras de una subestación contra faltas que se produzcan en las mismas, es la protección diferencial.

Históricamente son dos, las protecciones más utilizadas:

- La integrada por relés diferenciales de corriente con margen porcentual, convencionales.
- Las denominadas protecciones diferenciales de alta impedancia.

La protección integrada por los *relés convencionales de característica diferencial con margen porcentual* se utiliza generalmente, en aquellas barras de subestaciones de tensiones no muy elevadas, donde la velocidad exigida para despejar las faltas no es esencial. En este tipo de aplicación se pueden introducir demoras en los tiempos de discriminación y de actuación, para evitar operaciones indebidas durante las faltas externas.

Se pueden producir falsas actuaciones, por la pérdida de precisión de los transformadores de intensidad ante cortocircuitos producidos fuera de la zona de protección de las barras. En estos casos, los transformadores de intensidad del circuito que energiza, por ej. la falta **F** que mostramos en la Fig. 126, son atravesados generalmente por el total de la corriente de aportación a la falta por los demás circuitos conectados a barras, alcanzando estas corrientes en un transformador de intensidad valores muy elevados saturando sus núcleos. En los transformadores de intensidad sometidos a estas intensidades tan elevadas se originan en sus secundarios corrientes distorsionadas y de valores reducidos, como hemos apuntado en un capítulo precedente al tratar sobre la saturación de los transformadores de intensidad. En cambio, en los transformadores de los otros circuitos con niveles de corriente notablemente más bajos, se mantendrán en gran medida sus grados de precisión, siendo sus intensidades secundarias de salida de valores normales y en todo caso, poco distorsionados. Esto hace que la corriente en el circuito diferencial esté desequilibrada, recorriendo una intensidad grande y errónea por la bobina de operación. Para evitar estas posibles falsas operaciones sería preciso desensibilizar el relé ó bien, añadir un tiempo de demora, condiciones estas perjudiciales para despejar las faltas en barras.

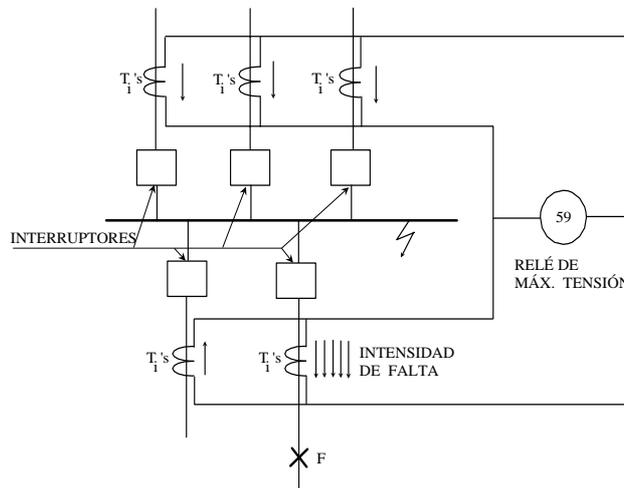


Fig. 126 - Protección de barras por alta impedancia

13-1 Protección diferencial de alta impedancia

La protección *diferencial de alta impedancia* es de alta velocidad, diseñada para operar correctamente, incluso cuando se saturan uno o más transformadores de intensidad ubicados en las líneas de entrada y salida a barras.

Esta protección diferencial de alta impedancia utiliza generalmente transformadores de intensidad convencionales y como puede apreciarse en el esquema de la Fig. 126, se coloca en paralelo con los secundarios de todos los T_i 'S un relé de máxima tensión (función 59) de alta impedancia. La discriminación entre las faltas internas y externas en este tipo de aplicación, se hace en base a la magnitud de la tensión que se imprime en bornas del relé.

En faltas internas, la tensión en el relé será mucho mayor que la tensión que aparece en las faltas externas, aunque en estas últimas se sature completamente el transformador de intensidad correspondiente. Con este tipo de protecciones y ajustando adecuadamente el nivel de operación del relé de máxima tensión, se evitan las actuaciones indebidas. Lo que se hace simplemente es, ajustar el umbral de actuación del relé para una tensión superior al que se produce en una falta externa en la hipótesis de completa saturación de los transformadores de intensidad del circuito en falta.

Apuntábamos al tratar sobre la saturación de los transformadores de intensidad, que los relés diferenciales de barras de alta impedancia con diseño en electrónica convencional, aprovechaban el efecto similar de cortocircuitar el secundario que se produce en el transformador de intensidad sometido a la corriente de falta externa y así poder discernir automáticamente, entre la falta interna y externa. En cambio también comentábamos, que esta condición no se podía utilizar en las funciones diferenciales de diseño digital, por lo que se hacía necesario el empleo de algoritmos que hicieran con muchísima rapidez, la discriminación entre estas faltas internas y externas. Esta discriminación la deberán hacer antes de que se sature el transformador de intensidad, en ocasiones, en tiempos no superiores a los **3 ms.** de producirse la falta.

Para evitar el problema derivado de la saturación de los transformadores de intensidad se utilizan también, junto con un relé sensitivo de tensión, transformadores de intensidad con núcleo de aire, conocidos igualmente, como transductores de intensidad. En este tipo de esquemas, los secundarios de los transformadores de intensidad van conectados en serie, alimentando un relé de tensión. Estas protecciones, también discriminan las faltas internas de las externas por la magnitud de la tensión que aparece impresa en las bornas del relé. En las faltas internas, la tensión es elevada mientras que en las faltas externas, la tensión es prácticamente nula.

En general podemos señalar, que las protecciones más utilizadas en la protección de barras son las de alta impedancia, por cumplir con el requisito de ser de alta velocidad y poder utilizar transformadores de intensidad convencionales.

14. NUEVAS VÍAS DE DESARROLLO

14-0 Introducción

El desarrollo de los sistemas de comunicaciones soportados por la tecnología de la *fibra óptica* y el de los *transductores* ó transformadores de medida con salida digital, van a ser los elementos básicos que influyan decisivamente en los diseños de las nuevas funciones de protección y control de los sistemas eléctricos.

La tecnología de la fibra y su aplicación a las redes de comunicaciones, permite una transmisión muy elevada de información de varios megabits por segundo, para poder ser utilizadas en las protecciones eléctricas y otras funciones adicionales.

Tradicionalmente, las protecciones exigían un canal específico de comunicaciones independiente para ellas. En el caso de los enlaces por fibra óptica, se pueden utilizar un determinado número de fibras separadas del conjunto de fibras que componen los cables de fibra óptica. El sistema más común de los enlaces por fibra óptica lo constituyen, como hemos mencionado ya en capítulos anteriores, los cables de tierra en donde el alma tradicional se ha sustituido por un cable formado por un conjunto de fibras ópticas. En principio, parece que este tipo de enlaces por fibra óptica puede abastecer la suficiente capacidad de canales y ofrecer, un elevado grado de economía que justifique su incorporación como parte integrante de las protecciones eléctricas.

Hemos señalado anteriormente que las comunicaciones entre diversos equipos de protección pueden ser establecidos para diferentes equipos localmente instalados y también, entre equipos ubicados en centros remotos como pueden ser en algunas aplicaciones de protecciones adaptativas. Prácticamente en todos estos casos existen diferentes niveles de informática jerarquizada, donde las unidades del primer nivel serán los propios relés de protección y el escalón ó nivel superior, un ordenador situado en la misma subestación y, que será el encargado de recibir y transmitir la información y las órdenes de modificación de las características de operación de las funciones de protección y, también se encargará de la comunicación con ordenadores de un nivel superior situados en centros de maniobra y control, de los que podrá recibir y a su vez transmitir, la información oportuna para la operación del sistema. Todo ello se podrá realizar a través de redes locales de fibra óptica y que en un futuro próximo, servirán además para alimentar los equipos de protección con las señales digitales procedentes de los transformadores de medida con salida digital.

Las comunicaciones por fibra óptica con alta velocidad y gran capacidad de transmisión de información, serán básicas para aplicar a protecciones adaptativas y a las que se diseñen basadas en la teoría de las *ondas viajeras* que se propagan al producirse una perturbación en el sistema eléctrico, así como en el *cálculo de fasores* de las magnitudes eléctricas en diferentes puntos de la red.

Podemos señalar que en futuro muy próximo se hallarán disponibles para su aplicación, las protecciones desarrolladas a través de las *nuevas vías de desarrollo*, tales como:

- Protecciones adaptativas
- Relés diferenciales basados en ondas viajeras
- Relés de distancia basados en ondas viajeras
- Relés direccionales basados en ondas viajeras
- Relés diferenciales basados en la determinación de fasores
- Transductores electrónicos de intensidad y tensión con salida digital.

14-1 Protecciones adaptativas

A título ilustrativo vamos a exponer algún ejemplo de aplicación de las protecciones adaptativas, que desde hace algunos años están en pleno período de desarrollo.

La protección adaptativa se basa en una filosofía que permite y busca realizar automáticamente ajustes en diferentes funciones de protección, para hacerlas más acordes con las condiciones imperantes en cada momento en el sistema eléctrico de potencia. Esto implica la necesidad de abastecerle cierta información que generalmente no es accesible para el sistema de protección, aunque algunas características adaptativas puedan ser adquiridas desde la información preexistente en el relé.

El concepto fundamental es el de cambiar algo en un conjunto ó, sistema de protecciones como consecuencia de producirse modificaciones en la red, a causa de cambios en las cargas que alimenta, aperturas de circuitos por faltas ó, por exigencias de operación del sistema. De alguna forma, todo equipo de protección debe acomodarse a los cambios de las condiciones del sistema de potencia. Esto se logra a menudo, haciendo que los niveles de ajuste de los relés cubran cualquier condición que se dé en la red. Un ejemplo clásico, es el de la *tercera zona* de una unidad de distancia que se ajusta para el tramo más amplio de la línea adyacente, sin tener en cuenta si existe ó no, algún enlace intermedio con aportación de energía, dentro del tramo protegido. Esta suposición puede no ser muy válida, ya que todas las contingencias pueden no ser previsibles de antemano y además, los ajustes seleccionados para una configuración simple del sistema, no ser en la mayoría de los casos, los más adecuados para las protecciones de la línea.

Es por todos conocido que la determinación de la distancia a la falta en líneas, viene distorsionada en mayor ó menor grado por las causas que señalamos a continuación:

- Imprecisiones en los dispositivos de medida, en los ajustes de los parámetros de la línea, en el valor de la resistencia de falta y en los propios comparadores de las unidades.
- Niveles de ajuste no apropiados debido al carácter dinámico del sistema de potencia, producido por las variaciones en la carga-generación y los cambios en la topología del sistema.

Las imprecisiones del primer grupo se pueden minimizar mejorando los cálculos y reduciendo los errores de los transductores de medida, así por ejemplo, en un futuro próximo con los transformadores de intensidad y tensión ópticos. También se pueden compensar los efectos del acoplamiento mutuo de las tres fases en líneas dobles, teniendo en cuenta la componente homopolar de las corrientes y, también se podrán determinar con gran fidelidad la componente resistiva de la falta en faltas de alta impedancia, seleccionando el algoritmo más adecuado, de entre los tantos que se están desarrollando en la actualidad.

Las distorsiones señaladas en el segundo grupo van más ligadas con la determinación de los niveles de ajuste y que deben ser estudiadas para las condiciones más adversas del sistema.

La utilización de los relés digitales con su componente básico el *microprocesador*, puede proveernos algunas ventajas destacables por:

- La flexibilidad, dada por su capacidad de cambio de funciones y ajustes, por ser implementados por *software*.
- Una mayor fiabilidad por su posibilidad de autodiagnóstico.
- Su capacidad de comunicarse con otros equipos.

Estas cualidades van a hacer posible el diseño de protecciones adaptativas, que pronto van a ocupar un amplio campo en las protecciones de los sistemas eléctricos de potencia.

Al considerar las protecciones adaptativas debemos señalar, que la distinción entre las funciones de protección y las de control, se hace cada vez menos clara. Si empezamos modificando las características de los relés por cambiar las condiciones del sistema, nos acercamos al concepto de la *realimentación* de un control de procesos. En efecto, las protecciones adaptativas son de hecho, *un sistema de control por realimentación*.

Para que las protecciones adaptativas se amolden a las condiciones del sistema, las protecciones digitales deben estar asociadas a canales de enlace de comunicaciones. Las comunicaciones podrán ser, con otros equipos dentro del mismo centro ó, con redes de ordenadores situados en centros remotos. Establecer comunicaciones con equipos locales es relativamente fácil de conseguir, por lo tanto, el implementar unos dispositivos adaptativos que dependan exclusivamente de una comunicación local estimamos que será uno de los primeros objetivos a cumplir por este tipo de protecciones.

Cuando se precisen comunicaciones a larga distancia puede ocurrir que, algunos dispositivos adaptativos necesiten una información cuantiosa y además en tiempo real, en cambio otros requieran mucho menos información y en muchas ocasiones, no en tiempo real. No cabe duda que estas últimas serán las que figuren en primer lugar al establecer una lista de prioridades.

La fibra óptica es el medio de enlace de las comunicaciones que hará posible, la transferencia e intercambio de grandes cantidades de información. Actualmente las empresas eléctricas productoras y distribuidoras de energía eléctrica, están instalando cables de fibra óptica en todas las líneas de nueva

construcción e incluso, en las líneas existentes para completar por este medio moderno, su sistema de enlace de las comunicaciones de toda la red. A medida que las comunicaciones por fibra óptica sean más comunes, el concepto y la implementación de las protecciones adaptativas, será mejor aceptada por la industria eléctrica.

14-1-1 Ejemplos de aplicación

Vamos a citar algunos ejemplos de protecciones adaptativas que en la actualidad están en período de investigación y que posiblemente sean implementadas a corto plazo. No queremos decir que no existan en investigación más líneas que las que vamos a exponer, pero nuestro objetivo no es más que el esclarecer en lo posible a través de algún ejemplo, el concepto filosófico de este nuevo campo de las protecciones.

14-1-1-1 Aplicación a líneas multiterminales

Recordemos brevemente lo expuesto en el capítulo de Protecciones de Distancia en el apartado correspondiente a *líneas multiterminales* y repitamos aquella misma Fig. 90 que en este caso, será la Fig. 127 donde se representa esquemáticamente, un sistema de tres terminales con generación en los extremos A-B y C con una falta en el punto F.

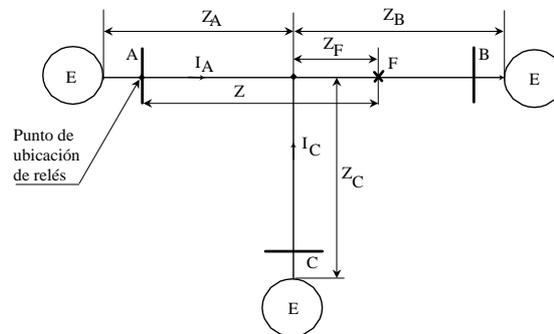


Fig. 127 - Sistema multiterminal con generación en los tres extremos

Indicábamos que la tensión en el punto A de ubicación de los relés es $E_A = Z_A I_A + Z_F (I_A + I_C)$ y la impedancia aparente vista por el relé $Z = \frac{E_A}{I_A} = Z_A + Z_F \left(1 + \frac{I_C}{I_A} \right)$ siendo I_C la aportación a la falta del enlace C.

También indicábamos que la práctica usual es ajustar el alcance de la primera zona para el 90 % de la impedancia real del tramo de línea A-B, es decir $0,9(Z_A + Z_B)$. Ahora bien, la impedancia aparente Z vista por el relé para la falta en F con aportación de la conexión C, no es $Z = Z_A + Z_F$, sino

$Z = Z_A + Z_F \left(1 + \frac{I_C}{I_A} \right)$ lo que indica, que si la corriente de abastecimiento I_C es positiva (infeed), la

impedancia medida por el relé será mayor que la real y si la 1ª zona ha sido ajustada para un alcance del 90 % del tramo A-B, no habrá garantía de que operen correctamente en su primera zona, produciéndose un efecto de sobrealcance. En cambio, si I_C es negativa (outfeed), los relés ubicados en A podrán detectar faltas de la 2ª zona, fuera del tramo A-B, como si fueran faltas en su primera zona, por medir una impedancia aparente menor que la real a la falta, hallándonos claramente en casos de subalcance.

La protección adaptativa debe perseguir que se consigan ajustar los alcances, sobre todo los de la 1ª zona, en sus valores adecuados para todas las condiciones del sistema. Las mismas protecciones adaptativas se podrán aplicar a las segundas zonas e incluso, a las terceras zonas consideradas de apoyo.

Según las posibilidades de intercambio de información que dispongamos en los extremos A-B-C, las protecciones adaptativas podrán ser diferentes. Uno de ellos puede ser el caso, de que transmitamos al extremo A el estado de los interruptores B y C, informando si están abiertos ó cerrados. Si el interruptor en C está abierto, el alcance de la 1ª zona de la protección en A podrá ser el 90 % de la impedancia

$Z_A + Z_B$ y si está cerrado, el 90 % de $Z_A + Z_F \left(1 + \frac{I_C}{I_A} \right)$. Para intercambiar esta información entre los

extremos, no se necesita comunicar más que unos pocos datos entre terminales y además, no es preciso que sea en tiempo real. Para calcular los valores de las impedancias de las zonas se pueden tomar unos valores razonables de la relación entre las corrientes I_C/I_A y aplicar lo mismo a cada terminal.

Este sistema de utilizar valores aproximados de las relaciones entre las corrientes como hemos indicado aquí adelante, puede ser sustituido por otro sistema si se transmiten de un terminal a otro, los circuitos equivalentes Thévenin para cada situación del sistema multiterminal. Conociendo estos equivalentes Thévenin de los otros terminales y las posiciones de sus interruptores (abiertos ó cerrados), se podrán hacer los cálculos para determinar adaptativamente los niveles de ajuste de las zonas.

Este método de *circuitos equivalentes Thévenin*, requiere el intercambio de una cantidad importante de información entre los extremos del sistema. Se enviará la información de los vectores de las tensiones y las matrices de las componentes simétricas de las impedancias, para poder calcular los circuitos equivalentes. El envío de esta información no tiene que ser en tiempo real, sino que se podrá enviar en todo momento y con la cadencia adecuada, mientras la falta permanece en el sistema, para calcular las intensidades de las corrientes en los extremos.

Si existe la posibilidad de comunicar en tiempo real de un terminal a los otros, los fasores de las tensiones y las intensidades ó bien sus valores obtenidos por muestreo, la protección adaptativa más fiable que se puede implantar en un sistema multiterminal, podría ser *la protección diferencial de porcentaje*.

14-1-1-2 Aplicación a dobles líneas paralelas

Dentro del capítulo de Protecciones de Distancia, en el apartado de *líneas dobles paralelas* señalábamos la existencia de alguna particularidad en la determinación de la impedancia aparente en faltas de *fase a tierra* y obteníamos unas expresiones que las vamos a recordar a continuación.

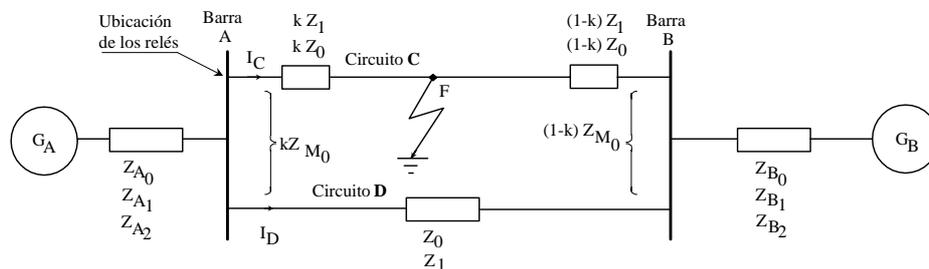


Fig. 128 - Sistema de dos líneas paralelas con falta en F

Indicábamos que para determinar la impedancia aparente a la falta Z_F la intensidad que circulaba por el relé debía ser compensada por una parte de las intensidades homopolares de cada una de las líneas dobles, siendo $I'_a = I_a + kI_0 + k_M I_0''$ la intensidad por la que se debía dividir la tensión E_a para obtener la impedancia de falta.

También señalábamos que para hacer la medida correctamente, era preciso alimentar al relé con el paralelo de las corrientes homopolares de ambos circuitos.

En la Fig. 128 hemos representado esquemáticamente el sistema de las dos líneas paralelas y aunque la nomenclatura pueda diferir de aquella de la Fig. 91, vamos a seguir el mismo razonamiento. El coeficiente k del esquema de la Fig. 120 es la relación entre la longitud de la línea hasta la falta y la longitud total de la línea, en cambio, la k y la k_M de la ecuación precedente, corresponden a las

expresiones siguientes, $k = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$ y $k_M = \frac{Z_{M_0}}{Z_1}$

En nuestra exposición anterior *de líneas dobles paralelas*, comentábamos que no siempre se podían medir las corrientes homopolares de ambas líneas y que en este caso, había que aceptar la existencia de un error en la actuación de las funciones de tierra en las unidades de distancia.

Las protecciones adaptativas pretenden utilizar otro método que dé una respuesta con una gran aproximación y uno de ellos consiste, en introducir un factor de corrección seleccionado adaptativamente de acuerdo con el modo de operación y el estado del sistema de potencia en cada momento. De esta forma, conforme al estado momentáneo del sistema, se dotará al relé con el ajuste adecuado.

De acuerdo con la nomenclatura de la Fig. 128 y supuesto que la falta en F es una falta monofásica de la fase **a** a **g** (tierra), vamos a establecer las mismas ecuaciones que establecimos al estudiar las líneas dobles paralelas.

Para la falta en F del circuito C podremos expresar la ecuación,

$$V_R = V_{C_a} = kLZ_1 \left(I_{C_a} + I_{C_0} \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} + I_{D_0} \frac{Z_{M_0}}{Z_1} \right) \quad \text{donde}$$

- V_R Tensión medida por el relé.
- V_{C_a} Tensión simple de la fase en falta aplicada al relé.
- k Distancia relativa desde el punto de ubicación del relé a la falta, expresada en tanto por uno.
- L Distancia total de la línea.
- Z_1 Impedancia directa de uno de los circuitos por unidad de longitud.
- I_{C_a} Corriente de la fase en falta en el punto de ubicación del relé.
- I_{C_0} Corriente homopolar del circuito en falta.
- Z_0 Impedancia homopolar de uno de los circuitos por unidad de longitud.
- I_{D_0} Corriente homopolar del circuito sano.
- Z_{M_0} Impedancia homopolar de acoplamiento mutuo por unidad de longitud.

La distancia a la falta podría ser determinada midiendo una impedancia proporcional a la distancia a la falta, tal

$$\text{que } Z_R = \frac{V_R}{I_R} = kLZ_1 \quad \text{por lo que } I_R = I_{C_a} + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_{C_0} + \frac{Z_{M_0}}{Z_1} I_{D_0} \quad \text{sería la intensidad que habría que}$$

aplicar al relé para medir la distancia correcta a la falta. Pero claro, esto requiere el valor del paralelo de las corrientes homopolares de ambos circuitos y la medida de esta corriente paralelo exige un enlace de comunicaciones a alta velocidad entre los equipos de medida de los dos circuitos ó bien, unas unidades de medida adicionales. Además, si el circuito paralelo está fuera de servicio no se podrán medir las corrientes ya que los dispositivos de medida se hallan colocados generalmente, entre las barras y el interruptor de línea. Esto hace que no sea posible tener en cuenta directamente la corriente homopolar del circuito paralelo y como consecuencia, se introducirá un error en el cálculo de la impedancia.

Efectivamente la corriente en el relé será $I_R = I_{C_a} + I_{C_0} \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$ y la impedancia calculada $Z_R = \frac{V_R}{I_R} =$

αkLZ_1 siendo α un coeficiente de corrección.

Vamos a sustituir V_R e I_R por sus respectivas expresiones

$$Z_R = \frac{kLZ_1 \left(I_{C_a} + I_{C_0} \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} + I_{D_0} \frac{Z_{M_0}}{Z_1} \right)}{I_{C_a} + I_{C_0} \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}} = kLZ_1 \left(1 + \frac{\frac{I_{D_0} Z_{M_0}}{I_{C_0} Z_1}}{\frac{I_{C_a} + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}}{I_{C_0}}} \right) \quad \text{de donde se deduce}$$

$$\alpha = 1 + \frac{\frac{Z_{M_0} I_{D_0}}{Z_1 I_{C_0}}}{\frac{I_{C_a}}{I_{C_0}} + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}}$$

que servirá como factor para calcular la impedancia correcta Z_R a la falta.

Cuando se pueda calcular α , la distancia será bien determinada y el relé actuará correctamente.

Si observamos la expresión del coeficiente de corrección α , vemos que su valor depende de los parámetros Z_0 , Z_1 , Z_{M_0} de los circuitos y que se pueden determinar, las intensidades medibles I_{C_a} , I_{C_0} del circuito en falta, quedando solamente la corriente homopolar I_{D_0} para ser calculada.

El valor de I_{D_0} depende del modo de operación del sistema y así, en la Fig. 129 mostramos las cinco variantes del modo de funcionamiento.

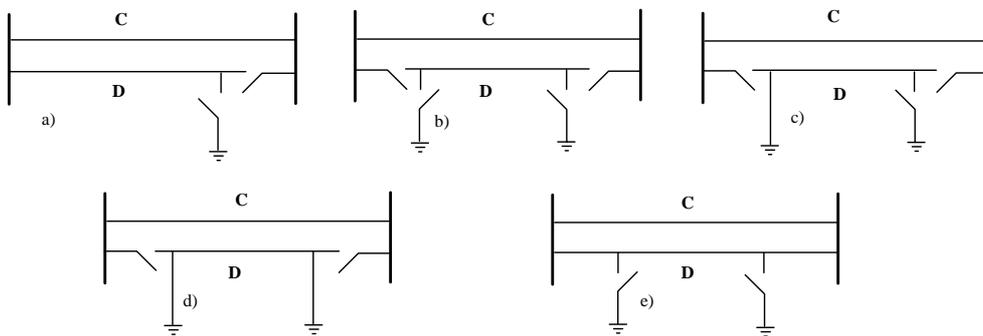


Fig. 129 - Modos de operación del circuito doble

Para los modos de operación de la Fig. 129 a) *circuito desconectado en un extremo* y b) y c) *circuito desconectado en ambos extremos* y no conectado a tierra más que en un solo extremo, $I_{D_0} = 0$ y por lo tanto, $\alpha = 1$ para los tres modos de funcionamiento.

Con el modo de operación d) con ambos extremos del circuito **D** a tierra, para calcular I_{D_0} utilizaremos el circuito de la componente homopolar del sistema de la Fig. 130 - a), modo de *operación de simple circuito*.

Con el modo de operación e) con *ambos circuitos conectados a las mismas barras* y para el mismo fin anterior, utilizaremos el circuito de la componente homopolar del sistema de la Fig. 130 - b), modo de *operación doble circuito*

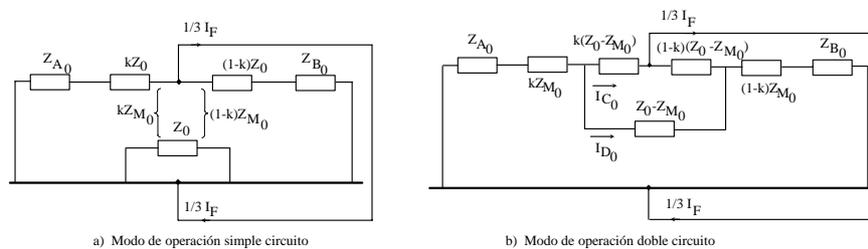


Fig. 130 - Circuitos de la componentes homopolares

Para el modo de circuito simple
$$\frac{I_{D_0}}{I_{C_0}} = \frac{Z_{M_0} [(1-k)Z_{A_0} - Z_{B_0}]}{Z_0 [(1-k)Z_0 + Z_{B_0}] - (1-k)Z_{M_0}^2}$$

Para el modo de circuito doble
$$\frac{I_{D_0}}{I_{C_0}} = \frac{kZ_{B_0} - (1-k)Z_{A_0}}{(2-k)Z_{B_0} + (1-k)(Z_{A_0} + Z_0 + Z_{M_0})}$$

Estas dos ecuaciones servirán para determinar la corriente homopolar I_{D_0} de la línea sana, pero presentan el problema de que el relé necesita calcular la distancia a la falta (k) y además, se precisan conocer los valores de las componentes homopolares de las impedancias de cortocircuito de las fuentes y de la red que se halla detrás de las barras de ambos extremos de línea y cuyos valores dependen de la topología de la red y del estado del sistema en cada momento.

Para resolver el primer problema que se refiere al cálculo de la distancia a la falta ó el valor del factor k , recordemos lo expuesto sobre la *función de transferencia* en los relés de distancia en el capítulo de *Funciones de Protección* en el apartado de unidades de distancia. Apuntábamos que siempre que $Z_R \leq Z_T$ la unidad producirá una señal de disparo. La impedancia Z_R es la medida por el relé y la Z_T la impedancia de tarado ó de alcance máximo, correspondiente a una zona, en este caso a la 1ª zona.

Vamos a designar por k_T la longitud parcial en tanto por uno del tramo de línea de longitud L que corresponde al alcance máximo Z_T de la unidad (normalmente 0,85/0,9). Si el valor k a la falta cumple con $k \leq k_T$ la unidad determinará que la falta se ha producido dentro de su zona de ajuste. Decíamos al tratar de la función de transferencia, que un relé de distancia no calcula la distancia real a la falta, sino que determina si esta se ha producido dentro ó fuera de la zona protegida. Entonces a k_T se le asignará un valor para hacerle intervenir en los cálculos del valor de α , por ejemplo de 0,85 que es considerado como muy normal.

Refiriéndonos al segundo problema, para calcular el factor de corrección α hay que determinar las impedancias homopolares de cortocircuito Z_{A_0} , Z_{B_0} de las fuentes y de la red detrás de las barras de los extremos de línea, no pueden calcularse a través de las medidas realizadas por las unidades de protección. Estas magnitudes podrán ser determinadas mediante simulaciones. No se podrán hacer las simulaciones para todos los posibles estados del sistema, por lo que habrá que simular un determinado número de situaciones de la red y, añadir una *función de interpolación no lineal* (α no es lineal) a la unidad para tareas de supervisión. Este sistema debe servir para calcular α_T en cada situación y aplicar a la unidad para definir la $Z_T = \alpha_T k_T L Z_1$.

El valor de α_T será el factor de corrección para compensar el efecto del acoplamiento mutuo que se aplicará al circuito paralelo cuando $k = k_T$. Ahora bien, los valores de k_T , L y Z_1 serán conocidos y si hallamos los valores de las impedancias homopolares Z_{A_0} y Z_{B_0} de los dos extremos, podremos calcular α_T y con este factor de corrección, nos será factible hacer el ajuste del nivel de la zona protegida y tener así, un relé más selectivo.

La práctica actual consiste en calcular separadamente Z_T para el caso más desfavorable y compensar la influencia de los diferentes estados del sistema, introduciendo un margen de seguridad en los ajustes de los niveles de actuación de las unidades para evitar sobre todo, el que se puedan dar casos de sobrealcance.

Una línea doble con un ajuste del alcance máximo del 85 % de la longitud de la línea, caso muy normal en el modo de operación como circuito doble, cubrirá del orden del 75 % de la línea, el 85 % cuando el circuito paralelo está fuera de servicio y sin puesta a tierra en ninguno de los extremos y más del 100 % cuando el circuito paralelo está fuera de servicio pero con puesta a tierra en los dos extremos. Estos valores pueden ser aún peores cuando existe generación solo en un extremo.

Para evitar estas imprecisiones en la operación de los relés, en las unidades digitales a base de microprocesador, será posible adaptar un valor de Z_T en cada estado momentáneo del sistema, utilizando el factor de corrección adecuado α_T .

Para calcular α_T las magnitudes son conocidas excepto la relación $\frac{I_{D_0}}{I_{C_0}}$ que se calculará mediante las ecuaciones establecidas anteriormente para los modos de operación *simple* y *doble circuito*. Para ello, habrá que conocer los circuitos equivalentes Thévenin de las fuentes y redes detrás de las barras de los extremos de línea y esto se obtendrá, a través de la simulación de diferentes estados del sistema.

Se considerarán dos categorías en los cambios de los distintos estados del sistema de potencia:

- Cambios en el estado de la generación asociada a la línea a proteger por desconexión de generadores, cambios en las cargas y, en la topología de la red. Esto afectará produciendo cambios en los circuitos equivalentes Thévenin.
- Cambios en el modo de operación de la línea que va a ser protegida por sus diferentes modos de operación, en doble ó, en simple circuito con sus distintas variantes. Estos cambios darán lugar a una diferencia en las mediciones de la impedancia aparente Z_R , hechas por el relé.

Por lo expuesto deducimos, que el estado del sistema en cada momento y el modo de operación de las líneas dobles paralelas, ejercen una gran influencia en la actuación de las unidades de distancia utilizadas en sus protecciones. Como hemos señalado, en la mayoría de las ocasiones es imposible medir y obtener la información que se requiere y en esos casos, se deberá obtener por otros medios y hemos apuntado que una vía puede ser, a través de los circuitos equivalentes Thévenin. Haciendo una estimación de los equivalentes de Thévenin de las componentes homopolares de las impedancias fuente detrás de las barras de los extremos de línea para determinadas situaciones del sistema, los relés podrán actuar con mayor seguridad haciendo que la protección sea más fiable y selectiva.

Las impedancias de cortocircuito están influenciadas mayormente, por las grandes contingencias que se pueden dar en el sistema producidas por la desconexión de un generador en las proximidades de la línea que va a ser protegida y, que el caso límite se dará solamente cuando se desconecta la capacidad total de generación de un extremo de la línea protegida. Esto podría darse si hay un solo generador conectado en uno de los extremos y, podría ser un caso adverso a simular.

Podríamos ampliar este capítulo con algunos otros ejemplos aplicados a protecciones tales como, a *líneas de alimentación de distribución*, al *deslastre de cargas en las pérdidas de sincronismo* etc., pero como hemos dicho al iniciar este capítulo, nuestro objetivo era el de clarificar en lo posible, el concepto de las protecciones adaptativas a través de unos ejemplos simples. Este nuevo campo de las protecciones está en la actualidad en pleno desarrollo.

15. FINAL

Los diferentes tipos de equipos de relés de protección y las prácticas de aplicación en los sistemas de potencia pueden variar notablemente de una empresa eléctrica a otra. Los factores tales como, fiabilidad del servicio, estabilidad del sistema, daños en equipos y líneas, así como las consideraciones económicas, pueden condicionar y determinar el tipo de protecciones a utilizar. En general, a medida que estos requisitos sean más exigentes, en la misma medida repercutirán sobre las exigencias impuestas a los equipos de protección.

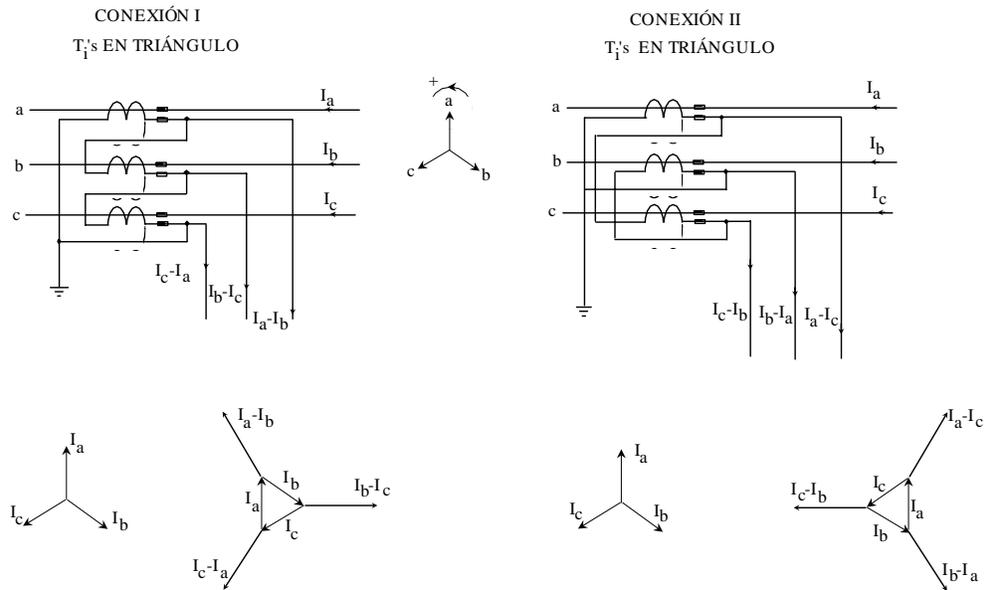
Para cumplir con los requisitos del momento y futuros del sistema de potencia, es preciso tener en cuenta la gran rapidez y expansión que están teniendo los nuevos equipos de protección digitales, cubriendo las necesidades más complejas de las funciones de protección, destacando la gran ventaja que tienen por sus posibilidades de comunicación con los equipos situados en el mismo centro de utilización y, con equipos ubicados en lugares remotos.

Lo que sí deseamos apuntar aquí como punto final es, que todas las protecciones descritas e incluso las que están en pleno desarrollo como son las digitales, por muy rápida y coordinada que sea su actuación, la operación siempre es después de producirse la falta, aunque esta sea en su fase incipiente. Ahora nos podríamos preguntar ¿ No será preciso investigar sobre algunas peculiaridades que se puedan dar y reconocer en los elementos de los sistemas eléctricos antes de que se produzcan las faltas ? Así se podrían desarrollar sistemas de protección con las tecnologías más apropiadas que actuaran antes de que se produjeran las faltas y evitar, todos los efectos perniciosos que estas producen. Esto quizá sea un sueño, pero en muchas ocasiones los sueños se han transformado en realidad.

Bilbao 3/11/2000

Ibia,

Este es el dibujo que he modificado.



APÉNDICE I

SUPERVISIÓN Y ENSAYO DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

General

La idea principal de los ensayos realizados a los relés de protección se basa en aplicar al relé las mismas tensiones e intensidades, con sus respectivos ángulos de fase y que serían las aplicadas durante las condiciones normales de operación.

Los ensayos que vamos a describir en este apartado se van a referir a funciones o equipos de protección con posibilidades de comunicarse a través de ordenadores que hacen de interfase entre el hombre y los equipos de ensayo y las protecciones.

Los ensayos a realizar sobre estos dispositivos pueden ser de *aceptación* y que los realiza normalmente el fabricante en el laboratorio, existiendo dos posibilidades:

- Ensayo de nuevos productos en los que es interesante realizar una amplia gama de ensayos sobre un prototipo .
- Ensayo de un producto ya comercial en donde el fabricante debe ensayar una a una cada unidad vendida, para asegurar que el producto cumple las especificaciones dadas por el fabricante.

Ensayos de *recepción e instalación* que se realizan a la recepción del relé haciendo unas pruebas básicas para asegurar que dicho relé no ha sufrido ningún daño en el transporte y una vez ubicados en la instalación, se hacen los ensayos de instalación para comprobar su funcionamiento. Estos ensayos no se repiten a menos que se haya producido una operación incorrecta.

Ensayos de *mantenimiento* que son periódicos para comprobar que los relés no han perdido ninguna de sus características de funcionamiento y que todas las instalaciones asociadas a ellos actuarán correctamente en el caso de que se produzcan faltas. Las estadísticas nos dicen que el funcionamiento correcto de los sistemas de protección se encuentra en torno al 95% o superior. El despeje de una falta sobre el sistema se considera correcto, solo si el número de interruptores abiertos es el mínimo necesario. El funcionamiento incorrecto se debe principalmente a causas tales como, relés en malas condiciones, conexiones incorrectas, ajustes mal realizados, ambientes contaminantes, elevadas temperaturas, etc.

Puesto que estos dispositivos pueden estar sin operar durante largos períodos de tiempo, se hacen como hemos indicado, unos ensayos periódicos de mantenimiento para asegurar una correcta actuación cuando las protecciones son requeridas para ello. Estos ensayos de mantenimiento pueden ser:

- Ensayos de mantenimiento preventivo. Con estos ensayos se pretende comprobar que el relé está funcionalmente en buenas condiciones y que va a ser capaz de responder adecuadamente cuando se produzca una falta.
- Ensayos de mantenimiento correctivo. Los ensayos de este tipo se realizan cuando se ha producido una falta y la protección no ha actuado correctamente.

Herramientas para la obtención de magnitudes para la realización de los ensayos eléctricos

Una vez vistos los aspectos más importantes de los distintos ensayos que se deben realizar sobre los sistemas de protección del Sistema Eléctrico de Potencia, el siguiente paso consiste en obtener las magnitudes eléctricas de partida para llevar a efecto los mismos. Estas magnitudes se pueden obtener por simulación o a partir de los datos registrados de faltas reales producidas en el sistema.

Magnitudes eléctricas obtenidas a partir de faltas simuladas

Debido a que los sistemas de potencia se explotan cada vez más cerca de sus límites físicos, en la actualidad resulta prácticamente imposible dejar fuera de servicio instalaciones reales para poder realizar ensayos sobre los relés de protección provocando faltas en dichas instalaciones. Una respuesta a este problema consiste en realizar los ensayos de las protecciones a partir de señales obtenidas por procesos de simulación mediante ordenador, los cuales reproducen el comportamiento y los fenómenos producidos en el sistema eléctrico. Las herramientas disponibles para realizar estos procesos de simulación son los simuladores analógicos ó los simuladores digitales.

Simulador analógico

Un simulador analógico consiste en un modelo físico del sistema a escala reducida en donde las líneas, transformadores, interruptores, etc., están representadas por inductancias, capacidades y resistencias, que operan a bajas tensiones (10 - 500 V) y bajas intensidades. Las ventajas de este tipo de simulador son:

- Gran aproximación al fenómeno físico real evitando cualquier riesgo de inestabilidad numérica.
- Opera en tiempo real, es decir, se provoca la falta en el sistema y el relé responde y se produce el disparo en el modelo del interruptor para despejar la falta, al igual que sucede en una situación de falta real.
- Es muy rápido y flexible permitiendo hacer gran cantidad de pruebas con distintos parámetros de definición de la falta.

Sin embargo, estos modelos también presentan una serie de inconvenientes:

- Están limitados en el número de componentes del sistema eléctrico a simular.
- Pueden llegar a ser extremadamente caros para el estudio de sistemas complejos, fenómenos no lineales o fenómenos asociados con problemas de acoplamiento entre fases.
- Precisan de un mantenimiento periódico y recalibración.

Debido a la elevada inversión que supone tener un simulador de este tipo, suele ser una opción reservada. Esta herramienta se basa en simular los distintos elementos del sistema eléctrico resolviendo las ecuaciones matemáticas que describen su comportamiento. Así se obtienen de forma digital las ondas de tensión e intensidad que aparecen en el sistema bajo diversas hipótesis de funcionamiento. Para realizar los ensayos

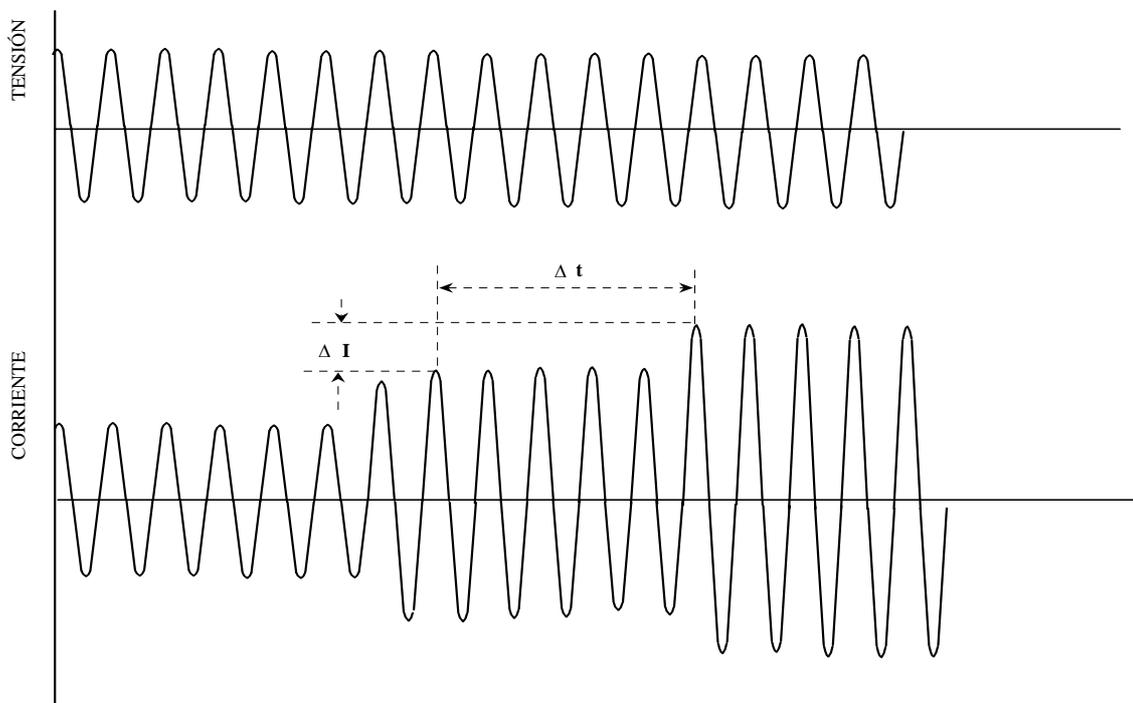


Fig. 1 - Ondas de tensión e intensidad en ensayos funcionales

sobre los relés, estas ondas obtenidas se transforman mediante convertidores Digital/Analógico y se acondicionan a los niveles de potencia requeridos mediante amplificadores. A partir de esta información en forma digital, los ensayos a realizar pueden ser de distinto carácter:

- Ensayos funcionales o en estado permanente y que son ensayos en los cuales las señales varían lentamente hasta llegar a alcanzar los valores de operación del relé, es decir, la variación de la relación entre los incrementos $\Delta I/\Delta t$ tiene que ser muy pequeña. Para relés con varias señales de entrada, solo se varía una de las señales cada vez, dejando las demás constantes. No se trata de una situación real. En la Fig. 1 se muestran las ondas de tensión e intensidad de estos ensayos.
- Ensayos pseudo-transitorios, donde se varían las señales de ensayo cambiando instantáneamente del valor de prefalta al valor de falta en régimen estacionario. En este tipo de ensayos se utilizan solamente magnitudes de frecuencia fundamental y no aparece la componente aperiódica de corriente continua. Estos ensayos pueden proporcionar algún resultado erróneo debido a la brusca transición entre los estados de prefalta y falta. En la Fig. 2 se muestran las ondas de este tipo de ensayos.

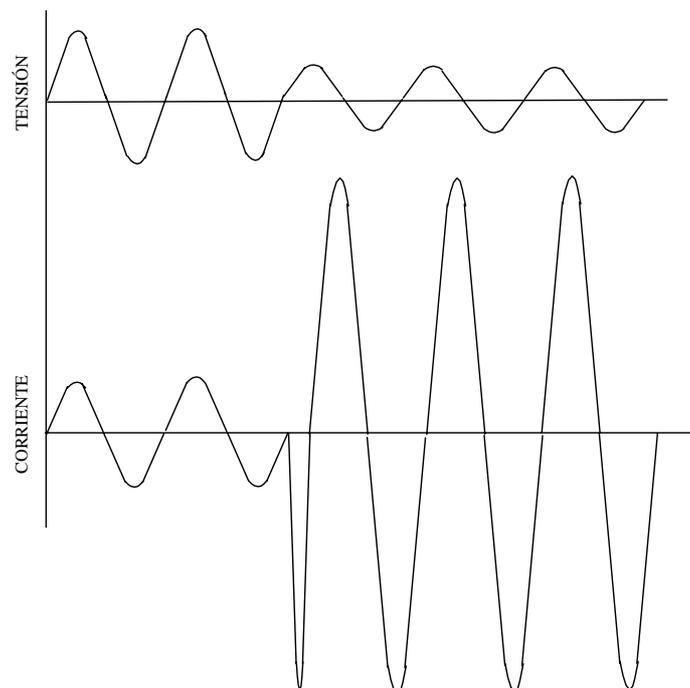


Fig. 2 - Ondas de tensión e intensidad en ensayos pseudo-transitorios

- Ensayos transitorios, donde las señales que se utilizan para realizar los ensayos representan con gran precisión las magnitudes de tensión e intensidad a las que va a estar sometido un relé cuando se produzca una falta real en algún elemento del sistema. Estas señales incluyen magnitudes de prefalta, falta y postfalta e incorporan componentes de frecuencia fundamental, componentes de alta frecuencia y la componente aperiódica de corriente continua, como se muestran en la Fig. 100.

Herramientas de simulación digital

Estas herramientas son a base de distintos paquetes software que se encargan de calcular las magnitudes de tensión e intensidad en situación de falta. Entre ellos cabe destacar el **PSS/E** y el **MSC** para ensayos de carácter pseudo-transitorio y el **EMTP-ATP** para ensayos de carácter transitorio.

PSS/E (Power System Simulator, de PTI). Se trata de un conjunto de programas y ficheros de datos, que permiten analizar de forma interactiva mediante cálculo y simulación, una gran variedad de fenómenos en un sistema eléctrico de potencia. Entre los distintos módulos que lo componen se encuentran, la manipulación y actualización de datos, flujos de potencia, análisis de faltas, cálculo de equivalentes de red, estudio de armónicos, simulación dinámica, análisis lineal de redes, etc.

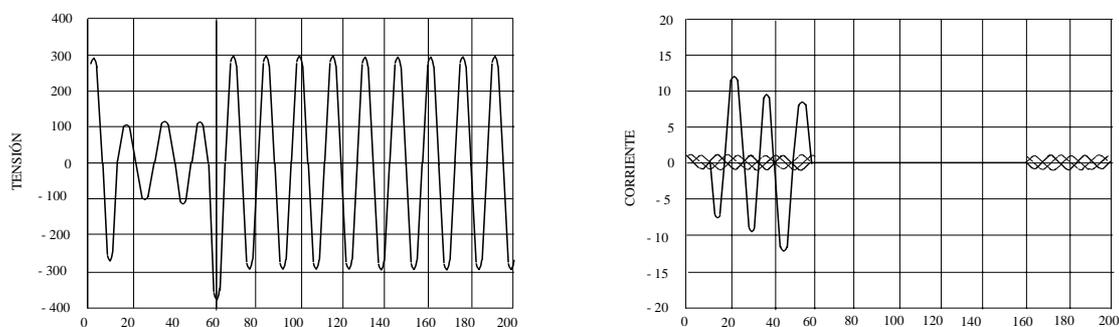


Fig. 3 - Ondas de tensión e intensidad en ensayos transitorios

En relación con los ensayos de protecciones, con el PSS/E se puede obtener:

- Los valores eficaces de tensión e intensidad (en magnitud y ángulo) de los diferentes nudos del modelo del sistema en situaciones de falta y prefalta.
- La variación en el tiempo de los valores anteriores, así como de las variables y estados internos de los modelos de las máquinas que componen el sistema

Dado que el PSS/E está pensado para los estudios de estabilidad y cortocircuitos del sistema, maneja únicamente valores eficaces de las variables, por lo que no es utilizable para el estudio de perturbaciones o transitorios de tiempos inferiores al segundo.

MSC (Modulo de Simulación de Cortocircuitos). El Departamento de Ingeniería Eléctrica de la ETSII y de IT de Bilbao ha desarrollado un programa software para el cálculo de las magnitudes de tensión e intensidad, que aparecen en los extremos de una línea cuando se produce una falta. Este módulo está integrado dentro de la aplicación *LOCAFALT* desarrollada para la localización y análisis de faltas.

El *MSC* permite calcular las magnitudes de tensión e intensidad para líneas de distintas configuraciones tales como, líneas simples de dos extremos; líneas de doble circuito de dos extremos con influencia mutua entre ambos circuitos y líneas de tres extremos.

Al igual que el PSS/E solamente proporciona valores eficaces de las situaciones de prefalta y falta en régimen estacionario y por esta razón, los resultados obtenidos son válidos para realizar ensayos pseudo-transitorios, pero no para ensayos transitorios.

Tanto en el caso del PSS/E como del *MSC* los resultados son guardados en un fichero, con un formato determinado, que puede ser leído por otra aplicación software, la cual a partir de esos datos, determina las magnitudes de los secundarios de los transformadores de medida y los envía a unos generadores de tensión e intensidad controlados por software, donde se realiza la conversión Digital/Analógica de dichas magnitudes para suministrarlas al relé de protección.

EMTP-ATP (Electromagnetic Transient Program - Alternative Transient Program). La realización de ensayos transitorios en relés no tuvo una importancia crítica hasta la aparición de los relés estáticos, sobre todo los digitales, de mayor velocidad de respuesta que sus predecesores electromecánicos. En esta línea de actuación se han utilizado diversos programas informáticos que son capaces de simular el período transitorio que aparece

tras producirse cualquier perturbación en la red, siendo el EMTP-ATP el que ha adquirido una de las mayores aceptaciones ya que permite reproducir con gran fiabilidad estas situaciones transitorias.

Este software tiene dos versiones, una de ellas es el EMTP distribuido por el EPRI (Electric Power Research Institute), y la otra es el ATP distribuido hasta ahora por LEC (Leuven EMTP Center-Bélgica). Ambas versiones tienen como punto común de partida, el EMTP desarrollado por H. W. Dommel, pero a partir de 1985 siguen caminos de desarrollo diferentes aunque con cierta colaboración.

Entre las múltiples aplicaciones de este software se pueden citar, los estudios de transitorios electromecánicos y de maniobra, sobretensiones atmosféricas, coordinación de aislamientos, ferro-resonancia, análisis de protecciones, análisis de sistemas de control, etc., disponiendo de un gran número de elementos para realizar las simulaciones.

Para realizar los ensayos sobre las protecciones a partir de los datos obtenidos con esta herramienta de simulación, es necesario realizar una conversión Digital/Analógica y una amplificación de las distintas señales eléctricas. Este proceso se puede realizar mediante un adecuado generador de tensiones e intensidades basado en microprocesador, y compatible con la norma COMTRADE ANSI/IEEE C37.111-1991. Por tanto, los ficheros obtenidos con el EMTP-ATP hay que transformarlos a formato COMTRADE mediante un interfase.

Ensayos a partir de faltas reales

Los ensayos realizados a partir de faltas reales se basan en los datos almacenados por los registradores digitales ubicados en las subestaciones de transporte y distribución de la red de energía eléctrica, que son capaces de reconocer una perturbación y almacenar los datos de las magnitudes de tensión e intensidad de falta y prefalta.

A partir de los datos disponibles de faltas reales y sometidos a distintos tratamientos, se pueden realizar tanto ensayos pseudo-transitorios como transitorios.

Para adecuar los datos de cara a realizar ensayos pseudo-transitorios hay que realizar una primera etapa de filtrado que permita obtener los valores eficaces de la componente fundamental para tensiones e intensidades y posteriormente llevar a cabo una segunda etapa para transformar esas magnitudes de componente fundamental de modo que se puedan alimentar las protecciones a través de los generadores de tensión e intensidad sinusoidales controlados por software.

APÉNDICE II

NÚMERO DE LAS FUNCIONES Y DISPOSITIVOS

Para una comprensión rápida del significado de las funciones principales de cualquier dispositivo que se utilice como parte de un sistema eléctrico de potencia, se ha definido una nomenclatura conocida por *Numeración de los Dispositivos*.

Esta nomenclatura asigna un determinado número a cada una de las muchas funciones que realizan los elementos que componen un sistema eléctrico.

Los números de función de los dispositivos con las letras y sufijos apropiados, se usan donde sea necesario en los esquemas eléctricos, en los libros y en las especificaciones relacionadas con productos que forman parte de los sistemas eléctricos.

Estos números están basados en un sistema que fue adoptado como *normalizado* para el aparamenta automatizado por la IEEE y que posteriormente fue incorporada en la **Norma ANSI/IEEE C37.2**.

No vamos a listar toda la numeración de las funciones, sino aquellas que afectan principalmente a los esquemas relacionados con las protecciones eléctricas.

Número del Dispositivo	Descripción y Función Dispositivos
1	Elemento principal , dispositivo principal
13	Dispositivo de velocidad síncrona , opera en las velocidades síncronas próximas de una máquina.
20	Válvula accionada eléctricamente por solenoide o por motor.
21	Relé de distancia , opera cuando la impedancia, reactancia ó admitancia de un circuito, descienden de un valor fijado previamente.
23	Dispositivo de control de temperatura , funciona para mantener la temperatura de una máquina dentro de unos límites establecidos. (Ejemplo: un termostato)
25	Dispositivo de sincronización ó de comprobación de sincronismo , opera cuando dos circuitos de c.a. están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia ó ángulo de fase permitiendo su acoplamiento en paralelo.
26	Dispositivo térmico , opera cuando la temperatura del elemento protegido desciende de un valor preestablecido.
27	Relé de mínima tensión

- 28 **Relé de señalización**, dispositivo de reposición manual que abastece indicaciones visuales de actuación de protecciones.
- 32 **Relé direccional de potencia**, opera cuando la potencia en una dirección sobrepasa un valor preestablecido.
- 40 **Relé de campo**, funciona para un valor establecido de la intensidad de campo (normalmente muy bajo) de una máquina por falta en el circuito de campo ó una excitación excesivamente baja.
- 41 **Interruptor de campo**, aplica o quita la excitación de una máquina.
- 43 **Maneta o dispositivo de transferencia manual**, efectúa la transferencia en los circuitos de control para modificar un proceso de operación.
- 46 **Relé de equilibrio de intensidad ó de inversión de fase**, funciona cuando la rotación de las corrientes polifásicas está invertida ó cuando el sistema de corrientes contiene componente inversa, debida a desequilibrios.
- 47 **Relé del orden de sucesión de fases del sistema de tensiones**, es el que vigila el orden preestablecido de sucesión de fases de las tensiones.
- 48 **Relé de secuencia incompleta**, es el que vuelve al equipo a su posición normal de inicio enclavándolo, siempre que el ciclo de arranque, funcionamiento ó parada, no se completa como ha sido previsto.
- 49 **Relé térmico**, actúa cuando la temperatura de una máquina excede de un valor preestablecido.
- 50 **Relé instantáneo de sobreintensidad**, actúa sin demora intencionada cuando la intensidad sobrepasa el valor previamente establecido.
- 51 **Relé de sobreintensidad de c.a. de tiempo diferido**, actúa conforme a unas características de tiempo inverso ó tiempo fijo cuando la intensidad de un circuito de c.a. sobrepasa el valor preestablecido.
- 52 **Interruptor automático en c.a.**, hace las apertura y cierres de los circuitos de potencia en condiciones normales de falta.
-
- 53 **Relé de excitatriz o del generador de c.c.**, es el dispositivo que fuerza la excitación de la máquina a su

restablecimiento durante el arranque.

55	Relé de factor de potencia
56	Relé de aplicación del campo
59	Relé de máxima tensión
60	Relé de equilibrio de tensiones , opera para una diferencia dada entre las tensiones de dos circuitos.
62	Relé temporizado de apertura o de parada
63	Relé de presión , actúa con los cambios de presión de gases ó de líquidos al sobrepasar los valores preestablecidos.
64	Relé de protección de tierra , actúa con los fallos de aislamiento a tierra en las máquinas, pero solo se aplica para detectar el paso de corriente desde el armazón ó caja protectora de un elemento ó de aparatos y de bobinados que no están puestos a tierra. No se aplica a dispositivos que están sobre los secundarios de los transformadores de medida.
65	Regulador mecánico , controla la apertura de una compuerta ó una válvula de un elemento motriz primario, en el arranque, en el mantenimiento de la velocidad y en la parada.
67	Relé direccional de sobreintensidad de c.a. actúa para un valor dado de la sobreintensidad para un sentido definido del flujo de la potencia.
69	Dispositivo de supervisión y control
72	Interruptor de c.c. de un circuito de energía.
76	Relé de sobreintensidad de c.c.
78	Relé de medida del ángulo de fase ó de protección de salida de paralelo , opera para valores predeterminados del ángulo de fase entre dos corrientes, dos tensiones ó entre una tensión y una intensidad.
81	Relé de frecuencia.
85	Relé receptor de señal de hilo piloto ó de onda portadora.
<hr/>	
86	Relé de enclavamiento , accionado eléctricamente y que al actuar queda enclavado en esa posición, debiendo ser

expresamente repuesto a mano o eléctricamente. Se le denomina también relé de reposición manual.

- 87** **Relé de protección diferencial**, funciona sobre un porcentaje, ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades ó algunas otras magnitudes eléctricas.
- 90** **Dispositivo de regulación**, regula entre unos límites determinados los valores de una magnitud física.
- 91** **Relé direccional de tensión**, actúa cuando la tensión en los extremos de un interruptor ó contactor abierto, sobrepasa un valor dado en una determinada dirección.
- 94** **Relé de disparo libre**, es el que opera para disparar ó permitir el disparo de un interruptor para evitar el reenganche inmediato.

APÉNDICE III

Protección de Líneas

En esta nota técnica nos vamos a referir a la protección de las *líneas de transporte* cuyo objetivo es el disparo de los extremos de la línea en falta y, en el mínimo tiempo posible. Dependiendo del valor del tiempo, podrán utilizarse las protecciones:

- 1- *Sin enlace*, esto es, no instantáneas en el 100 % de la línea
- 2- *Con enlace*, es decir, cuando se intenta eliminar toda demora no intencionada

En el grupo de *sin enlace de comunicación* englobaremos

- Protecciones **de distancia**
- Protecciones **de sobreintensidad direccional** (generalmente para faltas a tierra)

En esta nota técnica vamos a desarrollar los del segundo grupo, el de las protecciones *con comunicación de enlace*

- Protecciones unitarias
 - 1- Comparación de fase
 - 2- Diferencial longitudinal
- Protecciones no unitarias
 - 1- En subalcance con teledisparo
 - 2- En subalcance permisivo
 - 3- En subalcance con aceleración de zona
 - 4- En sobrealcance permisivo
 - 5- En sobrealcance a bloqueo
 - 6- En sobrealcance a desbloqueo
 - 7- De comparación direccional

La protección *unitaria* hemos considerado aquella cuyo funcionamiento y selectividad de zona, dependen exclusivamente de la comparación de las magnitudes eléctricas en un extremo de línea respecto a las del otro

La protección *no unitaria* hemos considerado como aquella cuyo funcionamiento y selectividad de zona dependen solo de magnitudes medidas en un extremo y, en algunos casos, del intercambio de señales lógicas entre extremos.

Describiremos seguidamente los sistemas citados dentro del grupo de no unitarias.

Sistema de protección en subalcance con teledisparo

En general, la medida se realiza mediante relés de distancia calibrados a subalcance. La detección de la falta por cualquiera de los dos extremos, hace iniciar el disparo de su interruptor correspondiente y, envía una señal de disparo al otro extremo.

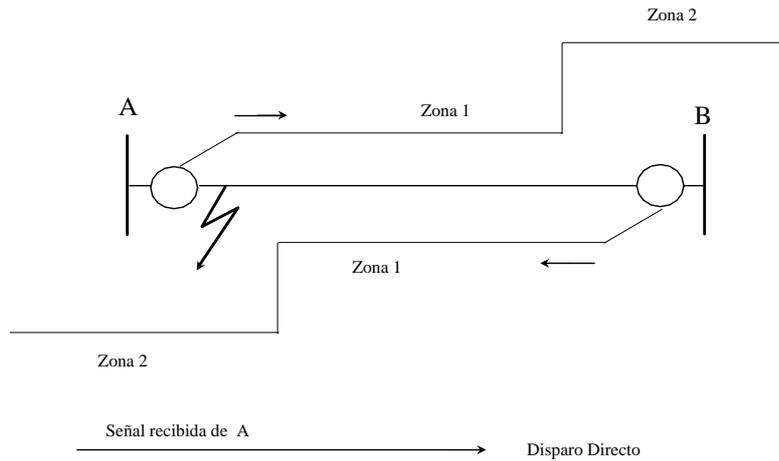


Fig 1 – En subalcance con teledisparo

Sistema de protección en subalcance permisivo

Al igual que el anterior la medida se realiza con unidades de distancia, tarados en subalcance en cada extremo. La detección de la falta en un extremo (A) hace que inicie el disparo en ese extremo y, envíe señal al otro. La recepción de la señal en el otro extremo (B) hará iniciar el disparo si la protección permisiva local ha detectado también la falta.

Los criterios permisivos utilizados son:

- Arrancadores (zona 3ª) de protec. de distancia
- Relé de subimpedancia
- Relé de sobreintensidad
- Relé de mínima tensión
- Protección de distancia

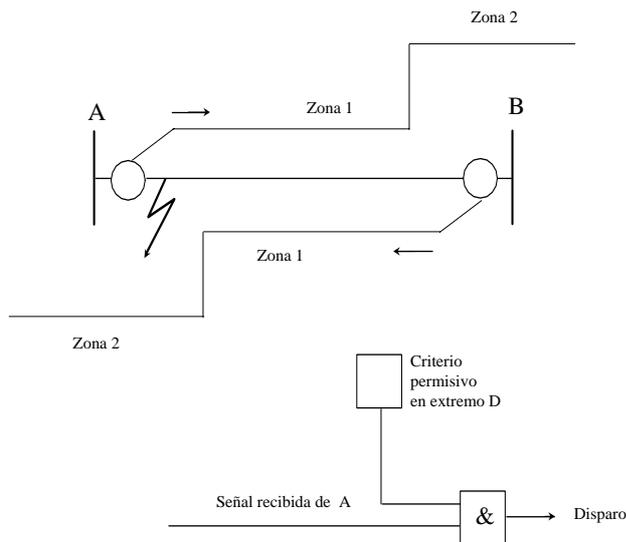


Fig 2 – En subalcance permisivo

Sistema de protección en subalcance con aceleración

Con unidades de distancia al igual que los anteriores y, tarados en subalcance en cada extremo

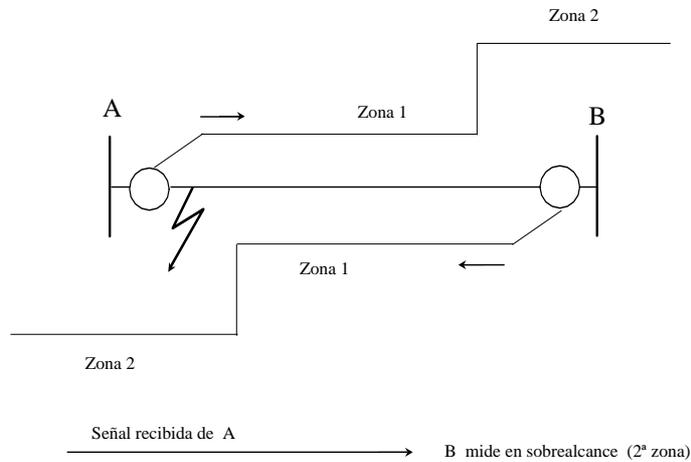


Fig. 3 – Subalcance con aceleración de zona

En este esquema de comunicación de extremos, la segunda zona hace de función permisiva. En cuanto recibe señal del otro extremo, conmuta el temporizador **T2** de segunda zona, puenteandola y transformandola en 1ª zona detectando la falta. Al detectar la falta en la zona extendida, hace que inicie el disparo de su interruptor correspondiente.

Protección de sobrealcance permisivo

En general, con relés de distancia tarados en ambos extremos en sobrealcance.

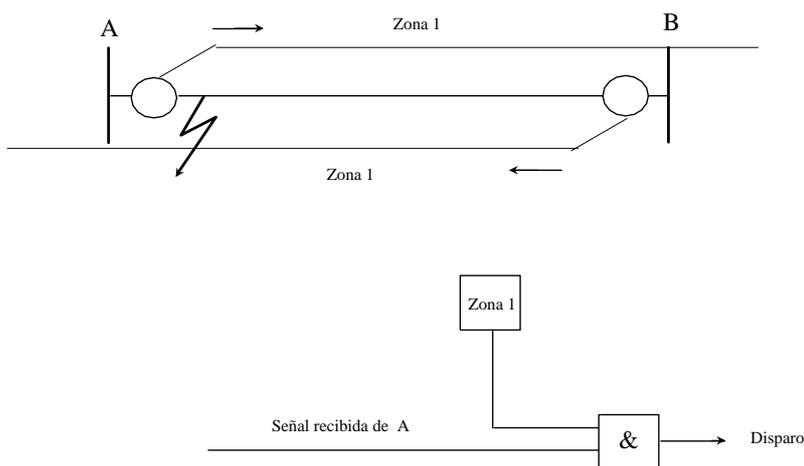


Fig. 3 – Sobrealcance permisivo

La zona 1 del extremo A detecta la falta y transmite la señal a B y no iniciará el disparo sin recibir una señal del extremo remoto. Al recibir la señal y la zona 1 (en sobrealcance) en B haya

detectado la falta, iniciará el disparo de su interruptor correspondiente y a su vez, enviará señal al extremo A que iniciará igualmente el disparo, puesto que ha detectado también la falta, como hemos indicado anteriormente.

Sistema de protección de sobrealcance a bloqueo

Unidades de medida igualmente de distancia, tarados en ambos extremos a sobrealcance. Este esquema requiere unos relés de medida adicionales mirando en contradirección (hacia atrás), siendo la misión de estos similar al de los relés permisivos, es decir, mandarán una señal de bloqueo cuando detectan una falta en contradirección. En el caso de falta interna, funcionará como una protección de sobrealcance permisivo.

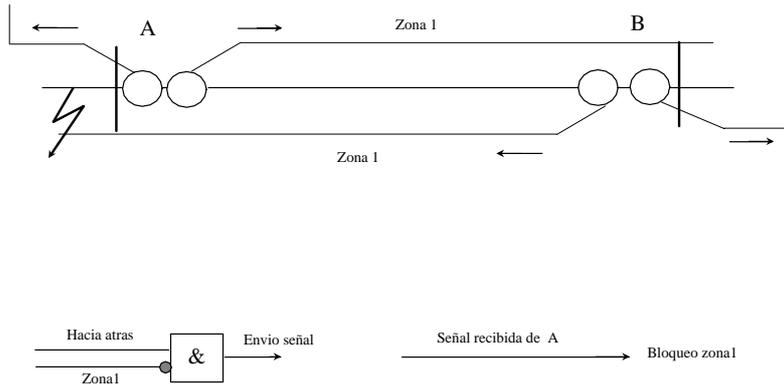


Fig. 4 – Sobrealcance a bloqueo

Sistema de protección en sobrealcance a desbloqueo

Generalmente, protecciones de distancia en los extremos tarados en sobrealcance. En operación normal transmite al otro extremo una señal de bloqueo

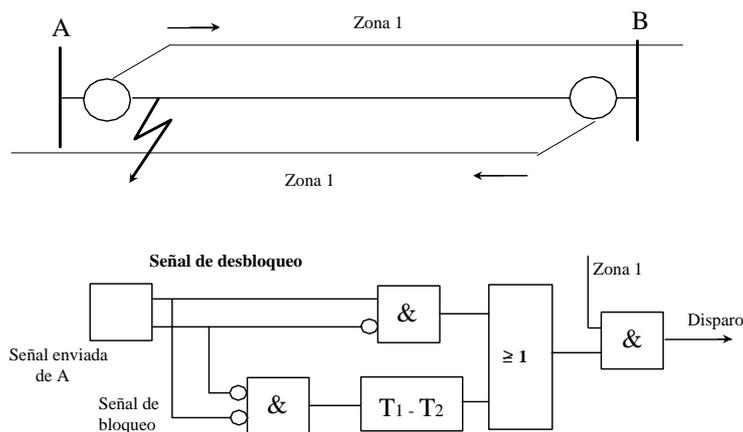


Fig. 5 – Sobrealcance a desbloqueo

Cuando un extremo detecta una falta, elimina la señal de bloqueo y, manda una señal de desbloqueo al extremo remoto. La desaparición de la señal de bloqueo, coincidiendo con la señal de desbloqueo, permite que la protección local inicie el disparo. En el caso de que no se reciba señal de desbloqueo una vez desaparecida la señal de bloqueo, se desbloqueará el disparo por Zona 1 durante un periodo **T1-T2**. Este tiempo se ajusta normalmente entre 100 y 200 ms. A veces, a la señal de desbloqueo se le denomina *señal de guarda*

Si no se recibe señal de desbloqueo tras desaparecer la señal de bloqueo, habitualmente está previsto que la protección en sobrealcance inicie el disparo durante un intervalo de tiempo variable, normalmente entre 100 y 200 ms