

Instituto Schneider Electric de Formación

Protecciones eléctricas en MT



Publicación Técnica Schneider: PT-071



La **Biblioteca Técnica** constituye una colección de títulos que recogen las novedades en automatismos industriales y electrotécnica. Tienen origen en el Centro de Formación para cubrir un amplio abanico de necesidades pedagógicas y están destinados a Ingenieros y Técnicos que precisen una información específica, que complemente la de los catálogos, guías de producto o noticias técnicas.

Estos documentos ayudan a conocer mejor los fenómenos que se presentan en las instalaciones, los sistemas y equipos eléctricos. Cada Publicación Técnica recopila conocimientos sobre un tema concreto del campo de las redes eléctricas, protecciones, control y mando y de los automatismos industriales.

Puede accederse a estas publicaciones en Internet: <http://www.schneiderelectric.es>.

Igualmente pueden solicitarse ejemplares en cualquier delegación comercial de **Schneider Electric España S.A.**, o bien dirigirse a:

Centro de Formación Schneider

C/ Miquel i Badia, 8 bajos

08024 Barcelona

Telf. (93) 285 35 80

Fax: (93) 219 64 40

e-mail: formacion@schneiderelectric.es

La colección de **Publicaciones Técnicas**, junto con los Cuadernos Técnicos (ver CT-0), forma parte de la «Biblioteca Técnica» del **Grupo Schneider**.

Advertencia

Los autores declinan toda responsabilidad derivada de la utilización de las informaciones y esquemas reproducidos en la presente obra y no serán responsables de eventuales errores u omisiones, ni de las consecuencias de la aplicación de las informaciones o esquemas contenidos en la presente edición.

La reproducción total o parcial de esta Publicación Técnica está autorizada haciendo la mención obligatoria: «Reproducción de la Publicación Técnica nº 071 Protecciones eléctricas en MT de Schneider Electric».

PT-071

Protecciones eléctricas en MT



Robert Capella

Ingeniero Técnico Eléctrico con actividad simultánea en los ámbitos industrial y docente. Profesor de máquinas eléctricas y de teoría de circuitos para Ingenieros Técnicos (1950-81). Profesor de laboratorio para Ingenieros Industriales (1958-90).

En el ámbito industrial, se ha ocupado en etapas sucesivas de: hornos de arco (acero), motores y accionamientos, transformadores y estaciones de transformación, aparata de MT y AT y equipos blindados en SF-6, turboalternadores industriales, transformadores de medida y relés de protección. Con especial dedicación al proyecto y construcción de equipos prefabricados (cabinas) de MT hasta 36 kV (1970-92).

En la actualidad, colaborador en laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Superior de Ingeniería Eléctrica de Barcelona y en el Centro de Formación de Schneider Electric.

Índice general

1	Introducción	p. 7
2	Esquemas de conexión a tierra o regímenes de neutro	p. 36
3	Cálculo de corrientes de cortocircuito	p. 56
4	Protecciones	p. 91
5	Selectividad	p. 137
6	Aplicaciones de los sistemas digitales de protección	p. 148
ANEXO	Regulación de curvas a tiempo dependiente. Sepam 2000, Sepam 1000	p. 192

1 Introducción

1.1	Campo de aplicación de las protecciones en MT	p.	6
1.2	Tipologías tipificadas de las redes en MT	p.	7
1.3	Simbologías típicas. Funciones de los dispositivos / Códigos ANSI	p.	11
1.3.1	Simbologías típicas	p.	11
1.3.2	Funciones de los dispositivos para sistemas eléctricos de potencia según ANSI estándar	p.	11
1.3.3	Letras y sufijos de las funciones descritas	p.	17
1.4	Datos necesarios para realizar un pre-estudio o estudio de selectividad	p.	20
1.5	Captadores utilizados en MT. TI y TT	p.	20
1.6	Transformadores de intensidad	p.	21
1.6.1	Características de los transformadores de intensidad de MT (en adelante TI)	p.	22
1.6.2	Características de los TI's según tipo	p.	25
1.6.3	Elección de los TI de MT para protección	p.	26
	Algunos ejemplos prácticos reales	p.	27
	Anexo: Comportamiento de los TI en régimen transitorio	p.	29
1.7	Transformadores de tensión	p.	31
1.7.1	Características que nos determinan la selección de Trafos de tensión en MT	p.	32

1.1

Campo de aplicación de las protecciones en MT

Los dispositivos de protección controlan permanentemente el estado eléctrico de los elementos que componen un circuito (red) MT-BT, y provocan la excitación de un dispositivo de apertura (p.ej. bobina de disparo de un disyuntor), cuando detectan una perturbación (cortocircuito, defecto de aislamiento, etc.).

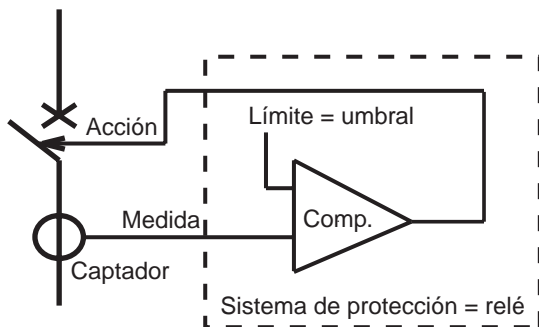


Fig. 1: Esquema básico de una cadena de protección eléctrica.

Los factores clave para un buen funcionamiento del sistema, es decir, conseguir aislar el defecto, son la fiabilidad de la medida (captador - relé), del aparato de conexión - desconexión (disyuntor) y del relé, así como el reglaje óptimo de la función de protección (**figura 1**).

Los objetivos principales de todo sistema de protección son:

- contribuir a la protección de las personas contra los efectos de los defectos eléctricos,
- evitar el deterioro de los materiales del circuito eléctrico debido a estos defectos,
- limitar los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos,
- preservar la estabilidad y la continuidad de servicio de la red,
- proteger las instalaciones adyacentes (p.ej. reducir las tensiones inducidas en los circuitos adyacentes).

Por lo tanto siempre debe:

- actuar antes de que sea demasiado tarde,
- estar siempre «al acecho» y a punto (disponibilidad) para actuar.

Para conseguir estos objetivos, un sistema de protección debe atender las siguientes prioridades:

- rapidez,
- selectividad,
- fiabilidad.

La elección de un dispositivo de protección no puede ser fruto de una reflexión aislada, sino que debe ser una de las etapas previas en la concepción de toda una red eléctrica.

Desde el punto de vista comercial, un sistema de protección eléctrica debe:

- discriminar y aislar los defectos y sus posibles consecuencias,
- mantener la credibilidad: fiable,
- análisis de riesgos,
- vender un sistema de protección = vender un seguro.

Compromisos protección \Leftrightarrow servicio al cliente (usuario):

- 1.- Nivel de seguridad.
- 2.- Normativas - Reglamentaciones.
- 3.- Hábitos - costumbres («vicios» adquiridos, etc.).
- 4.- Coste.
- 5.- Dimensiones - Volumen.
- 6.- Continuidad en el servicio.
- 7.- Nivel de confort.
- 8.- Integración arquitectura sistema \Rightarrow compatibilidad comunicativa.

1.2 Tipologías tipificadas de las redes en MT

- Distribución pública (**figura 2**)
- Distribución radial o en antena (distribución pública o privada) (**figura 3**)
- Distribución doble radial (distribución pública o privada)(**figura 4**)
- Bucle abierto / bucle cerrado (**figura 5**).

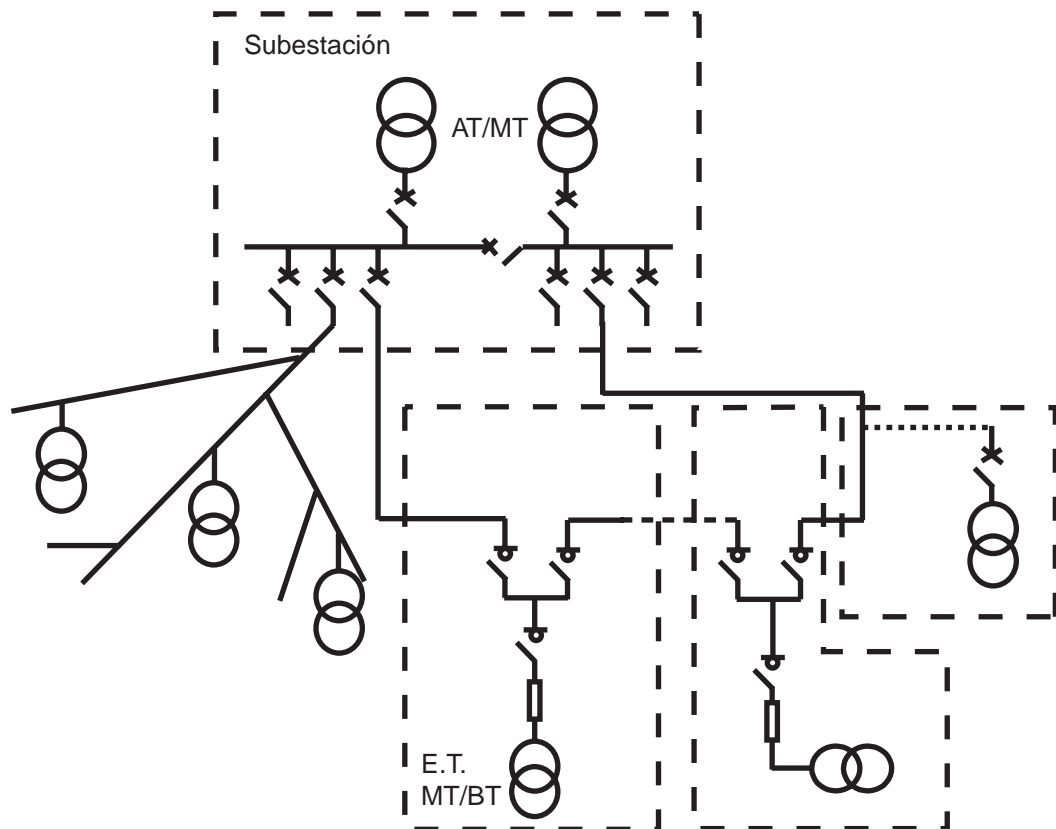


Fig. 2: Distribución pública.

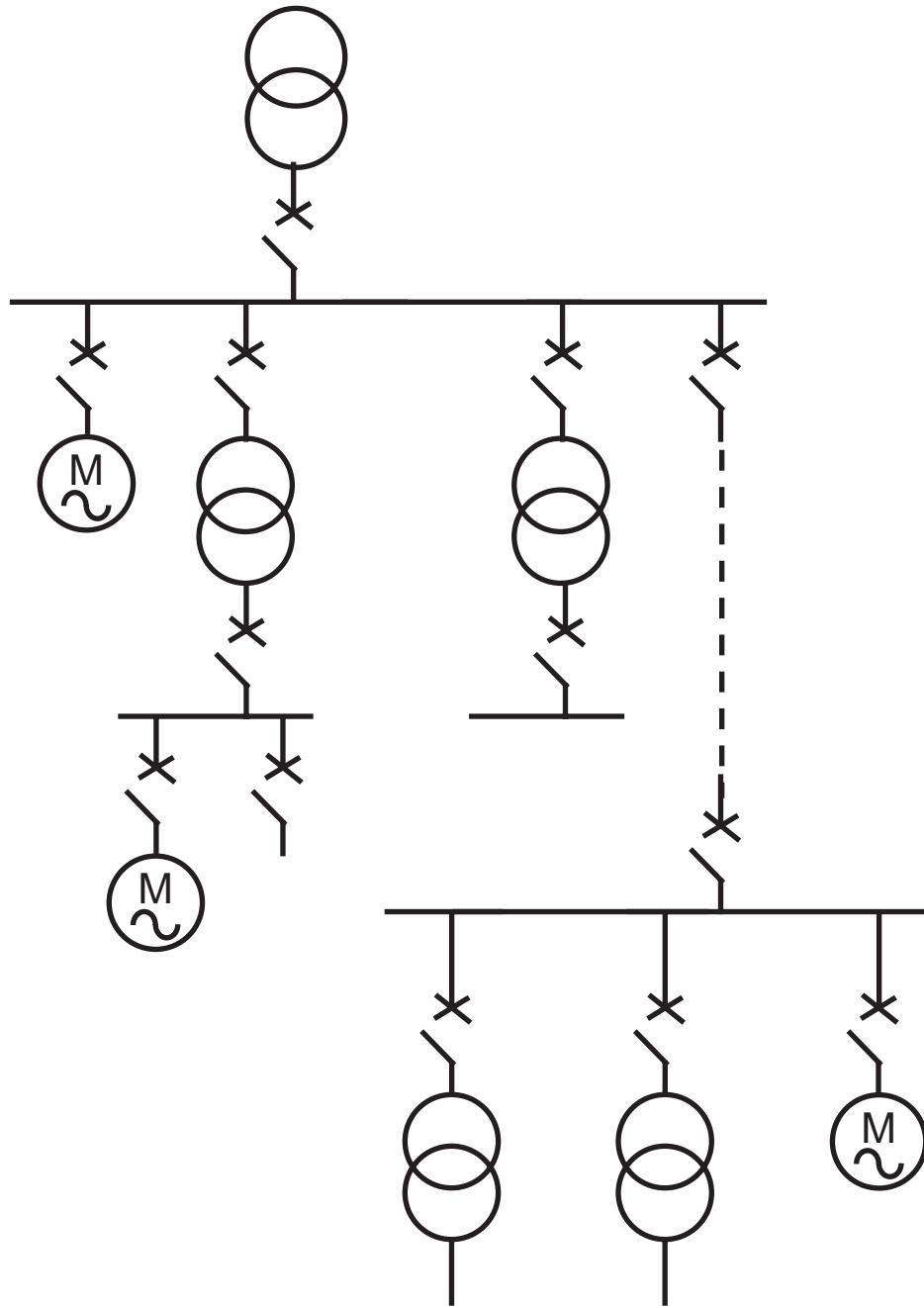


Fig. 3: Radial o en antena (distribución pública o privada).

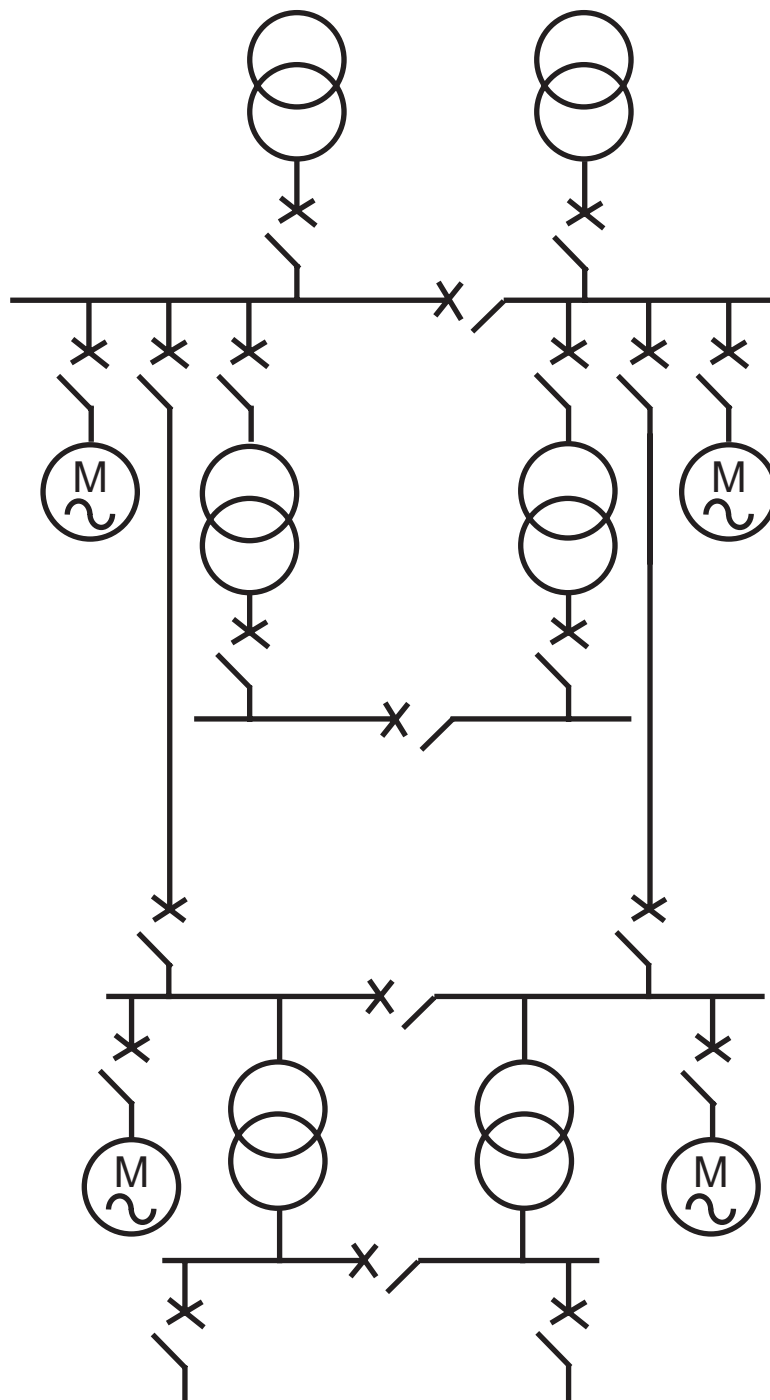


Fig. 4: Doble Radial (distribución pública o privada).

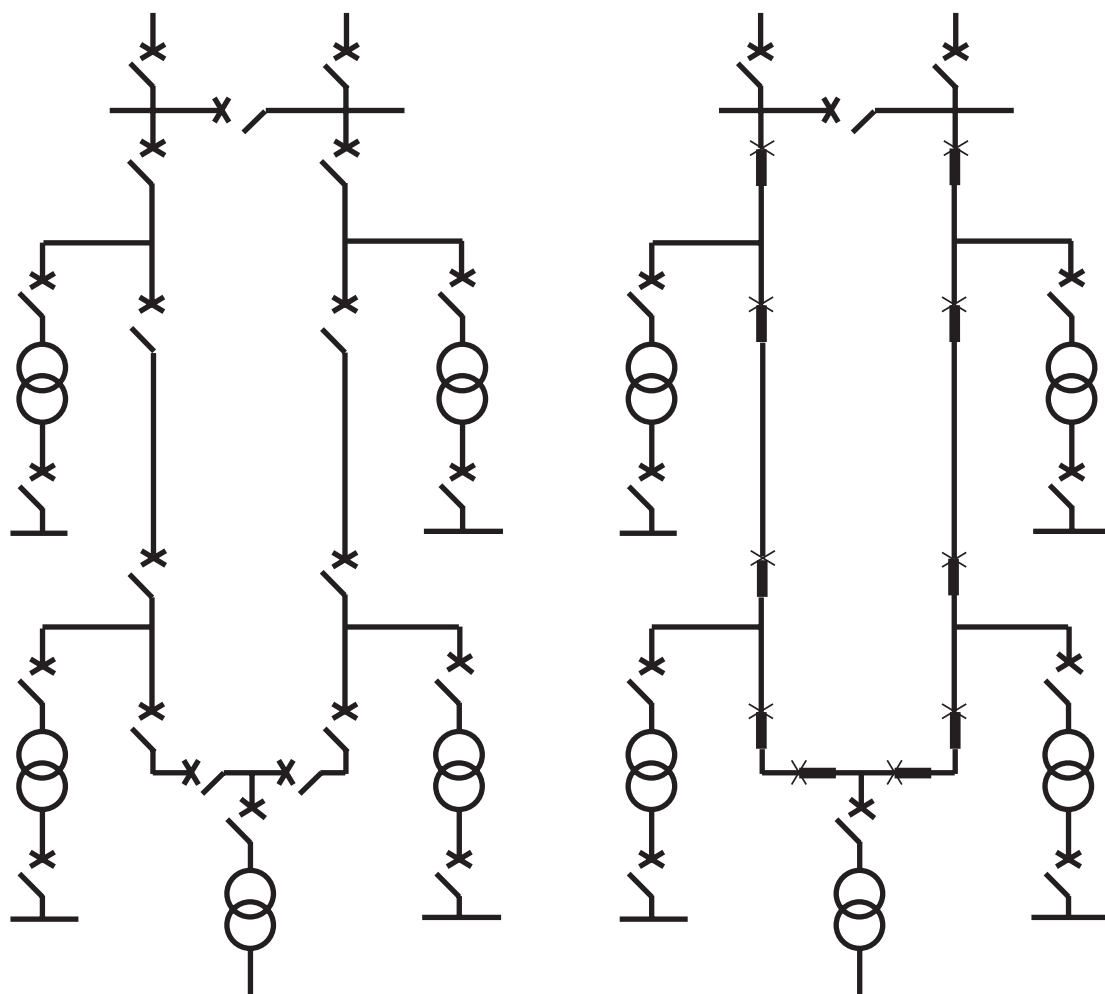


















Fig. 5: Bucle abierto / bucle cerrado.

Esquema	Ventajas	Inconvenientes
Radial (antena)	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Simplicidad <input type="checkbox"/> Economicidad 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Vulnerabilidad: Un defecto en un punto deja fuera de servicio toda la red aguas abajo, por tanto: mala calidad de servicio
Doble radial	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Continuidad de servicio 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Costes elevados comparado con el radial simple
Bucle abierto	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Restablecimiento relativamente rápido del servicio después de la eliminación «manual» del defecto, quedando aislado tramo en defecto 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Coste intermedio <input type="checkbox"/> Complejidad de los sistemas de protección del bucle para minimizar las consecuencias de un posible defecto.
Bucle cerrado	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Máxima continuidad de servicio: alta calidad de servicio <input type="checkbox"/> Eliminación selectiva del defecto sin afectar al resto de la instalación 	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Coste elevado <input type="checkbox"/> Complejidad de la instalación <input type="checkbox"/> Sistemas de protección complejos (protecciones direccionales)

Fig. 6: Tabla Resumen comparativo entre los distintos esquemas posibles.

1.3 Simbologías típicas. Funciones de los dispositivos / Códigos ANSI

1.3.1 Simbologías típicas

	Protección de máximo de corriente (50 / 51)
	Protección direccional de corriente (67)
	Protección de máximo de corriente homopolar (50N / 51N)
	Protección direccional de tierra (67N)
	Protección de máximo de componente inversa / desequilibrio (46)
	Protección de imagen térmica (49)
	Protección diferencial (87)
	Protección diferencial de tierra (87G)
	Protección de mínimo de tensión (27)
	Protección de máxima y mínima frecuencia (81)
	Protección de máxima tensión (59)
	Protección contra retorno de potencia activa (32P)
	Protección contra retorno de potencia reactiva o desexcitación (32Q / 40)
	Protección de máxima tensión homopolar (59N)
	Relé Buchholz (63/71)
	

1.3.2 Funciones de los dispositivos para sistemas eléctricos de potencia según ANSI estándar C.37.2

Nº	Función y Descripción		
1	Elemento principal es el dispositivo de iniciación, tal como el interruptor de control, relé de tensión, interruptor de flotador, etc., que sirve para poner el aparato en operación o fuera de servicio, bien directamente o a través de dispositivos, tales como relés de protección retardados	3	Relé de comprobación o de bloqueo es el que opera en respuesta a la posición de un número de otros dispositivos, o un número de condiciones predeterminadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, para que se pare, o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.
2	Relé de cierre o arranque con demora de tiempo es el que da la demora de tiempo deseado entre operaciones de una secuencia automática o de un sistema de protección, excepto cuando es proporcionado específicamente por los dispositivos 48, 62 y 79 descritos más adelante.	4	Contactador principal es un dispositivo generalmente mandado por el dispositivo nº 1 o su equivalente y los dispositivos de permiso y protección necesarios, y que sirve para abrir y cerrar los circuitos de control necesarios para reponer un equipo en marcha, bajo las condiciones deseadas o bajo otras condiciones o anormales.

- 5 Dispositivo de parada** es aquel cuya función primaria es quitar y mantener un equipo fuera de servicio.
- 6 Interruptor de arranque** es un dispositivo cuya función principal es conectar la máquina a su fuente de tensión de arranque.
- 7 Interruptor de ánodo** es el utilizado en los circuitos del ánodo de un rectificador de potencia, principalmente para interrumpir el circuito del rectificador por retorno del encendido de arco.
- 8 Dispositivo de desconexión de energía de control** es un dispositivo de desconexión (conmutador de cuchilla, interruptor de bloque o fusibles extraíbles) que se utiliza con el fin de conectar y desconectar, respectivamente, la fuente de energía de control hacia y desde la barra o equipo de control.
- Se considera que la energía de control incluye a la energía auxiliar que alimenta aparatos pequeños como motores y calefactores.
- 9 Dispositivo de inversión** es el que se utiliza para invertir las conexiones de campo de una máquina o bien para otras funciones especiales de inversión.
- 10 Conmutador de secuencia** es el que se utiliza para cambiar la secuencia de conectar o desconectar unidades en un equipo de unidades múltiples.
- 11 Reservado para futuras aplicaciones.**
- 12 Dispositivo de exceso de velocidad** es normalmente un conmutador de velocidad de conexión directa que actúa cuando la máquina se embala.
- 13 Dispositivo de velocidad síncrona** es el que funciona con aproximadamente la velocidad síncrona normal de una máquina, tal como un conmutador de velocidad centrifuga, relés de frecuencia de deslizamiento, relé de tensión, relé de intensidad mínima o cualquier tipo de dispositivo que accione con aproximadamente la velocidad normal de la máquina.
- 14 Dispositivo de falta de velocidad** es el que funciona cuando la velocidad de la máquina desciende por debajo de un valor predeterminado.
- 15 Dispositivo regulador de velocidad o frecuencia** es el que funciona para mantener la velocidad o frecuencia de una máquina o sistema a un cierto valor, o bien entre ciertos límites.
- 16 Reservado para futuras aplicaciones.**
- 17 Conmutador para puentear el campo serie** sirve para abrir y cerrar un circuito en shunt entre los extremos de cualquier pieza o aparato (excepto una resistencia) tal como el campo de una máquina, un condensador o una reactancia.
- Esto excluye los dispositivos que realizan las funciones de shunt necesarias para arrancar una máquina por los dispositivos 6 ó 42, o su equivalente, y también excluye la función del dispositivo 73 que sirve para la operación de las resistencias.
- 18 Dispositivo de acelerar o decelerar** es el que se utiliza para cerrar o hacer cerrar los circuitos que sirven para aumentar o disminuir la velocidad de una máquina.
- 19 Contactos de transición de arranque a marcha normal.** Su función es hacer la transferencia de las conexiones de alimentación de arranque a las de marcha normal de la máquina.
- 20 Válvula maniobrada eléctricamente** es una válvula accionada por solenoide o motor, que se utiliza en circuitos de vacío, aire, gas, aceite, agua o similares.
- 21 Relés de distancia** es el que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito disminuyen a unos límites anteriormente fijados.
- 22 Interruptor igualador** sirve para conectar y desconectar las conexiones igualadoras o de equilibrio de intensidad para los reguladores del campo de la máquina o de tensión de la máquina, en una instalación de unidades múltiples.

- 23 Dispositivo regulador de temperatura** es el que funciona para mantener la temperatura de la máquina u otros aparatos dentro de ciertos límites.
- Un ejemplo es un termostato que enciende un calentador en un elemento de aparellaje, cuando la temperatura desciende a un valor deseado que es distinto de un dispositivo usado para proporcionar regulación de temperatura automática entre límites próximos, y que sería designado como 90T.
- 24 Reservado para futuras aplicaciones.**
- 25 Dispositivo de sincronización o puesta en paralelo** es el que funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los límites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cual permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos.
- 26 Dispositivo térmico** es el que funciona cuando la temperatura del campo en shunt, o el bobinado amortiguador de una máquina o el de una resistencia de limitación o cambio de carga o de un líquido u otro medio, excede de un valor determinado. Si la temperatura del aparato protegido, tal como un rectificador de energía, o de cualquier otro medio, está mas abajo de un valor prefijado.
- 27 Relés de mínima tensión** es el que funciona al descender la tensión de un valor prerreglado.
- 28 Detector de llama.** Su función es detectar la existencia de llama en el piloto o quemador principal, por ejemplo de una caldera o una turbina de gas.
- 29 Contactos de aislamiento** es el que se utiliza con el propósito especial de desconectar un circuito de otro, por razones de maniobra de emergencia, conservación o prueba.
- 30 Relé anunciador** es un dispositivo de reposición no automática que da un número de indicaciones visuales independientes al accionar el dispositivo de protección y además también puede estar dispuesto para efectuar una función de enclavamiento.
- 31 Dispositivo de excitación separada** es el que conecta un circuito, tal como el campo shunt de una conmutatriz, a la fuente de excitación separada durante el proceso de arranque, o bien se utiliza para energizar la excitación y el circuito de encendido de un rectificador.
- 32 Relé direccional de potencia** es el que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada, o sobre la potencia invertida resultante del retroceso del arco en los circuitos de ánodo o cátodo de un rectificador de potencia.
- 33 Conmutador de posición** es el que hace o abre contacto cuando el dispositivo principal o parte del aparato, que no tiene un número funcional de dispositivo, alcanza una posición dada.
- 34 Conmutador de secuencia movido a motor** es un conmutador de contactos múltiples el cual fija la secuencia de operación de los dispositivos principales durante el arranque y la parada, o durante otras operaciones que requieran una secuencia.
- 35 Dispositivo de cortocircuitar las escobillas o anillos rozantes.** Es para elevar, bajar o desviar las escobillas de una máquina, o para cortocircuitar los anillos rozantes.
- 36 Dispositivo de polaridad** es el que acciona o permite accionar a otros dispositivos con una polaridad dada solamente.
- 37 Relé de mínima intensidad o baja potencia** es el que funciona cuando la intensidad o la potencia caen por debajo de un valor predeterminado.
- 38 Dispositivo térmico de cojinetes** es el que funciona con una temperatura excesiva de los cojinetes.
- 39 Detector de condiciones mecánicas.** Su cometido es funcionar en situaciones mecánicas anormales (excepto las que suceden a los cojinetes de una máquina, función 38), tales como vibración excesiva, excentricidad, expansión choque, etc.

- 40 Relé de campo/pérdida de excitación** es el que funciona a un valor anormalmente bajo de la intensidad de campo de una máquina, o por el valor excesivo de la componente reactiva de la corriente de armadura en una máquina de ca, que indica excitación de campo anormalmente baja.
- 41 Interruptor de campo** es un dispositivo que funciona para aplicar o quitar la excitación de campo de la máquina.
- 42 Interruptor de marcha** es un dispositivo cuya función principal es la de conectar la máquina a su fuente de tensión de funcionamiento en marcha, después de haber sido llevada hasta la velocidad deseada de la conexión de arranque.
- 43 Dispositivo de transferencia** es un dispositivo, accionado a mano, que efectúa la transferencia de los circuitos de control para modificar el proceso de operación del equipo de conexión de los circuitos o de algunos de los dispositivos.
- 44 Relé de secuencia de arranque del grupo** es el que funciona para arrancar la unidad próxima disponible en un equipo de unidades múltiples cuando falla o no está disponible la unidad que normalmente le precede.
- 45 Detector de condiciones atmosféricas.** Funciona ante condiciones atmosféricas anormales como humos peligrosos, gases explosivos, fuego, etc.
- 46 Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases.** Es un relé que funciona cuando las intensidades polifásicas están en secuencia inversa o desequilibrada o contienen componentes de secuencia negativa.
- 47 Relé de tensión para secuencia de fase** es el que funciona con un valor dado de tensión polifásica de la secuencia de fase deseada.
- 48 Relé de secuencia incompleta** es el que vuelve el equipo a la posición normal o «desconectado» y lo enclava si la secuencia normal de arranque, funcionamiento o parada no se completa debidamente dentro de un intervalo predeterminado.
- 49 Relé térmico para máquina, aparato o transformador** es el que funciona cuando la temperatura una máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.
- 50 Relé instantáneo de sobreintensidad y velocidad de aumento de intensidad** es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de la intensidad o con un valor excesivo de velocidad de aumento de la intensidad, indicando avería en el aparato o circuito que protege.
- 51 Relé temporizado de sobreintensidad de ca** es un relé con característica de tiempo inversa o definida, que funciona cuando la intensidad de un circuito de ca sobrepasa un valor dado.
- 52 Interruptor de ca** es el que se usa para cerrar e interrumpir un circuito de potencia de ca bajo condiciones normales o de falta o emergencia.
- 53 Relé de la excitatriz o del generador de cc** es el que fuerza el campo de la máquina de cc durante el arranque o funciona cuando la tensión de la máquina ha llegado a un valordado.
- 54 Reservado para futuras aplicaciones.**
- 55 Relé de factor de potencia** es el que funciona cuando el factor de potencia en un circuito de ca no llega o sobrepasa un valor dado.
- 56 Relé de aplicación del campo** es el que se utiliza para controlar automáticamente la aplicación de la excitación de campo de un motor de ca en un punto predeterminado en el ciclo de deslizamiento.
- 57 Dispositivo de cortocircuito o de puesta a tierra** es el que opera por potencia o por energía almacenada y que funciona para cortocircuitar o poner a tierra un circuito, en respuesta a medios automáticos o manuales.
- 58 Relé de fallo de rectificador de potencia** es el que funciona debido al fallo de uno o más ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo a conducir o bloquear propiamente.

- 59 Relé de sobretensión** es el que funciona con un valor dado de sobretensión.
- 60 Relé de equilibrio de tensión** es el que opera con una diferencia de tensión entre dos circuitos.
- 61 Reservado para futuras aplicaciones.**
- 62 Relé de parada o apertura con demora de tiempo** es el que se utiliza en unión con el dispositivo que inicia la parada total o la indicación de parada o apertura en una secuencia automática.
- 63 Relé de presión de gas, líquido o vacío** es el que funciona con un valor dado de presión de líquido o gas, para una determinada velocidad de variación de la presión.
- 64 Relé de protección de tierra** es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una máquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de una máquina de cc.
- Esta función se aplica solo a un relé que detecte el paso de corriente desde el armazón de una máquina, caja protectora o estructura de una pieza de aparatos, a tierra, o detecta una tierra en un bobinado o circuito normalmente no puesto a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o en el neutro secundario de un transformador o trafos de intensidad, conectados en el circuito de potencia de un sistema puesto normalmente a tierra.
- 65 Regulador mecánico** es el equipo que controla la apertura de la compuerta o válvula de la máquina motora, para arrancarla, mantener su velocidad o detenerla.
- 66 Relé de pasos** es el que funciona para permitir un número especificado de operaciones de un dispositivo dado o equipo, o bien un número especificado de operaciones sucesivas con un intervalo dado de tiempo entre cada una de ellas. También se utiliza para permitir el energizado periódico de un circuito, y la aceleración gradual de una máquina.
- 67 Relé direccional de sobreintensidad de ca** es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad de ca en una dirección dada.
- 68 Relé de bloqueo** es el que inicia una señal piloto para bloquear o disparar en faltas externas en una línea de transmisión o en otros aparatos bajo condiciones dadas, coopera con otros dispositivos a bloquear el disparo o a bloquear el reenganche en una condición de pérdida de sincronismo o en oscilaciones de potencia.
- 69 Dispositivo de supervisión y control** es generalmente un interruptor auxiliar de dos posiciones accionado a mano, el cual permite una posición de cierre de un interruptor o la puesta en servicio de un equipo y en la otra posición impide el accionamiento del interruptor o del equipo.
- 70 Reostato** es el que se utiliza para variar la resistencia de un circuito en respuesta a algún método de control eléctrico, que, o bien es accionado eléctricamente, o tiene otros accesorios eléctricos, como contactos auxiliares de posición o limitación.
- 71 Relé de nivel de líquido o gaseoso.** Este relé funciona para valores dados de nivel de líquidos o gases, o para determinadas velocidades de variación de estos parámetros.
- 72 Interruptor de cc** es el que se utiliza para cerrar o interrumpir el circuito de alimentación de cc bajo condiciones normales o para interrumpir este circuito bajo condiciones de emergencia
- 73 Contactor de resistencia en carga** es el que se utiliza para puentear o meter en circuito un punto de la resistencia limitadora, de cambio o indicadora, o bien para activar un calentador, una luz, o una resistencia de carga de un rectificador de potencia u otra máquina.
- 74 Relé de alarma** es cualquier otro relé diferente al anunciador comprendido bajo el dispositivo 30 que se utiliza para accionar u operar en unión de una alarma visible o audible.

- 75 Mecanismo de cambio de posición** se utiliza para cambiar un interruptor desconectable en unidad entre las posiciones de conectado, desconectado y prueba.
- 76 Relé de sobreintensidad de cc** es el que funciona cuando la intensidad en un circuito de cc sobrepasa un valor determinado.
- 77 Transmisor de impulsos** es el que se utiliza para generar o transmitir impulsos, a través de un circuito de telemida o hilos piloto, a un dispositivo de indicación o recepción de distancia.
- 78 Relé de salto de vector o medidor del ángulo de desfase (protección de salida de paralelo)** es el que funciona con un valor determinado de ángulo de desfase entre dos tensiones o dos intensidades, o entre tensión e intensidad.
- 79 Relé de reenganche de ca** es el que controla el reenganche y enclavamiento de un interruptor de ca.
- 80 Relé de flujo líquido o gaseoso** actúa para valores dados de la magnitud del flujo o para determinadas velocidades de variación de éste.
- 81 Relé de frecuencia** es el que funciona con una variación de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.
- 82 Relé de reenganche de cc** es el que controla el cierre y reenganche de un interruptor de c.c. generalmente respondiendo a las condiciones de la carga del circuito.
- 83 Relé de selección o transferencia del control automático** es el que funciona para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de alimentación o condiciones de un equipo, o efectúa automáticamente una operación de transferencia.
- 84 Mecanismo de accionamiento** es el mecanismo eléctrico completo, o servomecanismo, incluyendo el motor de operación, solenoides, auxiliares de posición, etc., para un cambiador de tomas, regulador de inducción o cualquier pieza de un aparato que no tenga número de función.
- 85 Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto** es el que es accionado o frenado por una señal y se usa en combinación con una protección direccional que funciona con equipos de transmisión de onda portadora o hilos piloto de cc.
- 86 Relé de enclavamiento** es un relé accionado eléctricamente con reposición a mano o eléctrica, que funciona para parar y mantener un equipo un equipo fuera de servicio cuando concurren condiciones anormales.
- 87 Relé de protección diferencial** es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunas otras cantidades eléctricas.
- 88 Motor o grupo motor generador auxiliar** es el que se utiliza para accionar equipos auxiliares, tales como bombas, ventiladores, excitatrices, etc.
- 89 Desconectador de línea** es el que se utiliza como un desconectador de desconexión o aislamiento en un circuito de potencia de ca o cc cuando este dispositivo se acciona eléctricamente o bien tiene accesorios eléctricos, tales como interruptores auxiliares, enclavamiento electromagnético, etc.
- 90 Dispositivo de regulación** es el que funciona para regular una cantidad, tal como tensión, intensidad, potencia, velocidad, frecuencia, temperatura y carga a un valor dado, o bien ciertos límites para las máquinas, líneas de unión u otros aparatos.
- 91 Relé direccional de tensión** es el que funciona cuando la tensión entre los extremos de un interruptor o contactor abierto sobrepasa un valor dado en una dirección dada.
- 92 Relé direccional de tensión y potencia** es un relé que permite u ocasiona la conexión de dos circuitos cuando la diferencia de tensión entre ellos excede de un valor dado en una dirección predeterminada y da lugar a que estos dos circuitos sean desconectados uno de otro cuando la

potencia circulante entre ellos excede de un valor dado en la dirección opuesta.

93 Contactor de cambio de campo es el que funciona para cambiar el valor de la excitación de la máquina.

94 Relé de disparo o disparo libre es el que funciona para disparar o permitir disparar un interruptor, contactor o equipo, o evitar un reenganche inmediato de un interruptor en el caso

que abra por sobrecarga, aunque el circuito inicial de mando de cierre sea mantenido.

95(*)

96(*)

97(*)

98(*)

99(*) (*) Reservado para aplicaciones especiales.

1.3.3 Letras y sufijos de las funciones descritas

■ Letras que denotan dispositivos auxiliares separados

- C Relé o contactor de cierre
- CL Auxiliar, cerrado (energizado cuando el dispositivo principal está en posición de cierre)
- CS Conmutador de control
- D Posición «baja» del relé conmutador
- L Relé de descenso
- O Relé de apertura o contactor de apertura
- OP Relé auxiliar, abierto (energizado cuando el dispositivo principal está en posición abierta)
- PB Pulsador
- R Relé de subida
- U Posición «arriba» del relé conmutador
- X } Relé auxiliar
- Y }
- Z }

Nota: El control de un interruptor con el llamado esquema de control del relé X-Y, el relé de X es el dispositivo cuyos contactos principales son usados para energizar la bobina de cierre o el dispositivo que, de alguna manera, como la liberación de la energía acumulada, causa el cierre del interruptor.

Los contactos del relé Y proporcionan una función antibombeo al interruptor.

■ Letras que indican la condición o magnitud eléctrica a la que corresponde el dispositivo o el medio al que está unido, tales como:

- A Aire y Amperios
- C Corriente
- E Electrolito
- F Frecuencia o circuito de falta
- L Nivel o líquido
- P Potencia o presión
- PF Factor de potencia
- Q Aceite
- S Velocidad
- T Temperatura
- V Tensión o volts en vacío
- VAR Potencia reactiva
- VB Vibración
- W Agua o Vatios

■ Letras que denotan el lugar del dispositivo principal en el circuito o el tipo de circuito en el que se utiliza el dispositivo o el tipo de circuito o aparato con el que está asociado, cuando este es necesario:

- A Alarma o potencia auxiliar
- AC Corriente alterna
- AN Anódo
- B Batería o ventilador o barra
- BK Freno
- BP Bypass
- C Condensador o compensador o carrier o corriente

- CA Cátodo
 - D Descarga
 - DC Corriente continua
 - E Excitatriz
 - F Alimentador o campo de filamento
 - G Generador o tierra (1)
 - H Calentador o albergue
 - L línea o lógica
 - M Motor o contador
 - N Red de Neutro (1)
 - P Bombeo o comparación de fase
 - R Reactancia o rectificador
 - S Sincronización o secundario
 - T Transformador o tiratrón
 - TH Transformador (lado de AT)
 - TI Transformador (lado de BT)
 - TM Telemetro
 - U Unidad
- Nota (1) El sufijo «N» se usa preferentemente al «G» para dispositivos conectados en el neutro del secundario de transformadores de corriente o en el secundario del transformador de corriente, el cual, el devanado primario está localizado en el neutro de una máquina o transformador de potencia, excepto en los casos de los relés de línea de transporte donde el sufijo «G» es más comúnmente usado para aquellos relés que operen en faltas a tierra.
- Letras que denotan las partes de los dispositivos principales, divididas en dos categorías:
 - Todas las partes, tales como las que se indican, excepto los contactos auxiliares, conmutadores de posición, fines de carrera y conmutadores de posición, los cuáles se tratarán por separado.
 - BK Freno
 - C Bobina o condensador
 - CC Bobina de cierre
 - HC Bobina de retención
 - M Motor de operación
 - ML Motor límite de carga
 - MS Motor de sincronización o de ajuste de velocidad
 - S Solenoide
 - SI Sellado
 - TC Bobina de disparo
 - V Válvula

- Todos los contactos auxiliares y los conmutadores de posición y de fin de carrera para aquellos dispositivos y equipos como interruptores, contactores, válvulas y reostatos y contactos de relés.
 - a Los contactos que están abiertos cuando el dispositivo principal está en la posición de referencia estándar, comúnmente denominado como posición de no operación o desenergizado y que cierra cuando el dispositivo asume la posición opuesta.
 - b Los contactos que están cerrados cuando el dispositivo principal está en la posición de referencia estándar, denominado posición de no operación o desenergizado, y que abre cuando el dispositivo asume la posición opuesta.
- Nota La designación simple «a» o «b» es utilizada en todos los casos donde no se necesitan ajustar los contactos para cambiar de posición a cualquier punto en particular en el recorrido del dispositivo principal o donde la parte del recorrido donde los contactos cambian la posición no tiene importancia en el control o en el esquema de operación. Las designaciones «a» y «b» son suficientes para los conmutadores auxiliares del interruptor.
- Conmutadores auxiliares de los mecanismos de operación del interruptor para el mecanismo de libre disparo accionado mecánicamente, del interruptor:
 - aa El contacto que está abierto, cuando el mecanismo de operación del dispositivo principal está en posición de no operación y que se cierra cuando el mecanismo de operación asume la posición opuesta.
 - bb El contacto que está cerrado cuando el mecanismo operante del dispositivo principal está en posición no operante, y abre cuando el mecanismo operante asume la posición opuesta.
- Nota La parte de recorrido en la que el conmutador auxiliar cambia de posición debería, si se necesita, especificarse en la descripción.

- «LC» Se utiliza para designar el conmutador de comprobación de bloques de tal mecanismo, el cual está cerrado cuando los puentes del mecanismo están bloqueados después de la operación de apertura del interruptor.
- «LS» Designa un conmutador de fin de carrera. Este es un conmutador de posición que se actúa por un dispositivo principal, tal como un reostato o la válvula cerca del extremo final de su recorrido. su función normal es abrir el circuito del motor operante al final del recorrido del dispositivo principal, alcanzando una posición extrema del recorrido.
- El conmutador de límite de par se utiliza para abrir un circuito de motor de operación hasta un límite de par deseado al extremo final del recorrido de un dispositivo principal, tal como una válvula. Debería designarse como:
 - tqc Conmutador de límite de par, abierto por un mecanismo para parar el cierre de la válvula.
 - tqo Conmutador de límite de par, abierto por un mecanismo que responde al par, para parar la apertura. Si varios conmutadores auxiliares de posición de fin de carrera están presentes en el mismo dispositivo principal, deberán ser designados con sufijos numéricos suplementarios con 1, 2, 3, etc. si necesario.
 - Letras que cubren todas las otras funciones distintivas o condiciones, no específicamente descritas previamente, que sirven para describir el uso de los dispositivos o sus contactos en el equipo, tales como:
 - A Aceleración o automática
 - B Bloque o apoyo
 - C Cerrado o frío
 - D Decelerado o detonado o abajo o libre
 - E Emergencia o conectado
 - F Caída o adelante
 - H Caliente o alta
 - HR Reposición manual
 - HS Alta velocidad
 - L Izquierdo o local o abajo o reductor
 - M Manual
 - O Abierto
 - OFF Desconectado o parado
 - ON Conectado o en marcha
 - P Polarizante
 - R Derecho o elevar o reenganche o receptor o remoto o inverso
 - S Transmisión o balanceo
 - T Prueba o disparo
 - TDC Cierre retardado
 - TDO Apertura retardada
 - U Arriba
 - Número de sufijos:
 - Si dos o más dispositivos con el mismo número de función y sufijo están presentes, estos pueden distinguirse por sufijos numerados, como por ejemplo, 4X-1, 4X-2 y 4X-3, cuando sea necesario.
 - Dispositivos realizando más de una función
 - Si un dispositivo realiza dos funciones relativamente importantes en un equipo en el que se desean identificar ambas funciones, puede usarse una función de doble número y nombre, tal como relé instantáneo de sobreintensidad y temporizado 50/51.

1.4 Datos necesarios para realizar un pre-estudio o estudio de selectividad

- RED
 - Esquema unifilar.
 - Régimen de neutro (si p.a.t. disposición - puntos de p.a.t.).
 - Configuraciones de explotación.
 - Tensiones/frecuencia.
 - Potencia de cortocircuito en punto de suministro.
 - Cables y líneas (longitudes y tipos).
 - Número de cables en paralelo.
 - Calibre de los TI's.
 - Calibre de los fusibles.
 - Reglajes de las protecciones existentes aguas arriba y/o aguas abajo (BT)
- TRANSFORMADORES
 - Potencia nominal.
 - Relación de transformación.
 - Tensión de cortocircuito (U_{cc} %).
 - Pérdidas en el cobre.
 - Índices de conexión (Dyn, neutro p.a.t., etc.).
 - Regulación en carga (valores mín. y máx. en %).
- MOTORES
 - Potencia nominal.
 - Tensión nominal.
 - Tipo de arranque. Corriente de arranque.
 - Tiempo de arranque.
 - Riesgo de bloqueos del rotor.
 - Número de arranques autorizados e intervalos (en frío, en caliente).
 - Constante de tiempo de calentamiento (T1) y de enfriamiento (T2).
- ALTERNADORES
 - Turbo alternador o máquina de polos salientes.
 - Potencia nominal.
 - Tensión nominal.
 - Factor de potencia nominal.
 - Reactancias subtransitorias.
 - Corriente de cortocircuito permanente
o
Tensión de excitación máx./nominal
Reactancia síncrona saturada.

1.5 Captadores utilizados en MT. TI y TT

Todo circuito de MT y de AT ($U > 1$ KV) requiere de elementos reductores de medida, también denominados captadores o transformadores, entre el circuito principal y los elementos de control (básicamente relés y aparatos de medida), cuyas funciones son:

- Reducir los valores de las magnitudes eléctricas (intensidad y tensión) presentes en la instalación a unos valores compatibles con la aparatada de medida y protección, típicamente:

- 1 - 5 A en los circuitos de intensidad,
- 100 - 120 V en los circuitos de tensión.
- Separación galvánica entre la aparatada de medida y protección (accesible al operario) y el resto de la instalación, para garantizar la seguridad de las personas.
- Los captadores pueden ser:
 - transformadores de intensidad,
 - transformadores de tensión

1.6 Transformadores de intensidad

En Media y Alta Tensión, los transformadores de intensidad (en adelante TI) cumplen la doble función de reducir la corriente a medir y/o controlar, a un valor suficientemente pequeño para poder ser aplicado a los aparatos de medida o de protección, y con un potencial a masa de valor no peligroso para el aislamiento de los aparatos y para las personas (**Figura 7**).

Por tanto, reducen la corriente y a la vez establecen una separación galvánica entre la corriente de MT o AT a controlar y la corriente aplicada a los aparatos de medida o de protección.

En consecuencia, en MT y AT, siempre son necesarios los TI, sea cual sea el valor de la corriente de MT o AT a medir o controlar.

En caso de un transformador de intensidad ideal, se cumpliría:

$$N_1 \cdot \bar{I}_1 = N_2 \cdot \bar{I}_2$$

donde:

N_1 : número de espiras del bobinado primario,

I_1 : intensidad primaria, de MT,

N_2 : número de espiras del bobinado secundario,

I_2 : intensidad secundario,

siendo:

$N_1 \cdot \bar{I}_1$: amperios-vuelta primarios,

$N_2 \cdot \bar{I}_2$: amperios-vuelta secundarios.

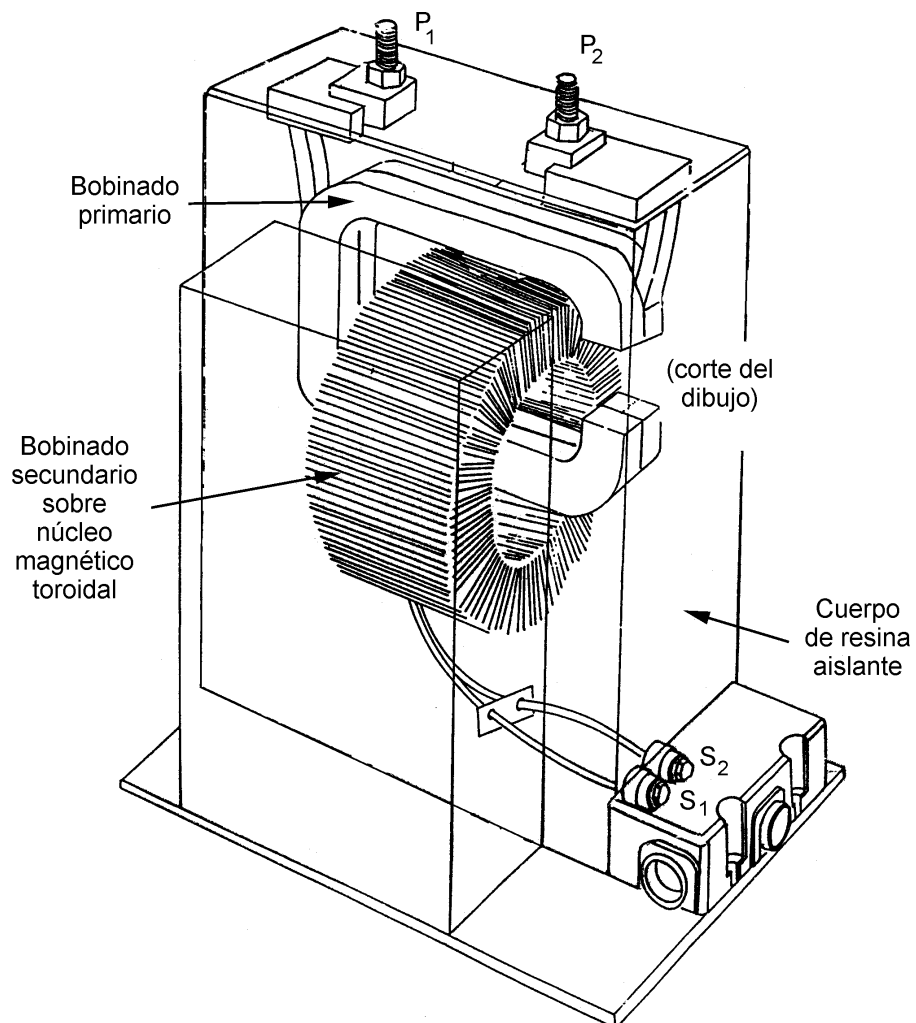


Fig. 7: Transformador de intensidad.

Así pues

$$K = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1},$$

siendo

K la relación de transformación del TI.

Pero un TI real nunca es ideal, debido a la intensidad magnetizante, que a su vez depende de las características constructivas del circuito magnético del TI.

Entonces tendremos que:

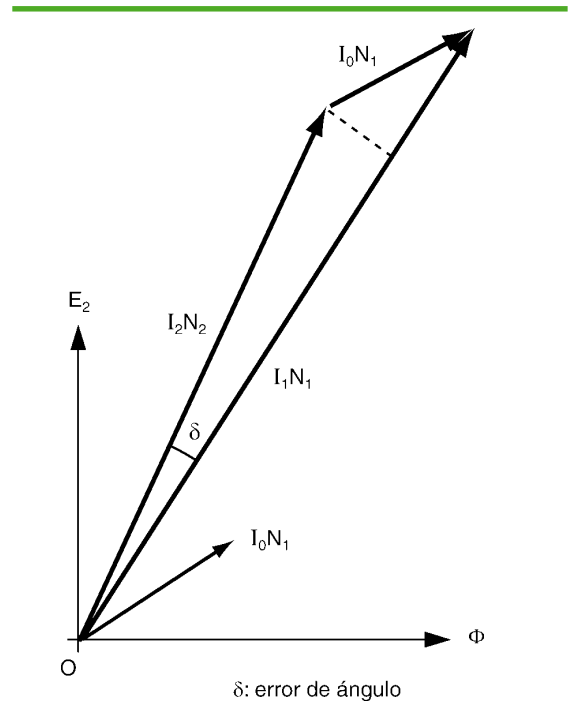
$$N_1 \cdot \bar{I}_1 - N_1 \cdot \bar{I}_0 = N_2 \cdot \bar{I}_2$$

siendo

I_0 la intensidad magnetizante,

$N_1 \cdot \bar{I}_0$: amperios-vuelta magnetizantes.

En la **figura 8** se refleja la ecuación del TI real sobre un diagrama vectorial.



$$\text{Error de amplitud: } \mathcal{E}(\%) = \frac{K \cdot I_2 - I_1}{I_1} \times 100$$

Fig. 8

1.6.1 Características de los transformadores de intensidad de MT (en adelante TI)

1.6.1.1.- Características primarias

■ Nivel de aislamiento asignado (kV nominales)

□ 7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36

□ tensión soportada a frecuencia industrial, durante 1 minuto: 20 - 28 - 38 - 50 - 70

□ tensión soportada a onda de choque 1,2/50 μs: 60 - 75 - 95 - 125 - 170.

– Estos valores son normalizados para servicio interior.

– No olvidar el factor de corrección por altitud de la instalación a partir de 1000 m.

■ Frecuencia asignada: 50 - 60 Hz

■ Intensidad térmica (I_{ter}) y de cortocircuito asignadas (kA)

□ I térmica en kA,

□ tiempo (duración) en segundos,

□ I dinámica en kA cresta ($I_{din} = 2,5 I_{ter}$),

$$\square I_{cc.m\acute{a}x} = \frac{S_{cc}}{U\sqrt{3}}$$

□ $I_{t\acute{e}rmica1s} \geq I_{cc.m\acute{a}x} \cdot \sqrt{t}$, siendo t el tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

■ Intensidades primarias nominales asignadas: I_{pn} , en amperios:

10	12,5	15	20	25
30	40	50	60	75

y sus múltiplos y submúltiplos decimales. Los valores subrayados son los preferentes.

■ Factor (o coeficiente) de sobreintensidad (Ksi)

$$\square Ksi = \frac{I_{ter} \cdot 1s}{I_{pn}}$$

Ksi < 100 : estándar

100 < Ksi < 300 : bastante difícil bajo ciertas condiciones secundarias

300 < Ksi < 400 : difícil de realizar

400 < Ksi < 500: muy limitado a ciertas características secundarias

Ksi > 500: casi imposible

Ksi >1000: imposible de realizar

Un Ksi elevado implica un sobredimensionamiento de la sección del bobinado primario, lo cual limita el número de espiras primarias, limitando así la f.e.m. inducida, y por tanto dificultando la realización del TI.

Existen 3 soluciones para intentar reducir el Ksi, por tanto facilitar la realización del TI:

□ 1ª.- sobrecalibrar la intensidad nominal primaria si es posible y entra en los rangos de medida previstos,

□ 2ª.- limitar la incidencia de la I ter reduciendo el tiempo de duración del cortocircuito (< 1s),

□ 3ª.- reducir al máximo las características secundarias (potencia de precisión requerida).

1.6.1.2.- Características secundarias

■ Intensidad nominal secundaria:

$I_{2n} = 1 \text{ ó } 5 \text{ A}$

□ $I_{2n} = 1 \text{ A}$, para distancias de cable largas desde el TI al receptor. Por ejemplo, cuadro centralización, medida y protección.

□ $I_{2n} = 5 \text{ A}$, para distancias cortas. Receptor montado sobre la cabina MT que equipa los TI's. Es el caso más frecuente.

□ $I_1/I_2 =$ relación de transformación del TI.

■ Clases de precisión ($\epsilon\%$ y Ψ):

Las clases de precisión normalizadas más estandarizadas son las siguientes:

□ cl 0,2 - 0,5 - 1: para la medida y contaje

□ cl 5P - 10P: para la protección. Recomendada la clase 5P, puesto que es válida para todas las aplicaciones (amperimétrica, diferencial, etc.)

Las fuertes sobrecargas y, en especial los cortocircuitos que pueden producirse en la línea donde está conectado el TI hacen que por su primario circulen en estos casos corrientes muy superiores a su nominal.

Aunque el primario esté construido para poder soportarlas (I_{ter} y K_{SI} asignados) conviene limitar el valor de las sobreintensidades que por este motivo se producen en el secundario en virtud de la relación de transformación del

TI, pues podrían ser peligrosas para los aparatos conectados a dicho secundario.

Esta limitación se consigue haciendo que a partir de cierto valor de la corriente primaria, la inducción magnética en el núcleo del TI alcance el codo de saturación con lo cual, el secundario «desembraga» magnéticamente del primario. En este aspecto, hay que distinguir entre:

□ TI para medida y/o contaje

Siendo I_{LP} la corriente primaria a partir de la cual el núcleo magnético alcanza la saturación, y por tanto la corriente secundaria ya no aumenta más, se denomina «factor de seguridad» F_S a la relación entre esta intensidad I_{LP} y la nominal primaria, o sea $F_S = I_{LP} / I_{PN}$.

Este factor de seguridad F_S «garantiza» pues, que cualquiera que sea la corriente por el primario, la intensidad secundaria no será en ningún caso superior a un determinado valor, no peligroso para los aparatos alimentados por el TI.

Normalmente: $2,5 < F_S < 10$. Para alimentación de contactores es muy frecuente $3 < F_S < 5$.

□ TI para protección (alimentación de relés)

Se denomina «intensidad límite de precisión» I_{LP} a la intensidad primaria, superior a la nominal I_{PN} , para la cual el TI mantiene aún una determinada precisión, o sea no sobrepasa aún cierto margen de error.

Se denomina «factor límite de precisión» (en adelante FLP) a la relación entre esta corriente límite de precisión y la nominal primaria, o sea $FLP = I_{LP} / I_{PN}$.

Los valores normalizados de FLP son:

5 - 10 - 15 - 20 - 30

Este FLP «garantiza» pues que el TI no se saturará antes de un valor determinado de corriente primaria, y por tanto, que la corriente secundaria que circula por el relé de protección, seguirá reflejando con suficiente precisión el valor de la corriente primaria.

Si la corriente primaria aumenta por encima de la intensidad límite de precisión I_{LP} del TI, el error de medida va siendo cada vez mayor, hasta llegar el núcleo del TI a la saturación, y con ello limitar el valor de la corriente secundaria.

En todo TI, existe siempre una relación constructiva entre la potencia nominal de precisión S_n y el factor límite de precisión FLP, la cual se expresa en la siguiente fórmula:

$$FLP(S_n + R_{TI} \times I_{Sn}^2) = \text{constante}$$

donde:

FLP: factor límite de precisión,

S_n : potencia nominal de precisión (VA),

I_{Sn} : intensidad nominal secundaria (A),

R_{TI} : resistencia del arrollamiento secundario.

En TI de secundario 5 A, 0,2 a 0,4 Ω típicamente en TI de protección. En TI de secundario 1 A, del orden de 1,5 a 3,5 Ω , en TI de protección.

Por tanto, para cualquier otro consumo S en VA diferente (mayor o menor) de la potencia nominal S_n , se cumple:

$$FLP(S_n + R_{TI} \times I_{Sn}^2) = FLP'(S + R_{TI} \times I_{Sn}^2)$$

donde FLP' es el factor límite de precisión correspondiente al consumo real S de los aparatos y conductores alimentados por el TI.

En la tabla de la **figura 9**, se especifican los errores admisibles en los TI en función de la clase de precisión asignada.

Notas:

□ A) La clase de precisión y el FLP se expresan conjuntamente. Por ejemplo 5P15 se lee: precisión clase 5P (ver tabla) FLP15. Indica que, como mínimo con 15 veces la corriente nominal el TI mantiene su clase de precisión 5P.

□ B) Habitualmente, los TI deben poder funcionar en permanencia con intensidad hasta 20% superior a su nominal primaria y secundaria, o sea hasta $1,2I_n$, sin calentarse por encima de su límite admisible, y en los TI para medida manteniendo su clase de precisión, según se desprende de la tabla de errores admisibles (**Figura 9**).

Transformadores de intensidad para medida

Límites de error								
Clase de precisión	Error de intensidad en tanto por ciento \pm , para los valores de intensidad expresados en tanto por ciento de la intensidad asignada				Desfase (error de fase) \pm , para los valores de intensidad expresados en tanto por ciento de la intensidad asignada			
					minutos			
	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30
1.0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60

Transformadores de intensidad para protección

Límites de error				
Clase de precisión	Error de intensidad para la intensidad primaria asignada en (%)	Desfase para la intensidad primaria asignada		Error compuesto para la intensidad primaria límite de precisión en (%)
		minutos	centirradiares	
5 P	± 1	± 60	$\pm 1,8$	5
10 p	± 3	–	–	10

Fig. 9: Límites de errores para transformadores de intensidad de medida y de protección.

1.6.1.3.- Potencias de precisión del TI (VA)

Es la potencia que debe suministrar el TI en VA que se consume en los cables de unión del TI con el aparato de medida y/o protección y en el propio aparato.

- Consumo en los cables

[VA] = K . L / s, siendo:

K = 0,5 para TI's «x/5 A» (secundario 5 A),

K = 0,02 para TI's «x/1 A» (secundario 1 A),

L (m) = longitud total de cable desde el TI hasta el aparato (ida y vuelta),

s (mm²) = sección de los cables de conexión de cobre.

- Consumo propio de los equipos conectados al TI

Los relés digitales tipo Sepam cargan poquísimo a los TI's (impedancia de entrada prácticamente nula) sólo 0,25 VA y los convertidores de medida (caso de ser necesarios) cargan aproximadamente 1 VA.

Valores de potencia de precisión normalizados (VA):

1 - 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30

En MT, los más frecuentes son 5 - 15 - 30 VA.

Nivel de aislamiento asignado	Frecuencia nominal	Intensidad nominal primaria	Intensidad nominal secundaria				Intensidad térmica de corta duración	Intensidad dinámica
U _N kV	F Hz	I _{1N} A	I _{2N} A				K _{si} I _{ter} /I _{1N}	$\frac{I_{din}}{I_{ter}}$
24	50	100	5				200	2,5

← según tipo ver a continuación →

Fig. 10: Tabla resumen de las características de placa de los transformadores de intensidad.

1.6.2 Características de los TI's según tipo

1.6.2.1.- Medida - Contaje (según CEI)

$$S_{2N}: \text{Potencia de precisión} = (R_{hilos} + R_{aparato}) \cdot (I_{2N})^2$$

ε: Clase de precisión = error en % a I_{2N} y S_{2N}

F_s Factor de seguridad = I_{1s}/I_{1N} (límite de saturación de los TI's para medida y contaje)

Ejemplo:

S _{2N} (VA)	ε%	F _s
5	0,5	5

1.6.2.2.- Protección (según CEI)

$$S_{2N}: \text{Potencia de precisión} = (R_{hilos} + R_{aparato}) \cdot (I_{2N})^2$$

ε_P: Clase de precisión = error en % a FLP

FLP: Factor límite de precisión

Ejemplo:

S _{2N} (VA)	ε%	FLP
5	5P	20

1.6.2.3.- Protección (según norma BS → clase X)

V_k : Tensión de codo nominal: Es la tensión secundaria cuando en la característica magnética $\hat{\beta} = f(I_0)$ se alcanza el codo de saturación:

$$V_k > I_{cc\text{-m}\acute{a}x}(\text{sec.TI}) \cdot (R_{TI} + R_{hilos} + R_{aparato})$$

R_{TI} : Resistencia máxima del bobinado secundario del TI a 75 °C (o superior)

I_0 : Intensidad magnetizante máxima a V_k
 $I_0 < 5\% I_{2N}$, si $I_{2N} = 5A$; $I_0 \cong 0,05 A$

R_{TI} e I_0 son datos que nos debe facilitar el fabricante del TI en función de las características constructivas del TI.

Ejemplo:

V_k (VA)	R_{TI} (Ω)	I_0 (A)
2500	2	0,05

1.6.3 Elección de los TI de MT para protección

Para la elección de la potencia nominal de precisión S_n , y del factor límite de precisión FLP de los TI para alimentar relés electrónicos o digitales, por ejemplo tipo SEPAM debe tenerse en cuenta las siguientes condiciones:

La intensidad que puede llegar a circular por el relé no debe ser en ningún caso superior a 80 veces la corriente nominal secundaria I_{SN} del TI, o sea $I_{m\acute{a}x} \leq 80 I_{SN}$. Así por ejemplo, en TI de secundario 5 A, la intensidad por el relé no debe ser nunca superior a $80 \times 5 = 400 A$. Esta condición viene impuesta por la norma CEI-255, la cual fija como corriente térmica límite para los relés $I_{ter} = 80 I_{SN}$, durante un segundo. (Para otros tiempos «t», rige la fórmula $I_{ter}^2 \times 1 = I_t^2 \times t$). En consecuencia, debe cumplirse que $FLP' < 80$.

Para la intensidad de reglaje I_r del relé, debe cumplirse que $FLP' \geq 2 I_r / I_{SN}$, siendo FLP' el factor límite de precisión real, o sea, el correspondiente a la carga real S del TI, e I_{SN} la corriente nominal secundaria.

En el anexo al final de este capítulo, se expone la posibilidad de que en caso de cortocircuito asimétrico, el TI se sature (sobrepase el codo de saturación) con una intensidad inferior a su corriente límite de precisión ILP asignada. En este caso, y hasta que la inducción magnética en su núcleo no disminuya por debajo del codo de saturación, la corriente secundaria deja de ser senoidal.

Por tanto, hay que saber si el relé de protección a ser alimentado por este TI, actuará o no correctamente en estas condiciones.

Concretamente, los relés SEPAM funcionan correctamente aún en estas circunstancias de TI saturado, ya que miden no sólo el valor eficaz de la corriente, sino también el valor de cresta (valor de pico).

No obstante, en los ejemplos prácticos reales que se desarrollan a continuación, se incluye uno en el cual el relé no actuaría correctamente, y por tanto, hay que tenerlo en cuenta como una condición más en la elección del TI.

Algunos ejemplos prácticos reales

Ejemplo 1

Determinar la potencia nominal de precisión S_N y el FLP de un TI para alimentar un relé SEPAM y un convertidor de intensidad 4-20 mA.

Intensidad secundaria: 5 A

Resistencia secundaria: $0,3 \Omega$,

Consumo del relé: 0,25 VA,

Consumo del convertidor de intensidad: 1 VA.

Conexión entre el TI y el relé más el convertidor ubicados ambos en el depto. de BT de la cabina de MT con los TI: línea de 4 m con conductor de $2,5 \text{ mm}^2$ cobre.

Consumo de línea:

$$0,5 (2 \times 4)/2,5 = 1,6 \text{ VA.}$$

Consumo total:

$$S = 0,25 + 1 + 1,6 = 2,85 \text{ VA.}$$

En base a la fórmula y la condición antes indicadas:

$$\text{FLP} (S_N + 0,3 \times 5^2) = 80 (2,85 + 0,3 \times 5^2)$$

$$\text{FLP} (S_N + 7,5) = 828$$

Si se elige para S_n el valor normalizado de 15 VA:

$$\text{FLP} = \frac{828}{15 + 7,5} = 36,8$$

Se toma pues el valor normalizado inmediato inferior de 30, con lo cual el FLP' correspondiente a la carga real S será:

$$\text{FLP}' = \frac{30 (15 + 7,5)}{2,85 + 7,5} = 65 < 80$$

Queda así asegurado que la corriente por el relé no llegará nunca a $80 I_n$.

El TI será pues 15 VA 5P30.

Condición de reglaje: $I_r/I_{sn} \leq 65/2$.

Ejemplo 2

Determinar la potencia de precisión S_n y el FLP de un TI para alimentar un relé electrónico del cual, no hay seguridad de funcionamiento correcto si la corriente que le transmite el TI no es senoidal.

Intensidad secundaria del TI: 5 A,

Resistencia del secundario: $0,25 \Omega$,

Consumo del relé: 0,5 VA,

Conexión entre TI y el relé ubicado éste en el depto. de BT de la misma cabina de MT con los TI: línea de 4 m de conductor de cobre de 4 mm^2 ,

Consumo total:

$$S = 0,5 + 0,5(2 \times 4)/4 = 1,5 \text{ VA.}$$

En este caso conviene asegurar que con cortocircuito asimétrico el TI no llegará a la saturación. Por tanto se elige S_n en base a la condición (**Anexo**, página 29).

$$S_n \geq 1,5 \times 13,56 = 20,34 \text{ VA.}$$

Se elige el valor normalizado de 30 VA.

El FLP se determinará a partir de:

$$\text{FLP} (30 + 0,25 \times 5^2) = 80 (1,5 + 0,25 \times 5^2) = 620$$

$$\text{FLP} = \frac{620}{30 + 0,25 \times 5^2} = 17$$

Se elige pues es valor normalizado inferior 15.

Con lo cual:

$$\text{FLP}' = \frac{15(30 + 0,25 \times 5^2)}{1,5 + 0,25 \times 5^2} = 70 < 80$$

Condición de reglaje:

$$I_r/I_{sn} \leq 70/2$$

El TI será pues de 30 VA 5P15.

Ejemplo 3

Caso de relé SEPAM ubicado en un cuadro centralizado de protección y control, fuera del recinto con las cabinas de MT. Longitud de la línea entre el TI y relé: 25 m.

En este caso, puede ser conveniente elegir TI de secundario $I_{sn} = 1 \text{ A}$,

Resistencia del secundario: 3Ω ,

Conductor de la línea: $2,5 \text{ mm}^2$, cobre,

Consumo del relé SEPAM: 0,25 VA,

Consumo de un convertidor de intensidad: 1 VA,

Consumo total:

$$S = 0,25 + 1 + 0,02 (2 \times 25) / 2,5 = 1,65 \text{ VA.}$$

Si se elige para S_n el valor normalizado de 15 VA

$$FLP (15 + 3 \times 1^2) = 80 (1,65 + 3 \times 1^2) = 372$$

$$FLP = \frac{372}{15 + 3 \times 1^2} = 20,7$$

Se elige el valor normalizado 15, con lo cual

$$FLP' = \frac{15(15 + 3 \times 1^2)}{1,65 + 3 \times 1^2} = 58 < 80$$

El TI será pues de 15 VA 5P15

Condición de reglaje: $I_r/I_{sn} \leq 58/2$.

Ejemplo 4

Debe sustituirse un relé electromecánico por un relé digital SEPAM.

Los TI existentes son de 50 VA, 5P20, secundario 5 A.

Se mide la resistencia secundaria, dando el valor de 0,3 Ω .

Línea entre TI y relé: 4 m, en conductor de cobre de 2,5 mm².

Consumo del relé SEPAM: 0,25 VA.

Consumo total:

$$S = 0,25 + 0,5 (2 \times 4) / 2,5 = 1,85 \text{ VA,}$$

El FLP' real correspondiente a la carga S se deduce de la fórmula

$$20(50 + 0,3 \times 5^2) = FLP' (1,85 + 0,3 \times 5^2)$$

$$FLP' = \frac{20(50 + 7,5)}{1,85 + 7,5} = 123 > 80$$

Este valor no es admisible para el relé.

La solución consiste en aumentar la carga del secundario, conectando una resistencia óhmica en serie con el relé. El consumo S_R y el valor R de esta resistencia se calcula:

$$20(50 + 7,5) = 80(1,85 + S_R + 7,5)$$

$$S_R = \frac{1150 - 80 \times 9,35}{80} = 5,025 \text{ VA}$$

$$R = 5,025/5^2 = 0,201 \Omega$$

Se elige una resistencia de 0,25 Ω con lo cual

$$S_R = 0,25 \times 5^2 = 6,25 \text{ VA,}$$

Consumo total:

$$1,85 + 6,25 = 8,1 \text{ VA,}$$

$$FLP' = \frac{20(50 + 7,5)}{8,1 + 7,5} = 73,7 < 80$$

Ejemplo 5

Una cabina existente está equipada con TI 50/5 15 VA 5P10. Por motivos de selectividad amperimétrica (**capítulo 5.1**) se requiere regular el relé por encima del FLP = 10 de estos TI, o sea de 10 I_{sn} . Hay que ver si es posible.

Consumo del relé SEPAM: 0,25 VA,

Conexión TI + relé: línea 3 m conductor 4 mm², cobre,

Resistencia de secundario: 0,25 Ω ,

Consumo total:

$$0,25 + 0,5 (3 \times 2) / 4 = 1 \text{ VA.}$$

$$10(15 + 0,25 \times 5^2) = FLP' (1 + 0,25 \times 5^2)$$

$$FLP' = \frac{212,5}{1 + 6,25} = 29$$

Es pues posible regular por encima de 10 I_{SN} .

Anexo Comportamiento de los TI en régimen transitorio

Como es sabido, el curso temporal de las corrientes de cortocircuito, casi siempre presenta inicialmente una cierta asimetría o desplazamiento respecto al eje de tiempo (abscisa).

La máxima asimetría se presenta cuando el cortocircuito se produce en el momento del paso por cero de la tensión alterna. En lo que sigue nos referimos a este caso por ser el más desfavorable. Según la **figura 73** la corriente está formada por una componente alterna senoidal a frecuencia de red y una componente unidireccional, que se amortigua exponencialmente, denominada «componente continua»

L/R de la red donde está conectado el primario del TI, o sea, $\tau = L/R$. En las redes MT (sin alternadores), las normas consideran para τ un valor 40 ms. Por tanto, para la frecuencia de 50 Hz, resulta:

$$L = \frac{X}{2\pi 50}, \text{ y}$$

$$\frac{X}{R} = \tau \cdot 2\pi 50 = 40 \times 10^{-3} \times 3,14 = 12,56$$

Cada una de estas dos corrientes crea su correspondiente flujo en el núcleo magnético del transformador de intensidad. En valor cresta:

$$\text{– componente senoidal: } \Phi_A = \frac{\hat{I}_s \cdot R_s}{N_2 \omega}$$

$$\text{– componente continua: } \Phi_C = \frac{\hat{I}_s \cdot R_s}{N_2 \omega} \times \frac{X}{R}$$

donde:

\hat{I}_s : intensidad secundaria (valor cresta),

R_s : resistencia del circuito secundario,

N_2 : número espiras del secundario,

ω : $2\pi f$, a 50 Hz, $\omega = 314$,

X/R: relación reactancia/resistencia de la red.

El flujo total es pues:

$$\Phi_A + \Phi_C = \frac{\hat{I}_s \cdot R_s}{N_2 \omega} \left(1 + \frac{X}{R} \right).$$

El término $1 + \frac{X}{R}$ se denomina factor de

sobreinducción. En los circuitos de MT con $\tau = 40$ ms, vale pues $1 + 12,56 = 13,56$.

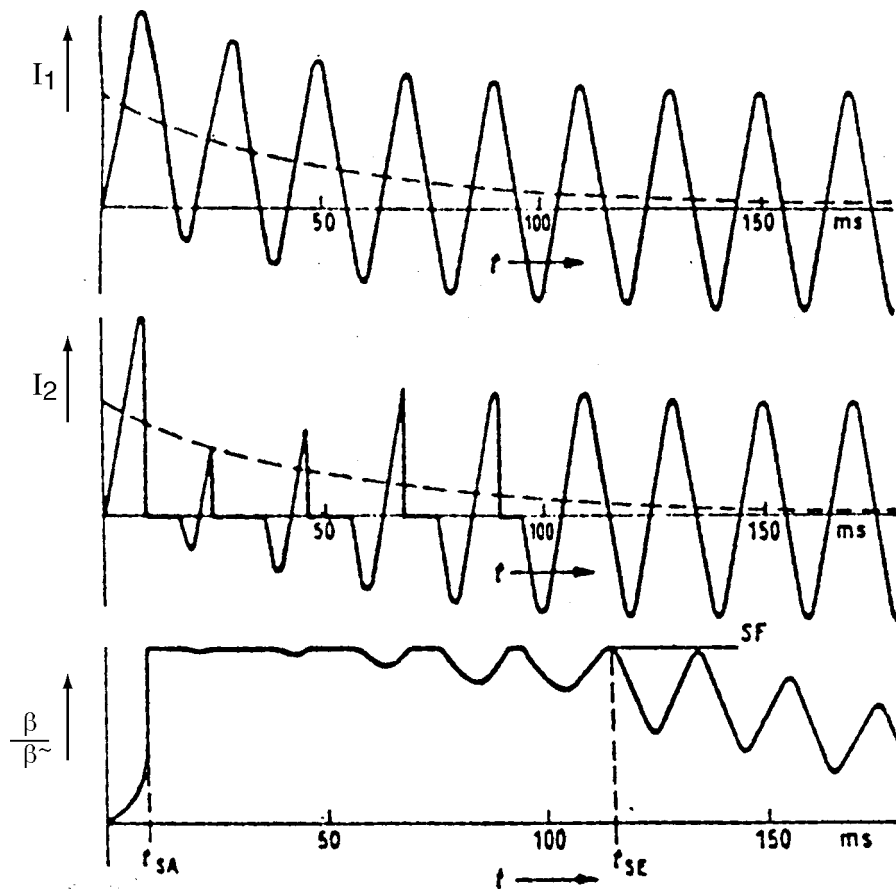
Por tanto, en caso de cortocircuito de máxima asimetría, la inducción $\hat{\beta}$ en el núcleo del TI puede llegar a ser inicialmente casi 14 veces superior a la del cortocircuito simétrico del mismo valor y superar con ello el codo de saturación.

En estas condiciones, hasta que la inducción no disminuya por debajo del codo de saturación, la intensidad inducida en el secundario deja de ser senoidal.

En la **figura 11** se representa el curso temporal de la corriente primaria asimétrica, de la corriente secundaria y de la relación entre la inducción total β y la componente alterna β^- .

En la **figura 12** se representa el registro oscilográfico de la corriente primaria asimétrica y de la corriente secundaria, en el caso real de un TI de núcleo anular, conectado a un circuito de constante de tiempo $\tau = 100$ ms.

Si se quiere evitar que se produzca esta saturación y consiguiente distorsión de la intensidad secundaria, debe dimensionarse el TI (sección del núcleo y número de espiras secundarias) de forma que esta sobreinducción no se repase el codo de saturación. En consecuencia, este factor de sobreinducción viene a ser también un factor de sobredimensionamiento del TI.



- I1 Curso de la corriente primaria
- I2 Curso de la corriente secundaria
- $\beta/\beta\sim$ Curso de la inducción

Fig. 11: Curso de la corriente primaria, la corriente secundaria y la inducción, en caso de corriente primaria completamente simétrica con saturación.

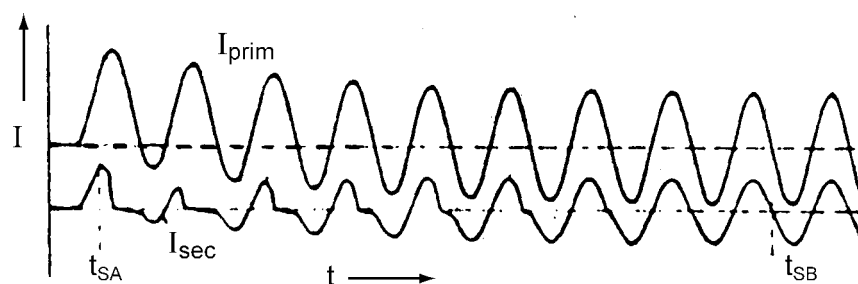


Fig. 12: Curso oscilografiado de la corriente primaria y secundaria de un transformador de intensidad de núcleo anular ($\tau = 100$ ms).

1.7 Transformadores de tensión

El principio de funcionamiento se basa en captar una tensión del circuito principal o primario, transformándola en otra tensión reducida en sus bornes secundarios (Figura 13).

■ Existen 2 tipos distintos en función de su conexión al circuito primario (figura 14):

- tensión simple (1 solo borne aislado):
conexión fase - tierra
- tensión compuesta (2 bornes aislados):
medida de tensión entre fases

Para el caso de un transformador ideal se cumplirá:

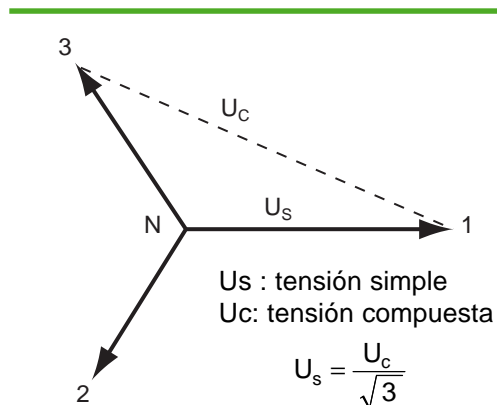


Fig. 14

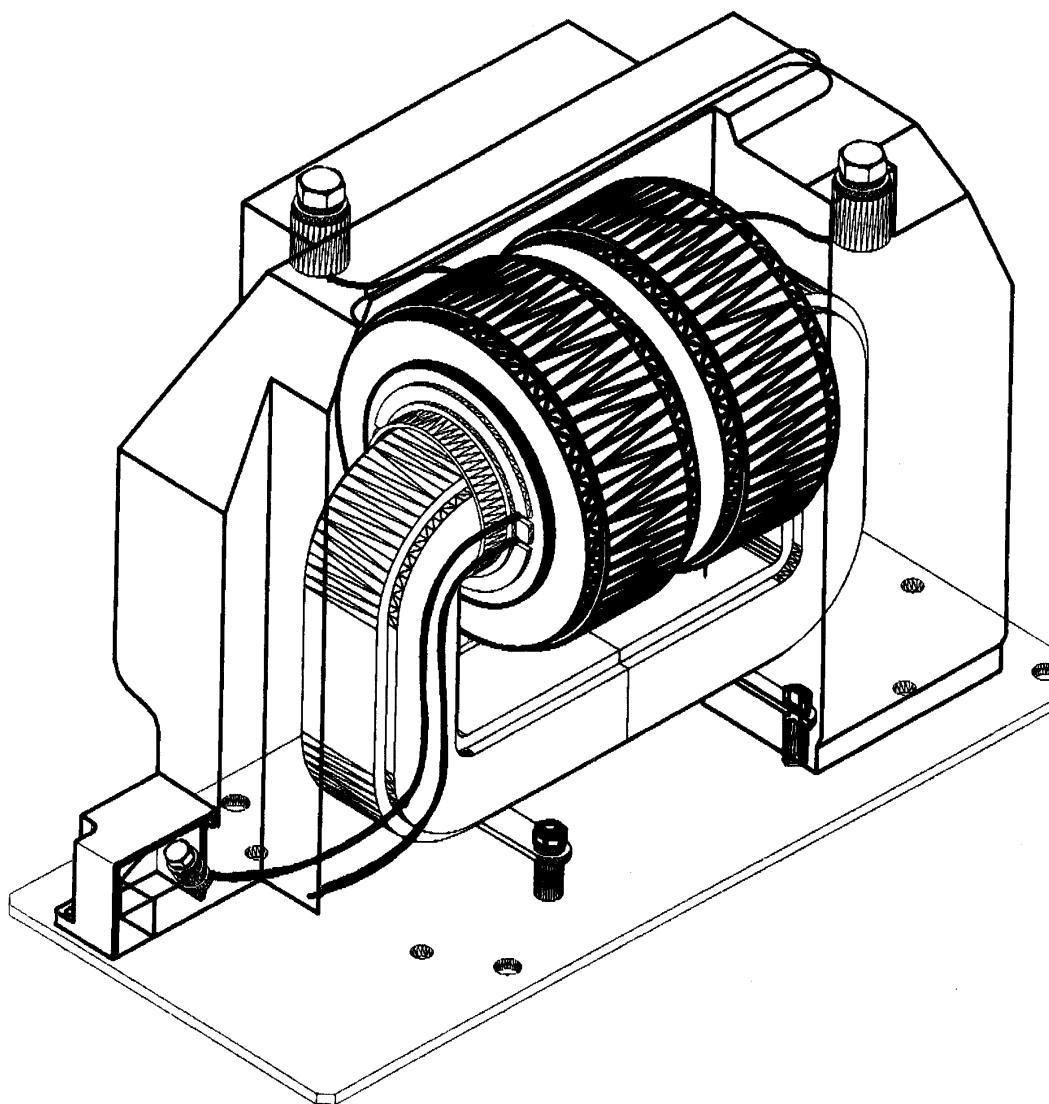


Fig. 13: Transformador de tensión.

$$K_n = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

donde:

K_n : relación de transformación

U_1 : tensión de primario

U_2 : tensión secundaria

N_1 : número de espiras del bobinado primario

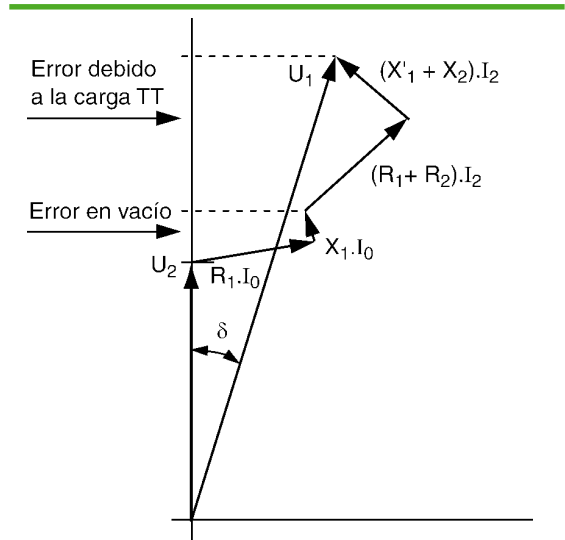
N_2 : número de espiras del bobinado secundario

Pero los transformadores reales nunca son ideales (**figura 15**).

■ Existen dos tipos de errores:

□ error de amplitud: $\varepsilon\% = \frac{K_n \cdot U_2 - U_1}{U_1} \times 100$

□ error de ángulo: δ .



R'_1 y X'_1 : Resistencia y reactancia de dispersión del primario referidas al secundario

$$R'_1 = R_1/K^2, \quad X'_1 = X_1/K^2$$

Fig. 15: Diagrama vectorial de un transformador de tensión real.

1.7.1

Características que nos determinan la selección de Trafos de tensión en MT

1.7.1.1.- Características primarias

■ Nivel de aislamiento asignado (kV)

7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36

■ Frecuencia asignada (Hz)

50 - 60

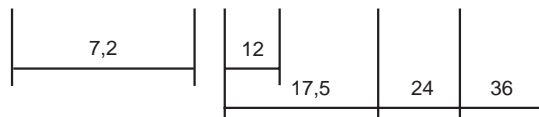
■ Tensiones primarias asignadas (kV)

U_1 : conexión entre fases (2 bornes aislados)

$U_1/\sqrt{3}$: conexión fase tierra (1 solo borne aislado)

Valores preferentes (más estandarizados) (kV)

3,3 - 5 - 5,5 - 6 - 6,6 - 10 - 11 - 13,8 - 15 - 20 - 22 - 30 - 33



■ Posibilidad de doble tensión primaria

Por ejemplo:

$$\frac{15000/\sqrt{3}}{110/\sqrt{3}} \quad \text{o bien} \quad \frac{20000/\sqrt{3}}{110/\sqrt{3}}$$

1.7.1.2.- Características secundarias

■ Tensiones secundarias asignadas (V)

$$U_2 \text{ y } \frac{U_2}{\sqrt{3}}$$

$U_2 = 100 - 110 - 115 - 120$

■ Potencias de precisión (VA)

10 - 15 - 25 - 30 - 50 - 75 - 100 - 150
200 - 300 - 400 - 500

■ Clases de precisión para medida

0,1 - 0,2 - 0,5 - 1 - 3 (**figura 16**)

■ Clases de precisión para protección

3P y 6P (**figura 16**)

■ Factor de tensión

Se aplica sobre la tensión asignada (nominal primario TT).

TT: Conexión fase - tierra: 1,9 durante 8 h

TT: Conexión fase - fase: 1,2 continuo.

■ Posibilidad de doble secundario

Por ejemplo: $\frac{20000}{\sqrt{3}} / 110$ y $\frac{110}{\sqrt{3}}$

Medida

Clase de precisión	Error de tensión (V) amplitud (\pm)	Desfases (\pm)	
		minutos	centirradiantes
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1	1	40	1,2
3	3	no especificado	no especificado

Protección

Clase de precisión	Error de tensión (V) amplitud en % (\pm)	Desfases (\pm)	
		minutos	centirradiantes
3P	3,0	120	3,5
6P	6,0	240	7,0

Fig. 16: Clases de precisión: de medida y de protección.

correspondiendo el primero a la tensión primaria y los dos segundos a las dos tensiones secundarias.

■ Caso particular:

En el supuesto que los TT's alimenten relés digitales (tipo Sepam u otros), dado que cargan poquísimos el circuito de tensión (sólo 0,1 VA por relé), escogeremos los TT's de potencia de precisión inferior estandarizada (normalmente 30 VA), y la clase de precisión puede ser perfectamente 0,5 ó 1 (medida) dado que a la vez nos podemos beneficiar de tener una mayor precisión en las medidas combinadas de tensión e intensidad (potencias, energías, etc.) para el caso del Sepam 2000.

1.7.1.3.- Fenómenos de la ferorrresonancia

■ Este fenómeno puede aparecer solamente en redes de neutro aislado, con 3 transformadores de tensión conectados en estrella fase tierra en el primario, y es debido al efecto combinado de la saturación magnética de los TT's y la capacitancia propia de las líneas MT.

Este fenómeno nunca se presenta cuando tenemos 2 transformadores de tensión conectados entre fases, o conexión en V (ni en redes de neutro aislado), pero tiene el inconveniente de que con 2 TT's no podemos ver el desplazamiento del punto neutro por medida de la tensión homopolar, por lo tanto no podemos realizar la protección 59N.

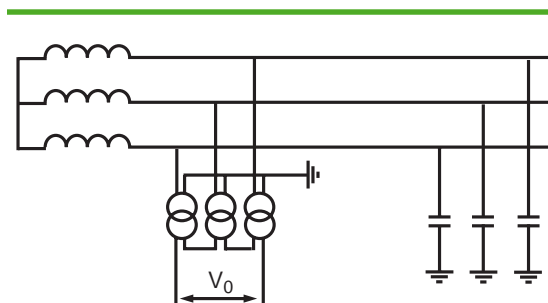


Fig. 17

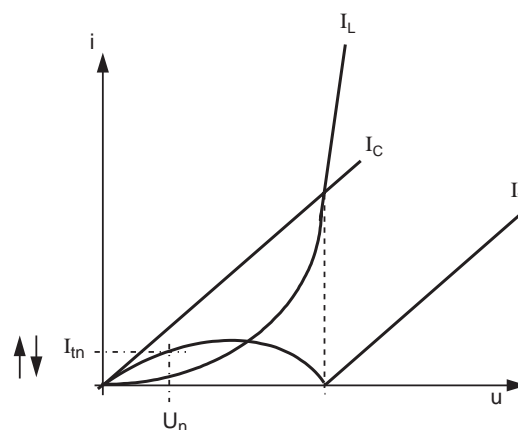
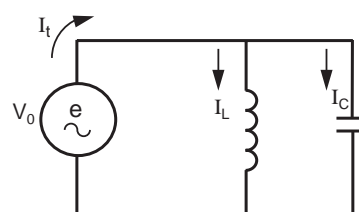


Fig. 18

En el esquema de la **figura 17** vemos el esquema equivalente a 3 transformadores de tensión conectados entre fase y tierra.

En el secundario de los 3 TT's en triángulo abierto, recogemos la tensión residual

$$\vec{V}_0 = \vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3$$

que en circunstancias normales se cumplirá lo mostrado en el esquema simplificado de la **figura 18**.

Pero en caso de una pequeña variación de I_t debido a un aumento de V_0 provocada por una eventual perturbación transitoria en la red (defecto fugitivo a tierra, sobretensión debida a alguna maniobra fortuita, etc.), podemos pasar del punto de funcionamiento indicado en el gráfico a otro muy distinto, tal como se puede ver en el gráfico de la **figura 19**, pasando al punto de funcionamiento $u' \gg u$, pudiendo provocar la explosión de los Trafos de tensión por quedar sometidos a una sobretensión permanente no prevista a la hora de dimensionar su nivel de aislamiento.

Para evitar el riesgo de pasar al punto de funcionamiento u' , si colocamos una resistencia de carga en paralelo en el secundario en triángulo abierto de los TT's, dimensionada a la potencia de precisión del TT, conseguimos que

$$I_T \cong I_R \rightarrow (I_R \gg I_L + I_C)$$

y por tanto eliminamos el riesgo de destruir los TT's por sobretensión debida a fenómenos transitorios como los comentados (**figura 20**).

Así pues, el esquema ideal para redes de neutro aislado donde la detección de defectos a tierra se efectúe por medida del desplazamiento del punto neutro (protección a Máximo de tensión homopolar \Rightarrow ANSI 59N), además de combinar otras protecciones de tensión (máx. y mín de tensión, por ejemplo), se resolvería de la siguiente forma utilizando el Sepam.

El dimensionamiento de la R de carga del secundario de los TT's (**figura 21**) no es nada simple, ya que depende de las características constructivas del transformador (circuito magnético, saturación del TT, etc.), por lo que cada fabricante debe ser quien diga la resistencia a utilizar en cada caso para evitar la ferorresonancia.

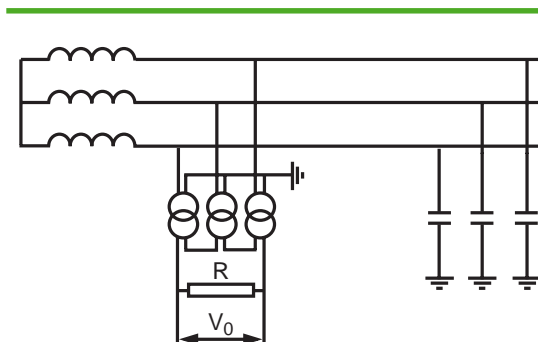


Fig. 19

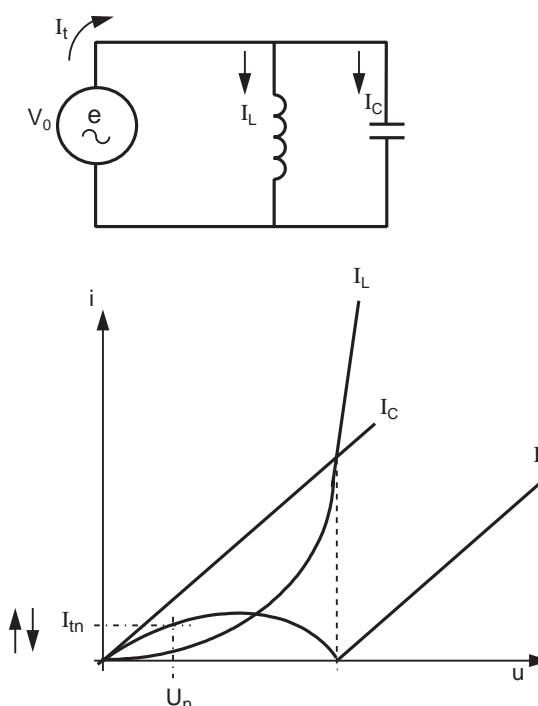


Fig. 20

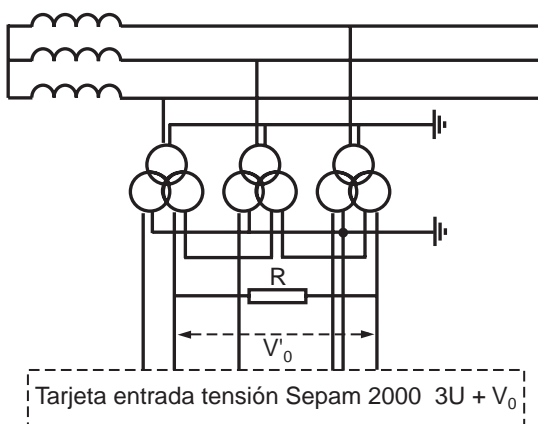


Fig. 21

Por ejemplo, la tabla de la **figura 22** nos da los valores de dichas resistencias para trafos de tensión NMG (Schneider), en función del modelo, siempre para trafos de tensión en conexión unipolar fase - tierra.

Tipo TT	Tensión nominal primario kV	Potencia de precisión		Potencia térmica máx VA	Resistencia R Ω	Potencia resistencia W
		medida cl 5 VA	protección cl 3P VA			
VRFR	7,2 - 12 - 17,5	20	20	150	28	450
VRF1	7,2 - 12 - 17,5	30	30	200	28	450
VRF2	12 - 17,5 - 24	50	50	250	28	450
VRQ1	7,2 - 12 - 17,5 - 24	75	75	250	28	450
VRQ2	7,2 - 12 - 17,5 - 24	30	30	200	28	450
VRQ3	24 - 36	75	75	350	14	900
VRF3Z	7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36	200	100	800	14	900

Nota: En la red de 25 kV de la zona catalana, es usual emplear resistencias contra ferrorresonancia de 50 Ω , 2 A (200 W)

Fig. 22

2 Esquemas de conexión a tierra o regímenes de neutro

2.1	Clasificación / Criterios de selección	p. 37
2.1.1	Análisis inicial	p. 37
2.1.2	El compromiso entre dos opciones contradictorias	p. 40
2.2	Neutro aislado	p. 43
2.3	Neutro rígido puesto a tierra (directamente)	p. 45
2.4	Neutro puesto a tierra mediante resistencia	p. 45
2.4.1	Posibilidades de detección de las corrientes de fuga en este régimen de neutro. Captadores	p. 46
2.4.2	Protecciones asociadas para redes con régimen de neutro puesto a tierra mediante resistencia	p. 47
2.4.3	Neutro puesto a tierra por resistencia a través de un transformador de p.a.t. o generador homopolar o bobina zig-zag	p. 48
2.5	Neutro puesto a tierra mediante reactancia. Bobina Petersen	p. 49
2.6	Comparación entre los distintos sistemas de gestión del neutro	p. 50
2.7	Métodos de medida de la intensidad residual en los Sepam	p. 51
2.7.1	Distintas soluciones posibles	p. 51
2.7.2	Características de las medidas de corriente residual	p. 52
2.7.3	Características de las medidas de corriente I1 , I2 , I3	p. 52
2.7.4	Efecto de la componente continua en el comportamiento de los TI's	p. 52
2.7.5	Selección de la solución adecuada	p. 53
2.7.6	Soluciones específicas del Sepam 2000	p. 53
2.7.7	Como insensibilizar la protección en caso de saturación	p. 54
2.7.8	Parametrage del Sepam 2000	p. 54
2.7.9	Caso particular	p. 55

2.1 Clasificación / Criterios de selección

2.1.1 Análisis inicial

El objetivo que pretende todo sistema de gestión del régimen de neutro en las instalaciones eléctricas de MT es el limitar los valores de las tensiones o corrientes de paso en caso de defecto a tierra, que es precisamente el defecto más frecuente en las líneas de MT (**figura 23**).

Toda línea eléctrica de MT, aunque no exista en ella defecto a tierra, tiene inherente una corriente capacitiva debida a la circulación de corriente por los cables a un potencial distinto del de sus aislantes (los cuales constituyen eléctricamente las placas de un condensador), y su magnitud depende de las características constructivas de los cables y sus aislantes.

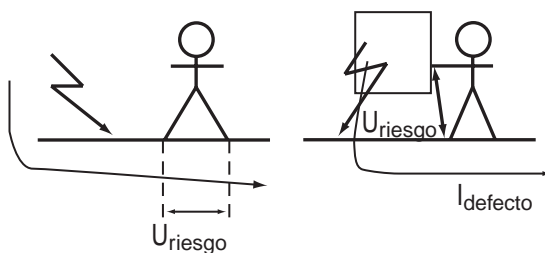


Fig. 23

■ Básicamente existen tres tipos de cables para distribución eléctrica en MT. En ellos consideramos:

□ C = Capacitancia por fase

□ Factores de influencia:

constitución del cable
tensión de aislamiento
naturaleza del aislante
sección del alma del conductor
forma del alma del conductor

□ Orden de magnitud: cable redondo de campo radial:

$C = 0,3$ a $1 \mu\text{F}/\text{km}$ (de 6 a 10 kV),
 $C = 0,15$ a $0,5 \mu\text{F}/\text{km}$ (15 a 30 KV).

■ Tres tipos de cables

□ cables unipolares de campo radial (**figura 24a**),

□ cable tripolar de campo radial (**figura 24b**),

□ cable tripolar «de cinturón»:(**figura 24c**),

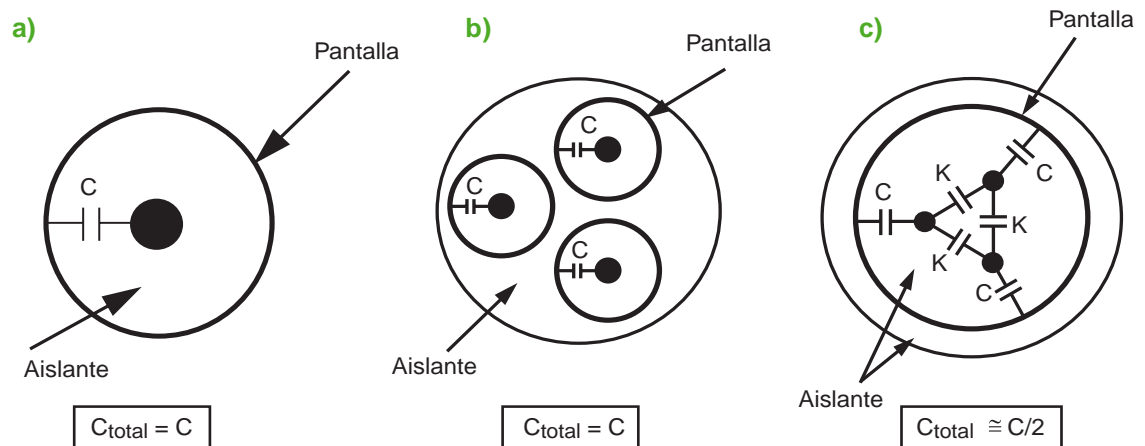


Fig. 24: Tipos de cables: a) unipolar de campo radial; b) tripolar de campo radial; c) tripolar «de cinturón».

La **figura 25** tipifica una red de distribución en MT.

En condiciones normales se cumplirá

$$\overline{I_{C01}} + \overline{I_{C02}} + \overline{I_{C03}} = 0$$

Pero cuando aparece el defecto:

$$\overline{I_D} = \overline{I_{C02}} + \overline{I_{C03}}$$

Representando el diagrama vectorial de este esquema para la situación de defecto indicada (**figura 26**), siendo, en la expresión $I_{COT} = 3 C \omega V$,

C = capacitancia de la línea en $\mu\text{F}/\text{km}$ (dato fabricante cable: págs. 69 y ss),

ω = pulsación de la corriente alterna ($\omega = 2\pi f$; si $f = 50 \text{ Hz} \Rightarrow \omega = 314 \text{ rad/s}$),

V = tensión compuesta de la línea (voltios).

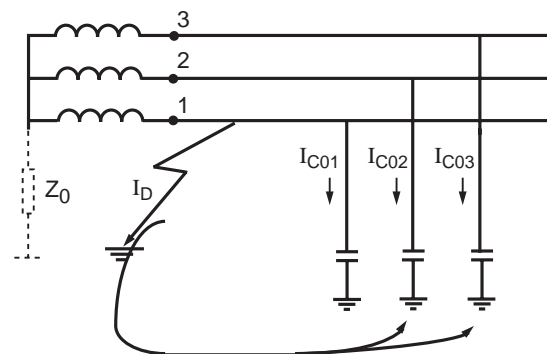
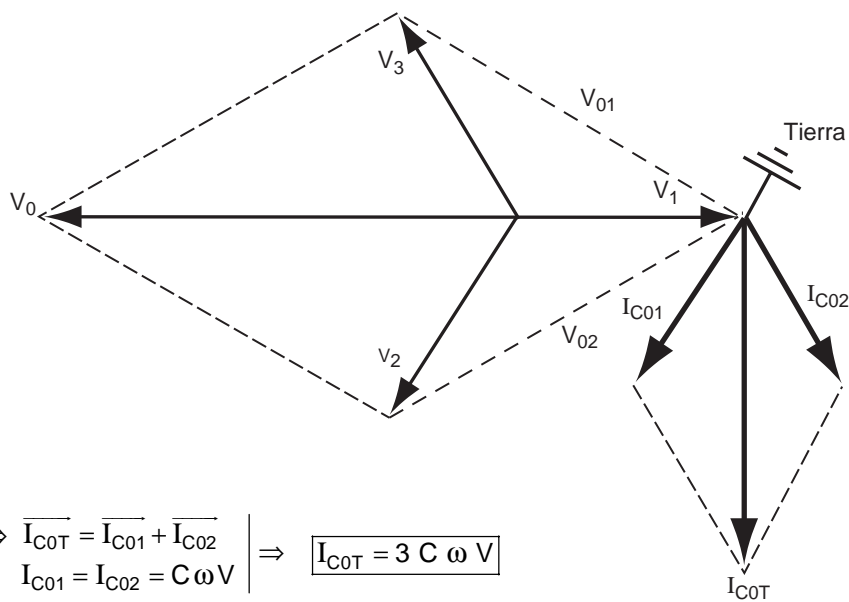


Fig. 25



$$\left. \begin{array}{l} I_{C01} \perp V_{01} \\ I_{C02} \perp V_{02} \end{array} \right\} \Rightarrow \overline{I_{C0T}} = \overline{I_{C01}} + \overline{I_{C02}} \quad \left| \quad \begin{array}{l} I_{C01} = I_{C02} = C \omega V \end{array} \right. \Rightarrow \boxed{I_{C0T} = 3 C \omega V}$$

Fig. 26

Representando gráficamente (figura 27) la evolución del valor de la intensidad de defecto simultáneamente con la evolución de las sobretensiones, para los dos casos extremos de régimen de neutro (rígidamente

a tierra y aislado), vemos claramente que ambos tienen efectos contradictorios.

¡No se puede afirmar que ninguno de los dos extremos es el mejor: debemos buscar una solución de compromiso!

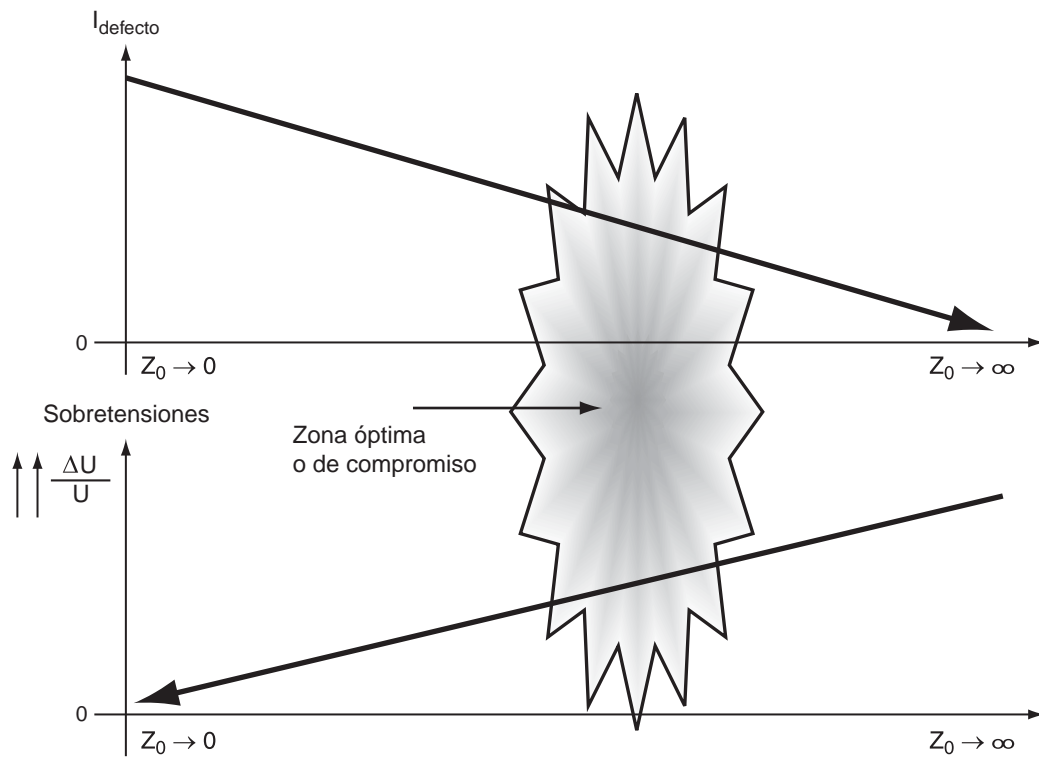


Fig. 27

2.1.2

El compromiso entre dos opciones contradictorias

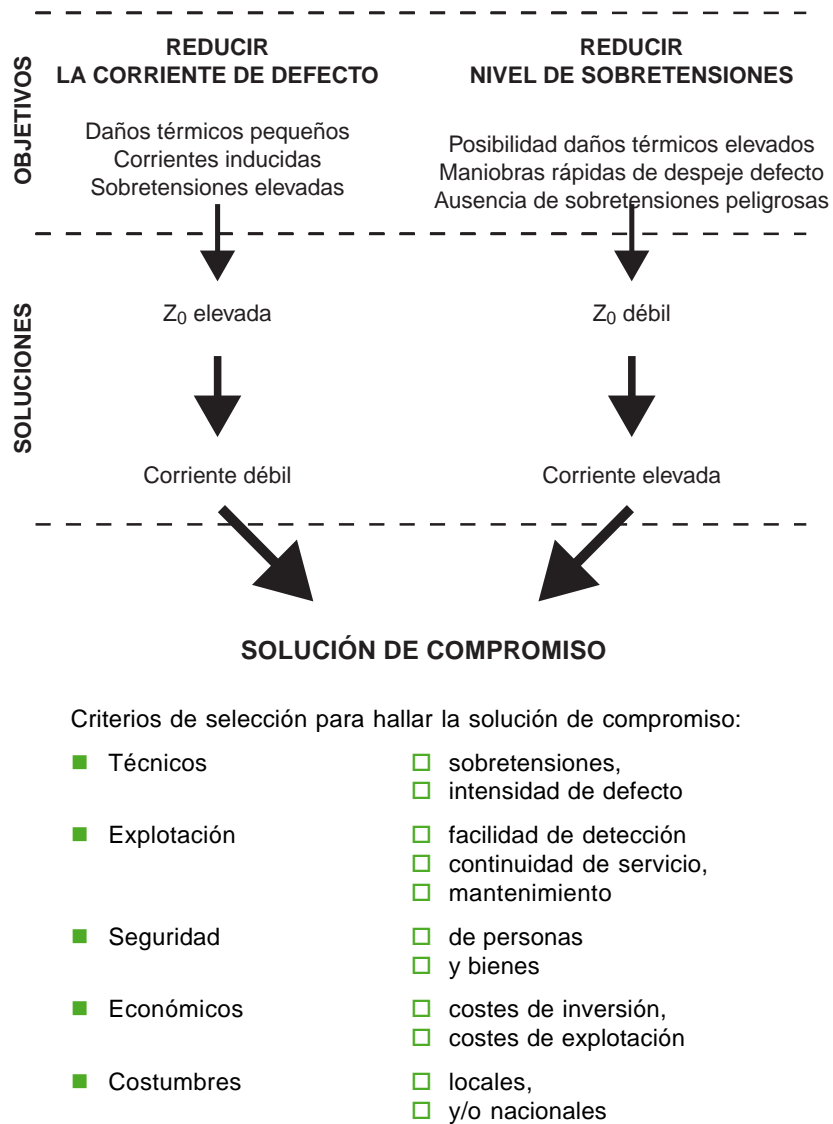


Fig. 28

Para hallar esta solución de compromiso habrá que estudiar los cinco casos posibles de régimen de neutro (**figura 29a, b, c, d y e**).

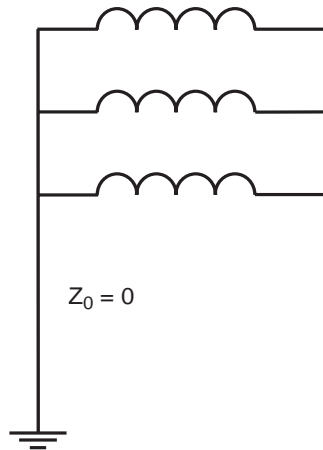


Fig. 29 a: Directo (rígido) a tierra.

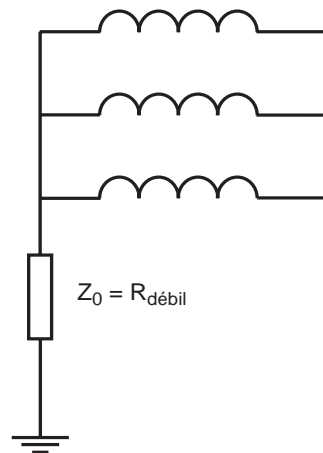


Fig. 29 b: Limitado por resistencia.

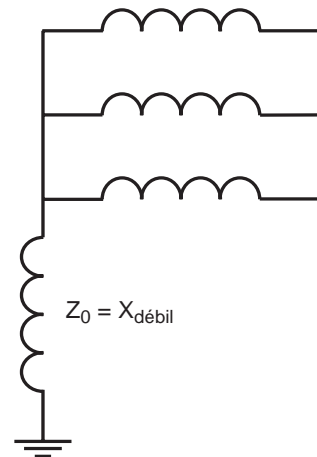


Fig. 29 c: Limitado por reactancia.

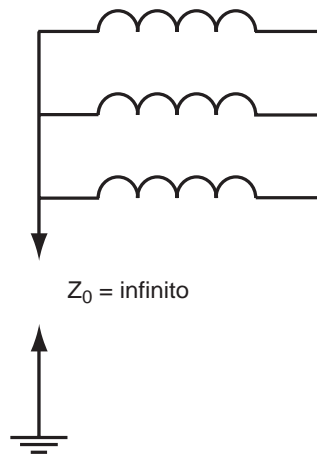


Fig. 29 d: Neutro aislado.

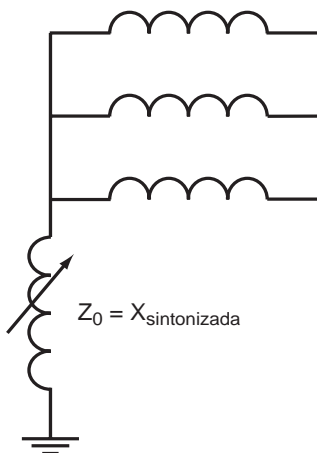


Fig. 29 f: Reactancia sintonizada (bobina de Petersen).

Pero de todas formas, una condición que debemos perseguir en todos los casos para hallar dicha solución de compromiso óptimo, es la indicada en la **figura 30**.

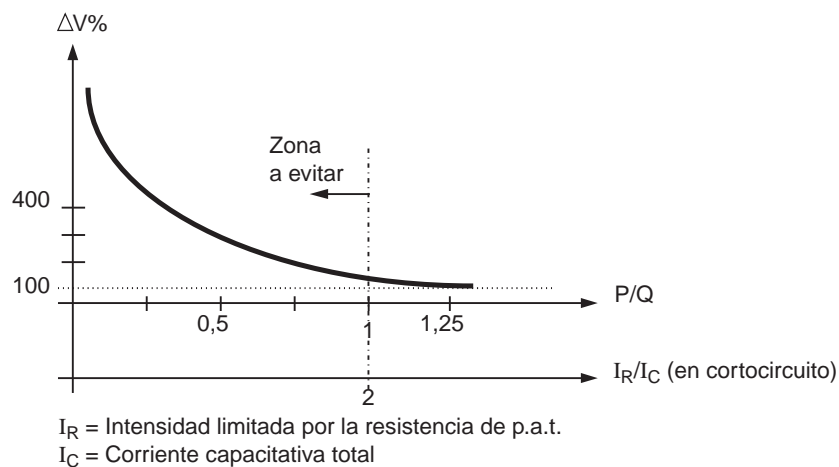


Fig. 30: Curva de sobretenimiento de un alternador puesta a tierra mediante resistencia limitadora.

Para reducir las sobretensiones de maniobra y permitir una detección simple de los defectos a tierra, siempre procuraremos que:

$$I_R \geq 2 \cdot I_C$$

En caso de máquinas rotativas (especialmente las generadoras)

$I_R \cong (5 - 30) A$, según puede verse en la **figura 31**.

Entonces, a partir de I_R se tiene $R = V/I_R$, siendo:

V = tensión simple (fase - tierra),

$R \cong Z_0$ = resistencia de limitación (Ω).

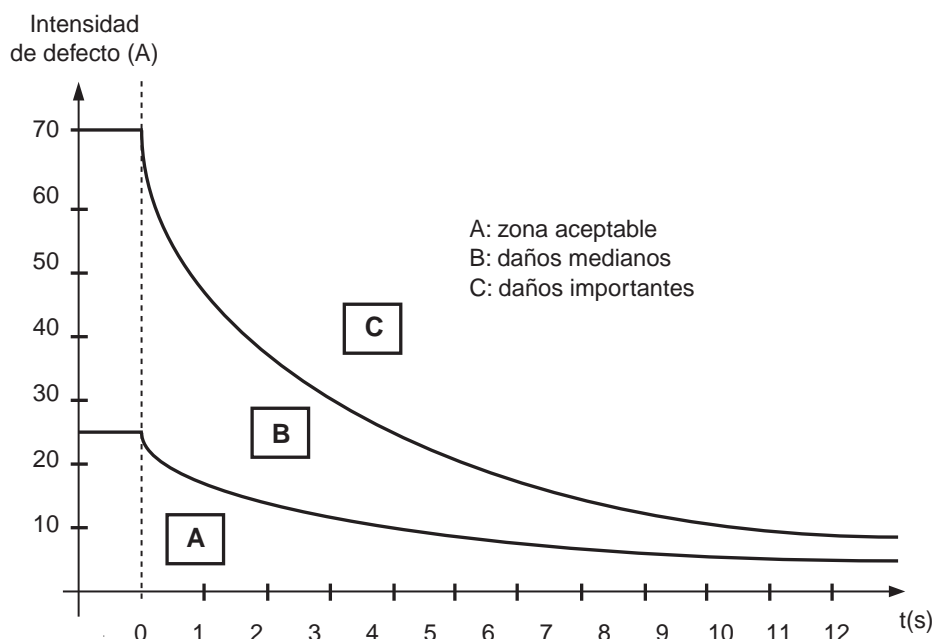


Fig. 31: Curva de daños en el estator de una máquina eléctrica rotativa (generatriz) en función de la intensidad de defecto a tierra y del tiempo de duración del defecto.

2.2 Neutro aislado (Figura 32)

Principio de funcionamiento:

- Intensidades de falta a tierra débiles
- Sobretensiones elevadas

Por lo tanto, permite una alta continuidad en el servicio sin disparos indeseados (explotación en procesos continuos p.ej.), pero con el riesgo de dañar los aislantes (Figura 33).

- Intensidad de defecto = Corriente capacitiva total

$$I_d = I_{COT} = 3 C \cdot \omega \cdot V$$

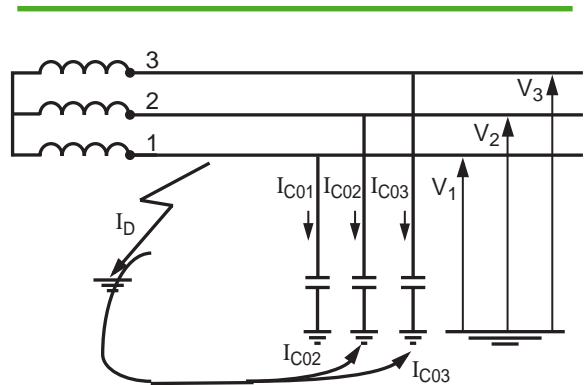


Fig. 32: Neutro aislado.

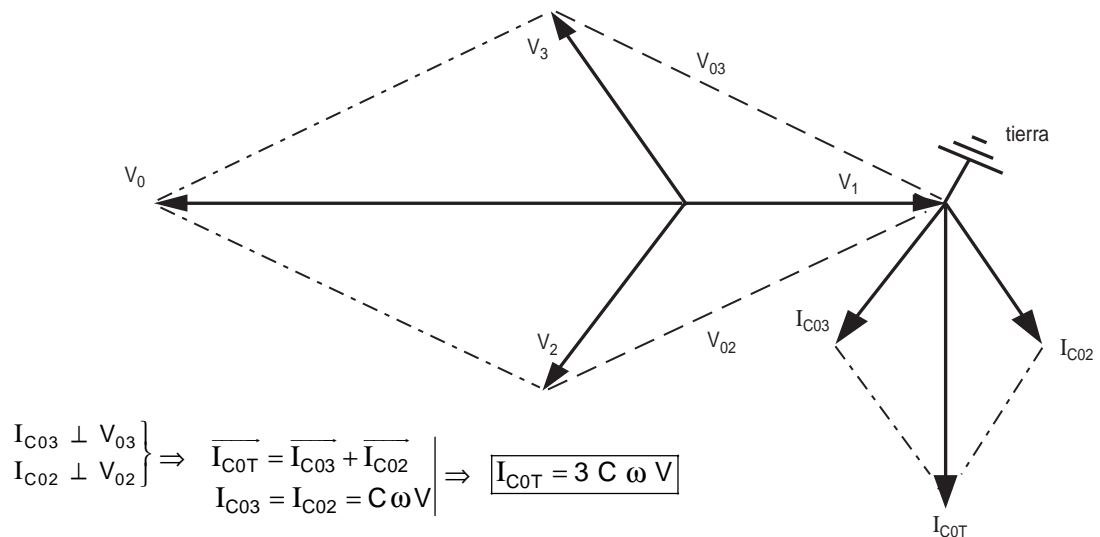


Fig. 33

- Si I_d es débil, se puede autorizar el no disparo al primer defecto, manteniendo la continuidad de servicio.
- Precauciones a tener en cuenta:
 - las sobretensiones transitorias (Ferroresonancia),
 - las sobretensiones permanentes en las fases sanas durante el defecto, debidas al desplazamiento del punto neutro.
- El principal problema de este régimen de neutro, aparte de los mencionados, radica en la complejidad del sistema de detección, puesto que los valores de intensidad de defecto son frecuentemente muy pequeños, y en redes con varias salidas en paralelo a neutro aislado, debemos recurrir a las protecciones direccionales de tierra (como

veremos mas adelante en el capítulo 4), y/o protecciones a detección de tensión por medida del desplazamiento del punto neutro.

Además, estos valores pequeños de intensidad requieren de toroidales de captación sobre cable, porque con la suma de las 3 intensidades de fase no llegamos a tener suficiente precisión en la medida captada. Debemos recordar que cuando realizamos la detección de homopolar por suma de las 3 intensidades:

$$I_{so \text{ mín}} > 10\% I_{nTI},$$

siendo

$I_{so \text{ mín}}$ = reglaje mínimo del umbral de detección de homopolar,

I_{nTI} = intensidad nominal primaria del TI, debido a la suma en cascada de los errores de precisión de los TI's de protección (figura 34).

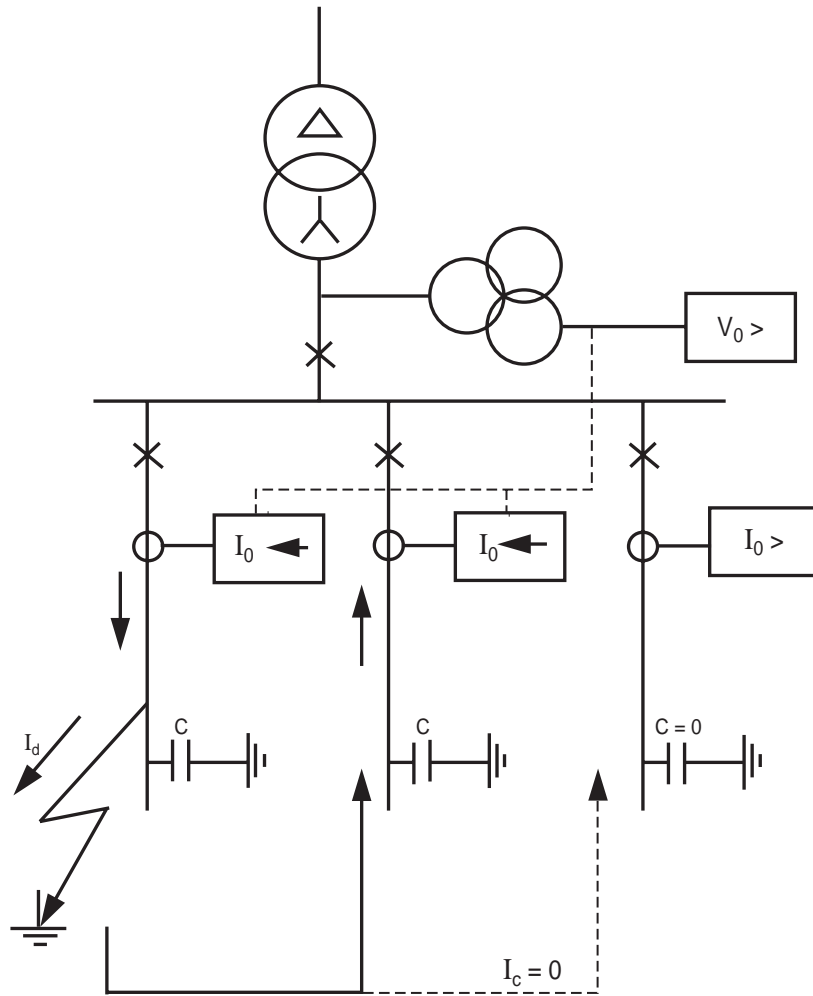


Fig. 34

2.3 Neutro rígido puesto a tierra (directamente) (Figura 35)

$I_N \gg I_{COT} \Rightarrow$ la intensidad de defecto circulará por el camino más fácil, es decir, a través de la conexión a tierra del punto neutro, con lo cual las corrientes capacitivas serán despreciables para este régimen de neutro $\Rightarrow I_d \cong I_N$.

- Requiere interconectar todas las masas y efectuar tomas de tierra múltiples para la protección de las personas.
- Posibilidad de daños importantes en el punto de defecto.
- Nula influencia de las corrientes capacitivas.
- Sobretensiones limitadas.
- Facilidad de detección debido a que el valor de intensidad de defecto a detectar es elevado, por tanto una detección basada en la suma de las 3 intensidades de fase será suficiente.

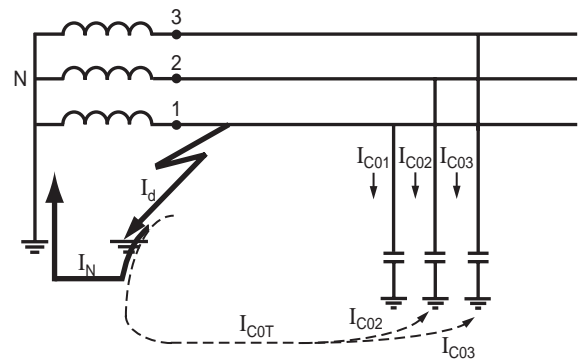


Fig. 35: Neutro rígido puesto a tierra directamente.

2.4 Neutro puesto a tierra mediante resistencia (Figuras 36 y 37)

- La resistencia limita el valor de la intensidad de defecto a tierra, y por tanto permite limitar los daños. Se escoge R tal que: $I_R > 2I_{C\text{total}}$.
- Las eventuales sobretensiones quedan limitadas por la resistencia de p.a.t.
- Permite una detección simple del ramal de la red en defecto.

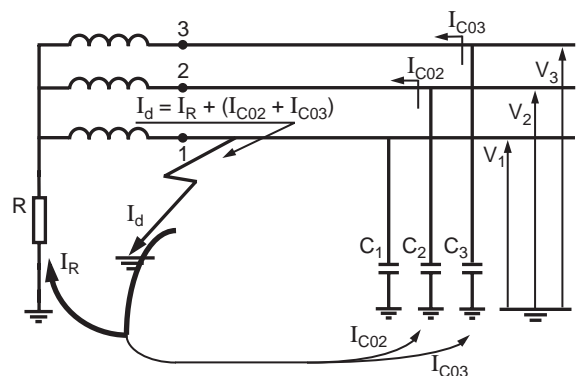


Fig. 36: Neutro puesto a tierra mediante resistencia.

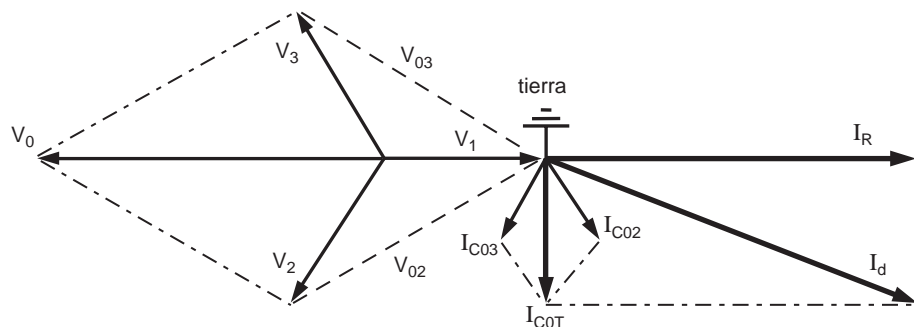


Fig. 37

2.4.1

Posibilidades de detección de las corrientes de fuga en este régimen de neutro. Captadores (Figura 38)

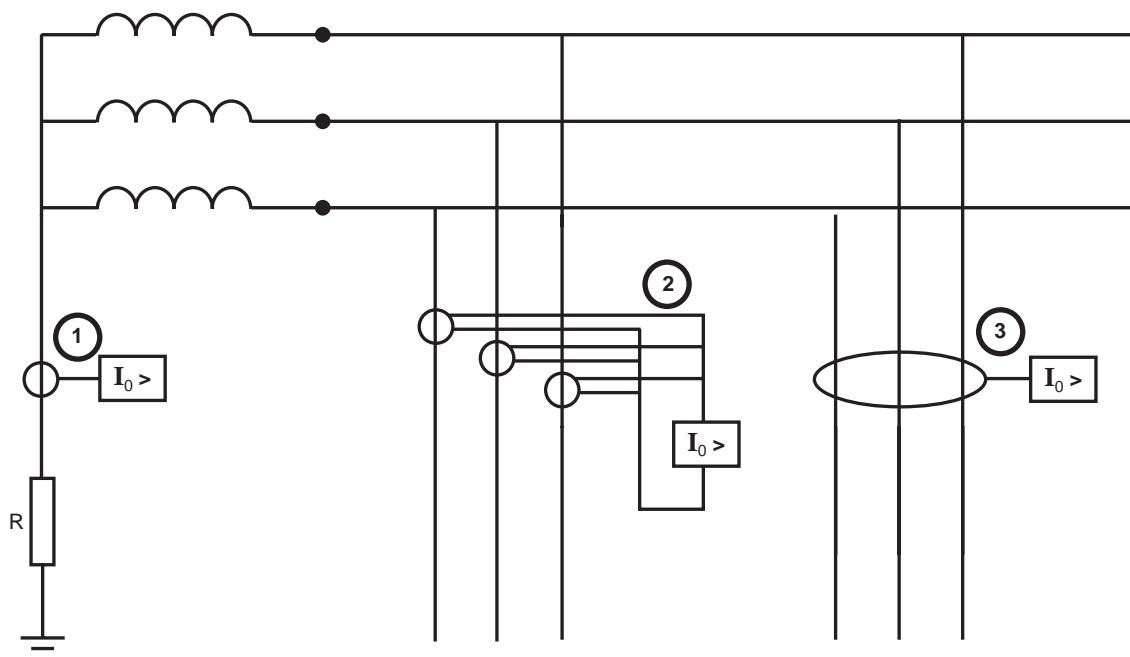


Fig. 38

① Medida por TI ($x / 5 \text{ A}$) o por toroidal tipo CSH (MG) directamente sobre cable de conexión del neutro a tierra (a través de la resistencia).

Es un buen sistema que suele emplearse en caso de trafos con el neutro puesto a tierra.

La única precaución a tener presente es que el reglaje de la protección homopolar (máx. I_0) debe ser inferior al límite térmico de la resistencia de puesta a tierra.

② Medida por suma de las 3 intensidades de fase (3 TI's). Es muy empleado, pero:

Reglaje de la protección de ser > 10 a 12% intensidad nominal primaria del TI (debido a la suma de errores de los 3 TI), pudiendo ser incompatible esta limitación cuando tengamos que la intensidad limitada mediante

la R de p.a.t. sea pequeña, y la intensidad nominal del TI sea grande.

Cuando suceda esto, procederemos mediante el 3er sistema de captación.

③ Medida por toroide homopolar. Tipo CSH (MG) o TI de ventana estándar ($x / 1$ o 5 A).

Es el sistema ideal, puesto que no requiere ninguna precaución en especial (salvo el caso de tener que englobar muchos conductores de diámetro grande), y el reglaje puede llegar a ser de hasta 500 mA si utilizamos el CSH de MG conectado a un equipo Sepam.

Es muy simple realizar el escalonado de selectividades en caso de defecto homopolar con este sistema.

Para más detalles, referirse al capítulo 2.7 (medidas de la intensidad residual).

2.4.2

Protecciones asociadas para redes con régimen de neutro puesto a tierra mediante resistencia (Figura 39)

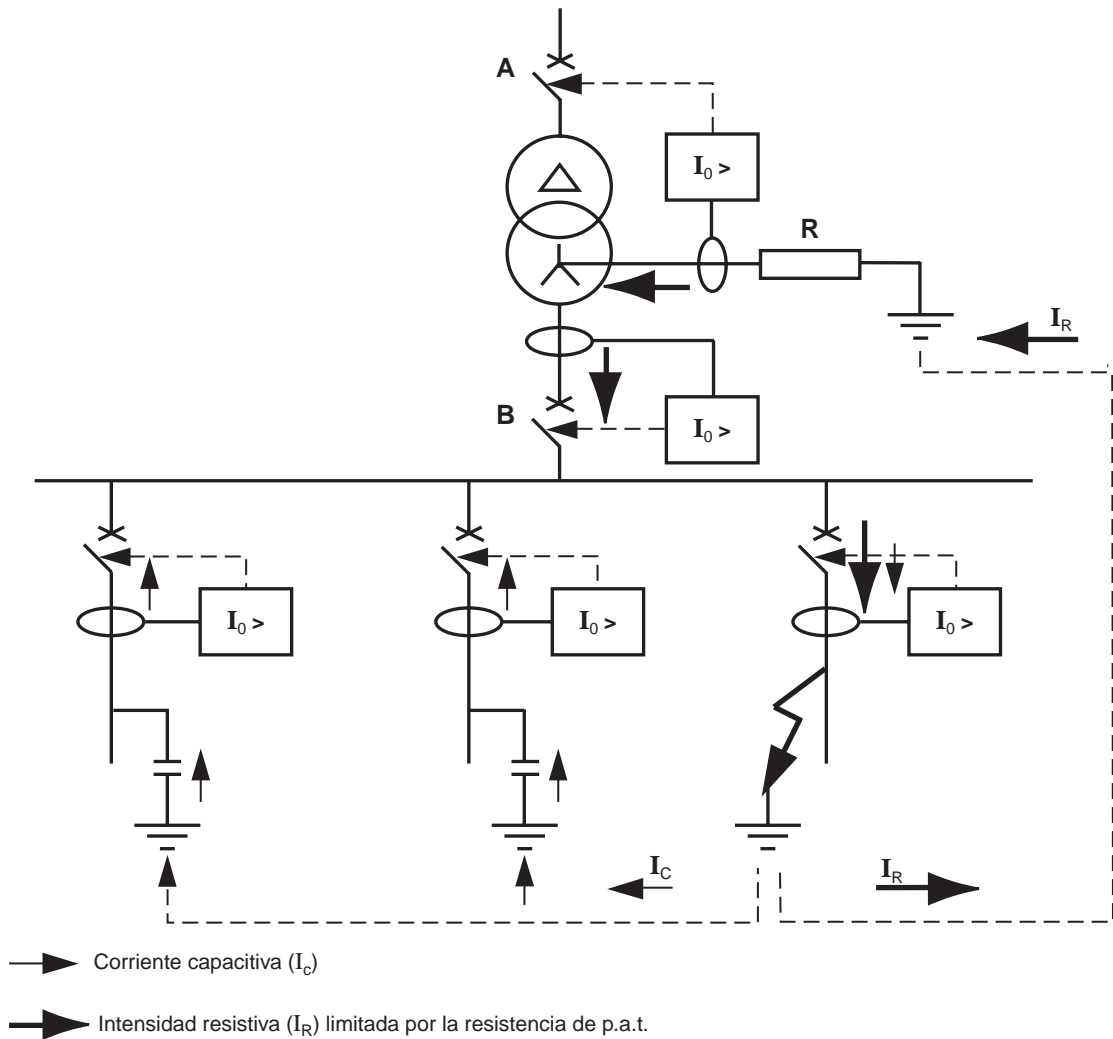


Fig. 39

■ Reglaje para asegurar una correcta detección

$$I_{s0} \ll I_R$$

por ejemplo: si $I_R = 30 \text{ A} \Rightarrow I_{s0} \cong 5 \text{ a } 10 \text{ A}$

■ Reglaje para evitar disparos intempestivos

$$I_{s0} \geq 1,3 \text{ a } 1,5 I_C.$$

■ Reglaje para tener en cuenta el límite térmico de la resistencia de puesta a tierra.

Debemos tener presente además de la Intensidad de limitación, la intensidad permanente que es capaz de soportar la resistencia de p.a.t.

Por ejemplo:

$$\text{si } I_R \text{ permanente máx.} = 3 \text{ A} \Rightarrow I_{s0} \cong 2,5 \text{ A.}$$

2.4.3

Neutro puesto a tierra por resistencia a través de un transformador de p.a.t. o generador homopolar o bobina zig-zag (Figura 40)

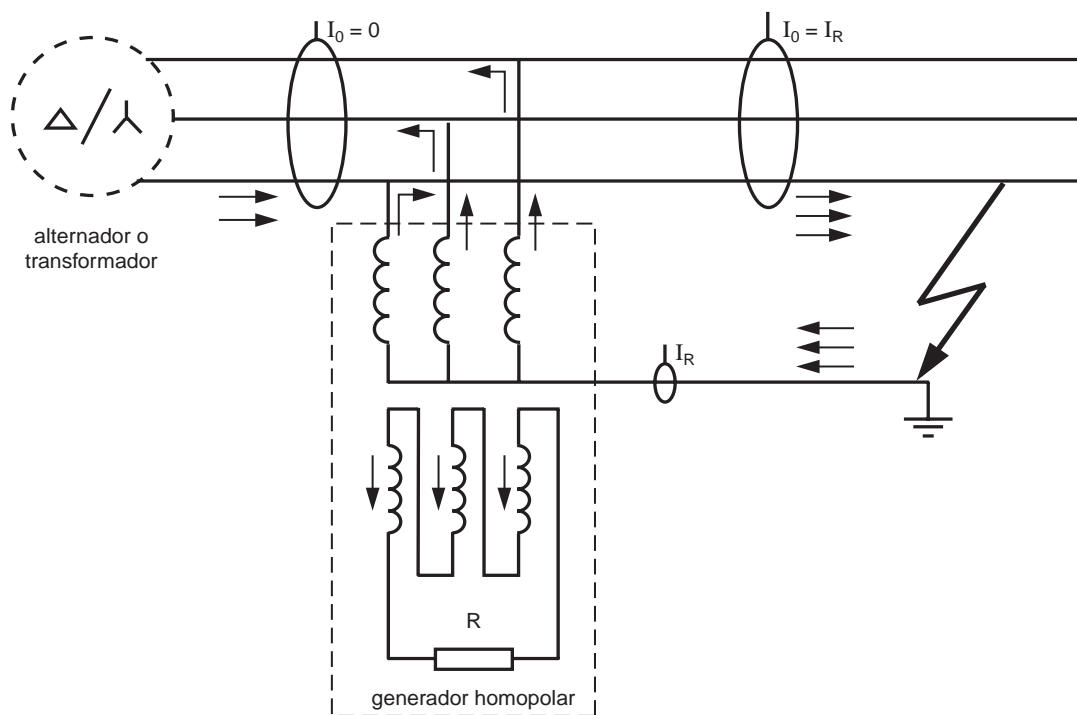


Fig. 40

- Permite la puesta a tierra del neutro para casos donde:
 - la conexión de la fuente (generador o transformador) es en triángulo o en estrella sin neutro accesible,
 - varias fuentes en paralelo independientemente del número (ver ejemplo siguiente).

- Dimensionado de la resistencia, ídem que para el caso anterior (resistencia en el punto neutro del transformador):
 - intensidad limitada máxima,
 - tiempo máximo de duración del defecto (a $I_{máx}$),
 - intensidad permanente soportable por la resistencia de p.a.t. (límite térmico).

2.5

Neutro puesto a tierra mediante reactancia. Bobina Petersen (Figuras 41 y 42)

- Se basa en el principio de que I_L y I_{COT} se encuentran en oposición de fase
- Si $I_L \gg I_{COT}$ se sigue el mismo criterio de protección que en el caso de R limitadora.
- La reactancia es preferida a la resistencia, si $U > 20$ kV, o si I_C es grande.
- Si el neutro no es accesible, se puede utilizar una bobina de puesta a tierra, de la misma forma que un transformador de p.a.t. con resistencia.

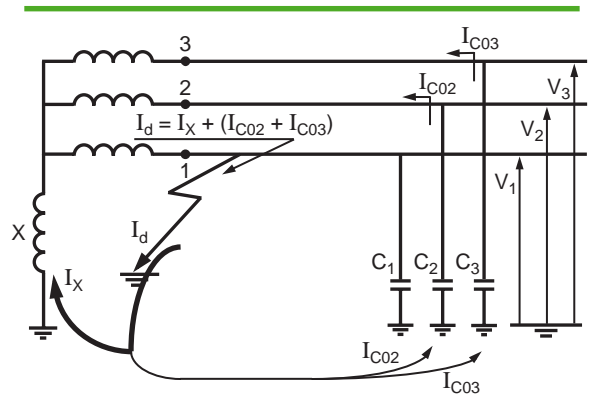


Fig. 41: Neutro puesto a tierra mediante reactancia. Bobina Petersen.

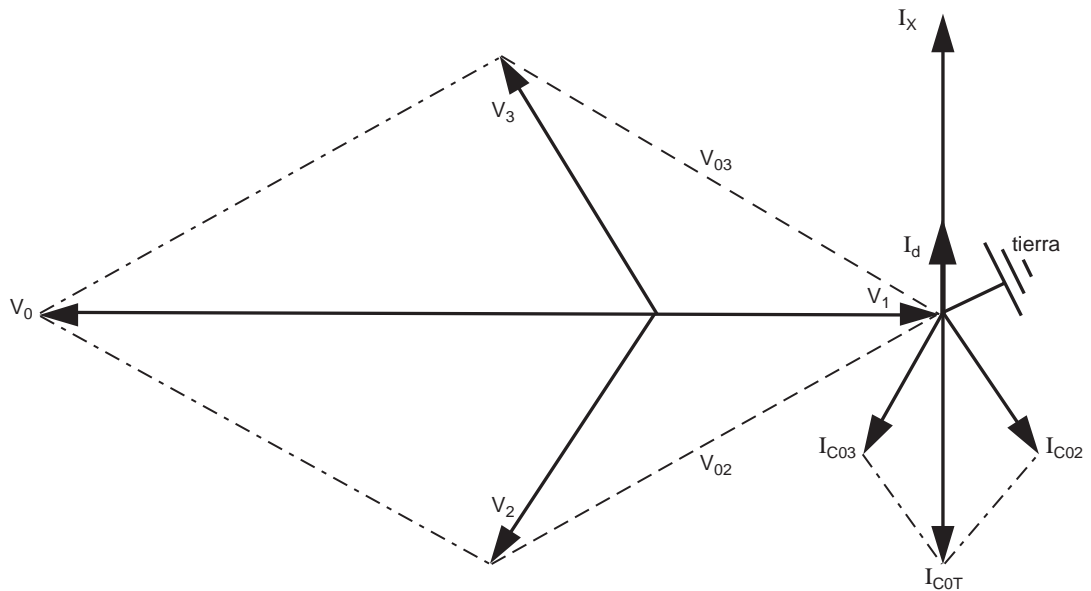
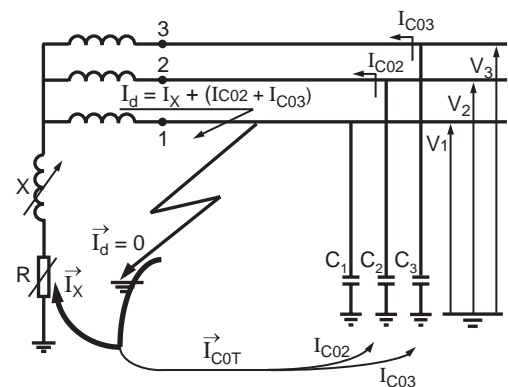


Fig. 42

- Si queremos que $\vec{I}_L = \vec{I}_{COT} \Rightarrow \underline{I_d} \cong 0$,

debemos recurrir al uso de la bobina de reactancia acordada o bobina Petersen (figura 49).

- Necesita adaptar el valor de la bobina a la capacitancia de la red, en función del número de salidas en servicio \Rightarrow es utilizable en redes «estables» y requiere de bobinas de inductancia variable.
- Se utiliza para eliminar automáticamente los defectos autoextinguibles, mejorando la continuidad del servicio.
- Requiere de protecciones direccionales de potencia activa residual (complejas) para detectar el ramal en defecto.



$$\vec{I}_d = \vec{I}_x + \vec{I}_{COT} = 0 \Rightarrow$$

Principio de funcionamiento de la bobina de Petersen

Fig. 43

2.6

Comparación entre los distintos sistemas de gestión del neutro (Figuras 44)

	Aislado	Resistencia	Reactancia	Reactancia sintonizada (Petersen)	Directo
Amortiguamiento de las sobretensiones transitorias	-	+	+-	+-	++
Limitación de sobretensiones a frecuencia industrial (50Hz)	-	+	+	-	+
Limitación de corrientes de defecto	+	+	+	++	-
Posible no disparo al primer defecto	+	-	-	+	-
Protección selectiva simple	-	++	+	--	+
Requiere de personal cualificado	--	+	+	--	+

Fig. 44

■ Aislado

- posibilidad de no disparo al primer defecto ⇒ continuidad de servicio,
- no se producen daños materiales en el punto de defecto
- sobretensiones,
- selectividad muy compleja, así como los medios de captación del defecto.
- operarios cualificados.

■ Resistencia

- no sobretensiones
- daños limitados
- disparo al primer defecto
- selectividad y detección defectos simples.

■ Reactancia

- sobretensiones limitadas
- disparo al primer defecto
- daños limitados
- selectividad simple

■ Directo

- ausencia de sobretensiones
 - disparo imperativo al primer defecto
 - posibilidad de daños importantes si no se elimina rápidamente el defecto
 - selectividad simple.
- #### ■ Bobina Petersen
- sobretensiones limitadas
 - posible no disparo al primer defecto ⇒ continuidad de servicio,
 - daños inexistentes,
 - sistema de protección muy complejo, y requiere de operarios cualificados

Pais					
R.d.n.	p.a.t. y distribuido	rígido a tierra	resistencia	bobina de Petersen	aislado
Australia	■				
Canada	■				
USA	■				
G.Bretaña		■			
España		■	■		■
Francia			■		
Italia					■
Alemania				■	
Japón					■

Fig. 45: Utilización de los distintos regímenes de neutro en el mundo. Costumbres locales.

2.7 Métodos de medida de la intensidad residual en los Sepam

2.7.1 Distintas soluciones posibles

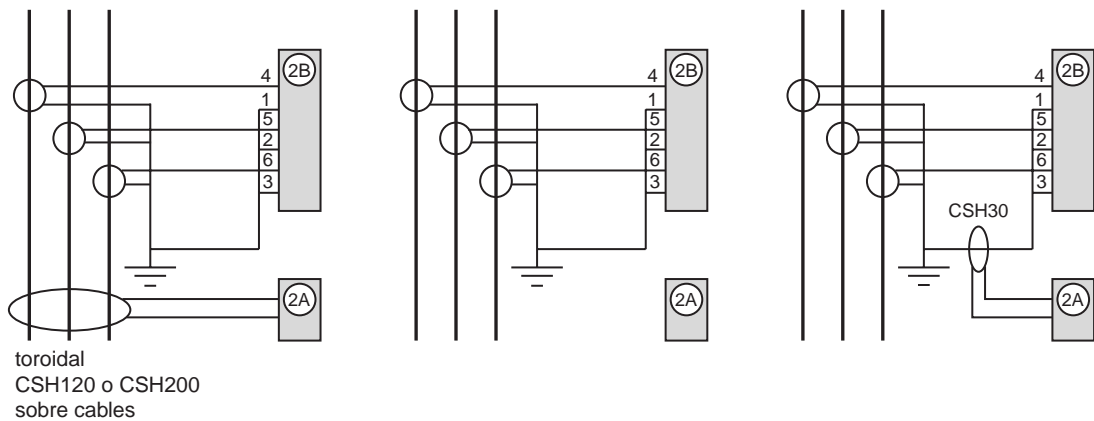


Fig. 46

2.7.2 Características de las medidas de corriente residual

- $I_0 = I_1 + I_2 + I_3 \Rightarrow I_0 = 0$ en ausencia de defecto a tierra.
- Dificultades de la medida de la intensidad residual (**figura 47**)

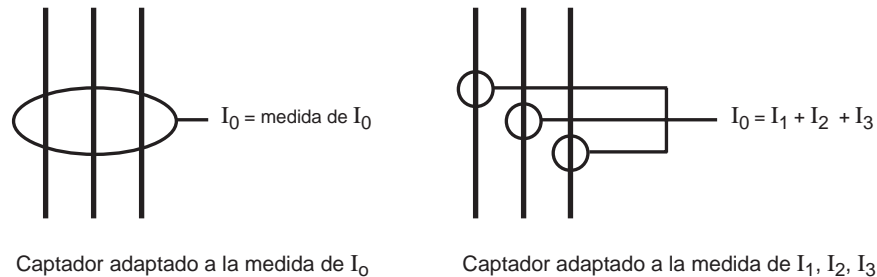


Fig. 47

2.7.3 Características de las medidas de corriente I_1, I_2, I_3

- $I_1 + I_2 + I_3 = 0$ en ausencia de defecto a tierra.
- Componente continua en el momento del establecimiento de la corriente:
- es función del instante en el que se establece la corriente en relación a la amplitud de la onda alterna,
- puede alcanzar el valor de la componente alterna decrece en función de la constante de tiempo del circuito.

2.7.4 Efecto de la componente continua en el comportamiento de los TI's

- En alterna
Cada ciclo magnetiza el núcleo en un sentido y después en el otro, y la magnetización es proporcional al área de cada semionda.
Saturación : simétrica si el área de una semionda es demasiado grande.
- En continua:
La magnetización se hace permanentemente en el mismo sentido, y es proporcional al área de la componente continua.
Saturación: si la amplitud y la duración son elevadas.
- Asimetría (corriente de vacío):
Puede existir saturación aunque la amplitud de la corriente sea inferior al factor límite de precisión.
Ver anexo al final del apartado 1.6.3: «Elección de los TI de MT para protección).
Este problema de saturación no es un problema específico de los relés SEPAM, sino de los TI que los alimentan. Depende de las características de la red. Los relés de protección homopolar resultan afectados por este fenómeno.

2.7.5

Selección de la solución adecuada

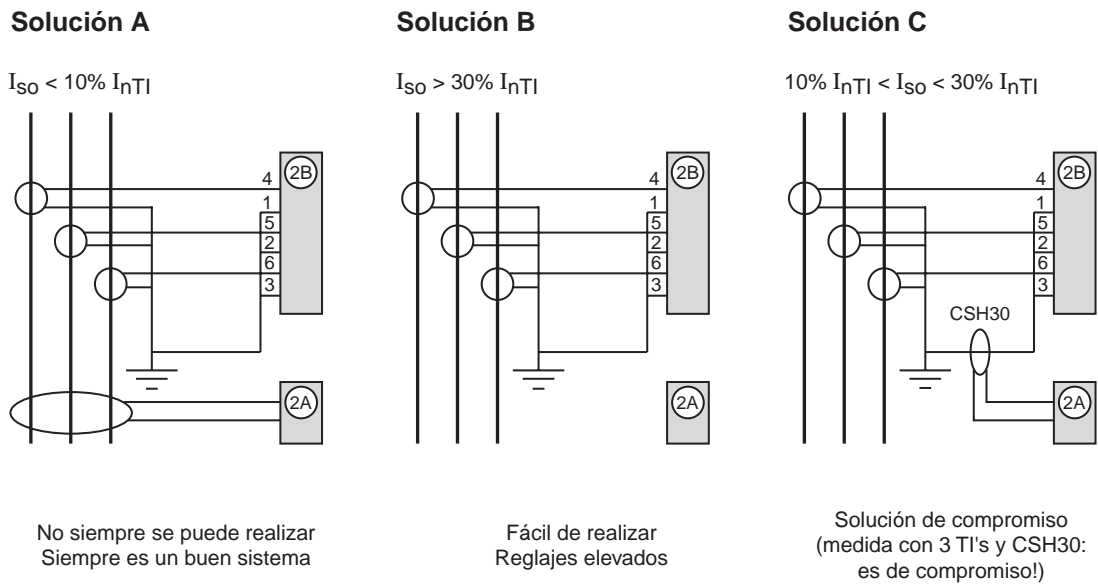


Fig. 48: Selección de la solución adecuada.

2.7.6

Soluciones específicas del Sepam 2000

- Un defecto a tierra provoca una intensidad residual, y en consecuencia por lo tanto, una tensión residual, así pues podemos optar por la protección contra defectos a tierra mediante la protección a máximo de tensión residual (59N), ya que
- La medida de una corriente residual sin tensión residual no corresponde a un verdadero defecto a tierra sino al efecto de una mala medida debida al efecto de la saturación enunciado.
- El uso de esta función de protección requiere de 3 TT's para dar señal al Sepam 2000 que vaya a realizar dicha función de protección. Además deberemos de tener presente adaptar la cadena de selectividad de toda la instalación a estas circunstancias (posibilidad de protecciones a máx. de I_0 y máx. de U_0 combinadas).
- Otra posibilidad consiste en el uso de la protección direccional de tierra (67N).

2.7.7 Como insensibilizar la protección en caso de saturación

- Utilizar una resistencia de estabilización:
- Solución no aplicable al Sepam 1000.

$$R_S \geq (R_C + R_{TI}) \cdot \frac{I_m}{I_{so}}$$

R_S = resistencia estabilización
 R_C = carga total circuito intensidad
 R_{TI} = resistencia interna TI
 I_m = valor ef. máx. corriente simétrica conex.
 I_{so} = umbral de reglaje protección homopolar

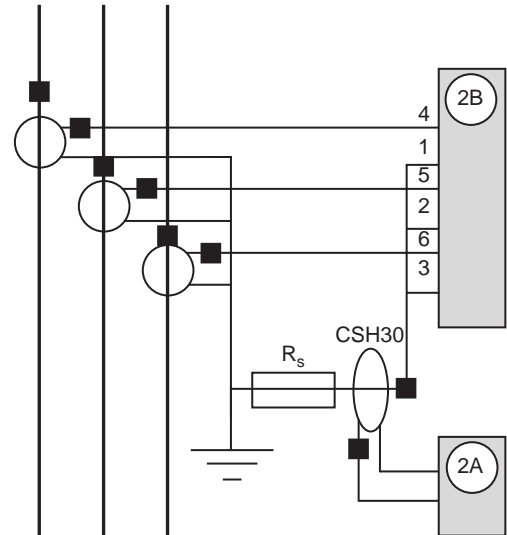
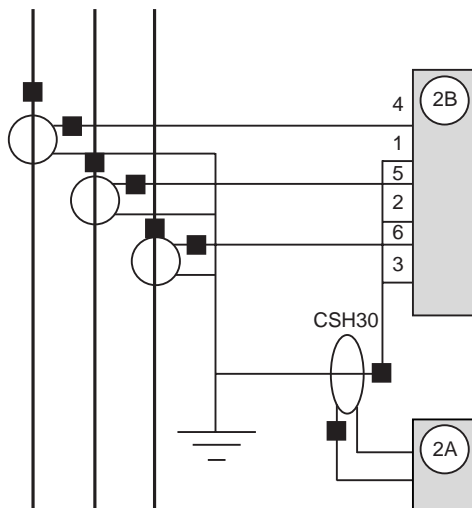


Fig. 49

2.7.8 Parametrage del Sepam 2000

- Status: Captador Io, calibre TI's fase

- Microinterruptores SW1:



- Status: Captador Io, calibre TI's fase

- Microinterruptores SW1:

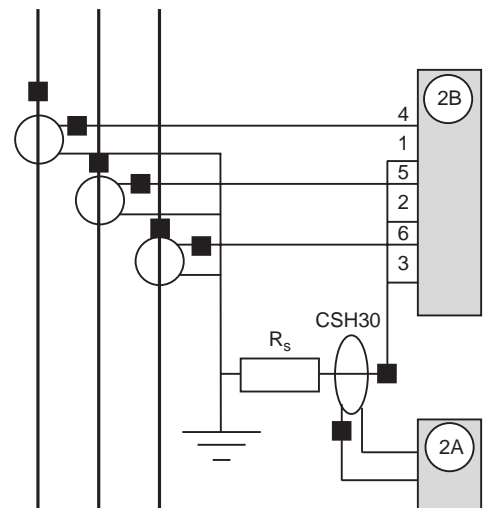


Fig. 50

2.7.9

Caso particular

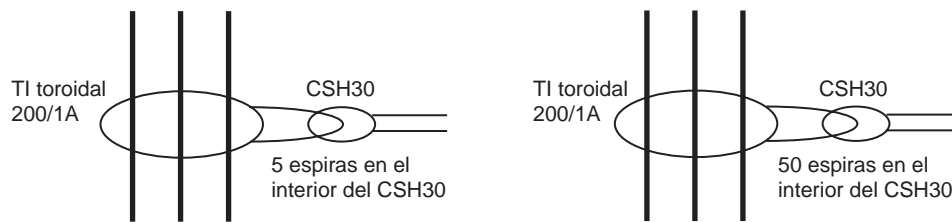


Fig. 51

- TI toroidal existente, p. ejemplo: 200 / 1.
- Queremos regular la protección homopolar a $I_{SO} = 2$ A.
- 1ª Posibilidad:
 - status, captador I_{SO} : 200 A
 - reglaje mín. : 5% $I_{NO} = 10$ A \Rightarrow
 \Rightarrow **no cumplimos con lo requerido**
- 2ª Posibilidad:
 - status, captador I_{SO} : 200 A
 - reglaje mín. : 5% $I_{NO} = 1$ A \Rightarrow
 \Rightarrow **cumplimos con lo requerido**

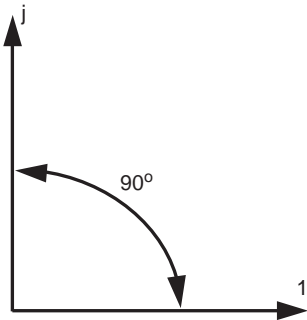
3.1	Análisis de redes por el método de las componentes simétricas	p. 57
3.1.1	Previos de estudio	p. 57
3.1.2	Clasificación de los defectos según su localización (teorema de Fortescue-Stockvis)	p. 58
3.1.3	Esquema monofásico equivalente. Sistema equilibrado	p. 58
3.1.4	Esquema monofásico equivalente. Sistema desequilibrado	p. 59
3.1.5	Componentes simétricas para una red trifásica.	p. 59
3.2	Tipologías de los defectos. Causas y efectos	p. 60
3.2.1	Clasificación de los defectos según su duración	p. 60
3.2.2	Clasificación de los defectos según su localización	p. 60
3.2.3	Causas de los defectos	p. 60
3.2.4	Efectos que causan los defectos en las instalaciones MT	p. 60
3.2.5	Datos estadísticos	p. 61
3.2.6	Localización y eliminación de los defectos	p. 61
3.3	Cortocircuitos fase-tierra y entre fases. Influencia de los regímenes de neutro	p. 62
3.3.1	Defecto fase - tierra (lcc 1pt \equiv lcco)	p. 62
3.3.2	Defecto trifásico o tripolar (lcc 3p)	p. 62
3.3.3	Defecto bifásico o bipolar (lcc 2p)	p. 63
3.3.4	Defecto entre 2 fases y tierra o bipolar a tierra bifásico (lcc 2pt)	p. 64
3.3.5	Defecto impedante entre 2 fases y tierra (lcc 2pt)	p. 65
3.4	Impedancias de los circuitos eléctricos	p. 66
3.4.1	Impedancias cable, generador, transformador	p. 66
3.4.2	Impedancia de un transformador	p. 66
3.4.3	Transformación de las impedancias en un transformador	p. 67
3.4.4	Esquema homopolar de los transformadores: método	p. 68
3.4.5	Ejemplos de esquemas homopolares de transformadores (los más usuales)	p. 69
3.4.6	Resumen	p. 70
3.4.7	Corrientes de cortocircuito. Definiciones	p. 71
3.4.8	Impedancias típicas de un transformador	p. 71
3.4.9	Impedancias típicas de un turbo-alternador	p. 72
3.4.10	Impedancias típicas de una línea (aérea \Rightarrow cable noaislado)	p. 72
3.4.11	Impedancias típicas de los cables (aislados)	p. 72
3.4.12	Gráficas de fabricantes	p. 72
3.5	Resolución de ejemplos prácticos. Cálculos e interpretación de resultados	p. 76
3.5.1	Caso nº 1: Neutro puesto a tierra por resistencia en punto neutro del transformador. Reglaje de una protección homopolar/salida transformador	p. 76
3.5.2	Caso nº 2: Reglaje de una protección homopolar / llegada transformador y resistencia de p.a.t. ¿3 TI's o toroidal?	p. 78
3.5.3	Caso nº 3: Generador homopolar. Dimensionamiento - protección	p. 80
3.5.4	Caso nº 4: Cálculo de lcc Trifásica o tripolar. Cálculo manual. Influencia de la resistencia frente a la reactancia. Cálculo simplificado	p. 82
3.5.5	Caso nº 5: Cálculo de lcc tripolar y bipolar. Cálculo manual. Influencia de los cables MT	p. 87
3.5.6	Caso nº 6: Cálculo de lcc monofásica. Determinación de la R limitadora. Influencia de Scc de la red aguas arriba	p. 89

3.1 Análisis de redes por el método de las componentes simétricas

3.1.1 Previos de estudio

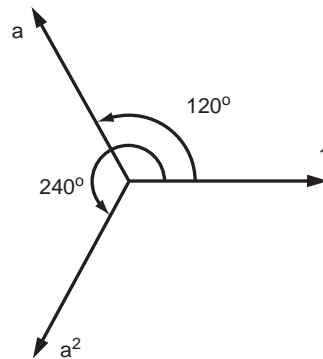
Definición del operador «j»

$$j = \left(1, \frac{\pi}{2} \right)$$



Definición del operador «a»

$$a = \left(1, \frac{2\pi}{3} \right) = \frac{1}{120^\circ} \Rightarrow a^2 = \frac{1}{240^\circ}$$



Sistema trifásico equilibrado

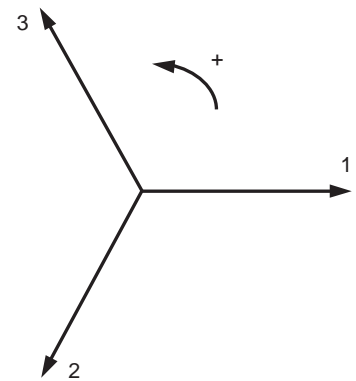


Fig. 52

La corriente es la proyección del vector sobre el eje de las X:

$$I_1 = I \sin \omega t$$

$$I_2 = I \sin (\omega t - 2\pi/3)$$

$$I_3 = I \sin (\omega t - 4\pi/3)$$

Los cálculos se basarán por tanto sobre la fase 1.

3.1.2

Clasificación de los defectos según su localización (teorema de Fortescue-Stockvis)

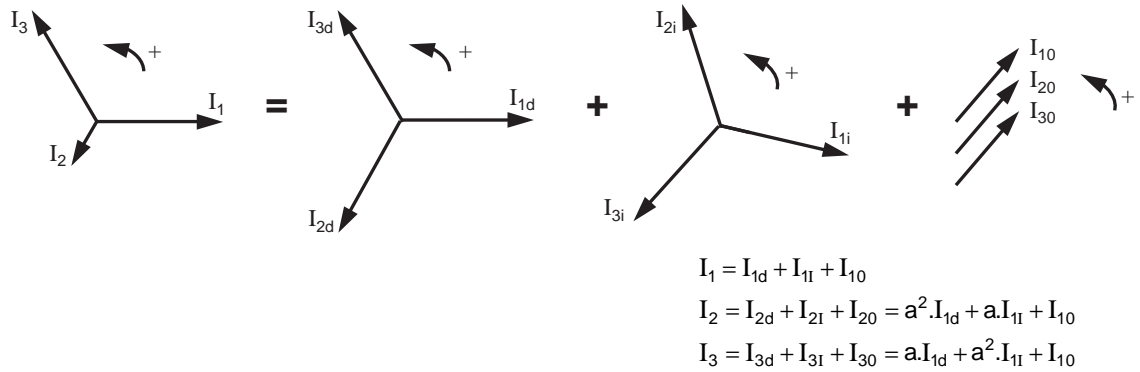


Fig. 53

Los cálculos se basarán en 3 sistemas equilibrados:

- el sistema directo I_d
- el sistema inverso I_i
- el sistema homopolar I_o

3.1.3

Esquema monofásico equivalente. Sistema equilibrado

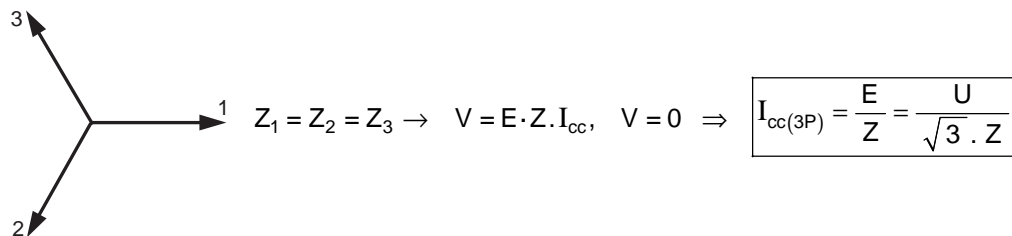
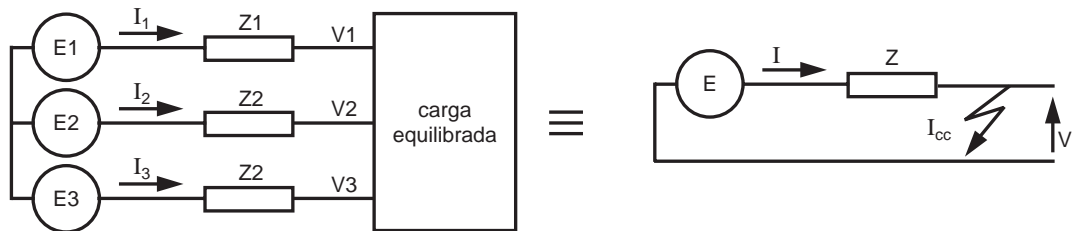


Fig. 54

3.1.4 Esquema monofásico equivalente. Sistema desequilibrado

- f.e.m. desequilibrada $\Rightarrow E \neq E_2 \neq E_3$
- red desequilibrada $\Rightarrow Z_1 \neq Z_2 \neq Z_3$
- carga equilibrada \Rightarrow **figura 55**

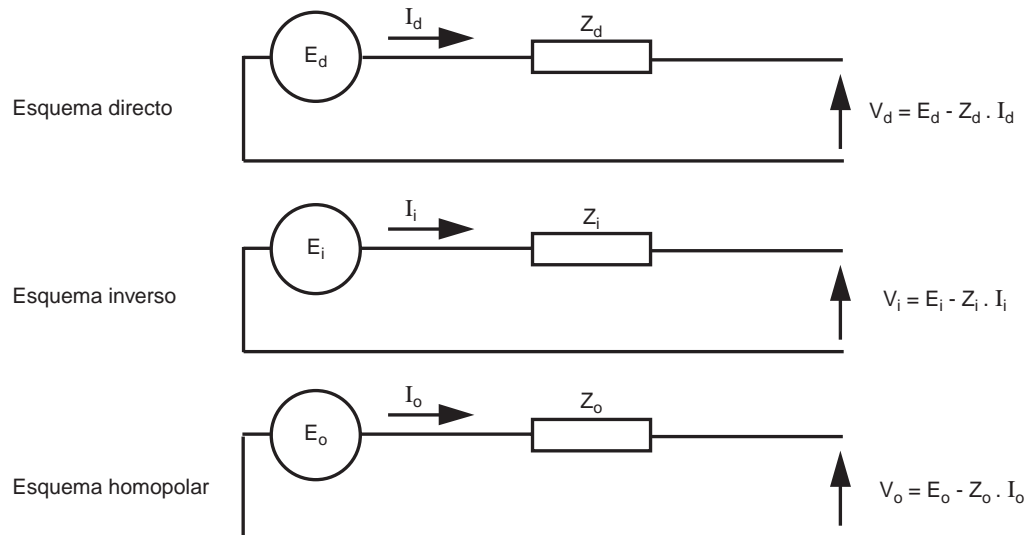


Fig. 55

3.1.5 Componentes simétricas para una red trifásica.

- La tensión de la fuente es equilibrada.
- Los equipos eléctricos son simétricos (equilibrados)
 - líneas
 - transformadores
 - motores
 - condensadores.
- Los defectos son
 - simétricos
 - defecto trifásico (tripolar): lcc3p
 - defecto trifásico a tierra (tripolar a tierra): lcc3pt
 - defectos asimétricos:
 - defecto entre 2 fases (bipolar): ICC 2p
 - defecto entre 2 fases y tierra (bipolar a tierra): lcc2pt
 - defecto fase-tierra (unipolar a tierra): lcc1pt ó lcco.

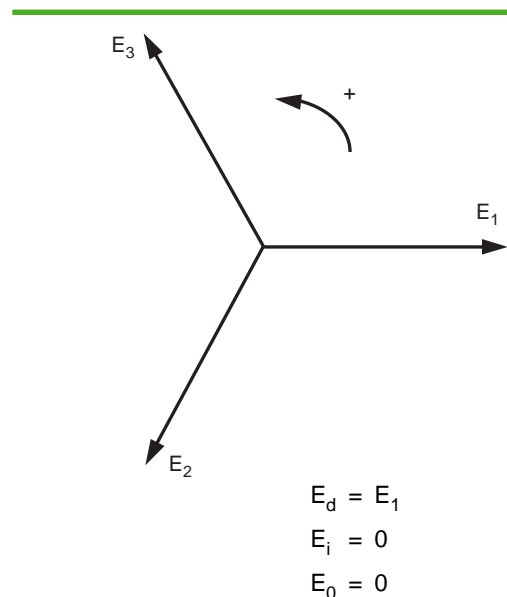


Fig. 56: Componentes simétricas para una red trifásica.

3.2 Tipologías de los defectos. Causas y efectos

3.2.1 Clasificación de los defectos según su duración

- Autoextinguibles 10 a 20 ms
- Transitorios $100 \text{ ms} < t < 1 \text{ s}$
- Semipermanentes $t > 1 \text{ a } 30 \text{ s}$
- Permanentes $t > 30 \text{ s}$

3.2.2 Clasificación de los defectos según su localización

- Monofásico a tierra.
- Polifásico.
- Polifásico a tierra.

3.2.3 Causas de los defectos

	Redes aéreas (líneas)	Redes subterráneas (cables)
Fallo de aislamiento	x	x
Contacto accidental de conductores	x	x
Sobretensiones atmosféricas	x	x
Sobretensiones de maniobra	x	x
Rotura mecánica	x (42 %)	x
Trabajos en los alrededores de línea en servicio	x	x (30 %)

Fig. 55

3.2.4 Efectos que causan los defectos en las instalaciones MT

- Sobreintensidades
 - Calentamientos anómalos de los conductores y máquinas
 - Reducción de la vida de la máquina y / o instalación por envejecimiento prematuro de los aislantes
- Cortocircuitos
 - Calentamiento brusco e intenso
 - Esfuerzos electrodinámicos \Rightarrow deformación de los conductores activos o embarrados
- Sobretensiones
 - Solicitación anómala del material aislante
 - Reducción de la vida de la aparamenta y equipos del circuito
 - Evoluciona siempre hacia un defecto polifásico

3.2.5

Datos estadísticos

	Monofásico a tierra	Polifásico	Polifásico a tierra
Transitorios 91%	84 %	13 %	3 %
Semipermanentes 6%	54 %	38 %	8 %
Permanentes 3%	44 %	50 %	6 %

Fig. 58

3.2.6

Localización y eliminación de los defectos

- Monitorizar y analizar en permanencia las magnitudes eléctricas de la instalación
- Comparar estas magnitudes con los valores nominales de dimensionamiento de la instalación (umbrales de actuación de las protecciones)
- Ordenar la maniobra de apertura del aparato de interrupción
- Reconfigurar la instalación monofásico a tierra.

3.3 Cortocircuitos fase-tierra y entre fases. Influencia de los regímenes de neutro

3.3.1 Defecto fase - tierra (lcc 1pt \equiv lcco)

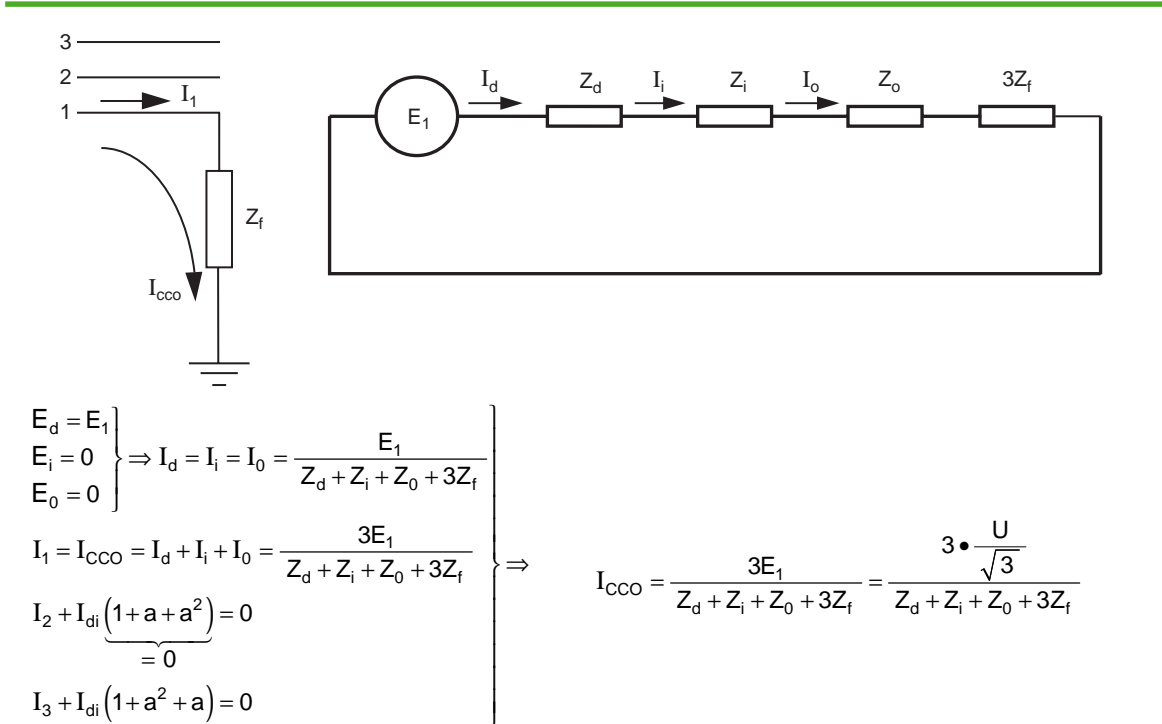


Fig. 59

3.3.2 Defecto trifásico o tripolar (lcc 3p)

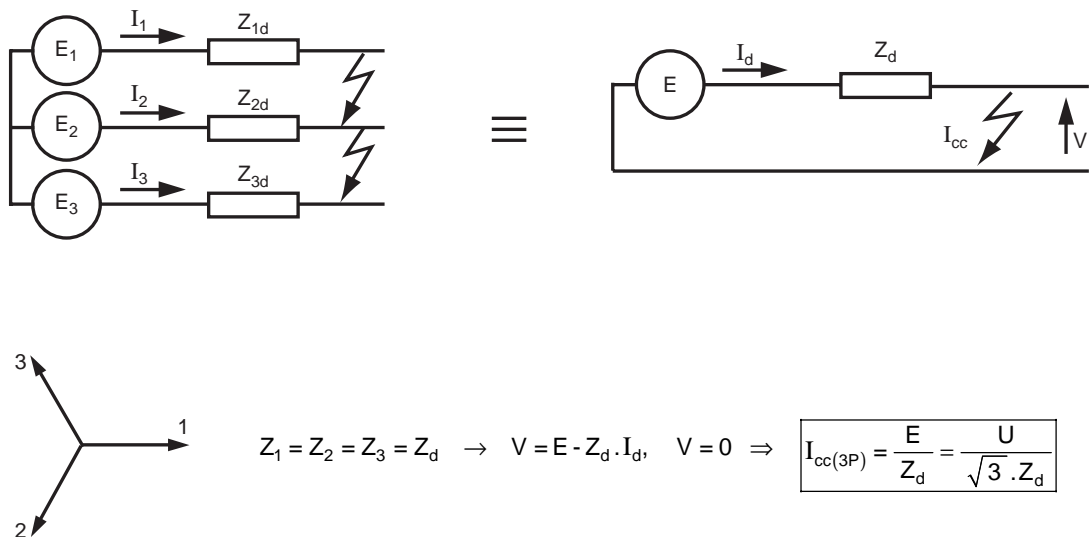
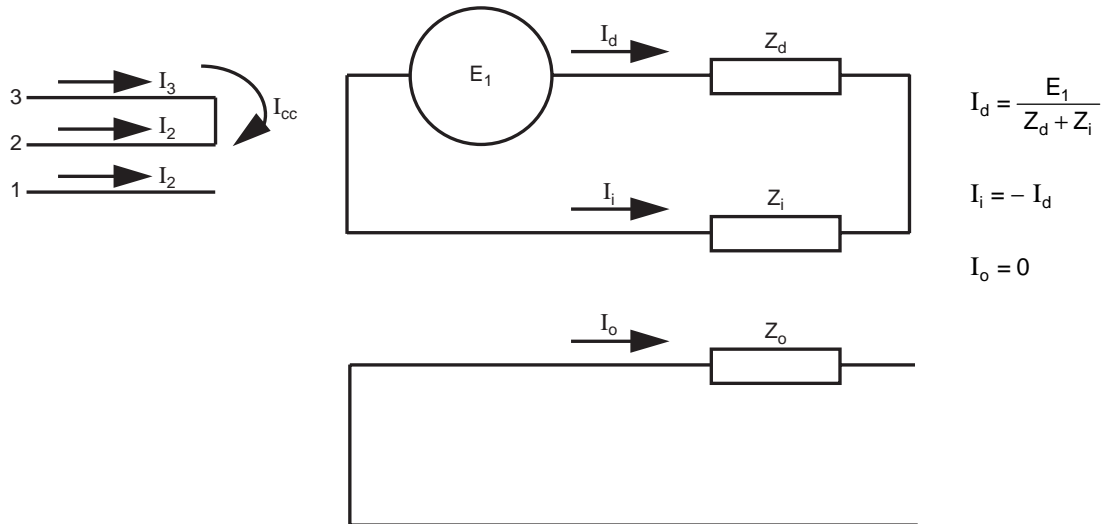


Fig. 60

3.3.3 Defecto bifásico o bipolar (I_{cc} 2p)

También se le denomina a este valor como I_{cc mín}, cuando es referido a la potencia de cortocircuito mínima, por lo que veremos a continuación (figura 65).



$$I_d = \frac{E_1}{Z_d + Z_i}$$

$$I_i = -I_d$$

$$I_o = 0$$

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I_d + I_i + I_o = 0 \\ I_2 &= a^2 \cdot I_d + a \cdot I_i = I_d (a^2 - a) = -j\sqrt{3} \cdot I_d \\ I_3 &= a \cdot I_d + a^2 \cdot I_i = I_d (a - a^2) = +j\sqrt{3} \cdot I_d \end{aligned} \right\} \Rightarrow I_{cc2p} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_1}{Z_d + Z_i} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{\sqrt{3} \cdot (Z_d + Z_i)} \Rightarrow I_{cc2p} = \frac{U}{Z_d + Z_i}$$

Si $Z_d = Z_i$
(típicamente en líneas de distribución)
tendremos que :

$$I_{cc2p} = \frac{U}{2 \cdot Z_d} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc3p} \Rightarrow I_{cc2p} \approx 86\% \cdot I_{cc3p}$$

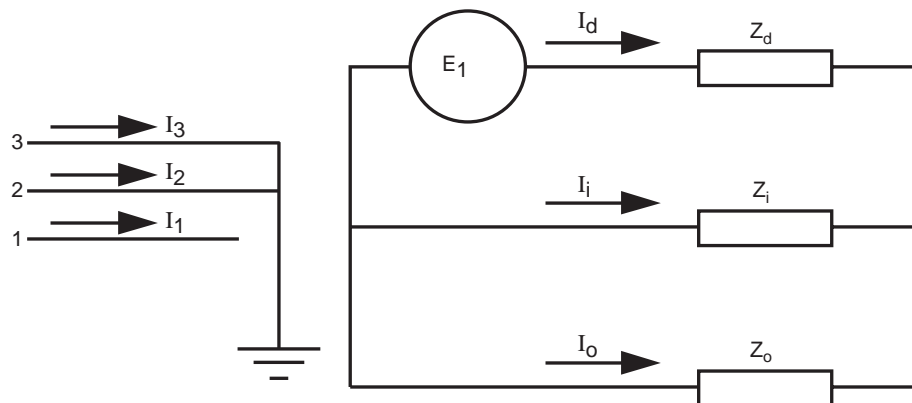
Fig. 61

También se le denomina a este valor como I_{cc mín}, cuando es referido a la potencia de cortocircuito mínima, por lo que veremos a continuación (figura 65).

Esto se debe tener muy presente a la hora de dimensionar los fusibles (intensidad mínima de fusión) o para regular los umbrales de actuación mínimos de las protecciones a Máximo de corriente de fase, dado que debemos tomar este valor de I_{cc mín} para el punto mas alejado del elemento de protección (tanto si es fusible como relé).

3.3.4

Defecto entre 2 fases y tierra o bipolar a tierra bifásico (Icc 2pt)



$$I_d = \frac{E_1}{Z_d + \frac{Z_i \cdot Z_o}{Z_i + Z_o}} = \frac{E_1 (Z_i + Z_o)}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d}$$

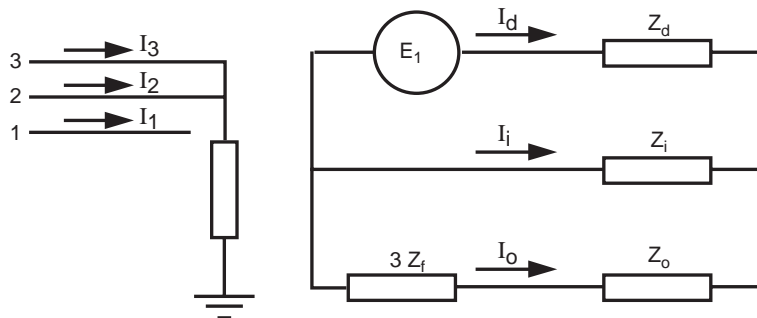
$$I_i = -I_d = \frac{Z_o}{Z_d + Z_o} = \frac{-E_1 Z_o}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d}$$

$$I_o = -I_d = \frac{Z_i}{Z_i + Z_o} = \frac{-E_1 Z_i}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d}$$

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= \frac{E_1}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} (Z_i + Z_o - Z_o - Z_i) = 0 \\ I_2 &= \frac{E_1}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} (a^2 (Z_i + Z_o) - a Z_o - Z_i) = \frac{Z_o (a^2 - a) + Z_i (a^2 - 1)}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} E_1 = -j\sqrt{3} \frac{Z_o - a Z_i}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} E_1 \\ I_3 &= \frac{E_1}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} (a (Z_i + Z_o) - a^2 Z_o - Z_i) = \frac{Z_o (a - a^2) + Z_i (a - 1)}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} E_1 = +j\sqrt{3} \frac{Z_o - a^2 Z_i}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} E_1 \end{aligned} \right\}$$

Fig. 62

3.3.5 Defecto impedante entre 2 fases y tierra (Icc 2pt)



$$I_d = \frac{E_1}{Z_d + \frac{Z_i(Z_o + 3Z_f)}{Z_i + Z_o + 3Z_f}} = \frac{E_1(Z_i + Z_o + 3Z_f)}{Z_d + Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)}$$

$$I_i = -I_d = \frac{Z_o + 3Z_f}{Z_i + Z_o + 3Z_f} = \frac{-E_1(Z_o + 3Z_f)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)}$$

$$I_o = -I_d \frac{Z_i}{Z_i + Z_o + 3Z_f} = \frac{-E_1 Z_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)}$$

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} (Z_i + Z_o + 3Z_f - Z_o - Z_i - 3Z_f) = 0$$

$$I_2 = \frac{E_1(a^2(Z_i + Z_o + 3Z_f) - a(Z_o + 3Z_f) - Z_i)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} = \frac{(Z_o + 3Z_f)(a^2 - a) + Z_i(a^2 - 1)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} E_1 =$$

$$= -j\sqrt{3} \frac{(Z_o + 3Z_f) - aZ_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} E_1$$

$$I_3 = \frac{E_1(a(Z_i + Z_o + 3Z_f) - a^2(Z_o + 3Z_f) - Z_i)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} = \frac{(Z_o + 3Z_f)(a - a^2) + Z_i(a - 1)}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} E_1 =$$

$$= +j\sqrt{3} \frac{(Z_o + 3Z_f) - a^2 Z_i}{Z_d Z_i + (Z_d + Z_i)(Z_o + 3Z_f)} E_1$$

Fig. 63

3.4 Impedancias de los circuitos eléctricos

3.4.1 Impedancias cable, generador, transformador

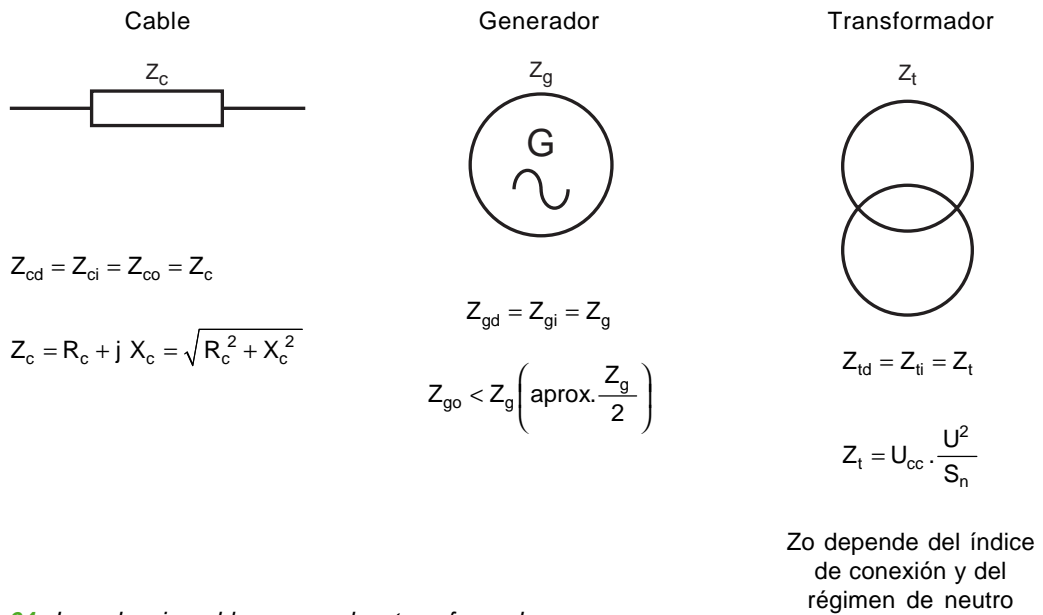


Fig. 64: Impedancia cable, generador, transformador.

3.4.2 Impedancia de un transformador

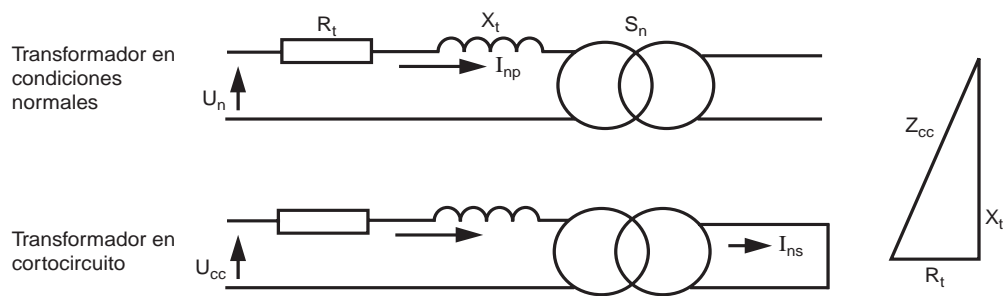


Fig. 65: Impedancia de un transformador.

La U_{cc} es la tensión que aplicada al primario del transformador con el secundario en cortocircuito, hace circular la intensidad nominal en el secundario del transformador $\Rightarrow U_{cc} \cong (5 \text{ a } 10 \%) U_n$ (**Figura 65**).

$$P_{cu} = 3 \cdot R_t \cdot I_{np}^2 \Rightarrow R_t = P_{cu} \cdot \frac{U_n^2}{S_n^2} \left. \vphantom{P_{cu}} \right\} \Rightarrow$$

$$Z_{cc} = U_{cc} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

$$Z_{cc} = \sqrt{R_t^2 + X_t^2} \rightarrow X_t = \sqrt{Z_{cc}^2 - R_t^2} \left. \vphantom{Z_{cc}} \right\} \Rightarrow$$

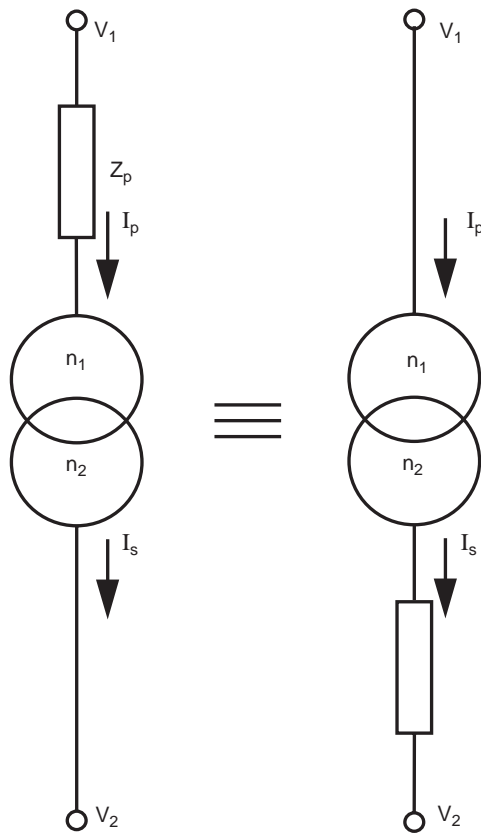
Si $R_t \ll X_t \rightarrow X_t \cong Z_{cc}$

$$X_t = U_{cc} \cdot \frac{U_n^2}{S_n}$$

Normalmente, $R_t \cong 0,1 X_t \Rightarrow$ por esto se puede despreciar para el cálculo de corrientes de cortocircuito, excepto para el caso de transformadores pequeños ($S_n < 100 \text{ KVA}$), donde la resistencia de los bobinados es importante respecto a la reactancia.

3.4.3

Transformación de las impedancias en un transformador (referidas a la tensión de primario o secundario)



Z_p = impedancia del transformador referida al primario (V_1)

Z_s = impedancia del transformador referida al secundario (V_2)

n_1 = número espiras del bobinado primario,

n_2 = número espiras del bobinado secundario.

$$\left. \begin{array}{l} \frac{I_1}{I_2} = \frac{n_2}{n_1} \\ \frac{V_1}{V_2} = \frac{n_1}{n_2} \end{array} \right\} \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} Z_p = \frac{V_1}{I_p} \\ Z_s = \frac{V_2}{I_s} \end{array} \right\} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow Z_p = \frac{V_1}{I_p} = \frac{n_1}{n_2} V_2 \times \frac{n_1}{n_2} \frac{1}{I_s} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^2 \frac{V_2}{I_2} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow Z_s = Z_p \cdot \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^2$$

Fig. 66

3.4.4

Esquema homopolar de los transformadores: método

■ El esquema homopolar depende de la conexión (acoplamiento entre devanados) (figura 67):

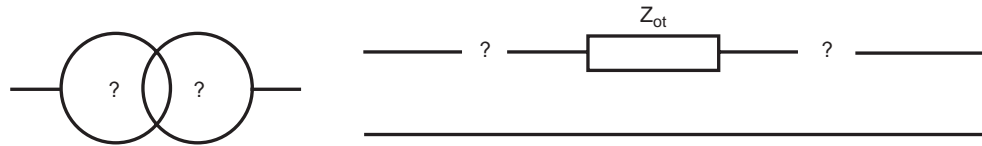


Fig. 67

■ ¿Existe un camino para hacer circular las corrientes homoplares entre la red y el transformador? (conexión entre los devanados y tierra) (figura 68)?

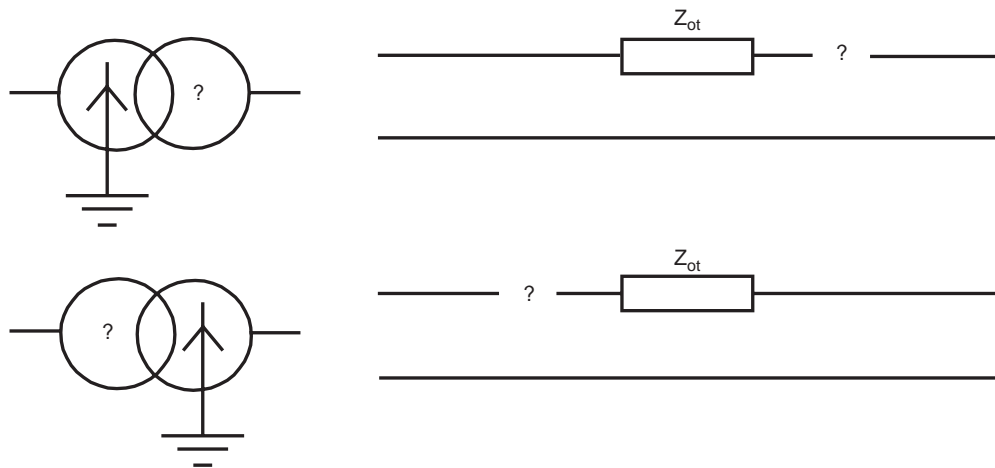


Fig. 68

■ ¿Existe un camino para hacer circular las corrientes homoplares en el interior de los devanados del transformador sin que circulen por la red? (conexión triángulo) (figura 69)

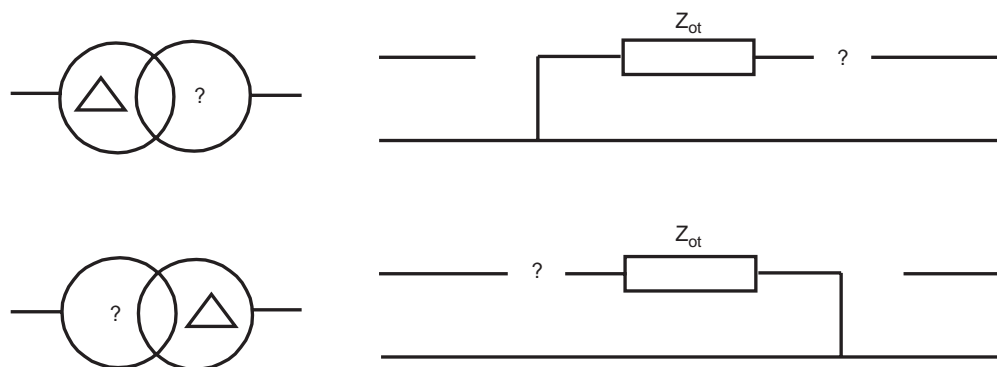


Fig. 69

3.4.5

Ejemplos de esquemas homopolares de transformadores (los más usuales)

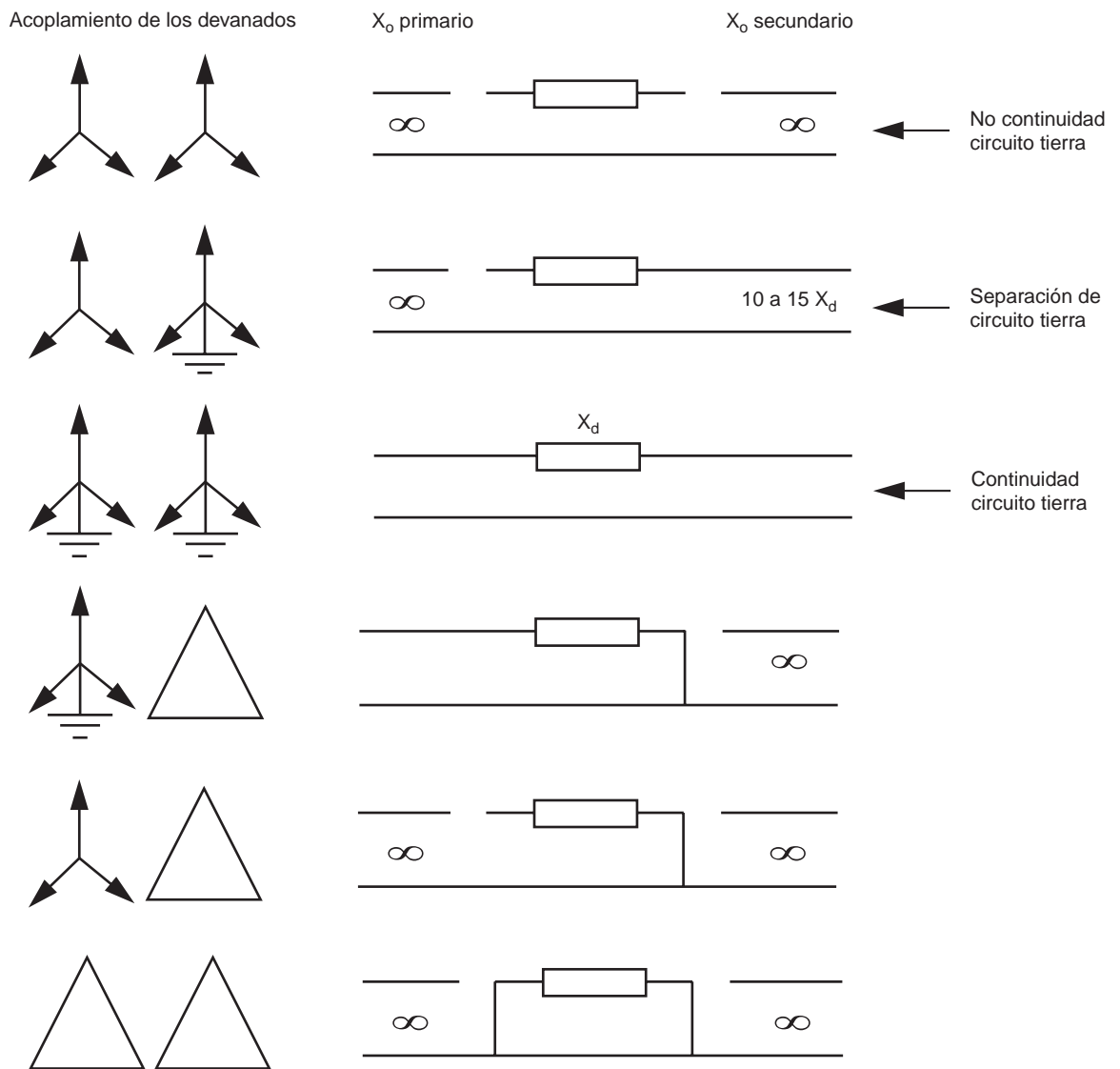


Fig. 70: Acoplamientos.

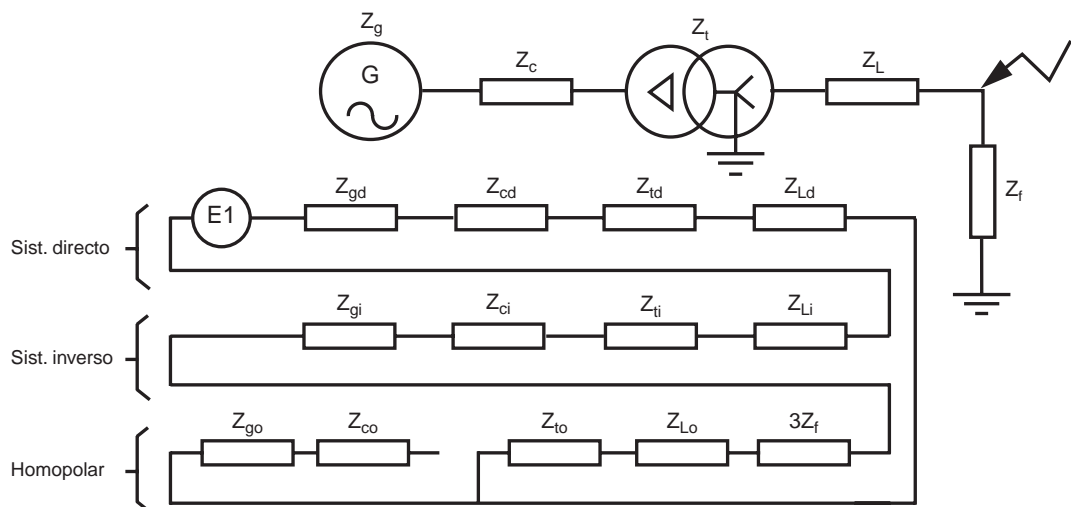


Fig. 71: Ejemplos.

3.4.6

Resumen

$$\left. \begin{aligned}
 I_{n\text{Trafo}} &= \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U} \\
 I_{CC3p} &= \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} \\
 I_{CC2p} &= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc3p}
 \end{aligned} \right\} \begin{aligned}
 S_{CC\text{Trafo}} &= \frac{S_n}{U_{cc}(\%)/100} \\
 \text{para 1 solo transformador:} \\
 S_{CC\text{sec}} &= \frac{S_{CC\text{prim}} \cdot S_{CC\text{trafo}}}{S_{CC\text{prim}} + S_{CC\text{trafo}}}
 \end{aligned}$$

- Corriente capacitiva de una red:
 $I_c = 3 \cdot C \cdot \omega \cdot V$
- Corriente limitada en punto neutro del transformador:
 $I_N > 2 I_c \text{ total red}$
- Intensidad de reglaje de la protección sobre punto neutro:
 $I_s = 10 \text{ a } 20\% I_N$

$$\left. \begin{aligned}
 I_1 &= I_d + I_i + I_o \\
 I_2 &= a^2 \cdot I_d + a \cdot I_i + I_o \\
 I_3 &= a \cdot I_d + a^2 \cdot I_i + I_o
 \end{aligned} \right\}$$

$$\left. \begin{aligned}
 I_d &= \frac{1}{3} \cdot (I_1 + a \cdot I_2 + a^2 \cdot I_3) \\
 I_i &= \frac{1}{3} \cdot (I_1 + a^2 \cdot I_2 + a \cdot I_3) \\
 I_o &= \frac{1}{3} \cdot (I_1 + I_2 + I_3)
 \end{aligned} \right\}$$

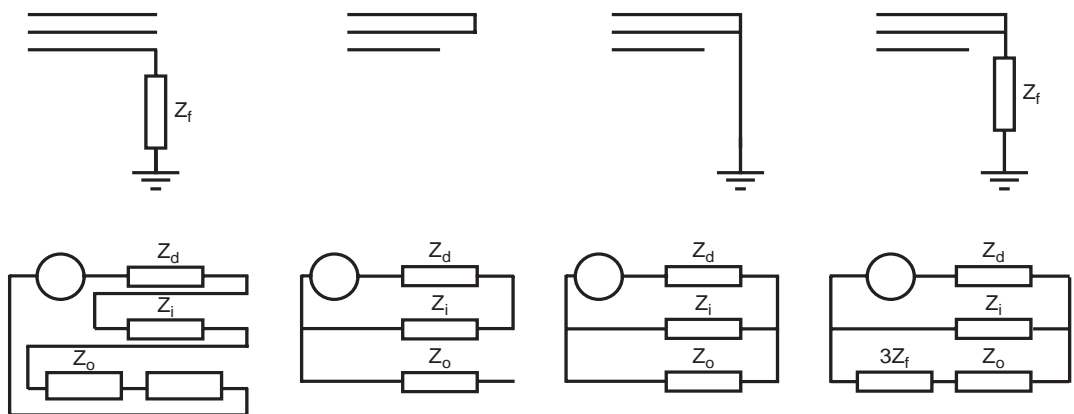
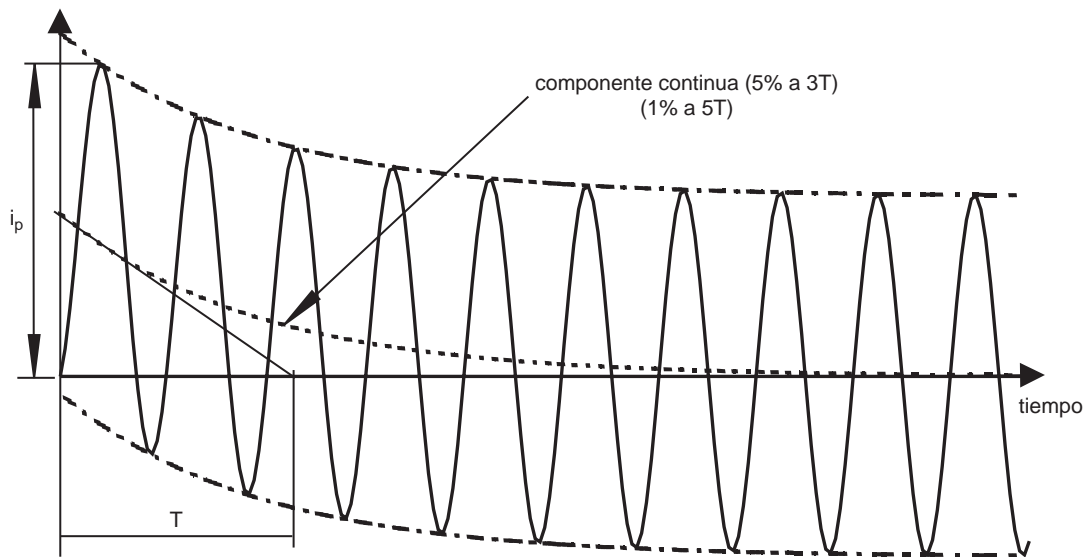


Fig. 72

3.4.7 Corrientes de cortocircuito. Definiciones



$$e = E \cdot \sqrt{2} \sin \omega t$$

$$i = I \cdot \sqrt{2} \left[\sin(\omega t + \varphi) - \sin \varphi - e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

Para redes MT :

$$\left. \begin{aligned} \cos \varphi_{cc} \approx 0,1 \Leftrightarrow \tau = \frac{L}{R} \approx 40 \text{ ms} \\ \frac{i_p}{I_{cc}} \approx 2,5 \end{aligned} \right\}$$

Fig. 73

3.4.8 Impedancias típicas de un transformador

Visto del lado BT	R	X _d	X _i	X _o
Sin neutro				&
Yyn o Zyn (flujo libre) → → banco trifásico de 3 transformadores monofásicos (centrales)	$\frac{P_{cu}}{3} \cdot I^2$	$\sqrt{Z_{CC}^2 - R^2} \cong Z_{CC}$	X_d ($X_i = X_d$)	&
Yyn o Zyn (flujo forzado)		$Z_{CC} = U_{CC} \frac{U^2}{S_n}$		10 a 15 X _d
Dyn o YNyn		4% < U _{CC} < 20%		X _d
-- zn (zig-zag)				0,1 a 0,2 X _d

3.4.9 Impedancias típicas de un turbo-alternador

	R	Xd	Xi	Xo
Subtransitorio	$\ll X$ R despreciable	$X_{d''} = 10$ a 20%	10 a 20%	5 a 10%
Transitorio		$X_{d'} = 15$ a 25%		
síncrono (permanente)		$X_d = 150$ a 250%		

Ejemplo :

$$\text{en. \% de } Z_n \rightarrow Z_n = \frac{V_n}{I_n} = \frac{U_n^2}{S_n}$$

$$\left. \begin{array}{l} S_n = 5. \text{MVA} \\ U_n = 6. \text{KV} \end{array} \right\} \rightarrow Z_n = \frac{(6 \cdot 10^3)^2}{5 \cdot 10^6} = 7,2 \cdot \Omega$$

Si:

$$\left. \begin{array}{l} X_{d'} = 15\% \Rightarrow X_{d'} = 0,15 \cdot 7,2 = 1,08 \cdot \Omega \\ X_d = 25\% \Rightarrow X_d = 0,25 \cdot 7,2 = 1,8 \cdot \Omega \end{array} \right\}$$

3.4.10 Impedancias típicas de una línea (aérea \Rightarrow cable noaislado)

	R	Xd	Xi	Xo
MT o AT	$R = \rho \cdot \frac{L}{s}$	0,4 Ω/km	$X_i = X_d$	$X_o \cong 3 \cdot X_d$
BT		0,3 Ω/km		

3.4.11 Impedancias típicas de los cables (aislados)

	R	Xd	Xi	Xo
Monofásico	$R = \rho \cdot \frac{L}{s}$	0,1 a 0,2 Ω/km	$X_i = X_d$	$X_o > 3 \cdot X_d$
Trifásico MT o AT		0,1 a 0,15 Ω/km		
Trifásico BT		0,08 Ω/km		

3.4.12 Gráficas de fabricantes

Para la determinación de las corrientes capacitivas en cables aislados, las tablas de la **figuras 74 a 78** (datos de fabricantes de cables) nos muestran la capacitancia (C o en $\mu\text{F}/\text{km}$) en función de la sección del cable, de la tensión de aislamiento y del tipo de material aislante.

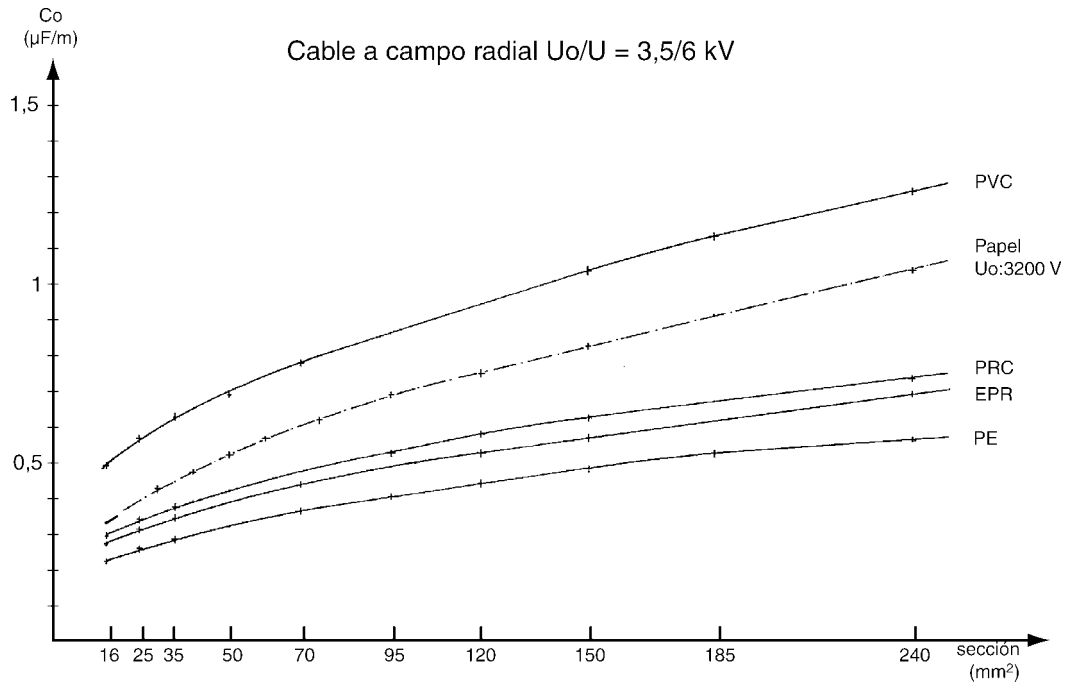


Fig. 74: Cables a campo radial $U_0/U = 3,5/6$ kV.

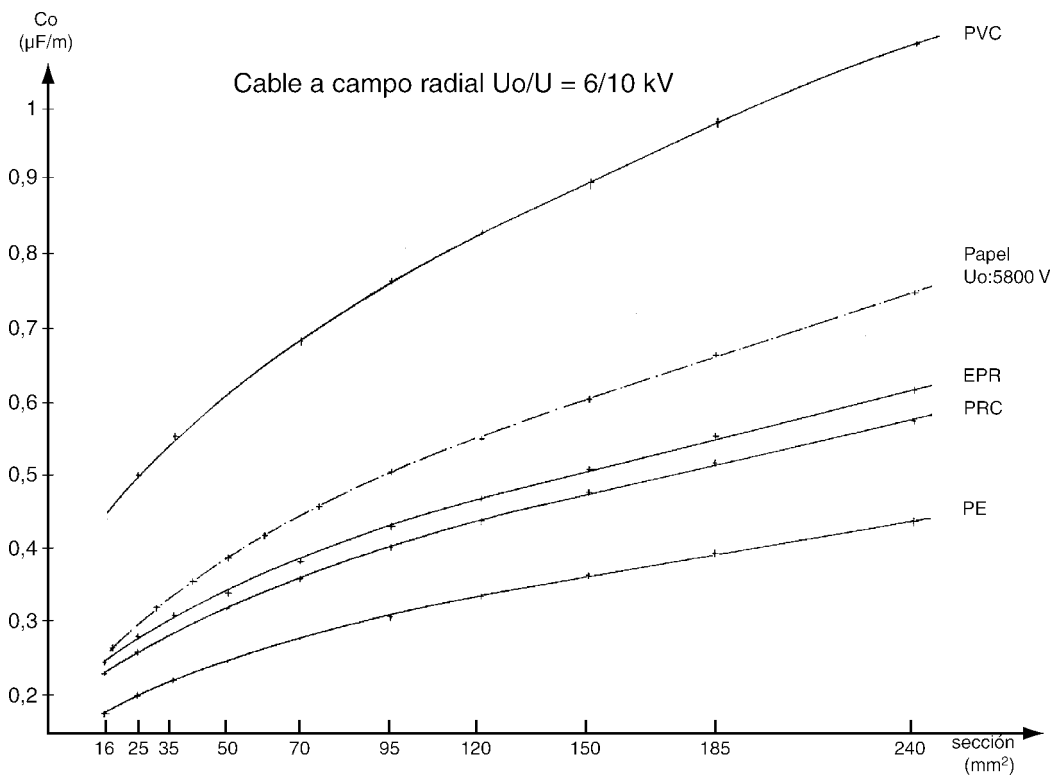


Fig. 75: Cables a campo radial $U_0/U = 6/10$ kV.

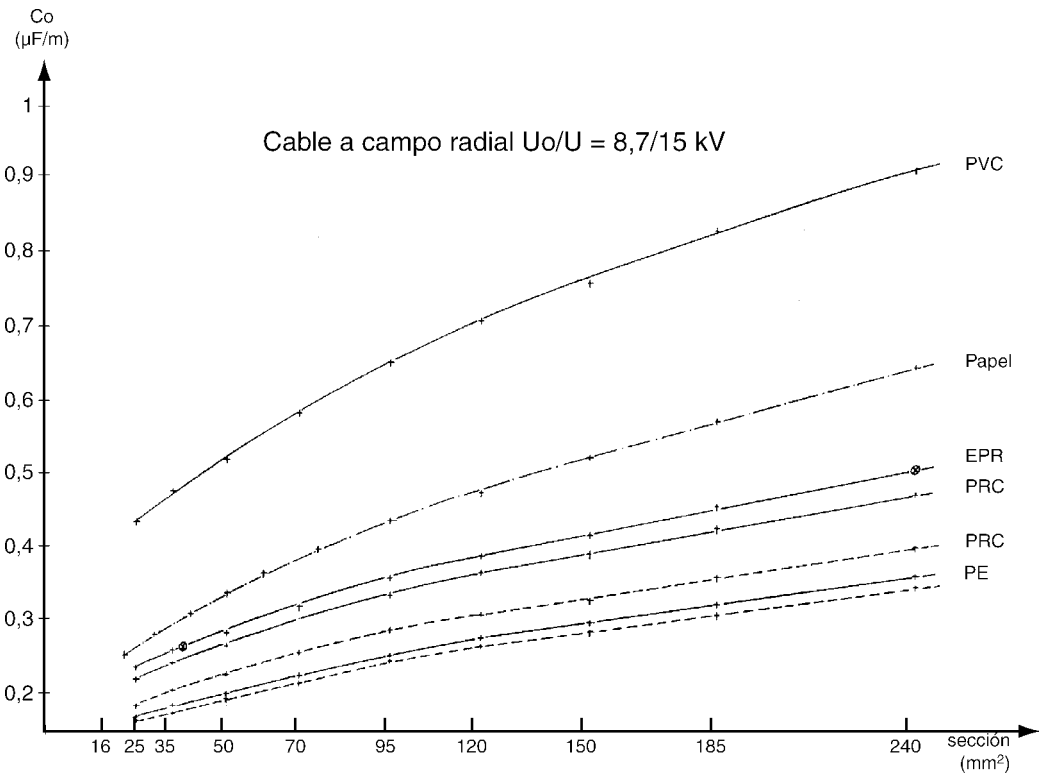


Fig. 76: Cables a campo radial $U_o/U = 8,7/15$ kV.

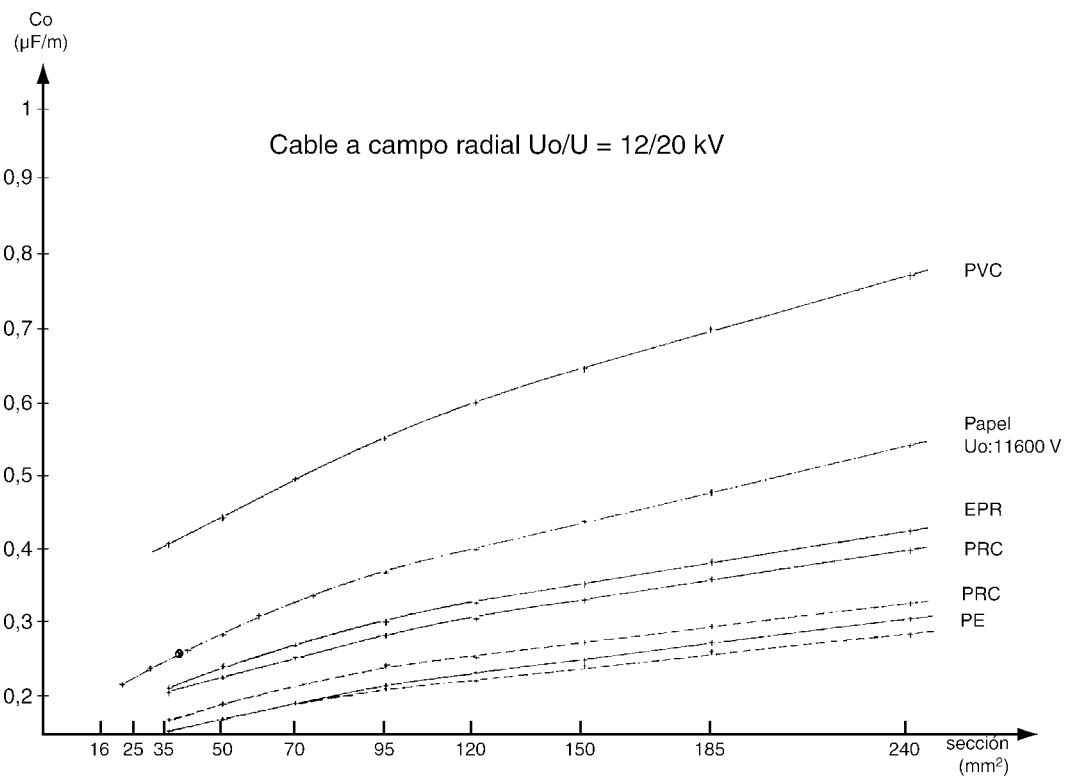


Fig. 77: Cables a campo radial $U_o/U = 12/20$ kV.

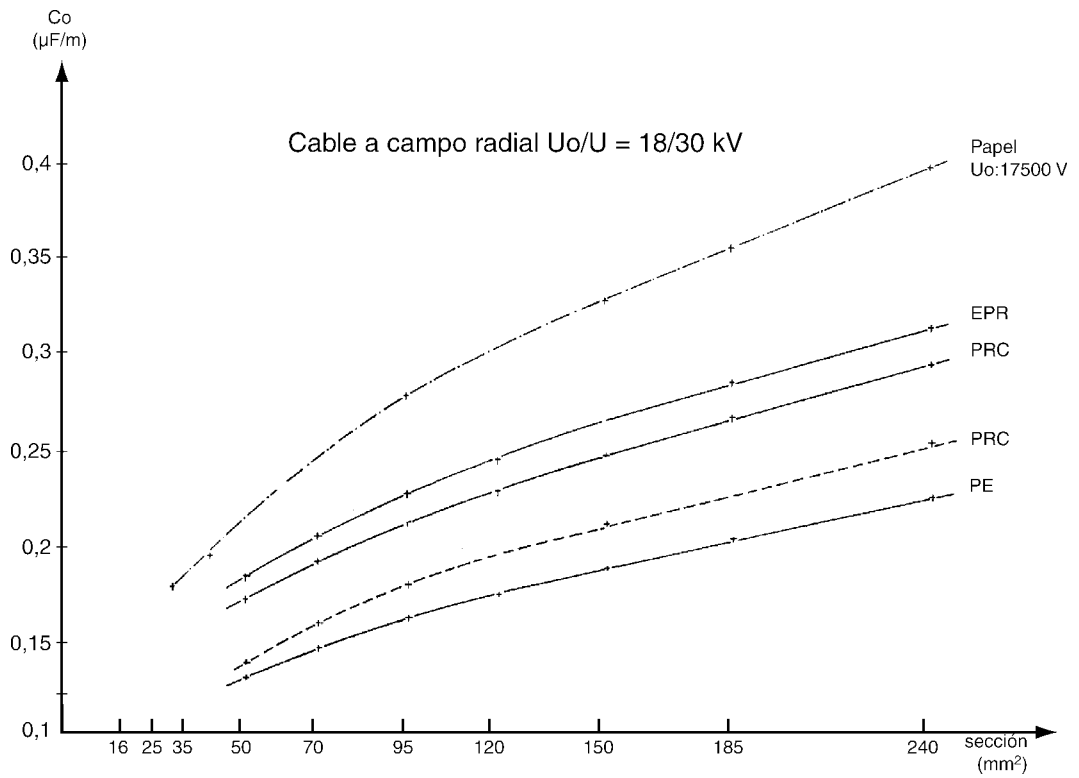


Fig. 78: Cables a campo radial $U_0/U = 18/30$ kV.

3.5 Resolución de ejemplos prácticos. Cálculos e interpretación de resultados

3.5.1 Caso nº 1: Neutro puesto a tierra por resistencia en punto neutro del transformador. Reglaje de una protección homopolar/salida transformador

- Hallar
- valor de la R de limitación
- reglaje de las protecciones homopolares 1 y 2.
- Observaciones:
 - 1ª) $I_R > 2I_{C\text{ total}}$
 - 2ª) $i_r > 1,3 I_C$ (corrientes capacitivas de cada ramal)
 - 3ª) $i_r > 12\% I_n \text{ TI}$ (por suma 3 TI)
 - 4ª) $i_r < 10$ a $20\% I_R$ (protección de los devanados del transformador y de la R de p.a.t.)

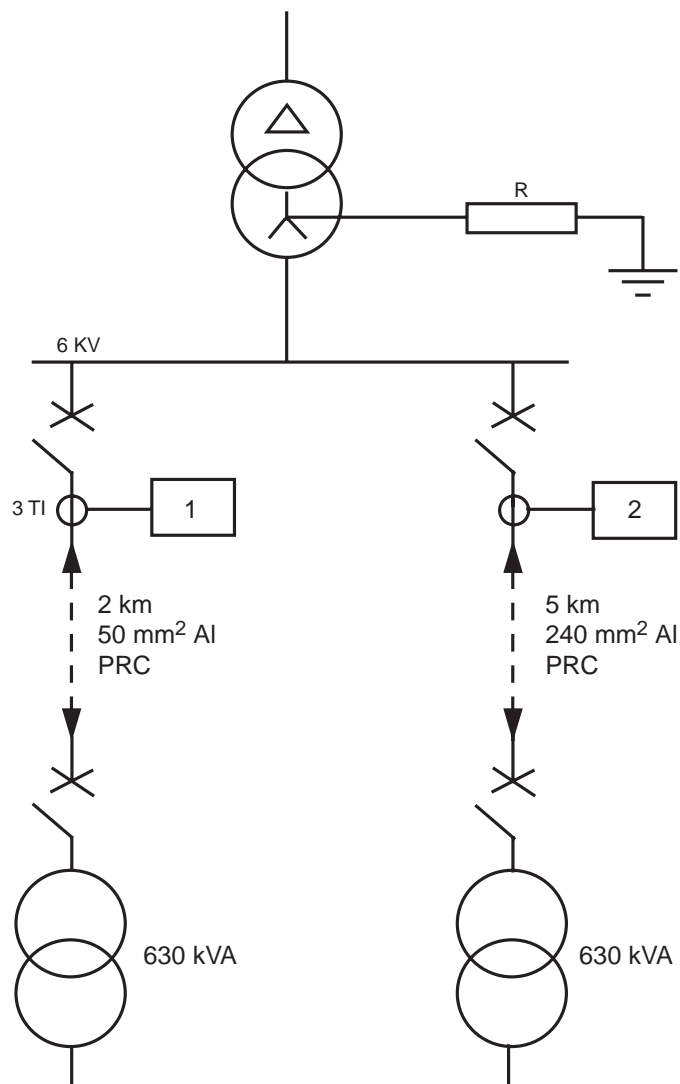


Fig. 79: Caso 1.

RESOLUCIÓN DEL CASO 1º

Capacidad de las líneas de cable según curvas para cables 6/10 kV.

$$\text{Línea 1: } 50 \text{ mm}^2 \cdot 0,313 \times 2 = 0,626 \text{ } \mu\text{F}$$

$$\text{Línea 2: } 240 \text{ mm}^2 \cdot 0,574 \times 5 = 2,87 \text{ } \mu\text{F}$$

Corriente de fuga capacitiva caso de puesta a tierra de una de las fases (ver diagrama vectorial pág. 45, apartado 2.4) $I_{\text{COT}} = \sqrt{3} \times U \times C\omega$ (U: tensión compuesta entre fases)

$$\text{Línea 1: } 50 \text{ mm}^2 \quad I_{\text{COT}} = \sqrt{3} \times 6,3 \times 0,626 \times 314 \times 10^{-3} = 2,14 \text{ A}$$

$$\text{Línea 2: } 240 \text{ mm}^2 \quad I_{\text{COT}} = \sqrt{3} \times 6,3 \times 0,287 \times 314 \times 10^{-3} = 9,83 \text{ A}$$

Total corriente capacitiva: $2,14 + 9,83 = 11,97 \text{ A}$

Condiciones establecidas:

$$\text{Condición 1ª) } I_r > 2 \times 11,97; I_r > 24 \text{ A}$$

Corriente de reglaje I_R :

$$\text{Condición 2ª: } I_r > 1,3 I_{\text{COT}}$$

$$\text{Línea 1: } 50 \text{ mm}^2 \quad I_{r1} > 1,3 \times 2,14; I_{r1} > 2,78 \text{ A}$$

$$\text{Línea 2: } 240 \text{ mm}^2 \quad I_{r1} > 1,3 \times 9,83; I_{r2} > 12,78 \text{ A}$$

$$\text{Condición 3ª: } I_r > 0,12 I_n$$

$$\text{Líneas 1 y 2: } I_n = 630 \sqrt{3} \times 6,3 = 57,73 \text{ A por tanto, TI de } 60/5 \text{ A relación } K = 12:$$

$$I_r = 0,12 \times \frac{57,73}{12} = 0,58 \text{ A}$$

$$\text{Condición 4ª: } I_r < 0,1 \text{ a } 0,2 I_R$$

$$I_{r1} \text{ e } I_{r2} < 0,15 \times 24 \text{ (3,6 A)}$$

Las condiciones 1ª, 2ª y 3ª dan valores mínimos admisibles. La condición 4ª da valor máximo admisible.

Por tanto:

$$\text{Línea 1: } 50 \text{ mm}^2: I_{r1} \text{ mínimo (cond. 2ª) } 2,78 \text{ A, máximo (cond. 4ª): } 3,6 \text{ A}$$

$$\text{Línea 2: } 240 \text{ mm}^2: I_{r2} \text{ mínimo (cond. 2ª): } 12,78 \text{ A máximo (con 4ª): } 3,6 \text{ A}$$

Es necesario aumentar el valor I_R como mínimo hasta $I_R > \frac{12,78}{0,1} \approx 128 \text{ A}$. Significa dimensionar

más la resistencia R de puesta a tierra del neutro.

En consecuencia se eligen:

- Resistencia de puesta a tierra del punto neutro $I_R = 300 \text{ A}$

- Reglaje de las protecciones homopolares

$$\text{Línea 1: } 50 \text{ mm}^2: I_{r1} = 3,5 \text{ A}$$

$$\text{Línea 2: } 240 \text{ mm}^2: I_{r2} = 15 \text{ A}$$

3.5.2 Caso nº 2: Reglaje de una protección homopolar / llegada transformador y resistencia de p.a.t. ¿3 TI's o toroidal?

- Hallar
- reglaje de las protecciones homopolares 3 y 4.
- Observaciones:
 - 1ª) el reglaje de las protecciones 1 y 2 son los determinados en el caso nº 1.
 - 2ª) en caso de que el neutro del transformador no sea accesible, deberemos crear un neutro artificial ⇒ Generador homopolar. Proponer solución.

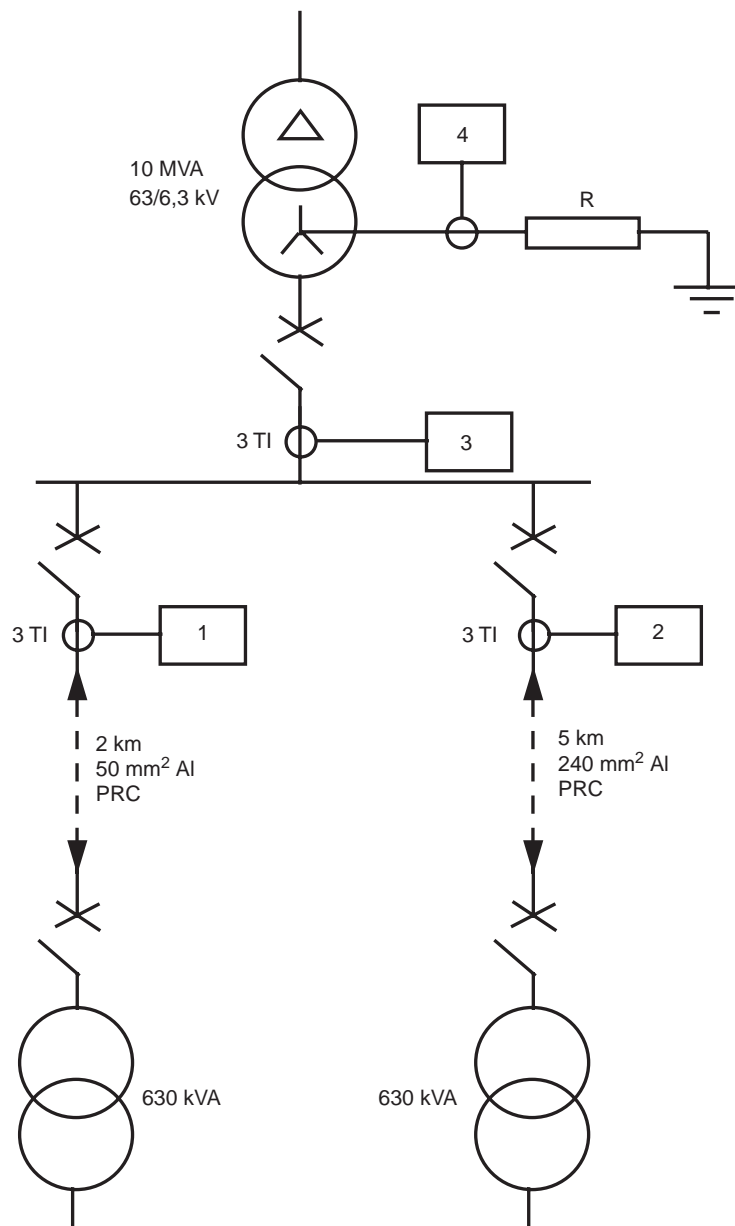


Fig. 80: Caso 2.

RESOLUCIÓN DEL CASO 2º

Es continuación del anterior caso nº 1, con el añadido de las protecciones homopolares nº 3 y nº 4.

Protección nº 3: TI 120/5A, K = 24

Condición de selectividad $I_{r3} > I_{r2}$, $I_{r3} > I_{r1}$.

Reglaje elegido $I_{r3} = 18$ A.

Protección nº 4

Es protección térmica para el paso de corriente permanente por la resistencia R.

Condición I_{r4} inferior al límite térmico de la resistencia R.

Habitualmente las resistencias de puesta a tierra del neutro en MT, se construyen para poder soportar el paso de una corriente permanente del orden del 8 a 10% de la intensidad máxima de cortocircuito unipolar a tierra, limitada por el propio valor de dicha resistencia. Ejemplo: tensión de servicio 26400 V intensidad máxima de cortocircuito unipolar a tierra: 600 A.

$$\text{Valor de la resistencia } R = \frac{26400}{\sqrt{3} \times 600} = 25,4 \Omega .$$

Intensidad permanente admisible por la resistencia $600 \times 0,08 = 50$ A. Por tanto, en este ejemplo $I_r < 50$ A.

Aplicando este criterio constructivo al valor $I_R = 300$ A elegido en el anterior caso nº 1, las condiciones son:

Condición térmica: $I_{r4} < 0,1 \times 300$ (30 A)

Condición de selectividad: $I_{r4} > I_{r2}$; $I_{r4} > 15$ A.

Se elige pues $I_{r4} = 22$ A.

3.5.3 Caso nº 3: Generador homopolar. Dimensionamiento - protección

- Hallar
- reglaje de las protecciones homopolares 3 y 4.
- Observaciones

1ª) el reglaje de las protecciones 1 y 2 son los determinados en el caso nº 1.

2º) para determinar el generador homopolar:

$I_{\text{permanente}}$: normalmente es $I_d/10$

I_d (tiempo): intensidad de defecto

Tensión (V)

$$P_g = \sqrt{3} \cdot U \cdot \left(\frac{I_p}{3} \right) \cdot 1,65 \rightarrow (10 < P_g < 100 \cdot \text{KVA})$$

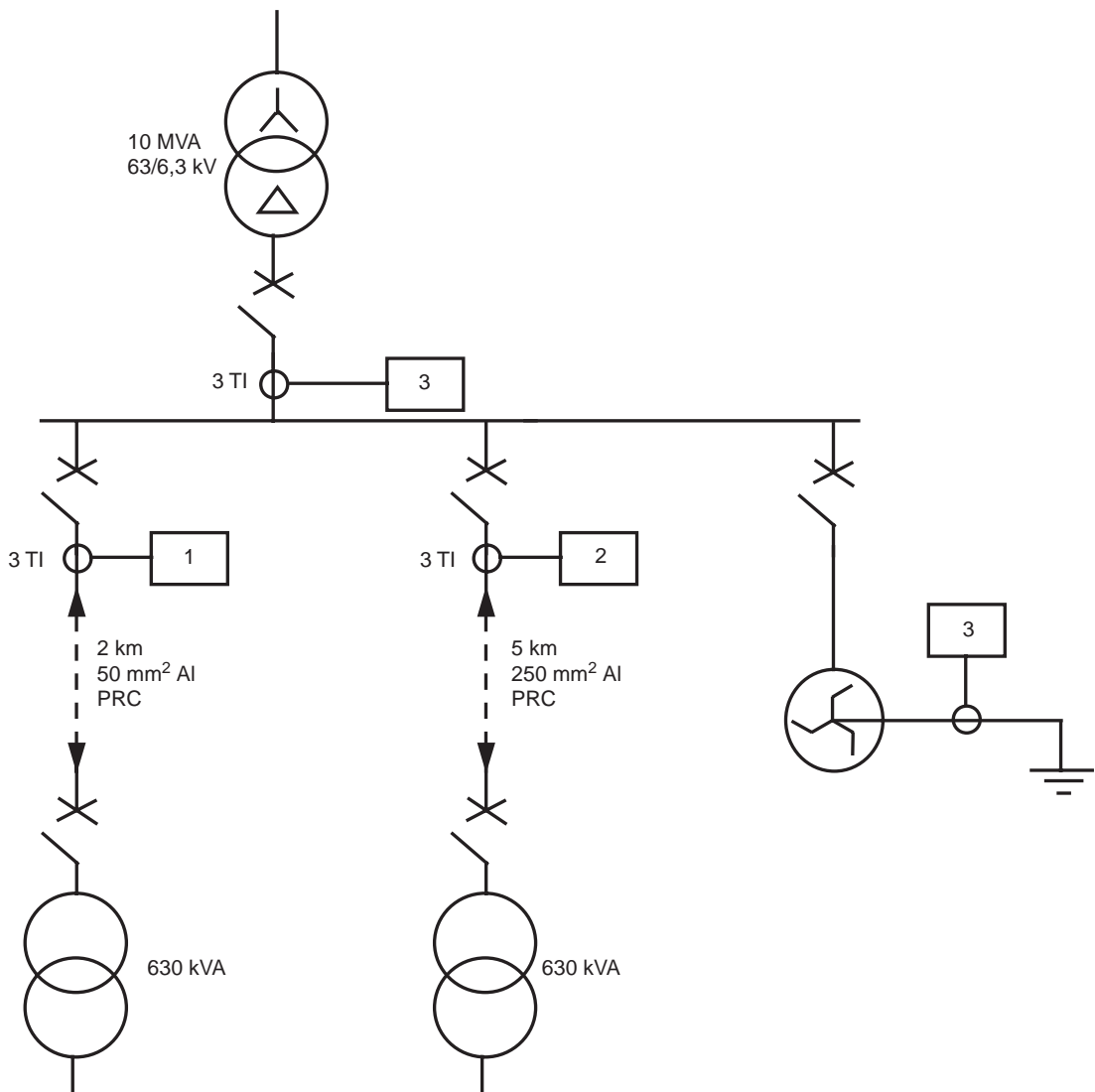


Fig. 81: Caso 3.

RESOLUCIÓN DEL CASO 3º

Es continuación de los casos anteriores nº 1 y nº 2 por con generador homopolar habitualmente denominado también bobina de formación de neutro, o compensador de neutro.

En España, la bobina de formación de neutro más utilizada es la denominada autozigzag, según el esquema de la figura adjunta.

La resistencia ohmica R entre el punto estrella de la bobina y tierra, es optativa.

Para la corriente máxima de cortocircuito unipolar a tierra elegida en los casos anteriores $I_d = 300$ A, la impedancia del conjunto bobina autozigzag con o sin resistencia R, es

$$Z_o = \frac{6300}{\sqrt{3} \times 300} = 12 \Omega .$$

En el caso de no haber la resistencia R entre punto estrella y tierra, la impedancia homopolar por fase de la bobina vale $3 \times 12 = 36 \Omega$ que constructivamente es casi toda reactancia. Se considera pues $Z_o \approx X_o$.

Si se prevé la resistencia R entre punto estrella y tierra, se tiene $Z_o \sqrt{R^2 + \left(\frac{X_o}{3}\right)^2}$ siendo X_o la reactancia homopolar por fase de la bobina. Eligiendo un valor para R, se obtiene el de X_o y viceversa.

En el presente caso nº 3, se elige $X_o = 27 \Omega$.

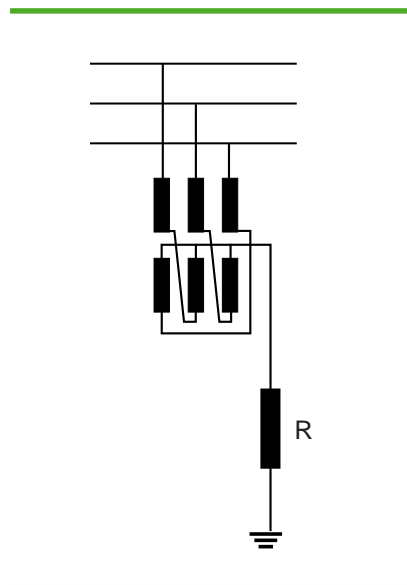
La resistencia R será pues $\sqrt{12^2 - \left(\frac{27}{3}\right)^2} = 8 \Omega$.

Estas bobinas de formación de neutro, respectivamente, si la hay, la resistencia óhmica entre punto estrella y tierra, deben poder soportar el paso de la corriente máxima de cortocircuito a tierra durante un tiempo determinado, habitualmente de entre 10 y 20 seg. o sea ampliamente superior al de interrupción por actuación de las protecciones, normalmente ≤ 1 seg.

Asimismo, aptas para una corriente permanente del 8 al 10% de la máxima de cortocircuito.

Si en el presente caso es de 30A ($300 \times 0,1$), el reglaje de la protección 4 debe ser $I_{r4} < 30$ A por ejemplo 22 A como en el caso anterior nº 2.

El reglaje de la protección 3 será como en el caso anterior nº 2 ($I_{r3} < 18$ A).



3.5.4 Caso nº 4: Cálculo de I_{cc} Trifásica o tripolar. Cálculo manual. Influencia de la resistencia frente a la reactancia. Cálculo simplificado.

- Hallar
 - Calcular la I_{cc} tripolar para los siguientes casos.
 - a) sin tener en cuenta la limitación de la fuente ($S_{cc \text{ red}} \rightarrow \infty$)
 - b) teniendo en cuenta la limitación de la fuente ($S_{cc \text{ red}} = 800 \text{ MVA}$)
 - c) teniendo presente la limitación de la fuente y la impedancia del transformador ($S_{cc \text{ red}}$, R y X sistema)
-

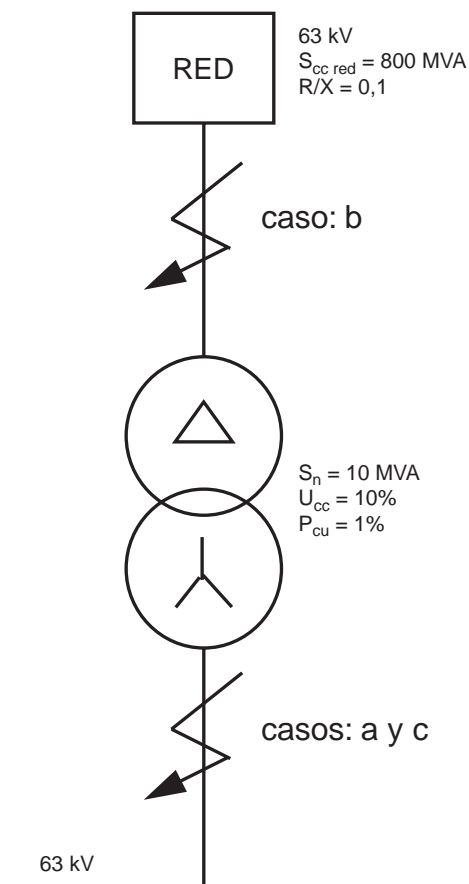


Fig. 82: Caso 4.

RESOLUCIÓN DEL CASO 4º

a) Sin tener en cuenta la limitación de la fuente ($X_{cc} \text{ red} \rightarrow \infty$).

En este caso, no es necesario calcular la impedancia de cortocircuito Z_{cc} del transformador. Basta aplicar la fórmula en función de la tensión de cortocircuito $U_{cc}\%$ del transformador. Se trata de un valor que figura preceptivamente en la placa de características,

$$I_{cc} = I_n \frac{100}{U_{cc}\%}$$

I_n : Intensidad nominal del transformador, figura también preceptivamente en la placa de características. En todo caso, puede calcularse a partir de la potencia y tensión nominales

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n}$$

$$I_n = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 6,3} = 916,45 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito es

$$I_{cc} = 916,45 \frac{100}{10} = 916,45 \text{ A}$$

Recordatorio: La tensión de cortocircuito U_{cc} , es aquella que aplicada a uno de los arrollamientos del transformador, estando el otro cerrado en cortocircuito, hace circular por los mismos la intensidad nominal.

Es pues $U_{cc} = I_n Z_{cc}$ siendo Z_{cc} la impedancia interna del transformador.

Por tanto, si en estas condiciones de secundario en cortocircuito voluntario, o accidental, el primario está alimentado a la tensión nominal, la intensidad que circulara es evidentemente la

$$\text{de cortocircuito } I_{cc} = \frac{U_n}{Z_{cc}}.$$

Siendo $Z_{cc} = \frac{U_{cc}}{I_n}$ se obtiene $I_{cc} = I_n \frac{U_n}{U_{cc}}$, o con $U_{cc}\%$, $I_{cc} = I_n \frac{100}{U_{cc}\%}$ que es la fórmula práctica antes utilizada.

b) Teniendo en cuenta la limitación de la fuente $S_{cc} \text{ red} = 800 \text{ MVA}$.

En este caso se trata de cortocircuito en el lado 63 KV. La corriente de cortocircuito tripolar es

$$\text{pues } I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} U_n}$$

$$I_{cc} = \frac{800 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 63} = 7331,6 \text{ A}.$$

Recordatorio: Concepto de potencia de cortocircuito S_{cc} . Siendo I_{cc} la corriente del cortocircuito, si se multiplica este valor por la tensión de servicio en dicho punto, y por $\sqrt{3}$ (factor de fases), se tiene un valor de potencia denominada «potencia de cortocircuito» $S_{cc} = \sqrt{3} U_s I_{cc}$. Se trata de un concepto muy utilizado para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en Media y Alta Tensión.

c) Teniendo en cuenta la limitación de la fuente y la impedancia del transformador.

En este caso hay dos procedimientos de cálculo:

C-1: Es el explicado en la norma CEI-909.

Consiste en calcular las resistencias y las reactancias de cortocircuito de la fuente (red) y del transformador y obtener con ellas la impedancia Z_{CC} hasta el punto de cortocircuito.

– Fuente (red)

Impedancia de cortocircuito Z_Q referida al lado 6300 V (impedancia equivalente)

$$Z_Q = \frac{CU_n^2 \times 10^{-3}}{S_{CCQ}}$$

C: Factor de tensión según CEI-909 (3.16). Para MT y AT $C = 1,1$.

Con Z_Q en $M\Omega$ U_n en volt y S_{CCQ} en MVA

$$Z_Q = \frac{1,1 \times 6,3^2 \times 10^6 \times 10^{-3}}{800} = 54,57 \text{ m}\Omega$$

Según CEI-909, en los sistemas de MT y AT, se considera que la relación entre la resistencia y la reactancia de cortocircuito es $\frac{R_Q}{X_Q} = 0,1$ o sea tal como figura en el enunciado de este caso nº 4.

Por tanto, $Z_Q = X_Q \sqrt{1^2 + 0,1^2} = 1,005 X_Q$ o sea $X_Q = 0,995 Z_Q$.

$$X_Q = 0,995 \times 54,57 = 54,29 \text{ m}\Omega$$

$$R_Q = 0,1 \times 54,29 = 5,43 \text{ m}\Omega.$$

– Transformador

Impedancia de cortocircuito Z_{CCT} : Deducción de la fórmula práctica, a partir de $Z_{CCT} = \frac{U_{CCT}}{I_n}$

$$\text{y de } I_n = \frac{S_{nT}}{\sqrt{3} U_n}.$$

Z_{CCT} : impedancia de cortocircuito por fase.

U_{CCT} : tensión de cortocircuito por fase.

I_n : intensidad nominal.

U_n : tensión nominal compuesta (entre fases).

S_{nT} : potencia nominal.

Tensión de cortocircuito en tanto por ciento de la nominal $U_{CCT}\% = \frac{U_{CCT} \times 100}{\frac{U_{nT}}{\sqrt{3}}}$.

$Z_{CCT} = \frac{U_{nT} \times U_{CCT}\%}{100 \times \sqrt{3} I_n}$ multiplicando numerador y denominador por U_{nT} se obtiene la fórmula

práctica $Z_{CCT} = \frac{U_{nT}^2 \times U_{CCT}\%}{100 S_{nT}}$ en donde Z_{CCT} en $m\Omega$ U_{nT} en volt S_{nT} en KVA U_{nT} , $U_{CCT}\%$ y S_{nT}

son valores que figuran preceptivamente en la placa de características de los transformadores

$$Z_{CCT} = \frac{6300^2 \times 10}{100 \times 10000} = 396,9 m\Omega \cdot$$

Resistencia de cortocircuito R_{CCT} : Se obtiene a partir de las pérdidas I^2R en los arrollamientos P_{KT} , denominadas «pérdidas en carga», valor que figura en los catálogos y/o en la

documentación facilitada por el constructor $R_{CCT} = \frac{P_{KT}}{3 \times I_n^2}$ multiplicando, numerador y

denominador por U_{nT}^2 , se tiene la fórmula práctica $R_{CCT} = \frac{P_{KT} \times U_{nT}^2}{3 \times I_n^2}$

Con P_{KT} en KW U_{nT} en volt y S_{nT} en KVA

$$P_{KT} = 0,01 \times 10000 = 100 \text{ kW}$$

$$R_{CCT} = \frac{100 \times 6300^2}{10000^2} = 39,69 m\Omega$$

$$X_{CCT} = \sqrt{Z_{CCT}^2 - R_{CCT}^2}$$

$$X_{CCT} = \sqrt{396,9^2 - 39,69^2} = 394,9 m\Omega$$

Totales fuente + transformador

$$X_{CC} = 54,29 + 394,9 = 449,19 m\Omega$$

$$R_{CC} = 5,43 + 39,69 = 45,12 m\Omega$$

$$Z_{CC} = \sqrt{449,19^2 + 45,12^2} = 451,45 m\Omega$$

$$I_{CC} = \frac{U_{nT}}{\sqrt{3} Z_{CC}}$$

$$I_{CC} = \frac{6300}{\sqrt{3} \times 451,45} \times 10^3 = 8055,6 \text{ A}$$

C-2 Método porcentual:

Es más sencillo, pues no precisa calcular Z_{CC} , X_{CC} , ni R_{CC} . Da unos valores de corriente I_{CC} ligeramente superiores a los del método anterior C-1, pues se basa en despreciar la resistencia R_{CC} o sea hacer $Z_{CC} \approx X_{CC}$.

Al tratarse de un pequeño error y en más es plenamente admisible para MT y AT (no para BT).

En efecto, según antes indicado en las redes MT y AT se considera $\frac{X}{R} = 10$. En los

transformadores, la relación $\frac{X_{CC}}{R_{CC}}$ es también suficientemente elevada para poder hacer $Z_{CC} \approx$

X_{CC} , tanto más, como mayor es la potencia del transformador.

Por otra parte este pequeño error en más significa un margen de seguridad a efectos de la elección de los elementos de la instalación (conductores, aparamenta, transformadores, cabinas, etc.).

Este método parte de la siguiente consideración: La tensión de cortocircuito $U_{CC} = I_n Z_{CC}$ es función de Z_{CC} característica constructiva y de I_n valor «asignado». Por tanto para un elemento determinado (transformador, alternador, etc.), U_{CC} es proporcional a I_n respectivamente a la potencia nominal S_n asignada.

Si hay varios elementos (transformadores, red, etc.) de distinta potencia que componen la instalación, cabe referir todas las tensiones de cortocircuito $U_{CC}\%$ a una única «potencia de referencia» con lo cual, el cálculo resulta muy sencillo.

Aplicación al caso presente: Si se considera la fuente (red) como un transformador de potencia asignada 10 MVA, siendo la potencia de cortocircuito 800 MVA, la tensión de cortocircuito de este transformador equivalente es $U_{CC}\% = \frac{S_n}{S_{CC}} 100$. Esta fórmula se deduce de la anterior ya

expuesta $I_{cc} = I_n \frac{100}{U_{CC}\%}$ multiplicando ambos términos por $\sqrt{3} U_n$ resulta $S_{cc} = S_n \frac{100}{U_{CC}\%}$

$$U_{cc}\% = \frac{10 \times 100}{800} = 1,25\%$$

Resultan pues dos transformadores en serie, de la misma potencia. La tensión de cortocircuito del conjunto es la suma $U_{CC}\% = 10 + 1,25 = 11,25\%$ $I_{cc} = 916,4 \frac{100}{11,25} = 8146$ A valor tan sólo

ligeramente superior al obtenido anteriormente, de 8055,6 A.

Nota:

El lector interesado en este método porcentual de cálculo puede encontrarlo en el PT-052 «Conceptos generales de instalaciones trifásicas de Media Tensión, Capítulo 3.

3.5.5 Caso nº 5: Cálculo de I_{cc} tripolar y bipolar. Cálculo manual. Influencia de los cables MT

- Hallar
- Calcular la I_{cc} tripolar teniendo en cuenta la impedancia de los cables

■ **Observaciones:**

cables de cobre (Cu) $\rho = 1/54 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

cables de aluminio (Al) $\rho = 1/34 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

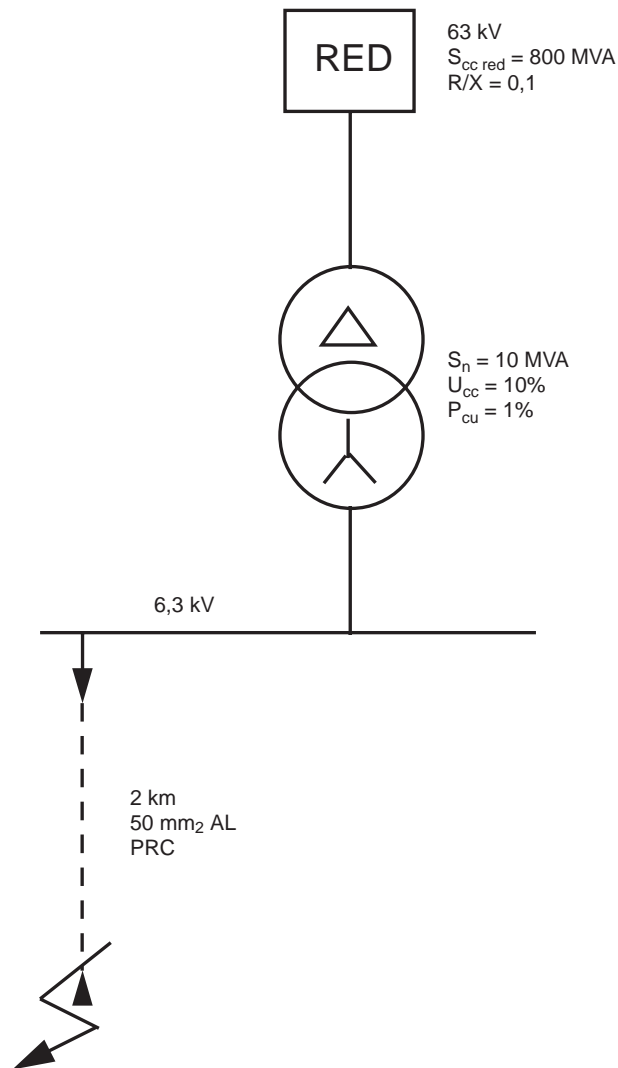


Fig. 83: Caso 5.

RESOLUCIÓN DEL CASO 5º

Es continuación del caso anterior nº 4 pero con el añadido de un tramo de cable.

Resistencia del cable $R = \rho \frac{\ell}{S}$

$$R = \frac{1}{34} \times \frac{200}{50} \times 10^3 = 1176 \text{ m}\Omega$$

Reactancia: Depende de la forma de instalación de los cables, básicamente de la separación entre fases. La variación en función de la sección es prácticamente despreciable.

En los catálogos de los fabricantes figuran los valores de reactancia para determinadas formas de instalación. En todo caso, pueden tomarse con suficiente aproximación los indicados X_d en la tabla de la pág. 72.

En este caso tomamos $0,13 \frac{\Omega}{\text{km}}$, por tanto $X = 0,13 \times 2 = 0,26 \Omega$.

Valores totales Fuente + transformador + cable.

$$R_{cc} = 5,43 + 39,69 + 1176 = 1221 \text{ m}\Omega.$$

$$X_{cc} = 54,29 + 394,9 + 260 = 709,19 \text{ m}\Omega.$$

$$Z_{cc} = \sqrt{1221^2 + 709,19^2} = 1412,1 \text{ m}\Omega$$

$$I_{cc} = \frac{6300}{\sqrt{3} \times 1412,1} \times 10^3 = 2576 \text{ A}$$

3.5.6 Caso nº 6: Cálculo de I_{cc} monofásica. Determinación de la R limitadora. Influencia de S_{cc} de la red aguas arriba.

- Hallar
- Valor de R para limitar I_n a 100 A.

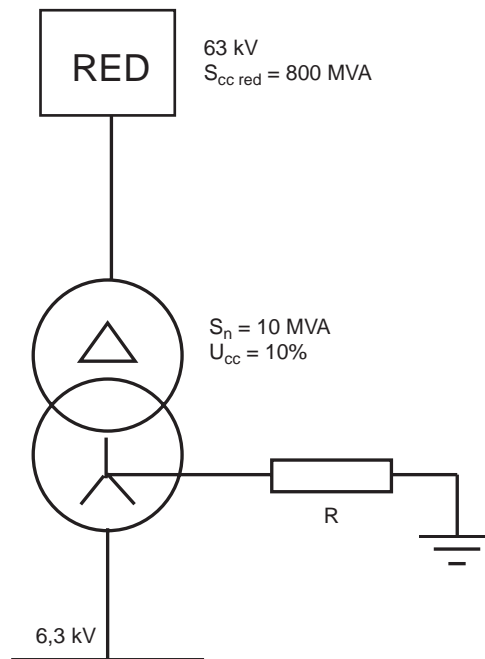


Fig. 84: Caso 6.

RESOLUCIÓN DEL CASO 6º

Es continuación de los casos nº 2 y nº 3

El valor de la resistencia es $R = \frac{6300}{\sqrt{3} \times 100} = 36,4 \Omega$

Se considera que las impedancias de la fuente (red) y del transformador son despreciables frente al valor calculado de la resistencia R. En efecto, considerando para la fuente y el transformador $Z \approx X$ (ver también caso nº 5), se tiene, según tabla pág. 91.

Reactancia inversa igual a la directa $X_1 = X_d$.

La reactancia directa es la de cortocircuito tripolar $X_d = X_{cc}$.

En transformadores con secundario en estrella (Dyn, Yyn) la reactancia homopolar $X_0 = X_d$.

Según el anterior caso nº 4 $X_{cc} = 0,449 \Omega$.

Por tanto $X_d + X_i + X_0 = 3 \times 0,449 = 1,347 \Omega$.

Según pág. 89, para $Z_f \approx 0$, o sea defecto franco a tierra:

$$Z_d + Z_i + Z_0 = \sqrt{36,4^2 + 1,347^2} = 36,42 \approx 36,4 \Omega$$

Con esta fuerte limitación de la corriente de cortocircuito a tierra, la influencia de S_{cc} de la red aguas arriba es despreciable.

4 Protecciones

4.1	Introducción, clasificación y terminología	p. 92
4.2	Protecciones amperimétricas	p. 94
4.2.1	Protección a máximo de corriente de fase (ANSI 50 / 51)	p. 94
4.2.2	Protección a máximo de corriente de fase con retención de tensión (ANSI 50V / 51V)	p. 96
4.2.3	Protección a máximo de corriente a tierra (ANSI 50N / 51N - 50G / 51G ó 64)	p. 97
4.2.4	Protección a mínimo de corriente de fase (ANSI 37)	p. 98
4.2.5	Protección de imagen térmica (ANSI 49)	p. 99
4.2.6	Protección de limitación del número de arranques (ANSI 66):	p. 102
4.2.7	Protección contra desequilibrios de fase. Máximo de componente inversa (ANSI 46)	p. 103
4.2.8	Protección contra bloqueos del rotor y arranques demasiado largos (ANSI 48 / 51 LR)	p. 105
4.3	Protecciones voltimétricas	p. 106
4.3.1	Protección de mínima tensión compuesta (ANSI 27)	p. 106
4.3.2	Protección de mínima tensión remanente (ANSI 27R)	p. 106
4.3.3	Protección de mínima tensión directa y control sentido de rotación de fases (ANSI 27D - 47)	p. 107
4.3.4	Protección de máxima tensión compuesta (ANSI 59)	p. 108
4.3.5	Protección de máxima tensión residual u homopolar (ANSI 59N / 64)	p. 109
4.3.6	Protección de máxima y mínima frecuencia (ANSI 81M - 81m)	p. 110
4.4	Protecciones direccionales	p. 111
4.4.1	Protección direccional de fase (ANSI 67)	p. 112
4.4.2	Protección direccional de tierra (ANSI 67N):	p. 115
4.4.3	Protección contra retornos de potencia activa (ANSI 32P):	p. 121
4.4.4	Protección contra retornos de potencia reactiva o desexcitación (ANSI 32Q / 40)	p. 122
4.5	Protecciones diferenciales	p. 123
4.5.1	Protección diferencial a porcentaje. Generalidades	p. 124
4.5.2	Protección diferencial de motor (ANSI 87M)	p. 124
4.5.3	Protección diferencial de transformador (Sepam 2000 D01/D02) (ANSI 87T)	p. 126
4.5.4	Protección diferencial (Sepam 2000D01/D02) para transformadores de 3 devanados	p. 128
4.5.5	Protección diferencial (Sepam 2000D01/D02) para transformador (87T) más protección de tierra (64 RE)	p. 129
4.5.6	Protección diferencial de bloque generador-trafo (Sepam 2000 G06 + 2000D01) (ANSI 87GT)	p. 130
4.5.7	Protección diferencial a alta Impedancia (Sepam 100 LD) (ANSI 87G/ 87B)	p. 131
4.6	Otras protecciones	p. 134
4.6.1	Protección de vigilancia de temperatura mediante sondas Pt100 (ANSI 38 / 49T)	p. 134
4.6.2	Protección de Buchholz / sondas PTC -Pt100 / DGPT2 (ANSI 63 - 71 - 26)	p. 134
4.6.3	Protección contra defectos a la masa de la cuba de un transformador (ANSI 50 / 51)	p. 135
4.6.4	Protección de la puesta a tierra del punto neutro (ANSI 50N / 51N)	p. 136

4.1 Introducción, clasificación y terminología

Las funciones de protección requeridas en las instalaciones eléctricas de AT, MT o BT pueden ser realizadas por relés de protección, o equipos multifunción (tipo Sepam p.ej.) que simplifican muchísimo la concepción y posterior explotación de las instalaciones.

Los relés de protección (o los equipos multifunción) son equipos que comparan permanentemente los valores de las magnitudes eléctricas de un circuito eléctrico (intensidad, tensión, frecuencia, etc.) con unos valores predeterminados (valores límite a partir de los cuáles se entiende que salen de los considerados como aceptables en nuestras instalaciones), y que generan automáticamente ordenes de acción, como generalmente es la apertura de un disyuntor para aislar el tramo en defecto, o activación de una alarma cuando se sobrepasan unos determinados valores prefijados.

Los relés se pueden clasificar de muy diversas formas, pero atendiendo a su modo de funcionamiento tenemos que existen:

■ Sin alimentación auxiliar (o autónomos) : cuando toman la energía necesaria para su funcionamiento directamente del circuito vigilado (a través de sus captadores específicos). El actuador (o disparador) debe estar previsto también para poder actuar con la energía dispensada por dicho elemento de acción (**figura 85**).

■ Con alimentación auxiliar : cuando la energía necesaria para su funcionamiento es dispensada por una fuente de alimentación externa al relé (**figura 85**).

Datos y clasificaciones de los relés

■ Magnitud controlada

- corriente
- tensión
- frecuencia

■ Número de circuitos

- 1, 2, 3 ó 4

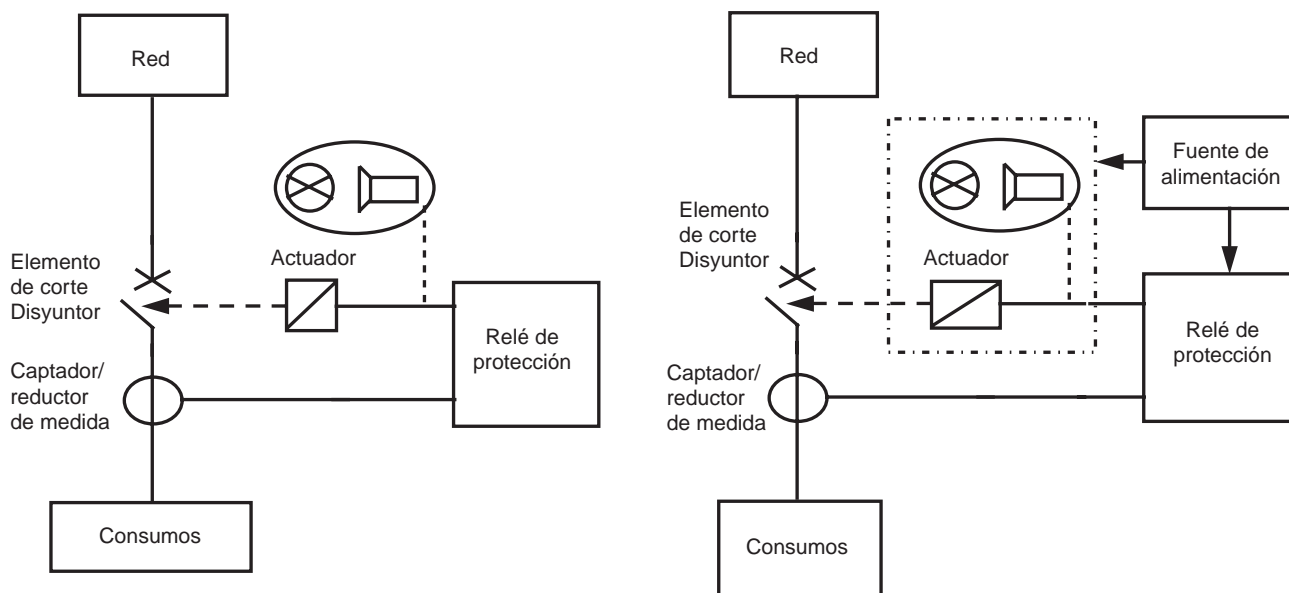


Fig. 85: Clasificación de relés sin/con alimentación auxiliar.

- Tipo de actuación
 - instantáneo (30ms en Sepam)
 - retardado
- y
- dependiente
- independiente
- Interacción con el interruptor
 - directa
 - indirecta
- Alimentación auxiliar
 - continua
 - alterna
 - sin fuente auxiliar (autoalimentado)
- Tecnología
 - electromecánica
 - electrónica analógica
 - digital (o numérica) (SEPAM)

- Consumo (carga del relé electrónico o digital sobre los captadores).

Nota: Los relés electromecánicos anteriores a los actuales electrónicos o digitales tienen un consumo mucho mayor, del orden de más de 10 VA).

- 0,25 VA (circuito de intensidad)
- 0,1 VA (circuito de tensión)

- Sobrecargas admisibles

- 3 In permanente
- 400 V, 80 - 100 In / 1 s

- Gama de reglajes

- 0,3 - 20 In
- 0 - 20 s. Por ejemplo (figura 86).

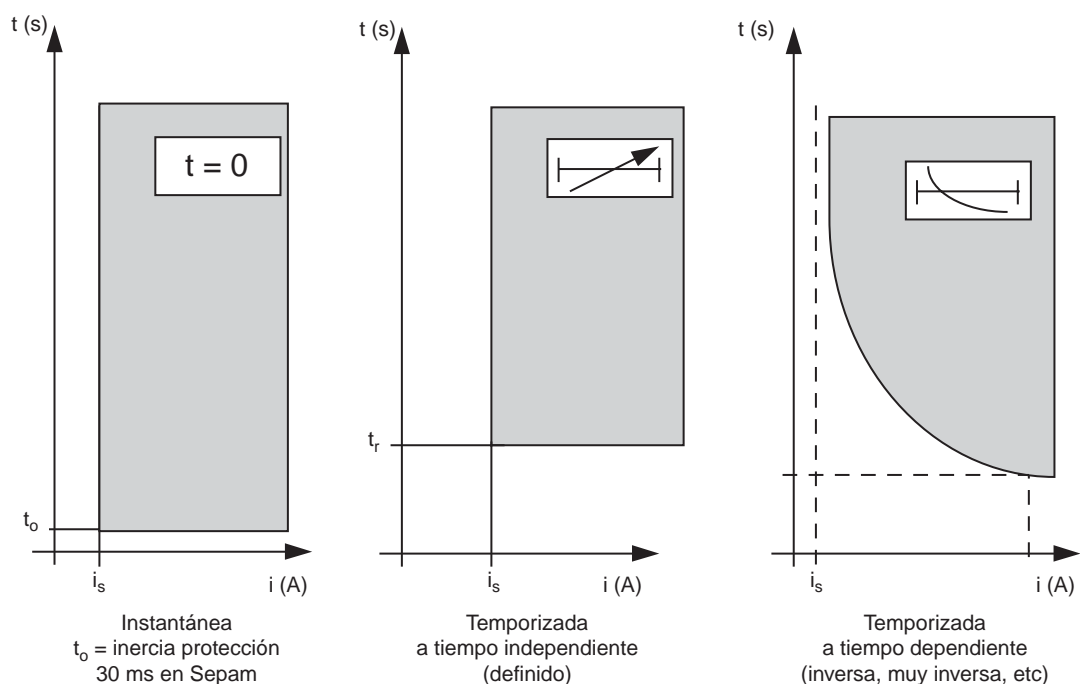


Fig. 86

4.2 Protecciones amperimétricas

4.2.1 Protección a máximo de corriente de fase (ANSI 50 / 51)

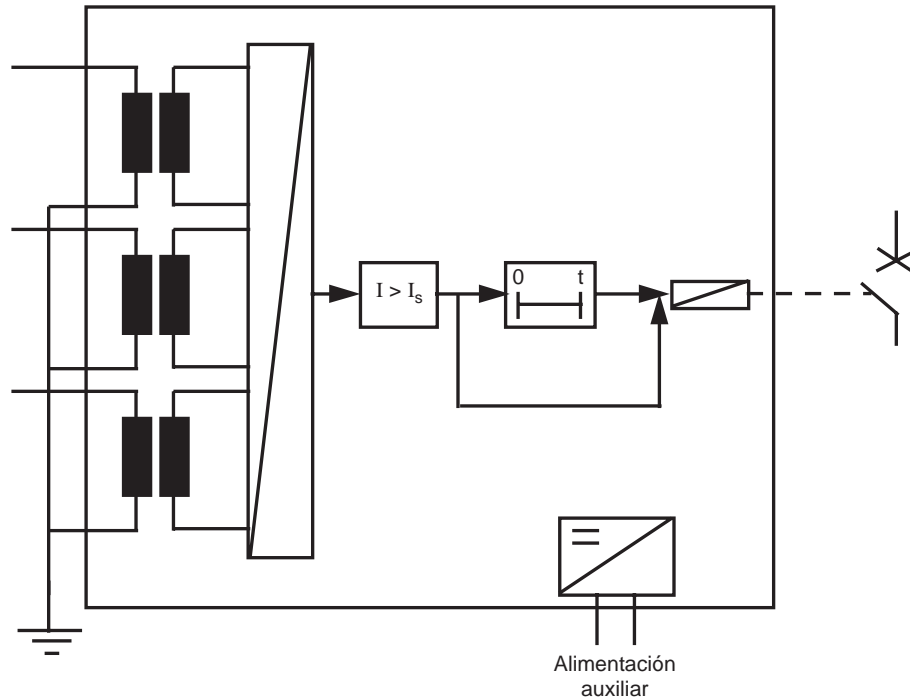


Fig. 87

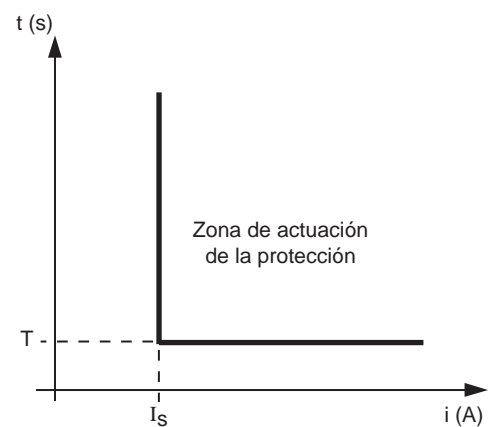
Su función consiste en detectar las sobrecorrientes monofásicas, bifásicas o trifásicas, ya sean debidas a una sobrecarga o a un cortocircuito (figura 87).

Dicha protección puede ser

□ a tiempo independiente (o definido) (figura 88), en adelante **curva DT** (DT son las siglas anglófonas aceptadas por convenio que significan **D**irect **T**ime).

□ a tiempo dependiente (figura 89):

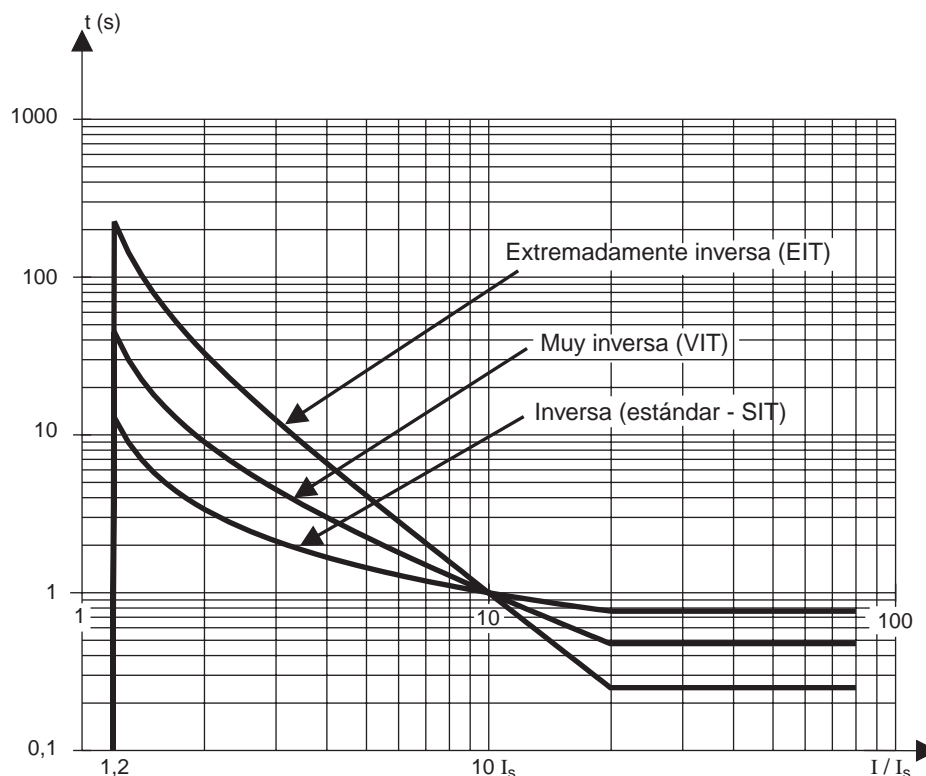
- SIT: inversa normal (**S**tandar **I**nverse **T**ime)
- VIT: muy inversa (**V**ery **I**nverse **T**ime)
- EIT: extremadamente inversa (**E**xtremely **I**nverse **T**ime).



I_s : umbral de intensidad
(reglaje de 0,3 a 24 I_n , expresado en A)

T: retardo de actuación de la protección
(temporización a 50 ms a 655 s)

Fig. 88



- $10 I_s$ es el valor de referencia para T: □ T = temporización de reglaje en Sepam (ms o s)
- I_s = umbral intensidad de reglaje Sepam (en A)
→ s ≡ «setting»

Fig. 89: Curva a tiempo dependiente para T = 1 s.

Todas las curvas a tiempo dependiente, siguen la fórmula definida en la CEI 255-3 / BS-142, donde t es el valor del tiempo de actuación de la protección en segundos, en función de la temporización de la protección a 10 veces I_s (T).

- Curva Inversa (SIT):

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1} \cdot \frac{T}{2,97}$$

Regulable desde T = 100 ms (curva mínimo) hasta T = 4 s; con intervalos de 10 ms ⇒ 390 curvas disponibles.

- Curva muy inversa (VIT)

$$t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{-1} - 1,5} \cdot \frac{T}{1,5}$$

Regulable desde T = 100 ms (curva mínimo) hasta T = 2 s; con intervalos de 10 ms ⇒ 190 curvas disponibles.

- Curva extremadamente inversa (EIT)

$$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^2 - 1} \cdot \frac{T}{0,808}$$

Regulable desde T = 100 ms (curva mínimo) hasta T = 1 s; con intervalos de 10 ms ⇒ 90 curvas disponibles.

Ver en el anexo, los dos ejemplos de casos más típicos de aplicación de reglaje de curvas a tiempo dependiente.

4.2.2 Protección a máximo de corriente de fase con retención de tensión (ANSI 50V / 51V)

Es una función de protección a máximo de intensidad tripolar, cuyo umbral depende de un factor de corrección K proporcional a la tensión aplicada, y su aplicación esta pensada básicamente para máquinas generatrices «antiguas» cuya tensión en bornes cae al producirse un cortocircuito, y por tanto el umbral de máxima I «normal» no llegaría a actuar y podríamos mantener el defecto demasiado tiempo con el riesgo de dañar la máquina irreversiblemente.

El umbral de actuación I_s'' corregido por la influencia de la posible caída de tensión, viene definido por (Figura 90)

$$I_s'' = \left[4 \times \frac{U}{U_n} - 0,2 \right] \times \frac{I_s}{3}$$

El reglaje de esta protección es idéntico al de la protección a máximo de corriente de fase expuesta anteriormente, es más, suele reglarse al mismo umbral que la protección

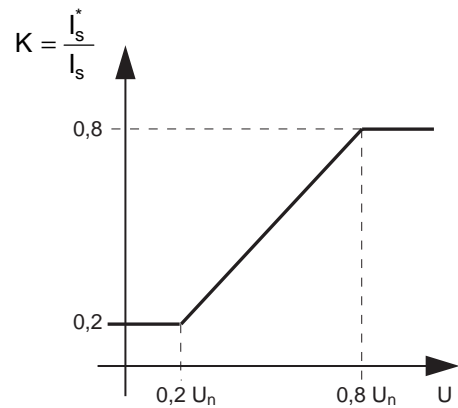


Fig. 90

de cortocircuito, como protección de soporte en caso de que no llegase a actuar la primera como consecuencia de una caída de tensión en bornes del generador en caso de cortocircuito, actuando la 51V a una tensión «reducida» (Figura 91).

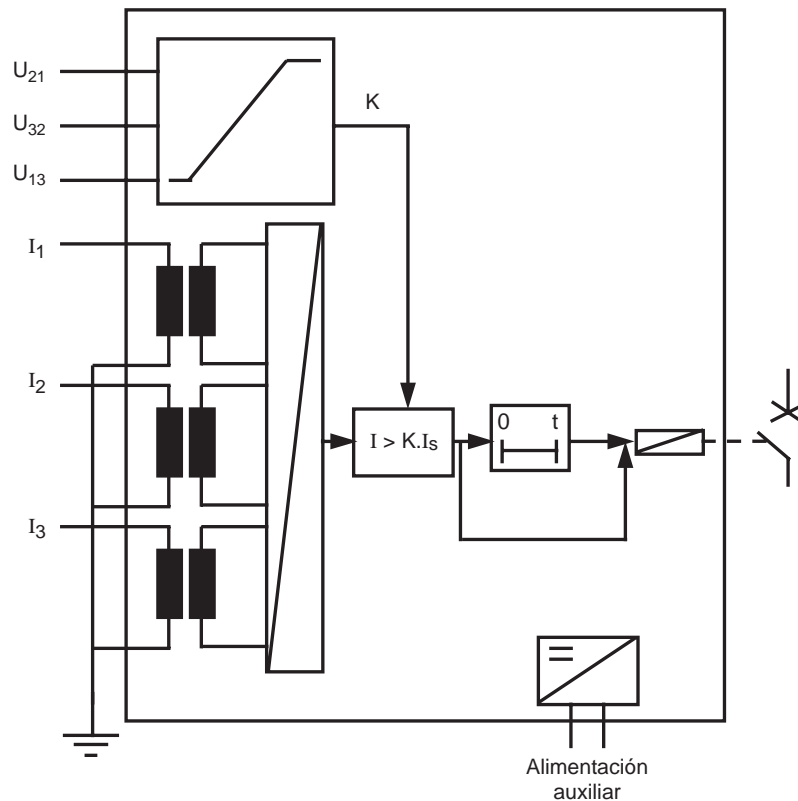


Fig. 91

4.2.3

Protección a máximo de corriente a tierra (ANSI 50N / 51N - 50G / 51G ó 64)

Su función consiste en detectar las fugas de corriente que pueden ser debidas a un defecto de aislamiento por envejecimiento, degradación, contactos fortuitos, etc., o a la rotura de uno de los conductores de una fase activa, que provocará un cortocircuito a tierra.

El principio de funcionamiento de dicha protección es idéntico al de la protección a máxima intensidad de fase, y los reglajes también, salvo que tenemos que tener presente un solo factor de más, este es el sistema de detección empleado en función de la magnitud de corriente a tierra que pueda producirse en función del régimen de neutro de la instalación.

La detección de las corrientes de fuga a tierra puede realizarse mediante 2 métodos

- Suma vectorial de las 3 intensidades de fase (a través de los 3 TI's de entrada al relé).
- Toroidal homopolar sobre los cables el cual detectará toda corriente residual que se produzca en la instalación a partir de 500 mA.

Si realizamos la captación de corriente a tierra mediante la suma de las 3 intensidades de fase, debemos tener presente que el reglaje mínimo de la protección de tierra deberá ser superior o igual al 10% de la intensidad

nominal del TI, debido a la suma en cascada de los errores de los secundarios de los TI's de protección. Esto no representa mayor problema en caso de instalaciones con neutro puesto a tierra directamente o limitado a 300 A ó 1000 A, porque cada vez que se produzca un defecto a tierra será de suficiente magnitud como para ser detectado por la suma de las 3 intensidades de fase, salvo que tengamos unos TI's de un valor muy elevado de corriente primaria (> 2500 A). Pero en la redes con neutro aislado, con toda seguridad la magnitud de la corriente de defecto obligará a recurrir a detección mediante toroidal sobre cable (Figuras 92 y 93).

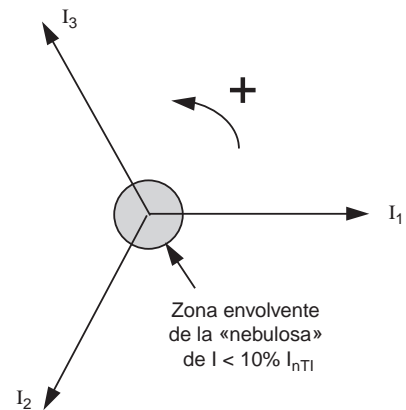


Fig. 92

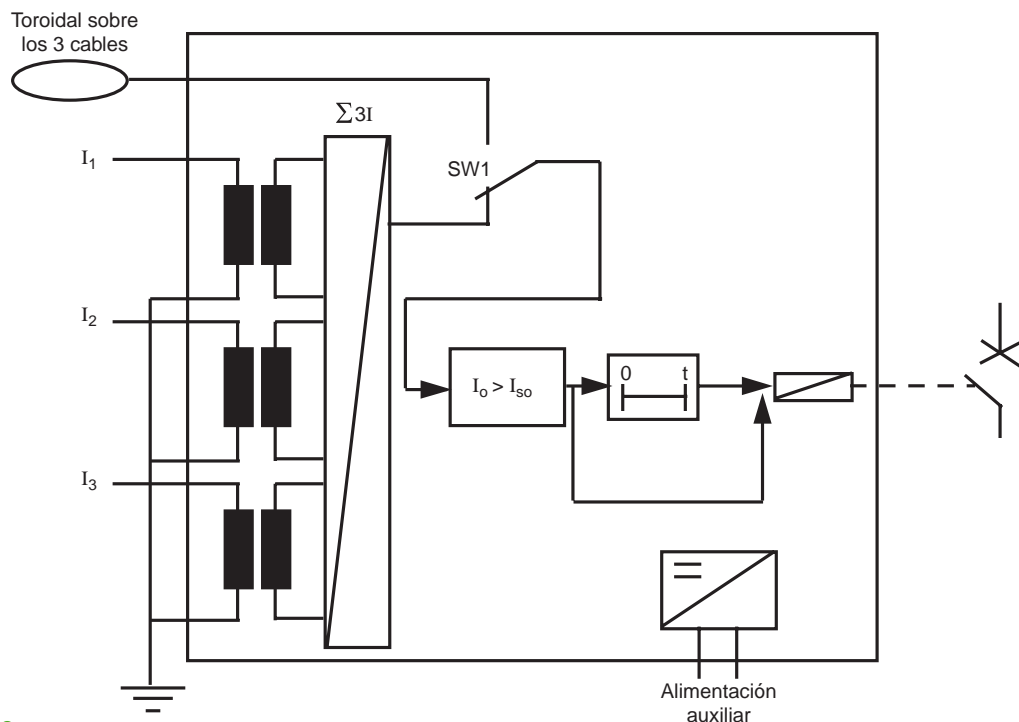
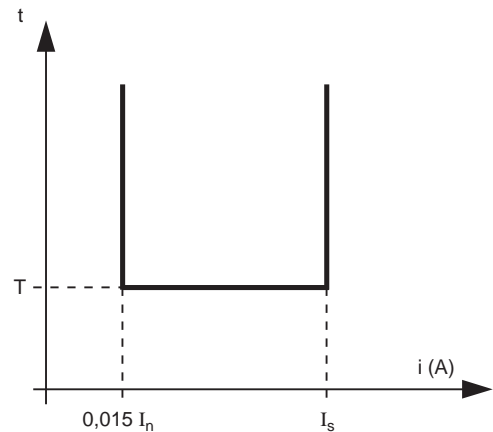


Fig. 93

4.2.4 Protección a mínimo de corriente de fase (ANSI 37)

Esta protección normalmente es monofásica, y se excita cuando la corriente en una fase es inferior a la intensidad de regulación I_s , normalmente es la corriente nominal del motor a proteger, puesto que dicha protección suele utilizarse para proteger motores que accionan bombas de fluido contra el descebado de la parte mecánica de la bomba, la cual provoca una bajada en el consumo de intensidad al perder la carga como consecuencia del descebado.

En las **figuras 94** y **95** se ve el principio de funcionamiento de la protección.



Valores de reglaje:

$$5\% I_b < I_s < 100\% I_b$$
$$\text{temporización (T)} \rightarrow 50 \text{ ms} < T < 655 \text{ s}$$

Fig. 94

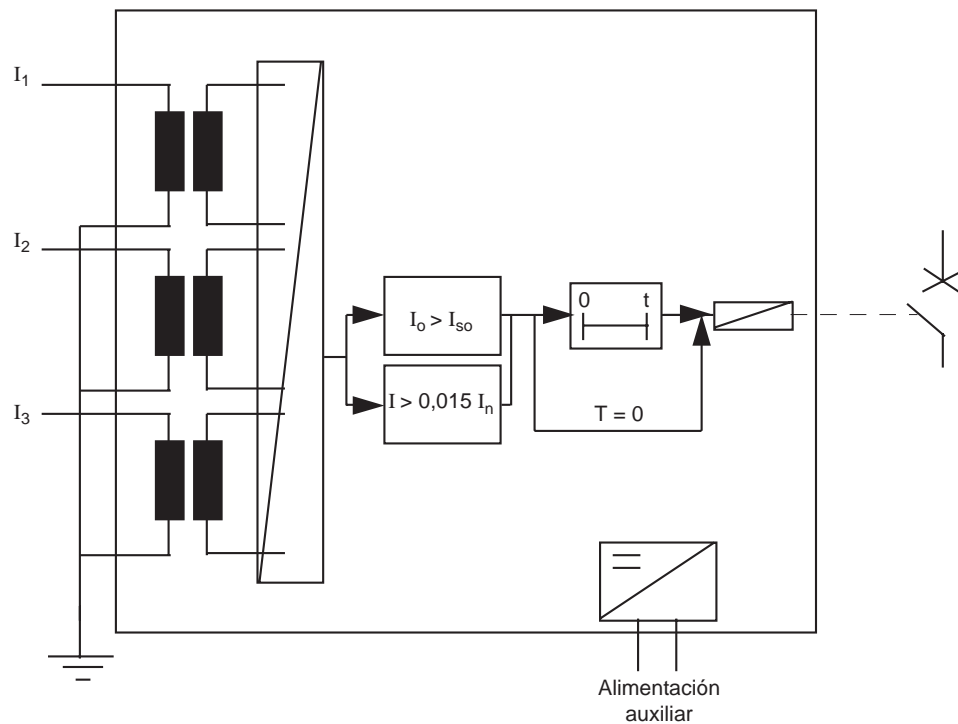


Fig. 95

4.2.5 Protección de imagen térmica (ANSI 49)

4.2.5.1 Esquema de principio

Esta función (**figura 96**) simula el calentamiento del equipo a proteger mediante la lectura de intensidad procedente de los TI's en 2 ($I_1 - I_3$) o 3 fases. Controla el calentamiento según descrito en normativa CEI 255-8, y lo compara con dos umbrales

- 1er umbral de detección que según la aplicación estará destinado a
 - señalización de alarma (transformadores)
 - detección de estado caliente (motores) que se utilizará para la función de limitación del número de arranques.
- 2º umbral de disparo de la protección

4.2.5.2 Influencia de la componente inversa (motores)

La componente inversa de la intensidad influye en el calentamiento de las máquinas rotativas, debido a que el campo giratorio correspondiente a la componente inversa induce una corriente rotórica de frecuencia doble que provoca pérdidas importantes. Así pues, la corriente equivalente que considera la protección de imagen térmica es

$$I_{eq}^2 = I^2 + K \cdot I_i^2$$

donde I es la intensidad máxima de las fase 1, 2 y 3, I_i es la componente inversa y K es el factor de componente inversa.

El coeficiente K puede tomar los valores siguientes:

- 0 → para el caso de transformadores,
- 2,25 → para motores pequeños (K débil),

□ 4,5 → para motores de mediana potencia (K medio),

□ 9 → para motores de gran potencia (K fuerte)

$$K = 2 \times \frac{M_a}{M_n} \times \frac{1}{g \times \left(\frac{I_a}{I_n} \right)^2} - 1$$

donde

M_n y M_a : par nominal y de arranque respectivamente, del motor en cuestión,

I_n y I_a : intensidad nominal y de arranque, g : deslizamiento

4.2.5.3 Cálculo del calentamiento. Influencia de la constante de tiempo

El calentamiento θ es la magnitud que controla la protección de imagen térmica, y se expresa en valor relativo respecto al calentamiento nominal correspondiente al régimen permanente de carga nominal

$$d\theta = \left(\frac{I_{eq}}{I_b} \right) \cdot \frac{dt}{T} - \theta_n \cdot \frac{d_t}{T}$$

donde:

θ : calentamiento,

I_b : Intensidad de base del equipo a proteger (nominal de la maquina, no del TI),

I_{eq} : intensidad equivalente calculada por el relé de protección en función de los parámetros definidos.

T : Constante de tiempo.

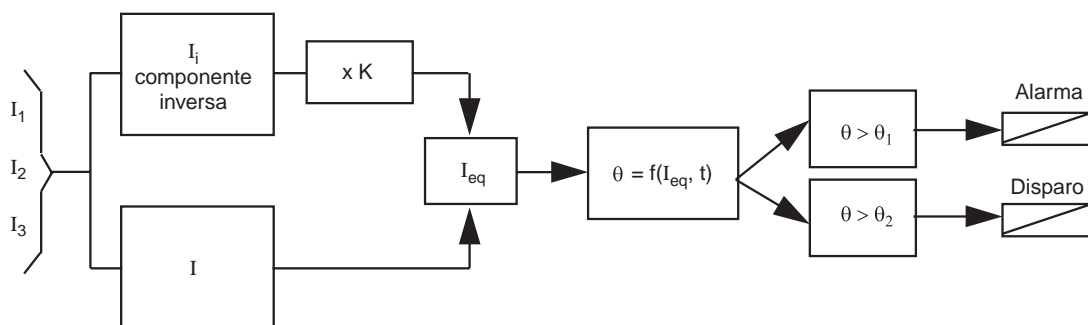


Fig. 96

La constante de tiempo es función de las características térmicas del equipo. Tiene en cuenta el desprendimiento de calor y la refrigeración, por tanto es un dato constructivo que debe facilitar el fabricante de la máquina eléctrica.

■ Hay dos valores (**figura 97**):

□ T1 es la constante térmica de calentamiento, y se define como el tiempo necesario para que el calentamiento del equipo a carga nominal alcance el 63% del valor de calentamiento nominal, desde su puesta en marcha.

□ T2 es la constante térmica de enfriamiento, y es la complementaria de T1, por tanto es el tiempo que necesita la máquina para alcanzar el 36% del calentamiento nominal desde su parada.

La puesta en marcha y la parada son detectados por la protección a través de la intensidad, así pues si :

$I > 0,015 I_b$ máquina en marcha

$I < 0,015 I_b$ máquina parada

En el caso de un transformador, tanto el calentamiento como el enfriamiento son por convección normalmente (excepto en caso de ventilación forzada), por esto las constantes $T1 = T2$ y típicamente ≈ 15 a 20 minutos

Para el caso de motores, $T1 > T2$ ya que al pararse deja de haber la ventilación forzada por el ventilador asociado al eje del motor, es decir, el motor se calienta mas lentamente debido a la acción de la ventilación forzada inherente al mismo (siempre para el caso de motores abiertos obviamente). Típicamente suelen tomar valores próximos a $T1 \approx 20$ a 30 minutos y $T2 \approx 10$ a 15 minutos.

Estas curvas son la base de la función de protección de limitación del nº de arranques (ANSI 66) que veremos a continuación.

4.2.5.4 Curva en frío

Nos da el tiempo de actuación de la protección a partir de un calentamiento nulo (máquina parada y en frío) (**figura 98**).

La evolución del calentamiento sigue la ecuación

$$E = \left(\frac{I_{eq.}}{I_b} \right)^2 \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T1}} \right)$$

si E es el umbral de disparo (E s), el tiempo de actuación de la protección vendrá dado por

$$t = T1 \cdot \log \frac{\left(\frac{I_{eq.}}{I_b} \right)^2}{\left(\frac{I_{eq.}}{I_b} \right)^2 - E_s}$$

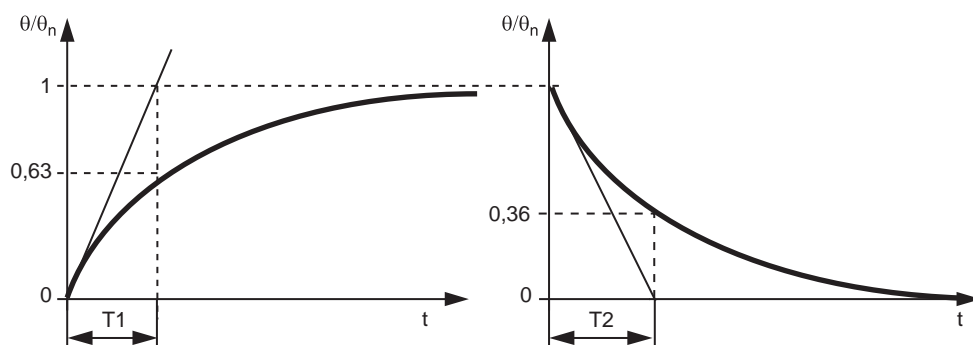


Fig. 97

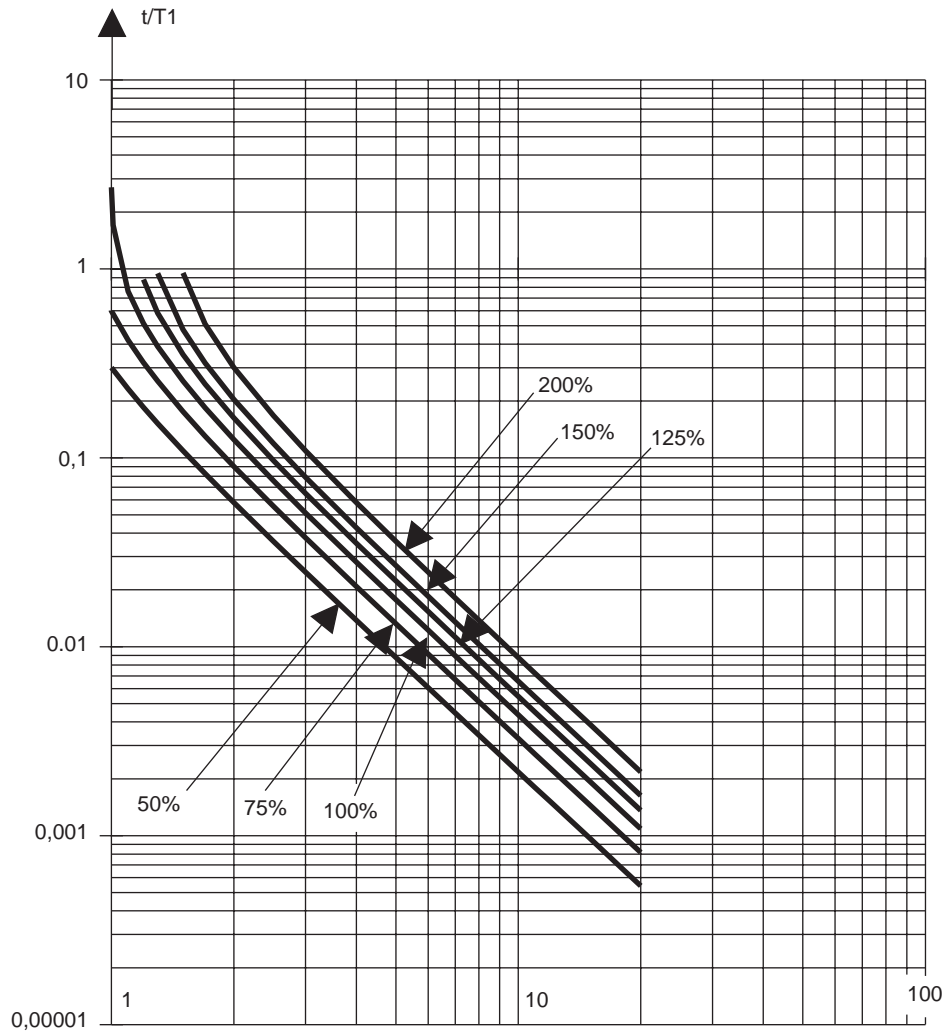


Fig. 98

4.2.5.5 Curva en caliente

Nos da el tiempo de actuación de la protección a partir del estado de calentamiento nominal, por ejemplo una sobrecarga de la máquina eléctrica cuando el equipo está en funcionamiento nominal. en este caso la evolución del calentamiento sigue la función

$$E = \left(\frac{I_{eq}}{I_b} \right)^2 - e^{-\frac{t}{T1}} \cdot \left[\left(\frac{I_{eq}}{I_b} \right)^2 - 1 \right]$$

si E es el umbral de disparo (E s), el tiempo de actuación de la protección vendrá dado por

$$t = T1 \cdot \log \frac{\left(\frac{I_{eq}}{I_b} \right)^2 - 1}{\left(\frac{I_{eq}}{I_b} \right)^2 - E_s}$$

Para las curvas en caliente procederíamos de la misma forma que para las curvas en frío. Ver manual funciones de medida y protección del Sepam 2000.

4.2.5.6 Enfriamiento a partir de la parada

El calentamiento después de la parada de la máquina sigue la ecuación

$$\theta = \theta_0 \cdot e^{-\frac{t}{T1}}$$

4.2.6 Protección de limitación del número de arranques (ANSI 66)

Esta protección se emplea exclusivamente en aplicaciones de motor, y su función consiste en evitar el envejecimiento prematuro de la máquina debido a los sobreesfuerzos térmicos y dinámicos que provoca el fenómeno del arranque.

Es un dato constructivo del fabricante del motor por cuanto concierne al dimensionado de las partes mecánicas y tipo de aislante utilizados en la construcción del motor.

Para reglar dicha protección requerimos conocer

- número de arranques totales autorizados por hora: típicamente de 5 a 6,
- número de arranques consecutivos autorizados en frío: típicamente 4 (período 1 hora),
- número de arranques autorizados en caliente: típico 2,
- tiempo de espera entre arranques consecutivos: $60 \text{ s} < T < 300 \text{ s}$

El relé detecta una situación de arranque cuando la corriente en una de las 3 fases supera el 5% de la intensidad de base (nominal de la máquina). Por tanto, la protección es trifásica.

El estado de motor caliente es considerado cuando se supera el primer umbral de la protección de imagen térmica, por tanto, aquí vemos la estrecha interrelación existente entre esta protección y la protección de imagen térmica.

Además, esta protección al "contar" el número de arranques directamente, no depende de la inercia térmica de la máquina, mientras que la protección de imagen térmica sí. Por tanto es una protección eficaz para evitar el rebasamiento del umbral de sobretensión en situaciones "anormales" de arranques consecutivos debidos por ejemplo, al fallo en el mando del contactor que le esté mandando ordenes consecutivas e intermitentes de marcha - paro.

Por ejemplo, la situación de la **figura 99**, partiendo del motor frío, viene a justificar lo expuesto.

Observamos como, en cada nuevo arranque se parte con la misma pendiente, por lo tanto esto hace que por ejemplo con 4 arranques consecutivos podamos superar el calentamiento equivalente a 2 horas de funcionamiento en régimen nominal permanente.

Con este gráfico queda constatada la relación intrínseca entre la protección de número de arranques y la protección de imagen térmica.

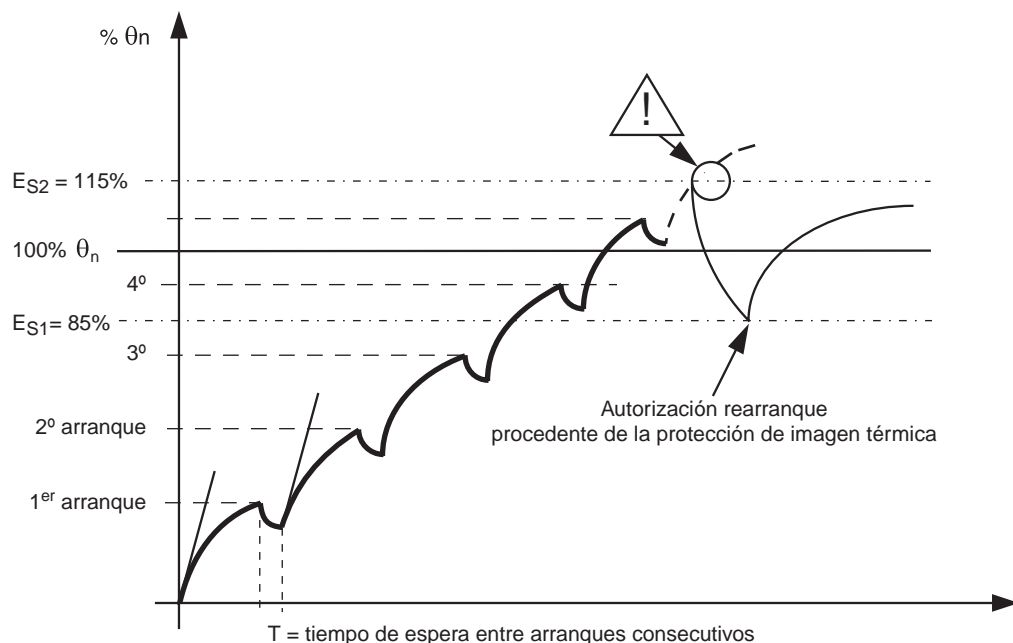


Fig. 99

4.2.7 Protección contra desequilibrios de fase. Máximo de componente inversa (ANSI 46)

Principio de detección (**figura 100**).

Es una función vectorial, y por tanto es fundamental el buen conexionado de cada fase en su sitio adecuado del relé de protección, porque sino puede no funcionar correctamente (disparos intempestivos).

Esta protección está destinada a proteger un equipo (básicamente motores y generadores), contra los desequilibrios de fase, debido a un fallo de fase por ejemplo, que puede hacer trabajar la máquina en condiciones muy forzadas y peligrosas para su ciclo de vida.

Todo desequilibrio de fase se refleja eléctricamente en una circulación de intensidad inversa (según lo expuesto en el epígrafe 3.1 de análisis de redes por el método de las componentes inversas) (**figura 101**) y lo que hace esta protección es precisamente controlar la magnitud de esta corriente inversa (I_i), la cuál viene determinada por

$$I_i = \frac{1}{3} (I_1 + a^2 \cdot I_2 + a \cdot I_3)$$

o si solo tenemos dos TI's (fases 1 y 3)

$$I_i = \frac{1}{3} (I_1 + a^2 \cdot I_3) I$$

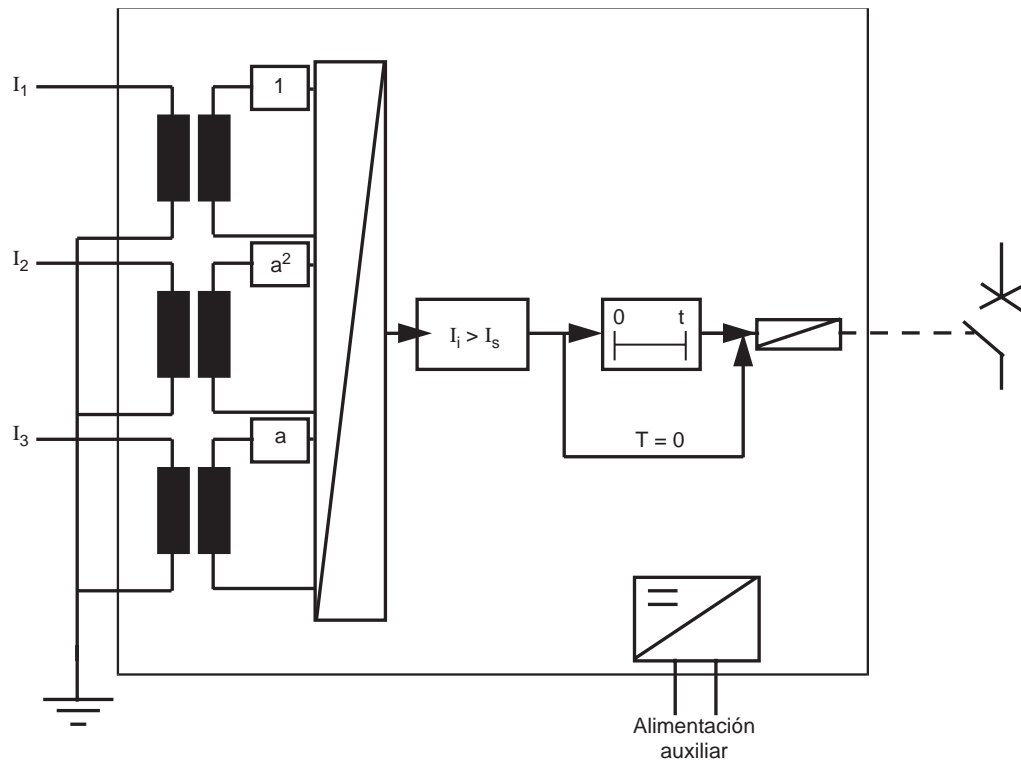


Fig. 100

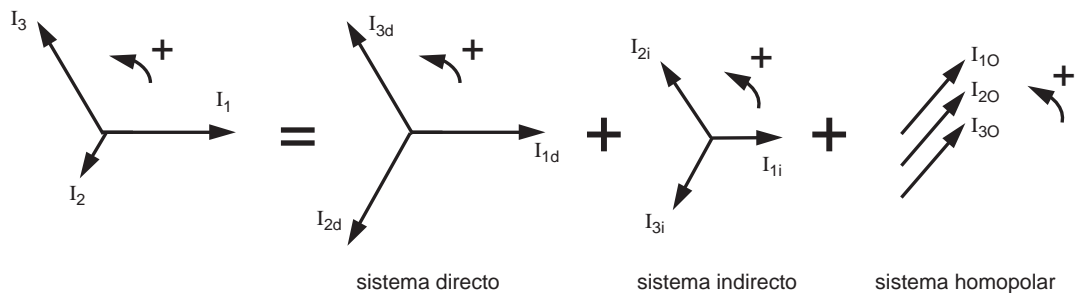


Fig. 101

Esta protección puede ser:

■ a tiempo independiente (**figura 102a**), típicamente utilizada para aplicaciones de motor

$$0,3 I_b < I_s < 0,4 I_b$$

$$T > 5 \text{ s}$$

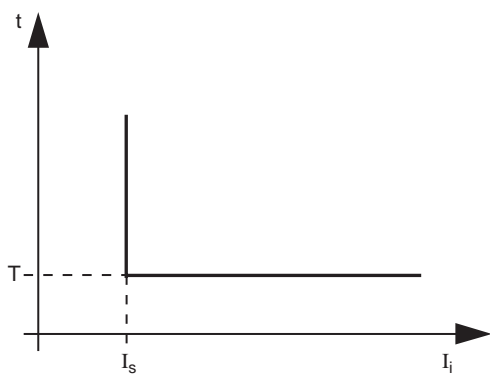
■ a tiempo dependiente (**figura 102b**)

$$10\% I_b < I_s < 50\% I_b$$

$$100 \text{ ms} < T < 1 \text{ s}$$

típicamente utilizada para aplicaciones de generador $I_s \approx 0,15 I_b$

a) Protección a tiempo independiente



b) Protección a tiempo dependiente

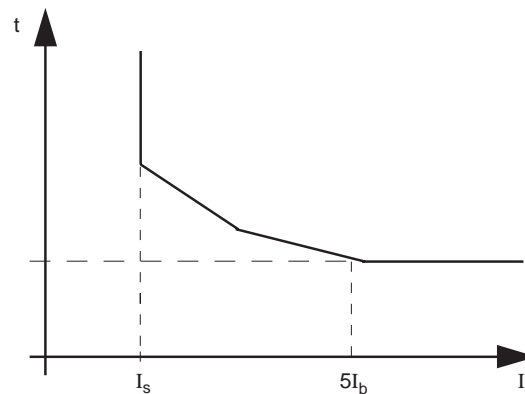


Fig. 102: Protección a tiempo independiente/ dependiente.

4.2.8 Protección contra bloqueos del rotor y arranques demasiado largos (ANSI 48 / 51 LR)

Es una protección empleada exclusivamente para aplicaciones de motor, debido a percances en la carga que accionan, tales como una carga anormalmente elevada en el momento del arranque que puede repercutir en una situación de arranque demasiado prolongado, o bien un eventual bloqueo del rotor cuando el motor está en funcionamiento nominal debido por ejemplo a un problema del material a laminar en caso de motores que accionan laminadoras.

La situación de arranque es detectada por el relé cuando la intensidad en alguna de las 3 fases supera el 5% del valor de corriente nominal (o de base del motor), por tanto es una protección trifásica, y la protección se excitará si la intensidad supera un valor determinado (umbral) durante un tiempo especificado (tiempo normal de arranque ST → «Starting Time») ANSI 48 (figura 103).

La situación de rotor bloqueado se detecta si la intensidad en una de las 3 fases supera el umbral I_s durante un tiempo determinado e independiente (temporización LT → "Locking Time" o tiempo de bloqueo. ANSI 51LR (figura 104).

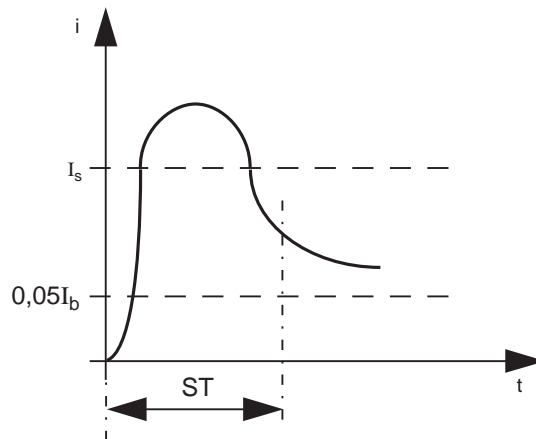


Fig. 103

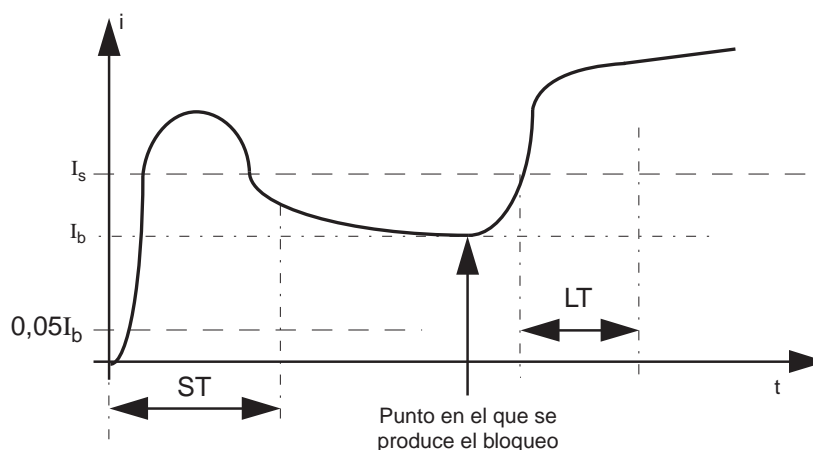


Fig. 104

4.3 Protecciones voltimétricas

4.3.1 Protección de mínima tensión compuesta (ANSI 27)

Esta protección es tri-monofásica (conexión de 3 TT's fase-tierra), bi-monofásica (conexión de 2 TT's entre fases), o monofásica (conexión de 1 solo TT entre 2 fases), y se excita si la tensión compuesta en una de las 3 fases es inferior al umbral de reglaje U_s (**Figura 105**).

Es una protección a tiempo independiente (constante \rightarrow DT), y regulable entre 50 ms y 655 s.

El umbral de reglaje de mínima tensión U_s , es del 5% al 100% de U_n .

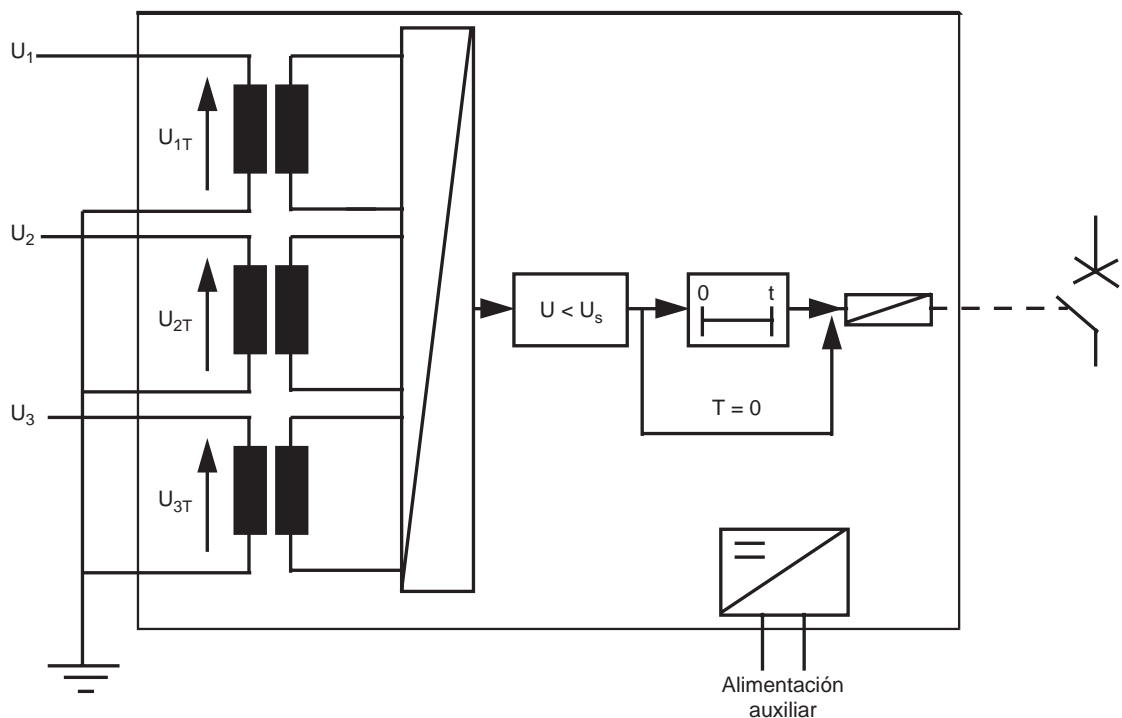


Fig. 105

4.3.2 Protección de mínima tensión remanente (ANSI 27R)

Es una protección monofásica, que se utiliza en embarrados que alimentan motores. En casos de un corte de tensión en un embarrado que alimenta motores o en un automatismo de transferencia de fuente, los motores mantienen la tensión en bornes durante un cierto tiempo debido a su inercia, por lo tanto un restablecimiento rápido de la tensión de alimentación podría provocar una reconexión en oposición de fase, con los consiguientes sobreesfuerzos tanto eléctricos como mecánicos que podrían dañar al motor incluso

irremediablemente en casos extremos, es por esto que esta protección no autoriza la reconexión de los motores de un embarrado hasta que la tensión remanente no haya descendido hasta un valor aceptable (umbral de reglaje de la protección).

El esquema de principio es idéntico al de la protección de mínima tensión visto anteriormente, solo que con un solo TT (protección monofásica), y la gama de umbrales de reglaje U_s , así como de la temporización T , también son los mismos que para la protección de min. U .

4.3.3 Protección de mínima tensión directa y control sentido de rotación de fases (ANSI 27D - 47)

Esta función de protección es intrínsecamente para aplicaciones de protección de motores.

Sobre un mismo principio de funcionamiento, realiza dos funciones de protección:

□ **Contra la bajada de la tensión directa V_d**

La tensión directa aplicada a un motor, es la imagen exacta del par motor. Por tanto controlar la componente directa de la tensión es más preciso que no solo el valor en módulo de esta, aunque los valores posibles de reglaje de la protección son los mismos que para la protección a mínimo de tensión compuesta (ANSI 27).

□ **Contra la inversión del sentido de rotación de las fases \Rightarrow sentido de rotación del eje del motor.**

Esta protección es útil a la hora de la puesta en marcha del motor, debido a que un posible error de cableado de las fases de potencia, o un posible cambio en la posición de las fases en bornes del motor después de una operación de rebobinado, puede provocar un funcionamiento del motor en el sentido inverso al previsto con las posibles consecuencias negativas para la carga a accionar, y consecuentemente para el propio motor.

La protección se excita si la componente directa del sistema trifásico de tensiones es inferior al umbral V_{sd} .

$$V_d = \frac{1}{3} (V_1 + a \cdot V_2 + a^2 \cdot V_3), \text{ para el caso de}$$

conexión de 3 TT's fase-tierra.

$$V_d = \frac{1}{3} (U_{21} - a^2 \cdot U_{32}), \text{ para el caso de 2 TT's}$$

conectados entre fases.

donde:

$$V = \frac{U}{\sqrt{3}}$$

■ **Indicaciones de reglaje**

□ **contra la bajada de la tensión directa:**

$$V_{sd} = 0,75 \text{ a } 0,8 V_n$$

Temporización: es un compromiso entre diversos factores (algunos segundos)

– Las posibilidades del motor para desarrollar el par en condiciones anormales de tensión baja.

– El plan de deslastrado de cargas en función de la caída de la tensión directa en barras.

– el plan de selectividad de protecciones de la instalación.

□ **contra la inversión del sentido de rotación**

En el Sepam 2000 no se regula dicha protección, puesto que considera que el sentido de rotación es el inverso si se cumple que:

– La tensión directa calculada por el relé es inferior al 10% de V_n

– La tensión compuesta medida es superior al 80% de V_n

4.3.4 Protección de máxima tensión compuesta (ANSI 59)

Esta protección es monofásica (conexión de 1 o 2 TT's fase-fase), y se excita si la tensión compuesta en una de las fases es superior al umbral de reglaje U_s .

Es una protección a tiempo independiente (constante \rightarrow DT), y regulable entre 50 ms y 655 s.

El umbral de reglaje de Máxima tensión U_s , es del 50% al 150% de U_n (Figura 106).

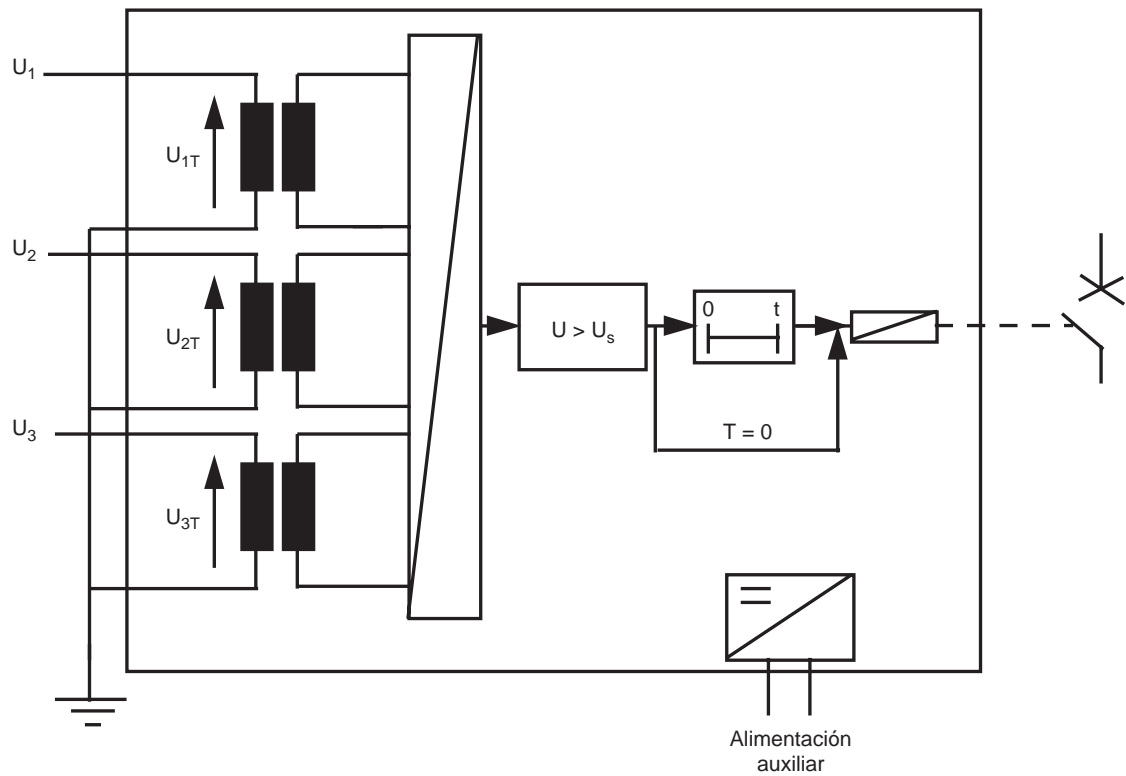


Fig. 106

4.3.5 Protección de máxima tensión residual u homopolar (ANSI 59N / 64)

Esta protección actúa si la tensión residual V o es superior al umbral de reglaje V_{so} , donde:

$$\overline{V}_0 = \overline{V}_1 + \overline{V}_2 + \overline{V}_3$$

La tensión residual se puede calcular a partir de la suma vectorial de las 3 tensiones de fase (3 TT's conectados fase-tierra), o bien puede ser medida directamente mediante entrada directa al relé de la tensión

procedente del secundario de los 3 TT's conectados en triángulo abierto (medida directa del desplazamiento del punto neutro como consecuencia del defecto homopolar) (Figura 107).

Es una protección a tiempo independiente (constante \rightarrow DT), y reglable entre 50 ms y 655 s.

El umbral de reglaje de Máxima tensión homopolar V_{so} , es del 2% al 80% de U_n .

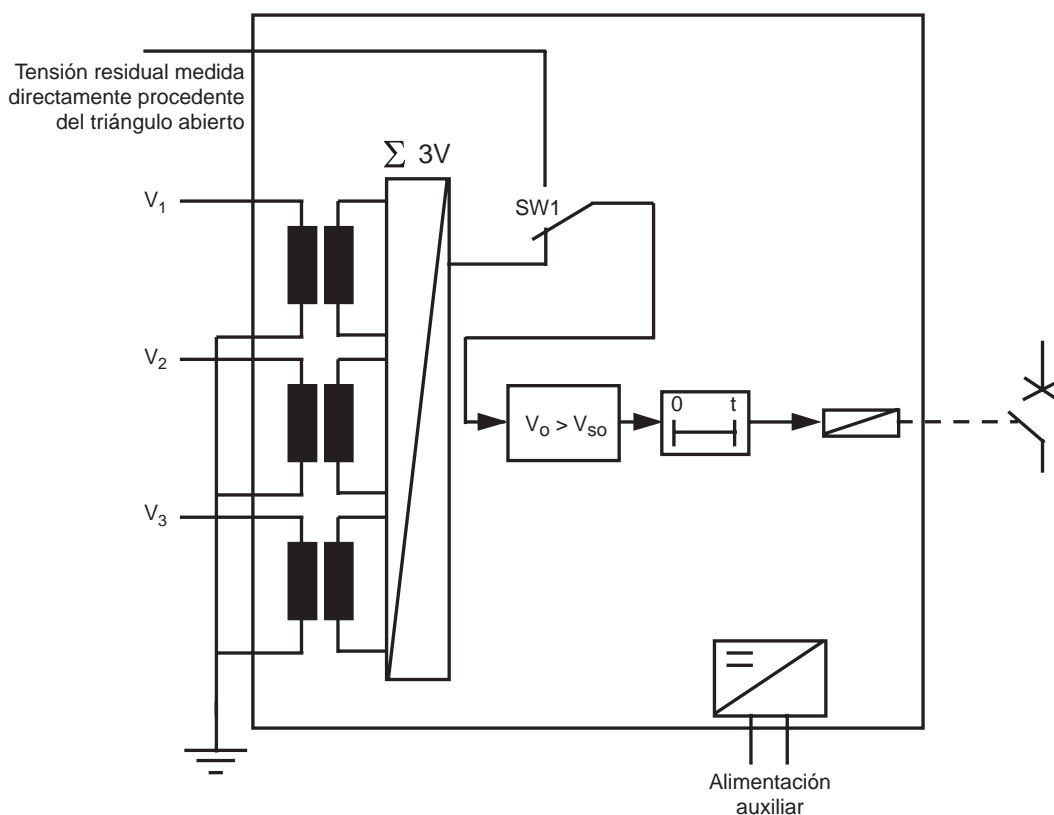


Fig. 107

4.3.6 Protección de máxima y mínima frecuencia (ANSI 81M - 81m)

Esta protección puede ser alimentada por las tensiones U_{21} y U_{32} (2 TT's entre fases), o solo U_{21} (1 solo TT), y se excita si la tensión U_{21} es superior al 35% ($\pm 5\%$) de U_n (tensión mínima de funcionamiento), y la frecuencia es superior (81M) o inferior (81m) al umbral F_s

Esta protección es temporizada a tiempo independiente, y puede ser regulado de 100 ms a 655 s (**Figura 108**).

Los reglajes de los umbrales frecuencia F_s , posibles son:

para 81m:

45 a 50 Hz (si $F_n = 50$ Hz)

55 a 60 Hz (si $F_n = 60$ Hz),

para 81M:

50 a 55 Hz (si $F_n = 50$ Hz)

60 a 65 Hz (si $F_n = 60$ Hz).

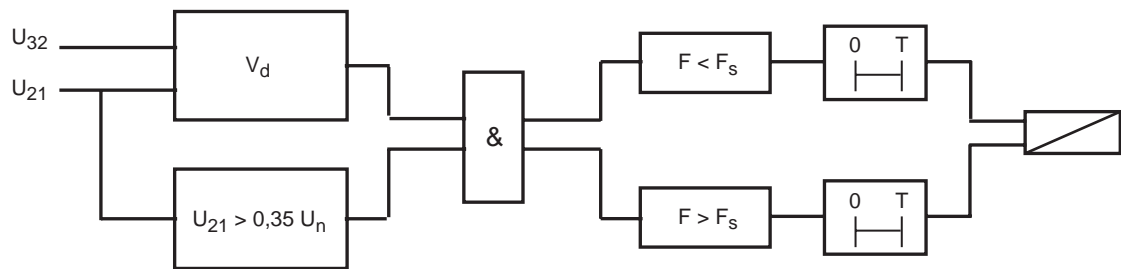


Fig. 108

4.4 Protecciones direccionales

El principio de funcionamiento de todas las protecciones direccionales es, como su nombre indica, la detección de unos valores de corriente (valor en módulo), en un sentido determinado, por tanto a diferencia de las protecciones amperimétricas, estas siempre llevarán intrínsecamente asociada la dirección de la misma.

El concepto de la direccionalidad obliga a introducir un nuevo concepto, que es respecto a que tomamos la dirección de las magnitudes.

Así pues para el caso de las protecciones direccionales de fase, tomaremos siempre de referencia una tensión entre fases, como vector de "posición cero" o vector de comparación, y para el caso de las direccionales de tierra, tomaremos la tensión homopolar resultante del vector desplazamiento del punto neutro como consecuencia del defecto a tierra, como referencia.

Por lo tanto vemos que cuando hablemos de protecciones direccionales, ineludiblemente debemos pensar no solo en TI's o toroidales de detección de la magnitud, sino también en los TT's para la referencia de ángulo respecto a lo que compararemos y consideraremos como sentido "normal" o sentido "inverso".

Conceptualmente, por convenio siempre decimos que la corriente circula desde la fuente hacia la carga, así pues:

- está en fase con la tensión si la carga es resistiva pura,
- está en retardo de fase $\pi/2$ si la carga es inductiva pura,
- está en avance de fase $\pi/2$ si la carga es capacitiva pura.

Vemos gráficamente (**figura 109**) cómo se asocia por convenio, el sentido de circulación de la corriente, y cómo se "polariza" una protección direccional.

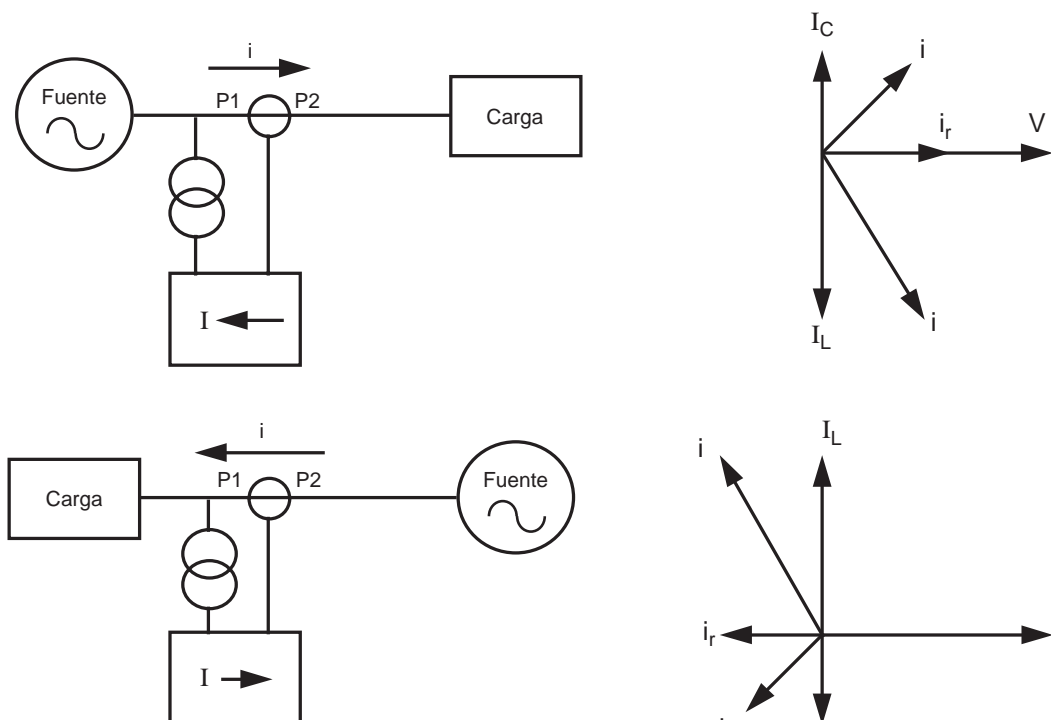


Fig. 109

4.4.1 Protección direccional de fase (ANSI 67)

Esta protección es bifásica, y conlleva una protección de max. de I convencional (50/51) asociada a una detección de dirección. Se activa si una de las protecciones Max de I fase (L1 o L3), llega al umbral regulado (a tiempo independiente, DT, o dependiente, SIT, VIT, EIT) en el sentido de detección determinado (normal o inverso).

La protección es operativa a partir de una tensión de polarización superior al 1,5% de U_n , y se regula el ángulo de actuación en función del $\cos \varphi$ de la carga aguas abajo de la protección.

El principio de funcionamiento de dicha protección es el indicado en la **figura 110**.

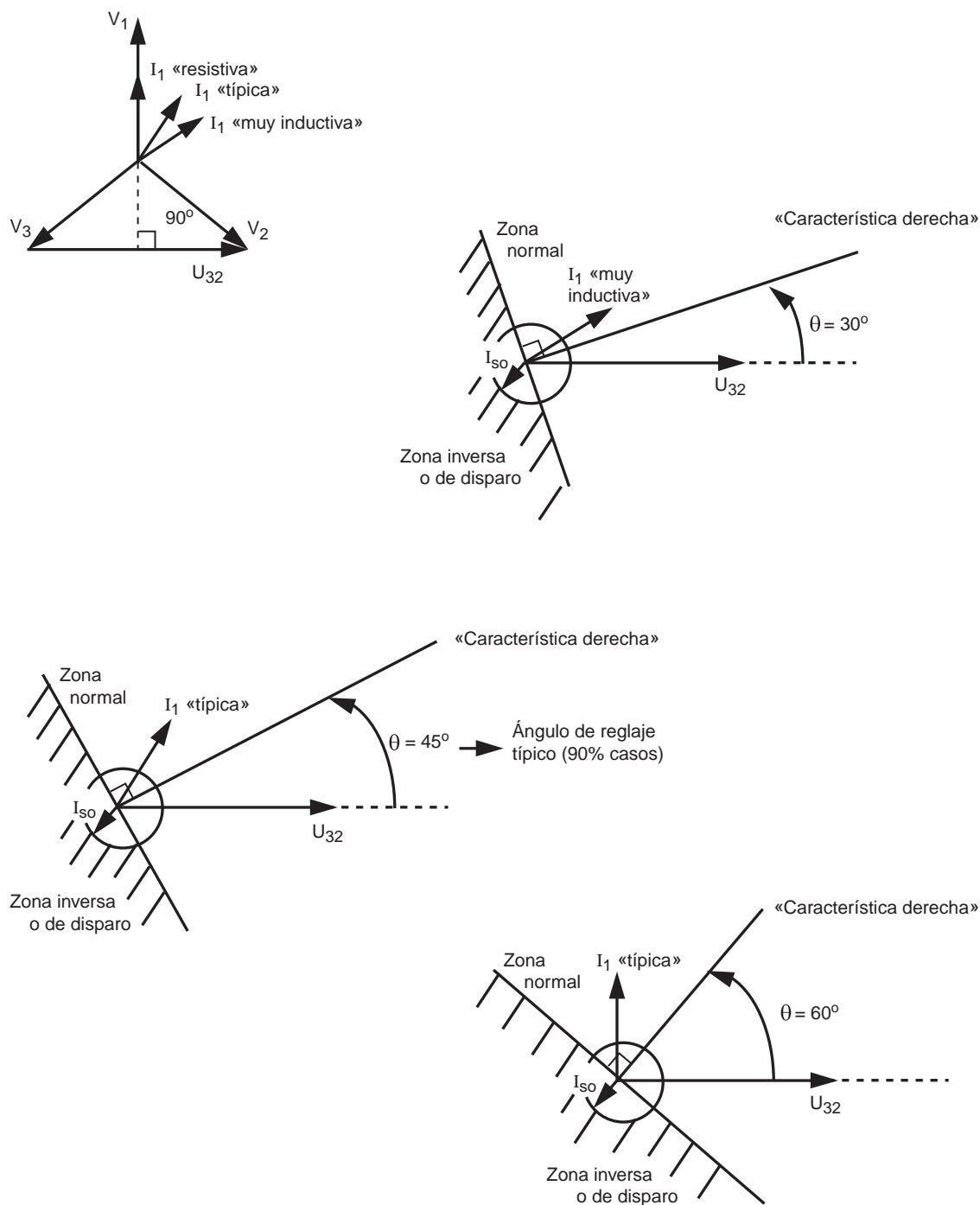


Fig. 110

Ejemplo realizado para la fase 1. Para la fase 3 sería idéntico, sólo que referido a la tensión U_{21} , pero el reglaje de la protección es único para ambas fases.

- Iso/T: umbral de detección en A regulable a tiempo dependiente o independiente (ídem. 50/51),
- θ : ángulo característico
30° para redes muy inductivas,
45° para la mayoría de casos (90%),
60° para redes muy resistivas.

Esta protección se utiliza en redes con fuentes en paralelo, para asegurar una actuación selectiva de las protecciones, o en bucles de distribución industrial cerrados, asociada a un sistema de selectividad lógica.

Figura 111, para el caso de 2 fuentes en paralelo.

Figura 112, para el caso de 2 líneas en paralelo.

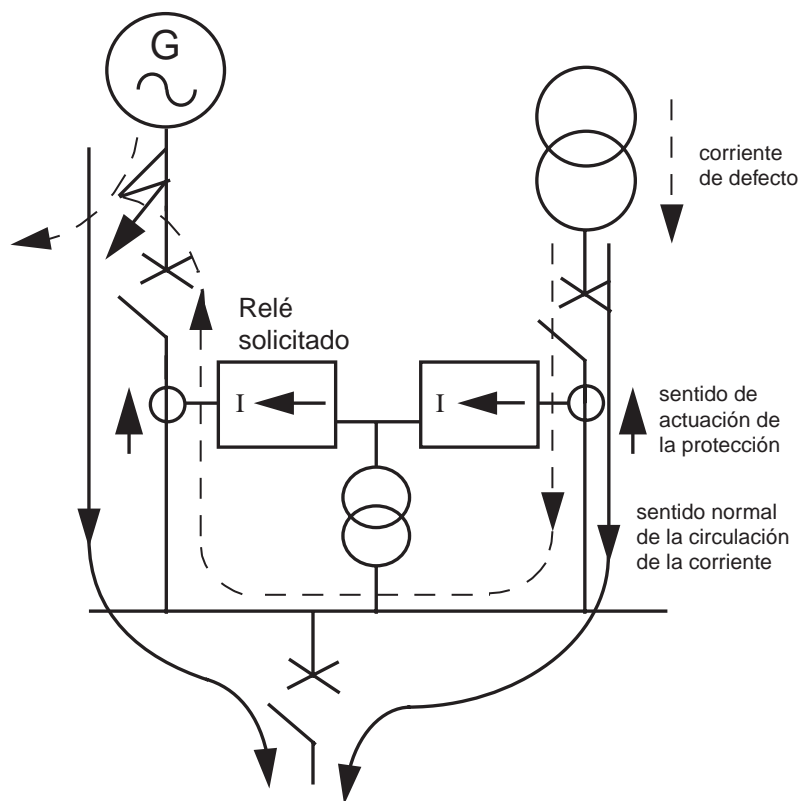


Fig. 111: Ejemplo para el caso de 2 fuentes en paralelo.

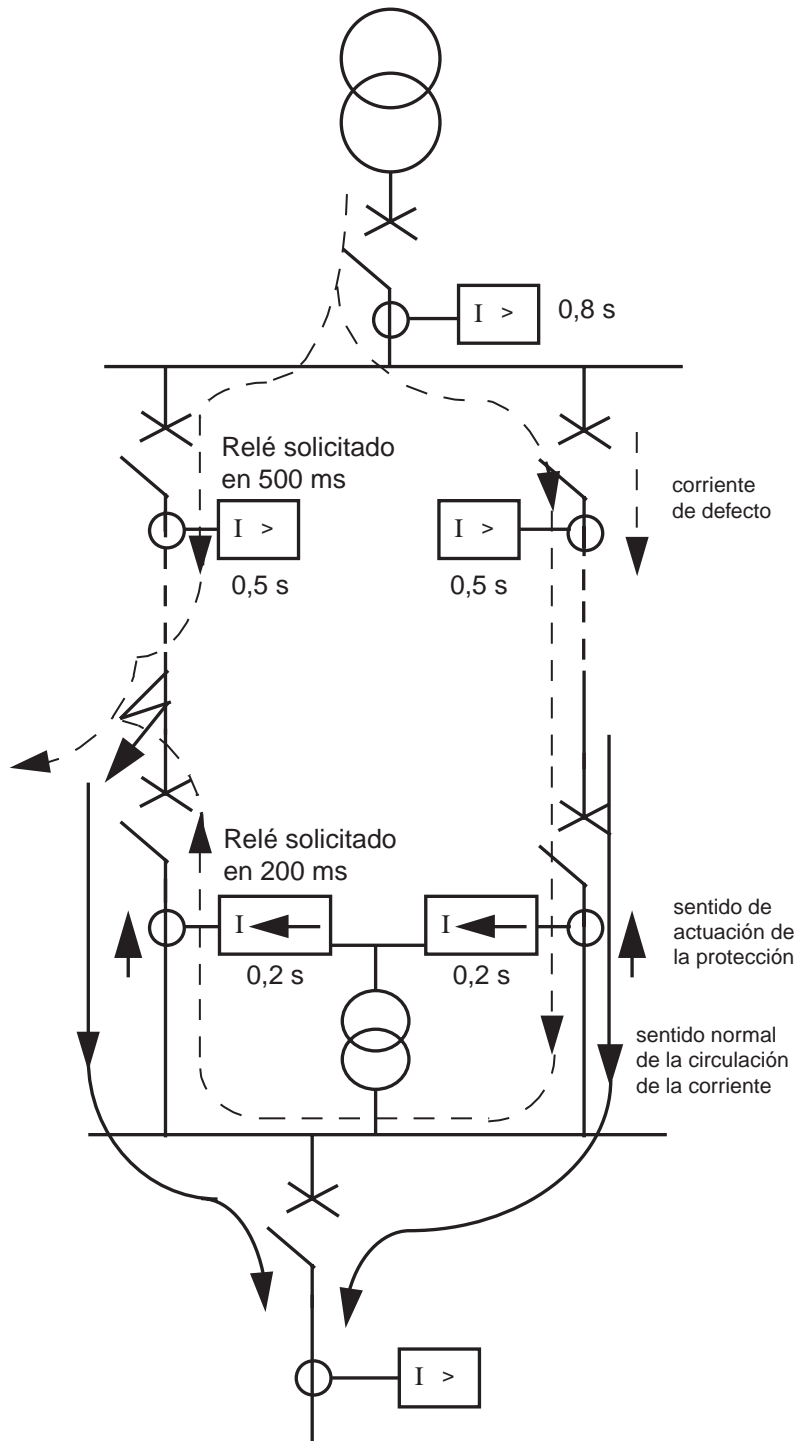


Fig. 112: Ejemplo para el caso de 2 líneas en paralelo.

4.4.2 Protección direccional de tierra (ANSI 67N):

Esta protección es unipolar, y su función consiste en detectar la corriente de defecto a tierra en el sentido de circulación normal del ramal (a diferencia de la protección direccional de fase), por comparación con la tensión homopolar V_0 (o residual), por lo tanto el uso de esta función de protección implica la utilización de 3 TT's para la detección de V_0 , ya sea mediante suma vectorial de las 3V (tensiones fase-tierra), o por medición directa de la tensión residual sobre secundario 3 TT's conectados en triángulo abierto.

Básicamente esta protección se utiliza para aplicaciones de redes con neutro aislado, y tramos de línea "largos" donde la corriente

capacitiva que puede remontar el ramal de línea sea importante y se den las condiciones

□ capacitiva del ramal, porque para garantizar la sensibilidad en la detección de dicha corriente, la corriente capacitiva debe ser al menos 1,3 veces superior al reglaje de la protección, pero:

□ la intensidad de defecto a detectar en un ramal debido a las capacitivas de los otros ramales, puede ser inferior a 1,3 veces la I capacitiva del propio ramal en defecto.

□ Y también se utiliza en casos de instalaciones con varias puestas a tierra en servicio simultáneas.

■ Posibilidades de medida de la tensión homopolar: **figura 113.**

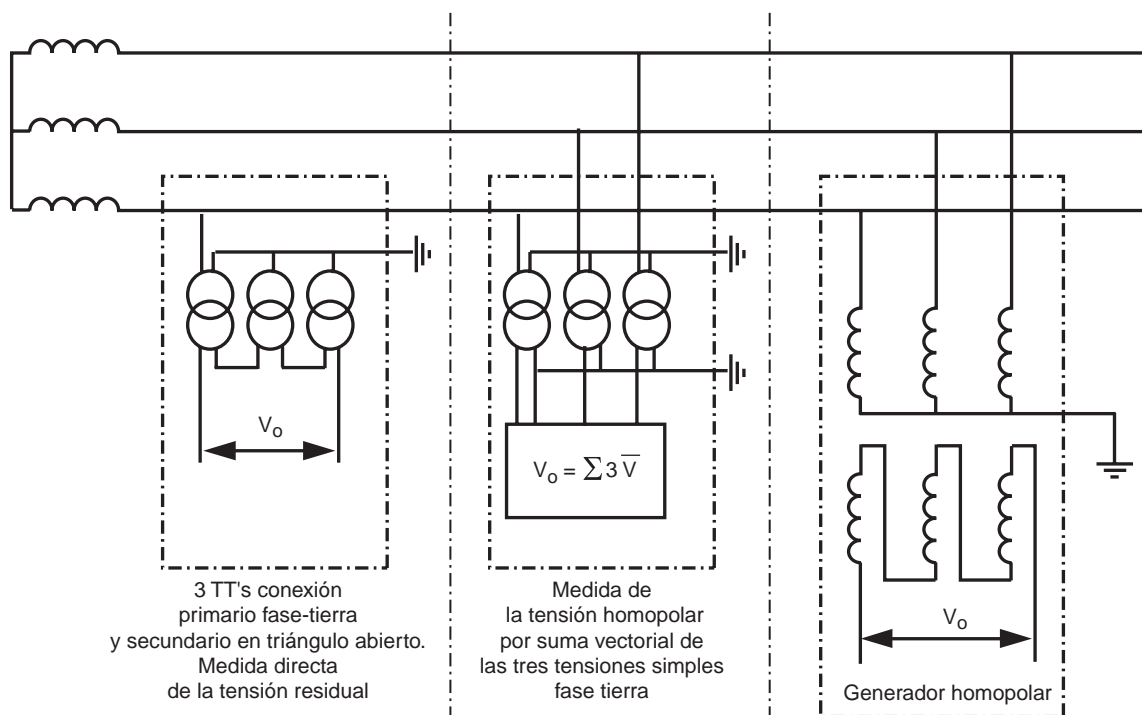


Fig. 113

■ Definición del ángulo característico

Cuando se produzca un defecto a tierra, el triángulo de las tensiones se deforma, produciéndose un desplazamiento del punto neutro, y por consiguiente generándose una tensión homopolar, que es la que utilizaremos como referencia de comparación, y sobre la cual definiremos el ángulo característico de reglaje de la protección direccional de tierra, la cuál junto con el reglaje de la magnitud de la corriente de defecto Iso en amperios (característica a tiempo independiente, DT) definirá el reglaje completo de dicha función de protección (Figura 114 y 155).

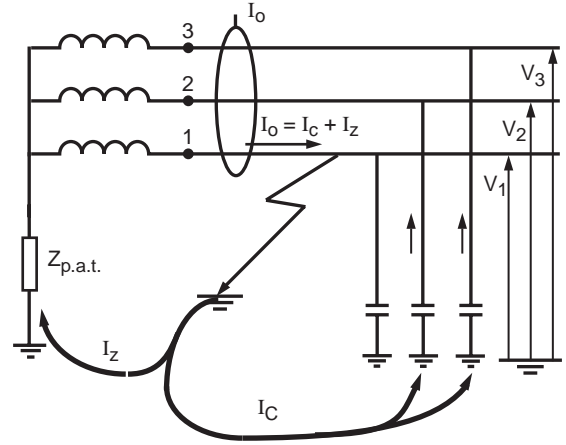
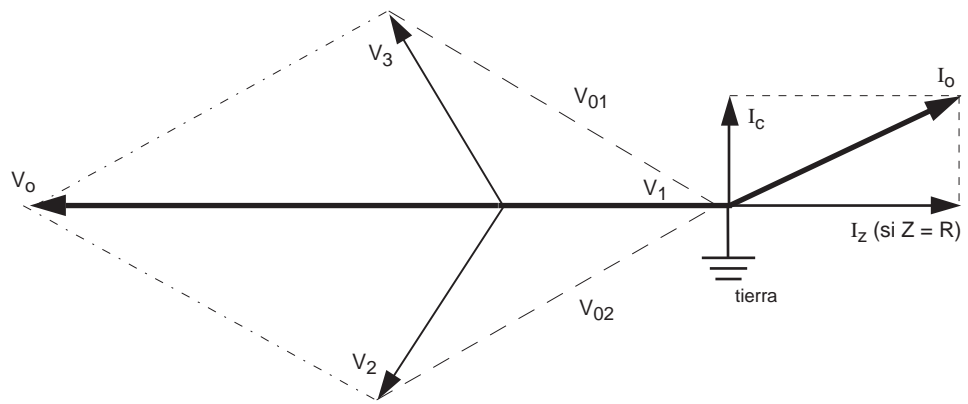


Fig. 114



girando 180° para referenciar V_o a la posición de origen de abscisas

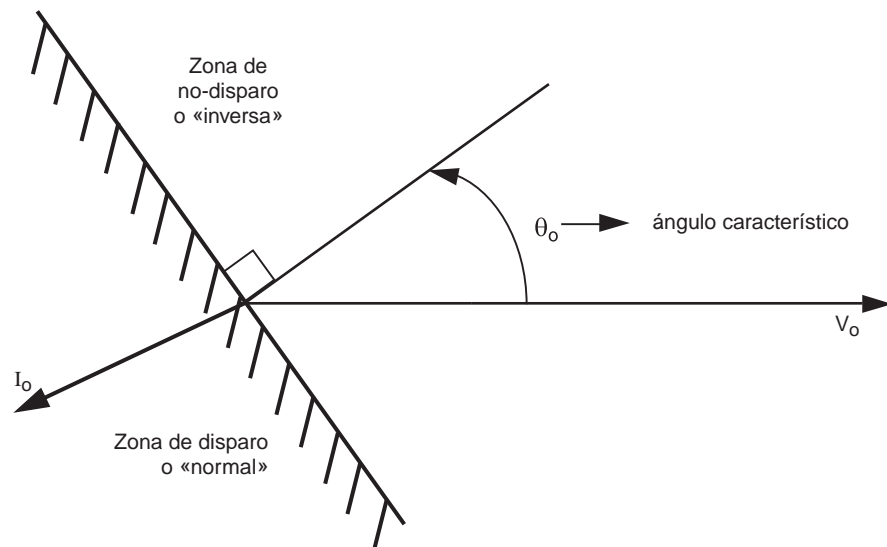


Fig. 115

En función de que Z de p.a.t. sea una Resistencia de valor elevado, una impedancia infinita (neutro aislado), una impedancia nula (neutro rígido a tierra \equiv directo), o una bobina de compensación (Petersen) tendremos

distintos ángulos característicos, a continuación veremos cada una de las situaciones más típicas.

■ Circulación de las corrientes de defecto fase - tierra (**Figura 116**).

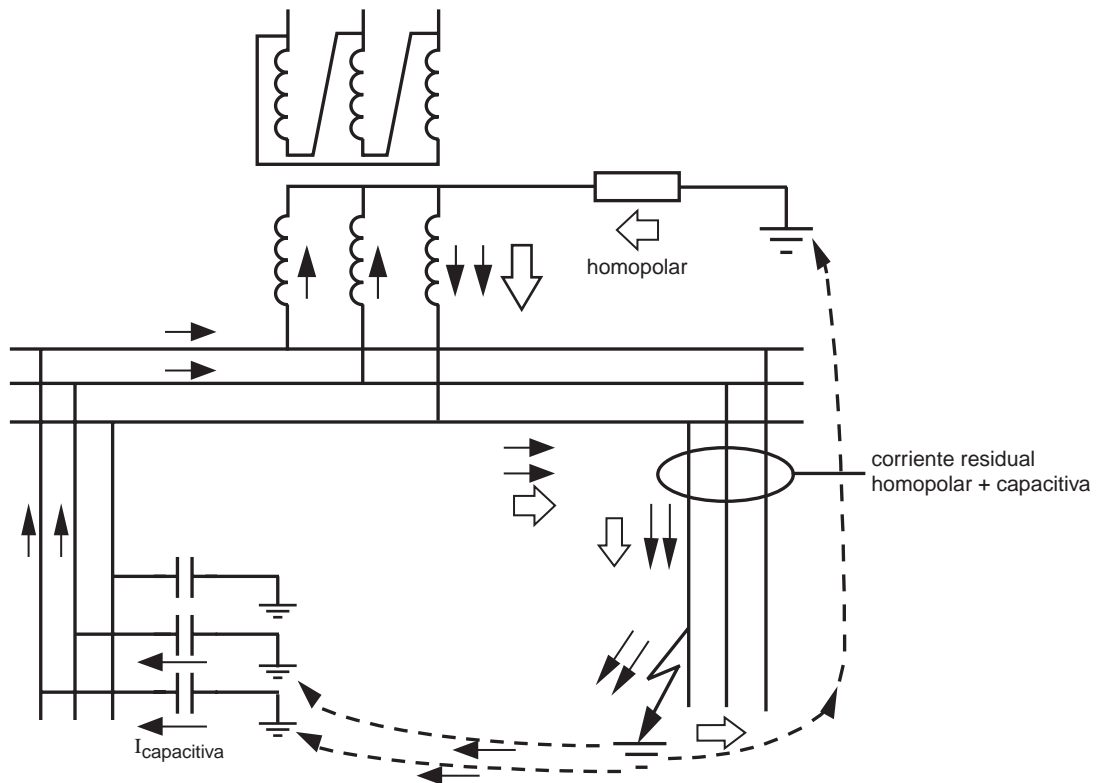


Fig. 116

4.4.2.1.- Reglaje de una protección direccional de tierra (67N) en redes de neutro aislado

Figura 117.

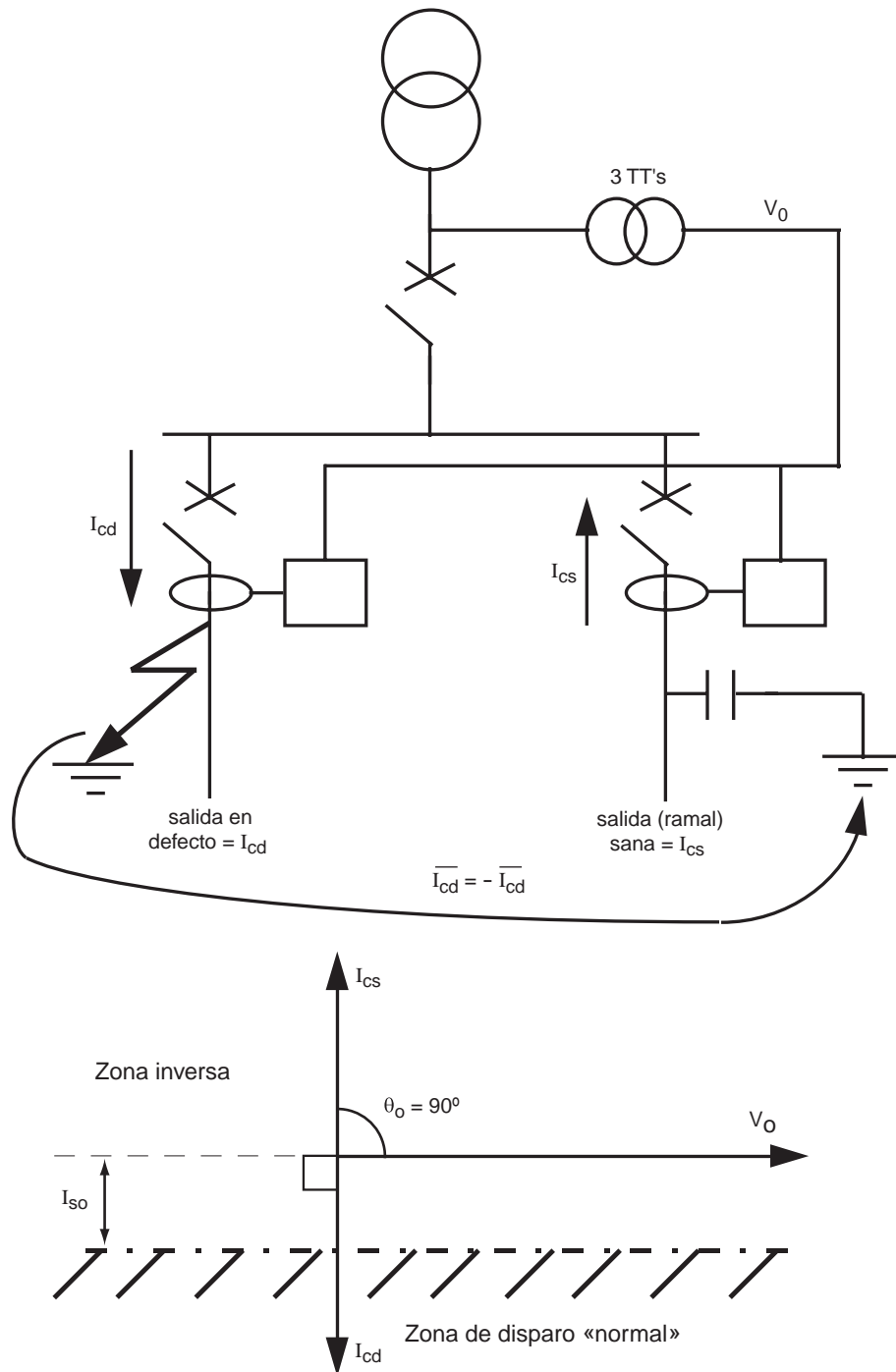


Fig. 117

4.4.2.2.- Reglaje de una protección direccional de tierra en redes de neutro a tierra fuertemente limitado por resistencia.

Iso será mas pequeño, ya que en el caso ideal $I_o \approx 0$.

Figura 118

Para red a neutro compensado $\theta = 0^\circ$ al igual que en el caso expuesto, solo que el umbral

Todos los casos intermedios entre el neutro aislado y el limitado fuertemente por resistencia, se regularán entre 0° y 90° , concretamente el Sepam 2000 admite los reglajes de 15° , 30° , 45° y 60° .

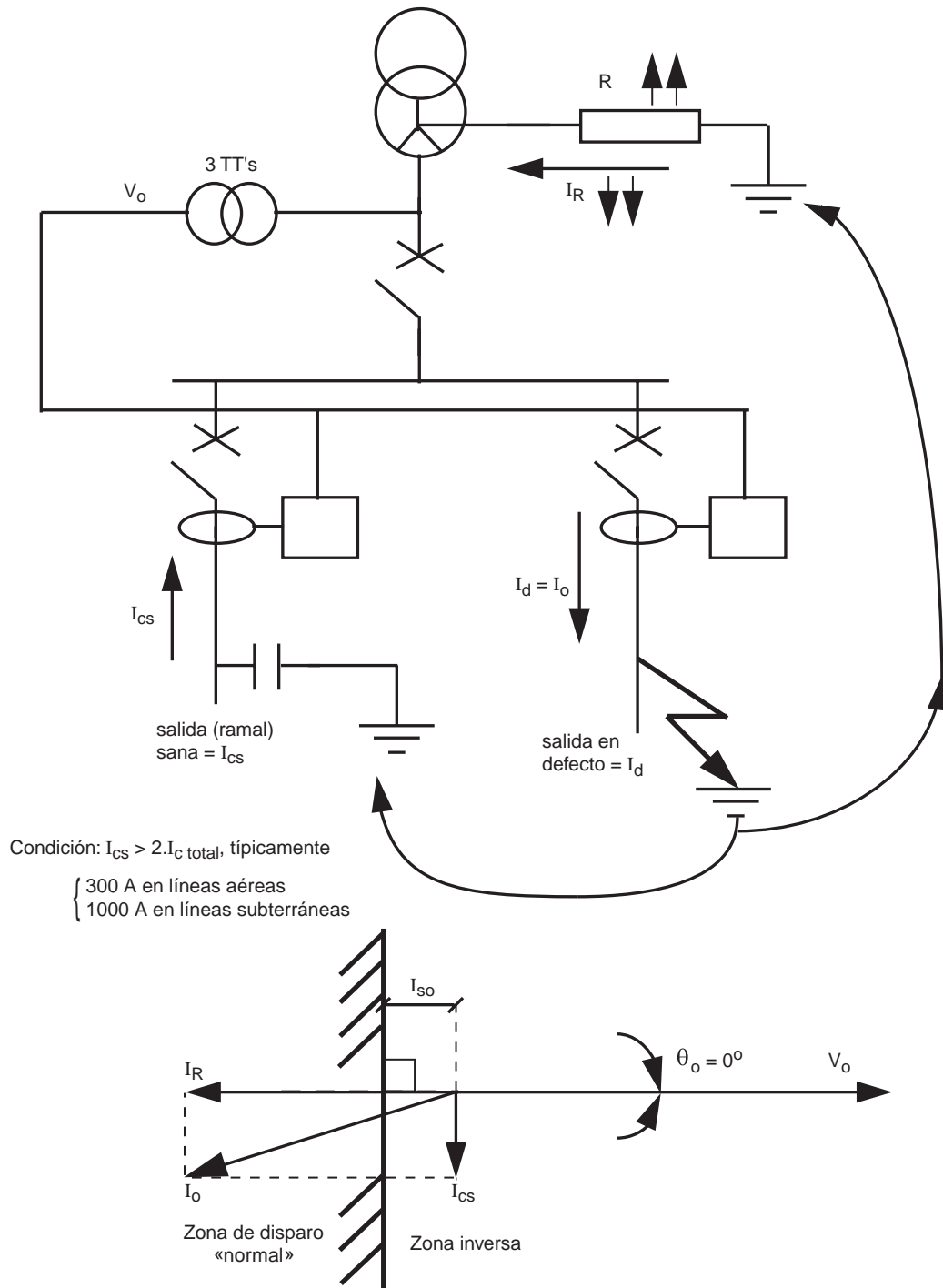


Fig. 118

4.4.2.3.- Reglaje de una protección direccional de tierra en redes con varias p.a.t. en paralelo

Figura 119.

En redes de distribución con neutro puesto a tierra directamente (rígido), no se utiliza la protección direccional de tierra (67N), porque las intensidades de defecto que se generan son tan elevadas que las corrientes capacitivas son despreciables, por lo que las corrientes de defecto siempre irán en el sentido de

circulación "normal" del ramal (las capacitivas que pueda remontar el ramal serán despreciables), y simples de detectar dada su elevada magnitud.

Generalmente, el uso de dichas protecciones obliga a utilizar toroidales sobre cable en cada salida (ramal), porque la magnitud de intensidad a detectar es pequeña, y mediante $\Sigma 3I$ no tenemos suficiente margen de maniobra al estar limitados a reglajes mínimos del 10% I_n TI.

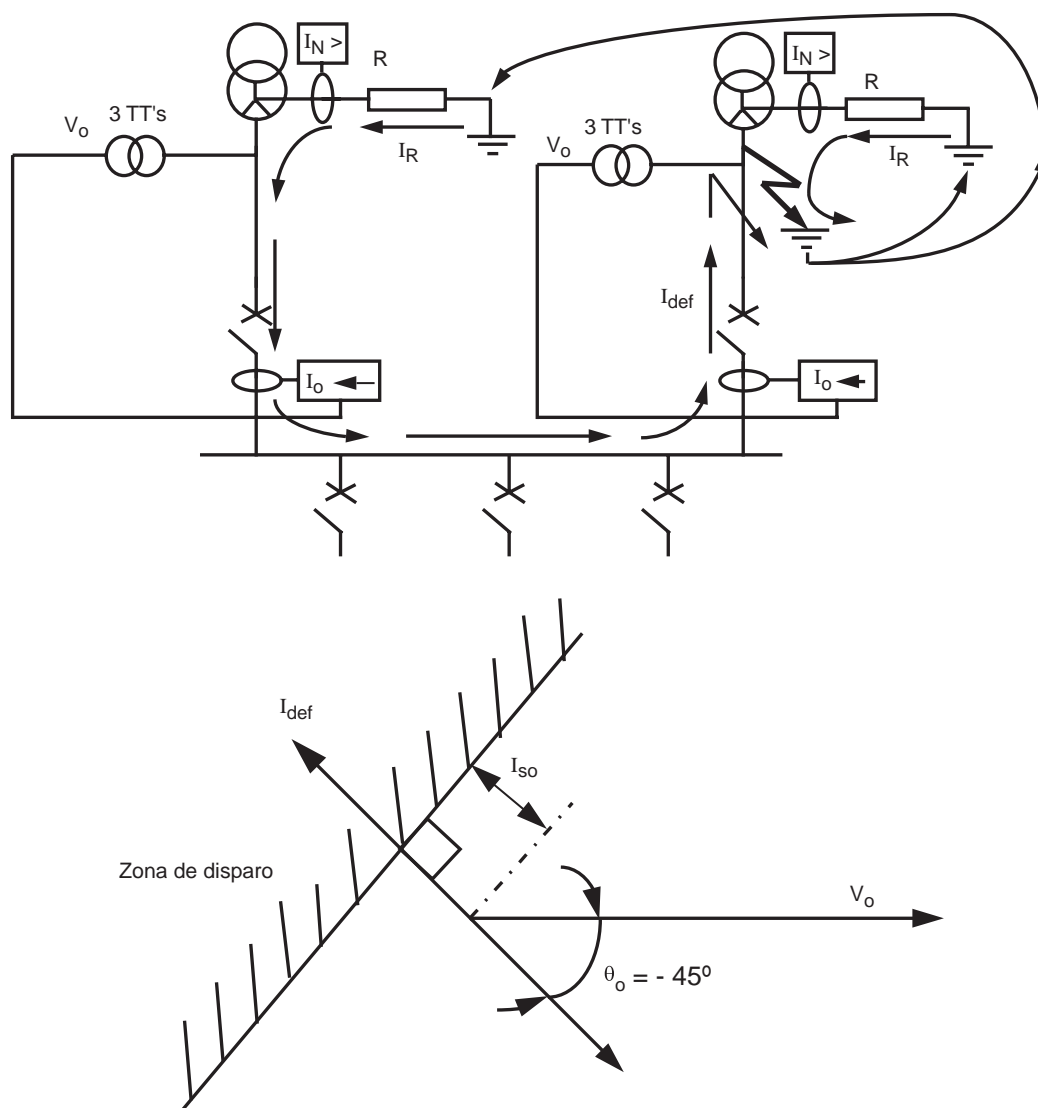


Fig. 119

4.4.3 Protección contra retornos de potencia activa (ANSI 32P):

Esta es una protección de uso prácticamente exclusivo en aplicaciones de generación eléctrica, ya que su función consiste en:

- Evitar el funcionamiento como motor de un generador al que le falle la motriz del mismo por cualquier causa externa al generador, estando este acoplado a la red.
- Evitar que una instalación de autoproducción (o cogeneración) siga revertiendo energía a la red a la que está conectado cuando se produzca alguna anomalía, como microcortes por ejemplo, que impliquen una desenergización de la red a partir de la fuente principal y los

cogeneradores puedan "intentar" alimentar los abonados de la compañía conectados a esta red.

El esquema de principio de dicha protección es el de las **figuras 120, 121 y 122**.

Reglajes típicos para esta función de protección:

$P_s = 2$ al 5% de S_n generador expresado en W o KW → permitidos: 1% al 120% de S_n en (Sepam 2000)

$T = 2$ a 4 s → permitidos: 100 ms a 655 s (Sepam 2000)

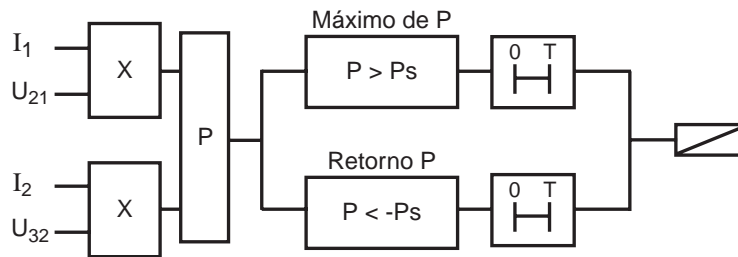


Fig. 120

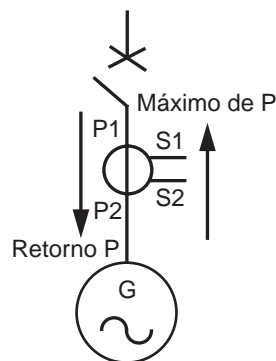


Fig. 121

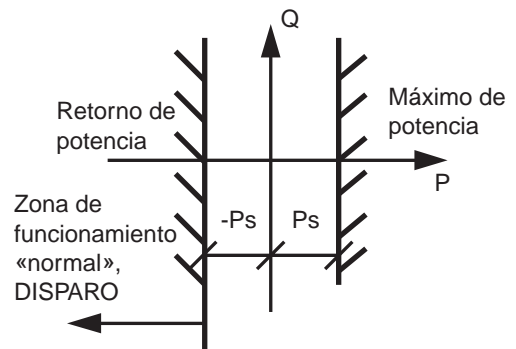


Fig. 122

4.4.4 Protección contra retornos de potencia reactiva o desexcitación (ANSI 32Q / 40)

Esta protección se utiliza para detectar la pérdida de excitación de máquinas síncronas acopladas a la red.

La excitación de un generador (síncrono) corresponde a la corriente continua que atraviesa el rotor (inductor), y está gobernada por el regulador de excitación. Entonces la pérdida de excitación puede ser debida a un defecto en el circuito rotórico de la máquina (corte, cortocircuito, etc.), o a un fallo en el regulador de excitación.

Cuando se produce una pérdida de excitación (ANSI 40), la máquina compensa la bajada de flujo magnetizante, absorbiendo potencia reactiva de la red a la que está acoplada, por tanto esta potencia reactiva absorbida es vista como negativa por el relé (retorno de Q \Rightarrow ANSI 32Q), cuando normalmente la máquina entrega ambas potencias activa y reactiva \Rightarrow positivas. La protección detecta la inversión de signo de la potencia reactiva y actúa.

La pérdida de excitación de un generador síncrono acoplado a la red provoca la pérdida de sincronismo y pasa a funcionar como generador asíncrono, si esta situación se mantuviese, provocaría sobrecalentamientos anormales del estator y del rotor porque no están dimensionados para funcionar bajo estas condiciones.

Principio de funcionamiento (figuras 123, 124 y 125).

Reglajes típicos para esta función de protección:

$Q_s = 30\%$ de S_n generador expresado en VAR o KVAR \rightarrow permitidos : 5% al 120% de S_n en (Sepam 2000)

$T = 3$ a 5 s \rightarrow permitidos: 100 ms a 655 s (Sepam 2000)

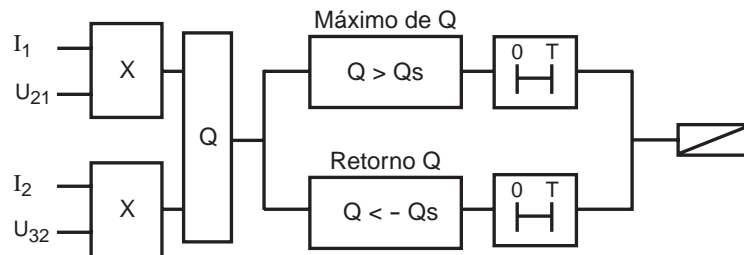


Fig. 123

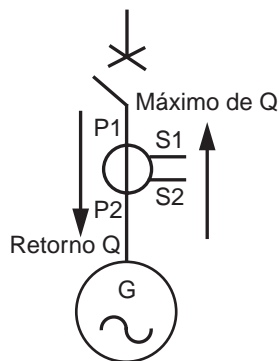


Fig. 124

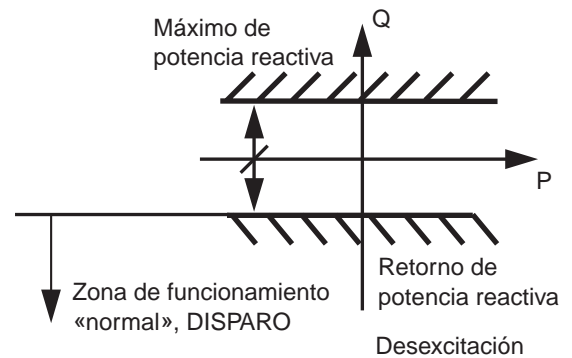


Fig. 125

4.5 Protecciones diferenciales

El principio de funcionamiento de todas las protecciones diferenciales se basa en la comparación entre la intensidad de entrada y la de salida, en una zona comprendida entre unos juegos de TI's, de tal forma que si las intensidades que entran en la zona protegida son iguales a las que salen, diremos que no existe defecto en este tramo. Por el contrario, si la intensidad de salida no es la misma que la que entra, significará que existe una fuga de corriente en este tramo, y por tanto existirá algún defecto.

La protección diferencial puede hacerse con dos filosofías distintas:

- La protección diferencial a alta impedancia. Denominada así porque la estabilidad de dicha protección se basa en una resistencia

limitadora R s de elevado valor óhmico. Y cuyo empleo está limitado a las aplicaciones donde la tensión de referencia a la entrada y a la salida de la zona protegida son iguales, es decir, todas menos los casos en que tengamos transformadores de por medio.

- La protección diferencial a porcentaje, aplicable a todos los casos posibles, y donde la estabilidad viene dada por una comparación entre la corriente diferencial y la intensidad que atraviesa (circula) por la zona protegida. Normalmente suele ser de tecnología digital e incorpora un filtrado de armónicos.

La tabla de la **figura 126** comparativa entre ambas, puede ayudarnos a fijar los conceptos.

Aplicación	ANSI	Diferencial alta impedancia	Solución Sepam	Diferencial a porcentaje	Solución Sepam
Juegos de barras	87B	x	Sepam 100 LD	x	
Transformador	87T	No		X	Sepam 2000 D01
Motor	87M	X		X	Sepam 2000 M06, M07, M08, M14
Bloque motor-trafo	87MT	No		X	Sepam 2000 D01
Generador	87G	X	Sepam 100 LD	X	
Bloque generador-trafo	87GT	No		X	Sepam 2000 D01

Fig. 126

A continuación vamos a estudiar cada uno de los casos concretos de solución Sepam para la realización de la protección diferencial.

La protección diferencial en si, conceptualmente es muy simple, sin embargo hay aspectos tales como el dimensionamiento de los TI's, que son un poco particulares respecto a las funciones de protección vistas hasta ahora, ya que debemos seguir lo

expuesto en el capítulo 1º de dimensionamiento de TI's clase X según la norma BS142, es por esto que se dice que el uso de la filosofía de las protecciones diferenciales es mas pro-anglófono, mientras que otros esquemas de protección que no la utilizan de forma tan generalizada se denominan pro-francófonos (o pro-CEI). Ambas filosofías pueden dar resultados óptimos mediante soluciones distintas.

4.5.1 Protección diferencial a porcentaje. Generalidades

Principio de funcionamiento (Figura 127)

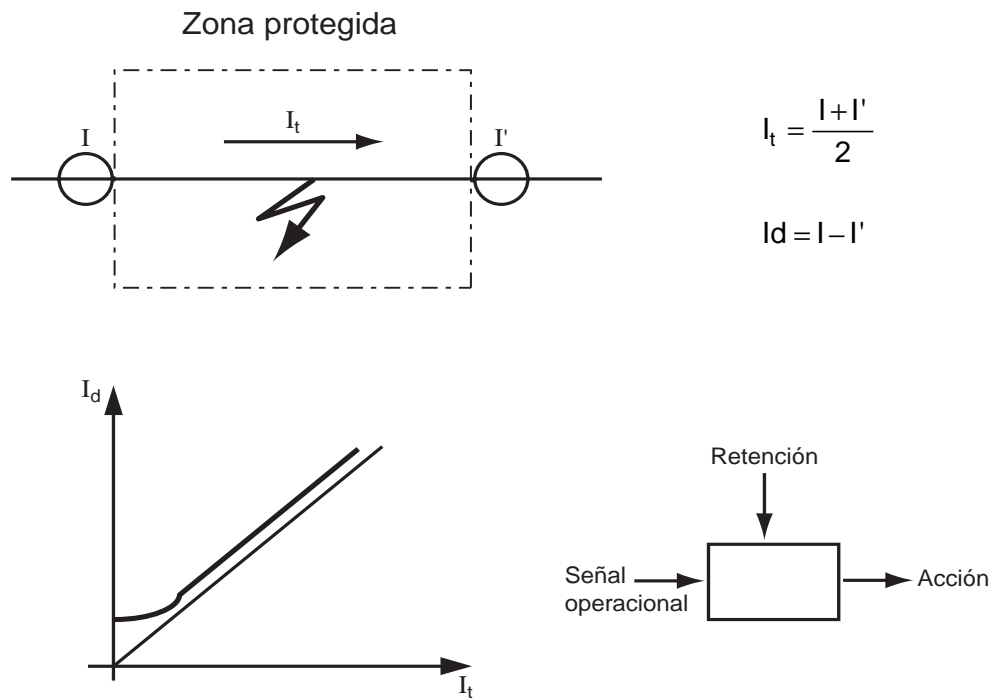


Fig. 127

4.5.2 Protección diferencial de motor (ANSI 87M)

Es el único caso en el que dicha función de protección se integra dentro de unos modelos de relé de protección de motores multifunción, concretamente los modelos: Sepam 2000 M06, M07, M08 y M14.

Es una protección rápida y sensible contra defectos internos debidos a un fallo de aislamiento (Figura 128).

■ Reglas de dimensionado de los TI's (nivel de saturación)

$$0,1 < \frac{I_{sat}}{I_n} < 10$$

$$I_{sat} = \frac{\text{flp.} \left(R_{TI} + \frac{P_{2n}}{I_n} \right)}{R_{TI} + R_h}$$

$$I_{sat} = \frac{V_k}{R_{TI} + R_h}$$

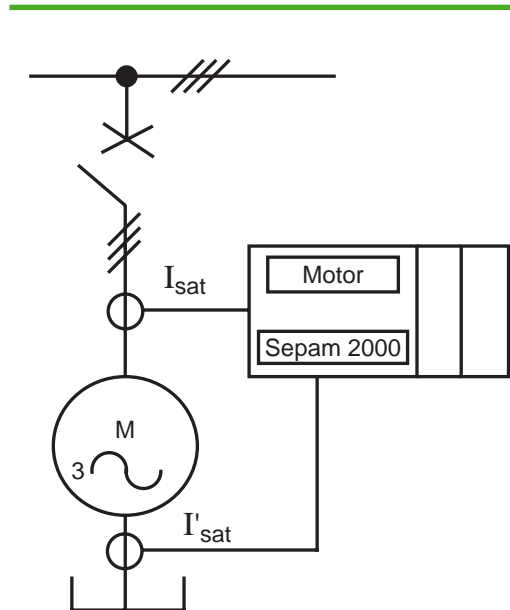


Fig. 128

donde:

P2n: Potencia de precisión del TI (VA)

flp: Factor límite de precisión

In: Intensidad nominal del TI

Rh: Resistencia total de los hilos (cables TI's a relé, ida y vuelta)

Vk: tensión de codo del TI

RTI: Resistencia interna del TI

■ Características típicas de esta función de protección:

□ porcentaje característico (fijo):

$I_d / I_t = 18\%$

□ reglajes (figura 129)

$0,05 I_n < I_s < 0,5 I_n$

□ tiempo de disparo (figura 130)

30 ms típico / 40 ms máximo

■ Puntos Fuertes

□ Protección 87M integrada en equipo digital multifunción \Rightarrow un solo Sepam 2000 para todas las necesidades de protección y control del motor MT.

□ TI's de protección estándar, sin requerimientos especiales.

□ Fácil conexionado, reglaje simple y fácil puesta en marcha.

■ Puntos débiles

□ Protección no válida para protección de generadores \Rightarrow Sepam 2000 G-- + Sepam 100 LD.

□ Protección no válida para bloque motor-trafo \Rightarrow Sepam 2000 M-- + Sepam 2000 D01

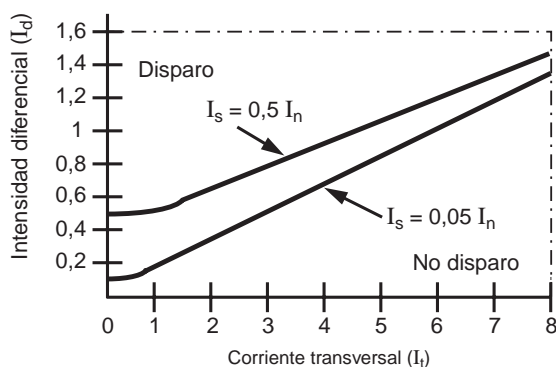


Fig. 129

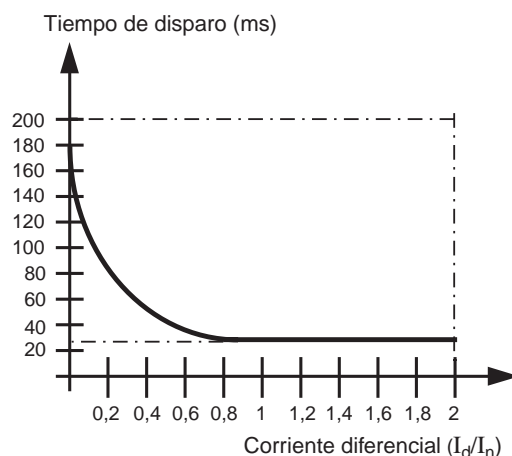


Fig. 130

4.5.3 Protección diferencial de transformador (Sepam 2000 D01/D02) (ANSI 87T)

El Sepam 2000 D01 se ha concebido como un relé adicional para la detección de defectos internos en la zona comprendida entre los 2 juegos de TI's, y solo para realizar la protección diferencial de transformador.

La protección contra defectos internos en el transformador puede hacerse con otros sistemas de protecciones, por esto, gracias a la poca carga que ejercen los relés digitales a los TI's, estos permiten seriar las señales de intensidad de otros relés con el Sepam 2000 D01.

Es por esto que típicamente podemos encontrar esquemas en los que el Sepam que realiza la función 87T, está asociado a otros relés de protección de Trafo o Barras para realizar el resto de funciones de protección requeridas por la instalación (49 - 27 - 59 - etc...) (figura 131).

Este relé también se puede utilizar para protección diferencial de transformadores de 3 devanados, y para la protección diferencial del bloque motor-transformador (figura 132), así como bloque generador-transformador (figura 133).

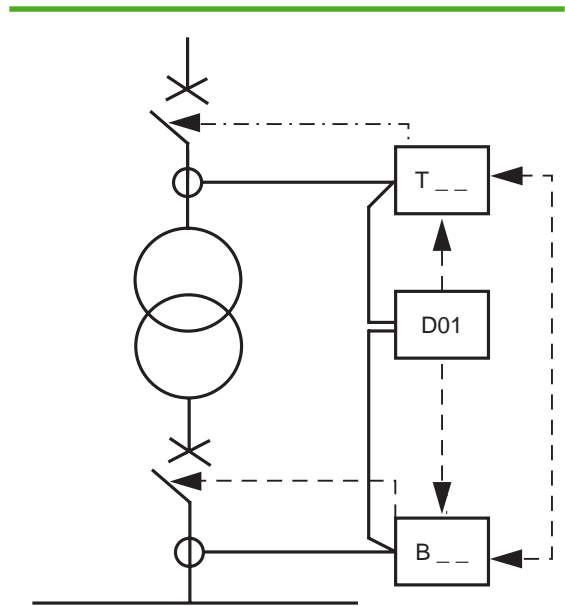


Fig. 131

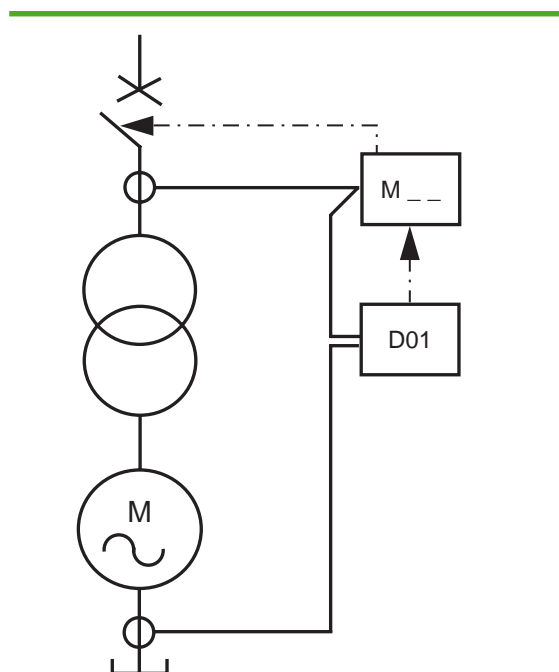


Fig. 132

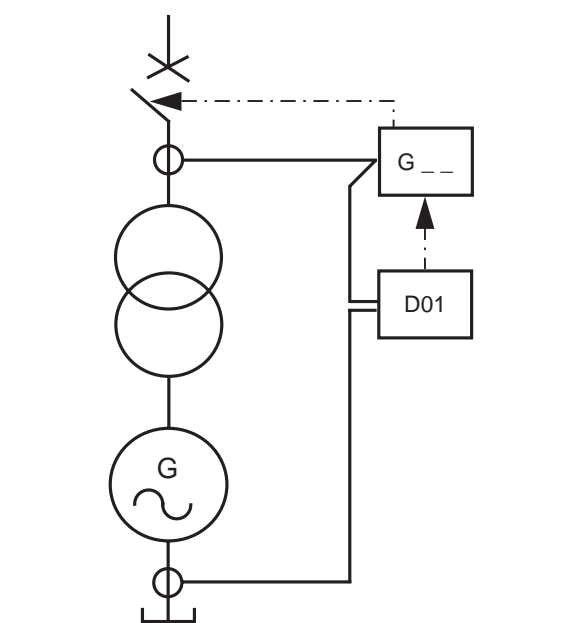


Fig. 133

Como podemos apreciar, se trata de una protección muy simple de ser instalada puesto que no requiere de ningún Trafo auxiliar para corregir el índice de conexión del Trafo de potencia (para el caso de trafos de potencia con solo 2 devanados). La corrección la efectúa el propio relé digital, admite los siguientes grupos de conexión (figura 134):

Yy0 , 6

Yd 1 , 3 , 5 , 7 , 9 , 11

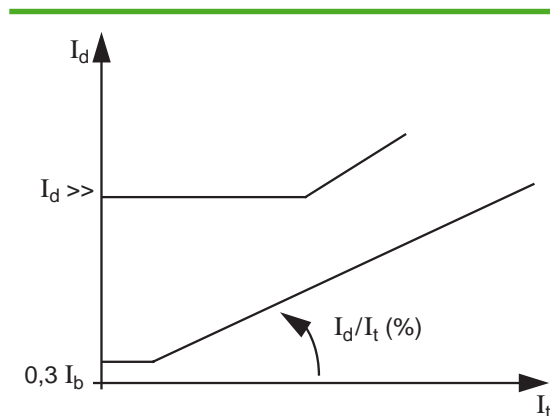
Dy 1 , 3 , 5 , 7 , 9 , 11

El Sepam 2000 D01 incorpora además de la tarjeta de relés de disparo (aguas arriba y / o aguas abajo), una tarjeta de automatismos adicional para el tratamiento de señales procedentes de Buchholz, DGPT2, termostato, bien sean del trafo principal o del Trafo de puesta a tierra (si existiera).

Como norma general, para el dimensionado de los TI's cuando utilizemos la protección diferencial de trafo, seguiremos las siguientes indicaciones:

Potencia trafo	Isat (primario)	Isat (secundario)
15 a 39 MVA	> 20 Ib	> 20 Ib
40 a 70 MVA	> 16 Ib	> 16 Ib

Como vemos esta protección solo se suele emplear para trafos de gran potencia, porque a partir de 15 MVA es muy difícil de aislar la cuba del trafo perfectamente de la tierra para la protección de masa de la cuba, por el peso y volumen de la máquina.



$I_d \gg$ regulable desde 3 a 8 Ib (en A)

$I_d/I_t = 15$ a 50%

tiempo característico de disparo =
= 30 a 35 ms (instantáneo).

Fig. 134

- Puntos fuertes de dicha protección
- simple de concepción y fácil de instalación
- fácil puesta en marcha
- válida para todo tipo de esquemas, bloque motor-transformador y bloque generador-transformador.
- Puntos débiles
- Equipo aparte (Sepam 2000) para la realización de dicha protección, aunque esta en curso la incorporación de la protección diferencial de generador y bloque generador-trafo en un modelo de Sepam 2000 de generador (Sepam 2000 G_ _).

4.5.4

Protección diferencial (Sepam 2000D01/D02) para transformadores de 3 devanados

- El Sepam 2000D01 ha sido diseñado para proteger trafos de 2 devanados (1 primario y 1 secundario).
- Pero bajo ciertas circunstancias también se puede utilizar para proteger transformadores de 3 devanados:
 - 1ª) El trafa esta conectado a una sola fuente de alimentación y siempre en el mismo devanado (típicamente en el primario).
 - 2ª) Las intensidades de los devanados secundarios y terciarios deben ser adaptados en módulo y fase siempre que estos sean distintos (entre secundario y terciario) (Figura 135).

Ejemplo del trafa de adaptación a colocar en el secundario y/o para adaptar el módulo y el índice de conexión (Figura 136).

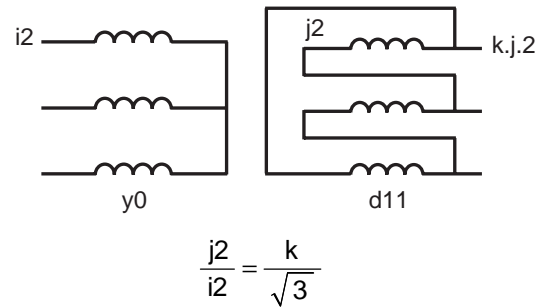


Fig. 136

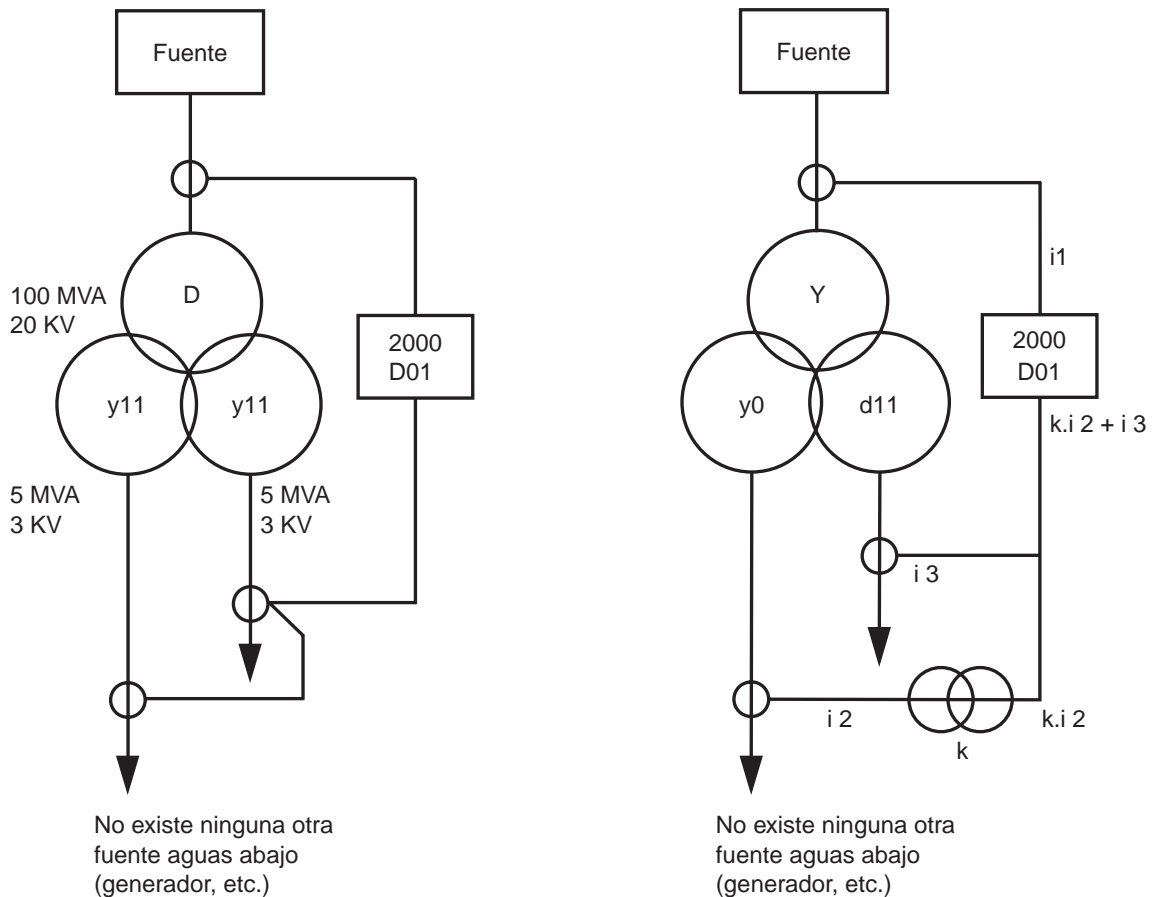


Fig. 135

4.5.5

Protección diferencial (Sepam 2000D01/D02) para transformador (87T) más protección de tierra (64 RE)

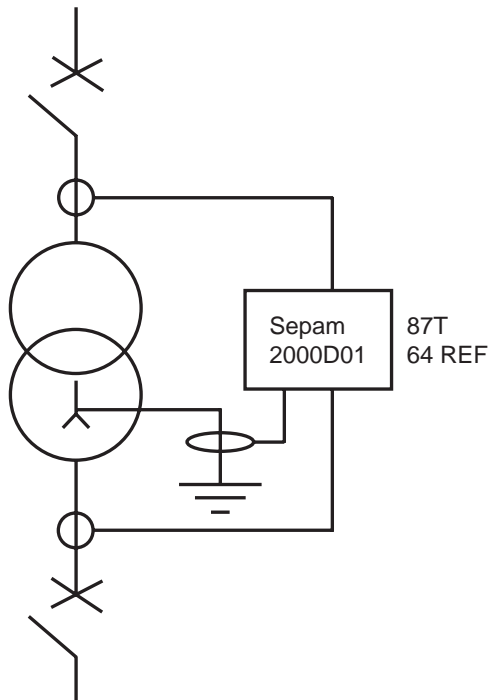


Fig. 137

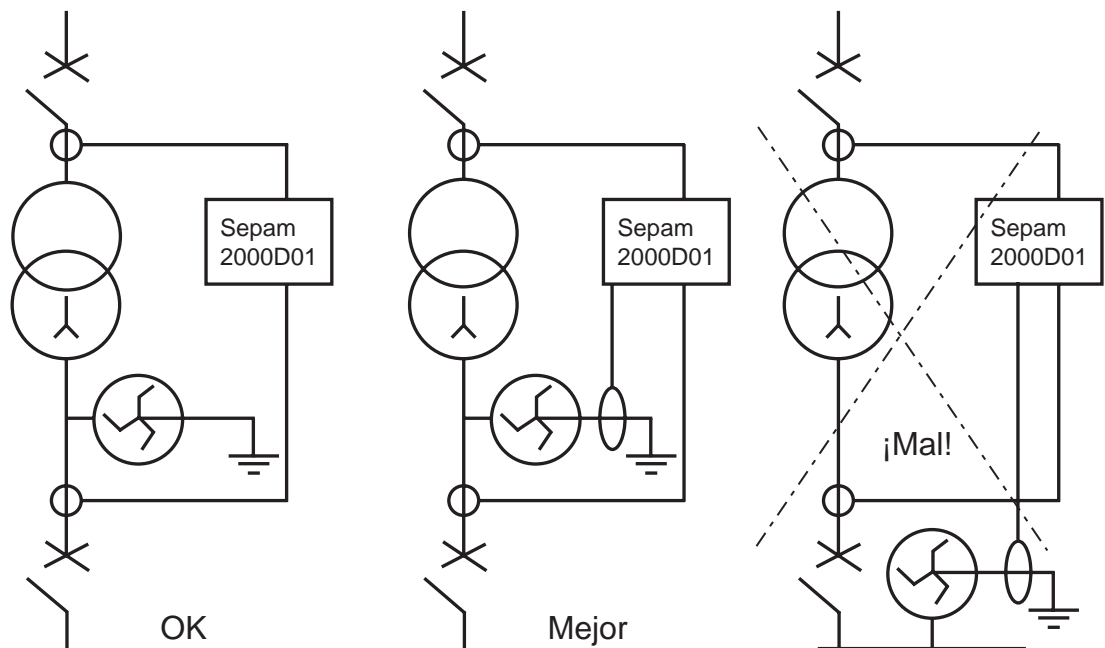


Fig. 138: Medida de la intensidad a tierra en punto neutro si este se encuentra dentro de la zona de protección:

4.5.6

Protección diferencial de bloque generador-trafo (Sepam 2000 G06 + 2000D01)
(ANSI 87GT)

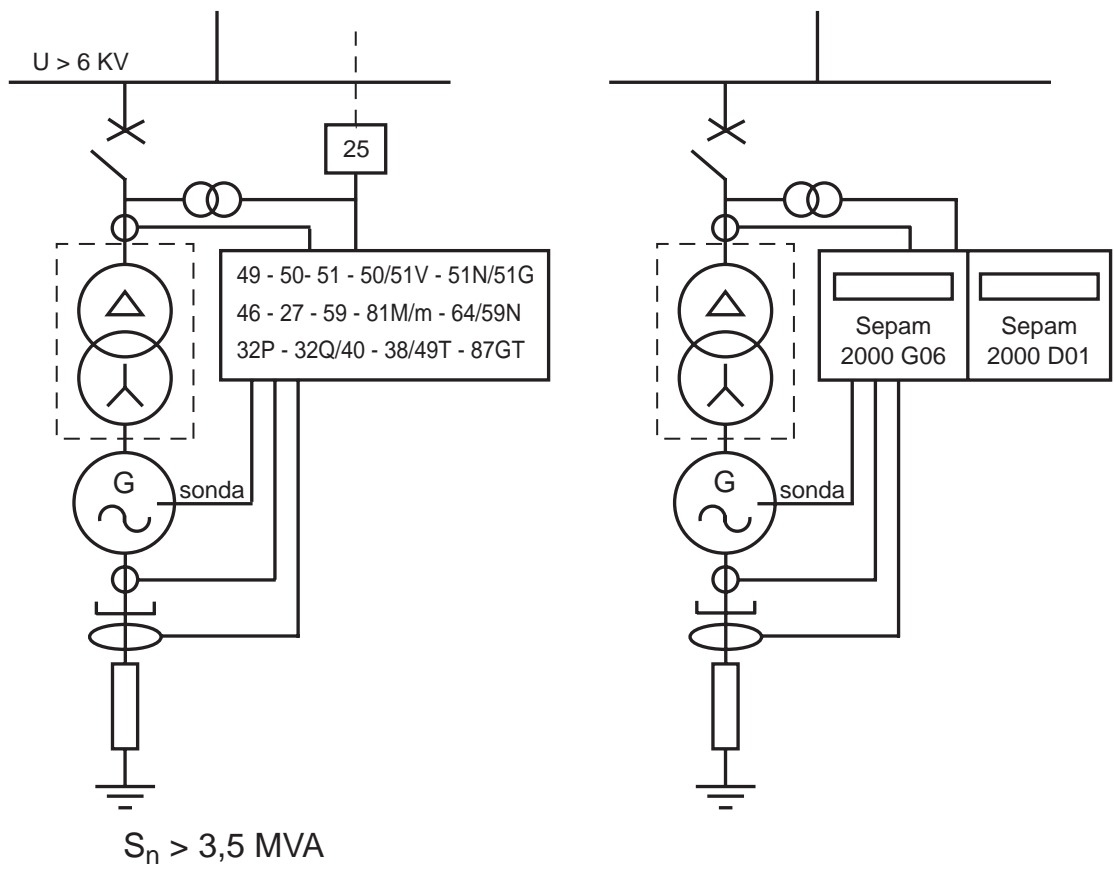


Fig. 139

4.5.7 Protección diferencial a alta Impedancia (Sepam 100 LD) (ANSI 87G/ 87B)

El principio de funcionamiento de dicha protección es distinto a como actúan las diferenciales a porcentaje vistas hasta ahora, la diferencial a alta impedancia se basa en la **figura 140**

Se debe cumplir la siguiente condición de estabilidad:

El principio de detección y de insensibilidad a defectos fuera de la zona protegida es que:

1º- En caso de defecto externo, la intensidad de defecto es atravesada por los dos TI's, por lo que no se genera ninguna corriente diferencial entre ambos TI's. Este principio asegura la insensibilidad a defectos externos de la zona protegida.

2º- Por el contrario en caso de defectos dentro de la zona protegida, solo un TI es atravesado por la intensidad de defecto, con lo cual se genera una corriente diferencial que

se cierra a través de la resistencia R_{es} y del propio relé, siendo esta detectada por el mismo, el cual dará la pertinente orden de disparo si esta corriente diferencial supera el umbral de reglaje fijado.

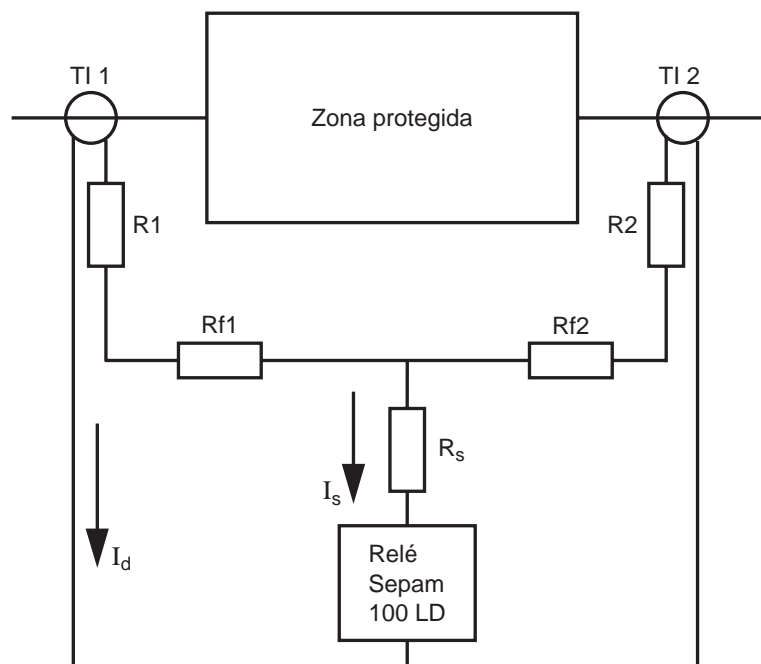
A diferencia de las protecciones diferenciales a porcentaje, donde el dimensionado de los TI's no requería casi ninguna precaución en especial, en el caso de la diferencial a alta impedancia, el problema principal radica en el dimensionado de los TI's de protección.

1º- Todos los TI's deben tener la misma relación de transformación.

2º- para permitir la operatividad del relé, los TI's no deben saturar demasiado deprisa, deberá cumplirse que:

$$V_k > 2 \cdot I_d (R_{TI} + R_f + R_s),$$

siendo V_k la tensión de codo de saturación del TI, y 2 el factor de seguridad



R_1 , R_2 : Resistencias del secundario de los TI's

R_{f1} , R_{f2} : Resistencias de los cables del TI al relé

R_{es} : Resistencia de estabilización, de valor elevado
⇒ de aquí le viene el nombre de Alta Impedancia.

I_d : Intensidad secundaria de defecto vista por el TI.

Fig. 140

3º - Los TI's deben ser de protección, clase X siguiendo la normativa BS142 (5p--, 10p--, etc. según CEI, que es la que estamos mas habituados a utilizar).

4º - Además de esto, en caso de defectos internos muy violentos, pueden producirse sobretensiones elevadas en el secundario de los TI's. La tensión que recogemos en el secundario del TI en caso de defecto es:

$$V = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot V_K \cdot (I_{fMáx.} (R + R_f + R_s) - V_K)}$$

Si esta tensión excede los 3 KV, se deben colocar limitadores de sobretensiones (varistores) en paralelo con R_s y el Relé.

■ Resumen práctico de los datos necesarios para dimensionamiento de TI's para diferenciales de alta impedancia

□ $V_k > I (R_{TI} + R_f)$

I = Intensidad de secundario del TI

$I = 2 \cdot I_{max} \rightarrow I_{max}$ es la intensidad de cortocircuito

□ R_f : Resistencia de los cables desde TI hasta relé (Ω)

□ $I_{\mu 0}$: Corriente de error a V_k , debe ser $< 5\%$ del I_{max}

Así pues el TI quedará definido según normas BS142.

■ Ejemplos de aplicación de la protección diferencial a alta impedancia

□ Defectos entre fases o fase-tierra (Figura 141),

□ Ejemplo para un generador (Figura 142)

□ Ejemplo para un juego de barras (TI's de la misma relación de transformación) (Figura 143).

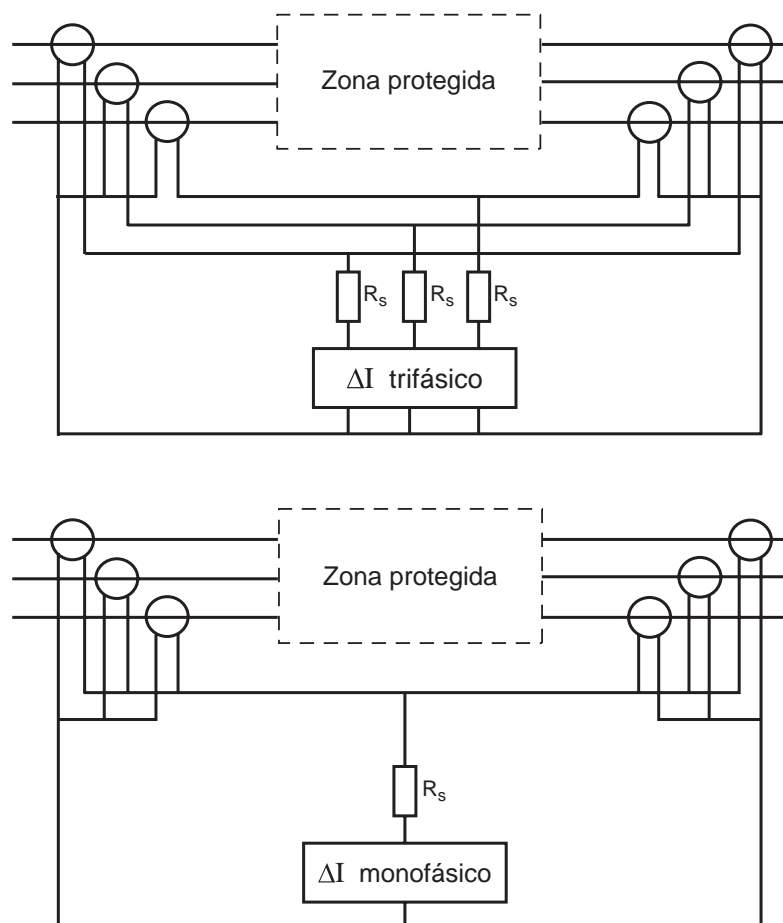


Fig. 141

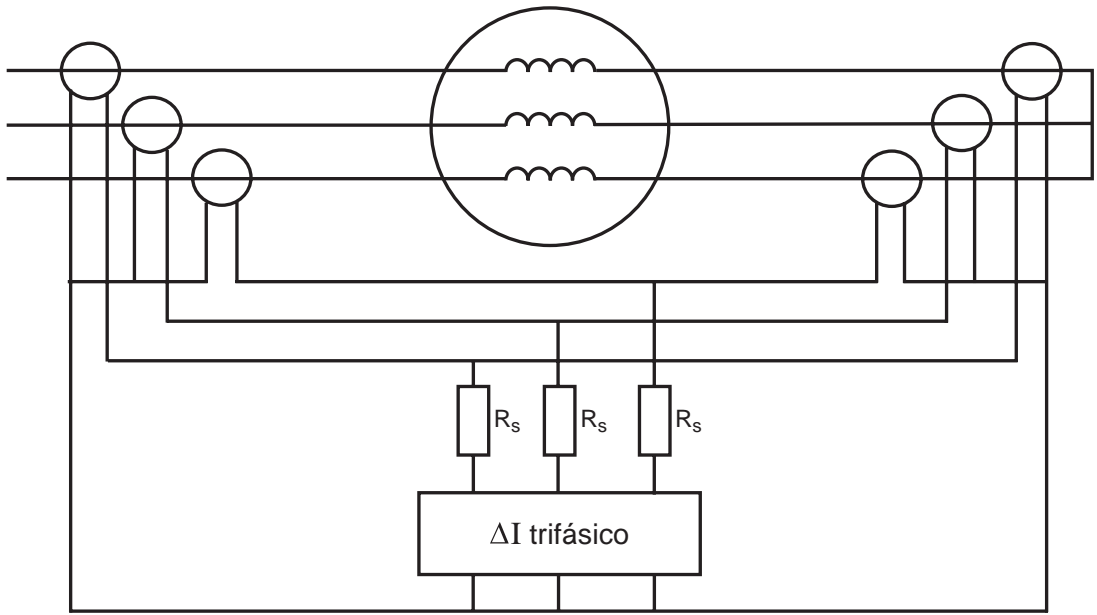


Fig. 142

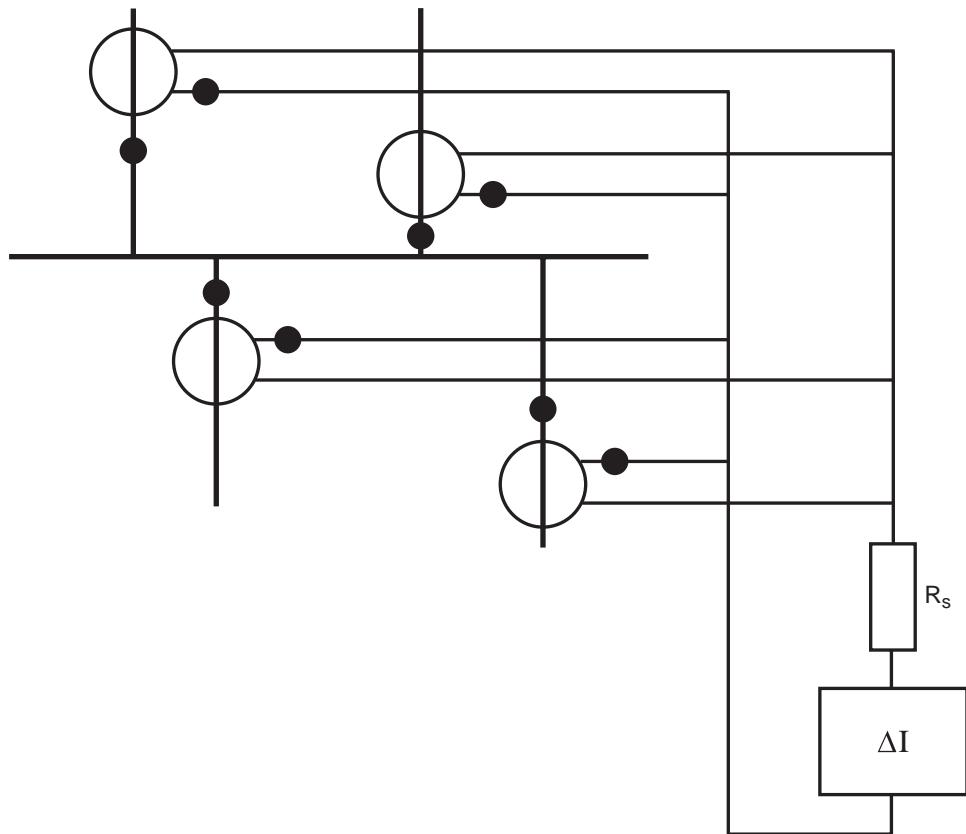


Fig. 143

4.6 Otras protecciones

4.6.1 Protección de vigilancia de temperatura mediante sondas Pt100 (ANSI 38 / 49T)

Esta protección, asociada a un detector de temperatura del tipo termosonda a resistencia de platino tipo Pt100 (100 Ω a 0°C) según normativa CEI 751, realiza la protección de vigilancia de la temperatura real de la máquina o dispositivo a proteger.

La protección actúa si la temperatura detectada por la sonda es superior al umbral de reglaje Ts, y dispone de dos umbrales, uno de nivel de alarma (Ts1) y otro de nivel de disparo (Ts2). Estos umbrales son regulables independientemente para cada entrada de sonda Pt100, y concretamente el Sepam 2000 dispone de una tarjeta para 6 sondas de temperatura en estándar (normalmente en máquinas rotativas suelen emplearse 4 sondas en los devanados, una en cada cabecera y dos en el centro, y una para cada cojinete), aunque también es posible disponer de 2 tarjetas de sondas Pt100 (12 sondas) para casos especiales.

Los umbrales Ts1 y Ts2, son regulables de 0 a 180°C, y el tiempo de actuación es fijo e inferior a 3 s.

Reglajes típicos para esta protección pueden ser:

Ts1 = 85 °C - T s2 = 110 °C para las sondas de los devanados, en función del tipo de aislante (clase A, etc.)

Ts1 = 65 °C - T s2 = 80 °C para las sondas de los cojinetes.

Además esta protección nos indica las posibles anomalías en las sondas de temperatura (sonda cortada o en cortocircuito).

Si la sonda está cortada, el equipo interpreta que la temperatura es superior a +270 °C, y aparece en el display correspondiente a la medida de temperatura para la sonda en cuestión, el símbolo **/*, y un contacto de la función de protección para esta entrada de sonda se activa.

Si la sonda está en cortocircuito (en cualquier punto del circuito, sonda o cable), el equipo interpreta que la temperatura es inferior a - 60°C, y aparece el símbolo ****. Además también se activa un contacto de la función de protección que puede ser utilizado consecuentemente en la lógica de mando.

4.6.2 Protección de Buchholz / sondas PTC -Pt100 / DGPT2 (ANSI 63 - 71 - 26)

Estas protecciones son intrínsecas a los transformadores, es por esto que debemos diferenciar los 3 casos típicos de construcciones de los transformadores.

Los transformadores pueden ser:

- Sumergidos en dieléctrico líquido (aceite o silicona, como medio aislante y refrigerante), los cuales a su vez pueden ser:

- de llenado integral (sin depósito de expansión): Esta tecnología constructiva se basa en la dilatación calculada de la cuba del trafo con el aumento de temperatura. La protección utilizada para este tipo de trafos es el DGPT2, que quiere decir Detector de Gas, Presión y Temperatura (2 umbrales, alarma y disparo)

La detección de "pequeños" defectos internos en el trafo se basa en que estos provocan una descomposición del aceite (o silicona) que a su vez genera un desprendimiento de gas, siendo detectado por un sistema de flotadores en el interior del dispositivo de protección del trafo (Letra G del DGPT2).

Un defecto interno violento (cortocircuito entre espiras p ej.), provoca un aumento brusco de la presión interna del trafo debido a una descomposición masiva del medio aislante, que es detectado por un presostato contenido en el dispositivo de protección del trafo (letra P del DGPT2). Este presostato viene pre-regulado por el constructor del trafo, normalmente a 200 mbar, y al superar dicho umbral provoca el disparo inmediato del trafo para evitar que pueda llegar a explotar.

La detección de la temperatura interna del líquido aislante en la capa superior del trafo, se realiza mediante un termostato a doble contacto, uno de alarma regulado normalmente a 90°C y otro de disparo regulado a 100°C, contenido en el interior del dispositivo mencionado (Letras T2 del DGPT2).

□ Con depósito de expansión : Esta tecnología constructiva se basa en absorber las dilataciones del líquido aislante mediante un depósito de expansión previsto para tal finalidad. La protección utilizada en este caso es el relé Buchholz en el depósito de expansión, y un termostato a doble contacto para la detección de la temperatura interna del medio aislante.

La filosofía es la misma que en el caso anterior, pero en este caso el Buchholz realizará las funciones del DGP

■ Secos: Este tipo de trafos utilizan el aire como medio aislante y de refrigeración, por lo tanto a nivel de protección se simplifica muchísimo, puesto que solo deberemos controlar el parámetro temperatura.

Es por esto que este tipo de transformadores incorporan un sistema de detección de temperatura un poco más sofisticado que los sumergidos, y se basa en las sondas PT100 (o PTC) que son llevadas a un controlador de temperatura local (en trafo) para las sondas PT100 y a un convertidor para el caso de las PTC, en el cual se regulan los umbrales de alarma y disparo.

4.6.3 Protección contra defectos a la masa de la cuba de un transformador (ANSI 50 / 51)

Esta protección sirve para proteger un transformador contra los defectos internos entre algún arrollamiento y la masa. Esta protección es una simple Max. de I sobre la conexión a tierra de la masa del trafo, y el único requisito imprescindible para su utilización es que la cuba del trafo esté perfectamente aislada respecto a tierra, para que cualquier defecto deba cerrarse a través de la puesta a tierra. Es por esto que vemos que su utilización llega hasta transformadores de potencias de 15 a 20 MVA, porque a partir de estas potencias es difícil aislar perfectamente la cuba de la tierra debido al peso y gran volumen del propio transformador (Figura 144).

Es una protección intrínsecamente selectiva, puesto que solo actúa cuando se produce un defecto interno del trafo a masa. Es por esto que esta protección también puede ser utilizada eventualmente para la protección de cuadros eléctricos contra defectos internos a masa, siempre que estén perfectamente aislados.

El reglaje típico de esta protección (Is) es 20 A, y tiempo prácticamente instantáneo (50

a 100 ms). La única precaución a tener presente es en el caso de que el régimen de neutro limitado por impedancia, regulando el umbral Is aprox. al 30% de la intensidad de limitación, y no conectar la puesta a tierra de la cuba con la del neutro del trafo o la toma de tierra general de la red, para evitar disparos intempestivos en caso de intensidades de defecto muy elevadas.

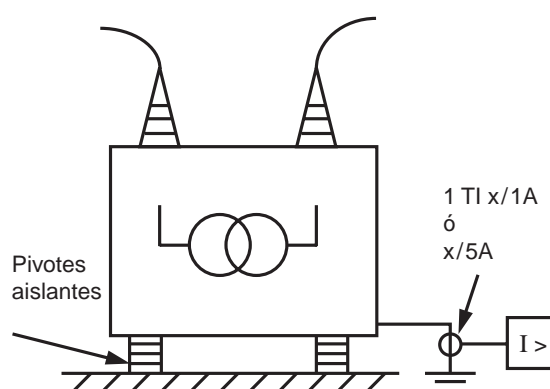


Fig. 144

4.6.4 Protección de la puesta a tierra del punto neutro (ANSI 50N / 51N)

Esta protección está destinada a proteger la impedancia de puesta a tierra en el neutro del transformador, contra sobrecargas térmicas originadas por la circulación de las intensidades de defecto a tierra a través de ella. Si el defecto a tierra persiste porque es de un valor considerado "pequeño" a la hora de regular las protecciones homopolares aguas abajo, hay que tener presente que dicha intensidad sea inferior a la intensidad permanente que puede soportar la impedancia limitadora.

Por ejemplo, si con la impedancia mostrada en la figura limitamos a un valor de 10 A, 10s, y la resistencia de p.a.t puede soportar 2 A en permanente, regularemos la protección 51N a un máximo de 2A y un tiempo que nos permita ser selectivos con las protecciones homopolares instaladas aguas abajo (**Figura 145**).

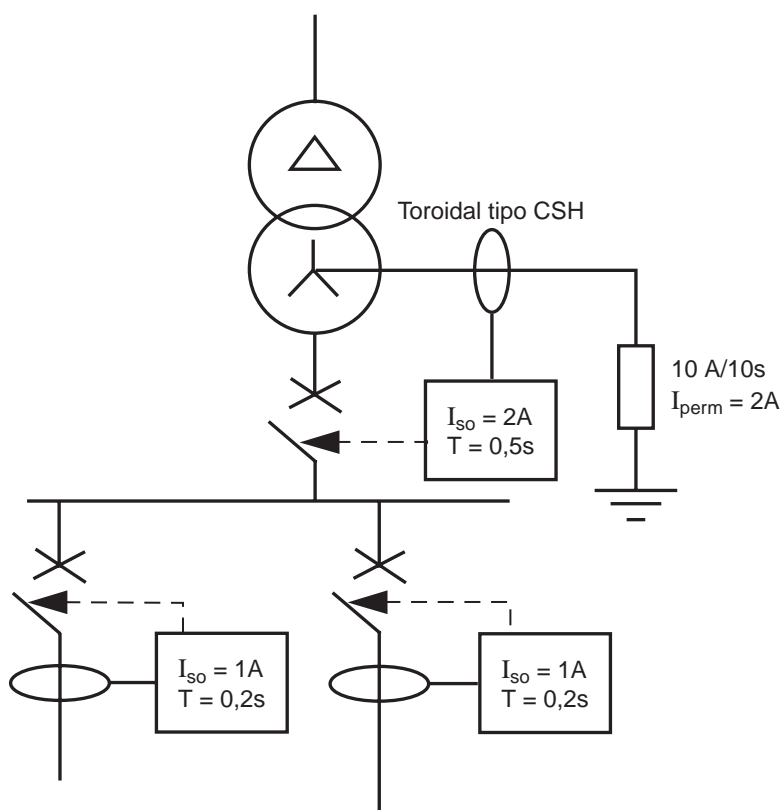


Fig. 145

5 Selectividad

5.1	Selectividad amperimétrica	p. 138
5.2	Selectividad cronométrica	p. 140
5.3	Selectividad lógica	p. 142
5.3.1	Selectividad lógica	p. 142
5.3.2	Selectividad mixta lógica y cronométrica	p. 142
5.4	Selectividad direccional	p. 143
5.5	Aplicación de los principios de selectividad en centros de transformación MT/BT	p. 146

5 Selectividad

5.1 Selectividad amperimétrica

El principio de dicho sistema de selectividad, se basa en el amortiguamiento de la corriente de cortocircuito con la distancia, es decir, con la impedancia del circuito en defecto con la que se encuentra la intensidad de cortocircuito para circular.

Normalmente este principio de selectividad solo es aplicable en casos en los que tengamos transformadores entre aguas abajo y aguas arriba del circuito en defecto, porque la impedancia del mismo es suficientemente elevada como para amortiguar la corriente de cortocircuito.

La mejor forma de verlo es mediante un ejemplo práctico (figura 146).

$$I_{cc(A) \text{ mín.}} = \frac{S_{cc \text{ mín.}}}{\sqrt{3}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 3,1} = 55,87 \times \frac{\sqrt{3}}{2} \text{ (cc2p)} = 48 \text{ kA}$$

$$I_{cc(B) \text{ Máx.}} = \frac{S_{cc(B) \text{ Máx.}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 3,1} = 17 \text{ kA}$$

$$S_{cc(B) \text{ Máx.}} = S_{cc \text{ Máx.}} // S_{cc \text{ Trafo}} = \frac{1000 \times 100}{1000 + 100} = 90 \text{ MVA}$$

$$S_{cc \text{ Trafo}} = \frac{S_n}{U_{cc}} = \frac{8}{0,08} = 100 \text{ MVA}$$

$$I_{cc(B) \text{ mín.}} = \frac{S_{cc(B) \text{ mín.}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{75}{\sqrt{3} \cdot 3,1} = 14 \times \frac{\sqrt{3}}{2} \text{ (cc2p)} = 12 \text{ kA}$$

$$S_{cc(B) \text{ mín.}} = S_{cc \text{ mín.}} // S_{cc \text{ Trafo}} = \frac{300 \times 100}{300 + 100} = 75 \text{ MVA}$$

Este ejemplo es un caso muy típico de protección de transformadores (figura 147). De hecho la protección (B) podría estar temporizada a 100 ms si quisiéramos puesto que existe selectividad Amperimétrica, pero hemos dejado unos 400 ms entre (A) y (B), porque seguramente aguas abajo de (B) existirán otras protecciones con las que deberemos ser también selectivos, y muy posiblemente deberemos aplicar el próximo principio de selectividad que veremos, es decir, la selectividad cronométrica.

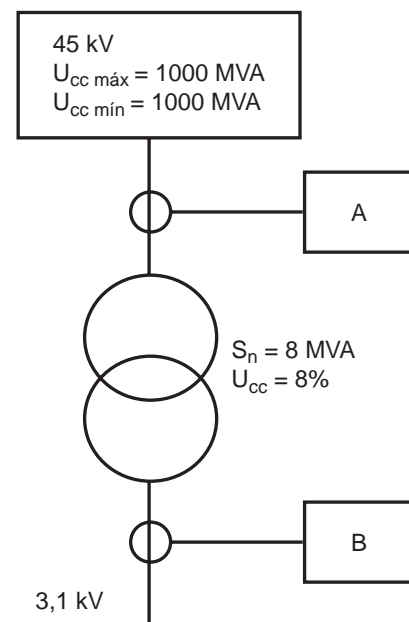


Fig. 146

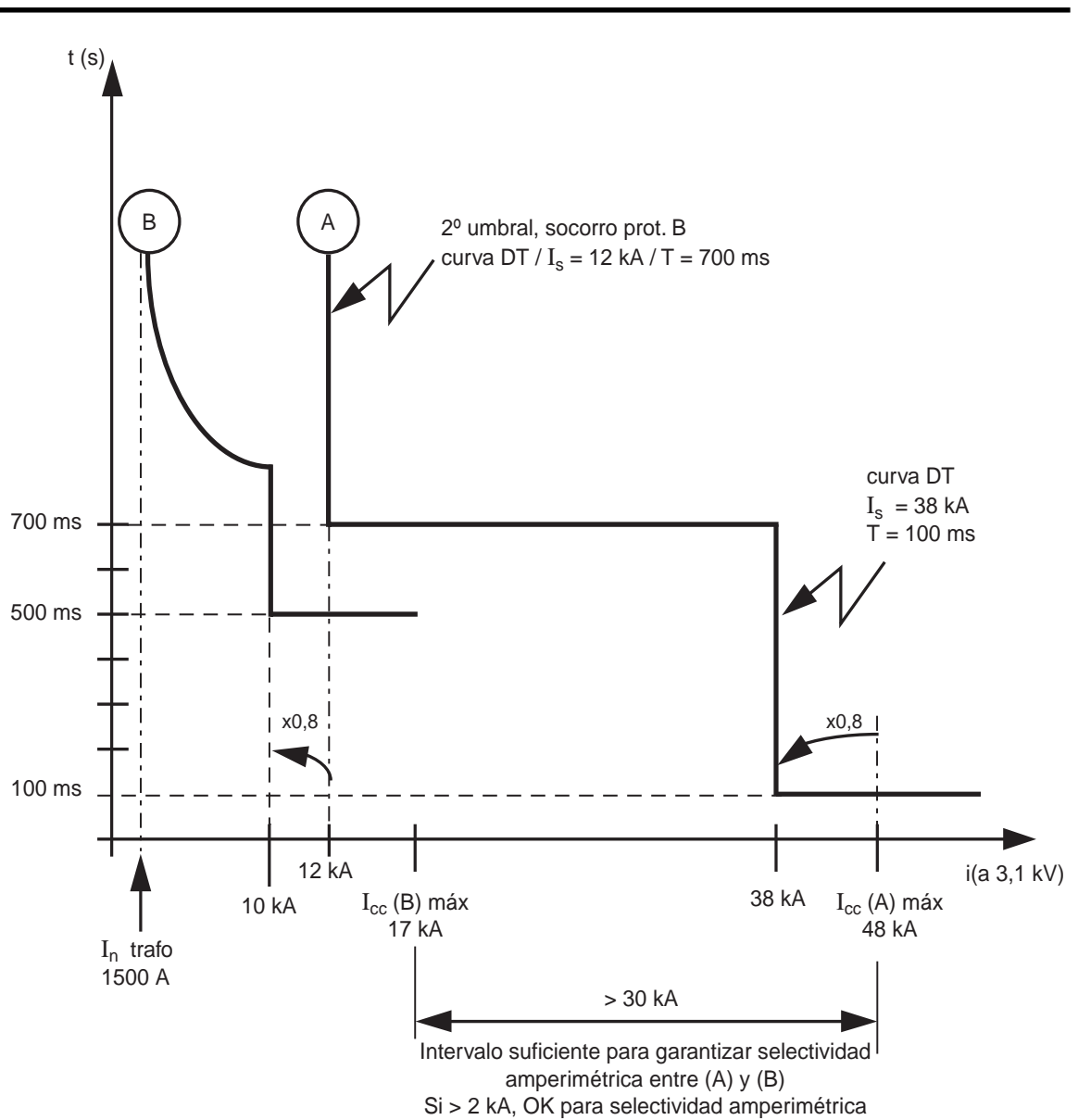


Fig. 147

La protección de sobrecarga (Max de I) a tiempo inverso siempre se realiza a la salida del trafo, es decir en el lado en el que debe alimentar su carga, mientras que la protección aguas arriba (primario trafo) es una protección denominada a doble umbral, donde el primer umbral es el que debe actuar

si el cortocircuito se produce entre los TI's que dan señal a la protección (A) y los que dan señal a la protección (B), y el segundo umbral es el umbral denominado de socorro de la protección aguas abajo, que solo debe actuar en caso de que la protección (B) no haya podido despejar el defecto.

5.2 Selectividad cronométrica

Es el principio de selectividad más simple que existe ya que solo consiste en jugar con las temporizaciones de las protecciones contra cortocircuitos, de forma que exista el intervalo de tiempo suficiente entre los distintos eslabones de la cadena de protecciones, de forma que pueda darse una actuación selectiva de las protecciones que constituyen la cadena.

Este intervalo de tiempo es el denominado intervalo de selectividad Δt , y se define como se puede ver en la **figura 148**.

Si todos los relés de la cadena fueran digitales (prácticamente sin histéresis de tiempo), podríamos arriesgarnos a bajar el tiempo del intervalo de selectividad hasta 250 ms.

Veamos a continuación un ejemplo de aplicación de dicho principio de selectividad (**figura 149**).

Aunque $I_{cc}(D) \approx I_{cc}(A)$ para casos de distribuciones en embarrados o distancias de cable cortas, como el del ejemplo enunciado, los umbrales de reglaje (I_s) de cada protección a Max de I, deberán guardar entre ellos una distancia de seguridad, además del intervalo Δt de 300 ms (**figura 150**).

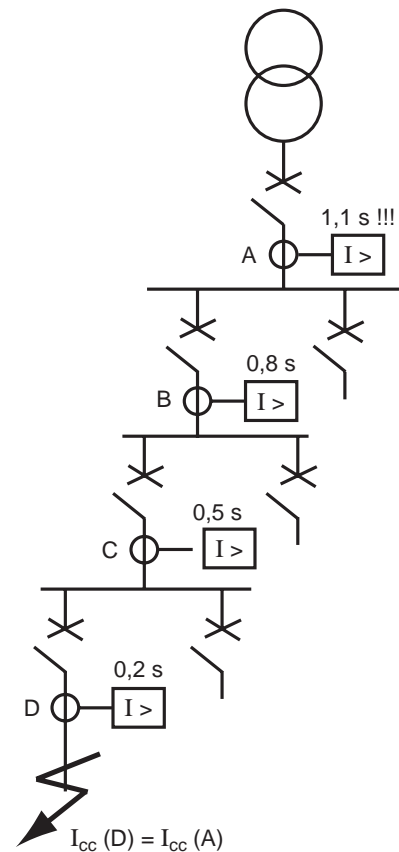
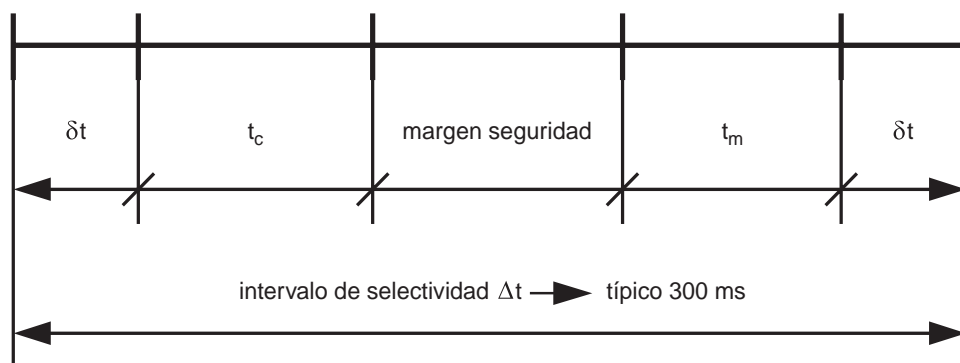


Fig. 149



δt : error de la temporización (relé). Precisión. Máximo 25 ms

t_c : tiempo de corte del disyuntor. Máximo 85 ms

t_m : tiempo de memoria de la protección (histéresis). Máximo 55 ms

Fig. 148

El límite de este sistema de selectividad es que no podemos hacer eslabones de selectividad indefinidos, puesto que cuando alcanzamos tiempos en cabecera cercanos a 1 s, se nos debe encender la señal de alarma, puesto que no debemos olvidar la características térmicas del material. Normalmente todos los elementos del circuito de potencia suelen dimensionarse para soportar la corriente de cortocircuito durante

1 s. Así pues, este es el límite infranqueable que no debemos superar para evitar el riesgo de dañar la instalación reduciendo su vida útil, salvo que la intensidad real de cortocircuito sea inferior al valor al que se han dimensionado los elementos de potencia de la instalación, donde podremos disponer de algunos milisegundos mas de margen, según descrito en el capítulo 1, epígrafe 1.6 del presente documento.

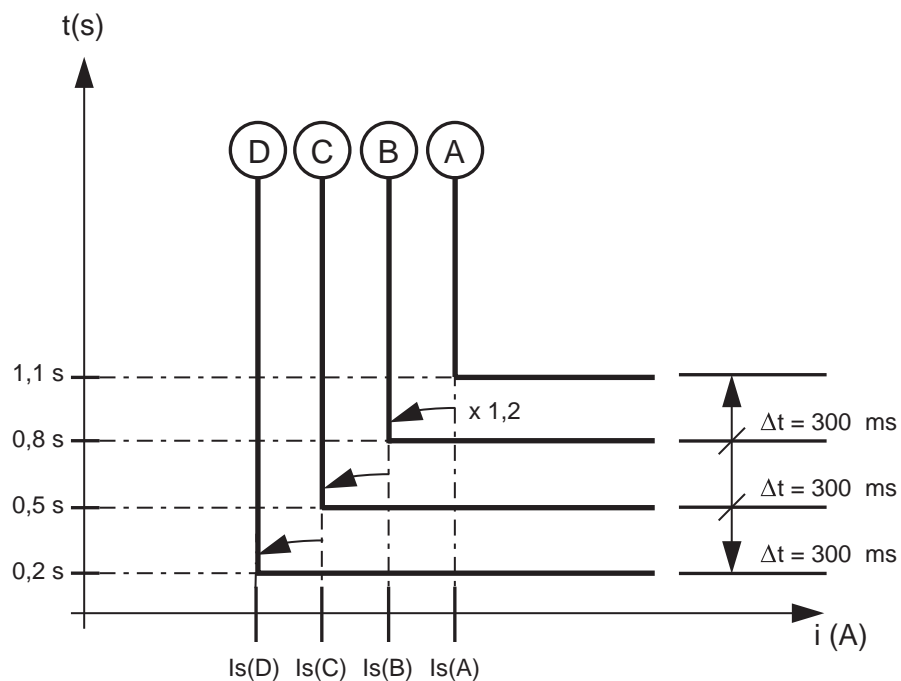


Fig. 150

5.3 Selectividad lógica

5.3.1 Selectividad lógica

El principio de este sistema de selectividad se basa en que todos los relés de la cascada verán el defecto en (D), entonces el relé D emitirá una orden de espera lógica instantánea (30 ms) aguas arriba para bloquear la actuación de las demás protecciones de la cadena, siendo el (D) quien de la orden de apertura al disyuntor, porque no recibe ninguna orden de bloqueo de aguas abajo, aislando el defecto, y en consecuencia, dejando el resto de la instalación en funcionamiento (figura 151).

A este sistema de selectividad recurriremos siempre que con la cronométrica lleguemos a tiempos inadmisibles en las cabeceras de línea. La ventaja es de que podemos tener todos los relés de la cascada tarados al mismo tiempo de actuación (100 ms p.ej.), porque el "último" en ver el defecto, al no recibir señal de espera lógica (bloqueo) de aguas abajo, interpreta que el defecto se encuentra en su tramo, y por tanto actúa.

Así pues, para el ejemplo de la figura, un defecto en (C), será visto por (A), (B) y (C), pero no por (D), por lo cuál el C emitirá la señal de espera lógica aguas arriba, y al no recibir señal del (D) porque no ve el defecto, no tendrá nada que impida su actuación, por

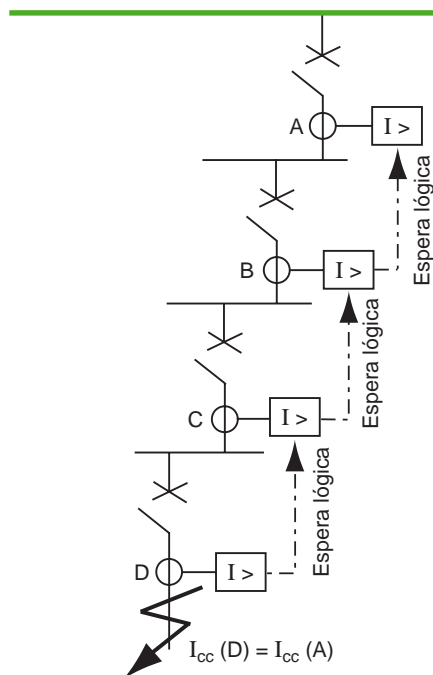


Fig. 151

lo tanto dará la orden de apertura a su disyuntor para que aisle el defecto, con lo cuál habremos tenido una actuación selectiva de la cadena de protección porque los demás ramales podrán continuar en servicio normal.

5.3.2 Selectividad mixta lógica y cronométrica

El único inconveniente que presenta el sistema de selectividad lógica es la tirada de cables para la señal digital de espera lógica, esto hace que si la distancia entre centros (barras A, B, C, etc.) es larga, dificulte la implementación de dicho sistema de selectividad. Es por esto, que ante este inconveniente existe la posibilidad de recurrir a un sistema mixto entre la lógica y la cronométrica, tal como muestran los siguientes ejemplos.

La ventaja que nos ofrece este sistema, es que la señal de espera lógica solo debe tirarse desde una cabina a otra del mismo centro, y muchas veces son cabinas contiguas, con lo cuál de una forma simple

podemos reducir considerablemente los tiempos de actuación en cabecera de la instalación.

Para el ejemplo hemos contemplado solo una señal de emisión de espera lógica aguas arriba en cada salida de barras, sin embargo es posible que varias salidas de un mismo embarrado emitan señales de espera lógica en paralelo hacia el Sepam de cabecera. Así pues, un defecto en uno cualquiera de los ramales de salida de un embarrado común, no nos provocará el disparo del disyuntor que alimenta este embarrado con todas las salidas. La figura 152 muestra una solución que hemos desarrollado para una fábrica de cemento.

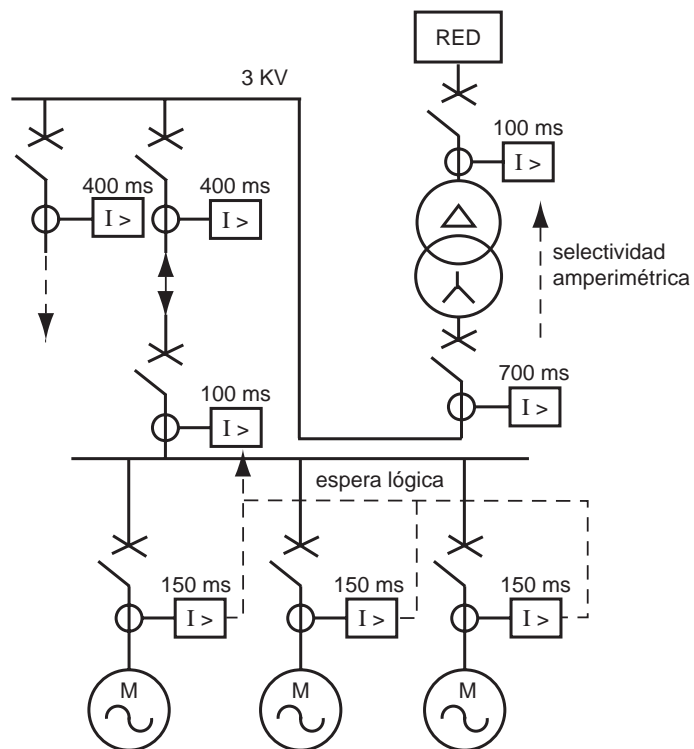


Fig. 152

5.4 Selectividad direccional

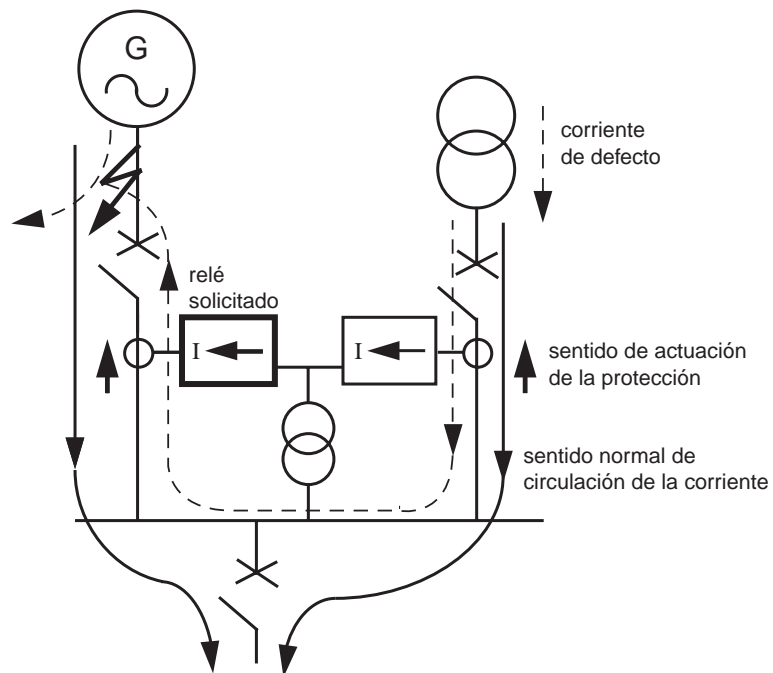


Fig. 153

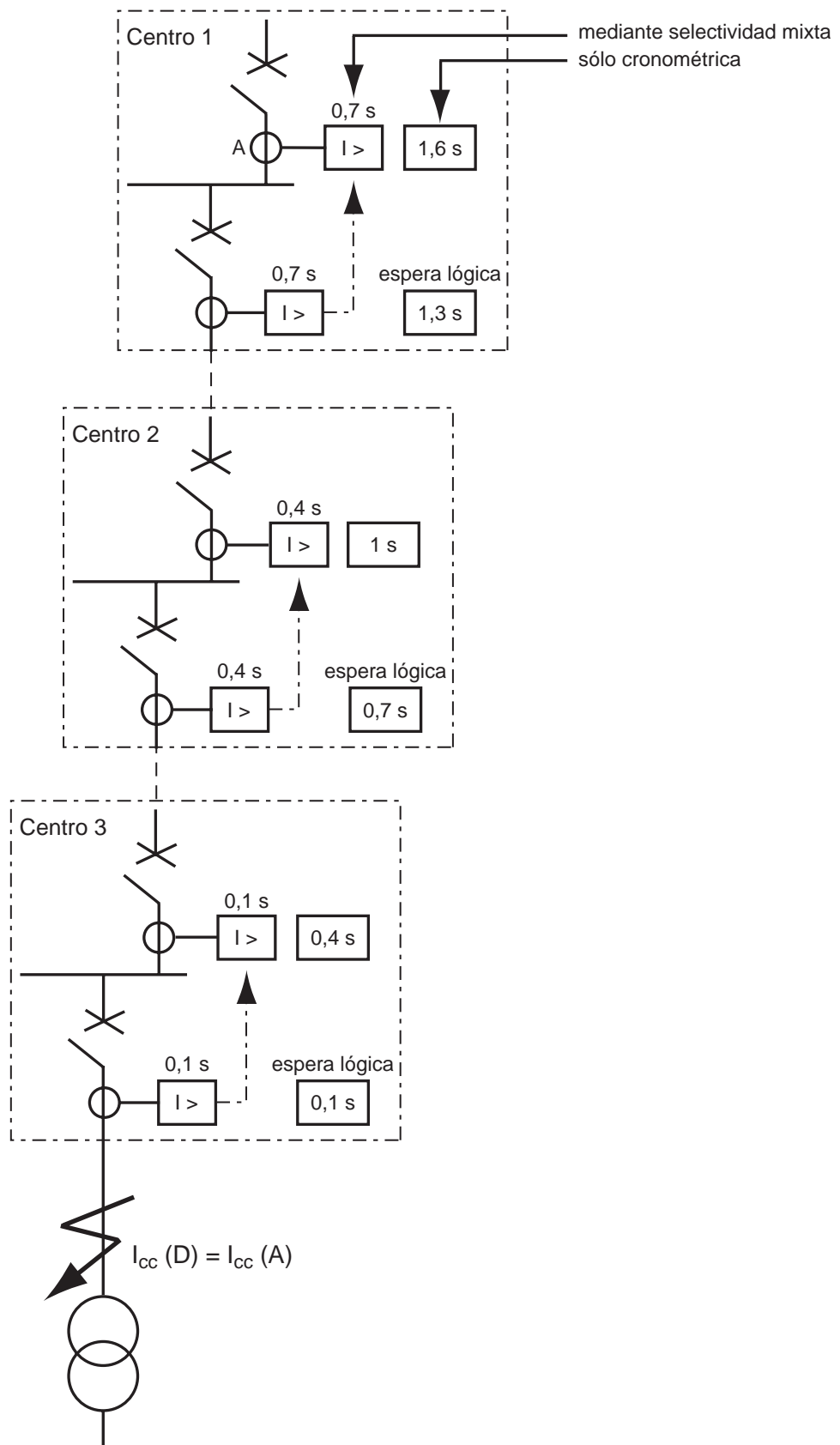


Fig. 154

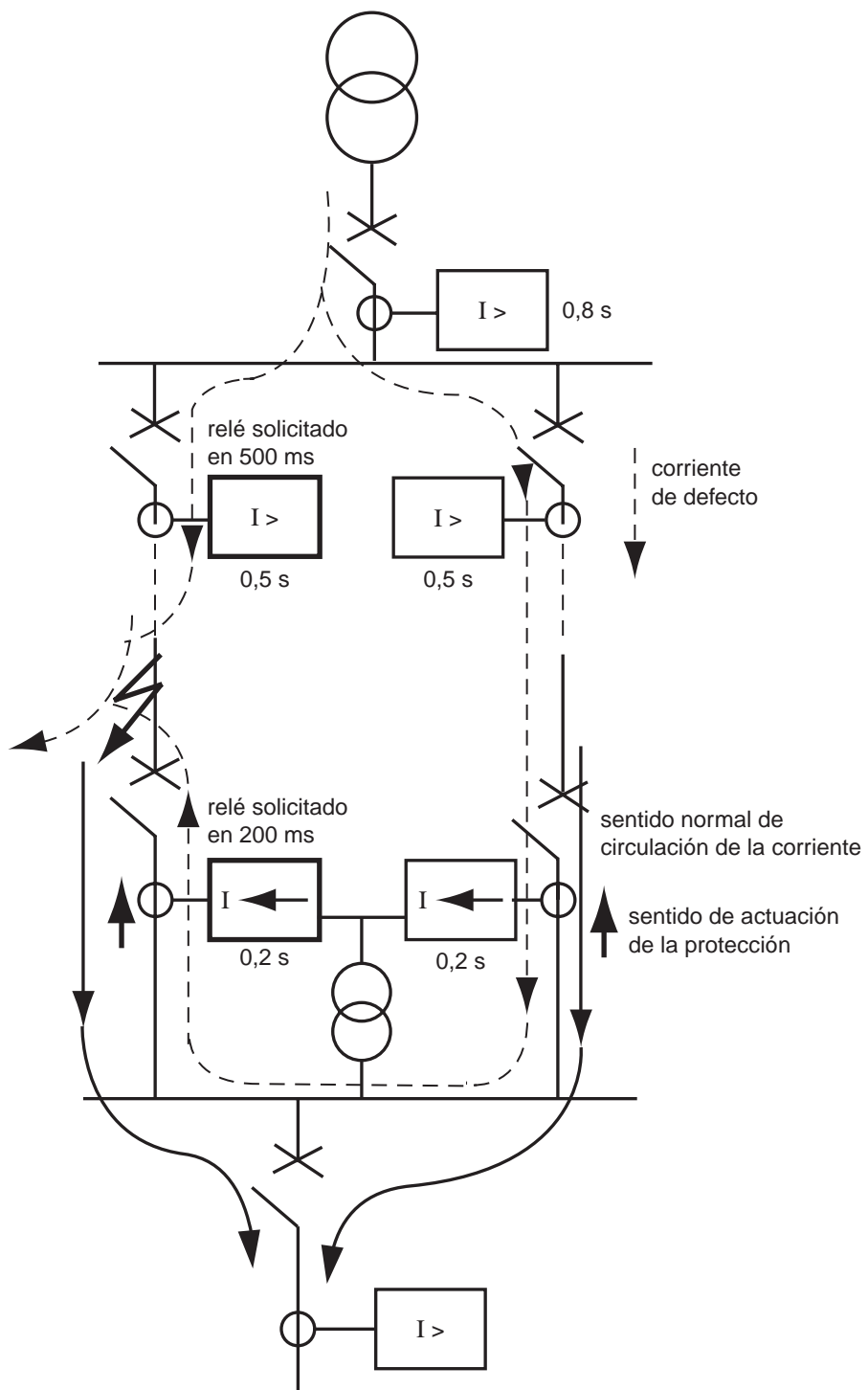


Fig. 155

5.5

Aplicación de los principios de selectividad en centros de transformación MT/BT

Veremos a continuación como en los centros de transformación MT/BT normalmente podremos aplicar el principio de selectividad amperimétrica, debido a que el transformador tiene una impedancia suficiente como para amortiguar las corrientes de cortocircuito.

Insistiremos mucho en el tema del dimensionamiento de los TI's porque observaremos como una mala selección del TI nos puede frustrar la selectividad amperimétrica.

Veamos pues el siguiente ejemplo práctico (figura 156).

$$\left. \begin{aligned} I_{cc(B)M\acute{a}x.} &= \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 20} = 14 \text{ kA} \\ S_{cc(A)M\acute{i}n.} &= \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 20} \times \frac{\sqrt{3}}{2} = (cc2p) \approx 4 \text{ kA} \end{aligned} \right\}$$

$$S_{ccTrafo} = \frac{S_n}{U_{cc}} = \frac{1000}{0,06} = 16,67 \text{ MVA}$$

$$\left. \begin{aligned} I_{cc(BT)M\acute{a}x.} &= \frac{500 \cdot // \cdot 16,67}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,46 \text{ kA} \\ I_{cc(BT)M\acute{i}n.} &= \frac{150 \cdot // \cdot 16,67}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,43 \text{ kA} \end{aligned} \right\}$$

(referidas a 20 kV)

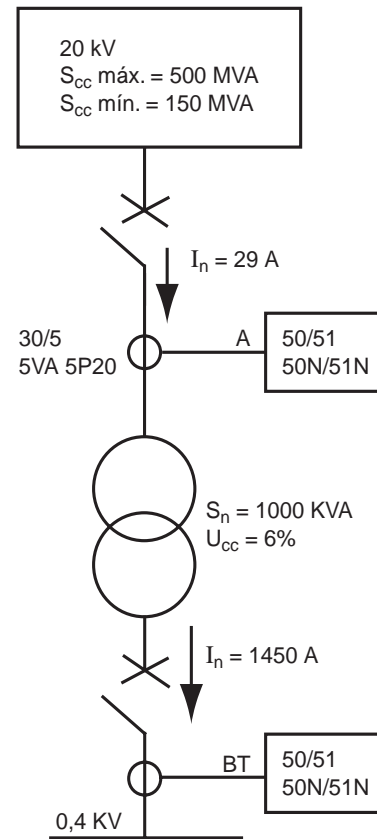


Fig. 156

Vemos cómo (figura 157), efectivamente, existe selectividad amperimétrica entre la MT y la BT con esta solución, dejándonos las manos libres para jugar con las temporizaciones para realizar la selectividad cronométrica con el resto de la instalación, tanto MT como BT.

Tal como decíamos al principio, la selección adecuada de los TI's es básica, ya que en este caso práctico que estamos estudiando, si los TI's 30/5 fueran clase 5P10 ó 10P10 por ejemplo, tendríamos que:

$$30 \times 10 = 300 \text{ A}$$

$$I_{cc}(B)_{\text{Max}} = 460 \text{ A (referida a 20 kV)}$$

Con lo cual no podríamos realizar la selectividad amperimétrica, obligándonos a recurrir a la cronométrica, con la correspondiente limitación en el número de eslabones de selectividad debido al intervalo mínimo de 300ms que debemos respetar entre los distintos niveles.

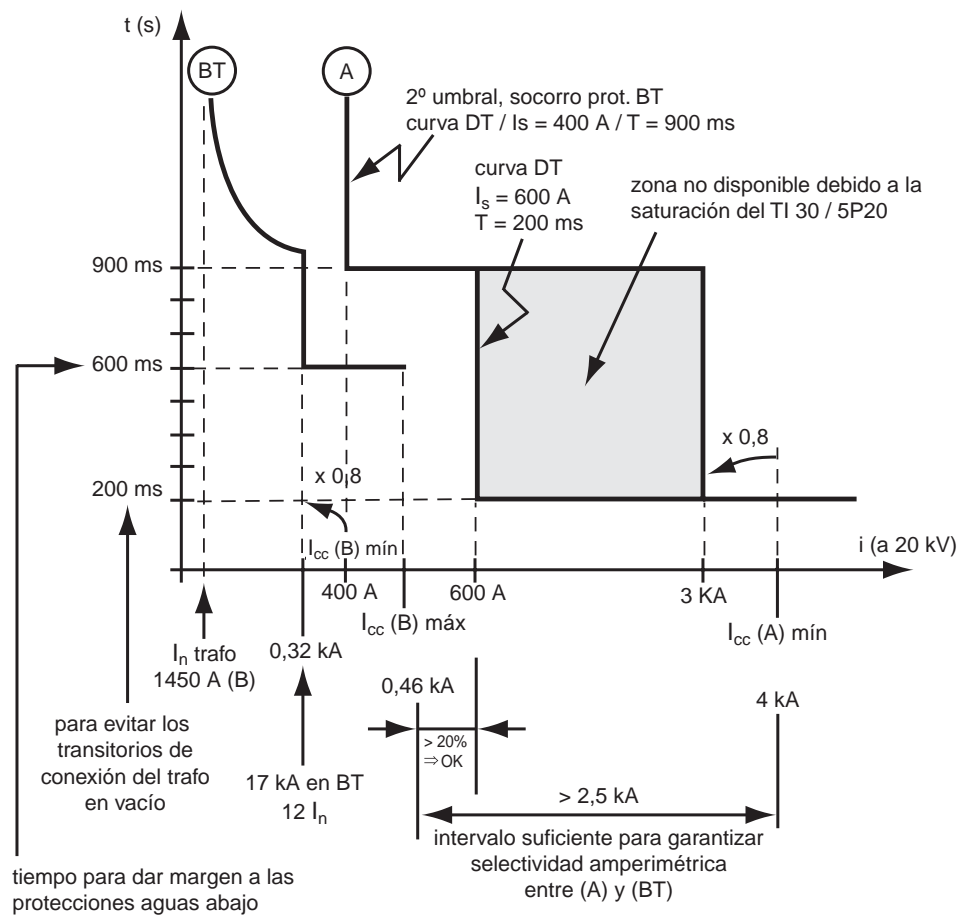


Fig. 157

6 Aplicaciones de los sistemas digitales de protección

6.1	Guía de selección Sepam en función de la aplicación	p. 149
6.1.1	La guía	p. 149
6.1.2	Datos necesarios	p. 150
6.2	Protección de redes MT	p. 151
6.2.1	Redes con una sola llegada	p. 152
6.2.2	Redes con dos llegadas en paralelo (ver capítulo 5.4: Selectividad direccional)	p. 156
6.2.3	Redes en configuración de bucle	p. 160
6.3	Protección de transformadores	p. 162
6.3.1	Punta transitoria de conexión del transformado	p. 163
6.3.2	Tipos de defectos que pueden producirse en un transformador	p. 163
6.4	Protección de Motores	p. 171
6.5	Protección de generadores síncronos	p. 177
6.6	Protección de baterías de condensadores	p. 182
6.7	Aplicaciones del Sepam en instalaciones de Cogeneración	p. 184
6.7.1	Justificación del emplazamiento de los captadores en el circuito de potencia	p. 186
6.7.2	Estudio global de selectividad del sistema eléctrico MT	p. 189

6.1 Guía de selección Sepam en función de la aplicación

6.1.1 La guía

OBJETIVOS

- Obtener:
- Una solución Sepam (2000 - 1000 - 100) catalogada:
en vista de una prescripción, de una tarifa (presupuesto), a partir del conocimiento de la red.

MEDIOS

- Programas Software (Sepam selection guide -disponible en trilingüe: español, inglés y francés) o árbol de decisión sobre papel,
- con ayudas

METODO

- Prerrequisitos:
 - Datos relativos a la red eléctrica en cuestión:
 - su arquitectura
 - su explotación
 - sus características
 - Selección global sobre el esquema unifilar:
 - Posición de ciertas protecciones (27, 59, 59N, 81). Códigos ANSI Anexos.
 - Selección de una solución Sepam por componente a proteger.
 - Respondiendo a las cuestiones de carácter electrotécnico.

USUARIOS

- Miembros de Schneider Electric
- Electrotécnicos
- Conocedores de los problemas de las redes eléctricas
- Sabiendo argumentar la solución obtenida

ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LA PRESENTE GUIA

- Distribución industrial en general
- Por tanto, se excluyen:
 - Distribución pública (AT)
 - Neutro compensado
 - Selectividad lógica direccional
 - Selectividad amperimétrica paralelo, si fuentes de Scc en paralelo son diferentes.
 - Restricciones:
 - Medidas de I_o por toroide,
 - $I_o - \text{máx} = 20 \text{ A}$ en motores,
 - un solo RdN por instalación.

OBLIGACIONES

- La solución Sepam obtenida contendrá:
 - el esquema unifilar de potencia,
 - la lista de las protecciones disponibles,
 - resumen de respuestas a las cuestiones planteadas y soluciones de compromiso.

6.1.2 Datos necesarios

FUENTES

- Emplazamiento
- Tipo (red, generador)
- Potencia de cortocircuito
- Protección contra retorno de potencia
- Funcionamiento en paralelo
- Conmutación automática

CONEXIONES

- Longitudes de cables
 - Corrientes capacitivas
- Funcionamiento en paralelo
- Deslastrado en tensión, en frecuencia

REGIMENES DE NEUTRO

- Neutro puesto a tierra
- Número de p.a.t en funcionamiento simultáneo
- Situación de las p.a.t
- Características de las p.a.t. (I limitada máxima)
- Neutro aislado
- Selectividad necesaria
 - o
 - Disparo general suficiente
 - CPI o 59N
 - Selectividad posible
 - cálculo de $I_{C-total} - total - I_C$ de una salida

PROTECCIONES EXISTENTES

- Aguas arriba y aguas abajo de la red a considerar
 - reglajes
- Calibres de los fusibles
- Protecciones específicas de alternadores

TRANSFORMADORES

- Potencia
- Cuba aislada
- Conexión neutro a tierra a controlar
- Buchholz, termostato,

MAQUINAS ROTATIVAS

- Síncrona o asíncrona
- Tipo de carga a accionar (motor)
- Tipo de turbina (alternador)
- Grupo-bloque
- Potencia
- 3 ó 6 bornes accesibles
- Sondas de temperatura

CONDENSADORES

- Conexión D, Y o doble Y
- Número de escalones

MEDIDAS

- Sólo I
- I y U

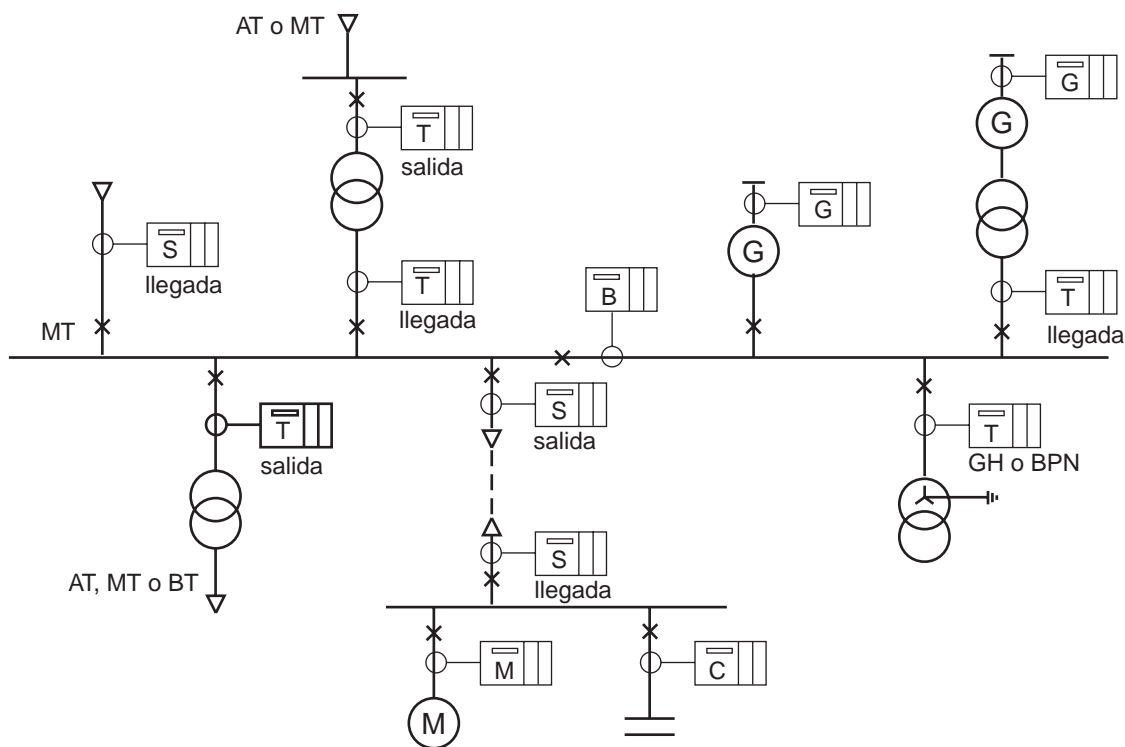


Fig. 158: Selección aplicación tipo Sepam.

6.2 Protección de redes MT

El objetivo de las protecciones eléctricas en las redes de MT es:

- Detectar los defectos, los cuáles serán:
 - Defectos entre fases \Rightarrow Implicará el uso de protecciones a máx. de I (50/51) o a máx. de I direccional (67) en función de la configuración de la red.
 - Defectos a tierra \Rightarrow Implicará la utilización de protecciones a máx. de I_0 (50N/51N) o a máx. de I_0 direccional (67N) o a máx. de U_0 (59N) en función del régimen de neutro de la red a proteger.

□ Estos casos los veremos estudiando las distintas tipologías de redes:

- redes con una sola llegada (punto 6.2.1)
- redes con dos llegadas en paralelo (punto 6.2.2)
- redes en configuración de bucle (punto 6.2.3) -abierto o cerrado-,
 - ... para así poder aislar las partes de la red en defecto, salvaguardando las partes sanas, con el fin de minimizar los intervalos de interrupción del servicio eléctrico.

6.2.1 Redes con una sola llegada

6.2.1.1 Defectos entre fases

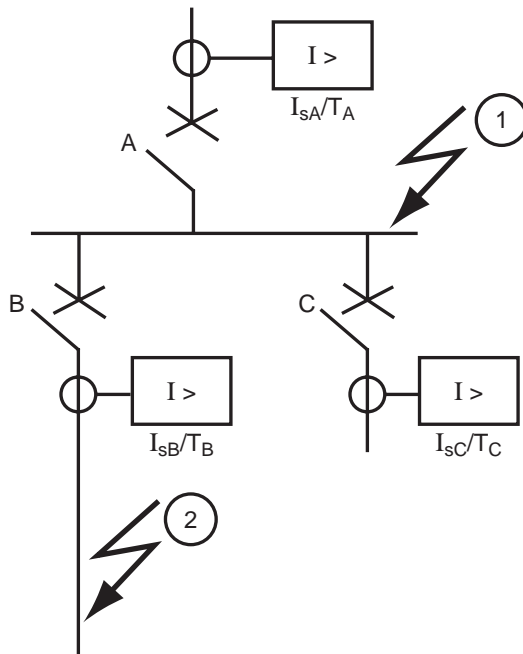


Fig. 159: Defectos entre fases.

Con esta configuración normalmente son suficientes las protecciones a máx. de I (50/51) debidamente reguladas. Así pues:

□ I_{sB} y I_{sC} estarán en función de la carga que deba soportar cada ramal, y $I_{sA} > I_{sB}$, debido a que la cabecera debe soportar a todas las salidas del embarrado.

□ Para tener selectividad entre A y B, y entre A y C, podemos temporizar T_B y T_C al mismo valor (200 ms, por ejemplo), y $T_A = 200 \text{ ms} + \Delta t$ ($\Delta t \approx 300 \text{ ms}$). Ver capítulo 5.2.

6.2.1.2 Defectos fase - tierra

Neutro puesto a tierra por resistencia en el punto neutro del transformador.

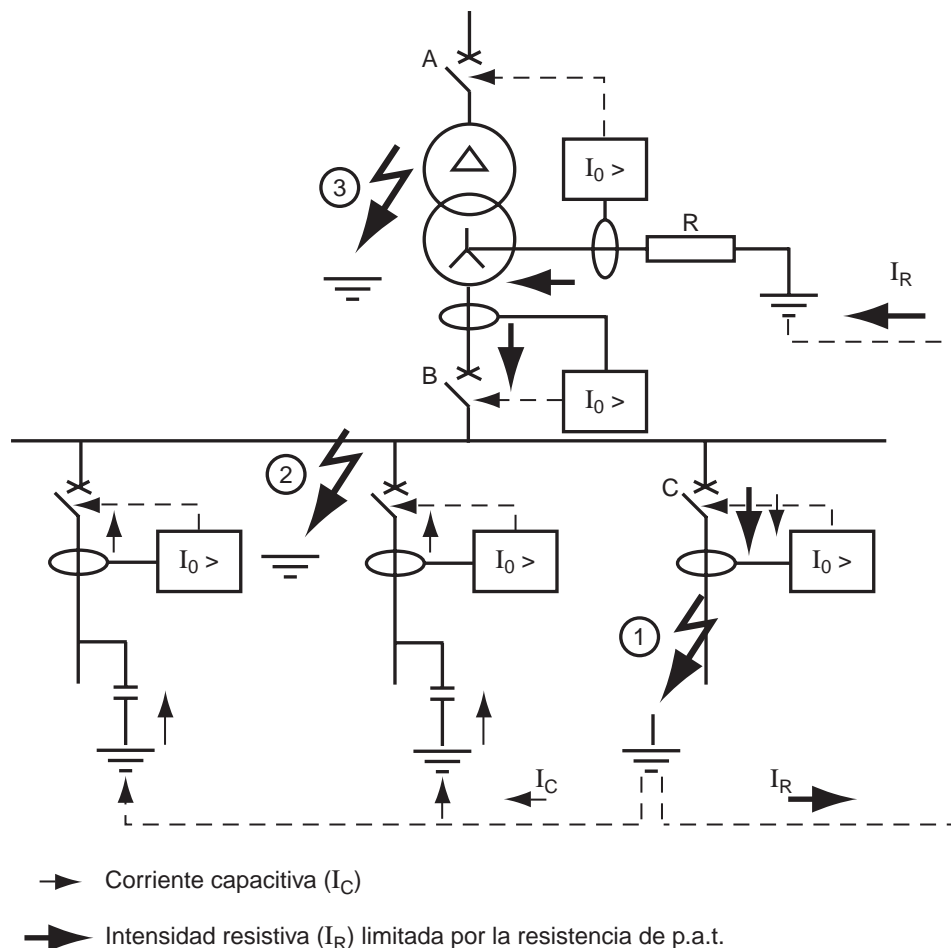


Fig. 160: Defectos fase-tierra con neutro puesto a tierra por resistencia en el punto neutro del transformador.

Con este régimen de neutro, las protecciones a máx. de I o (50N / 51N) correctamente ubicadas (tal como se indica en el esquema) y reguladas (según los criterios de selectividad expuestos en el capítulo anterior), podemos dar una respuesta satisfactoria a las necesidades de protección frente a defectos a tierra

- Defecto en 1: El disyuntor C abre debido a la orden de disparo que le envía su protección asociada
- Defecto en 2 : Abrirá el disyuntor B.

- Defecto en 3: Es el único caso en el que debe abrir el disyuntor A debido a la acción de la protección situada sobre la puesta a tierra del neutro del trafo, ya que en las otras dos situaciones, esta protección también verá el defecto, pero no debe actuar al ser selectiva con las otras Max. de I o de aguas abajo, salvo que por fallo del dispositivo de corte, el ramal en defecto no pueda ser aislado, actuando como protección de socorro.

Neutro puesto a tierra en el embarrado a través de un generador homopolar

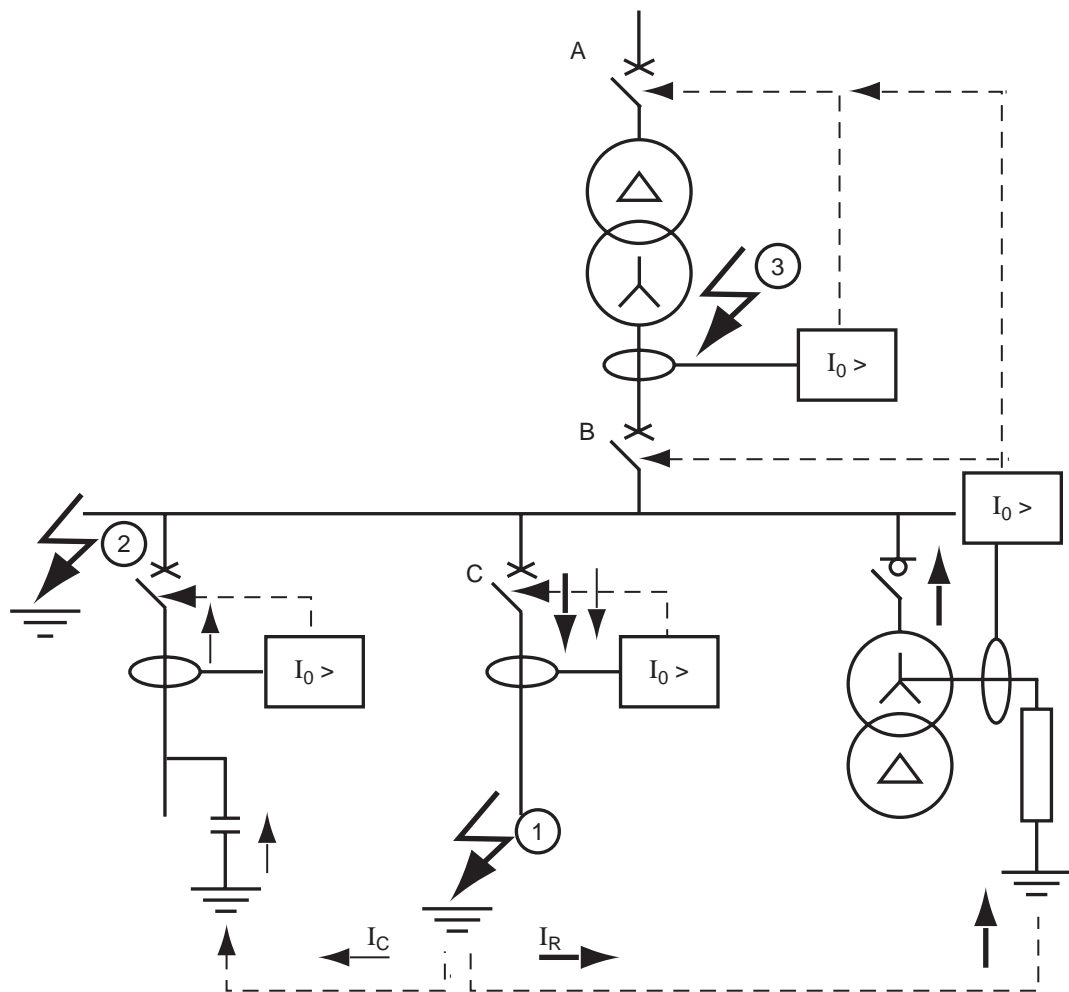


Fig. 161: Defectos fase-tierra con neutro puesto a tierra en el embarrado a través de un generador homopolar.

- Defecto en 1: El disyuntor C abre debido a la orden de disparo que le envía su protección asociada
- Defecto en 2: Abrirá el disyuntor B.
- Defecto en 3: Es el único caso en el que debe abrir el disyuntor A debido a la acción de la protección situada sobre la puesta a

tierra del neutro del trafo, ya que en las otras dos situaciones, esta protección también verá el defecto, pero no debe actuar al ser selectiva con las otras Max. de lo de aguas abajo, salvo que por fallo del dispositivo de corte, el ramal en defecto no pueda ser aislado, actuando como protección de socorro.

Neutro aislado

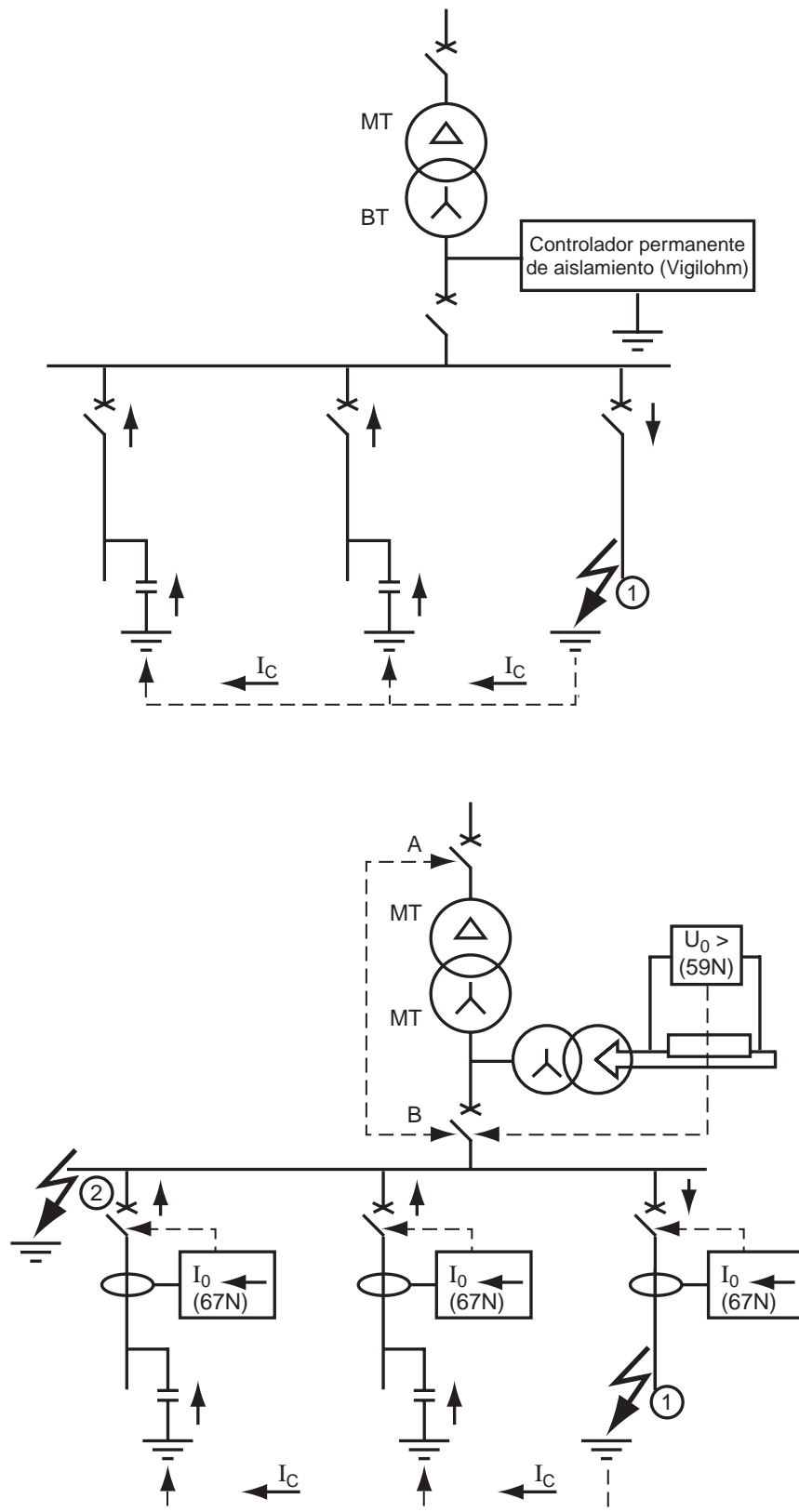


Fig. 162: Defectos fase-tierra con neutro aislado.

6.2.2 Redes con dos llegadas en paralelo (apartado 5.4: Selectividad direccional)

6.2.2.1 Defectos entre fases

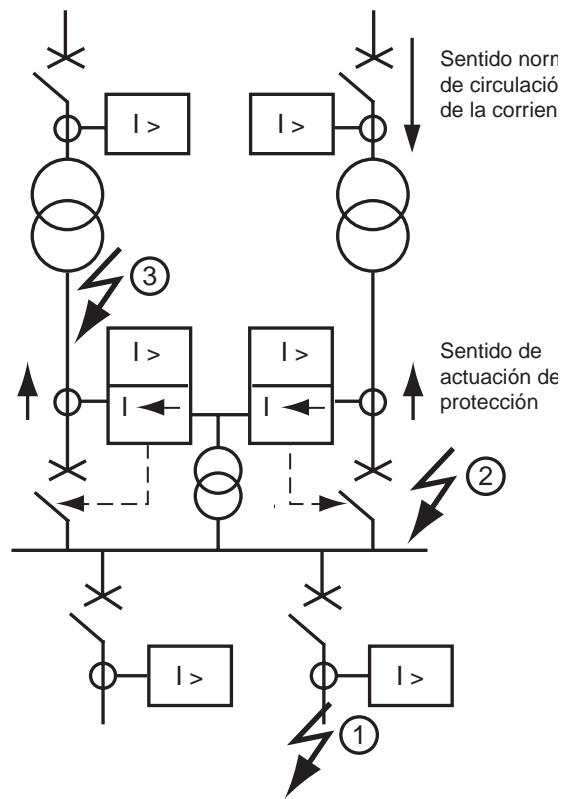


Fig. 163: Redes con dos llegadas en paralelo: Defectos entre fases.

6.2.2.2 Defectos fase-tierra (p.a.t. en paralelo \Rightarrow protecciones direccionales de tierra 67N)

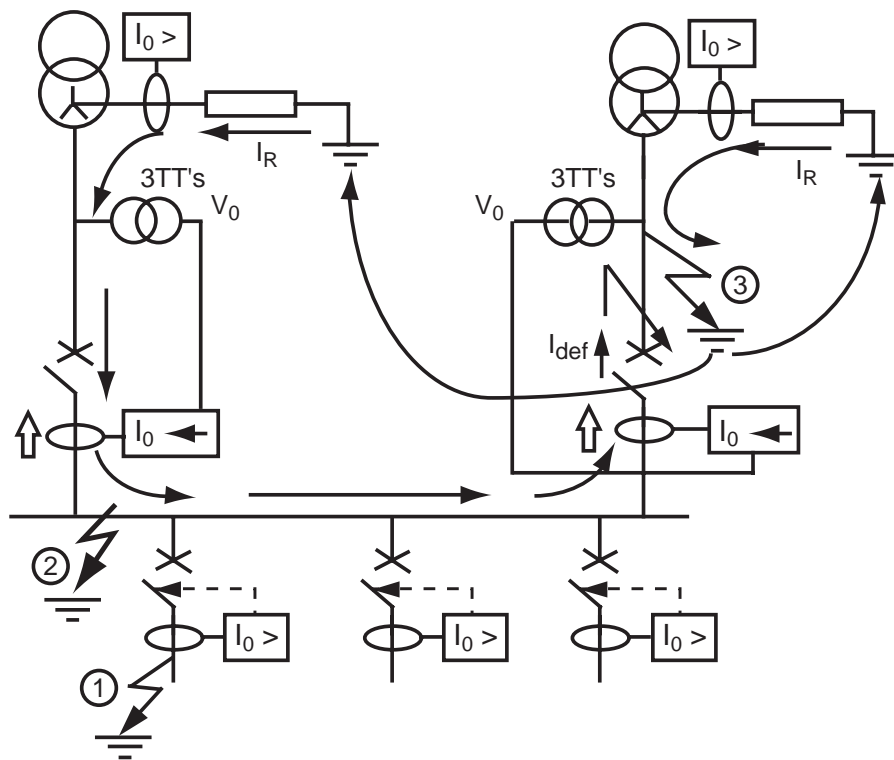


Fig. 164: Defectos fase - tierra (p.a.t. en paralelo \Rightarrow protecciones direccionales de tierra 67N).

6.2.2.3

Defectos fase-tierra en régimen de neutro aislado (protecciones a máx. I_0 dir y/o máx. U_0)

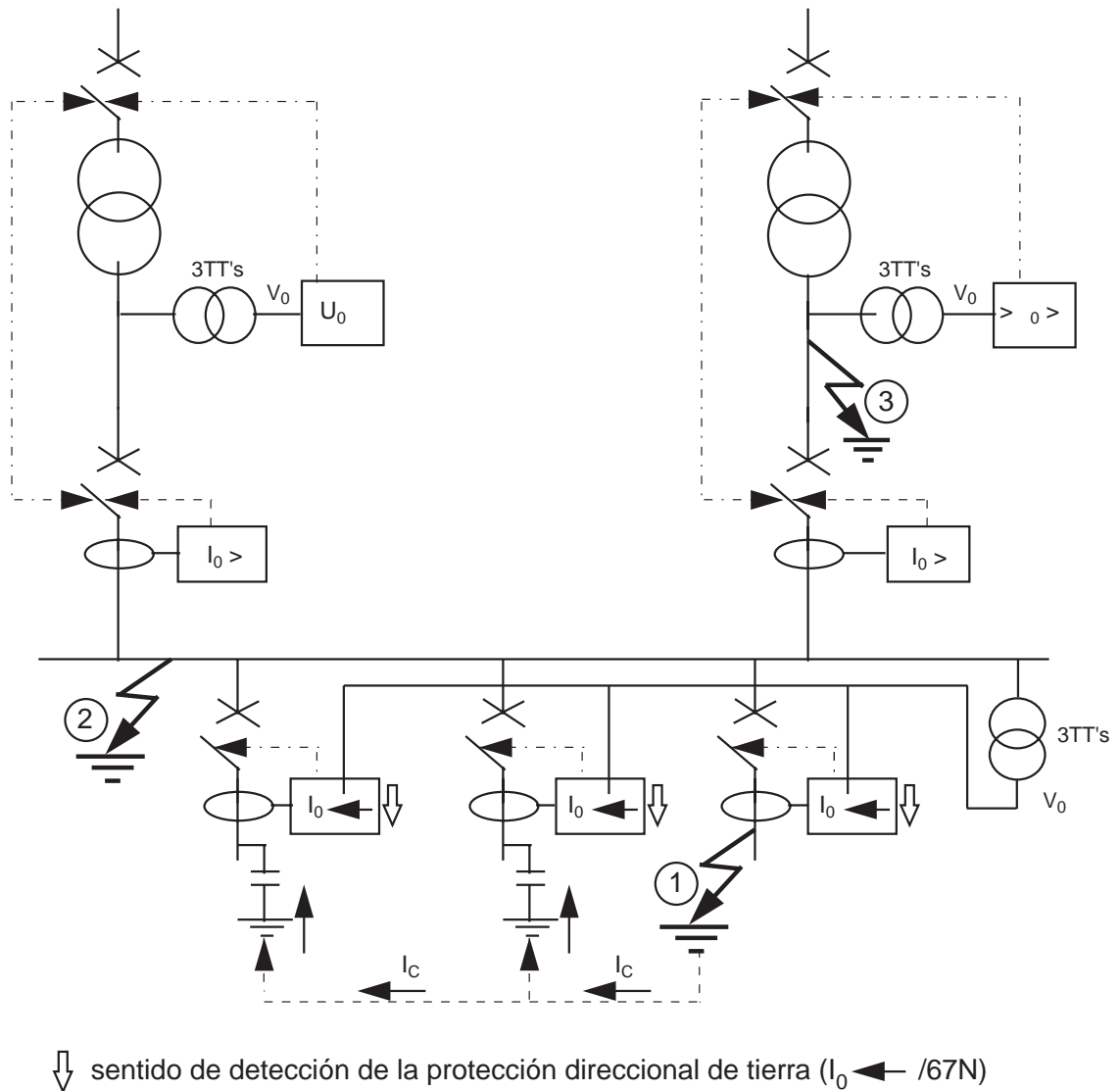


Fig. 165: Defectos fase - tierra en régimen de neutro aislado (protecciones a máx. I_0 dir y/o máx. U_0)

En caso de defecto en (1), en el ramal en defecto el sentido de circulación de la intensidad de defecto será en sentido de salida, por lo tanto en el sentido de detección de la protección direccional de tierra, mientras que los demás ramales verán remontar por sus capacitancias la corriente capacitiva alimentada por el ramal en defecto, por lo tanto en sentido contrario al de detección de la protección direccional de tierra.

Así pues, la protección del ramal indicado en defecto, mandará abrir al disyuntor aislando así el tramo en defecto y dejando el resto de

la instalación en servicio, siempre que hayamos temporizado correctamente la selectividad entre estas protecciones direccionales de tierra y la protección de Máx. de U_0 de la cabecera, puesto que cualquier defecto en cualquier parte de dicha instalación será visto por el relé a Máx. de U_0 , al provocar cualquier derivación a tierra siempre una sobretensión homopolar.

Por lo tanto la protección a Máx. de U_0 solo deberá mandar disparar a su disyuntor asociado cuando el defecto se produzca en (2) o en (3).

6.2.2.4 Protección de embarrado MT (juegos de barras)

Mediante protección diferencial de barras
(alta impedancia) - 87B

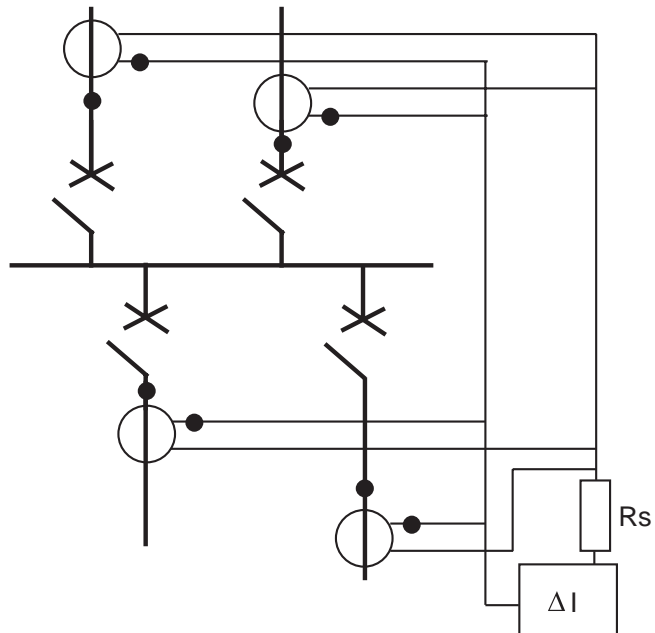


Fig. 166: Mediante protección diferencial de barras (alta impedancia) - 87B.

Mediante protecciones a máx. de I (50/51)
mediante selectividad mixta lógica -
cronométrica

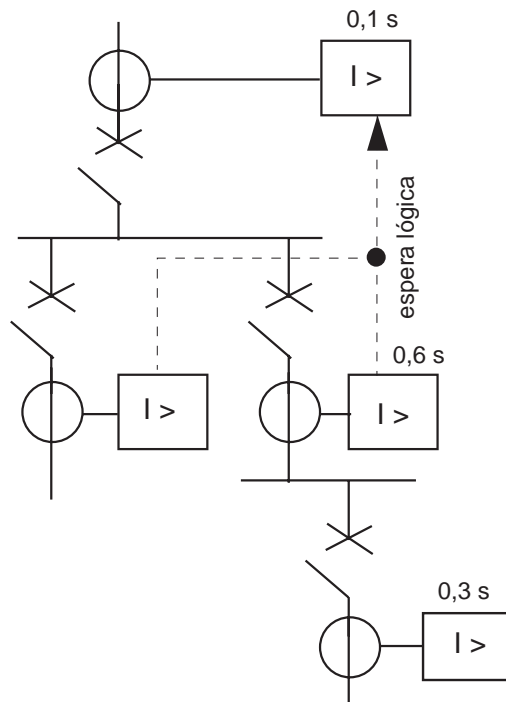


Fig. 167: Mediante protecciones a máx. de I (50/51) mediante selectividad mixta lógica - cronométrica.

6.2.3 Redes en configuración de bucle

6.2.3.1 Redes en configuración de bucle abierto

El bucle siempre estará abierto por un punto, las demás "IM" estarán cerradas, y mediante combinación de los 4 umbrales de la protección a Máx. de I (50/51), en función de la configuración del bucle (donde esté el punto de apertura del anillo MT), podremos tener una actuación selectiva de estas protecciones y reconfigurar rápidamente el bucle (vía teclando), aislando el tramo en defecto y restableciendo el servicio a la totalidad de los centros de transformación que cuelgan del mismo.

Lo mismo que hemos dicho para las protecciones de fase (50/51) es válido para las protecciones de tierra (50N/51N) siempre que el régimen de neutro de la instalación no sea aislado. El régimen de neutro aislado complicaría mucho la explotación eficaz de esta configuración y posiblemente deberíamos recurrir a otro tipo de sistemas de protección más complejos (sino al cambio de concepción del propio bucle).

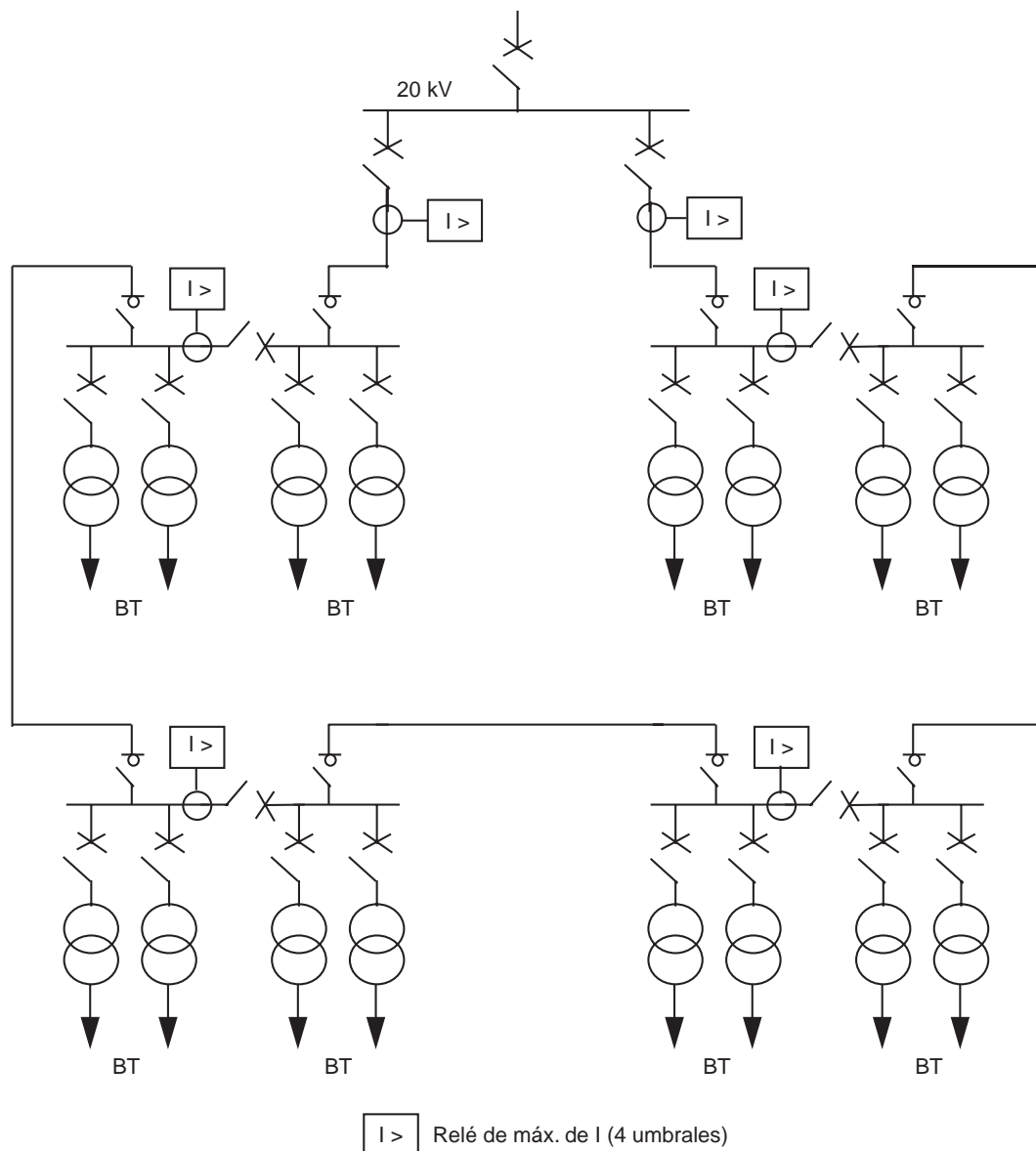


Fig. 168: Redes en configuración de bucle abierto.

6.2.3.2 Redes en configuración de bucle cerrado. Selectividad lógica direccional.

En este caso el bucle estará completamente cerrado, con lo cual con las protecciones indicadas (direccionales tanto en fase como homopolar), tendremos una continuidad total de servicio, sea cuál sea el punto del anillo en el que se produzca un eventual defecto.

En este esquema no se indican los 3TT's que deben existir en barras de cada centro de transformación (para no complicar excesivamente el esquema), para las protecciones direccionales (67 y 67N).

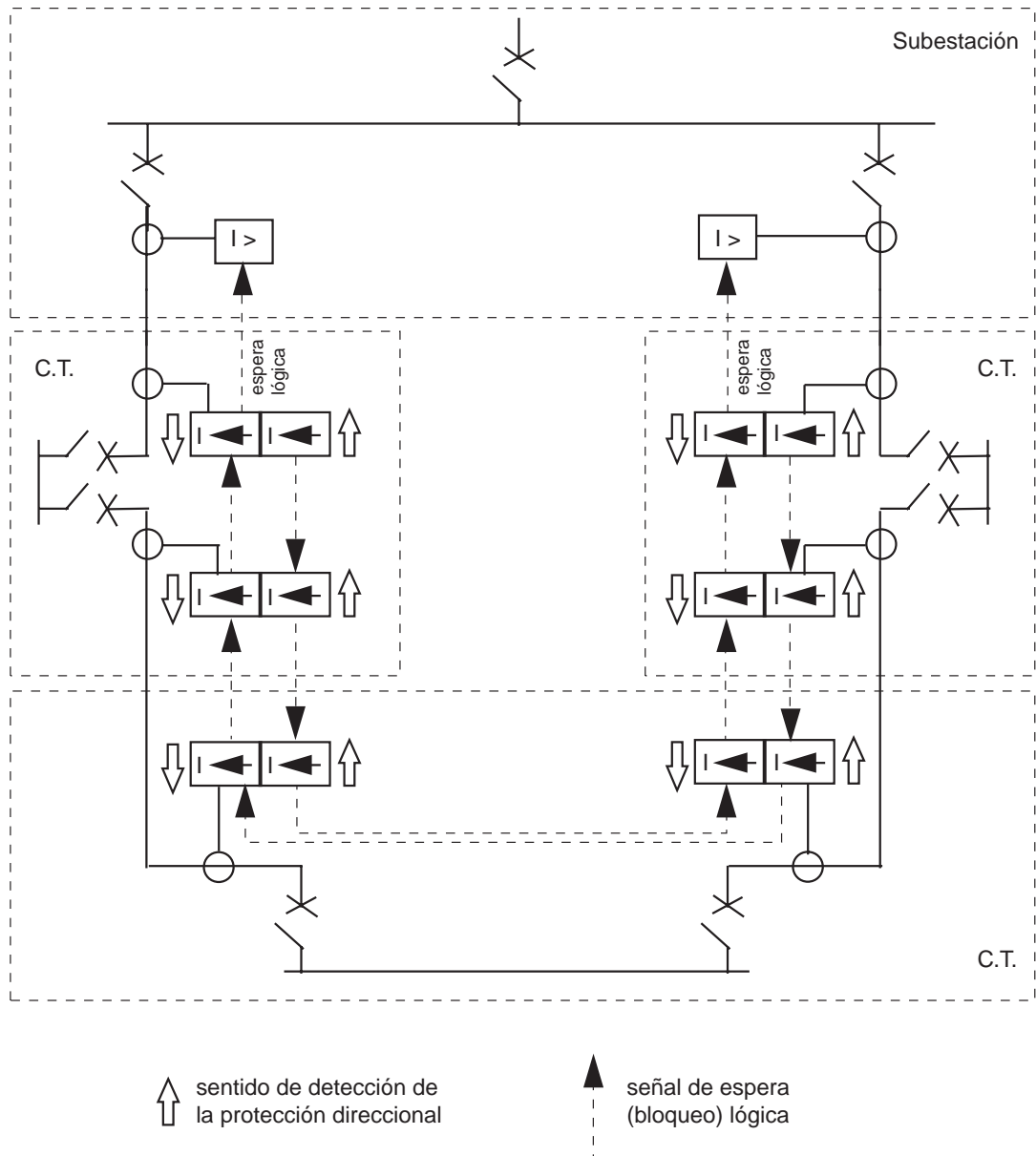


Fig. 169: Redes en configuración de bucle cerrado. Selectividad lógica direccional.

6.3 Protección de transformadores

Tipo de defecto		Potencia AT / MT Sn > 10 - 15 MVA	Distribución MT / BT	
			sumergido	seco
Sobrecarga	base	imagen térmica	imagen térmica	imagen térmica
		termostato		
	opción	sondas Pt100	termostato (DGPT2)	sondas Pt100
Cortocircuito externo	base	2 Max de I (*)	2 Max de I (*) o fusibles	2 Max de I (*) o fusibles
Cortocircuito interno	base	buchholz	DGPT2	
	opción	diferencial		
Defecto a tierra	base	Max de I homopolar aguas arriba y aguas abajo	Máx. I homopolar aguas arriba y aguas abajo	Máx. I homopolar aguas arriba y aguas abajo
	opción	masa cuba	masa cuba	

(*) = Selectividad amperimétrica entre aguas y aguas abajo.

Fig. 170: Protección de transformadores.

Antes de entrar a estudiar exhaustivamente los 4 tipos de defecto expuestos en la tabla de de **figura 170**, analizaremos un fenómeno intrínseco a todos los transformadores y que debemos tener bien presente a la hora de efectuar los reglajes de las protecciones del transformador, estamos hablando de la intensidad de punta de conexión del trafo.

6.3.1 Punta transitoria de conexión del transformado

Este fenómeno se produce a la hora de la puesta en tensión del transformador, y es función de la inductancia remanente del circuito magnético del transformador.

Las tablas prácticas (figuras 196 y 197) resumen el valor de la punta de conexión y del tiempo de duración de esta punta en función de la potencia y del tipo de transformador.

Potencia (kVA)	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	>3150
punta (x In)	14	12	12	12	12	12	11	10	10	9	9	8	8	8
tiempo (s)	0,15	0,20	0,22	0,24	0,25	0,27	0,30	0,30	0,35	0,35	0,40	0,45	0,50	0,55

Fig. 171: Punta de conexión en el lado MT para trafo MT / BT con aislamiento líquido.

Potencia (kVA)	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
punta (x In)	10,5	10,5	10	10	10	10	10	10	9,5
tiempo (s)	0,13	0,18	0,25	0,26	0,30	0,30	0,35	0,40	0,40

Fig. 172: Punta de conexión en el lado MT para transformadores con aislamiento seco (tipo Trihal).

Así pues desde el punto de vista de la protección, la única forma de evitar disparos intempestivos a la hora de la conexión del trafo, es temporizar la protección de Máximo de intensidad instantánea (cortocircuito), para dejar pasar esta corriente sin que dispare el diyuntor.

6.3.2 Tipos de defectos que pueden producirse en un transformador

6.3.2.1 Sobrecarga

La sobrecarga puede ser debida al aumento del número de cargas alimentadas simultáneamente o al aumento de la potencia absorbida por una o varias cargas. Esto se traduce en una sobreintensidad de larga duración que provoca un aumento de temperatura nocivo para la estabilidad de los aislantes, y por tanto afectando al longevidad del transformador.

La sobreintensidad de larga duración es detectada mediante una protección a máximo de intensidad a tiempo inverso (o a tiempo independiente) de forma que permita una selectividad con las protecciones secundarias.

También se puede utilizar una protección de imagen térmica (ANSI 49) para controlar con mayor sensibilidad el aumento de

temperatura. El calentamiento se determina por simulación del desprendimiento de calor en función de la intensidad absorbida por la máquina y la inercia térmica de la misma (constantes de tiempo de calentamiento y enfriamiento del transformador).

Normalmente la protección térmica del trafo se realiza en el "lado de la carga" para trafos AT/MT o MT/MT, y para los trafos MT/BT, si no se efectúa dicha protección en el lado BT, es aconsejable preverla en el lado MT junto con las demás protecciones a Máx. de I y Máx. de lo.

6.3.2.2 Cortocircuito (interno o externo)

■ El cortocircuito interno se trata de un defecto entre conductores de fases distintas o entre espiras de un mismo devanado. El arco generado degrada el bobinado del transformador y puede provocar una inflamación. En el trafo en aceite, el arco provoca una descomposición del fluido aislante, generándose un desprendimiento de gas, que es detectable mediante el relé Buchholz para trafos en aislamiento líquido con depósito de expansión, o con el dispositivo DGPT para trafos de llenado integral. Estos dispositivos no solo son sensibles al desprendimiento de gas, sino que también detectan el desplazamiento del aceite provocado por el cortocircuito entre espiras de una misma fase y un cortocircuito entre fases.

Un cortocircuito muy violento puede provocar daños muy importantes en el transformador, llegando a la posibilidad de destruir el bobinado y el depósito de expansión (si existe), extendiendo el aceite inflamado.

También existe la posibilidad de detectar los cortocircuitos entre fases mediante la protección diferencial de transformador, la cuál solo es válida para este tipo de defectos en el interior de la zona protegida, es decir, en tramo de instalación comprendido entre los dos juegos de TI's (tal como indica la figura siguiente), y se suele utilizar solo para transformadores de potencia importante ($S_n > 10 - 15$ MVA).

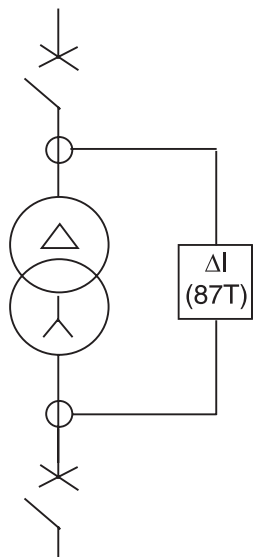


Fig. 173: Posibilidad (con condiciones) para transformadores de $S_n > 10 - 15$ MVA.

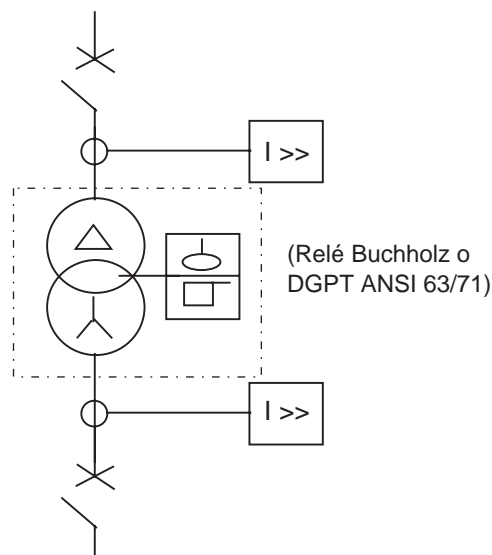


Fig. 174: Posibilidad válida para todos los transformadores.

■ El cortocircuito externo puede producirse en los tramos de unión de cable entre el embarrado MT y las conexiones del trafo, o en el tramo de cables del lado "BT" del trafo.

Estos defectos se detectan mediante relés de protección a Máximo de corriente de fase, o fusibles en función del rango de potencia del transformador. Para trafos de potencia superior a los 1000 KVA es recomendable la solución mediante relé de protección a Máx. de I de fase a doble umbral.

Sn trafo (kVA)	U servicio 22 kV			U servicio 20 kV			U servicio 15 kV			U servicio 13,2 kV		
	In trafo (A)	Fusarc (A)	Mesa (A)	In trafo	Fusarc	Mesa	In trafo	Fusarc	Mesa	In trafo	Fusarc	Mesa
1250	32,8	63	100	36,1	50	100	48,2	–	100	57,7	–	–
1000	26,3	50	63	28,9	50	63	38,5	63	100	43,8	80	100
800	21,0	40	40	23,1	40	63	30,8	50	63	35,0	50	100
630	16,6	31,5	40	18,2	31,5	40	24,3	50	63	27,6	50	63
500	13,1	25	40	14,5	31,5	40	19,3	40	63	21,9	40	63
400	10,5	25	32	11,6	25	32	15,4	40	40	17,5	40	63
315	8,3	25	25	9,1	25	25	12,2	31,5	32	13,8	31,5	40
250	6,6	25	25	7,2	25	25	9,6	25	25	10,9	25	32
200	5,3	16	20	5,8	16	20	7,7	25	25	8,8	25	32
160	4,2	16	20	4,6	16	20	6,2	16	20	7,0	25	25
125	3,3	10	16	3,6	10	16	4,8	16	20	5,5	16	20
100	2,6	10	10	2,9	10	10	3,9	10	16	4,4	10	20
50	1,3	6,3	6,3	1,4	6,3	6,3	1,9	6,3	6,3	2,2	6,3	10

Sn trafo (kVA)	U servicio 11 kV			U servicio 10 kV			U servicio 6 kV	
	In trafo (A)	Fusarc (A)	Mesa (A)	In trafo	Fusarc	Mesa	In trafo	Fusarc
1000	52.5	80	100	57.7	80	100	96.2	–
800	42	80	100	46.2	80	100	77	–
630	33.1	63	63	36.4	63	63	60.6	100
500	26.2	50	63	28.9	50	63	48.1	80
400	21	50	63	23.1	50	63	38.5	80
315	16.5	40	40	18.2	40	40	30.3	63
250	13.1	31.5	40	14.4	31.5	40	24.1	50
200	10.5	25	32	11.5	25	32	19.2	40
160	8.4	25	25	9.2	25	25	15.4	31.5
125	6.6	20	25	7.2	20	25	12	31.5
100	5.5	16	20	5.8	16	20	9.6	25
50	2.6	10	10	2.9	10	10	4.8	16

Fig. 175: Calibre de los fusibles en función de la potencia nominal del transformador y la tensión de servicio.

6.3.2.3 Defectos a tierra

Las fugas a masa es un defecto interno que puede producirse entre los bobinados y la cuba del trafo, o entre bobinados y núcleo magnético. Para los transformadores en baño, estos defectos provocan el mismo efecto que un cortocircuito interno, es decir, una liberación de gas que es detectada por los dispositivos ya mencionados (Buchholz y/o DGPT).

La magnitud de la corriente de defecto (Amperios de fuga a tierra), depende del régimen de neutro de la instalación aguas arriba y aguas abajo del trafo, así como del conexionado del trafo y del punto del bobinado en el cuál se haya producido el defecto.

Así pues para el caso de un acoplamiento en estrella, la corriente a masa varía entre 0 y el valor máximo, según si el defecto se encuentra en el extremo del neutro o de la fase del bobinado, tal como muestra la **figura 176**.

La interpretación de este gráfico es la siguiente:

Si regulamos la protección homopolar de este trafo al 10% de la I_0 Máx., estaremos protegiendo el 90% del total de las espiras del devanado.

Y para el caso de un acoplamiento en triángulo, la corriente hacia la masa varía entre 50% y 100% del valor de defecto máximo, según si la derivación se encuentra en medio en un extremo del devanado (**Figura 177**).

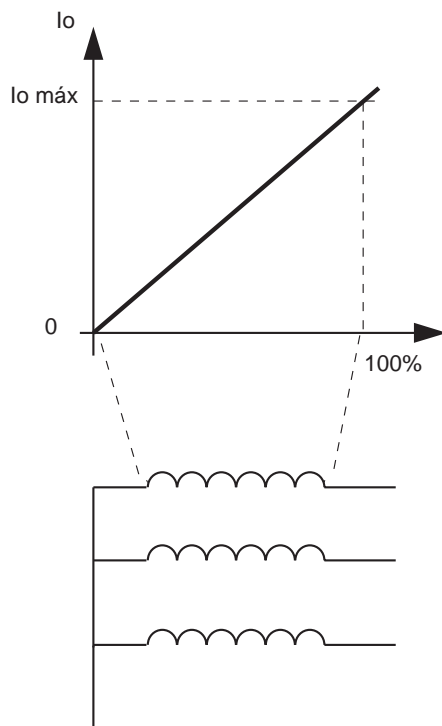


Fig. 176

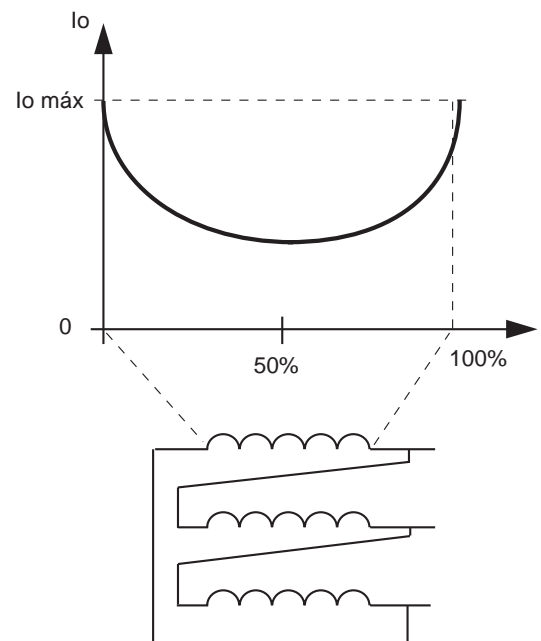


Fig. 177

■ Protecciones contra defectos a tierra en el transformador:

□ 1.- Mediante una protección a Máximo de corriente instalada sobre la puesta a tierra de la masa de la cuba del transformador (Figura 178).

Si es compatible con el régimen de neutro de la instalación (todos los casos excepto régimen de neutro aislado), esta es una protección simple y eficaz para detectar los defectos internos a la chapa magnética del trafo o a la cuba, y es intrínsecamente selectiva, puesto que solo se activará para este tipo de defecto en concreto.

□ 2.- Mediante una protección a máximo de corriente a tierra situada en el punto neutro del transformador, o la combinación de ambas (esta más la anterior) (Figura 179).

□ 3.- Mediante una protección diferencial de tierra restringida. Consiste en comparar la suma vectorial de las corrientes de fase de entrada al trafo con la circulación de corrientes en el punto neutro del trafo, en condiciones normales (de no defecto), esta suma siempre debe ser nula (Figura 180).

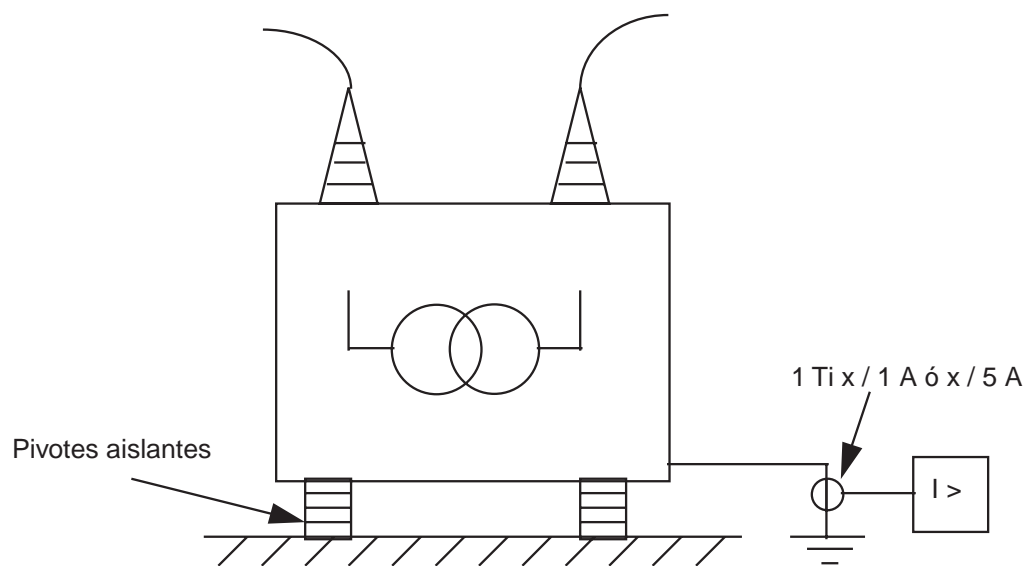


Fig. 178

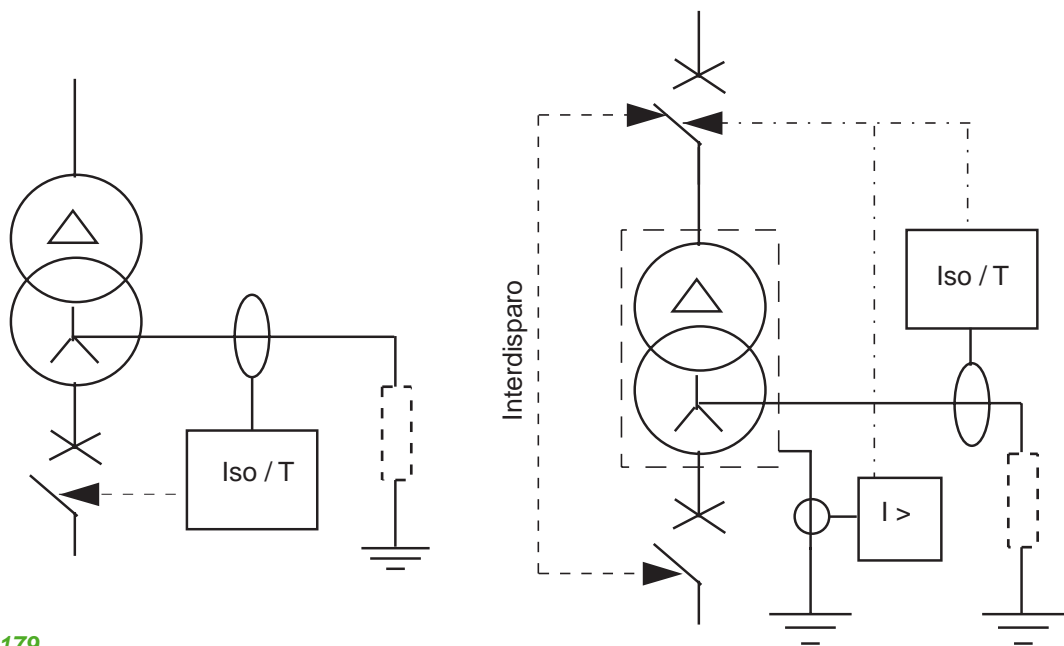


Fig. 179

6.3.2.4 Ejemplos

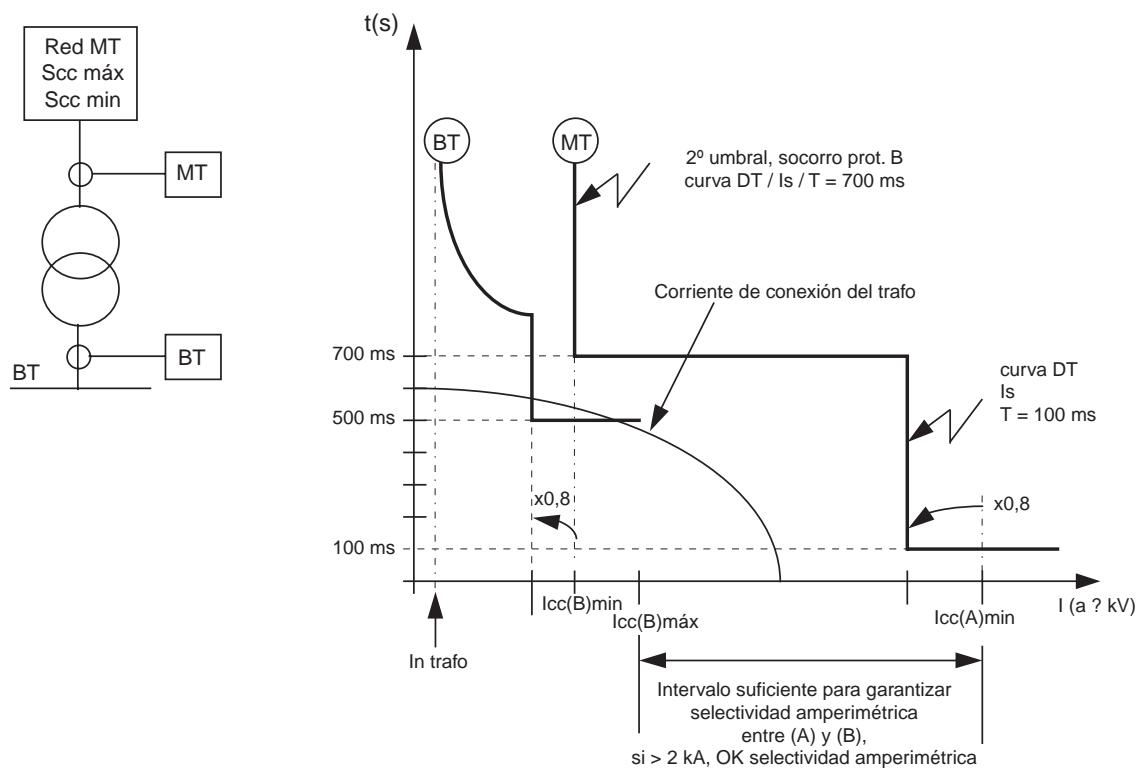


Fig. 181: Ejemplo típico de reglaje de una protección a Máx de I a doble umbral en un trafo MT / BT.

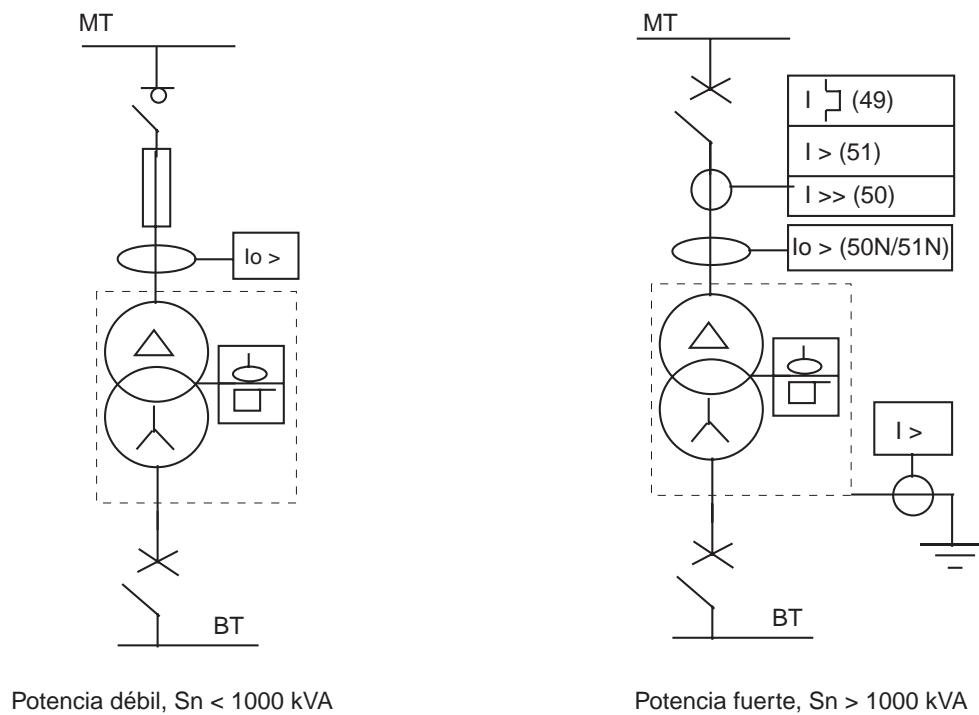


Fig. 182: Ejemplo prácticos de protección de transformadores MT/BT.

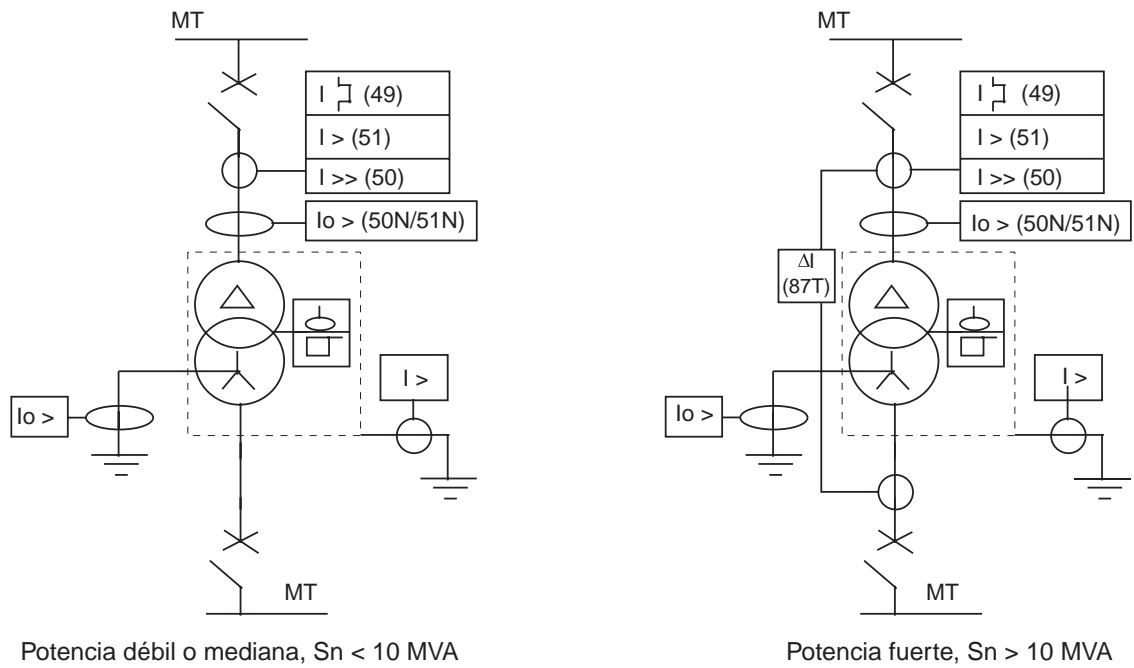


Fig. 183: Ejemplo prácticos de protección de transformadores MT/MT.

6.4

Protección de Motores

Tipo de defecto		Potencia > 2 MW	Potencia < 2 MW	Carga particular
Según la carga				
Sobrecarga	base	imagen térmica	imagen térmica	
(Δt °C estátor)	opción aconsej.	sondas Pt100	sondas Pt100	sondas Pt100
Arranque demasiado largo Bloqueo rotor				Arranque demasiado largo Bloqueo rotor
Descebado bombas. Ruptura transmisión				Mínimo de I
Arranques frecuentes				Número arranques
Alimentación				
Desequilibrio (Δt °C rotor)	base	Max. de I inversa	Max. de I inversa	
Rearranque	opción	min.U remanente	min.U remanente	
Caida de tensión en Barras (deslastrado)	opción	Mín. de U Mín. de U directa	Mín. de U Mín. de U directa	
Sentido de rotación	opción	control del sentido rotación		
Motor				
Cortocircuito	base	max. de I	Máx de I	
		diferencial	o fusibles	
Defecto a tierra	base	Max. de I homopolar	Max. de I homopolar	
(neutro puesto a tierra)	opción	67N si capacitivas (neutro aislado o fuertemente limitado)	67N si capacitivas (neutro aislado o fuertemente limitado)	
Masa rotor (bobinado)	Base	Vigilohm	Vigilohm	
(Δt °C cojinetes)	opción	sondas Pt100	sondas Pt100	

Fig. 184: Motores asíncronos.

Tipo de defecto		Potencia > 2 MW (*)	Carga particular
Según la carga			
Sobrecarga	base	imagen térmica	
(Δt °C estátor)	opción aconsej.	sondas Pt100	sondas Pt100
Arranque demasiado largo Bloqueo rotor			Arranque demasiado largo Bloqueo rotor
Descebado bombas. Ruptura transmisión			Mínimo de I
Arranques frecuentes			Número arranques
Alimentación			
Desequilibrio (Δt °C rotor)	base	Max. de I inversa	
Rearranque	opción	min.U remanente	
Caída de tensión en barras (deslastrado)	opción	min.de U Mín. de U directa	
Sentido de rotación	opción	control del sentido rotación	
Pérdida alimentación Funcionam. como generador	base	retorno de potencia 32P	
Motor			
Cortocircuito	base	max. de I diferencial	
Defecto a tierra	base	Max. de I homopolar	
	opción	67N si capacitivas	
Masa rotor (bobinado)	Base	Vigilohm	
Pérdida de excitación	base	Máx. de Q (32Q)	
(Δt °C cojinetes) como generador	opción	sondas Pt100	

(*) Todos los motores síncronos son de gran potencia

Fig. 185: Motores síncronos.

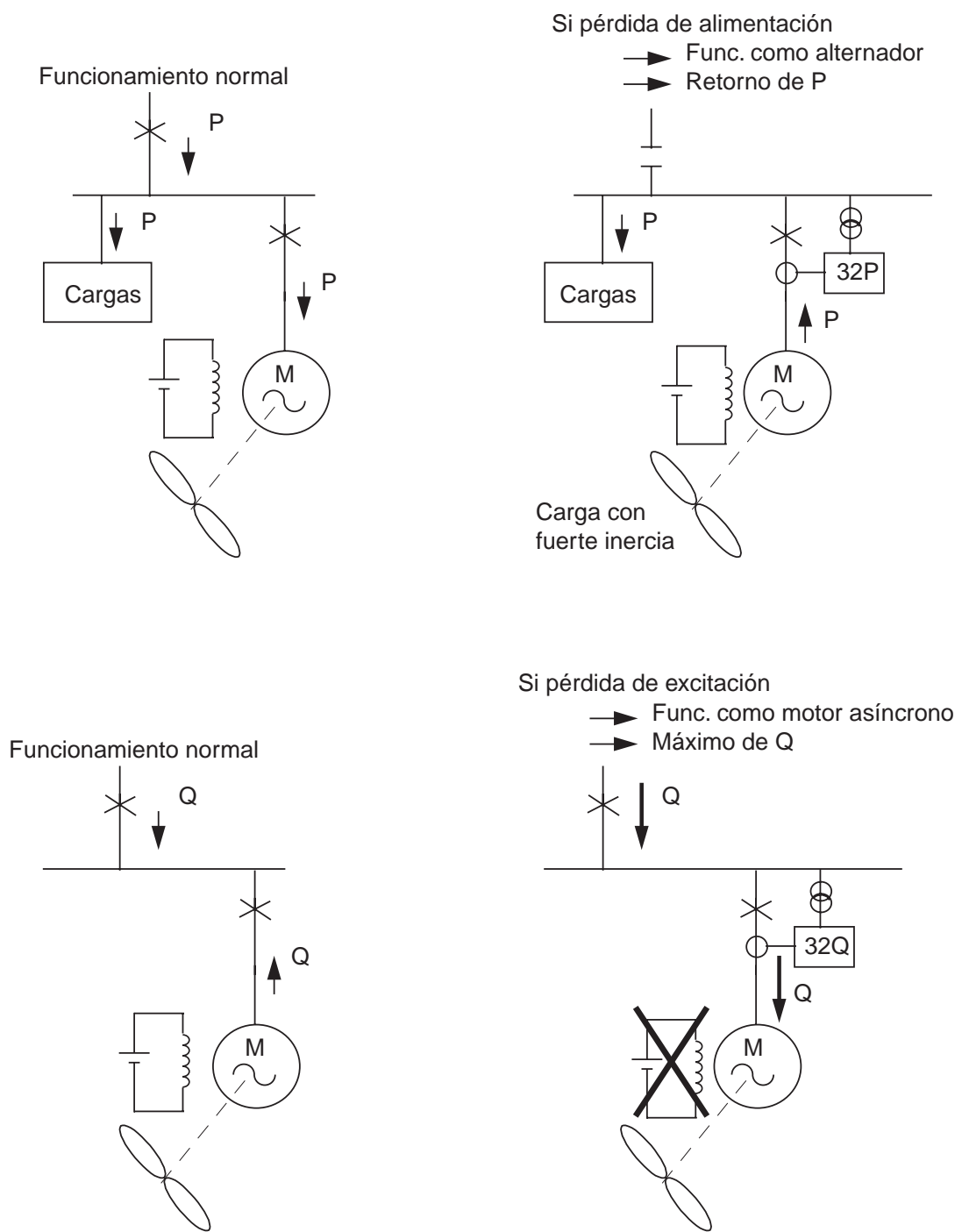
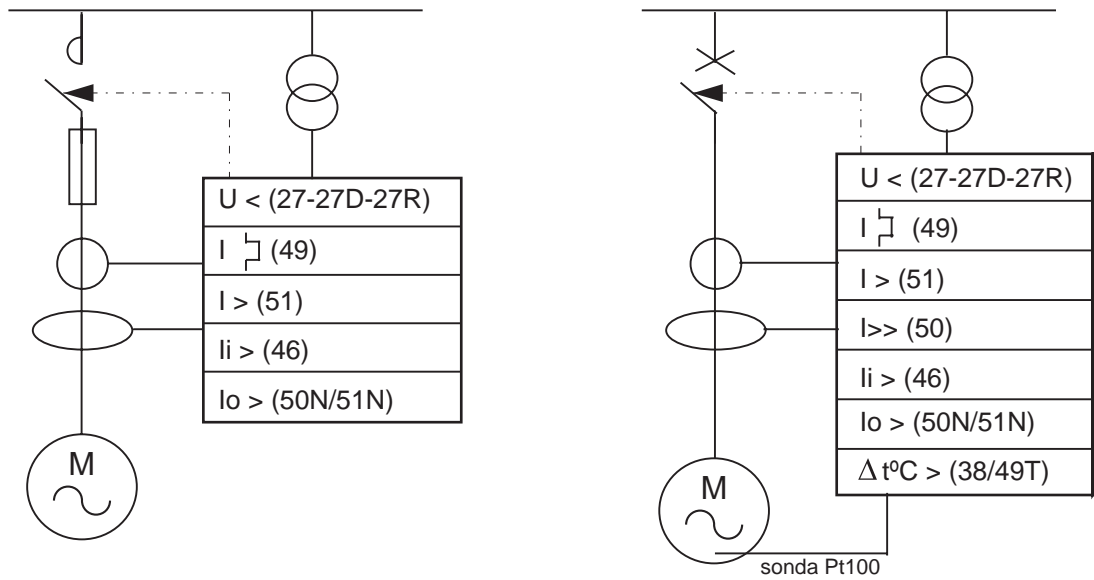
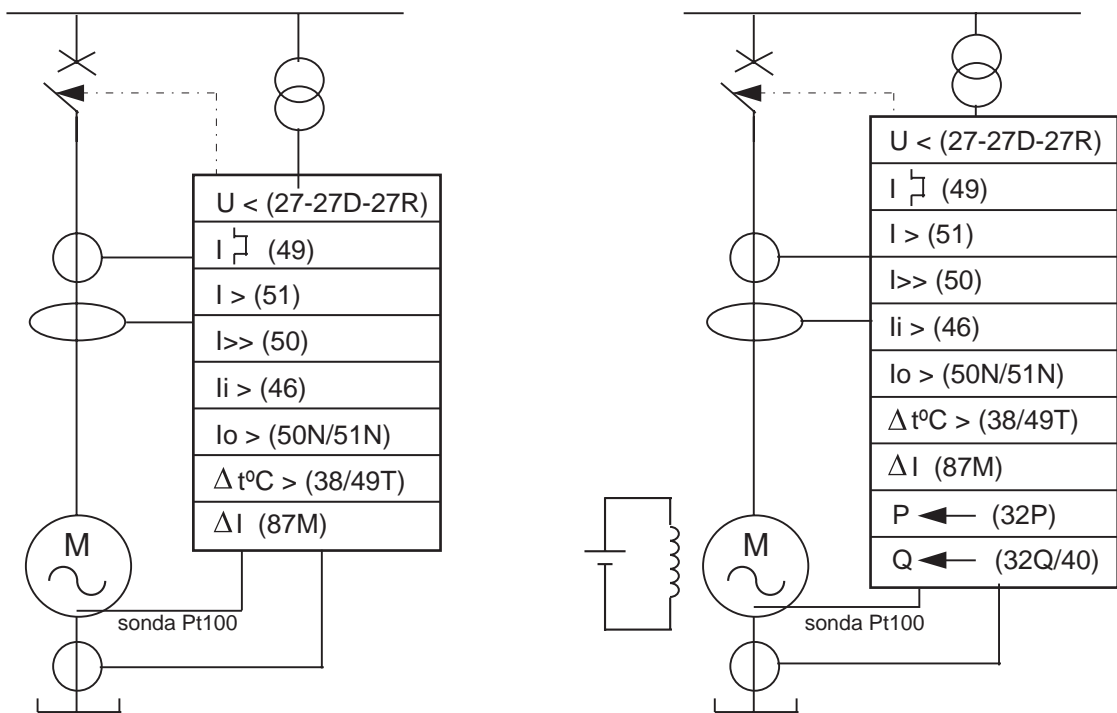


Fig. 186: Protección de motores síncronos.

Motores asíncronos de potencia < 2 MW con mando por contactor o disyuntor



Motores asíncronos de potencia > 2 MW y motores síncronos de fuerte potencia (>2 MW)



Motor asíncrono P > 2 MW

Motor síncrono P > 2 MW

Fig. 187: Ejemplos prácticos de protección de motores MT.

Tipo de defecto	Reglajes
Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección de imagen térmica (49) Constante de tiempo típica para motores ≤ 1 MW: $\tau = 10$ mn Constante de tiempo típica para motores ≥ 1 MW: $\tau = 20$ mn Calentamiento Máximo autorizado: $E_s = 115$ % ■ Vigilancia de temperatura (38 / 49T) T s depende de la clase térmica del aislante del motor (120 °C para clase F)
Cortocircuito de fase interno o externo	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a máximo de corriente de fase a tiempo independiente (50 / 51): $I_s = 1,3 I_{arranque}$ / $T = 100$ ms ■ Protección por fusible Ver tabla figura 175 de selección de fusibles en función potencia máquina. ■ Protección diferencial a porcentaje (87M) $I_s = 5$ a 15% de I_n
Desequilibrio inversión fases corte de una fase	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a Máximo de componente inversa (46) <ul style="list-style-type: none"> – a tiempo independiente de doble umbral 1er umbral: $I_i = 20\% I_n$ / $T = T_{arranque} + 3$ s 2º umbral: $I_i = 40\% I_n$ / $T = 0,5$ s – a tiempo dependiente curva inversa $I_s = 30\% I_n$ / $T = T_{arranque}$
Masa estátor	<p>Régimen de neutro puesto a tierra directamente o con impedancia de limitación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a máximo de corriente homopolar (50N / 51N): $I_{so} \leq 10\% I_L$ (corriente limitada por la R de p.a.t), preferible entre 1 y 10 A temporización $T = 100$ a 200 ms <p>Régimen de neutro aislado:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ si I_c es débil <ul style="list-style-type: none"> ▷ Protección a máximo de tensión residual (59N / 64): típicamente $V_{so} = 30\% V_n$ (aunque el reglaje viene impuesto por la red) ■ si I_c es importante <ul style="list-style-type: none"> ▷ Protección a máximo de corriente homopolar direccional o ▷ Protección direccional de tierra (67N) <p>El reglaje depende de los valores de las corrientes capacitivas de la red (ver cap.4.4).</p>

Fig. 188 (1 de 2): Indicaciones típicas de reglaje de las protecciones de motores MT.

Tipo de defecto	Reglajes
Arranque demasiado largo o bloqueo del rotor	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección contra arranque demasiado largo (48): $I_s > 1,3 I_n$ (depende del tipo de carga que acciona el motor) $T = T_{\text{arranque}} + \text{algunos segundos}$ ■ Bloqueo del rotor (51LR): $I_s = I_{\text{arranque}} / 2$ $T = 0,5 \text{ a } 1 \text{ s}$
Bajada de la tensión alimentación	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a mínimo de tensión directa (27D): $U_s = 75 \text{ a } 80\% U_n$ / $T = 1 \text{ s}$
Tensión remanente	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a mínimo de tensión remanente (27R): $U_s = 20 \text{ a } 25\% U_n$ / $T = 100 \text{ ms}$
Frecuencia arranque demasiado alta	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección de control del nº de arranques (66): Número de arranques sucesivos en caliente (nc) y en frío (nf), y número de arranques totales (nt) por hora autorizados. Datos a suministrar por el fabricante del motor.
Bajada de la intensidad consumida	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección de mínimo de intensidad de fase (37): $T = 1 \text{ s}$ Corriente de vacío $< I_s <$ Corriente mínima normalmente absorbida
Perdida excitación	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección contra retornos de potencia reactiva (32Q/40): $Q_s = 30\% S_n$ / $T = 3 \text{ a } 5 \text{ s}$
Marcha como alternador asíncrono	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección contra retornos de potencia activa (32P): $P_s = 5\% P_n$ / $T = 1 \text{ s}$
Masa rotor	Motores síncronos: <ul style="list-style-type: none"> ■ Inyección de corriente alterna de baja frecuencia (de 2,5 a 20 Hz) Motores asíncronos de rotor bobinado <ul style="list-style-type: none"> ■ Inyección de corriente continua

Fig. 188 (2 de 2): Indicaciones típicas de reglaje de las protecciones de motores MT.

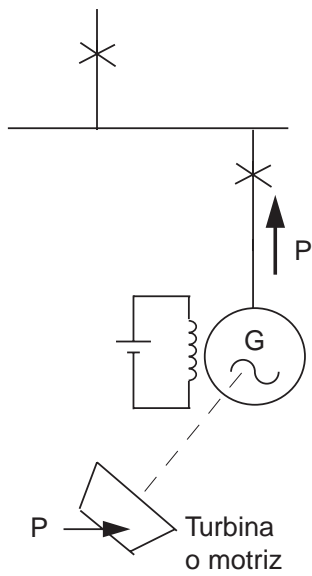
6.5

Protección de generadores síncronos

Tipo de defecto		Potencia > 3 a 4 MVA	Potencia < 3 a 4 MVA
Según la carga			
Pérdida de alimentación Funcionamiento como motor	base	Retorno (32P)	
	opción		Retorno de P (32P)
(Δt °C cojinetes)	opción	Sondas Pt 100 (38/49T)	Sondas Pt100(38/49T)
Red			
Sobrecarga (Δt °C estátor)	base	Imagen térmica (49)	Imagen térmica (49)
	opción	Sondas Pt 100 (38/49T)	
Desequilibrio (Δt °C rotor)	base	Máx. de I inversa (46)	
	opción		Máx. de I inversa (46)
Cortocircuito externo	base	Máx. de I a retención de tensión (50/81V)	Máx. de I a retención de tensión (50/51V)
Generador			
Cortocircuito interno	base	Diferencial (87G)	
	opción	Máx. de I (50 / 51)	Max. de I (50 / 51)
Defecto masa estátor con p.a.t	base	Máx. de I homopolar (50N/51G)	Máx. de I homopolar (50/51G)
Defecto masa estátor sin p.a.t.	base	Max de U residual (59N/64)	Max de U residual (59N/64)
Masa rotor (bobinado)	base	Vigilohm	
Pérdida de excitación	base	Rotorno de Q (32Q/40)	Retorno de Q (32Q/40)
Regulador de tensión	base	Max. y min de U (59 - 27)	
	opción		Máx.y mín de U (59/27)
Regulador de frecuencia	base	Max. y min. de F (81M7m)	
	opción		Max. y min. de F (81M/m)
(Δt °C devanados)	opción	sondas Pt100	

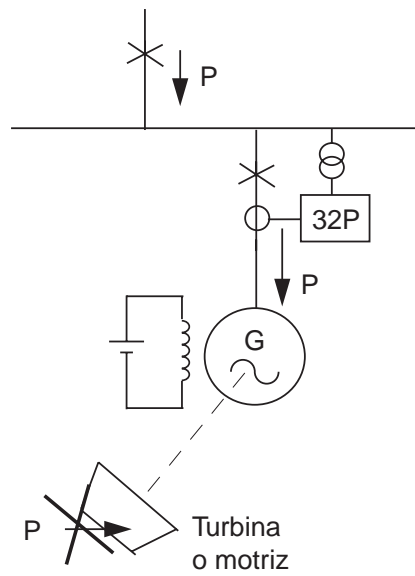
Fig. 189: Protección de generadores síncronos.

Funcionamiento normal

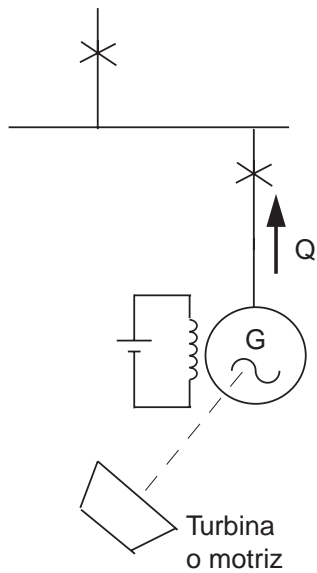


Si pérdida de P motriz

- Func. como motor síncrono
- Retorno de P



Funcionamiento normal



Si pérdida de excitación

- Func. como generador asíncrono
- Retorno de Q

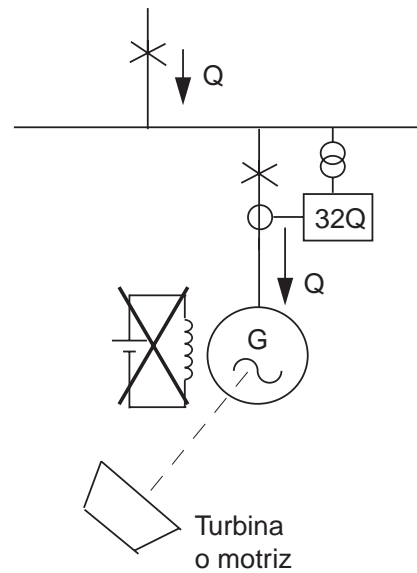


Fig. 190: Protección de generadores síncronos.

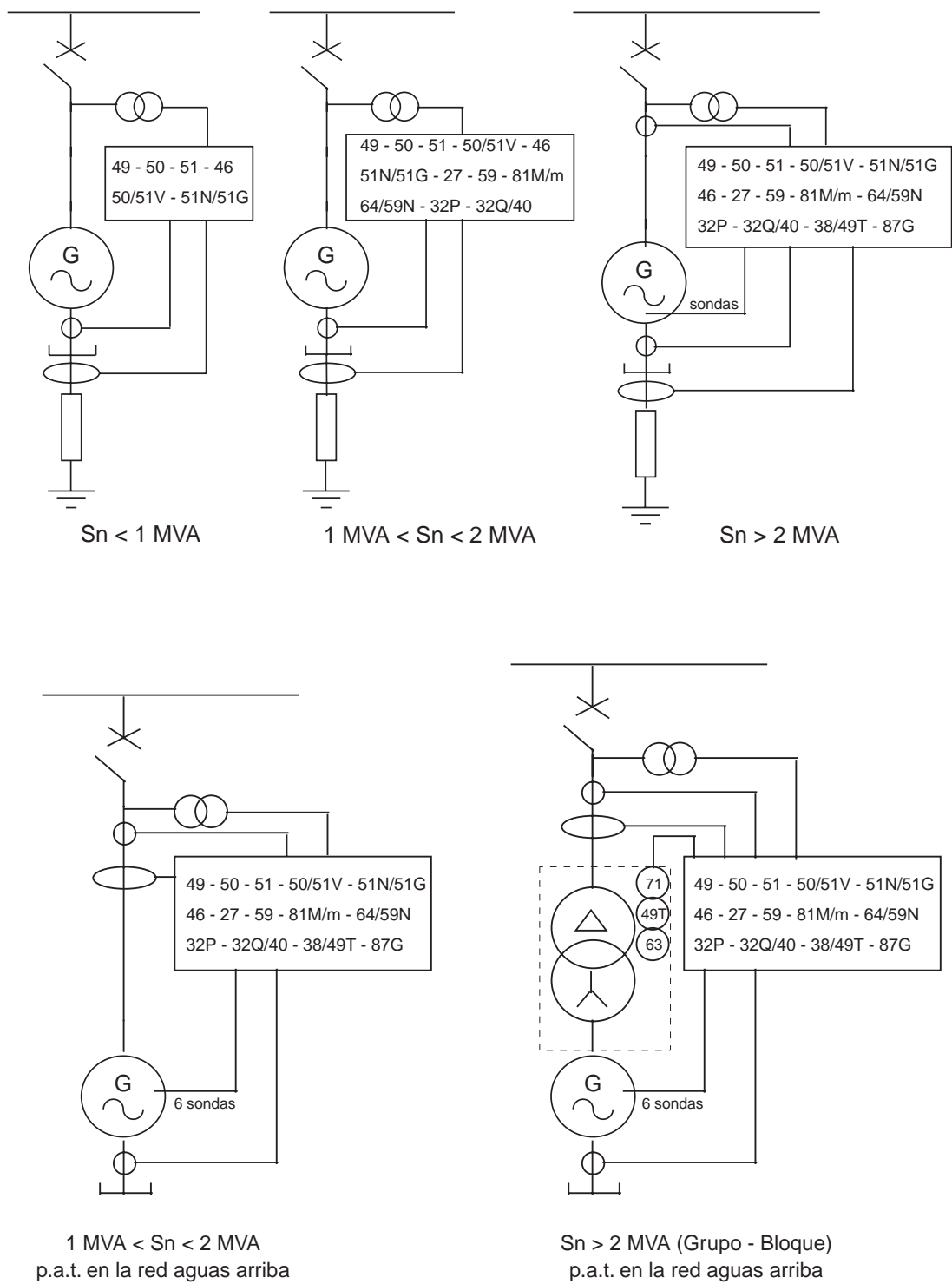


Fig. 191: Ejemplos de aplicación.

Tipo de defecto	Reglajes
Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección de imagen térmica (49) Constante de tiempo: dato de fabricante del alternador en función ensayos térmicos. Calentamiento Máximo autorizado : Es = 115 a 120% ■ Vigilancia de temperatura (38/49T): Ts depende de la clase térmica del aislante del motor (120 °C para clase F) ■ Protección por automático magnetotérmico para pequeños grupos Umbral térmico = 1,2 In
Cortocircuito externo entre fases	<p>Generador con capacidad de mantener 3 In durante algunos segundos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a máximo de corriente de fase a tiempo independiente (50/51) Is = 1,5 a 2 In / T = selectiva con el resto de la instalación <p>Generador sin capacidad de mantener 3 In</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a máximo de corriente de fase a retención de tensión (50/51V) Is = 1,2 In / T = selectiva con el resto de la instalación. ■ Protección magnetotérmica para proteger pequeños alternadores: $I_m < \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot X_d}$
Cortocircuitos internos entre fases	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección diferencial de Alta Impedancia (87G) Sepam 100LD Is = 10 a 20% In sin temporización ■ Protección diferencial a porcentaje (87G) Sepam 2000D01 Pendiente = 37,5% Umbral mínimo = 30% In sin temporización ⇒ Instantáneo (al ser la protección diferencial una protección intrínsecamente selectiva). ■ Protección a máximo de corriente de fase (50/51): Los reglajes serán función de la selectividad requerida por toda la instalación.
Tensión demasiado baja	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a mínimo de tensión (27): Us = 0,75 a 0,8 Un Temporización : T ≥ 500 ms, en función de la selectividad y condicionantes de la red
Tensión demasiado alta	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a Máximo de tensión (59) Si la utilizamos para proteger contra sobretensiones: Us = 1,1 Un / T ≈ 1 s Si la utilizamos como vigilante de tensión para verificar presencia de tensión suficiente: Us = 0,95 Un / T ≈ 3 s

Fig. 192 (1 de 2): Indicaciones típicas de reglaje de las protecciones de generadores MT.

Tipo de defecto	Reglajes
Corte de fase, inversión fases, desequilibrio fases	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a máximo de componente inversa a tiempo dependiente (46): $I_s = 15\% I_n$ activación de la protección después de superar algunos segundos del umbral de reglaje
Cortocircuitos internos entre fases y neutro	<p>Neutro puesto a tierra en el punto neutro de la estrella del generador.</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a máximo de corriente de tierra (51N / 51G) sobre p.a.t en pto.neutro: $I_s = 10\% I_L$ (corriente limitada) / T = selectiva con el resto de la instalación ■ Protección diferencial de alta impedancia (87): $I_s = 20\% I_n$ / sin temporización. <p>Neutro puesto a tierra en la instalación (p.ej. en la p.a.t. del trafo elevador) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a máximo de corriente a tierra (50N/51N): $I_s = 10\% I_L$ (corriente limitada) / T = 100 ms ■ Protecc. a máx. de tensión residual si generador en isla (desacoplado) - 59N: $V_{so} = 30\% V_n$ / T = 2 a 3 s <p>Neutro aislado:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a Máximo de tensión residual (59N/64): $V_{so} = 30\% V_n$ / T = 2 a 3 s
Pérdida de excitación	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección contra retornos de potencia reactiva (32Q/40): $Q_s = 30\% S_n$ Temporización T = 3 a 5 s.
Marcha como motor	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección contra retornos de potencia activa (32P): $P_s = 1$ a 5% de P_n para turbina $P_s = 5$ a 20% de P_n para motores diesel accionando directamente el generador Temporización: T ≥ 1 s.
Pérdida de alimentación de la cía. eléctrica	<p>Depende de la normativa específica de cada compañía eléctrica, pero los casos más habituales son:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Protección contra retornos de potencia activa (32P): $P_s = 1$ a 2% de $\sqrt{3} \cdot I_{nTI} \cdot U_{nTT}$ donde : I_{nTI}: calibre de los trafos de intensidad (intensidad nominal de primario) U_{nTT}: calibre de los trafos de tensión (tensión nominal de primario) Temporización nula ■ Relé de salto de vector o detector de microcortes (78)
Frecuencia demasiado baja o alta	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a mínimo y/o Máximo de frecuencia (81m/M): $F_s = 50 \pm 2$ Hz Temporización T = 2 a 4 s.
Masa rotor	<ul style="list-style-type: none"> ■ Controlador permanente de aislamiento.

Fig. 192 (2 de 2): Indicaciones típicas de reglaje de las protecciones de generadores MT.

6.6

Protección de baterías de condensadores

Tipo de defecto		Triángulo (Q pequeña)	Doble estrella (Q grande)
Sobrecarga	opción	Max de U (59) o Imagen Térmica	Max de U (59) o Imagen Térmica
Cortocircuito	base	Max. de I (50/51) o fusibles	Max. de I (50/51)
	opción		fusibles internos
Homopolar	base	Max. de I homopolar (51N)	Max. de I homopolar (51N)
Desequilibrio entre puntos neutros	base		Max. de I entre estrellas (51N)

Fig. 193: Protección de condensadores.



Fig. 194: Ejemplos de aplicación de protección de condensadores.

Tipo de defecto	Reglajes
Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> ■ Máximo de tensión (59): $U_s \leq 110\% V_n$ / $T \approx 0,5$ a 1 s ■ Protección de imagen térmica (Max. de I a tiempo inverso): Curva de tiempo inverso (SIT) / $I_s \leq 1,3 I_n$ / $T \approx 4$ s
Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a máximo de corriente de fase a tiempo independiente (50/51): $I_s = 8$ a $10 I_n$ / $T = 100$ a 200 ms / Curva constante (DT)
Defecto a masa	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a Máximo de corriente a tierra (51N): $I_s \leq 20\% I_{\text{Max de defecto a tierra}}$ y $\geq 10\% I_{nTI}$ si $\Sigma 3TI$ / / tiempo independiente / $T \approx 100$ ms.
Cortocircuito de un elemento interno de la batería	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protección a Máximo de intensidad a tiempo independiente (51N): $I_s < 1$ A / $T \approx 1$ s \Rightarrow Este valor de intensidad a detectar es el que se generará como consecuencia del desequilibrio entre puntos neutros (en baterías de doble estrella, obviamente), y la magnitud tan fina de la corriente a detectar obliga al uso de toroidales tipo CSH en el Sepam.

Fig. 195: Indiciones típicas de reglaje de las protecciones de batería de condensadores MT.

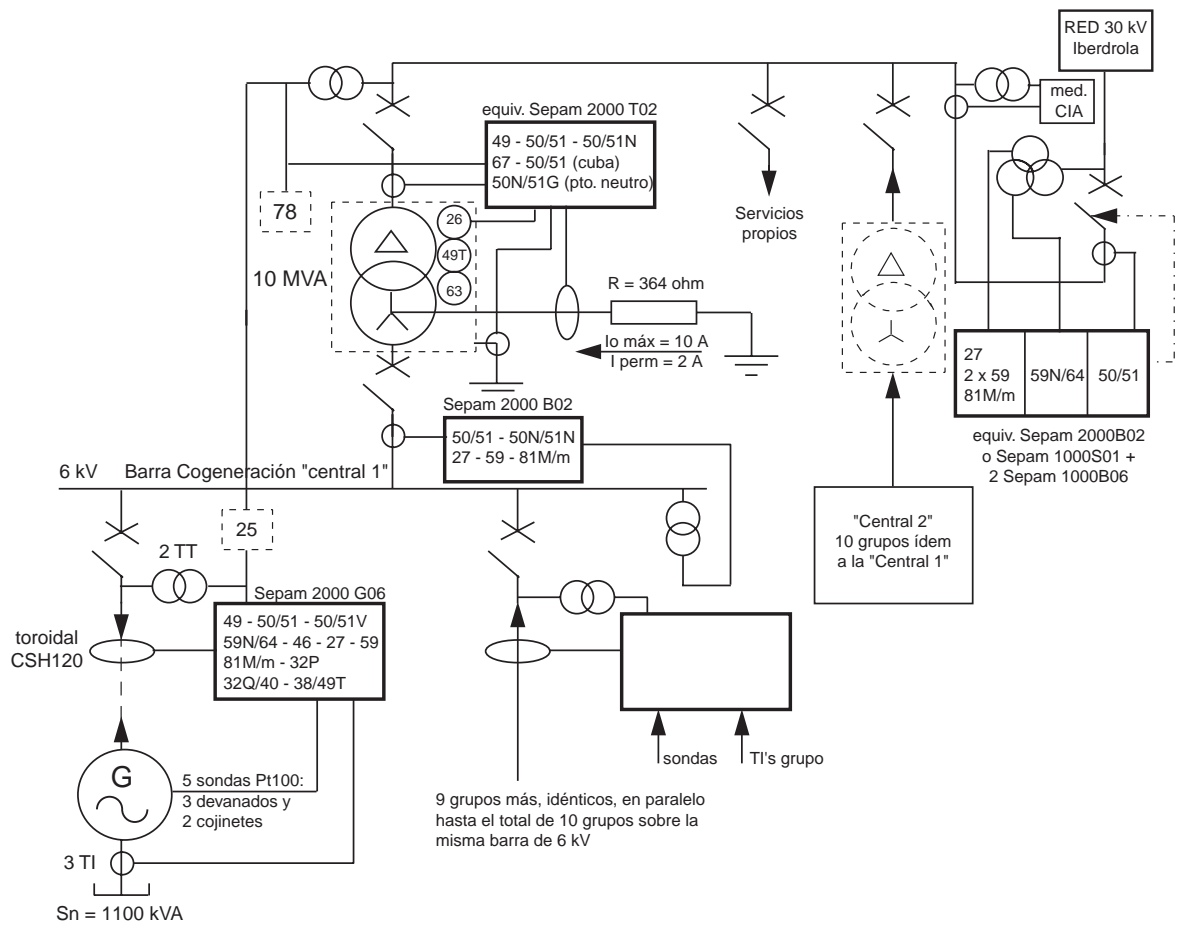


Fig. 196: Aplicaciones típicas de Sepam es instalaciones de cogeneración.

ANSI 49: Protección de Imagen Térmica, para proteger el generador contra las sobrecargas térmicas derivadas de un funcionamiento prolongado por encima de las condiciones nominales.

ANSI 50/51: Protección de Máximo de intensidad de fase a doble umbral, para realizar la protección contra cortocircuitos.

ANSI 50V/51V: Protección de Máximo de intensidad de fase a retención de tensión. esta protección tiene por objeto ver el posible cortocircuito a tensión reducida (inferior a la nominal).

ANSI 59N/64: Protección a Máximo de tensión homopolar, cuya función consiste en la detección de defectos a tierra por medida del desplazamiento del punto neutro.

ANSI 46: Protección contra desequilibrios de fase, Máximo de componente inversa. Su misión consiste en detectar si existe algún defecto en alguna de las fases (fase cortada p.ej.), que provocará la aparición de componentes de corriente inversa, que pueden dañar la generatriz.

ANSI 27: Protección a mínimo de tensión trifásica a doble umbral. Se utiliza como vigilante de tensión para el automatismo de control de grupos. Salida a relé (contacto libre de potencial) del dispositivo de protección.

ANSI 59: Protección a Máximo de tensión bifásica a doble umbral. También es utilizada como vigilante de tensión (también salida a relé), y junto con la anterior definen la "ventana" de tensiones admisibles para proceder a la puesta en paralelo del grupo con la red, además (y junto) de la "ventana" de frecuencias admisibles.

ANSI 81M: Protección a Máximo de frecuencia. Utilizada como vigilante de frecuencia para el automatismo de control de grupos. Salida a relé (contacto libre de potencial) del dispositivo de protección.

ANSI 81m: Protección a mínimo de frecuencia (también salida a relé). Junto con la protección anterior sirven para definir la "ventana" de frecuencias admisibles para poder proceder a la puesta en paralelo del grupo con la red.

ANSI 32P: Protección contra retornos de potencia activa. Consiste en evitar que el generador funcione como motor en caso de fallo de la motriz. esta protección controla el sentido de la potencia activa, y actúa cuando detecta que la máquina absorbe potencia activa de la red en vez de entregarla.

ANSI 32Q/40: Esta protección detecta el fallo de la excitatriz del alternador. En condiciones normales el generador debe entregar Potencia activa y Potencia reactiva, cuando falla la excitatriz, el generador pasa a absorber potencia reactiva de la red para compensar la falta de magnetización, y si esta situación se mantuviese derivaría en una pérdida de sincronismo de la máquina. La protección controla el sentido de la potencia reactiva y actúa cuando detecta que el grupo consume reactiva en lugar de entregarla. De hecho es una protección contra retornos de potencia reactiva.

ANSI 38/49T: Protección de vigilancia de temperatura. Alimentada de la señal procedente de unas sondas tipo PT100, esta protección realiza la vigilancia permanente de la temperatura del grupo (devanados y cojinetes), y puede actuar en distintos umbrales de temperatura al tratar independientemente cada sonda de temperatura.

En este caso se estudió la necesidad o no de la protección diferencial de generador (ANSI 87G), y se vio que no era imprescindible, dado que las limitaciones derivadas de su no uso eran perfectamente aceptables y revertían en un considerable ahorro y simplificación del sistema de potencia. Esto quedará plasmado en la justificación del estudio de selectividad que veremos en el siguiente apartado.

A partir de estas necesidades de protección descritas, se procedió al estudio de la solución técnico-económica más viable en el mercado, y se plantearon dos opciones.

□ Opción 1ª: Solución "clásica" a base de asociación de relés independientes para cada función de protección, montados en rack.

□ Opción 2ª: Solución "de futuro" basada en equipos digitales multifunción, que no solo integran todas las funciones de protección descritas, sino que además nos proporcionan todas las medidas en una pantalla de cristal líquido, incorpora un autómata programable de hasta 26 entradas y 14 salidas digitales, y es comunicable vía RS485 (protocolo JBUS / MODBUS).

Del estudio detallado de ambas soluciones se determinó que la solución óptima era el sistema de Protección, medida, control y comunicaciones tipo Sepam 2000 modelo G06 del fabricante Merlin Gerin, porque en aras de la simplicidad, funcionalidad y racionalidad de explotación de la instalación, así como el posterior mantenimiento (Recambios), queda plenamente justificado tanto a nivel de solución técnica como a nivel de coste económico de la instalación.

6.7.1 Justificación del emplazamiento de los captadores en el circuito de potencia

Una vez justificada la no necesidad de la protección diferencial de generador (ANSI 87G), solo requerimos un juego de 3 trafos de intensidad para realizar el resto de las funciones de protección, con el consiguiente ahorro de espacio, simplificación de la cabina de M.T. y por consiguiente, ahorrando dinero.

Estos 3 trafos se decide instalarlos en el lado "punto neutro" del generador, puesto que así vigilan y protegen la máquina contra defectos internos, pero sin embargo no detectan la intensidad de retorno procedente de los demás grupos en paralelo, si el defecto se produce en el tramo de unión entre el grupo y el embarrado (figura 197).

Esta situación es muy poco probable de que se dé, y si ocurre provocará el disparo de los 10 grupos a la vez, sin embargo podremos

detectar el ramal en defecto cuando procedamos a resincronizar cada grupo por separado con su disyuntor de acoplamiento abierto, porque cada grupo dispone de una protección a Máximo de intensidad a retención de tensión (ANSI 51V), lo que permitirá identificar el defecto a tensión reducida (inferior a la nominal).

Además al requerirse TI's "pequeños" 100/5A, 5VA 5P10, gracias al reducidísimo consumo de potencia de precisión por parte del relé digital (Sepam), estos pudieron ser alojados en la caja de bornas del generador, con el consiguiente ahorro de espacio y económico al no requerir una cabina adicional a pie de máquina para alojar dichos TI's.

En cuanto al toroidal, hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

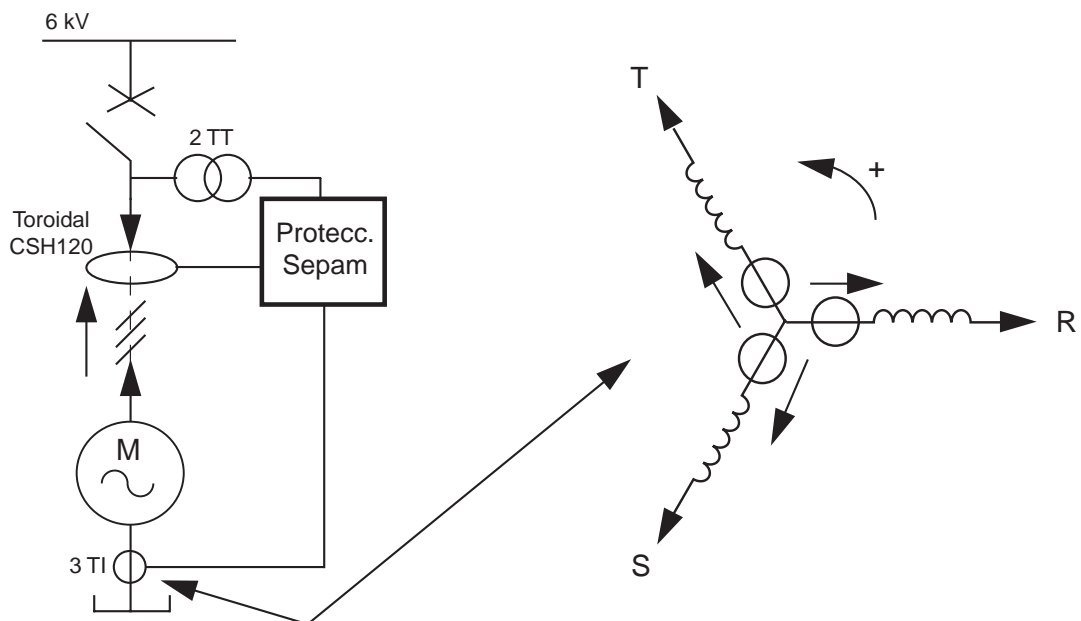


Fig. 197

1ª) la magnitud de la intensidad de defecto a detectar:

En este aspecto, el fabricante del generador (Leroy Sommer) nos recomendó una limitación de la intensidad de defecto a tierra a 10 A, para evitar al máximo los daños en la plancha magnética como consecuencia de la circulación de las corrientes homopolares por su interior, según la siguiente característica (figura 198).

Vemos cómo, al limitar a un máximo de 10 A, estamos en la zona de daños menores, sin embargo, al tarar nuestra protección homopolar del generador a 1 A / 0,2 s (según resultado del estudio de selectividad expuesto en el capítulo siguiente), los daños serán prácticamente inexistentes.

Esta limitación de la magnitud a detectar tan exigente, junto con la limitación de reglaje de la protección homopolar a un mínimo del 10% de la intensidad nominal del TI 100/5

(dispersión de los TI's de protección), nos obliga el empleo de toroidales de detección sobre cable, puesto que podemos ir a sensibilidades de hasta 500 mA.

2ª) La ubicación de la resistencia limitadora de puesta a tierra (p.a.t. en adelante).

Este fue otro sujeto de controversia puesto que varias soluciones podían ser adoptadas.

La solución inicial, y desde un punto de vista purista la mas correcta, pasaba por colocar una resistencia limitadora de p.a.t. en cada neutro de generador. Esto supondría 10 resistencias de p.a.t. con su consiguiente coste y principalmente, necesidad de espacio físico (bastante limitado en este caso), colocando el toroidal de detección sobre el cable de conexión de dicha resistencia a tierra.

A partir de un estudio exhaustivo, vimos que dado el caso de que la barra de cogeneración era exclusivamente de cogeneración (no tiene

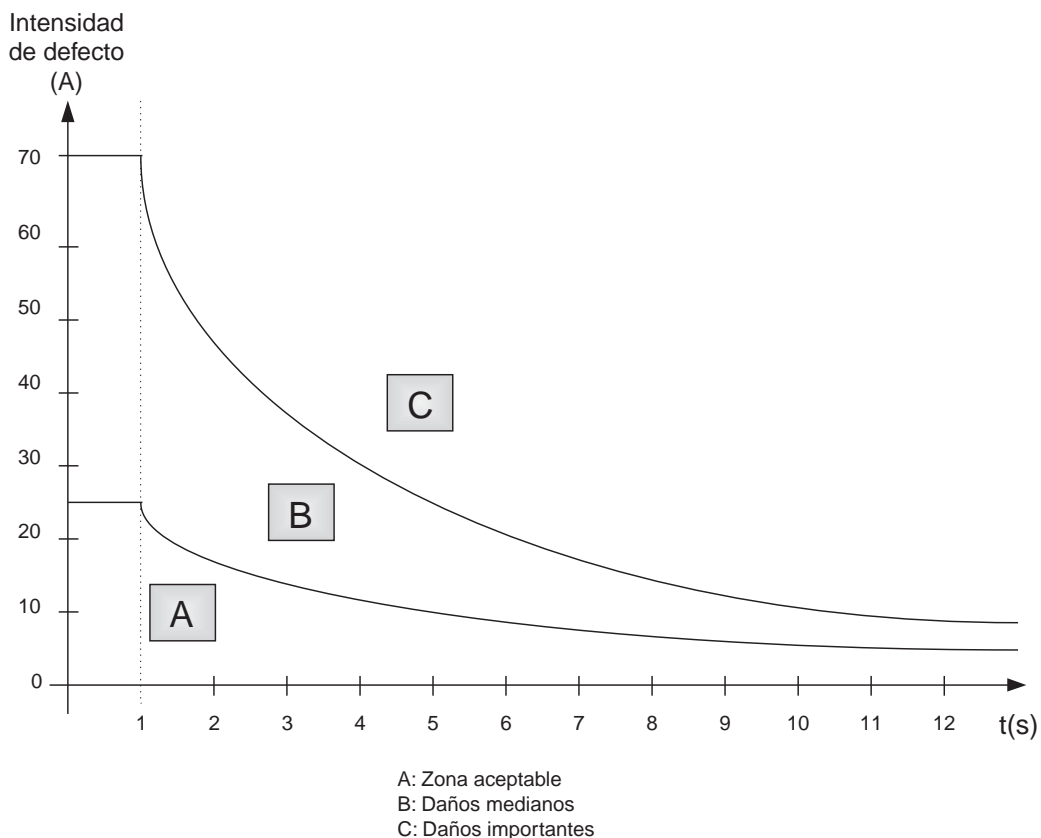


Fig. 198: Curva de daños en el estator de una máquina eléctrica rotativa (generatriz) en función de la intensidad de defecto a tierra y del tiempo de duración defecto.

ninguna salida a consumos propios), era técnicamente posible ubicar la resistencia de limitación en la conexión de tierra del neutro del transformador elevador, dado que en caso de un defecto a tierra en cualquiera de los ramales de grupos, este se cerrará por dicha puesta a tierra. Esta era la solución de compromiso técnico-económica mejor y fue la que elegimos como óptima, con el consiguiente ahorro económico y solventando el problema de espacio (donde se colocaban las 10 resistencias de puesta a tierra).

Entonces una vez adoptada esta solución, vimos que el emplazamiento óptimo para el toroidal era en la llegada de cables a la cabina de Media Tensión de cada grupo, puesto que en este punto vigilará toda la zona comprendida entre el grupo y su unión al embarrado. Además nos permitirá una buena coordinación de las protecciones homopolares de todo el sistema, dando como resultado una buena selectividad del sistema frente a los defectos a tierra.

Esta decisión trajo implícito dos condicionantes:

1º) durante la fase de sincronización de cada grupo, estando su disyuntor de acoplamiento abierto, el generador está en funcionamiento "en isla", por tanto en régimen de neutro aislado!, con lo cual si se produce un defecto de aislamiento durante la fase de sincronización, este no podrá ser detectado hasta que cerremos el disyuntor de acoplamiento a barras, quedando conectado a la red de tierras, y será visto por el toroidal, provocando el disparo inmediato de este grupo.

Este no es un gran inconveniente, puesto que solo disparará el disyuntor del ramal en defecto sin afectar a los demás grupos que ya estén acoplados a la red, porque se ha estudiado el sistema de selectividad para este supuesto.

El segundo condicionante es de mayor entidad.

2º) El hecho de poder funcionar momentáneamente en régimen de neutro aislado, nos obligó a replantear la cuestión de los trafos de tensión (TT's en adelante).

En principio habíamos previsto detectar los defectos de aislamiento funcionando en isla a partir de la protección de medida de desplazamiento del punto neutro (ANSI 59N), pero esta función de protección es realizada por el Sepam a partir de la suma vectorial de las 3 tensiones simples fase-tierra.

Las 3 tensiones fase-tierra solo pueden ser obtenidas de la conexión de 3 TT's fase-tierra, lo que supone entrar en el tema del riesgo de fenómenos de ferorresonancia, es por esto que ante esta disyuntiva, se decide proceder a la conexión de 2 TT's entre fases para evitar todo riesgo de ferorresonancia, con la consiguiente inhabilitación de la protección 59N. Pero como hemos justificado anteriormente, este caso queda contemplado en el estudio de selectividad global de la instalación, dejando de ser un problema, y convirtiéndose en una particularidad de actuación del sistema que no afecta al resto de la instalación, siendo fácilmente localizable la zona en defecto.

6.7.2 Estudio global de selectividad del sistema eléctrico MT

6.7.2.1 Selectividad frente a defectos de fase

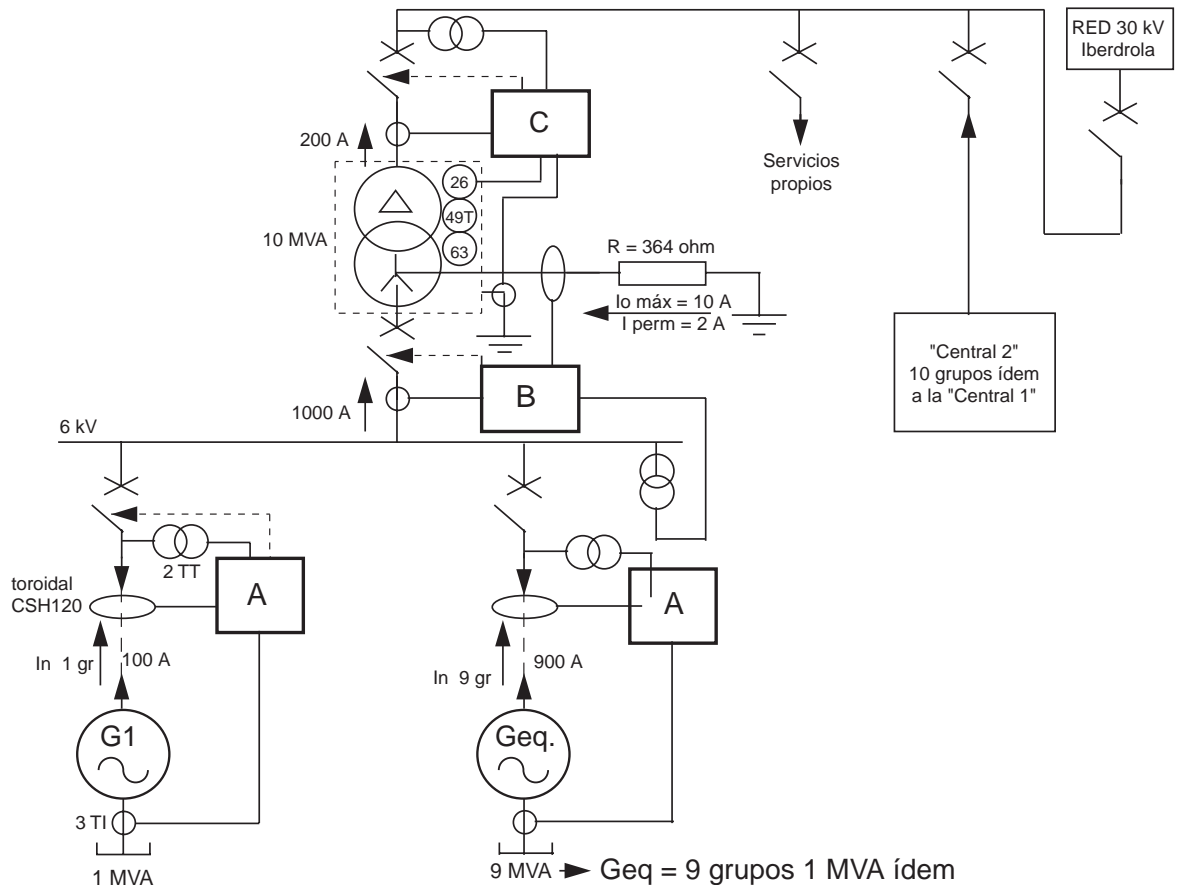


Fig. 199: Selectividad frente a defectos de fase.

Consideraciones tomadas en cuenta a la hora de efectuar el estudio de selectividad contra defectos entre fases, mediante el programa SELINA (Schneider Electrical Network Analysis):

1ª) Potencias de cortocircuito consideradas en la red de conexión de Iberdrola a 30 KV:

Sc_c Máx. = 500 MVA

Sc_c mín. = 250 MVA

2ª) Intensidades de cortocircuito por generador:

□ I_{cc} Máx. 1 grupo = 2,2 I_n (permanente) ⇒ Dato fabricante generador (Leroy Sommer)

□ I_{cc} mín = 1 I_n ⇒ Valor no considerado para el estudio de cortocircuito, puesto que solo es posible en caso de mal funcionamiento del regulador de flujo excitatriz del generador, y durante el cortocircuito, por tanto debería darse esta doble condición simultáneamente, porque el fallo de excitación ya lo vigilamos en régimen nominal mediante la protección ANSI 40/32Q.

3ª) La selectividad del conjunto ha sido estudiada para el caso de 10 generadores funcionando en paralelo simultáneamente, sin embargo, también se ha contemplado la posibilidad de que un grupo esté fuera de servicio, para una eventual operación de

mantenimiento (p.ej.), y podemos concluir que la selectividad también se conserva para el caso de 9 grupos de los 10 en funcionamiento (**figura 200**).

Además de estas protecciones de fase, El relé en C debe incorporar una protección direccional de fase (ANSI 67), para que en caso de que se produzca un defecto en la zona comprendida entre el embarrado a 30 kV y el trafo (lado 30 kV), que es una unión mediante cable, discrimine si el defecto se produce en la "central 1" o en la "central 2", porque el sentido de la intensidad "normal" en este punto siempre debe ser de trafo a embarrado 30 kV (como se indica en esquema) al ser una instalación dedicada exclusivamente a la generación, y por tanto nunca deberá existir circulación en sentido contrario, salvo cuando se produzca un defecto entre fases en el punto mencionado, al ser este alimentado por la potencia de cortocircuito de la red, momento en el cual deberá actuar la protección direccional de

fase, la cual regulada a 100 A / 200 ms nos permitirá una buena selectividad entre ambas "centrales".

La simplicidad de concepción de la instalación según los criterios expuestos anteriormente, permite una actuación selectiva de las protecciones homopolares con unos reglajes sencillos.

El transformador elevador con la conexión indicada en el esquema, actúa de separación de circuitos de tierra, por lo tanto un defecto a tierra en el tramo de 30 kV de la instalación, se cerrará por la puesta a tierra de la subestación de Iberdrola, al ser el régimen de neutro de esta compañía, puesto a tierra limitado por resistencia a valores de 300 A a 1000 A. Esto significa que el tarado de la protección homopolar en C indicado es detectable por el sistema mediante suma de las 3 intensidades de fase en C ($\Sigma 3I$), y permite la selectividad contra defectos a tierra de todo el sistema.

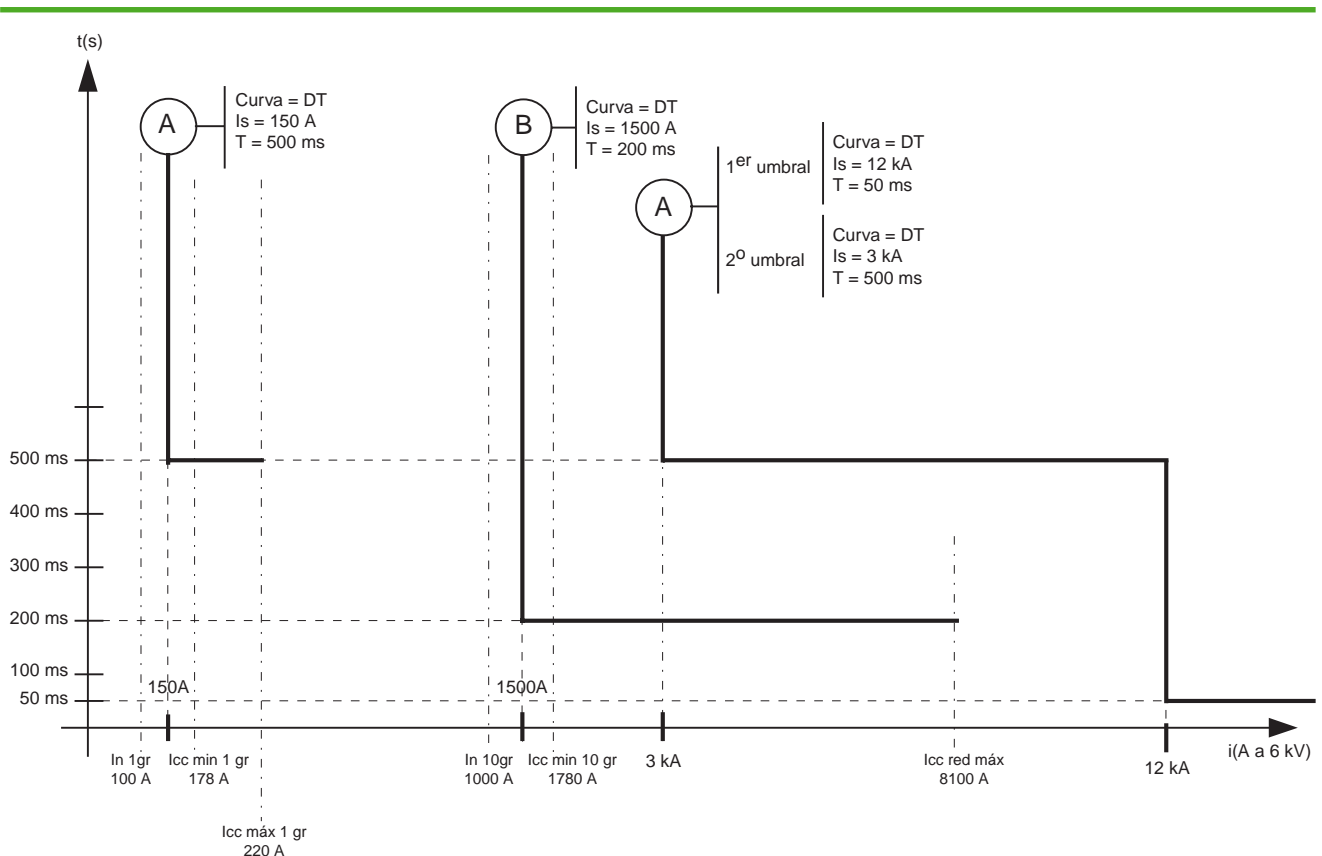


Fig. 200

6.7.2.2 Selectividad frente a defectos a tierra (homopolares)

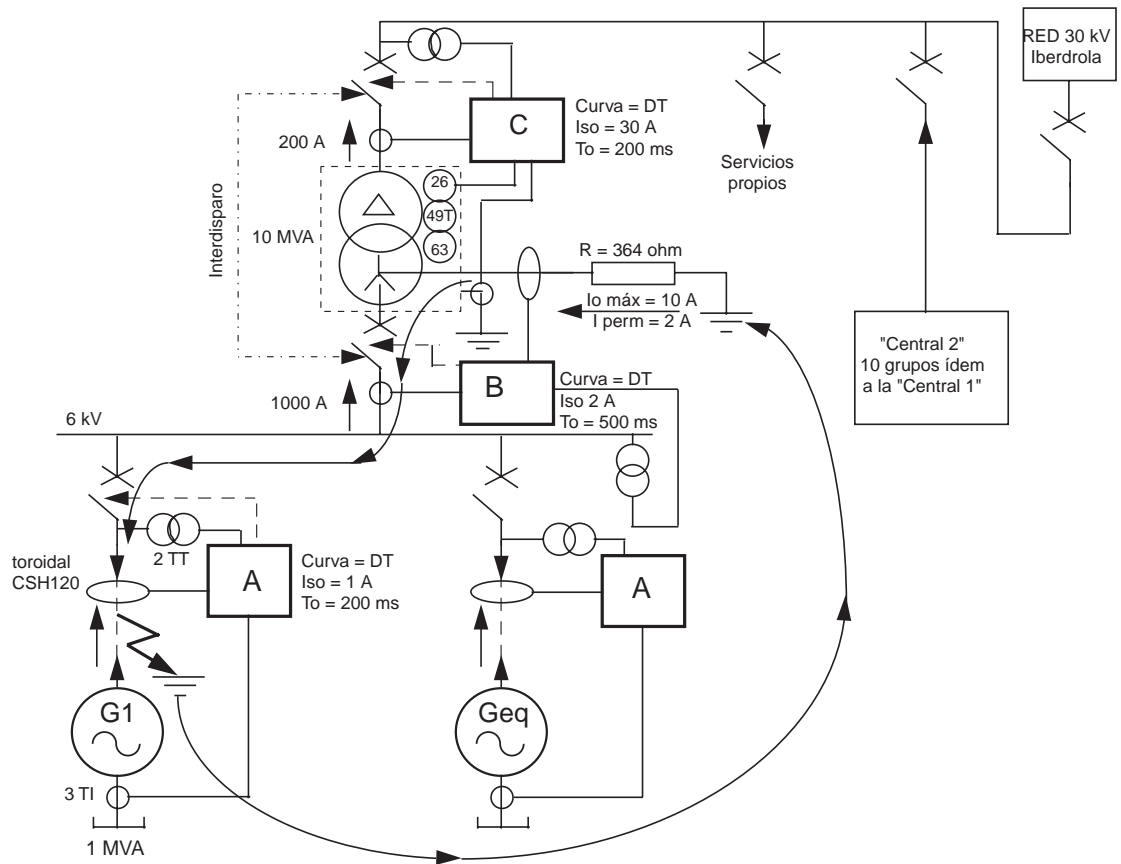


Fig. 226

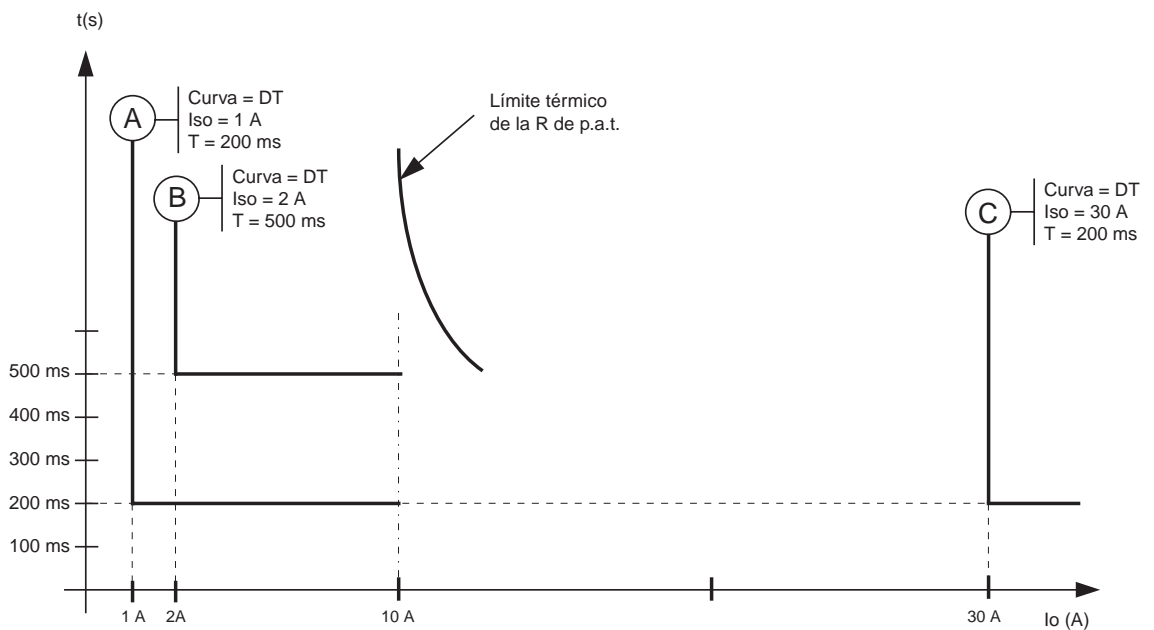


Fig. 227

ANEXO Regulación de las curvas a tiempo dependiente. Sepam 2000, Sepam 1000

Caso práctico 1	p. 193
Caso práctico 2	p. 194

Anexo Regulación de curvas a tiempo dependiente. Sepam 2000 - Sepam 1000

Caso práctico nº 1

A partir de un valor deseado de actuación del relé (Intensidad - tiempo), hallar el valor de reglaje de la temporización T (a 10 Is).

Dos caminos posibles.

- a) mediante aplicación de la ecuación de la curva según normativa CEI 255-3 / BS 142

$$t = \frac{0,14}{(I/Is)^{0,02} - 1} \cdot \frac{T}{2,97} \quad \rightarrow \text{Para curva SIT (estándar inversa)}$$

$$\left. \begin{array}{l} t = 2 \text{ s} \\ I/Is = 30/20 = 1,5 \end{array} \right\} \Rightarrow 2 = \frac{0,14}{(1,5)^{0,02} - 1} \cdot \frac{T}{2,97} \Rightarrow T = 0,345 \text{ s}$$

- b) o bien utilizando las tablas anexas:

$$\left. \begin{array}{l} \text{para } I/Is = 1,5 \\ t = 2 \text{ s} \end{array} \right\} \rightarrow \text{tablas} \rightarrow k = 5,79 \text{ para curva inversa}$$

$$T = t/K = 2/5,79 = 0,345 \text{ s} \Rightarrow \mathbf{T = 345 \text{ ms}}$$

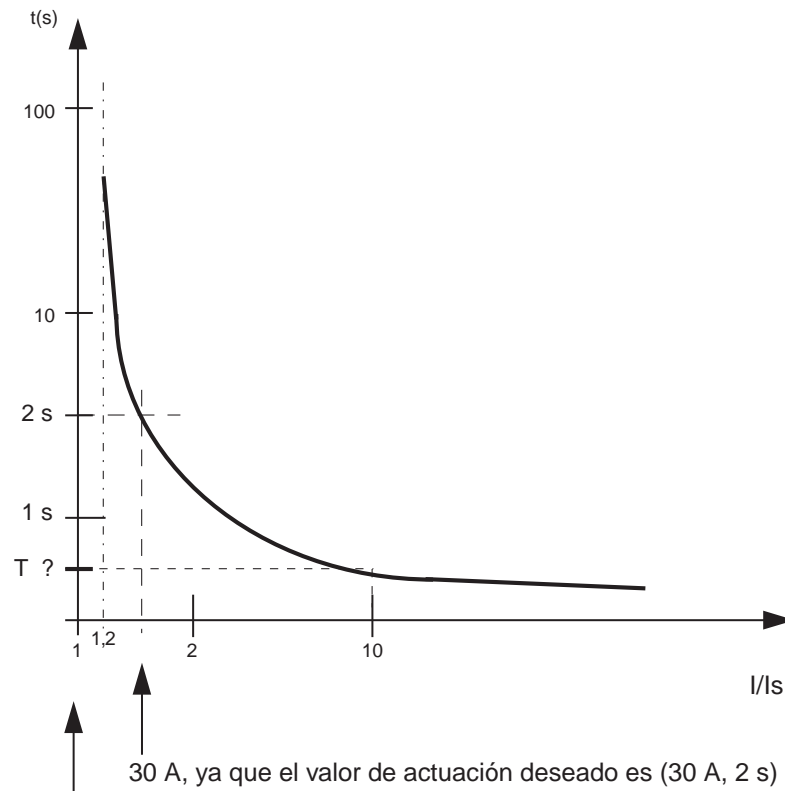


Fig. 203

Caso práctico nº 2

Conociendo los valores de tarado (reglaje) del relé, hallar el tiempo de actuación para un valor de intensidad determinado (80 A por ejemplo).

Supongamos que los valores de reglaje del Sepam son:

Curva: SIT (estándar inversa)

$$I_s = 50 \text{ A}$$

$$T = 500 \text{ ms (0,5 s)}$$

■ a) Aplicando la fórmula anterior:

$$t = \frac{0,14}{(80/50)^{0,02} - 1} \cdot \frac{0,5}{2,97} \Rightarrow t = 2,495 \text{ s}$$

■ b) utilizando las tablas anexas:

$$\left. \begin{array}{l} I/I_s = 80/50 = 1,6 \\ T = 0,5 \text{ s} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \rightarrow \text{tablas} \rightarrow k = 4,99 \text{ para curva inversa} \\ t = K.T = 4,99 \cdot 0,5 \Rightarrow t = 2,495 \text{ ms} \end{array}$$

Nota: Los dos ejemplos han sido realizados para el caso de curvas estándar inversa (SIT), pero para las curvas muy inversa y extremadamente inversa procederemos idénticamente, aplicando las ecuaciones correspondientes (para camino "tipo a", ver gráficas adjuntas), o los valores de la tabla respectivos para estos tipos de curvas (ver tablas adjuntas).

También debemos señalar que en las gráficas adjuntas, no figuran todas las curvas posibles porque por ejemplo, para el caso de curva estándar inversa (SIT), entre $T=100 \text{ ms}$ y $T = 4 \text{ s}$ podemos regular curvas a intervalos de 10 ms , lo que nos da un haz de 390 curvas en total, lo cual nos imposibilita una única representación gráfica de las mismas (a escala normal).

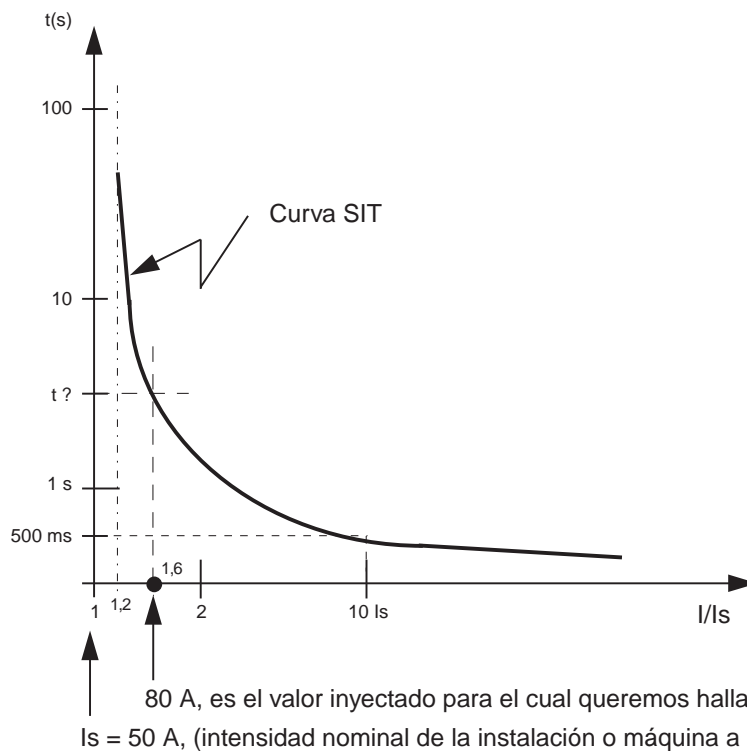
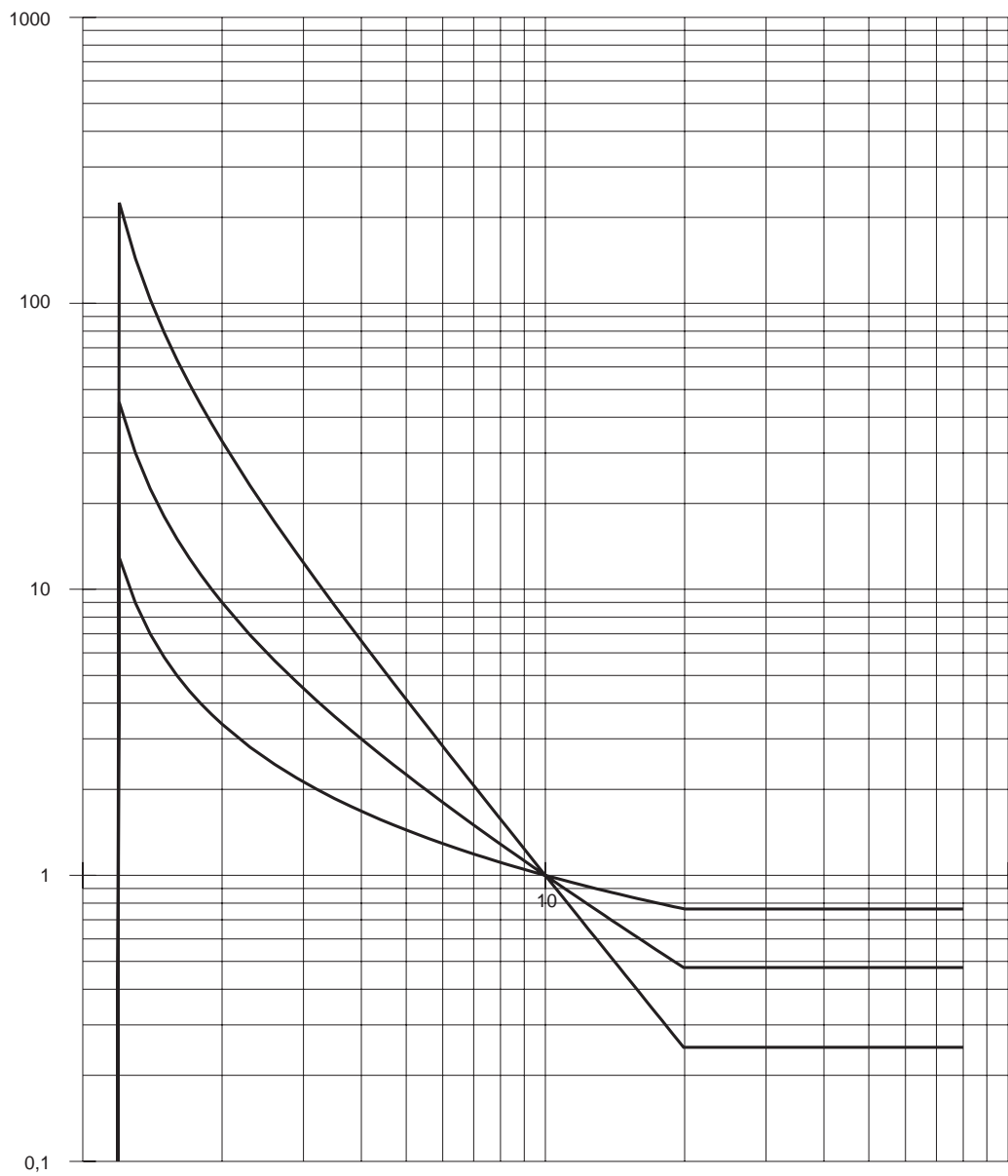


Fig. 204

I/s	Inversa	Muy inversa	Extrem. inversa	I/s	Inversa	Muy inversa	Extrem. inversa
1,2	12,90	45,00	225,00	6,6	1,23	1,61	2,33
1,3	8,96	30,00	143,48	6,7	1,22	1,58	2,26
1,4	6,98	22,50	103,13	6,8	1,21	1,55	2,19
1,5	5,79	18,00	79,20	6,9	1,20	1,53	2,12
1,6	4,99	15,00	63,46	7,0	1,19	1,50	2,06
1,7	4,42	12,86	52,38	7,1	1,18	1,48	2,00
1,8	3,99	11,25	44,20	7,2	1,17	1,45	1,95
1,9	3,65	10,00	37,93	7,3	1,16	1,43	1,89
2,0	3,38	9,00	33,00	7,4	1,15	1,41	1,84
2,1	3,15	8,18	29,03	7,5	1,15	1,38	1,79
2,2	2,97	7,50	25,78	7,6	1,14	1,36	1,74
2,3	2,81	6,92	23,08	7,7	1,13	1,34	1,70
2,4	2,67	6,43	20,80	7,8	1,12	1,32	1,65
2,5	2,55	6,00	18,86	7,9	1,12	1,30	1,61
2,6	2,44	5,63	17,19	8,0	1,11	1,29	1,57
2,7	2,35	5,29	15,74	8,1	1,10	1,27	1,53
2,8	2,27	5,00	14,47	8,2	1,10	1,25	1,49
2,9	2,19	4,74	13,36	8,3	1,09	1,23	1,46
3,0	2,12	4,50	12,38	8,4	1,08	1,22	1,42
3,1	2,06	4,29	11,50	8,5	1,08	1,20	1,39
3,2	2,00	4,09	10,71	8,6	1,07	1,18	1,36
3,3	1,95	3,91	10,01	8,7	1,07	1,17	1,33
3,4	1,90	3,75	9,38	8,8	1,06	1,15	1,30
3,5	1,86	3,60	8,80	8,9	1,05	1,14	1,27
3,6	1,82	3,46	8,28	9,0	1,05	1,13	1,24
3,7	1,78	3,33	7,80	9,1	1,04	1,11	1,21
3,8	1,74	3,21	7,37	9,2	1,04	1,10	1,18
3,9	1,71	3,10	6,97	9,3	1,03	1,08	1,16
4,0	1,68	3,00	6,60	9,4	1,03	1,07	1,13
4,1	1,65	2,90	6,26	9,5	1,02	1,06	1,11
4,2	1,62	2,81	5,95	9,6	1,02	1,05	1,09
4,3	1,59	2,73	5,66	9,7	1,01	1,03	1,06
4,4	1,57	2,65	5,39	9,8	1,01	1,02	1,04
4,5	1,54	2,57	5,14	9,9	1,00	1,01	1,02
4,6	1,52	2,50	4,91	10,0	1,00	1,00	1,00
4,7	1,50	2,43	4,69	10,5	0,98	0,95	0,91
4,8	1,48	2,37	4,49	11,0	0,96	0,90	0,83
4,9	1,46	2,31	4,30	11,5	0,94	0,86	0,75
5,0	1,44	2,25	4,13	12,0	0,92	0,82	0,69
5,1	1,42	2,20	3,96	12,5	0,91	0,78	0,64
5,2	1,41	2,14	3,80	13,0	0,90	0,75	0,59
5,3	1,39	2,09	3,65	13,5	0,88	0,72	0,55
5,4	1,37	2,05	3,52	14,0	0,87	0,69	0,51
5,5	1,36	2,00	3,38	14,5	0,86	0,67	0,47
5,6	1,34	1,96	3,26	15,0	0,85	0,64	0,44
5,7	1,33	1,91	3,14	15,5	0,84	0,62	0,41
5,8	1,32	1,88	3,03	16,0	0,83	0,60	0,39
5,9	1,30	1,84	2,93	16,5	0,82	0,58	0,36
6,0	1,29	1,80	2,83	17,0	0,81	0,56	0,34
6,1	1,28	1,76	2,73	17,5	0,80	0,55	0,32
6,2	1,27	1,73	2,64	18,0	0,79	0,53	0,31
6,3	1,26	1,70	2,56	18,5	0,78	0,51	0,29
6,4	1,25	1,67	2,48	19,0	0,78	0,50	0,28
6,5	1,24	1,64	2,40	19,5	0,77	0,49	0,26
				20,0	0,76	0,47	0,25

Fig. 205: Tablas.



T = Reglaje del tiempo a 10 veces I_s , es el que define la curva con la que trabajamos dentro de cada familia de curvas.

Fig. 206: Curvas a tiempo dependiente para $T = 1$ s.

Curvas a tiempo inverso

Función de la curva según CEI 255-3/BS142

$$t = \frac{0,14}{(I/Is)^{0,02} - 1} \cdot \frac{T}{2,97}$$

El Sepam permite regular este tipo de curvas desde:

T = 100 ms \Rightarrow Curva mín.

hasta:

T = 12,5 s \Rightarrow Curva Máx.

Curvas a tiempo muy inverso

Función de la curva según CEI 255-3/BS142

$$t = \frac{13,5}{(I/Is)^{0,02} - 1} \cdot \frac{T}{1,5}$$

El Sepam permite regular este tipo de curvas desde:

T = 100 ms \Rightarrow Curva mín.

hasta:

T = 12,5 s \Rightarrow Curva Máx.

Curvas a tiempo extremadamente inverso

Función de la curva según CEI 255-3/BS142

$$t = \frac{80}{(I/Is)^{0,02} - 1} \cdot \frac{T}{0,808}$$

El Sepam permite regular este tipo de curvas desde :

T = 100 ms \Rightarrow Curva mín.

hasta:

T = 12,5 s \Rightarrow Curva Máx

por escalones de 100 ms para TODAS LAS CURVAS A TIEMPO INVERSO, esto supone que tenemos una gama de **1250 curvas disponibles para regular.**