

CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL



CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL

Este documento ha sido elaborado en el seno de RED ELECTRICA, con la participación de las siguientes Empresas del Sector Eléctrico:

ENDESA
ENHER
ERZ (ELÉCTRICAS REUNIDAS DE ZARAGOZA)
FECSA
HEC (HIDROELÉCTRICA DE CATALUÑA-I, S.A.)
HIDROELECTRICA DEL CANTABRICO, S.A.
IBERDROLA
RED ELECTRICA
SEVILLANA DE ELECTRICIDAD
UNION FENOSA
VIESGO

Noviembre 1995

PRÓLOGO

El sistema de protección constituye un elemento clave del funcionamiento de un sistema eléctrico, de forma que su diseño, coordinación y actuación ante las perturbaciones que ocurren en la red, condicionan la calidad del suministro y la estabilidad operativa del sistema eléctrico.

En el Sistema Eléctrico Español, es especialmente importante la coordinación de los sistemas de protección debido a la diversidad de empresas participantes en el Sistema Eléctrico Peninsular. El presente documento es el resultado del esfuerzo realizado por todas ellas para conseguir una puesta en común de los diversos criterios individuales, con la participación de los distintos agentes involucrados en la generación y el transporte de electricidad, y constituye así una recomendación aplicable al conjunto del sistema.

El objetivo final no es otro que el de tratar de minimizar el alcance de las perturbaciones lo que redundará, sin duda, en una explotación más fiable del sistema, mejorando la calidad de servicio, aunque ello suponga un esfuerzo económico y organizativo por parte de todas las empresas, para la mejora y renovación de los correspondientes equipos de medida y protección.

Adicionalmente a las disposiciones contenidas en estos Criterios Generales será preciso disponer de los valores de tiempos críticos de eliminación de faltas en cada nudo de la red, en función de su posición en el sistema. En la actualidad ya se han iniciado los correspondientes estudios dinámicos, de acuerdo con la metodología incluida en el documento, con la colaboración de todas las empresas y la coordinación de RED ELECTRICA, para obtener los valores correspondientes a la red actual. En el futuro será necesario establecer una metodología de revisión de estos valores, en aquellas zonas donde el desarrollo de la red produzca cambios que lo justifiquen.

Finalmente, queremos agradecer el esfuerzo realizado por todas las Empresas participantes en la elaboración de este documento, y muy especialmente la dedicación de todas las personas que han sabido llevar a buen fin esta importante labor, por el compromiso de calidad de servicio que representa el acuerdo alcanzado y la aceptación de estos criterios. Esperamos que el marco de colaboración, inaugurado con la elaboración de este documento, genere un camino fructífero en el que los criterios se vayan adaptando a las necesidades del sistema de forma flexible, a través de los ámbitos de coordinación existentes en el seno de RED ELECTRICA.



José Mª Paz

Director General
de RED ELECTRICA

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO	9
CAPÍTULO 1. PROTECCIONES DE RED	
1. PREÁMBULO	12
2. PROTECCIÓN DE LÍNEAS	12
2.1. Principios de medida	12
2.2. Sistemas de protección	13
2.2.1. Sistema de protección en subalcance con teledisparo	14
2.2.2. Sistema de protección en subalcance permisivo	14
2.2.3. Sistema de protección en subalcance con aceleración	15
2.2.4. Sistema de protección en sobrealcance permisivo	15
2.2.5. Sistema de protección en sobrealcance a bloqueo	16
2.2.6. Sistema de protección en sobrealcance a desbloqueo	16
2.2.7. Sistema de protección de comparación direccional	17
3. PROTECCIÓN DE BARRAS	17
4. PROTECCIÓN DE REACTANCIAS	18
5. PROTECCIÓN DE FALLO DE INTERRUPTOR	18
6. REENGANCHE	19
CAPÍTULO 2. PROTECCIONES DE GENERACIÓN	
1. PREÁMBULO	22
2. FALTAS A TIERRA EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN, Y PROTECCIONES RECOMENDADAS	24
2.1. Protección contra faltas a tierra en el lado de baja tensión del sistema de generación, 64G y 64B	24
2.2. Protección contra faltas a tierra, en el Transformador Principal y lado de alta tensión del sistema de generación	27
2.2.1. Protección de sobreintensidad en el neutro del Transformador Principal, 51NTP...	27
2.2.2. Protección de tierra restringida o diferencial de neutro en el Transformador, 87NTP	27
2.2.3. Protección de cuba, 50C	28
2.3. Protección contra faltas a tierra en el rotor, 64R	29
3. FALTAS ENTRE FASES EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN, Y PROTECCIONES RECOMENDADAS	30
3.1. Protección principal	30
3.1.1. Diferencial de generador, 87G	30
3.1.2. Protección diferencial del Transformador Principal o diferencial bloque, 87TP	31
3.2. Protecciones de apoyo	34
3.2.1. Sobreintensidad, 51	34
3.2.2. Protección de mínima impedancia del generador, 21	35
3.2.3. Mínima impedancia del lado de alta del Transformador Principal, 21TP	35
4. FUNCIONAMIENTOS ANORMALES DE LA RED QUE AFECTAN A LOS GENERADORES, Y PROTECCIONES RECOMENDADAS	35
4.1. Protección contra sobrecargas en estator y rotor, 49	35
4.2. Protección contra carga desequilibrada, 46	36
4.3. Protección contra pérdida de sincronismo, 78	38
4.4. Protección contra variaciones de frecuencia, 81	42
4.5. Protecciones de mínima tensión de Servicios Auxiliares	42

5.	FUNCIONAMIENTOS ANORMALES DEL GENERADOR QUE PRODUCEN DAÑOS A SÍ MISMO Y/O PERTURBAN A LA RED, Y PROTECCIONES RECOMENDADAS	43
5.1.	Protección contra sobretensiones, 59	43
5.2.	Protección contra retorno de energía, 32	43
5.3.	Protección contra pérdida de excitación, 40	44
5.4.	Protección contra sobreexcitación, V/Hz	45
5.5.	Protección contra variaciones de frecuencia, 81	46
5.6.	Protección contra fallo de interruptor, 50 BF	46
5.7.	Protección contra la energización accidental del generador	47
6.	REDUNDANCIAS	48
6.1.	Faltas a tierra	48
6.2.	Faltas entre fases	48
6.3.	Funcionamientos anormales de la red que afectan al generador	48
6.4.	Funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban a la red	48
6.5.	Equipo auxiliar.....	48

CAPÍTULO 3. CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN

1.	PREÁMBULO	51
2.	PERTURBACIONES INTERNAS A LA CENTRAL	51
3.	CORTOCIRCUITOS	51
3.1.	Preliminar.....	51
3.2.	Definición de conceptos.....	52
3.2.1.	Red considerada	52
3.2.2.	Falta eléctrica	52
3.2.3.	Elementos del sistema de protección	52
3.2.4.	Fallo	52
3.2.5.	Selectividad	52
3.2.6.	Tiempo de eliminación	52
3.2.7.	Tiempo crítico de eliminación	53
3.2.8.	Hueco de tensión	53
3.2.9.	Protección de apoyo	53
3.3.	Cortocircuitos polifásicos no resistivos	53
3.3.1.	Criterios de redundancia.....	55
3.3.2.	Cortocircuitos polifásicos no resistivos. Tiempo crítico inferior a 500 ms	58
3.3.2.1.	Cortocircuitos en líneas.....	58
3.3.2.2.	Cortocircuitos en barras.....	59
3.3.2.3.	Cortocircuitos en transformadores.....	60
3.3.2.4.	Cortocircuitos en reactancias.....	61
3.3.2.5.	Falta entre T/i e interruptor.....	62
3.3.3.	Cortocircuitos polifásicos no resistivos. Tiempo crítico superior a 500 ms	67
3.3.3.1.	Cortocircuitos en líneas.....	68
3.3.3.2.	Cortocircuitos en barras.....	69
3.3.3.3.	Cortocircuitos en transformadores.....	70
3.3.3.4.	Cortocircuitos en reactancias.....	70
3.3.3.5.	Falta entre T/i e interruptor.....	71
3.4.	Cortocircuitos monofásicos no resistivos	72
3.5.	Cortocircuitos resistivos monofásicos y polifásicos	72

3.6. Reenganche en líneas.....	73
3.7. Configuraciones especiales	73
3.8. Protección de apoyo.....	73
3.8.1. Protección de apoyo de líneas.....	74
3.8.2. Protección de apoyo de barras.....	74
3.8.3. Protección de apoyo de transformadores.....	75
3.8.4. Protección de apoyo de reactancias.....	75
3.8.5. Apoyo desde la generación	76
4. OSCILACIONES DE POTENCIA	76
5. MÍNIMA TENSIÓN	78
6. SOBRETENSIÓN	79
7. ASIMETRÍAS	79
8. VARIACIONES DE FRECUENCIA	80
9. INSTALACIONES EXISTENTES	81
10. METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS QUE IDENTIFICAN LAS CONDICIONES CRÍTICAS DE DESPEJE DE DEFECTOS.....	81
10.1. Preliminar.....	81
10.2. Objetivo	82
10.3. Alcance	82
10.4. Bases de estudio	83
10.4.1. Planteamiento sistemático	83
10.4.2. Actuación de protecciones	83
10.4.2.1. Formas de eliminación de defectos	83
10.4.2.2. Tiempos de eliminación asociados a los diferentes sistemas de protección ...	84
10.4.3. Comportamiento del sistema eléctrico.....	84
10.4.4. Clasificación de los elementos de la red	85
10.5. Planteamiento del estudio	86
10.5.1. Primera fase: Análisis general	86
10.5.2. Segunda fase: Consideración de la topología de la red	87
10.6. Hipótesis y datos de entrada.....	89
10.6.1. Reparto de cargas base	89
10.6.2. Comportamiento dinámico de grupos generadores	89
10.6.3. Representación de cómo se comportan las cargas del sistema	90
10.6.4. Protecciones de la red de transporte	90

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

Se ha desarrollado este documento para establecer unos criterios generales de protección a aplicar, tanto en generación como en red de transporte, transformación y distribución primaria, que aseguren armonizar y coordinar los criterios particulares establecidos en cada ámbito. Con ello, se pretende minimizar la extensión y las consecuencias de las perturbaciones, en cualquier situación razonable de explotación del sistema eléctrico.

Los cortocircuitos deberán despejarse de forma adecuada, aun considerando fallo simple en los sistemas de protección, con el fin de evitar pérdidas de estabilidad, huecos de tensión y disparos no selectivos, que puedan provocar pérdidas de generación o de mercado. También deben evitarse, sobre todo en los generadores, las consecuencias de sobrecargas, asimetrías, etc.

Las perturbaciones originadas en los grupos, tanto las ya citadas, como otras más específicas de la generación (mínima frecuencia, sobreexcitación, etc.), también han de ser eliminadas de manera que el resto del sistema no resulte afectado o lo sea de forma mínima.

Como repaso de los sistemas de protección, en los capítulos 1 y 2 se describen los utilizados habitualmente. En el primero de ellos, se abordan las protecciones de red, considerando en esta edición las relativas a cortocircuitos. En el capítulo 2 se describen las perturbaciones que pueden afectar a una central, así como los sistemas de protección principal y de apoyo que se utilizan para detectarlas y despejarlas.

El capítulo 3 recoge el objetivo fundamental del documento. Esto es: definir los criterios de protección necesarios para que las perturbaciones repercutan mínimamente sobre el sistema. Dentro del texto, estos criterios se resaltan con diferente letra, para su fácil identificación por el lector. El capítulo finaliza con la metodología a proponer sobre los estudios que identifican las condiciones críticas para despejar cortocircuitos.

RED ELECTRICA pretende mantener este documento actualizado permanentemente. Para ello, recogerá las aportaciones realizadas por las restantes Empresas del Sector Eléctrico y editará periódicamente una nueva revisión.

CAPÍTULO 1. PROTECCIONES DE RED

1. PREÁMBULO	12
2. PROTECCIÓN DE LÍNEAS	12
2.1. Principios de medida	12
2.2. Sistemas de protección	13
2.2.1. Sistema de protección en subalcance con teledisparo	14
2.2.2. Sistema de protección en subalcance permisivo	14
2.2.3. Sistema de protección en subalcance con aceleración	15
2.2.4. Sistema de protección en sobrealcance permisivo	15
2.2.5. Sistema de protección en sobrealcance a bloqueo	16
2.2.6. Sistema de protección en sobrealcance a desbloqueo	16
2.2.7. Sistema de protección de comparación direccional	17
3. PROTECCIÓN DE BARRAS	17
4. PROTECCIÓN DE REACTANCIAS	18
5. PROTECCIÓN DE FALLO DE INTERRUPTOR	18
6. REENGANCHE	19

1. Preámbulo

Tal como se ha indicado en la Introducción, se describen a continuación las protecciones utilizadas en la red para eliminar los cortocircuitos.

Se han tenido en cuenta, principalmente, las aplicaciones y protecciones de uso habitual. Para información exhaustiva o de detalle, debe recurrirse a la bibliografía especializada.

Se abordan, en primer lugar, las protecciones de líneas, haciéndose hincapié en los distintos esquemas de comunicación utilizados, y, a continuación, las de barras y de reactancias. Las protecciones de transformadores ante cortocircuitos se tratan en el capítulo 2, sobre protecciones de generación.

Se describen, por último, la protección de fallo de interruptor y las asociadas al reenganche.

2. Protección de Líneas

2.1. Principios de medida

Los Sistemas de Protección contra cortocircuitos utilizan dispositivos de protección, cuyo principio de medida es fundamentalmente de cuatro tipos:

- Medida de la distancia desde el punto de la protección hasta el de la falta (Protección de Distancia). Su tiempo de actuación presenta una característica escalonada, dependiendo de la zona en que se encuentre la falta (Figura 1).
- Medida del valor de la intensidad desde el punto de la protección hacia la falta, y control de su dirección (Protección de sobrein-

tensidad direccional: la más utilizada es activada por la intensidad residual, o suma de las tres intensidades de fase, que sólo existe en caso de falta involucrando contacto con tierra). Puede actuar instantáneamente, o con tiempo tanto menor cuanto mayor sea el valor de la intensidad. En el primer caso, su umbral de actuación será lo suficientemente alto para asegurar que la falta está en la línea protegida.

Estos dos principios pueden utilizar enlaces de comunicación, que envían información de un extremo de línea a otro, de manera que la decisión a adoptar por el sistema de protección pueda basarse en ella, generalmente para conseguir disminuir el tiempo de disparo.

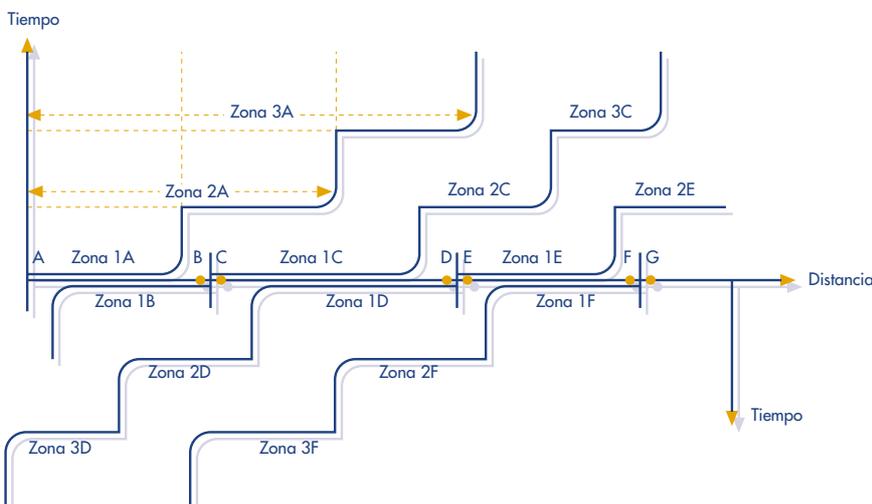


Figura 1. Protección de distancia escalonada

- Medida del desfase entre las intensidades de ambos extremos de línea (Protección de Comparación de Fase). La protección de cada extremo compara la fase relativa de las intensidades entre extremos de línea, detectando falta si existe desfase superior a uno de tolerancia. Este desfase, llamado ángulo de bloqueo, directamente relacionado con la sensibilidad de la protección, es el que compensa los desfases no deseados, introducidos por el tiempo de transmisión de la señal y la intensidad capacitiva de la línea.

La protección puede ser de fases segregadas, si existen tres comparaciones independientes (habitualmente una por fase). Las protecciones no segregadas, únicas utilizadas hasta hace pocos años, comparan una sola magnitud entre extremos. Esta magnitud es una combinación lineal de las intensidades de fase o de componentes simétricas. La decisión de disparo es única, por lo que es necesario un selector de fases para seleccionar los disparos monofásicos. El tiempo de actuación de esta protección es instantáneo.

- Medida del valor de la suma de intensidades que confluyen en la línea (Protección diferencial). Utilizada tradicionalmente sólo en líneas muy cortas, su uso se ha hecho posible de forma generalizada, al aplicar a las protecciones la tecnología digital y las comunicaciones de banda ancha. Su tiempo de actuación es instantáneo.

2.2. Sistemas de Protección

En la Red de Transporte, normalmente mallada, el objetivo es el disparo de los extremos de la línea en falta, y en tiempo inferior al máximo admisible. Dependiendo de este valor, podrán utilizarse protecciones:

- a) sin enlace, no instantáneas en el 100% de la línea, o
- b) con enlace, cuando se decida eliminar toda demora.

Citaremos los siguientes Sistemas de Protección:

- Protecciones sin enlace de comunicación:
 - Protección de distancia.
 - Protección de sobreintensidad direccional (generalmente para faltas a tierra).
- Protecciones con enlace de comunicación:
 - Protección unitaria:
 - Comparación de fase
 - Diferencial longitudinal
 - Protección no unitaria:
 - En subalcance:
 - con teledisparo
 - permisivo
 - con aceleración
 - En sobrealcance:
 - permisivo
 - a bloqueo
 - a desbloqueo
 - Comparación direccional

Protección unitaria: es aquella cuyo funcionamiento y selectividad de zona dependen de la comparación de las magnitudes eléctricas en un extremo de línea respecto a las del otro.

Protección no unitaria: en ésta, a diferencia de la unitaria, su funcionamiento y selectividad de zona dependen sólo de magnitudes medidas en un extremo y, en algunos casos, del intercambio de señales lógicas entre extremos.

Describiremos brevemente el principio de funcionamiento de los sistemas citados anteriormente.

2.2.1. Sistema de protección en subalcance con teledisparo

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en subalcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en subalcance detecta

una falta. La recepción de la señal en el otro extremo inicia el disparo, de forma independiente a las protecciones locales (Figura 2).

Este sistema de protección apenas se utiliza en la red, por su menor fiabilidad.

La operación en zona 1 de la protección en C iniciará el disparo en C, y además transmitirá señal a D.

La recepción de la señal en D iniciará el disparo, de forma independiente a las protecciones locales.

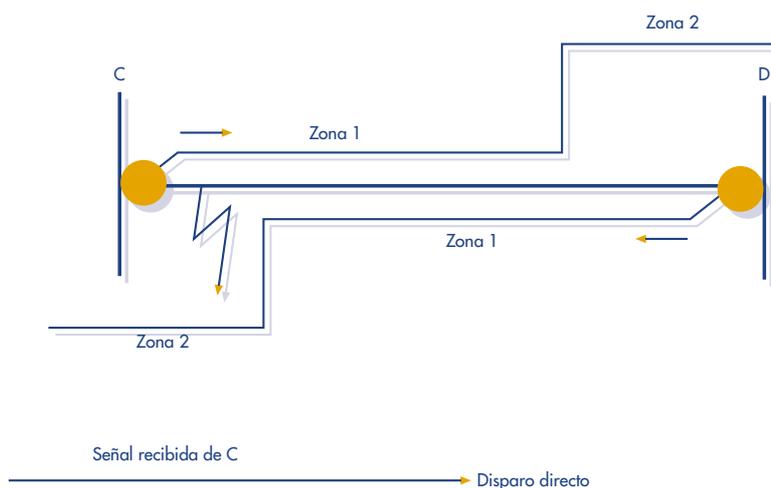


Figura 2.- Sistema de protección en subalcance con teledisparo

2.2.2. Sistema de protección en subalcance permisivo

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en subalcance en cada

extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en subalcance detecta una falta. La recepción de la señal en el otro extremo inicia el disparo, si otra protección local permisiva ha detectado la falta (Figura 3).

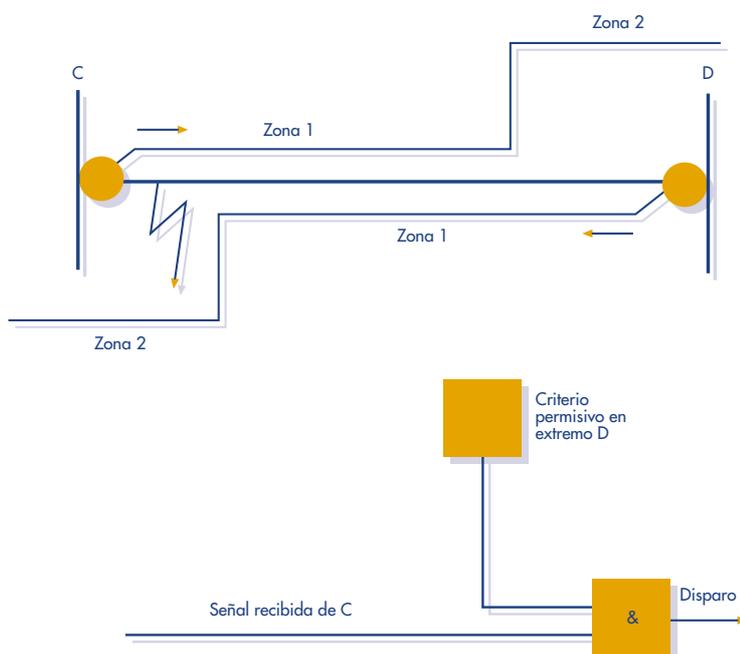
La operación en zona 1 de la protección en C iniciará el disparo en C, y además transmitirá señal a D.

La recepción de la señal en D iniciará el disparo, sólo si existe un criterio apropiado permisivo local.

Pueden ser criterios permisivos:

- Arrancadores (zona 3) de protección de distancia;
- Relé de subimpedancia direccional o no direccional;
- Relé de mínima tensión;
- Relé de sobreintensidad;
- Protección de distancia.

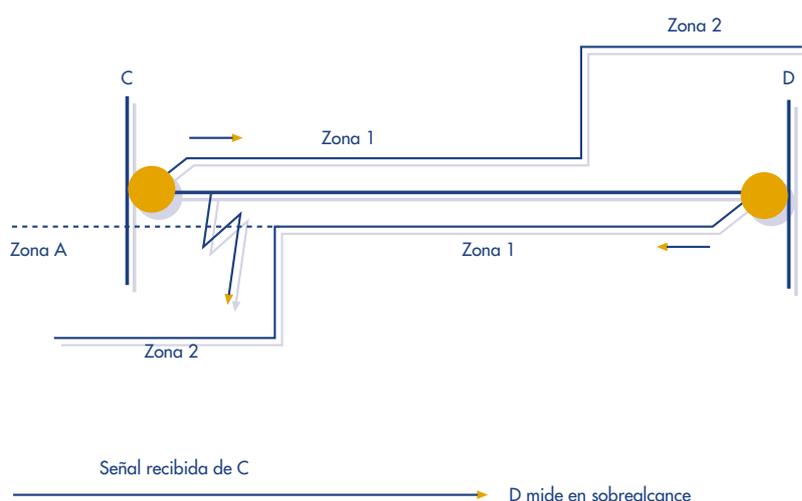
Figura 3. Sistema de protección en subalcance permisivo



2.2.3. Sistema de protección en subalcance con aceleración

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en subalcance en cada extremo, y en el cual se transmite una señal

cuando la protección en subalcance detecta una falta. La recepción de la señal en el otro extremo permite la medida secuencial de una zona en sobrealcance para iniciar el disparo (Figura 4).



La operación en zona 1 de la protección en C iniciará disparo en C, y además transmitirá señal a D.

La recepción de la señal activará la zona A en sobrealcance e iniciará el disparo en D.

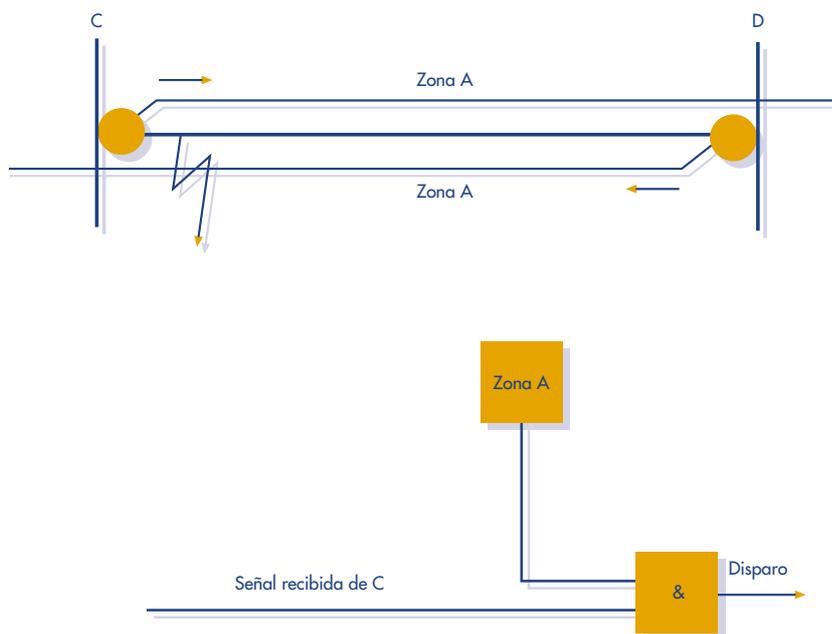
En una protección de distancia conmutada, la zona 1 conmutará para sobrealcance la zona A. En una protección de distancia no conmutada, se anulará la temporización de la zona 2.

Figura 4. Sistema de protección en subalcance con aceleración

2.2.4. Sistema de protección en sobrealcance permisivo

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en sobrealcance en

cada extremo, y en el cual se transmite una señal cuando la protección en sobrealcance detecta una falta. La recepción de la señal en el otro extremo permite que la protección en sobrealcance local inicie el disparo (Figura 5).



La zona A no iniciará el disparo sin recibir una señal del extremo remoto.

La zona A en C detecta falta y transmite señal a D. Al recibir la señal, la zona A en D, en sobrealcance, iniciará el disparo en D. El mismo funcionamiento tendrá lugar cuando una señal de zona A, en D, se transmita a C.

Habitualmente, en una protección de distancia no conmutada, los relés de medida de segunda zona servirán de criterios permisivo y para transmisión de señal.

En una protección de distancia conmutada, habitualmente es necesario utilizar una unidad de medida independiente, como zona A.

Figura 5. Sistema de protección en sobrealcance permisivo

2.2.5. Sistema de protección en sobrealcance a bloqueo

Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en sobrealcance en cada

extremo, y en el cual se transmite una señal cuando se detecta una falta externa hacia atrás. La recepción de la señal en el otro extremo bloquea la iniciación de disparo de la protección en sobrealcance local (Figura 6).

Este esquema requiere relés de medida mirando hacia atrás. Si uno de estos relés detecta una falta externa, enviará una señal al extremo opuesto y bloqueará la zona A en el extremo propio.

En el caso de falta interna, la zona A funcionará de forma similar a una protección en sobrealcance permisivo.

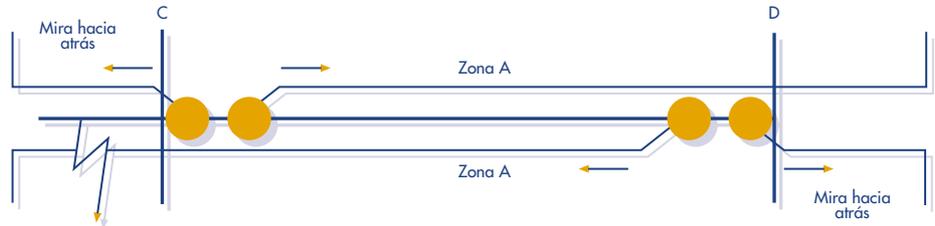


Figura 6. Sistema de protección en sobrealcance a bloqueo



2.2.6. Sistema de protección en sobrealcance a desbloqueo

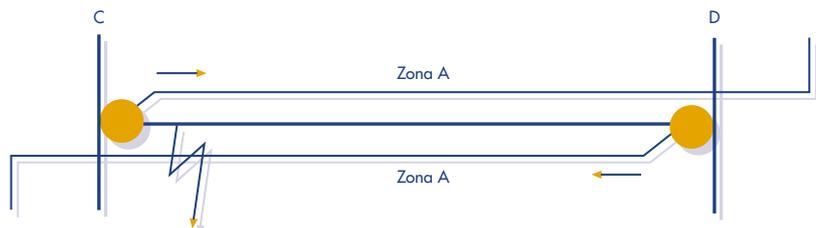
Sistema de protección, en general de distancia, con protecciones en sobrealcance en cada extremo, y en el cual se transmite al otro extremo una señal de bloqueo en permanencia hasta que la protección en sobrealcance detecta una falta, elimina la señal de bloqueo,

y manda una señal de desbloqueo al otro extremo. La desaparición de la señal de bloqueo, coincidiendo con la recepción de la señal de desbloqueo, permite que la protección local inicie el disparo (Figura 7).

Nota.-Habitualmente, si no se recibe señal de desbloqueo tras desaparecer la señal de bloqueo, está previsto permitir que la protección en sobrealcance inicie el disparo durante un intervalo de tiempo variable, en general entre 100 y 200 ms.

En operación normal, se envía una señal de bloqueo, y el disparo por zona A está bloqueado.

Si la zona A en C detecta una falta, la señal de bloqueo desaparece y se recibe una señal de desbloqueo en D. Se desbloqueará el disparo en zona A y se iniciará el disparo en D. Un comportamiento similar ocurrirá en C, tras funcionar la detección de zona A en D.



Si no se recibe señal de desbloqueo una vez desaparecida la señal de bloqueo, se desbloqueará el disparo por zona A durante un período T1-T2. T1-T2 se ajusta normalmente a 100-200 ms.

Nota: La señal de bloqueo se denomina algunas veces señal de guarda.

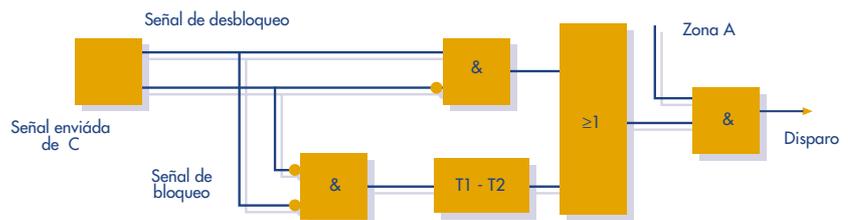


Figura 7. Sistema de protección en sobrealcance a desbloqueo

2.2.7. Sistema de protección de comparación direccional

Sistema de Protección en sobrealcance, en general no de distancia, y en el cual, en cada extremo de la línea, se comparan las condiciones de funcionamiento relativas de

elementos de medida de ángulo, con referencia de intensidad o tensión locales.

Nota.- En Estados Unidos el término “directional comparison protection” se utiliza para toda protección no unitaria con enlace de comunicación, sea o no de distancia en subalcance o sobrealcance.

3. Protección de Barras

Para la protección principal de barras se utilizan protecciones de alcance definido, según el principio diferencial. Su tiempo de actuación es instantáneo.

El criterio de actuación de una protección diferencial es detectar un valor superior al ajustado, en la suma vectorial de dos o más magnitudes eléctricas. En la práctica, los vectores sumados son las intensidades que confluyen sobre un elemento de la red. La suma será distinta de cero, con falta dentro de la zona delimitada por los transformadores de intensidad que informan a la protección. Por tanto, es una protección de alcance definido contra cortocircuitos.

Magnetización, pérdidas y saturación de los núcleos de los transformadores de intensidad introducen errores y provocan una intensidad diferencial de desequilibrio permanente. En faltas externas al elemento, con intensidades altas pasantes, este desequilibrio es aún más acusado. El ajuste de la protección por encima del máximo valor de desequilibrio la haría muy poco sensible, por lo que es necesario introducir factores de estabilización.

La protección diferencial de embarrados tiene requisitos específicos:

- Al haber muchos circuitos cuyas intensidades hay que sumar, se acumula mayor desequilibrio, debido a errores en los transformadores de intensidad.
- La potencia de cortocircuito es muy elevada; una falta externa cercana puede provo-

car la saturación total de los transformadores de intensidad de la línea de salida al cortocircuito, por la que circula la suma de las intensidades de aportación del resto de las líneas.

- El esquema de explotación de un parque no es siempre el mismo. Por ello, hay que informar a la protección de la configuración real en cada momento, para que la medida sea correcta y sean selectivas las órdenes de disparo emitidas.
- Las graves consecuencias que sobre el sistema tiene, tanto la pérdida de un embarrado como la presencia mantenida de falta en barras, exigen a la protección rapidez, seguridad, obediencia y selectividad.

La protección de acoplamiento, en configuraciones de doble barra, puede ser de sobreintensidad o de distancia con característica de impedancia. Su actuación es temporizada y da orden de disparo al interruptor de acoplamiento. Su tiempo de actuación debe ser inferior al de apoyo de los embarrados (tiempo de segunda zona en caso de líneas), y superior al de fallo de interruptor. Su alcance debe permitir detectar faltas en barras, sin entrar en competencia con las segundas zonas de líneas. Puede ser difícil o imposible hacer compatible estos criterios con el de selectividad ante faltas externas a las barras, sobre todo si la protección es de sobreintensidad de tiempo inverso.

4. Protección de Reactancias

Se utilizan protecciones diferenciales y de sobreintensidad, además de las protecciones propias de la máquina.

La protección diferencial de reactancia tiene condicionantes menos severos que las diferenciales de barras o de transformadores. El posible origen de desequilibrio en una protección diferencial de reactancia está en los errores en los transformadores de medida, o en su distinta respuesta ante transitorios de conexión.

Se utilizan protecciones de sobreintensidad de fase, con característica de tiempo inverso, para la protección contra sobrecarga por sobretensión mantenida. Esta protección también cumple una función de apoyo ante cortocircuitos en la reactancia. Los cortocircuitos externos a la máquina, pero internos a

la zona delimitada por los interruptores, se pueden proteger con unidades de sobreintensidad instantánea de forma selectiva.

La protección de sobreintensidad de neutro detecta condiciones mantenidas de desequilibrio o aportación de la reactancia a faltas a tierra en el entorno.

Las protecciones propias (imagen térmica, Buchholz, etc ...) detectan faltas en la propia máquina, algunas de las cuales no son detectables, o no de forma instantánea, por las protecciones externas descritas. Por ejemplo, faltas entre espiras.

Por seguridad de la máquina, las protecciones sensibles a faltas internas a la reactancia disparan habitualmente a través de relés de disparo y bloqueo.

5. Protección de Fallo de Interruptor

La lógica de detección y los criterios de funcionamiento de esta protección se describen en el capítulo 2, sobre protecciones de generación, apartado 5.6. Para matizar lo allí dicho, puede no estar previsto, en el caso de red, que esta protección se informe de la posición de los contactos del interruptor. Tampoco es la práctica establecida arrancar la protección con las órdenes voluntarias de apertura.

Esta protección también se puede utilizar para detectar faltas entre transformadores de intensidad e interruptor (Figura 8).

Las protecciones de la línea L1 ven la falta de la figura como situada en línea, permaneciendo estables las protecciones de barras B1. La apertura de los interruptores B y C no aísla la falta, que sigue alimentada a través de barras B1. La protección de fallo de interruptor asociada al interruptor C y las protecciones de la línea L1 seguirán detectando falta. Por ello, y transcurrida su temporización, la protección

de fallo de interruptor disparará el resto de interruptores de barras B1, quedando el defecto definitivamente aislado.

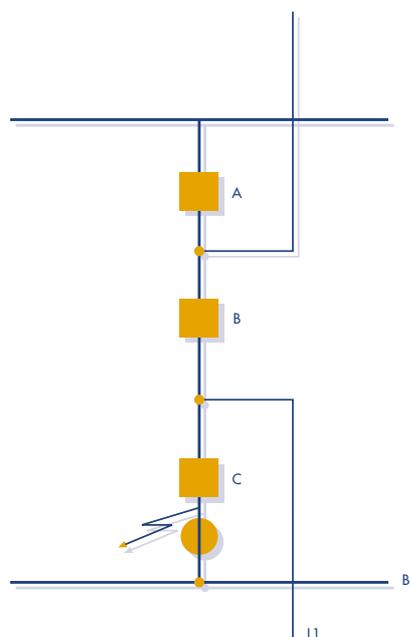


Figura 8. Falta entre T/i e interruptor

6. Reenganche

El reenganchador tiene la función de emitir orden de recierre a los interruptores tras actuar las protecciones que deban iniciar la secuencia de reenganche. Existen diversos modos de funcionamiento del reenganchador:

- Fuera de servicio: Informa a las protecciones para que ordenen disparo trifásico ante cualquier tipo de cortocircuito, y no emite orden de reenganche alguna.
- Monofásico: Emite orden de reenganche en tiempo monofásico, tras recibir arranque monofásico de las protecciones.
- Mono más trifásico: Emite orden de reenganche en tiempo monofásico, tras recibir arranque monofásico de las protecciones. Emite orden de reenganche en tiempo trifásico, tras recibir arranque trifásico de las protecciones.
- Trifásico: Informa a las protecciones para que ordenen disparo trifásico ante cualquier tipo de cortocircuito. Emite orden de reenganche en tiempo trifásico, tras recibir arranque de las protecciones.

El reenganche trifásico se supervisa a través de relés de comprobación de sincronismo.

Este relé recibe información de las tensiones a cada lado del interruptor. En función de su ajuste, permitirá que prospere la orden de reenganche, en alguna o algunas de las siguientes circunstancias:

- Con tensión en barras y sin tensión en línea.
- Con tensión en línea y sin tensión en barras.
- Con tensión en línea y con tensión en barras.

En este último caso, comprueba que la tensión diferencial entre ambos lados del interruptor es inferior a un valor de ajuste. La tensión diferencial admisible se ajusta en función del módulo y ángulo de las tensiones supervisadas. Para evitar que, en condiciones de deslizamiento, se permita el cierre con una tensión diferencial mayor a la admisible, esta característica está temporizada.

Habitualmente, este relé también realiza la función de supervisión del cierre voluntario.

CAPÍTULO 2. PROTECCIONES DE GENERACIÓN

1. PREÁMBULO	22
2. FALTAS A TIERRA EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN, Y PROTECCIONES RECOMENDADAS	24
2.1. Protección contra faltas a tierra en el lado de baja tensión del sistema de generación, 64G y 64B	24
2.2. Protección contra faltas a tierra, en el Transformador Principal y lado de alta tensión del sistema de generación	27
2.2.1. Protección de sobreintensidad en el neutro del Transformador Principal, 51NTP...	27
2.2.2. Protección de tierra restringida o diferencial de neutro en el Transformador, 87NTP	27
2.2.3. Protección de cuba, 50C	28
2.3. Protección contra faltas a tierra en el rotor, 64R	29
3. FALTAS ENTRE FASES EN EL SISTEMA DE GENERACIÓN, Y PROTECCIONES RECOMENDADAS	30
3.1. Protección principal	30
3.1.1. Diferencial de generador, 87G	30
3.1.2. Protección diferencial del Transformador Principal o diferencial bloque, 87TP	31
3.2. Protecciones de apoyo	34
3.2.1. Sobreintensidad, 51	34
3.2.2. Protección de mínima impedancia del generador, 21	35
3.2.3. Mínima impedancia del lado de alta del Transformador Principal, 21TP	35
4. FUNCIONAMIENTOS ANORMALES DE LA RED QUE AFECTAN A LOS GENERADORES, Y PROTECCIONES RECOMENDADAS	35
4.1. Protección contra sobrecargas en estator y rotor, 49	35
4.2. Protección contra carga desequilibrada, 46	36
4.3. Protección contra pérdida de sincronismo, 78	38
4.4. Protección contra variaciones de frecuencia, 81	42
4.5. Protecciones de mínima tensión de Servicios Auxiliares	42
5. FUNCIONAMIENTOS ANORMALES DEL GENERADOR QUE PRODUCEN DAÑOS A SÍ MISMO Y/O PERTURBAN A LA RED, Y PROTECCIONES RECOMENDADAS....	43
5.1. Protección contra sobretensiones, 59	43
5.2. Protección contra retorno de energía, 32	43
5.3. Protección contra pérdida de excitación, 40	44
5.4. Protección contra sobreexcitación, V/Hz	45
5.5. Protección contra variaciones de frecuencia, 81	46
5.6. Protección contra fallo de interruptor, 50 BF	46
5.7. Protección contra la energización accidental del generador	47
6. REDUNDANCIAS	48
6.1. Faltas a tierra	48
6.2. Faltas entre fases	48
6.3. Funcionamientos anormales de la red que afectan al generador	48
6.4. Funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban a la red	48
6.5. Equipo auxiliar.....	48

1. Preámbulo

En un sistema eléctrico, los grupos generadores constituyen un elemento claramente diferenciado del resto de equipos existente. Ante una situación de perturbación, provocada por causas diversas, los grupos generadores han de mantenerse en servicio, siempre que sea posible, para evitar mayores consecuencias en el sistema. No siempre se consigue ésto, principalmente por las limitaciones eléctricas, mecánicas y térmicas de la turbina, del alternador o de los servicios auxiliares de la central, frente a unas solicitudes demasiado severas impuestas por la propia avería.

Por otra parte, los alternadores, al ser máquinas rotativas, se ven afectados por las perturbaciones de la red, de forma muy distinta al resto de los equipos no rotativos.

También pueden producirse averías internas en sus arrollamientos rotórico y estatórico, que pueden ser muy dañinas para la máquina. Detectar este tipo de faltas precisa, en ocasiones, de sistemas de cierta sofisticación.

Es importante definir las necesidades que las propias centrales demandan de la red de transporte, para garantizar:

- La seguridad de las centrales ante incidentes en la red.
- La estabilidad del Sistema Eléctrico.
- La continuidad de la producción.
- El abaratamiento de costes de producción y mantenimiento de la vida remanente de las centrales, por disminución de paradas no programadas.

Las propias funciones de protección deben analizarse, clasificándolas según su misión:

- Protecciones cuya misión es la estricta protección de la central generadora. Su actuación ni afecta ni es influida por las incidencias de la red, exceptuando, claro está, el desacoplamiento producido por su actuación.

- Protecciones de una central cuya misión es detectar y actuar ante faltas o perturbaciones en red, o que son afectadas por las perturbaciones de red.

En las recomendaciones se tendrá en cuenta la naturaleza de las centrales objeto de las mismas:

- Centrales nucleares.
- Centrales térmicas convencionales.
- Centrales hidráulicas.

Según su importancia en el comportamiento y estabilidad del Sistema Eléctrico, los generadores se clasificarán en:

- Grupo A: Turbogeneradores de más de 200 MVA (Nucleares y convencionales)
- Grupo B: Turbogeneradores entre 50 y 200 MVA
- Grupo C: Generadores hidráulicos de más de 50 MVA
- Grupo D: Grupos de bombeo de más de 25 MVA

Las protecciones de generadores con potencias inferiores se aplicarán y ajustarán atendiendo a los criterios y recomendaciones del fabricante y de la compañía explotadora. No son objeto de este documento, sin que ello signifique que, al menos en parte, no sean aplicables los criterios de los generadores más importantes.

Se estudian las protecciones de generación, clasificándolas según el tipo de defecto:

- Cortocircuitos: a tierra
entre fases
- Funcionamientos anormales del sistema de intercambio generador-red, que afectan al generador.
- Funcionamientos anormales del generador y de la turbina primaria.
- Redundancias.

El esquema adjunto (Figura 9) es un ejemplo típico de protección de una central generadora. Existen otras configuraciones igualmente válidas y muy utilizadas, sin pretender descri-

bir todas ellas en este documento. La codificación de relés es la que luego se cita en el texto.

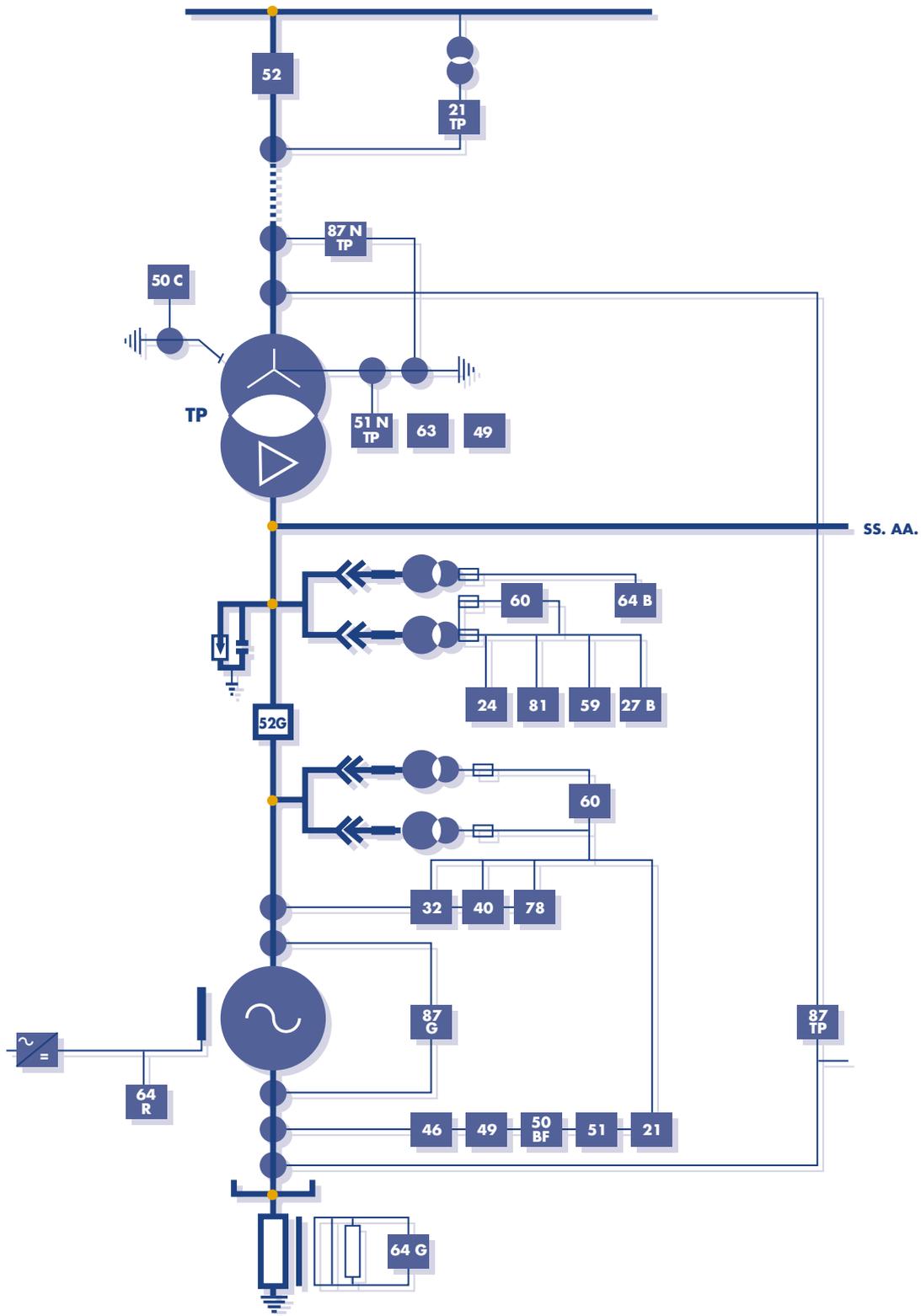


Figura 9. Ejemplo típico de una central generadora

2. Faltas a tierra en el sistema de generación, y protecciones recomendadas

2.1. Protección contra faltas a tierra en el lado de baja tensión del sistema de generación, 64G y 64B

A pesar de las mejoras introducidas en los aislamientos de las máquinas eléctricas, el contacto con tierra sigue siendo una de las averías más frecuentes. Los contactos entre espiras y entre devanados se inician, en la mayoría de los casos, por una falta previa a tierra en el estator, seguida de una segunda falta. Además, la intensidad, en estas faltas, circula a través del circuito magnético, que puede quedar seriamente dañado (ver figura 11).

Por estas razones, se debe intentar:

- **a)** detectar las faltas a tierra en el 100% del devanado estático,
- **b)** limitar las intensidades de falta para evitar daños en la chapa magnética, y
- **c)** insensibilizar la protección frente a faltas a tierra de la red exterior.

El sistema de generación presenta una particularidad: el transformador de acoplamiento a red se conecta en triángulo-estrella con neutro (ver figura 10). Esto supone el aislamiento del sistema homopolar del grupo respecto del lado de la red. Esta característica es importante, porque implica una selectividad intrínseca del sistema de generación frente a las faltas a tierra que tienen lugar fuera de él. Además, se consigue aislar la red frente al tercer armónico, resultante de una ligera deformación de la forma de onda de la tensión generada.

La problemática ligada a las faltas a tierra en la zona del estator se estudia atendiendo fundamentalmente a dos factores:

- La intensidad de falta.
- Las sobretensiones que aparecen en los arrollamientos estáticos a consecuencia de la falta.

En cuanto a la intensidad de falta, estudios experimentales ponen de manifiesto la rela-



Figura 10: Esquema unifilar simplificado

ción entre la importancia de los daños ocasionados a la máquina y la magnitud y duración de dicha intensidad. En la Figura 11 se muestra esta relación, y de ella se deduce que es aconsejable limitar el valor de la intensidad de falta por debajo de 20A.

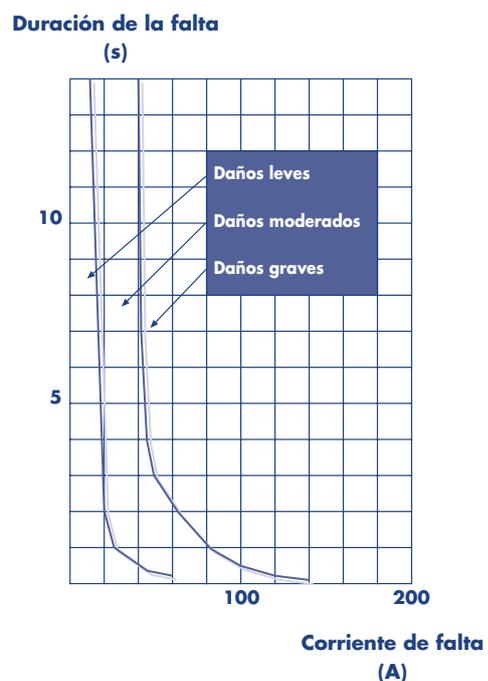


Figura 11: Relación entre la intensidad de falta y los daños provocados a la máquina

Por otro lado, las sobretensiones que aparecen se deben principalmente a dos causas:

- **1)** Una sobretensión permanente, que se produce al ponerse una fase a tierra, ya que las otras dos fases sanas toman una tensión compuesta.
- **2)** Los arrollamientos de los alternadores son circuitos inductivos y, por tanto, la variación súbita de intensidad, en el instante en que tiene lugar la falta a tierra, produce sobretensiones transitorias de pico, que se suman a la tensión compuesta.

El valor de la intensidad de falta y las sobretensiones dependen, en gran proporción, del modo de puesta a tierra del generador. En principio, el objetivo de la puesta a tierra de los generadores es conseguir una protección adicional del alternador y, por tanto, del sistema eléctrico, sin introducir con ello riesgos desproporcionados. Todo sistema de puesta a tierra debe cumplir las siguientes condiciones básicas:

- Disponer una forma rápida, segura y fiable de detectar una falta a tierra en el sistema de generación.
- Evitar sobretensiones que pueden dañar el aislamiento de la máquina.
- Reducir las corrientes de falta a valores no destructivos.

Entre los distintos métodos de puesta a tierra, se recomiendan los siguientes:

- Unir directamente el neutro a tierra a través de una resistencia.
- Con transformador monofásico de potencia y resistencia secundaria.

La protección más habitual contra faltas a tierra en el estator es un *relé de máxima tensión*, que mide la tensión homopolar en el neutro de la máquina. Al producirse la falta, circula intensidad por el neutro y se eleva la tensión de éste respecto de tierra, utilizándose esta tensión para detectar la falta a tierra. Si el neutro no es accesible, se puede fabricar un neutro

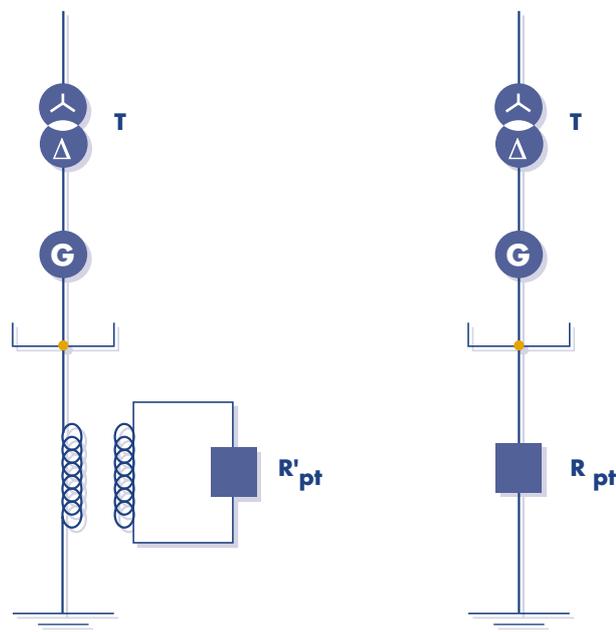


Figura 12: Puestas a tierra

artificial mediante un transformador estrella-triángulo, con el secundario abierto. Además, se suele utilizar un filtro de tercer armónico, para evitar que el relé sea sensible a tensiones de esta frecuencia. En otras ocasiones, se utiliza un relé de sobreintensidad, que detecta la aparición de intensidad homopolar en el neutro de la máquina.

Sería necesario incorporar una protección de tierra (64B), con medida en el triángulo abierto de un transformador de medida de tensión, si:

- **a)** el generador dispone de interruptor de grupo (52G), situado en el lado de baja tensión del sistema de generación, y
- **b)** se pueden alimentar los servicios auxiliares de la central a través del Transformador Principal, con el 52G abierto.

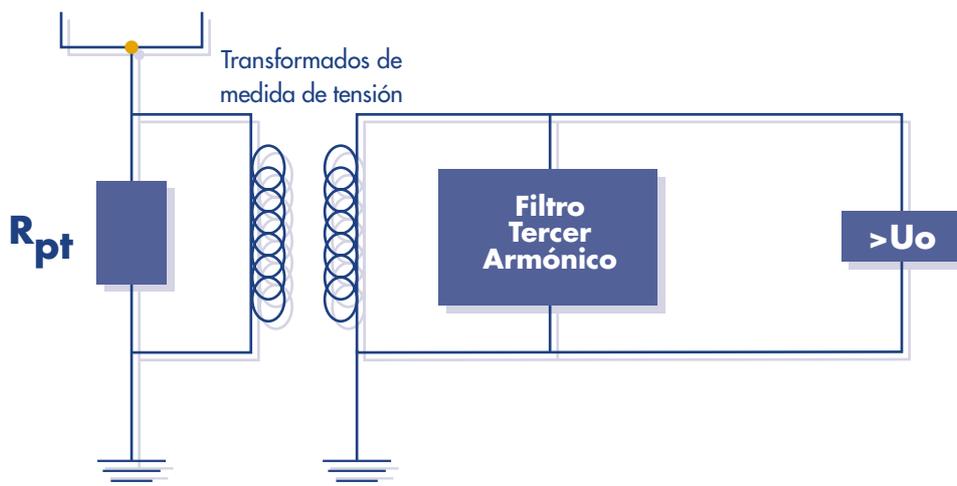


Figura 13: Protección de máxima tensión de neutro

Cuando se produce una falta a tierra, la tensión del neutro es proporcional al número de espiras entre fase y neutro, desde el punto del devanado donde ocurre la falta. La máxima tensión aparecerá para faltas en bornes o fuera del estator. Si la falta se origina en las proximidades del neutro, la tensión resultará prácticamente nula. Además, se pueden producir pequeños desequilibrios en las tensiones de generación, que provocarían la aparición de tensión homopolar en el neutro, incluso sin falta real. Para conseguir proteger el 100% del arrollamiento, el ajuste del relé debería ser muy bajo, y podría provocar, por tanto, disparos intempestivos. Un valor razonable del ajuste, de cara a la sensibilidad y selectividad, es el 5%, quedando protegido sólo el 95% del arrollamiento estático, contado a partir de las bornas de salida a línea del alternador.

El aislamiento galvánico entre el lado de alta tensión y el lado de generación evitará permanentemente, para faltas en el lado de alta, la aparición de tensiones homopolares en el lado de generación. Transitoriamente, y debido al acoplamiento capacitivo entre ambos arrollamientos del transformador, aparecen tensiones homopolares. En esta situación, la capacidad existente entre ambos devanados del transformador permite que aparezca una componente homopolar en el lado de generación. La duración de este transitorio depende del valor de las constantes de tiempo de los

elementos del circuito, y será necesario temporizar el relé, para evitar que actúe por este fenómeno.

Si la falta se produce en la zona cercana al neutro, la intensidad correspondiente es pequeña. Si no se despeja, puede originar una segunda falta, de gran intensidad, dado que el neutro se puso rígidamente a tierra con la primera falta. Por tanto, en máquinas grandes, es preciso disponer de otro sistema de protección adicional, que permita detectar y despejar faltas, que la protección principal no es capaz de detectar, en la zona del 5% próxima al neutro.

Por todo lo dicho anteriormente, se recomienda proteger el 100% de los arrollamientos estáticos.

Se utilizan dos tipos de métodos de protección:

1) Medida de la tensión de tercer armónico

En funcionamiento normal, aparecerá una tensión de tercer armónico en la impedancia de puesta a tierra del neutro. Esto se debe a que la tensión generada por la máquina no es perfectamente senoidal, sino que tiene un contenido en componente de tercer armónico del 2% al 5%, aproximadamente, del valor de la componente fundamental. Cuando la falta a tierra tiene

lugar en las proximidades del neutro, la tensión de tercer armónico disminuye considerablemente. Se utiliza un relé de mínima tensión con filtro para paso de 150 Hz. Su ajuste debe cubrir sobradamente la parte de los arrollamientos del generador que no protege el relé de máxima tensión homopolar.

2) Inyección de tensión en el neutro (Figura 14)

Se realiza inyectando una tensión codificada al circuito de puesta a tierra del neutro, y se controla el valor de la intensidad codificada, que será prácticamente nulo en tanto no exista falta a tierra.

Frente a la vigilancia de la tensión de tercer armónico, este método presenta las siguientes ventajas:

- No depende de una magnitud generada por la propia máquina.
- Su zona de protección abarca todo el sistema de generación.
- Permite detectar faltas sin tener el generador en tensión.

2.2. Protección contra faltas a tierra, en el Transformador Principal y en el lado de alta tensión del sistema de generación

2.2.1. Protección de sobreintensidad en el neutro del Transformador Principal, 51NTP

Formada por un relé monofásico temporizado de tiempo inverso, que mide la intensidad que circula por la puesta a tierra del neutro de la estrella, en el lado de alta del Transformador Principal.

Está prevista esta protección como función de apoyo para faltas a tierra en las líneas de alta tensión y, en general, en zonas próximas del Sistema Eléctrico. Asimismo, será protección de reserva de la protección diferencial, para faltas a tierra en el arrollamiento de alta del Transformador Principal, y para aquéllas en

Como contrapartida, se pueden señalar los siguientes inconvenientes:

- Es un sistema más complicado, menos robusto y más caro.
- Es necesario ponerlo en descargo cuando se realizan trabajos de mantenimiento, para evitar daños al personal que manipula la instalación.

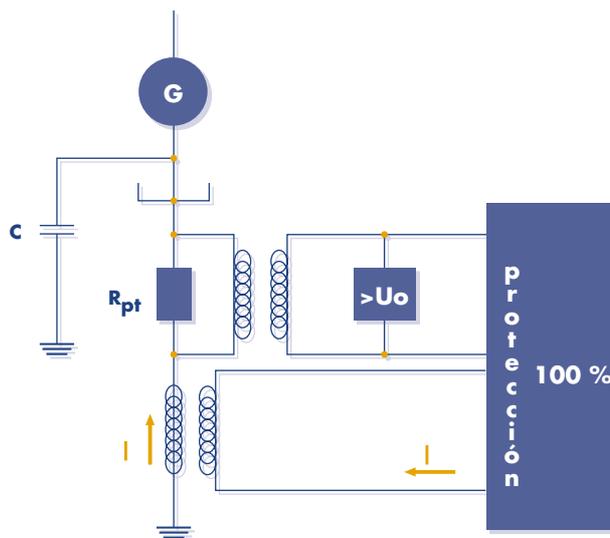


Figura 14:
Inyección de tensión en el neutro

que la sensibilidad de otras protecciones resulta insuficiente.

Su actuación será temporizada, normalmente con característica de tiempo inverso, y deberá calcularse con el criterio de actuar en un tiempo no inferior a la 3ª zona de los relés de las líneas, incluso en el caso de tener una sola de ellas en servicio.

2.2.2. Protección de tierra restringida o diferencial de neutro en el Transformador, 87NTP

Las faltas a tierra pueden ser muy débiles, de forma que la protección diferencial no las detecta y la de sobreintensidad sí, pero al cabo de un tiempo, quizá muy grande, sobre todo si se usan relés con característica de tiempo inverso.

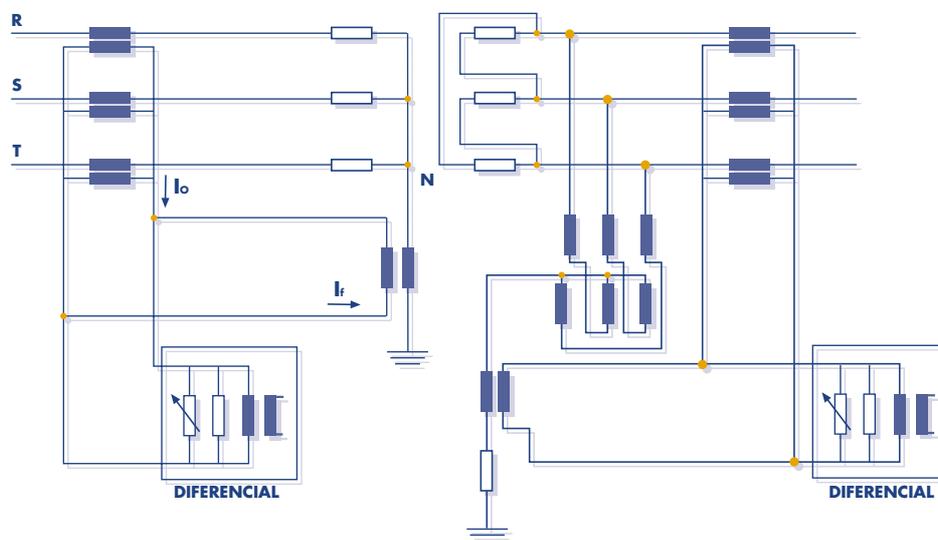


Figura 15: Protección de tierra restringida

La protección de tierra restringida se utiliza para despejar faltas a tierra de forma instantánea, y con mayor sensibilidad que otras protecciones. Trata de conseguir, por tanto, dentro de su zona, una sensibilidad equivalente a los relés de neutro, pero con disparo instantáneo.

En la figura 15 se representa un transformador con protección de tierra restringida en los dos arrollamientos. Este esquema normalmente sólo se pone en el lado de la estrella, dado que las faltas en el arrollamiento en triángulo, en el lado de baja tensión, son protegidas por los relés 64G ó 64B.

Este método requiere un estudio muy detallado del sistema: curva de saturación de los transformadores de intensidad, impedancia de los transformadores, impedancia del relé, conexiones, intensidades máximas y mínimas, etc. Con todos estos datos es posible conocer el valor del máximo pico de tensión y, de esta forma, ajustar el relé.

2.2.3. Protección de cuba, 50C

En un sistema con neutro a tierra, es posible aislar de tierra la cuba del transformador, excepto en un punto. Intercalando un T/i entre la cuba y el punto de tierra, y conectando a su secundario un relé de sobreintensidad, se conseguiría detectar cualquier falta interna a tierra o contorneo de las bornas del transformador (ver figura 16). Tiene el inconveniente de que exige vigilar y mantener el aislamiento de la cuba, ya que, en caso contrario, la sensibilidad del relé disminuiría notablemente. Especialmente, deberá cuidarse esta vigilancia en condiciones climatológicas desfavorables. Se considera adecuado un aislamiento mínimo de 25Ω .

Por otro lado, se pueden producir actuaciones incorrectas debido a faltas a tierra accidentales:

- **a)** por puesta a tierra de elementos auxiliares del transformador, o
- **b)** descargas motivadas por fallo del pararrayos, si va montado en el transformador.

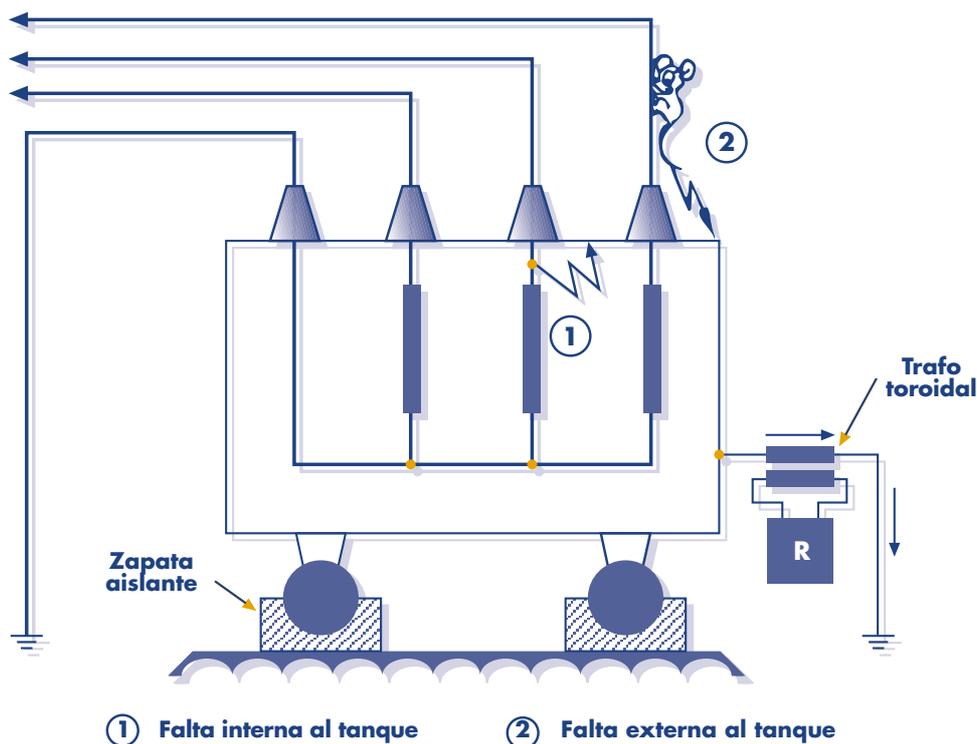


Figura 16: Protección de cuba

2.3. Protección contra faltas a tierra en el rotor, 64R

El arrollamiento de campo es un circuito alimentado en corriente continua, sin puesta a tierra. Por tanto, si existe un punto de éste que se pone a tierra, no ocurrirá nada, ya que no hay camino para que circule la corriente de falta. En cambio, si son dos los puntos de puesta a tierra, se cortocircuita parte del arrollamiento, circulando una intensidad de falta. En ese caso, aparte de los daños que produce esta intensidad, se crea mecánicamente un desequilibrio magnético que puede hacer vibrar la máquina.

La probabilidad de que ocurra una doble falta a tierra simultánea en el rotor es pequeña, pero sí es alta la posibilidad de que ocurra una segunda falta después de que haya tenido lugar la primera, si ésta no ha sido detectada. Se podrían ocasionar, en ese caso, daños importantes.

Existen varios métodos para detectar la aparición de un punto de contacto con tierra en

el arrollamiento. Están basados en que, antes de aparecer la falta, existe una capacidad entre el rotor y tierra, que se anula al aparecer el defecto.

Éste es un sistema independiente que no requiere coordinación con el resto de protecciones del sistema.

3. Faltas entre fases en el sistema de generación, y protecciones recomendadas

Las faltas entre fases en el sistema de generación son de carácter grave, ya que pueden provocar daños serios en aislamientos, arrollamientos y chapa magnética del estator, así como esfuerzos mecánicos de torsión en el rotor.

Se necesita *un sistema de protección que sea muy selectivo*, dado que el sistema de generación, de por sí, no tiene zonas definidas contra faltas entre fases, a diferencia del caso de las faltas a tierra. Además, debe ser muy rápido, ya que las intensidades de falta son bastante elevadas, porque no hay impedancias adicionales que las limiten, y conviene despejarlas cuanto antes. Dada la importancia de estas faltas, se dispondrá, en general, de una protección principal (con redundancia o no) y otra de apoyo.

3.1. Protección principal

La protección principal a utilizar son los *relés diferenciales de alta velocidad*.

3.1.1. Diferencial de generador, 87G

La intensidad de falta lleva asociada una componente continua, que puede saturar los transformadores de intensidad, introduciendo errores en la medida. Si la falta es interna, los errores no afectan, porque la intensidad es suficientemente grande para que la protección actúe. Las faltas externas, teóricamente, deberían producir una corriente diferencial nula. Debido a los errores de medida de los transformadores de intensidad, y principalmente por fenómenos de saturación, en la práctica pueden aparecer corrientes diferenciales mayores que el umbral de ajuste del relé, haciéndolo actuar. Para evitar este problema, se utilizan *relés diferenciales de pendiente porcentual*, que son muy sensibles a intensidades débiles y poco sensibles a intensidades grandes (ver figura 17).

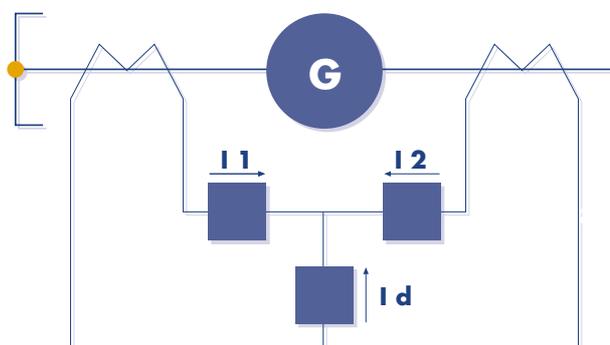


Figura 17: Protección diferencial de generador

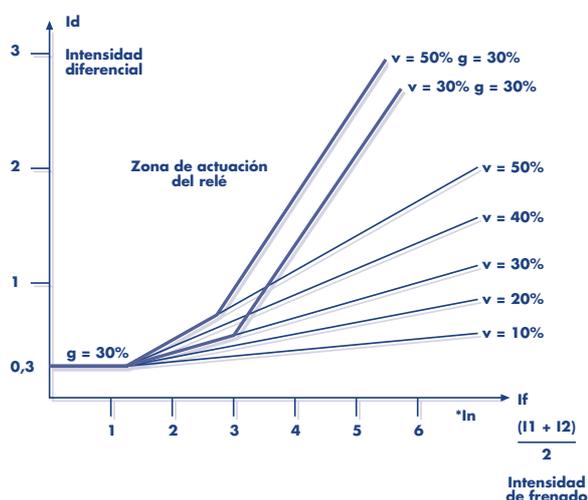


Figura 18: Características porcentuales

La figura 18 muestra las características de actuación para el caso de un relé diferencial de transformador. Se utilizan características quebradas, porque:

- **a)** para valores de intensidad próximos a la nominal, los transformadores de intensidad no se saturan, y
- **b)** para valores superiores, se va aumentando la pendiente, es decir, insensibilizando el relé.

En los generadores se utilizan curvas similares, pero el valor de g es inferior, normalmente entre el 5% y el 10% de la intensidad nominal, y no se requieren pendientes de frenado tan fuertes.

3.1.2. Protección diferencial del Transformador Principal o diferencial bloque, 87TP

Esta protección detecta los cortocircuitos entre fases y las derivaciones a masa en el lado de alta, dentro de su zona protegida. Actúa rápida y selectivamente ante los defectos internos al transformador.

El relé actuará cuando la corriente de operación supere un valor determinado. Sin embargo, en la aplicación de la protección diferencial al transformador, se dan varias circunstancias que dificultan su planteamiento:

- Las corrientes a uno y otro lado del transformador son de distinta magnitud. Para conectar directamente el relé a los secundarios de los T/i's, se deberán elegir éstos con relaciones de transformación tales que igualen las intensidades entrantes al relé, ante faltas externas o condiciones de carga. Ello, sin embargo, no es viable en la práctica, debido al uso de T/i's de relaciones de transformación normalizadas y, en general, no dedicados. Por ello, es preciso recurrir a T/i's auxiliares o, de forma más generalizada, a relés que dispongan de tomas de igualación de corriente. Aun así, no es posible igualar totalmente las corrientes y eliminar completamente el error.
- El grupo de conexión del transformador introduce un desfase entre las corrientes primaria y secundaria, que obliga a conectar los secundarios del T/i de forma adecuada. Hoy en día, los fabricantes de protecciones incorporan T/i 's internos en sus diseños para la compensación de fase.
- Si uno de los arrollamientos puede dar corriente de falta a tierra y el otro no, para evitar la actuación del relé ante faltas a tierra externas es preciso filtrar las componentes homopolares del circuito diferencial, de dos maneras:

a) mediante conexiones en triángulo de los T/i's, o

b) con un filtro de intensidad homopolar, que facilite a la misma un camino de mínima impedancia.

- En la energización del transformador, se establece una corriente magnetizante transitoria. Esta corriente de inserción aparece como falta interna para un relé diferencial.

En la sensibilidad del relé, se debe tener en cuenta:

- El efecto producido por las tomas en vacío o regulación en carga (si existe).
- El error de igualación de las tomas de corriente del relé.
- Los errores de transformación de los T/i's (relación y ángulo), sobre todo en condiciones transitorias (errores de saturación, magnetismo remanente, etc.)

Para evitar actuaciones por corriente diferencial ante faltas externas, este relé incorpora un frenado, que es función de los niveles de corriente en los devanados. Este frenado permite incrementar la velocidad y seguridad, con razonable sensibilidad, ante corrientes de falta reducidas.

La cantidad de frenado se establece como un porcentaje que relaciona la corriente de operación (diferencial) y la corriente de frenado, habitualmente proporcional al valor medio de las corrientes de ambos devanados. Ello significa que, a niveles elevados de corrientes, se admiten mayores valores de corriente diferencial, dado que los errores de igualación aumentan con los niveles de corriente. El porcentaje no se mantiene para bajas intensidades, de modo que la intensidad diferencial debe superar un valor umbral que determina la sensibilidad mínima.

La mayoría de los fabricantes disponen de relés con porcentaje variable o ajustable, con un rango de 15 a 40% aproximadamente.

Esta pendiente o porcentaje se seleccionará para que queden cubiertos:

- **a)** el error de relación de los T/i's,
- **b)** el de igualación de las tomas de corriente del relé, y
- **c)** el producido por el cambio de relación de transformación nominal del transformador, debido al cambiador de tomas.

Sin embargo, los relés pueden actuar indeseadamente, por las corrientes de inserción que se producen al energizar el transformador. Dado el elevado contenido en armónicos presente en estas corrientes (alrededor del 70% en el 2º armónico), ciertos relés diferenciales utilizan, al menos, el 2º armónico de corriente para frenar o reducir la sensibilidad del relé, durante el periodo de energización del transformador. Para realizar las funciones de frenado, estos relés utilizan circuitos selectivos de frecuencia, donde se genera una tensión proporcional a la intensidad de 100 Hz que circula por la bobina diferencial. Si la corriente tiene un alto contenido en 2º armónico (superior al 15% o 20%), dicha tensión bloquea el relé.

El propósito de estos diseños es proporcionar un frenado, independientemente de la cantidad de corriente de inserción, y permitir la operación si se produce una falta interna durante el proceso de energización. Otros diseños se basan en no incorporar excesivo frenado de armónicos, ya que éstos también están presentes en las corrientes secundarias, debidas a la saturación del T/i durante una falta interna severa. Las corrientes de inserción pueden ser de tres tipos:

- Inicial: producida al energizar el transformador.
- De recuperación: después de despejar una falta externa, y al volver la tensión a su nivel normal.
- De influencia o simpatía: al poner en paralelo un transformador con otro ya energizado. Este último, por influencia, se ve sometido a una corriente de inserción, con mayor grado cuanto menor sea la potencia de cortocircuito del sistema.

Frecuentemente, el relé diferencial con frenado de armónicos incluye también una unidad instantánea, que se ajusta por encima de la máxima corriente de inserción, pero por debajo de la corriente que podría resul-

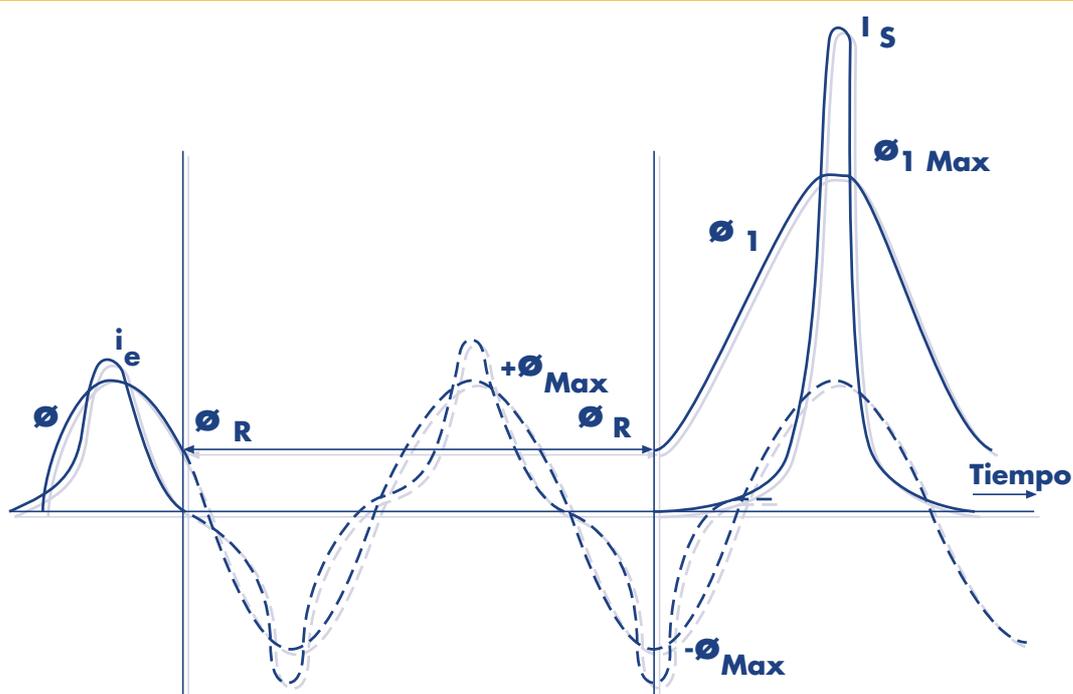


Figura 19: Flujo e intensidad de excitación de un transformador monofásico

tar en la saturación de los T/i's. Los fabricantes suelen fijar este valor en 8 a 10 veces el valor de la toma.

Otra consideración en el uso del frenado por armónicos es el comportamiento durante la sobreexcitación de la máquina. En este caso, el relé diferencial operará con la corriente de excitación, dependiendo de:

- **a)** la magnitud de esta corriente,
- **b)** el contenido de armónicos (predominantemente de orden 5, 7 y 11), y
- **c)** la característica de frenado del relé. Un relé con frenado en armónicos impares es menos probable que opere ante tales condiciones.

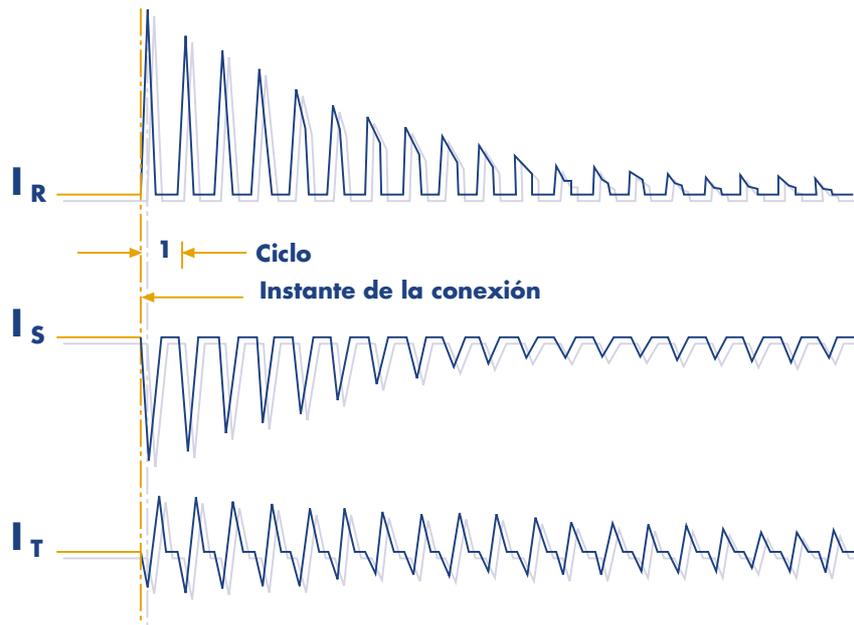


Figura 20: Corriente de inserción del transformador

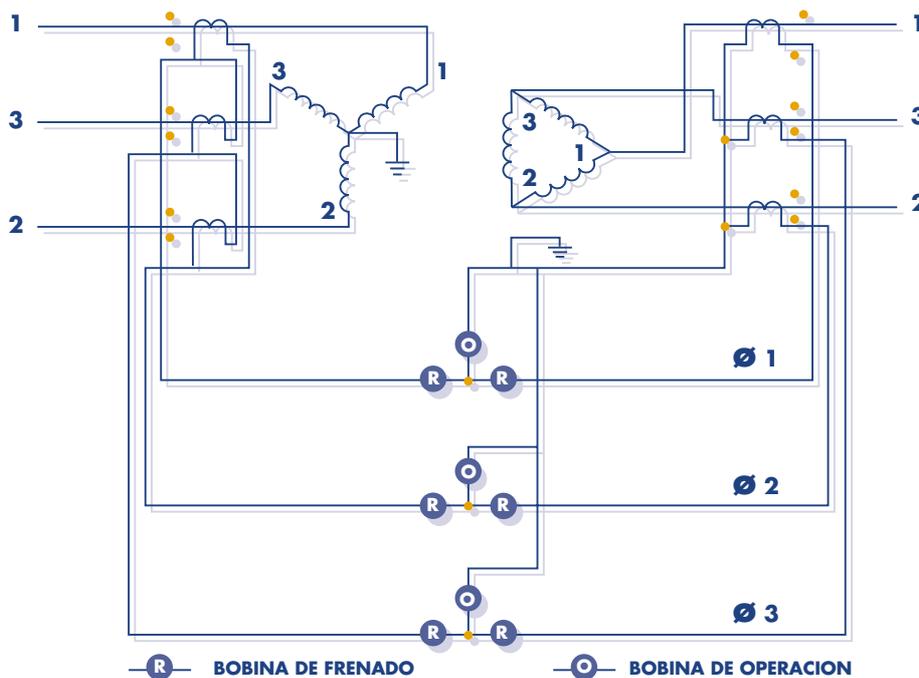


Figura 21: Protección diferencial de un transformador Y-D

3.2. Protecciones de apoyo

Para protección de apoyo se utilizan varios sistemas como:

- Relé de sobreintensidad
- Relé de mínima impedancia

3.2.1. Sobreintensidad, 51

La *protección de sobreintensidad* se coloca en el lado de neutro de la máquina, porque interesa medir la aportación del generador a la falta, y no la de la red. No es una protección selectiva, ve las faltas en cualquier parte. Es una protección temporizada, de tiempo fijo o inverso según convenga, y no sólo es de apoyo para el generador, sino también para el resto de la central y la red. Se ajusta a 1,2 ó 1,3 veces el valor de la intensidad nominal.

La principal ventaja de la protección de sobreintensidad es su sencillez, pero presenta un inconveniente: en máquinas autoexcitadas, cuando ocurre un cortocircuito, la tensión se reduce aportando cada vez menos intensidad, y la protección recae sin haberlo despejado (Figura 23). Para solucionarlo, se utilizan *relés de sobreintensidad con memoria de tensión*, que disponen de dos elementos: uno de mínima tensión y otro de intensidad. Con falta, arrancan los dos, y si al llegar el tiempo de disparo del relé, el elemento de tensión no se ha recuperado, dispara aunque haya recaído la intensidad.

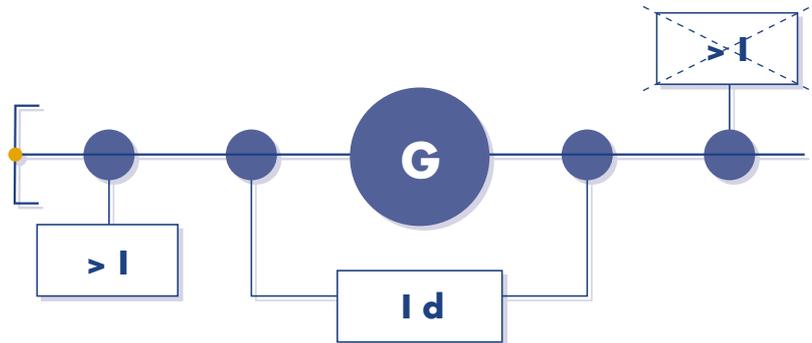


Figura 22: Protección de sobreintensidad

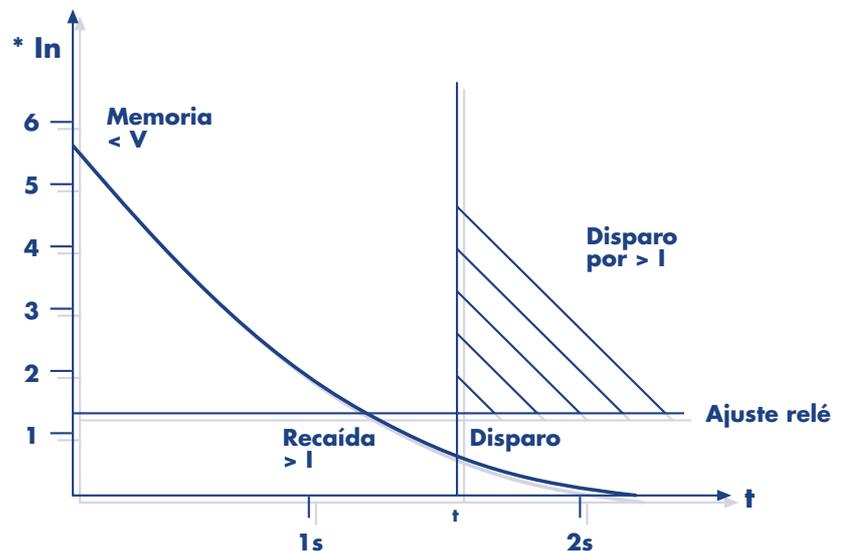


Figura 23: Característica de sobreintensidad de un generador con cortocircuito en bornas

3.2.2. Protección de mínima impedancia del generador, 21

La protección de mínima impedancia es mucho más selectiva y rápida. Por tanto, como la intensidad no tiene tiempo de recaer, no presenta el inconveniente de la anterior. Se ajusta el círculo de forma que no vea faltas más allá del transformador (Radio= 0,9 veces la reactancia de cortocircuito del transformador).

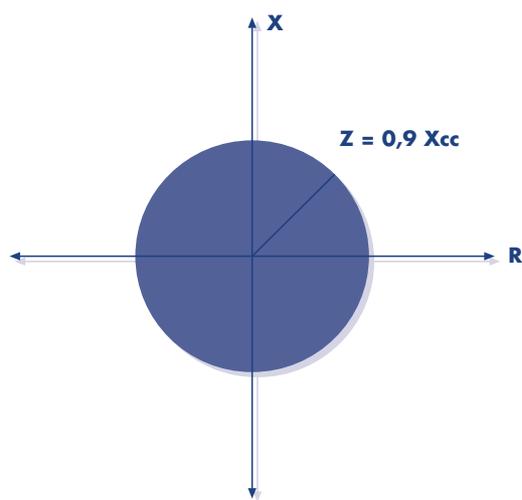


Figura 24: Característica de mínima impedancia

No hay que coordinar su temporizado con las protecciones externas, sino solamente con las de la propia central. La protección es más costosa y se utiliza poco, porque no sirve de apoyo remoto, salvo que se utilice un segundo escalón con alcance extendido fuera de la central (ve faltas en líneas) y, por tanto, con un temporizado más largo.

Por idénticas razones que para los relés de sobreintensidad (51), las corrientes deberán medirse en el lado del neutro del generador.

3.2.3. Mínima impedancia del lado de alta del Transformador Principal, 21TP

Se sitúa normalmente en la salida de la línea del generador, en la subestación que recibe la energía, y se polariza en la dirección del alternador.

Detectará faltas entre fases y a tierra, con su elemento de medida de primera zona. Con la 2ª zona en dirección inversa, servirá de apoyo a las protecciones de la red externa. Su temporización será de 2ª o 3ª zona.

4. Funcionamientos anormales de la red que afectan a los generadores, y protecciones recomendadas

4.1. Protección contra sobrecargas en estator y rotor, 49

Una situación de sobrecarga es aquella en que existe un régimen de carga superior al nominal, no provocado por un cortocircuito. Esta sobrecarga estará motivada, no sólo porque el alternador esté suministrando la máxima potencia activa que le permite su accionamiento (el alternador está suficientemente dimensionado para hacerlo), sino porque, además, esté consumiendo o generando una cantidad muy importante de potencia reactiva.

Un alternador puede sufrir daños serios en el estator por efectos térmicos, debidos a:

- a) intensidades elevadas durante tiempos cortos, o
- b) intensidades superiores a la nominal, funcionando en régimen permanente.

Se definen, en general, tres zonas del margen de temperaturas, en el que puede funcionar un alternador:

- Funcionamiento nominal: en un régimen de corrientes igual o menor al nominal.
- Sobrecarga admisible en régimen permanente: rango de temperaturas no peligrosas para el alternador, pero que no debe ser utilizado en la explotación normal, ya que acorta la vida del alternador por envejecimiento de los compuestos aislantes.
- Sobrecarga transitoria: Con sobrecarga durante un corto período, no se llega a temperaturas peligrosas, aun sobrepasando el valor límite de la intensidad que, para tiempos largos, daría lugar a temperaturas inadmisibles.

Existen varios métodos para proteger el alternador contra sobrecargas:

- **1) Sondas de temperatura.** Realiza la medida directa de la temperatura con sondas. Estas sondas son resistencias de coeficiente de temperatura negativo, por lo que van disminuyendo su resistencia con el aumento de temperatura. Un relé de protección mide la intensidad circulante por la sonda, y emite un disparo cuando la intensidad equivale a un valor de resistencia correspondiente a un valor de temperatura inadmisibles. Su mayor inconveniente es que miden la temperatura en un punto concreto, y ésta no se distribuye uniformemente. Para solventarlo, se colocan varias sondas.
- **2) Relés digitales de sobrecarga.** Son relés basados en contadores que hacen el seguimiento de la curva del fabricante del alternador, relativa a la sobrecarga admisible por el generador. En turboalternadores, estas curvas son homologadas según normas ASA. Cuando la medida de intensidad supera la intensidad máxima permanente, arranca un contador con una frecuencia de conteo proporcional a la constante de calentamiento, y con un totalizador proporcional al punto de la curva que se haya alcanzado. Si desaparece la sobrecarga, se inicia una cuenta atrás. Este relé permite obtener características de disparo por alta temperatura en los devanados rotóricos y estatóricos, mediante la reproducción de la evolución térmica de la

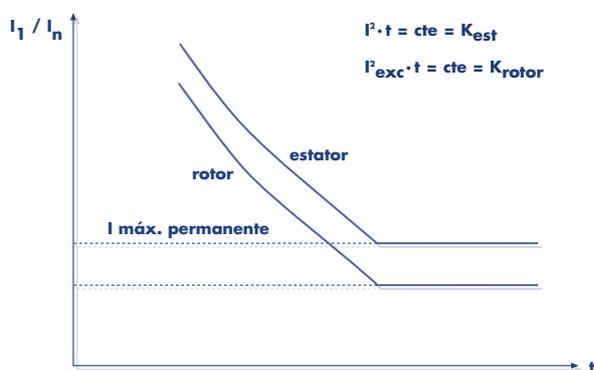


Figura 25:
Características de sobrecarga

máquina, a partir de la medida de las corrientes estáticas (o rotóricas).

- **3) Imagen térmica.** Se construye un modelo con la misma constante de calentamiento que el generador, con un elemento que se alimenta con la intensidad del mismo. Se mide la temperatura en el modelo que se ha construido, de manera que resulte uniforme.

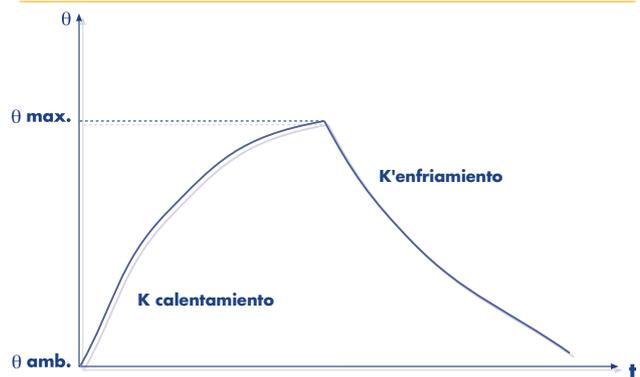


Figura 26:
Característica relé de imagen térmica

Con relés electrónicos, es muy frecuente realizar una imagen térmica mediante un circuito resistencia-capacidad, cuyas constantes de carga y descarga corresponden a las constantes de calentamiento y enfriamiento de la máquina. Precisamente, reciben el nombre de imagen térmica porque antiguamente funcionaban por calentamiento de una masa metálica uniforme, cuyas constantes eran las mismas que las de la máquina. Midiendo la temperatura en el modelo (imagen), se obtenía la temperatura de la máquina.

4.2. Protección contra carga desequilibrada, 46

Las intensidades desequilibradas en un alternador pueden aparecer por diversas causas, entre las cuales podemos señalar:

- Asimetrías de reactancias en el sistema de transporte.
- Cargas desequilibradas.
- Faltas desequilibradas.
- Fases abiertas, por aperturas de conexiones.

Las intensidades inversas, obtenidas al descomponer el sistema desequilibrado en componentes simétricas, inducen intensidades de frecuencia doble en el rotor. Estas corrientes inducidas provocan pérdidas que, por efecto Joule, calientan el rotor en poco tiempo. Debido a las diferencias existentes en las construcciones de los rotores, los turboalternadores son capaces de soportar un porcentaje inferior de intensidad de secuencia inversa que los alternadores de centrales hidráulicas. Normalmente, el fabricante especifica la capacidad de soportar intensidades inversas, en tanto por ciento de la intensidad nominal.

Además del problema térmico, se ha descubierto que, en algunos turboalternadores de centrales nucleares, y térmicas en general, asociado al

problema de calentamiento bajo carga desequilibrada, se producen vibraciones en el conjunto rotórico de la turbina, debidas al campo magnético giratorio de frecuencia 100 Hz producido por el sistema inverso. Al ser las frecuencias propias próximas a este valor, las amplitudes de vibración pueden ser grandes y muy peligrosas, originando grietas por fatiga. Por tanto, a la hora de ajustar la protección, deberá tenerse en cuenta la posible aparición de este fenómeno, junto con el límite térmico impuesto por el fabricante.

Está especificado en normas (ANSI C50.13) que todo generador debe soportar, en régimen permanente y sin daño alguno, los efectos de la circulación de una corriente inversa, cuyo valor se especifica en la siguiente tabla:

TIPO DE GENERADOR			% I _n
ROTOR LISO	Refrigeración indirecta		10
	Refrigeración directa	0 - 960 MVA	8
		960 - 1200 MVA	6
		1201 - 1500 MVA	5
POLOS SALIENTES	Con arrollamiento amortiguador		10
	Sin arrollamiento amortiguador		5

Tabla 1. Límite de corriente inversa

Estos límites son válidos siempre que:

- **a)** la corriente máxima del generador, en cualquiera de sus fases, no supere el 105% de su valor nominal, y
- **b)** no se sobrepasen los MVA nominales.

Veamos dos sistemas de protección contra este defecto:

- **1)** *Relé de sobreintensidad temporizado con escalones discretos.* Mide la intensidad de secuencia negativa y dispone de dos esca-

los de temporización. El primero, ajustado al valor de la intensidad máxima de secuencia inversa en régimen permanente, actuará dando alarma, para que el operador pueda bajar carga y corregir el defecto. El segundo, de temporizado más corto, estará ajustado a un valor mayor de intensidad inversa y su actuación provocará el disparo del generador.

- **2)** *Relé de característica de tiempo inverso.* Existe una familia de curvas de ajuste del relé (I_2 permanente + $I_2^2 t = \text{cte}$). Se busca la curva que esté lo más próxima posible, siempre por debajo de la intensidad inversa máxima

admisible. Este sistema es preferible al anterior, ya que permite seguir las sobrecargas, grandes y pequeñas, y tiene en cuenta,

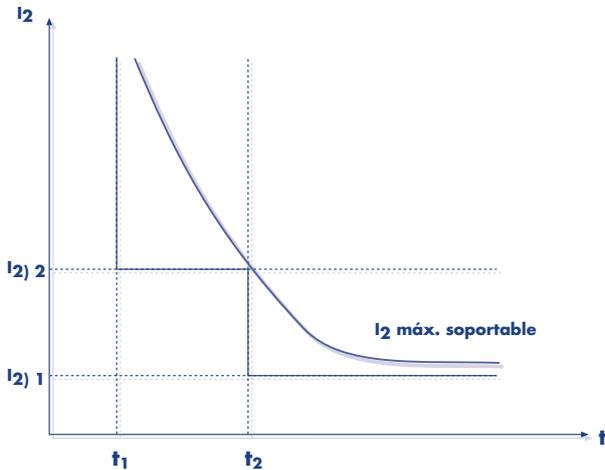


Figura 27: Escalones discretos

4.3. Protección contra pérdida de sincronismo, 78

Una red eléctrica funcionando en condiciones estables se caracteriza por mantener equilibrado el balance de energía. Sin embargo, son muchos los fenómenos en la red que introducen desequilibrios en el balance potencia generada-carga y provocan oscilaciones de potencia. Algunos de estos fenómenos pueden ser: cortocircuitos, variaciones bruscas de carga, cierres asíncronos, etc...

Un factor que influye notablemente es el tiempo de despeje de las faltas. Al construirse los generadores cada vez de mayor tamaño, aumenta la reactancia por unidad y disminuye la constante de inercia. Estos factores, combinados, reducen el tiempo crítico para despejar faltas y aislar del generador la parte afectada del sistema, antes de que se produzca la pérdida de sincronismo.

En las situaciones anteriores, las oscilaciones de potencia pueden evolucionar hacia un nuevo estado estable del sistema eléctrico, o, por el contrario, producir la pérdida de sincronismo de uno o varios generadores conectados a la red. De esta forma, la máquina pasa a funcionar a

además, cuándo aparecen y desaparecen desequilibrios.

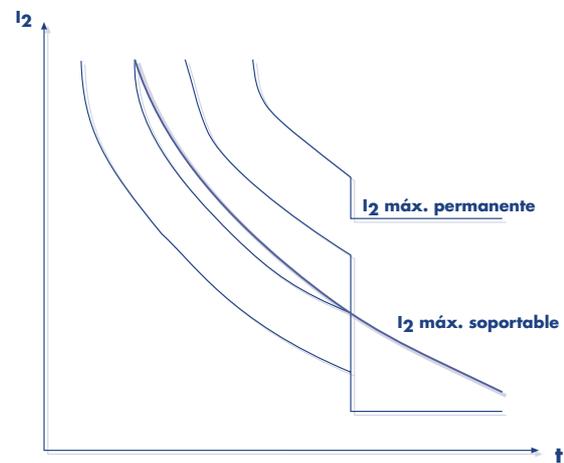


Figura 28: Característica $I_2^2 t = cte$

velocidad distinta de la síncrona, con sucesivos deslizamientos o pérdidas de polos, y ángulos de carga superiores a 90° , manteniendo la excitación conectada. Esta situación produce fuertes oscilaciones de potencia, tanto activa como reactiva, que afectan negativamente al generador y a la red.

Las consecuencias directas sobre el generador son de tipo mecánico, y se deben a los fuertes pares de freno y aceleración a los que se somete la máquina. También se ve afectada la estabilidad de la red, por las oscilaciones de potencia y la dificultad en recuperar la tensión, produciéndose el colapso de tensiones.

Este fenómeno es muy importante, ya que forma parte de los grandes incidentes que pueden tener lugar en la red. Por tanto, es necesario disponer de un sistema de protección que pueda detectar la pérdida de estabilidad e inicie las acciones oportunas para minimizar las consecuencias. Además, este sistema debe ser capaz de distinguir si las oscilaciones son estables, en cuyo caso no tendrá que actuar.

La protección de pérdida de estabilidad se realiza mediante relés de impedancia, cuya carac-

terística en el plano R-X tiene en cuenta la evolución de la impedancia durante un proceso de deslizamiento polar. La figura 29 muestra el lugar geométrico de la impedancia, para un deslizamiento polar entre los sistemas formados por: un generador, y la red representada por un generador equivalente.

En condiciones normales de funcionamiento, el ángulo δ , que representa el desfase entre la tensión E_B y E_A , tendrá un valor en torno a los 30° . Si se producen oscilaciones, el ángulo aumenta considerablemente, desplazándose el punto de funcionamiento de la máquina por una de las curvas descritas en la figura anterior. El sentido de desplazamiento dependerá de la velocidad del generador respecto a la red equivalente:

- $n(E_B) > n(E_A) \rightarrow$ desplazamiento de derecha a izquierda.
- $n(E_B) < n(E_A) \rightarrow$ desplazamiento de izquierda a derecha.

La figura 30 muestra un ejemplo de la característica de actuación de un relé de pérdida de sincronismo, formada, a su vez, por la unión de tres características distintas:

- 1. Lente
- 2. Recta característica de la impedancia
- 3. Lugar de las reactancias

Con ella, no sólo se detectan las oscilaciones, sino que además el relé puede hacer un disparo selectivo en dos zonas, en función del lugar en el que se encuentre el centro de la oscilación.

En la figura 31, aparecen algunos ejemplos de oscilaciones. Para que el relé actúe, es necesario que la oscilación cruce la característica, desde la derecha o la izquierda, y permanezca al menos un cierto tiempo, que se puede ajustar, en cada parte de la lente.

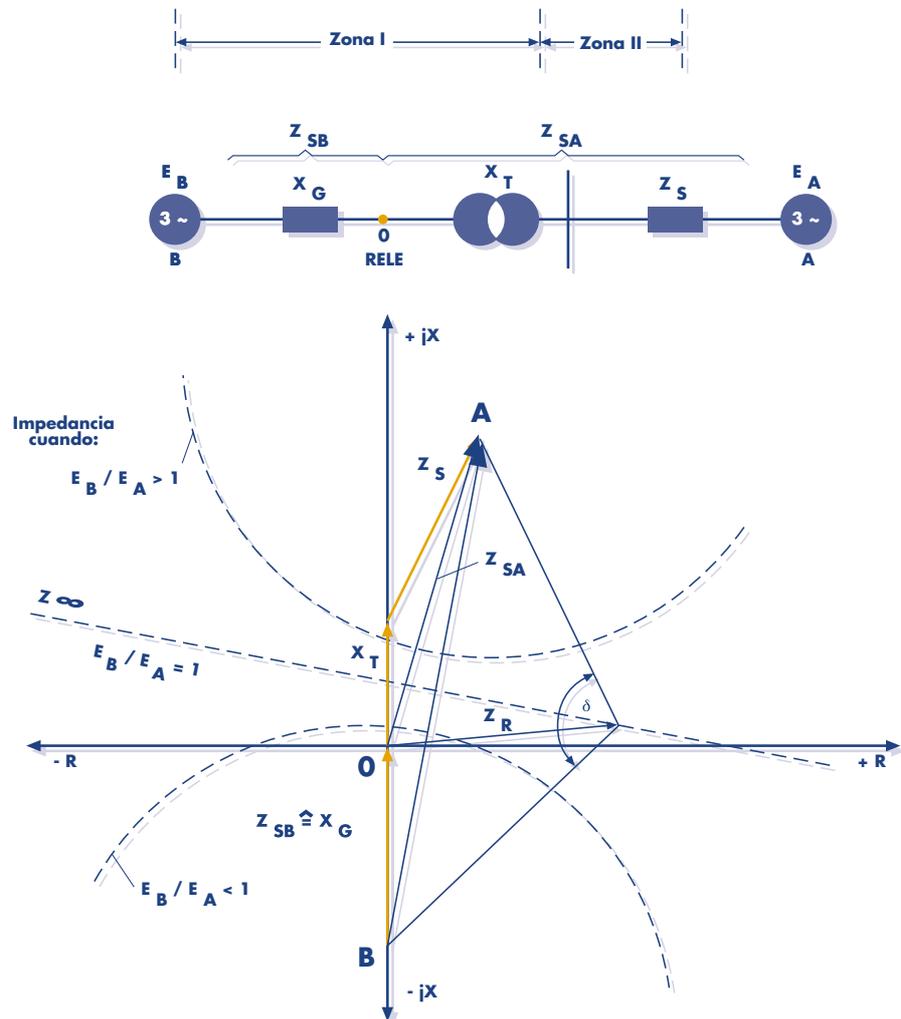


Figura 29: Lugar geométrico de la impedancia en un deslizamiento polar

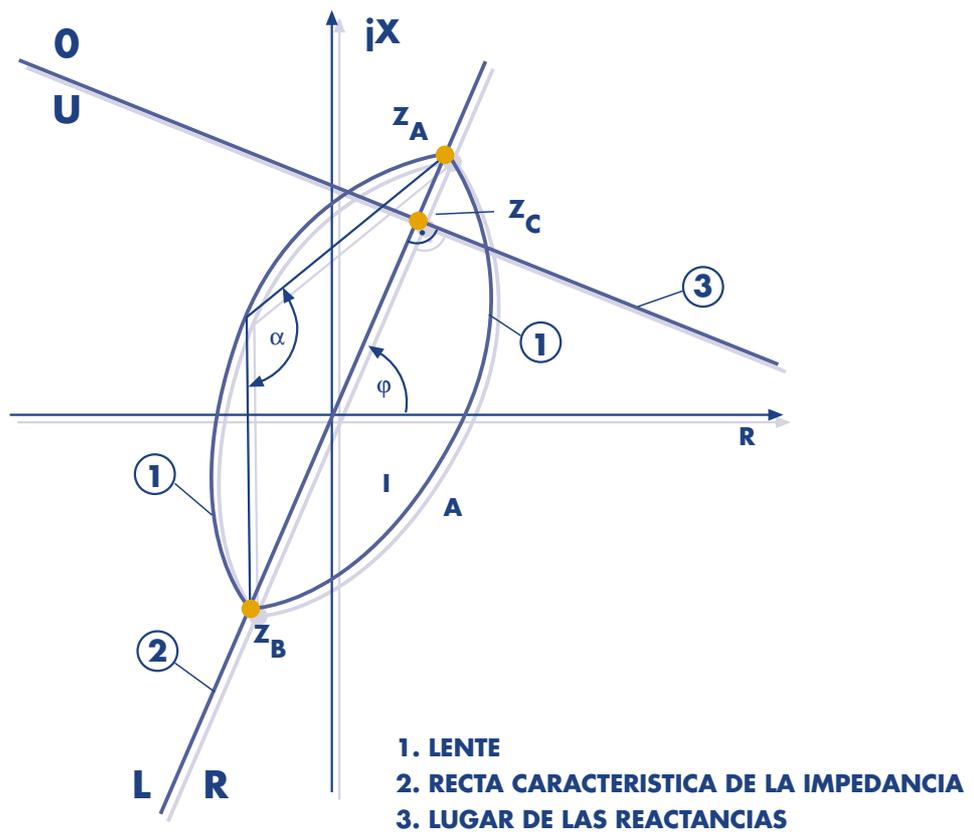


Figura 30: Característica de actuación de un relé de pérdida de sincronismo

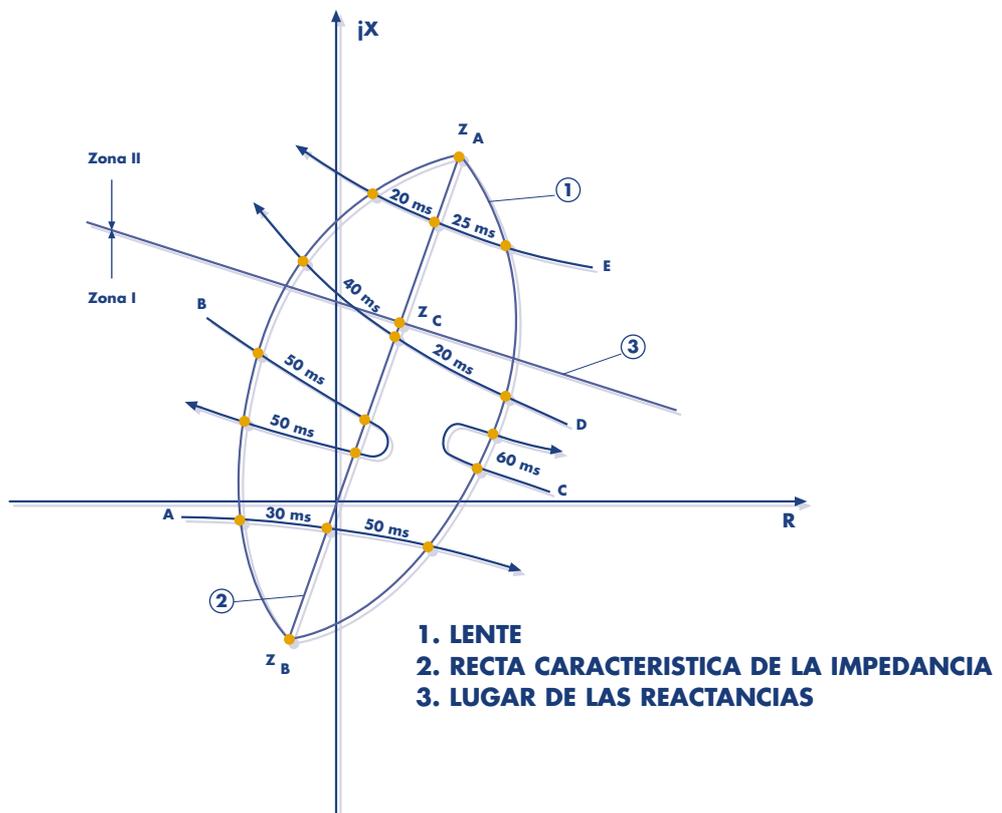


Figura 31: Ejemplos de diversas condiciones de oscilación

Supongamos que se ha ajustado el tiempo de permanencia, en cada parte de la lente, a 25 ms. Si la impedancia sigue el recorrido A durante la oscilación, el relé actuará en primera zona. Para los recorridos B y C no lo hace, porque no cruza completamente la característica. En el recorrido E, actuaría en segunda zona, pero no lo hace porque el tiempo que permanece en el lado izquierdo de la característica es inferior a 25 ms.

Recorridos como el D, que cruzan el lugar de las reactancias entrando por la zona inferior y saliendo por la superior, originan disparo en primera y en segunda zona, si el tiempo que transcurre, desde el cruce de la trayectoria con el lugar de las reactancias hasta su salida de la característica del relé, es inferior a un

tiempo ajustado previamente en el relé (por ejemplo, 50 ms). Si dicho tiempo es superior, dispararía sólo en segunda zona. El recorrido contrario, entrando por la zona superior y saliendo por la inferior, originaría disparo sólo en primera zona. Además, para que se produzcan estos disparos, el tiempo de permanencia en cada lado de la característica debe ser superior a 25 ms.

La protección de pérdida de sincronismo se puede realizar con otras características distintas a la vista anteriormente, pero basadas también en la medida de la impedancia. Un ejemplo sería la característica de la figura 32, que se construye a partir de un relé mho desplazado y una característica tipo doble pantalla.

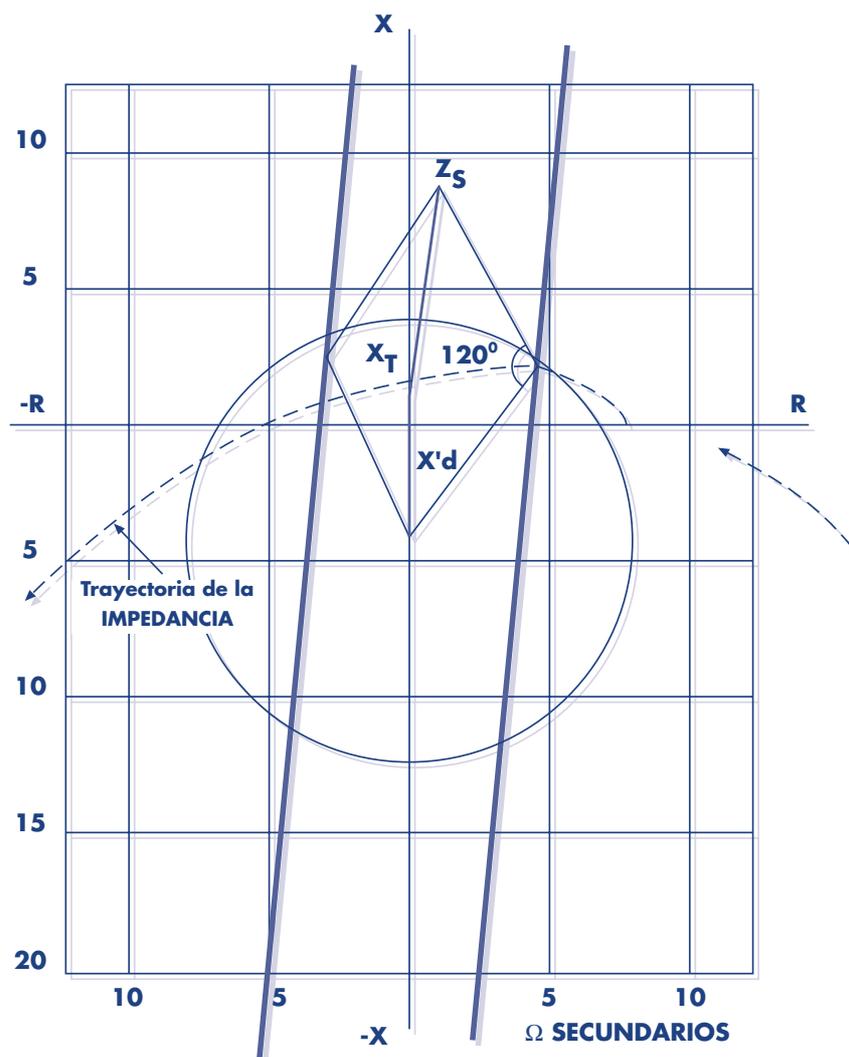


Figura 32: Característica de un relé de pérdida de sincronismo

4.4. Protección contra variaciones de frecuencia, 81

Las protecciones de sobrefrecuencia y mínima frecuencia se tratan en el apartado 5 de este capítulo, sobre protección contra funcionamientos anormales del generador, punto 5.5.

4.5. Protecciones de mínima tensión de Servicios Auxiliares

Una caída de tensión en la red externa a una Central de los Grupos A y B, tiene especial repercusión en los servicios auxiliares de ésta.

El motivo es la relación directa de la magnitud de tensión con el par desarrollado por los motores $P=k.V^2$.

Una caída de tensión puede producirse en barras de servicios auxiliares por distintos motivos:

- Oscilación en la red externa a la Central
- Cortocircuitos
- Arranques de los propios motores

Dependiendo de la magnitud y duración de la caída de tensión, se puede llegar a una pérdida de par motor en los accionamientos, con una disminución de velocidad. Se puede llegar, incluso, a bloquear la máquina, con el consiguiente trastorno en las condiciones del proceso que, en este caso, ha de ser debidamente desconectado.

El objeto de la protección de mínima tensión en barras de servicios auxiliares es:

- **a)** detectar las caídas de tensión,
- **b)** iniciar la secuencia de disparo del conjunto caldera-turbina-alternador, antes de que se produzca el bloqueo de los accionamientos, y
- **c)** evitar el arranque simultáneo de todos los motores ante una pérdida de tensión.

El ajuste de las protecciones de mínima tensión depende de unos factores muy concretos de la instalación, como son:

- Curva de par en los motores, en comparación con la curva de par en las máquinas accionadas.

En general, en las Centrales Térmicas, los motores se diseñan con una curva de par y un par máximo, que permite el funcionamiento a tiempo parcial con el 80% de la tensión nominal.

- Inercia de los elementos rodantes en los distintos accionamientos.

Esta característica es muy variable de unos accionamientos a otros. Resulta difícil, pues, establecer unos datos concretos del tiempo en que las máquinas continúan rodando si se pierde par motor.

Dependiendo del tipo de conexión de los contactores, sobre todo en baja tensión, hay casos en que la propia tensión de barras de fuerza se usa al mismo tiempo como tensión de control. En estos casos, se recomienda dotar los contactores de una unidad de retardo a la desconexión de $0,8 \div 1$ sg, para evitar que actúen indebidamente.

La mayoría de los motores instalados en las Centrales Térmicas están contruidos con un par máximo de 1,8 veces el par nominal, por lo que una tensión en barras de un 80% del valor nominal, no produce pérdida apreciable de velocidad.

Se debe vigilar la caída de tensión en las tres fases.

El ajuste de las protecciones de mínima tensión deberá calcularse en cada caso, dependiendo de las características de los motores de la central y de los dispositivos de control del proceso.

Un ajuste razonable podría ser:

- Arranque del relé al 80% Un.
- Punto de disparo lento al 70% Un, disparo 3s.
- Punto de disparo rápido al 30% Un, disparo 0,5 s.

Para minimizar los efectos de caída de tensión debidos a las faltas externas, conviene alimentar los servicios auxiliares de la central desde los transformadores conectados directamente al alternador.

5. Funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban a la red, y protecciones recomendadas

5.1. Protección contra sobretensiones, 59

Dos son los tipos de sobretensiones que pueden afectar al funcionamiento normal del alternador:

- Sobretensiones transitorias. Son tensiones transitorias rápidas. Pueden ser:
 - Sobretensiones de maniobra
 - Sobretensiones de origen atmosférico.
- Por defectos de regulación. Son de origen interno, debidas a un funcionamiento anómalo del regulador de tensión, por avería, por ineficacia, o por falsa maniobra del mismo en modo manual. Este fenómeno es más importante en grupos hidráulicos que en térmicos.

Se utilizan *relés de sobretensión*, con dos escalones de actuación. El primero es instantáneo y se ajusta aproximadamente a 1,4 veces la tensión nominal. El segundo se ajusta entre 1,10 y 1,20 veces la tensión máxima de servicio, y puede ser de tiempo fijo o de característica de tiempo inverso.

Estos relés deberán mantener sus características de forma insensible al valor de la frecuencia, especialmente en el caso de grupos hidráulicos. La razón es que, por su mayor estatismo, para un rechazo de carga se pueden alcanzar valores elevados de frecuencia.

5.2. Protección contra retorno de energía, 32

La protección contra retorno de energía (también denominada de antimotorización) sirve para separar el generador de la red cuando falle su energía motriz. Es decir, cuando éste pase a funcionar como motor sincrónico para mover a la turbina.

Esta protección es, en realidad, una protección de la turbina, ya que es ésta la que, bajo estas condiciones de funcionamiento, puede estar sometida a esfuerzos anormales de presión en los álabes: calentamientos por ausencia de ventilación, dilataciones, e incluso, en turbinas de vapor, rozamientos de la corona fija con la móvil. En turbinas hidráulicas, aparece el fenómeno de la cavitación, y en los grupos Diesel, existe peligro de explosión.

La capacidad para soportar la motorización del generador depende del tipo de turbina. Las turbinas de vapor y de gas son las que peor soportan esta situación de motorización. Entre las hidráulicas, las turbinas Kaplan son las menos robustas en este sentido, las Francis pueden soportarla algunas veces y las Pelton son insensibles al fenómeno.

En la mayoría de los casos, se utiliza como protección un *relé direccional de potencia* monofásico, que debe ser muy sensible. Se ajusta a un valor inferior al correspondiente de la suma de las pérdidas mecánicas y eléctricas de la máquina, normalmente entre 0,005 y 0,05 veces la potencia nominal de ésta, y produce dos actuaciones:

- **1)** Actuación rápida, condicionada al estado de cierre del distribuidor o inyector de la turbina.
- **2)** Actuación lenta, con una temporización que permite un cierto régimen de oscilaciones de potencia y evita disparos intempestivos, como podría ocurrir durante el instante de sincronización de la máquina.

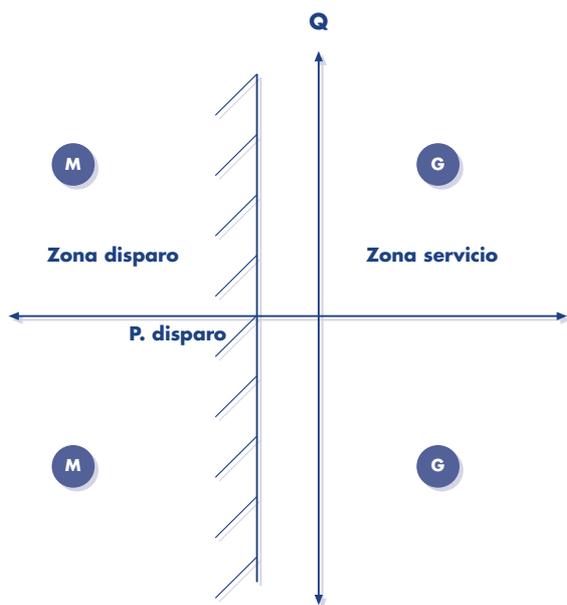


Figura 33: Característica direccional de potencia

5.3. Protección contra pérdida de excitación, 40

La pérdida de la excitación puede producirse por diversos motivos: apertura accidental del interruptor de excitación, fallo en el sistema de regulación, pérdida de la alimentación de la excitación, etc. Esta situación puede provocar daños serios en el alternador y en el sistema eléctrico, especialmente con el alternador trabajando a plena carga antes de producirse el defecto.

Al perder excitación, el grupo generador consume potencia reactiva de la red, para absorber de ésta su excitación, lo cual puede desestabilizarlo. La magnitud de potencia reactiva consumida está próxima al valor de la potencia nominal de la máquina.

Además, un grupo que ha perdido su excitación tiende a embalsarse y a trabajar asincrónamente. El embalsamiento y pérdida de sincronismo es más probable en turboalternadores que en máquinas de polos salientes, debido a la menor inercia mecánica de la máquina. También se producen calentamientos anormales en el rotor, debido a los valores elevados de las corrientes inducidas que circulan.

La protección más sencilla contra este tipo de defecto es un *relé de mínima intensidad* en el rotor, que dispare cuando se alcanza un valor de intensidad inferior al ajustado. Sin embargo, presenta inconvenientes:

- **a)** no permite la plena explotación del grupo, y
- **b)** la intensidad de excitación mínima no es constante, sino que depende de la carga.

Otro posible esquema de protección contra este defecto es un relé sensible al aumento de corriente reactiva o potencia reactiva que consume el generador.

Lo más práctico es medir la impedancia del sistema en bornas del generador, detectando cuándo la impedancia del sistema es tal, que se está consumiendo reactiva. Es decir, cuándo el generador se comporta como una reactancia capacitiva.

Cuando la máquina funciona a plena carga, la impedancia que ve en sus terminales varía, en el diagrama R-X, desde un valor en el primer cuadrante, hasta un valor en el cuarto cuadrante, algo mayor que $X'_{d/2}$, cuando está muy subexcitada. En caso de funcionar en vacío, este último valor llega hasta X_d .

El *relé de impedancia* se ajusta siguiendo la siguiente característica:

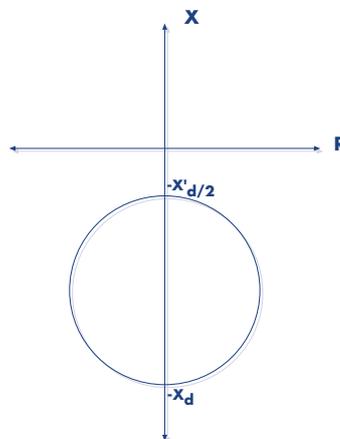


Figura 34: Característica de pérdida de excitación

siendo: X_d = reactancia síncrona directa.
 X'_d = reactancia transitoria directa.

Además de por pérdida de excitación, el relé podría actuar en caso de oscilaciones de potencia de la máquina. Para evitar esta actuación incorrecta se temporiza, de forma que le dé tiempo a recaer en caso de una oscilación. Algunos modelos disponen de un contador de oscilaciones o un integrador que actúa con un número determinado de éstas.

5.4. Protección contra sobreexcitación, V/Hz

Es una protección típica de transformadores acoplados a generadores. Con valores elevados de tensión y/o valores reducidos de frecuencia, aparece un aumento de la intensidad magnetizante (con el consiguiente incremento de las pérdidas), que puede conducir a serios daños en los arrollamientos y en el circuito magnético, por calentamiento. Los transformadores suelen ser más restrictivos que los generadores frente a estos fenómenos, debido a la ausencia de entrehierro en su circuito magnético.

La protección de sobreexcitación vigila la relación tensión/frecuencia, actuando si se supera el valor de tarado del relé, que depende del transformador que se desea proteger.

Normalmente es un relé temporizado y hay que coordinarlo con la protección de sobretensión del generador.

Los ajustes deberían tener en cuenta las normas siguientes:

ANSI C57.12.00-1985:

- 1.05·Un secundaria a plena carga, sin exceder límites de calentamiento, en cualquier toma y frecuencia nominal.
- 1.10·Un secundaria en vacío, sin exceder límites de calentamiento, en cualquier toma y frecuencia nominal.

VDE 0532:

- Inducción admisible permanentemente (durante el servicio a plena carga y frecuencia nominal): $B_{max} = 1.05 \cdot B_n$.
- Inducción admisible por breve tiempo (a frecuencia nominal): $B_{max}(t) = 1.3 \cdot B_n$ durante:
 - a) 5 min, en transformadores para máquinas con potencia nominal hasta 40 MVA, y
 - b) 30 s, en transformadores para máquinas de potencias nominales mayores que 40 MVA.

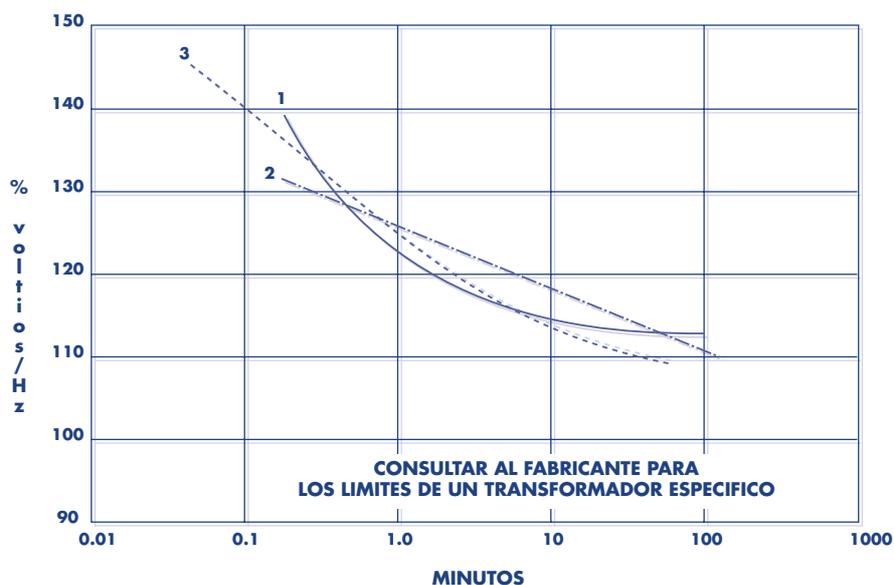


Figura 35: Comparación de los límites de sobreexcitación de transformadores de tres fabricantes

5.5. Protección contra variaciones de frecuencia, 81

Son protecciones de uso muy limitado, dado que las variaciones de frecuencia no suelen darse normalmente, salvo en el caso de:

- a) generadores aislados, o
- b) desastres bruscos, donde los transitorios pueden ser muy fuertes (por ejemplo, una parada de emergencia en la que no dé tiempo a bajar carga).

La protección de sobrefrecuencia de un generador no debe confundirse con la protección de sobrevelocidad, que puede ser mecánica o eléctrica. La primera actúa en un rango de frecuencia del orden de 51 Hz, cuando ocurre alguno de los fenómenos descritos anteriormente.

Sin embargo, la protección de sobrevelocidad actúa cuando se alcanzan valores excesivos de embalamiento, correspondientes a frecuencias de 65 Hz ó 70 Hz. Es decir, cuando se llega en algún instante a:

- a) valores próximos a la velocidad crítica, o
- b) valores inferiores, pero mantenidos un tiempo, al no cerrar en su momento, y en la forma debida, la distribución en unos casos, o los inyectores en otros.

Puede ser un sistema centrífugo, que dispara y da orden de cierre del distribuidor, por medida en un alternador piloto. O bien, un sistema óptico sobre el eje de la máquina.

Los generadores pueden equipar un relé de mínima frecuencia para protección de la turbina, que actuará en caso de grandes caídas de frecuencia.

5.6. Protección contra fallo de interruptor, 50BF

El fallo de un interruptor se produce cuando, recibida la orden de apertura, **y transcurrido el tiempo normal de ésta**, una o varias fases del interruptor permanecen cerradas. La apertura puede fallar por diversas causas, que afectan a las dos condiciones establecidas para considerar el interruptor abierto:

- El interruptor abre sus polos mecánicamente de modo completo.
- Se produce la extinción del arco.

Cuando actúen las protecciones de generación, ya sea por falta dentro o fuera de la zona de generación, resulta imprescindible desconectar el grupo de la red.

La actuación de la protección de fallo de interruptor provoca el disparo de otros interruptores, capaces de ejercer una acción sustitutoria del interruptor en que se produce el fallo. Dependiendo de la configuración existente a la salida de grupo, estos interruptores pueden estar situados en la misma instalación en la que se encuentra el interruptor que falla, o puede ser necesario transferir el disparo a otros interruptores de instalaciones alejadas. La siguiente figura muestra un ejemplo de esto último, lo cual es típico en configuraciones en anillo o interruptor y medio:

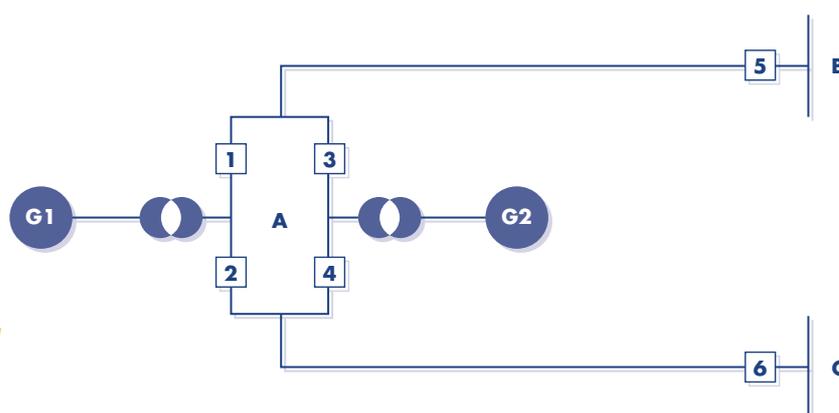


Figura 36: Ejemplo de una configuración en anillo

Con falta en G1, deberán abrir los interruptores 1 y 2. Si falla la apertura de uno de éstos, por ejemplo del 1, deberá abrir el interruptor 3 y transferir el disparo al interruptor 5.

Para mantener la estabilidad, se debe intentar que esta protección actúe en un tiempo lo menor posible, pero sin llegar a comprometer la seguridad del disparo. Es decir, debe esperar, como mínimo, el tiempo suficiente para

que el interruptor complete la secuencia de apertura, y una vez terminada ésta, actuar si es necesario. Con este criterio, los tiempos de actuación deben ser inferiores a los tiempos de disparo en segunda zona de los relés de líneas.

La siguiente figura representa un diagrama funcional de la protección de fallo de interruptor de generador:

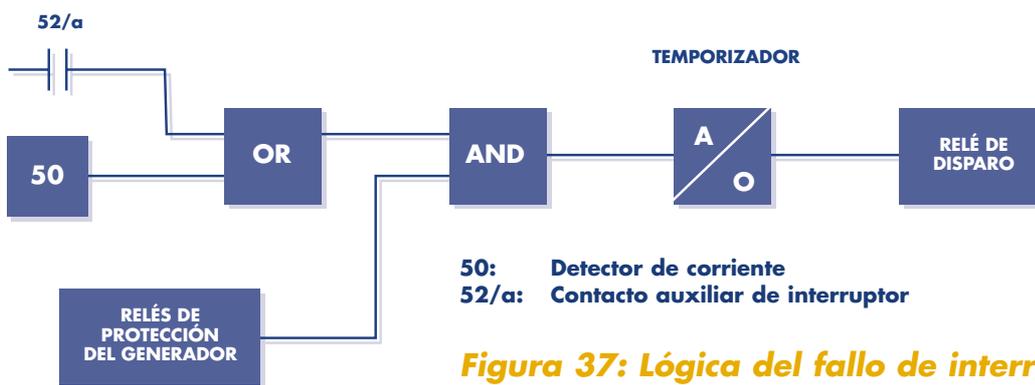


Figura 37: Lógica del fallo de interruptor

Cuando alguno de los relés de protección del grupo detecta una falta, o una condición anómala de funcionamiento, dará orden de disparo al interruptor, a la vez que se inicia el temporizador del fallo de interruptor. Si el interruptor no abre, una vez transcurrido el tiempo suficiente, se dispararán los interruptores necesarios para desconectar el generador del sistema.

En la figura se observa que, para que actúe la protección de fallo de interruptor, debe existir primero una orden de apertura del mismo, originada por un relé de protección u otra orden de mando. Simultáneamente, debe detectarse un cierto paso de corriente, o bien, a través de un contacto auxiliar del interruptor, que éste sigue cerrado.

5.7. Protección contra la energización accidental del generador

La energización accidental de un generador se origina, generalmente, por el cierre, a máquina parada, del interruptor de grupo. Las causas son: el cebado de arcos entre polos del interruptor, cierres intempestivos debidos a errores de operación, falsas maniobras del equipo de control, etc...

Las configuraciones con más riesgo intrínseco de sufrir este problema son las de anillo e interruptor y medio, debido precisamente a su propia concepción.

Cuando un generador se energiza en parado, sufre una aceleración como si se tratara de un motor de inducción, y la corriente puede alcanzar valores de 3-5 veces la corriente nominal. La corriente que circula por el rotor, en estas condiciones, así como los pares de aceleración brusca que sufre, pueden dañar severamente el generador.

Existen diversos esquemas para esta función de protección, todos ellos basados en la utilización de relés trifásicos e instantáneos de sobrecorriente. Estos relés necesitan una lógica adicional para estar activos, mientras que el interruptor se encuentre en posición de abierto y hasta que transcurra una fracción de segundo después de cerrar. Los esquemas más comúnmente usados son:

- Relés direccionales de sobrecorriente.
- Relés de sobrecorriente supervisados por frecuencia.

- Relés de distancia en la salida del generador, con arranque por sobreintensidad.
- Relés de sobreintensidad con bloqueo por tensión.
- Relés de sobrecorriente con contactos auxiliares del interruptor.

El resto de protecciones existentes no se comporta como sería necesario en caso de la puesta en tensión de un generador parado, pues, aunque algunas de ellas detectan este defecto, su actuación es lenta.

6. Redundancias

En estos conceptos de diseño, tiene especial relieve considerar:

- **a)** la importancia de la instalación,
- **b)** las peculiaridades de sus características, y
- **c)** las necesidades de mantenimiento del servicio, tanto para el servicio al Sistema Eléctrico como para su propia seguridad.

6.1. Faltas a tierra

Será necesaria la protección de tierra en barras, cuando la instalación disponga de interruptor o seccionamiento en barras de generación, por donde se alimenten los Servicios Auxiliares. La protección 100% supone una redundancia de la del 95%.

6.2. Faltas entre fases

En generadores del Grupo A, es frecuente utilizar el criterio de que toda falta que se produzca en la zona de generación sea despejada, de modo instantáneo, por, al menos, dos protecciones de actuación inmediata o con $t < 0,2$ s. Esto puede conseguirse: por solape de protecciones diferenciales, protecciones de reserva tipo impedancia, etc.

El párrafo anterior no excluye las protecciones de reserva habituales.

6.3. Funcionamientos anormales de la red que afectan al generador

Se recomienda duplicar las siguientes funciones de protección:

- Grupo A:
Cargas desequilibradas
- Grupo D:
Escalones de frecuencia

6.4. Funcionamientos anormales del generador que producen daños a sí mismo y/o perturban a la red

Se recomienda duplicar las siguientes funciones de protección:

- Grupo A:
Sobretensión con dos escalones por protección.
Inversión de potencia con dos escalones.
- Grupo B:
Inversión de potencia.
- Grupo D:
En el caso de centrales reversibles de turbina y bombeo, para el servicio motor se deben añadir a las protecciones recomendadas:
 - Mínima tensión
 - Mínima potencia.
 - Mínima frecuencia.
 - Secuencia de fases.

6.5. Equipo Auxiliar

Se recomienda equipar a los interruptores de grupo y de campo con doble bobina de disparo, y que éstas se energicen simultáneamente.

Se recomienda el uso de doble fuente de alimentación y, en el caso de los Grupos A y B, doble batería completa.

CAPÍTULO 3. CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN

1. PREÁMBULO	51
2. PERTURBACIONES INTERNAS A LA CENTRAL	51
3. CORTOCIRCUITOS	51
3.1. Preliminar	51
3.2. Definición de conceptos.....	52
3.2.1. Red considerada	52
3.2.2. Falta eléctrica	52
3.2.3. Elementos del sistema de protección	52
3.2.4. Fallo	52
3.2.5. Selectividad	52
3.2.6. Tiempo de eliminación	52
3.2.7. Tiempo crítico de eliminación	53
3.2.8. Hueco de tensión	53
3.2.9. Protección de apoyo	53
3.3. Cortocircuitos polifásicos no resistivos	53
3.3.1. Criterios de redundancia.....	55
3.3.2. Cortocircuitos polifásicos no resistivos. Tiempo crítico inferior a 500 ms	58
3.3.2.1. Cortocircuitos en líneas.....	58
3.3.2.2. Cortocircuitos en barras.....	59
3.3.2.3. Cortocircuitos en transformadores.....	60
3.3.2.4. Cortocircuitos en reactancias.....	61
3.3.2.5. Falta entre T/i e interruptor.....	62
3.3.3. Cortocircuitos polifásicos no resistivos. Tiempo crítico superior a 500 ms	67
3.3.3.1. Cortocircuitos en líneas.....	68
3.3.3.2. Cortocircuitos en barras.....	69
3.3.3.3. Cortocircuitos en transformadores.....	70
3.3.3.4. Cortocircuitos en reactancias.....	70
3.3.3.5. Falta entre T/i e interruptor.....	71
3.4. Cortocircuitos monofásicos no resistivos	72
3.5. Cortocircuitos resistivos monofásicos y polifásicos	72
3.6. Reenganche en líneas.....	73
3.7. Configuraciones especiales	73
3.8. Protección de apoyo.....	73
3.8.1. Protección de apoyo de líneas.....	74
3.8.2. Protección de apoyo de barras.....	74
3.8.3. Protección de apoyo de transformadores.....	75
3.8.4. Protección de apoyo de reactancias.....	75
3.8.5. Apoyo desde la generación	76
4. OSCILACIONES DE POTENCIA	76
5. MÍNIMA TENSIÓN	78
6. SOBRETENSIÓN	79
7. ASIMETRÍAS	79

8.	VARIACIONES DE FRECUENCIA	80
9.	INSTALACIONES EXISTENTES	81
10.	METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS QUE IDENTIFICAN LAS CONDICIONES CRÍTICAS DE DESPEJE DE DEFECTOS.....	81
10.1	Preliminar.....	81
10.2	Objetivo	82
10.3	Alcance	82
10.4	Bases de estudio	83
10.4.1	Planteamiento sistemático	83
10.4.2	Actuación de protecciones	83
10.4.2.1	Formas de eliminación de defectos	83
10.4.2.2	Tiempos de eliminación asociados a los diferentes sistemas de protección ...	84
10.4.3	Comportamiento del sistema eléctrico.....	84
10.4.4	Clasificación de los elementos de la red	85
10.5	Planteamiento del estudio	86
10.5.1	Primera fase: Análisis general	86
10.5.2	Segunda fase: Consideración de la topología de la red	87
10.6	Hipótesis y datos de entrada.....	89
10.6.1	Reparto de cargas base	89
10.6.2	Comportamiento dinámico de grupos generadores	89
10.6.3	Representación de cómo se comportan las cargas del sistema	90
10.6.4	Protecciones de la red de transporte	90

1. Preámbulo

Después de exponer los sistemas de protección a considerar en red y generación, en este capítulo se indican los criterios de protección para que la repercusión de las perturbaciones sobre el sistema sea mínima, según el objetivo establecido.

Se aborda el estudio para cada tipo de perturbación, a fin de procurar la máxima coordinación de protecciones en el conjunto del sistema.

Se tratan, en primer lugar, las perturbaciones que, de forma directa, sólo afectan a la generación.

A continuación, se abordan las que afectan al sistema en su conjunto. Los cortocircuitos en

red se analizan primero, en función, básicamente, de los requisitos de selectividad y tiempos de eliminación establecidos por el sistema. Para el cálculo de estos tiempos, se propone una metodología en el apartado 10 del capítulo. Tras los cortocircuitos, se analizan los fenómenos de: oscilaciones de potencia, mínima tensión, sobretensión, asimetrías y variaciones de frecuencia.

Independientemente de estos criterios, en cada ámbito se deberá cumplir con la normativa vigente, y considerar otros requisitos particulares o recomendaciones de fabricantes.

2. Perturbaciones internas a la central

Una gran parte de las perturbaciones que ocurren en las centrales no produce consecuencias directas sobre el resto del sistema. Estas perturbaciones incidirán en el sistema si se desconecta la generación, o si se degrada una situación perturbada mantenida.

Por tanto, **ante estas perturbaciones, las protecciones**, acordes a los criterios de la compañía explotadora y a las recomendaciones del fabricante, **han de tener en cuenta** estos dos aspectos:

Por una parte, evitar que los grupos desconecten innecesariamente. Este es, en cualquier caso, requisito que concurre con los objetivos de:

- **a)** continuidad en la producción,

- **b)** abaratamiento de costes de producción, y
- **c)** mantenimiento de la vida remanente de las centrales, por disminución de paradas no programadas.

Por otra parte, asegurar la actuación requerida ante estas situaciones perturbadas, evitando una evolución que afecte al resto del sistema. Este es, también, requisito inherente a la central, y, desde el punto de vista de disponibilidad, al sistema en su conjunto, para evitar daños a la propia máquina.

En el capítulo 2 de este documento se han abordado las protecciones de generación, indicándose también **criterios de protección y de redundancias** ante distintas perturbaciones.

3. Cortocircuitos

3.1. Preliminar

Como criterio general, en la parte del sistema de potencia que más abajo se define, los cortocircuitos deben eliminarse en tiempo inferior al crítico y con selectividad. A lo largo del texto se matizará este criterio, en función de:

- **a)** el tipo de falta,
- **b)** la ubicación de la misma, y
- **c)** que falle simultáneamente algún elemento del sistema de protección.

Este capítulo se organiza empezando por un apartado en el que se definen los conceptos utilizados.

A continuación, se abordan los cortocircuitos polifásicos no resistivos, por ser los más graves para la estabilidad del sistema. Después, los cortocircuitos monofásicos no resistivos, que, en general, serán menos críticos respecto al tiempo de eliminación, aunque no respecto a la selectividad. Se han desarrollado los criterios de protección aplicados a faltas polifásicas. Según se indica después, este desarrollo, junto con ciertos criterios adicionales específicos, es aplicable también para cortocircuitos monofásicos.

Para ambos tipos de falta, con ciertas salvedades que en el texto se especifican, se debe seguir el criterio general, aun en caso de que falle algún elemento del sistema de protección.

Se tratan, en siguiente lugar, los cortocircuitos resistivos. Al no ser críticos, ni excesivamente frecuentes, debe preverse su eliminación selectiva, sin postular fallo simultáneo.

Se analizan también criterios de reenganche en líneas, dada su incidencia ante la extensión de las perturbaciones. Incidencia positiva, en el caso de reenganche con éxito, y negativa, en reenganches sobre falta.

Se citan configuraciones especiales, que pueden ser problemáticas para detectar y eliminar los cortocircuitos.

Por último, se tratan los criterios de protección de apoyo desde elementos distintos al protegido, pues, independientemente de las redundancias establecidas, se puede registrar el fallo completo de una posición.

3.2. Definición de conceptos

3.2.1. Red considerada

Se considera el siguiente subconjunto del sistema de potencia:

- toda la red de 220 y 400 kV
- transformadores de potencia 400 ó 220 kV/tensiones inferiores
- transformadores de generación conectados a 400 ó 220 kV
- en lo que respecta a redes de tensiones inferiores a 220 kV, se considera aquella parte de las mismas en la que una perturbación pueda tener repercusiones importantes sobre el sistema en su conjunto.

3.2.2. Falta eléctrica (en adelante, falta)

Falta es la causa eléctrica origen de una perturbación. En el contexto de criterios ante cortocircuitos, falta equivale a cortocircuito.

3.2.3. Elementos del sistema de protección

Los elementos del sistema de protección son: transformadores de intensidad (T/i), transformadores de tensión (T/t), alimentación auxiliar, cableado, protección, enlace de comunicación de protección (teleprotección más telecomunicación) e interruptor de potencia.

3.2.4. Fallo

Fallo es el comportamiento de un equipo de forma distinta a la especificada.

3.2.5. Selectividad

Propiedad asociada al sistema de protección, en virtud de la cual se aísla una falta desconectando el mínimo número de elementos del sistema.

3.2.6. Tiempo de eliminación

Tiempo de eliminación de un cortocircuito es el que transcurre desde que aparece la intensidad de falta hasta que desaparece.

En función de los distintos sistemas de protección actuales, el tiempo de eliminación de faltas es típicamente del orden de:

- 80 ms/120 ms, con protecciones instantáneas (sin temporización voluntaria) sin/con comunicación.
- 250 a 350 ms, con protección de fallo de interruptor.
- 400 a 600 ms, con disparos de segunda zona (distancia, subimpedancia).
- 0,9 a 1,3 s, con disparos de tercera zona (distancia, subimpedancia).
- según curva de tiempo, con protecciones con dicha característica (en general, protecciones de sobreintensidad de tiempo dependiente).

3.2.7. Tiempo crítico de eliminación

El tiempo crítico de eliminación se define como el tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito, sin que se produzca, a nivel regional o nacional, una perturbación crítica para el sistema en su conjunto, por:

- **a)** pérdida de estabilidad de los grupos generadores,
- **b)** desconexión de los mismos, debido a huecos de tensión en sus servicios auxiliares, o
- **c)** desconexión de mercados importantes.

Se considera que la falta se elimina con la apertura simultánea de todos los interruptores del elemento afectado, exclusivamente. Para determinar el tiempo crítico, se considerarán condiciones de explotación desfavorables, pero de probabilidad razonable.

Se hace la siguiente aclaración al concepto de tiempo crítico: según ha sido definido, la referencia en el texto a "tiempo crítico en un extremo de un elemento" debe entenderse como el

tiempo máximo para eliminar una falta situada en dicho extremo, con la apertura simultánea de todos los interruptores del elemento.

En caso de fallar algún elemento del sistema de protección, para calcular la criticidad se considerará la naturaleza del fallo y la evolución secuencial de la configuración del sistema eléctrico (apertura de interruptores no sometidos al fallo). Se determinará si, del proceso resultante de eliminar la falta, se origina una perturbación inaceptable para el sistema desde el punto de vista crítico (eliminación crítica).

Por otra parte, los criterios de detección y ajuste de mínima tensión en los servicios auxiliares de grupos deben ser los adecuados, teniendo en cuenta la coordinación con la red y los condicionantes del grupo.

La definición de la metodología para calcular el tiempo crítico de eliminación, incluyendo los casos base a contemplar, se indica en el apartado 10 de este capítulo.

3.2.8. Hueco de tensión

Hueco de tensión, en este contexto, es el tiempo en que la tensión se encuentra por debajo de un umbral definido, como consecuencia de una perturbación. Incluye el tiempo de eliminación, más el tiempo de recuperación del sistema.

3.2.9. Protección de apoyo

Protección de apoyo es aquella cuya función es operar cuando una falta no ha sido eliminada en su debido tiempo, por:

- **a)** fallo o incapacidad en el funcionamiento de la o las protecciones principales, o
- **b)** fallo del o de los interruptores asociados.

3.3. Cortocircuitos polifásicos no resistivos

Los cortocircuitos polifásicos no resistivos se deben eliminar según los siguientes criterios:

- **La eliminación debe producirse en tiempo inferior al crítico y con selectividad, en ausencia de fallo y salvo con falta entre T/i e interruptor.**

Este criterio es de aplicación a cualquier topología (por ejemplo, en configuraciones de interruptor y medio y de anillo, situaciones de seccionador de línea o de transformador abierto).

- **En caso de que falle un único elemento del sistema de protección, también se debe eliminar la falta en tiempo inferior al crítico y con selectividad, con las siguientes excepciones:**

En configuraciones de simple y doble barra se considera no duplicar la protección diferencial. Con ello, el tiempo de eliminación, en caso de fallo, podría resultar mayor al crítico, en puntos donde éste es menor a 500 ms.

En caso de fallo de interruptor, quizá no sea posible eliminar la falta en tiempo inferior al crítico, si éste es menor a 300 ms.

En puntos con tiempo crítico mayor a 500 ms, podrá considerarse si, en caso de fallo, sería admisible para el sistema una eliminación no selectiva.

Se hacen las siguientes aclaraciones a este criterio:

En caso de fallar algún elemento del sistema de protección, como tiempo crítico debe entenderse, tal como se ha definido, el concepto de eliminación crítica.

La selectividad, en caso de fallo de interruptor, implica la pérdida de los elementos a ambos lados del interruptor.

- **Las faltas entre T/i e interruptor se deben eliminar en tiempo inferior al**

crítico y con selectividad . La selectividad implica, inevitablemente, la pérdida de los elementos a ambos lados del interruptor.

Como excepción, quizá no sea posible la eliminación en tiempo inferior al crítico, si éste es menor de 300 ms. Ello, como se verá, por intervenir en la eliminación el proceso de fallo de interruptor.

En transformadores y reactancias, el T/i citado debe entenderse como el de la posición, ubicado junto al interruptor.

- **No se postula el caso de fallo, para faltas entre T/i e interruptor.**
- **No se postula el caso de doble fallo.**
- **El descargo de una protección se asimila a la condición de fallo.** No se postula, por ello, la posibilidad de que fallen simultáneamente otros sistemas de protección, que habrán de estar plenamente operativos.

A continuación, se desarrollan y matizan estos criterios, en los aspectos más significativos, para los diferentes elementos del sistema -líneas, barras, transformadores y reactancias-, y para las zonas entre T/i e interruptor. Se han abordado por separado:

- **a)** la red con tiempo crítico de eliminación inferior a 500 ms, y
- **b)** la red con tiempo crítico de eliminación superior a 500 ms.

El tiempo de 500 ms se ha tomado como punto de referencia orientativo, teniendo en cuenta los tiempos típicos de eliminación de faltas que permiten los sistemas de protección.

Se analizan en primer lugar los criterios de redundancia de los sistemas de protección.

3.3.1. Criterios de redundancia

Como se verá en apartados siguientes, los criterios establecidos para eliminar faltas obligan a disponer redundancias en los sistemas de protección.

La mayoría de las veces será necesario duplicar el sistema de protección, con protecciones asociadas al mismo circuito primario o elemento de la red. En otros casos, la redundancia se establece desde elementos distintos al protegido.

En el contexto de este documento, se debe entender la duplicación del sistema de protección con las siguientes matizaciones:

- **No se contempla la duplicación completa de los T/i's y T/t's**, ya que tiene implicaciones de ubicación física, coste e incremento de equipamiento en alta. **No obstante, deben duplicarse los devanados de intensidad, alimentando cada uno un sistema de protección.** Conviene, además, que los sistemas de protección de elementos adyacentes no compartan devanados de intensidad. **En cuanto a los de tensión, se admite emplear un sólo devanado, en cuyo caso habrá que independizar los circuitos, convenientemente protegidos, para alimentar cada sistema de protección.** Se recomienda separar circuitos desde pie de aparato. De este modo, queda cubierto el fallo en todo el circuito secundario, incluido el cableado.

En caso de falta en el propio T/i o T/t, se producirá, en general, una pérdida total de los sistemas de protección asociados. **Esta falta**, si bien es poco probable, **tendría que ser eliminada, para el caso más desfavorable, en tiempo superior al crítico y con pérdida de selectividad, según se indica en el apartado "Protección de apoyo".**

- En cuanto a la alimentación de corriente continua, debe existir doble batería. **En instalaciones existentes** se recomienda también y, en cualquier caso, **debe con-**

servarse independencia en la distribución de circuitos entre ambos sistemas de protección.

La existencia de doble batería facilita, adicionalmente, el mantenimiento de las mismas.

- **No se contempla la duplicación completa del interruptor de potencia**, ya que tiene implicaciones similares a las descritas para T/i's y T/t's. No obstante, **debe existir doble bobina de disparo en los interruptores, salvo en interruptores existentes en que no sea posible su instalación. En cualquier caso, se supervisará la continuidad de cada circuito de disparo.**

Debe existir protección de fallo de interruptor, que cubrirá otros fallos (por ejemplo, el de los circuitos de potencia).

En caso de fallo de interruptor, el tiempo de eliminación en el extremo local no podrá ser inferior, con las prácticas de protección actuales, a 300 ms. **En puntos con tiempo crítico inferior a 300 ms, el proceso de eliminación de la falta puede resultar, en general, inaceptable para el sistema desde el punto de vista crítico.** Se debe entender el citado tiempo de 300 ms como el tiempo típico de actuación ante fallo de interruptor, aunque, en cada caso, habrá que considerar el tiempo real de eliminación. Éste deberá ser el más adecuado, teniendo en cuenta el tiempo crítico y la coordinación con otras protecciones.

En caso de fallo de interruptor, la selectividad implica la pérdida de los elementos a ambos lados del interruptor.

Ante fallo de interruptor, será necesario instrumentar teledisparo al extremo remoto de líneas en los siguientes casos:

- Configuraciones de barra simple y de doble barra: si resulta inaceptable para el sistema, desde el punto de vista crítico, despejar una falta en barras (Figura 38 a), con

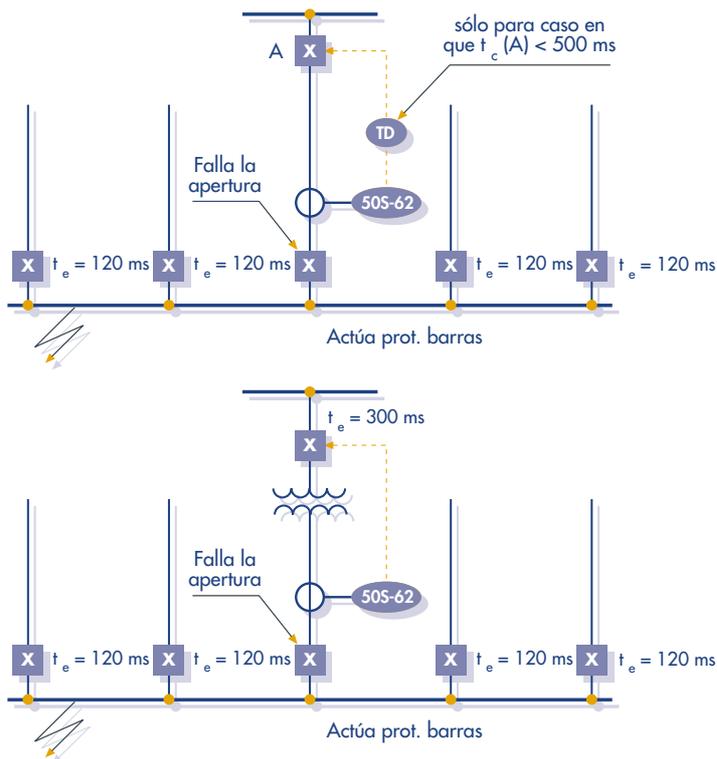


Figura 38. Disparo de interruptores adyacentes ante fallo de interruptor. Configuración de barra simple/doble barra

Fig. 38a) Falta en barras. Elemento adyacente: Línea

tc: tiempo crítico
te: tiempo de eliminación
50S-62: protección de fallo de interruptor
TD: Teledisparo

Fig. 38b) Falta en barras. Elemento adyacente: Trafo

- a) apertura en 500 ms del extremo remoto de la línea, y
- b) eliminando en 120 ms el resto de aportaciones del parque.
- Configuraciones de interruptor y medio y de anillo:
 - si resulta inaceptable para el sistema, desde el punto de vista crítico, despejar una falta en parque, con (Figura 39 a)
 - a) apertura en 500 ms del extremo remoto de la línea, y
 - b) eliminando en 300 ms el resto de aportaciones del parque.
 - siempre que el elemento adyacente (de calle, en interruptor y medio) sea un transformador o una reactancia (Figuras 39 c y d).
 - en el caso de dos líneas adyacentes (de calle, en interruptor y medio), si resulta inaceptable para el sistema, desde el punto de vista crítico, despejar de la siguiente manera una falta situada en el

extremo remoto de línea, con fallo del interruptor central o de anillo en el extremo local (Figura 40):

- a) apertura en 120 ms del extremo remoto de la línea,
- b) eliminando en 300 ms el resto de aportaciones locales, salvo la de la línea adyacente, y
- c) eliminando en tiempo de las protecciones de apoyo la aportación de esta última línea.

También será necesario instrumentar teledisparo, si no fuera posible asegurar la eliminación de esta última aportación, a través de las protecciones de apoyo.

- es recomendable, en cualquier caso, instalar teledisparo para cubrir el fallo en la eliminación de la aportación remota.

En el caso de transformadores, la protección de fallo de interruptor debe actuar sobre el resto de interruptores del transformador (Figuras 38 b y 39 b).

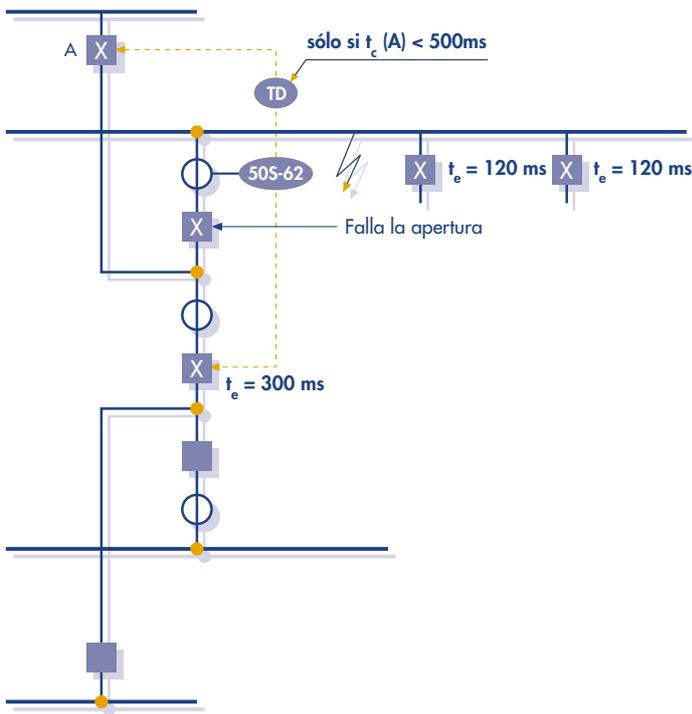


Fig. 39a) Falta en barras. Elemento adyacente: Línea

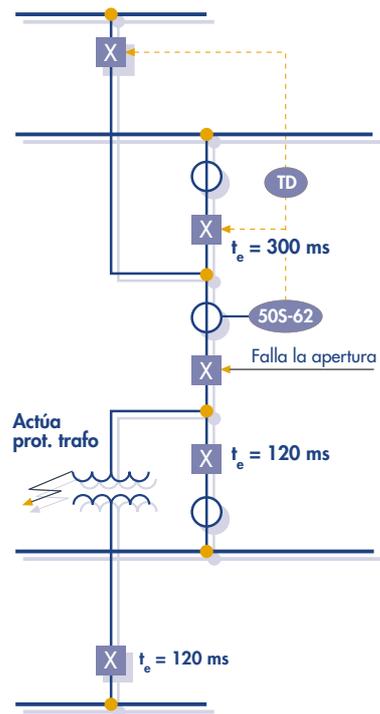


Fig. 39c) Falta en trafo. Elemento adyacente: Línea

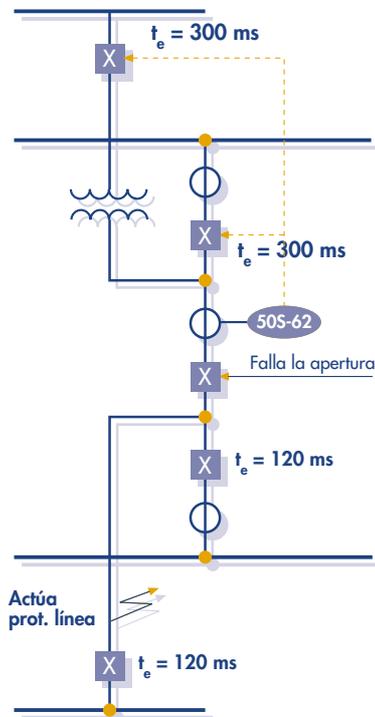


Fig. 39b) Falta en línea. Elemento adyacente: Trafo

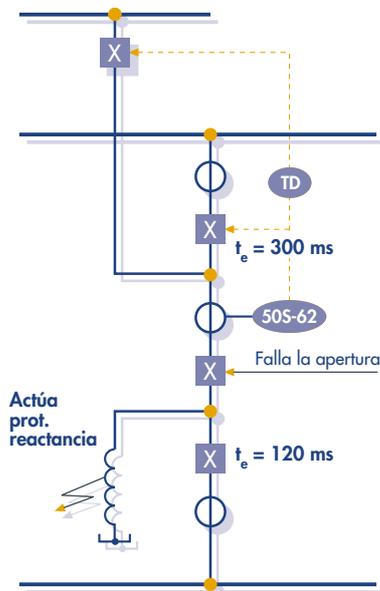


Fig. 39d) Falta en reactancia. Elemento adyacente: Línea

Figura 39. Disparo de interruptores adyacentes ante fallo de interruptor. Configuración de interruptor y medio

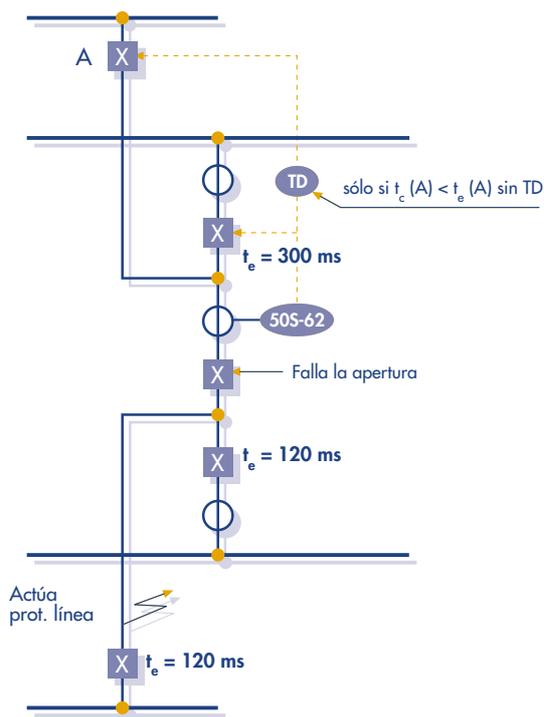


Figura 40.- Falta en línea y fallo de interruptor central

Cuando las redundancias se establezcan, no duplicando el sistema de protección, sino desde elementos distintos al protegido, la independencia entre sistemas de protección es intrínsecamente mayor. En estos casos, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- **Estos sistemas de protección de apoyo deben ubicarse preferiblemente en subestaciones remotas a la o las del elemento a proteger**, ya que podría producirse el fallo común, sobre todo en lo referente a la alimentación auxiliar. Hay ciertos casos en los que, por razones de selectividad o sensibilidad (líneas en T, líneas muy largas), debe considerarse como alternativa la ubicación local.

La protección de apoyo de trafos a otros elementos no podrá realizarse, en general, desde una subestación remota, por la propia ubicación del transformador. **Debe situarse, preferiblemente, en los otros parques asociados al transformador, cuando lo permitan**

las características constructivas de la subestación.

- Cuando protección y elemento protegido estén ubicados en la misma subestación, el diseño en las alimentaciones de corriente continua debe minimizar la probabilidad de fallo común, aprovechando las posibilidades de: existencia de doble batería, doble bobina de disparo, etc.
- La protección de acoplamiento debe alimentarse desde distinta batería que la asociada a la protección diferencial de barras.

3.3.2. Cortocircuitos polifásicos no resistivos. Tiempo crítico inferior a 500 ms

3.3.2.1. Cortocircuitos en líneas

Se consideran aquí las posiciones de línea en las que el tiempo crítico, para faltas en salida de línea, es inferior a 500 ms.

Falta sin fallo

Los criterios establecidos exigen, en la práctica, que la protección de línea disponga de comunicación entre extremos. Tanto el enlace de comunicación (portadora, fibra óptica, radioenlace), como el esquema de teleprotección (permisivo, a desbloqueo o a bloqueo) elegidos, inciden muy directamente en la respuesta del sistema de protección ante fallo de comunicación. Por tanto, es necesario en cada caso analizar:

- **a)** el posible comportamiento del enlace de comunicación, con falta fuera y dentro de la línea, y
- **b)** la repercusión en la red de un disparo intempestivo de la línea con falta externa, o de un no disparo con falta interna.

También es necesario que la protección de línea disponga de comunicación, aunque en el otro extremo el tiempo crítico, con falta local, sea superior a 500 ms.

Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Los criterios establecidos exigen duplicar el sistema de protección. Es preferible que las protecciones sean de distinto principio, a fin de mejorar la obediencia global.

No será necesaria la comunicación entre extremos de la segunda protección, si es aceptable para el sistema, desde el punto de vista crítico, eliminar una falta situada

en el extremo remoto de la línea, con apertura en (Figura 41):

- a) 120 ms en dicho extremo remoto, y
- b) 500 ms en el extremo local.

El citado tiempo de 120 ms debe entenderse como el tiempo normal de despeje "instantáneo" de faltas con las prácticas de protección actuales, aunque, en cada caso, deberá considerarse el tiempo de apertura real. La ubicación de falta "en el extremo remoto" debe, asimismo, entenderse como falta en el punto más desfavorable del tramo de línea, donde la segunda protección, sin comunicación, dispararía en 500 ms.

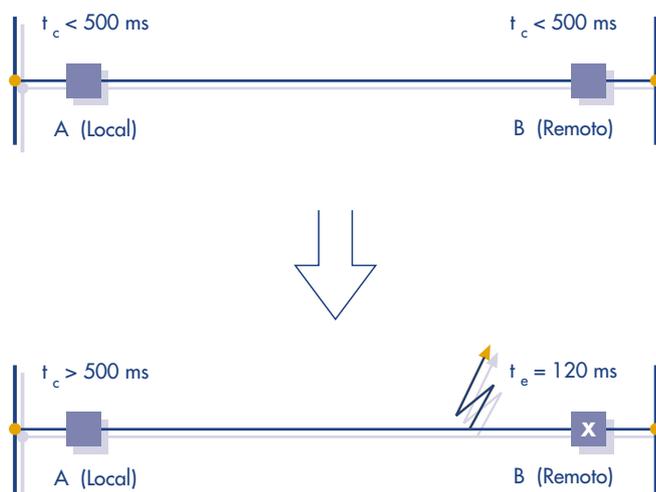


Figura 41. Condiciones para prescindir de comunicación entre extremos en la segunda protección

3.3.2.2. Cortocircuitos en barras

Falta sin fallo

Los criterios establecidos exigen, en la práctica, instalar protección diferencial de barras con la suficiente sensibilidad.

En subestaciones con configuración de doble barra y con barra de transferencia, hay que analizar, en cada caso, si es admisible la pérdida de selectividad que se produciría con falta en la barra de transferencia, si no existe protección diferencial específica para la misma. En cualquier caso, se recomienda su instalación. La eliminación de faltas en la barra de transferencia, con ubicación del T/i no

abarcada por el seccionador de transferencia, se analiza en el apartado de faltas entre T/i e interruptor. **Con ubicación del T/i abarcada por el seccionador de transferencia, sería muy complejo, o inviable, evitar la degradación, en selectividad o tiempo de eliminación, del comportamiento del sistema de protección.**

En función del criterio de cada empresa, la protección diferencial de barras puede o no dejar imposibilitado el cierre de interruptores tras su actuación. **Los procedimientos de desbloqueo, en su caso, deben estar coordinados con los requisitos establecidos en los Planes de Reposición.**

Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Los criterios establecidos exigen en principio duplicar el sistema de protección.

La probabilidad de falta en barras, con fallo simultáneo del sistema de protección principal (diferencial de barras), es muy baja. Por otra parte, debe evitarse el disparo intempestivo de embarrados, disparo cuya probabilidad aumenta al duplicar sistemas de protección.

En base a estas consideraciones, se establecen los siguientes criterios de duplicidad. **Con ellos, el tiempo de eliminación, en caso de fallo, puede resultar superior al crítico.**

- Configuración de barra simple:

Por las consideraciones antedichas, no se considera imprescindible duplicar la protección diferencial, aunque sí recomendable si el tiempo crítico es muy inferior a 500 ms. El fallo del sistema de protección principal (salvo fallo de interruptor) queda cubierto por segundas zonas de líneas y apoyos de trafos, en tiempo generalmente superior al crítico. Debe procurarse que este tiempo sea lo menor posible. Se recomienda cuidar especialmente las funciones de supervisión y señalización ante bloqueo de la protección diferencial, para optimizar su fiabilidad.

Debe instalarse protección de fallo de interruptor.

- Configuración de doble barra:

Por las consideraciones antedichas, no se considera conveniente duplicar la protección diferencial. No obstante, debe existir una protección asociada al acoplamiento, para aislar la barra sana en caso de fallo. El fallo del sistema de protección principal (salvo fallo de interruptor) queda cubierto por la protección del acoplamiento, segundas zonas alejadas de líneas y apoyos de trafos, sin pérdi-

da de selectividad. Se procurará que la protección de acoplamiento elimine la aportación de la barra sana en 300 ms. No obstante, quizá no sea posible asegurar siempre este comportamiento del acoplamiento, para todas las configuraciones del parque y en todas las situaciones de red. En ese caso, será necesario adoptar un compromiso entre:

- a) el nivel mínimo de falta a detectar en barras, y
- b) el comportamiento selectivo de la protección ante falta en salida de línea.

Se recomienda cuidar especialmente las funciones de supervisión y señalización ante bloqueo de la protección diferencial, fallo de imagen de seccionadores y situación de barras acopladas. Ello, para optimizar la fiabilidad del sistema de protección principal.

Debe instalarse protección de fallo de interruptor. El interruptor de acoplamiento también se equipará con protección de fallo de interruptor, para, ante esta contingencia, eliminar la aportación de la barra sana en 300 ms.

- Configuración de interruptor y medio:

Debe duplicarse, localmente, el sistema de protección. En caso contrario, el fallo implicaría perder completamente el parque, con tiempos de eliminación en apoyo. Además, el disparo intempestivo, caso de producirse, no provocará pérdida de elementos en situaciones normales de explotación (parque completo en servicio).

3.3.2.3. Cortocircuitos en transformadores

Se consideran aquí los transformadores en los que, en alguna de las tensiones, el tiempo crítico, para faltas en salida de trafo, es inferior a 500 ms.

Consideraciones generales

Todas las protecciones asociadas al transformador, tanto las protecciones propias, internas a la máquina (Buchholz, imagen térmica, temperatura, etc), como las protecciones externas (diferencial, de sobreintensidad, de distancia), **deben, asegurando la integridad de la máquina:**

- **a) permitir el funcionamiento permanente del transformador, con sobrecarga de al menos el 20%, y**
- **b) comportarse selectivamente con las protecciones del entorno, ante cortocircuitos en la red externa. Este último punto es aplicable, aun en caso de fallo (no doble) de las protecciones del entorno.**

Cuando desde el terciario se alimenten redes de distribución, las protecciones del transformador deben comportarse selectivamente ante cortocircuitos en esta red, manteniendo la función de transformación principal de la máquina.

Falta sin fallo

Los criterios establecidos exigen, en la práctica, instalar:

- a) protección diferencial de transformador, con la suficiente sensibilidad, y
- b) relé Buchholz, para faltas en el tramo del devanado más próximo al neutro.

Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Los criterios establecidos exigen duplicar el sistema de protección. Son posibles soluciones de protección basadas en:

- **a)** protecciones propias para faltas internas a la máquina, y
- **b)** protecciones de sobreintensidad y/o

distancia para faltas externas a la máquina, pero internas a la zona delimitada por los interruptores del trafo.

No obstante, habrá casos en que puede ser necesario instalar una segunda protección diferencial, en función de:

- **a)** las magnitudes aportadas desde un nivel de tensión a una falta situada en otro nivel de tensión del transformador, o
- **b)** la dificultad de coordinar con las protecciones de salida de línea.

Cuando desde el terciario del transformador se alimenten redes de distribución, se recomienda duplicar el sistema de protección para faltas en esta red. Ello, a fin de optimizar la disponibilidad del transformador en las redes de transporte y de distribución primaria.

3.3.2.4. Cortocircuitos en reactancias

Se consideran aquí las reactancias en las que el tiempo crítico, para faltas en bornas de alta, es inferior a 500 ms.

Todas las protecciones asociadas a la reactancia, tanto las protecciones propias, internas a la máquina (Buchholz, imagen térmica, temperatura, etc), como las protecciones externas (diferencial, sobreintensidad), **deben, asegurando la integridad de la máquina, comportarse selectivamente con las protecciones del entorno en el caso de cortocircuitos en la red externa. Este último punto es aplicable, aun en caso de fallo (no doble) de las protecciones del entorno.**

Falta sin fallo

Los criterios establecidos hacen recomendable, en la práctica, la instalación de protección diferencial de reactancia, con la suficiente sensibilidad.

Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Los criterios establecidos exigen duplicar el sistema de protección. Son posibles soluciones de protección distintas a la diferencial, basadas en:

- **a)** protecciones propias para faltas internas a la máquina, y
- **b)** protecciones de sobreintensidad para faltas externas a la máquina, pero internas a la zona delimitada por el o los interruptores de la reactancia.

3.3.2.5. Falta entre T/i e interruptor

Como se verá, **quizá no sea posible eliminar este tipo de faltas en tiempo inferior al crítico cuando éste sea menor de 300 ms. Sí lo sería, si se instalasen T/i's a ambos lados del interruptor.** Se desaconseja esta medida, por razones de coste y por la baja probabilidad de que ocurra este tipo de falta. Adicionalmente, la citada probabilidad se incrementaría al instalar doble juego de T/i's. Además, el tiempo de eliminación con fallo de interruptor, contingencia algo más probable que la de falta entre T/i e interruptor, seguiría siendo de 300 ms, aun con solape de T/i's.

La causa más frecuente de falta entre T/i e interruptor es la explosión del propio T/i. En este caso, en configuraciones de barra simple y doble barra, quizá no actúen las protecciones de línea, pero sí lo hará la protección diferencial de barras (Figura 42b). La aportación de la propia línea (sólo con T/i lado línea) se eliminará en tiempo de segunda zona desde el extremo remoto (Figura 42a). Si se trata de una salida de transformador, actuarán tanto la protección diferencial de barras como la protección diferencial de transformador, eliminando la falta (Figura 42c). En salidas de reactancia, actuará la protección diferencial de barras, quedando eliminada la falta. En configuraciones de interruptor y medio y de anillo, actuarán las protecciones de ambos elementos adyacentes, con eliminación instantánea de la falta (Figuras 42d y e).

El fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección, aunque no se postula, puede estar en parte cubierto por los sistemas de protección que otras consideraciones de fallo sí contempladas requieren.

Se tratan a continuación los distintos casos, en función de la configuración del parque y de la ubicación del T/i.

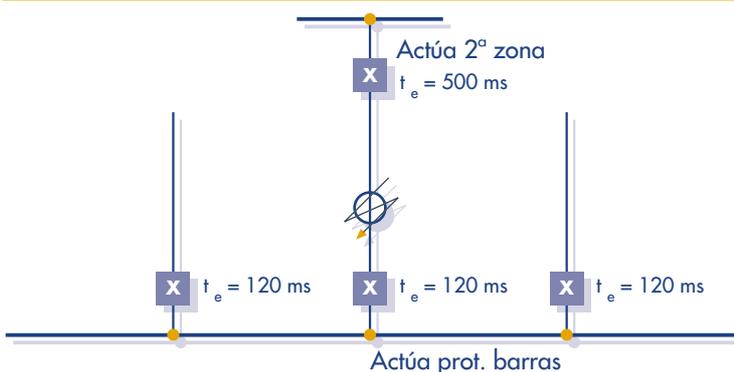


Fig. 42a) Barra simple o doble barra. T/i lado línea

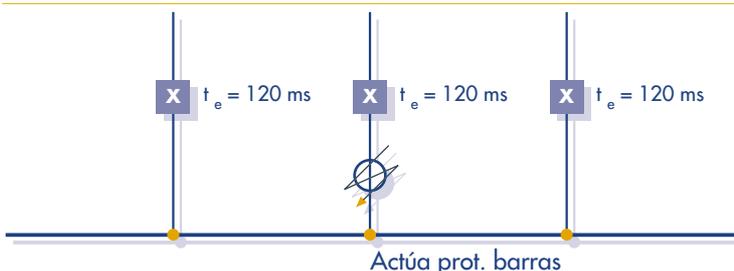


Fig. 42b) Barra simple o doble barra. T/i lado barras

Fig. 42c) Barra simple o doble barra. Salida a trafo

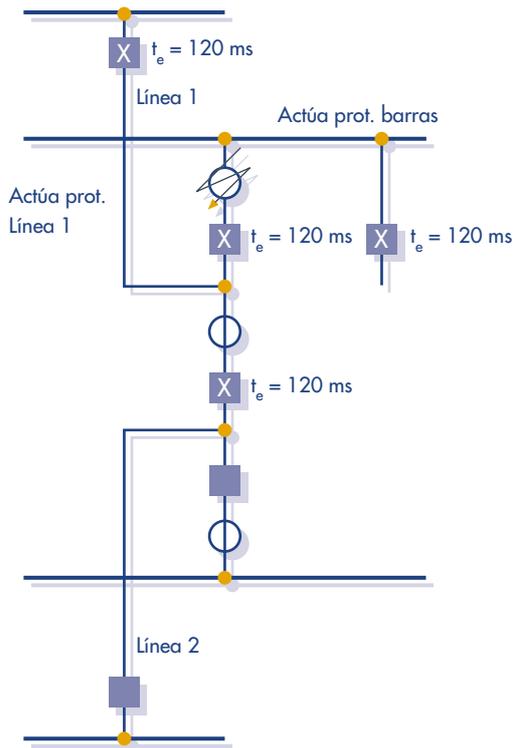
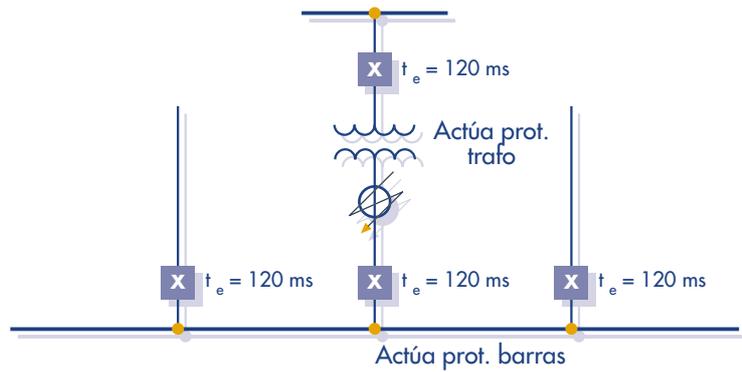
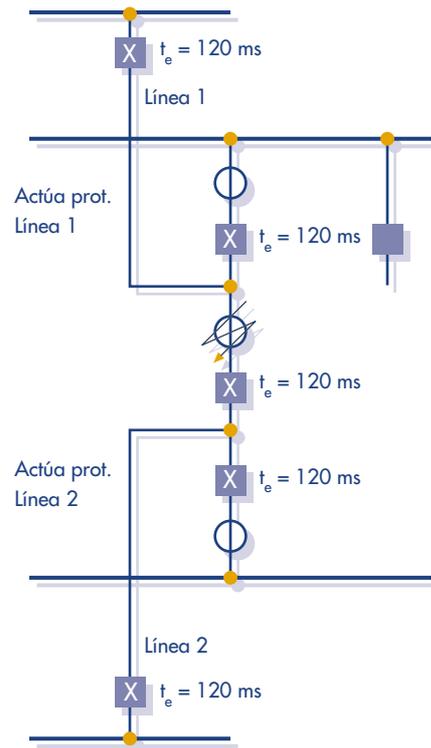


Fig. 42d) Interruptor y medio. T/i lado barras



42e) Interruptor y medio. T/i central

Figura 42. Modo de eliminación ante explosión de un T/i

Falta entre T/i e interruptor, en configuraciones de barra simple y de doble barra

- T/i lado línea

La aportación local (del resto de salidas) se eliminará en tiempo inferior a 120 ms, por la protección diferencial de barras. Así, la falta quedará alimentada sólo desde:

- el extremo remoto, en caso de líneas, o
- desde otras tensiones, en caso de trafos.

En el caso de reactancias, quedará totalmente eliminada.

En salidas de línea, la aportación de la misma se eliminará por protecciones de apoyo o, si esto no resulta aceptable desde el punto de vista crítico, por la de fallo de interruptor más teledisparo (Figura 43a). En salidas de transformador, la aportación del mismo se eliminará en 300 ms por la protección de fallo de interruptor (Figura 43b).

La actuación de la protección de fallo de interruptor, en su caso, no deberá estar condicionada por la situación de "interruptor cerrado".

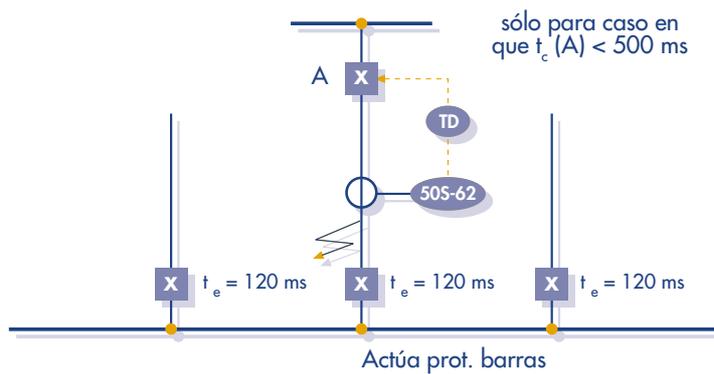


Figura 43a) Salida línea

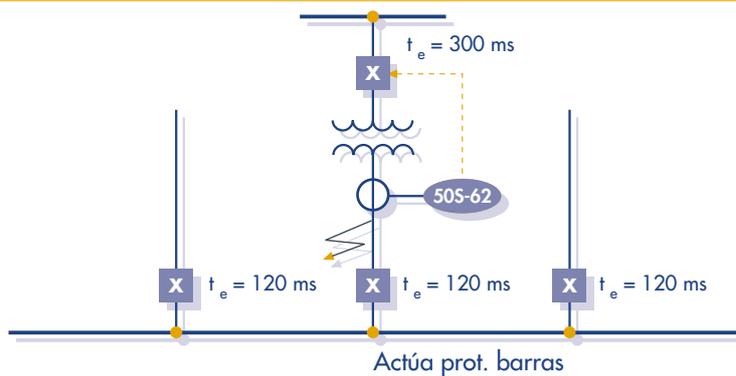


Fig. 43b) Salida a trafo

Figura 43. Falta entre T/i e interruptor. T/i lado línea

Para faltas en barras de transferencia, la aportación local se eliminará en tiempo inferior a 120 ms, por actuación de la protección diferencial de barras. **Esta protección debe dis-**

parar los interruptores de otras tensiones, en caso de trafos, y enviar teledisparo al extremo remoto, en caso de líneas (Figura 44).

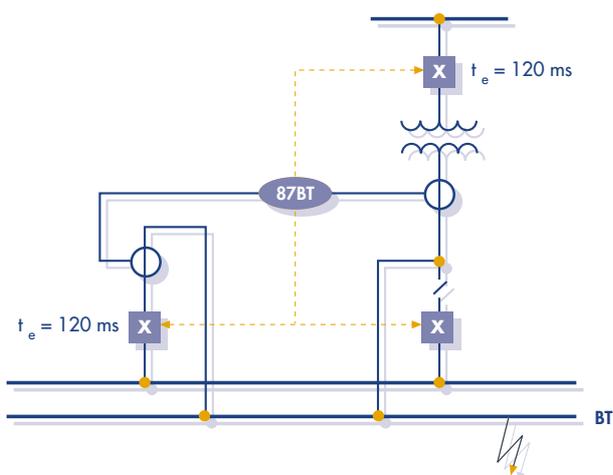


Figura 44a) Salida a trafo

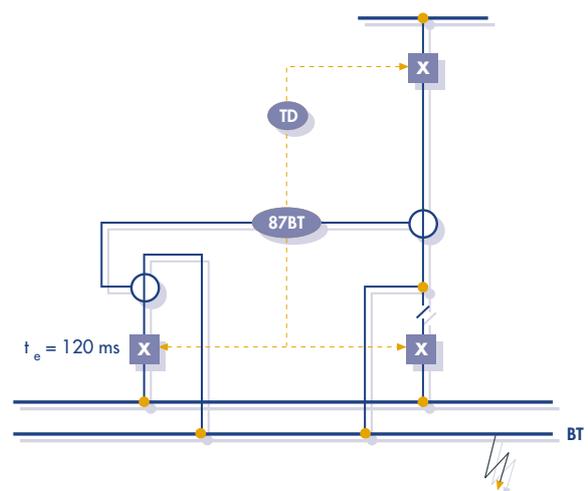


Fig. 44b) Salida línea

Figura 44. Eliminación de falta en barra de transferencia

- T/i lado barras

Es necesario que la protección de fallo de interruptor actúe ante esta ubicación de la falta, ya que ésta no queda eliminada con la actuación de las protecciones de la posición. La aportación de la posición se eliminará en tiempo inferior a 120 ms, por las protecciones de línea, de trafo o de reactancia. La aportación local restante se eliminará en tiempo inferior a 300 ms, por la protección de fallo de interruptor (Figura 45).

Falta entre T/i e interruptor, en configuraciones de interruptor y medio y de anillo

Es necesario que la protección de fallo de interruptor actúe ante esta ubicación de la falta.

De este modo, la eliminación será como sigue:

- Configuración de interruptor y medio, interruptor lado barras, T/i lado barras

La aportación de la posición se eliminará en tiempo inferior a 120 ms, por las protecciones de línea, de trafo o de reactancia. La del resto del parque desaparecerá en tiempo inferior a 300 ms, por la protección de fallo de interruptor (Figura 46a).

- Configuración de interruptor y medio, interruptor lado barras, T/i lado línea

La aportación local se eliminará en tiempo inferior a 300 ms, por la protección de barras más la de fallo de interruptor. En salidas de línea, la aportación de la línea se eliminará en tiempo de segunda zona o de fallo de interruptor más teledisparo (Figura 46b).

En salidas de transformador y de reactancia, la aportación del mismo se eliminará en 300 ms por la protección de fallo de interruptor (Figuras 46 c y d).

Figura 45a) Salida línea

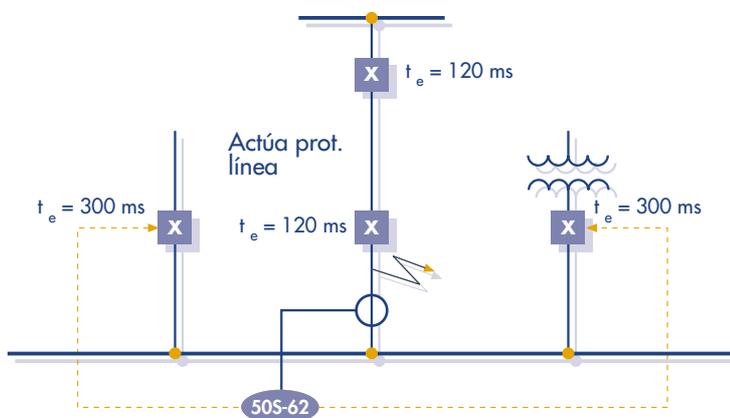


Fig. 45b) Salida a trafo

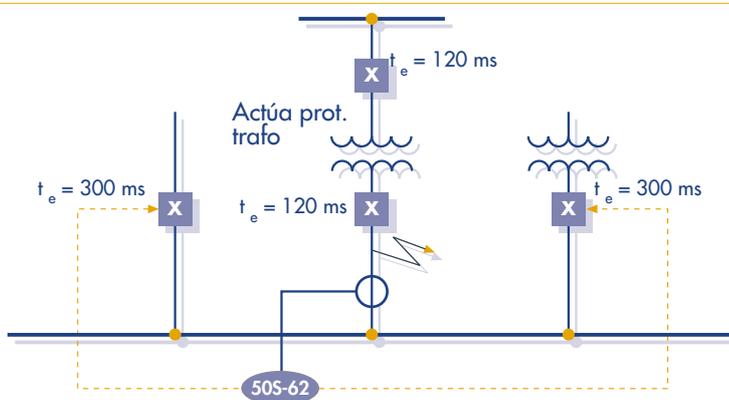
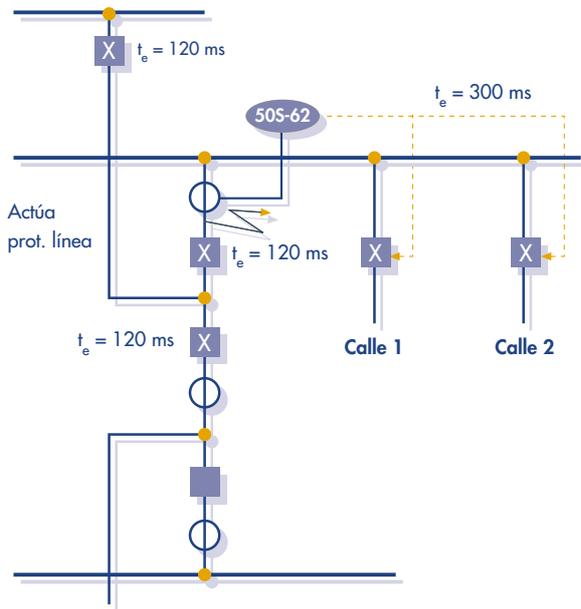
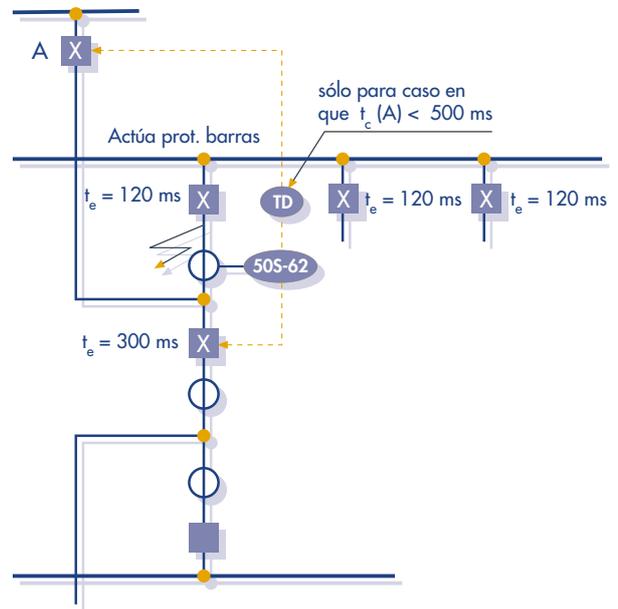


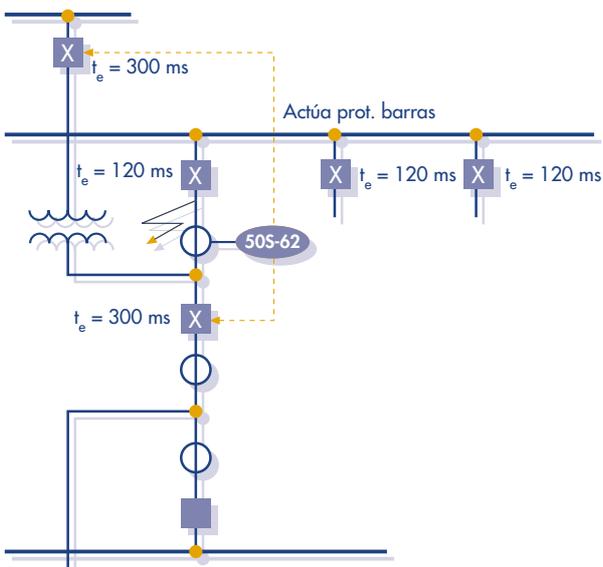
Figura 45. Falta entre T/i e interruptor. T/i lado barras



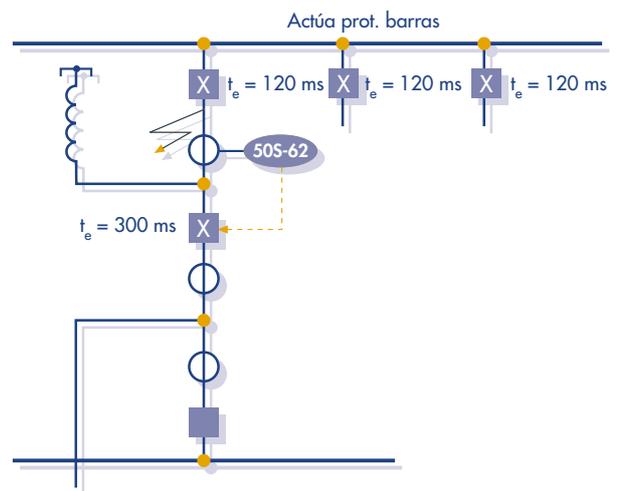
**Figura 46a) T/i lado barras.
Salida línea**



**Figura 46b) T/i lado línea.
Salida línea**



**Fig. 46c) T/i lado línea.
Salida a trafo**



**Fig. 46d) T/i lado línea.
Salida a reactancia**

Figura 46. Falta entre T/i e interruptor. Interruptor lado barras

- Configuración de interruptor y medio, interruptor central, y configuración en anillo

La aportación de uno de los elementos (línea, trafo o reactancia) adyacentes al interruptor se eliminará en tiempo inferior a 120 ms por las protecciones de línea, de trafo o de reactancia. La aportación local restante desaparecerá en tiempo inferior a

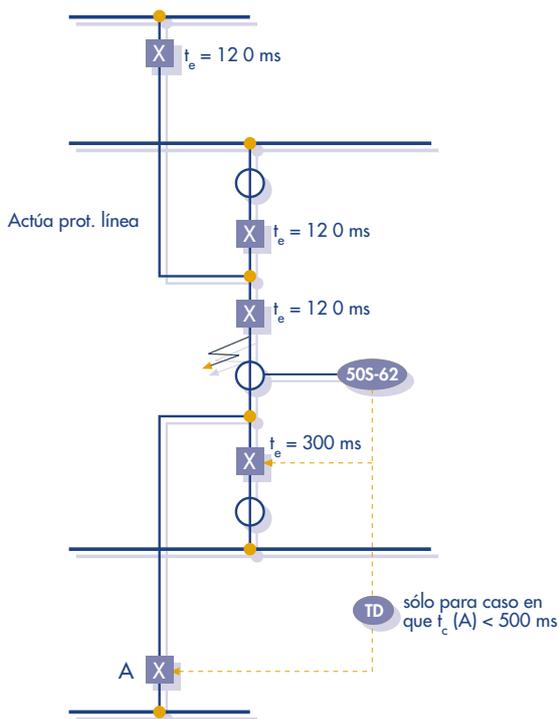


Fig. 47 a) Elemento adyacente: Línea

300 ms, por la protección de fallo de interruptor. Si el otro elemento adyacente es una línea, la aportación de esta última se eliminará en tiempo de segunda zona, o de fallo de interruptor más teledisparo (Figura 47 a). Si es un trafo o una reactancia, la aportación del mismo se eliminará en 300 ms, por la protección de fallo de interruptor (Figura 47b).

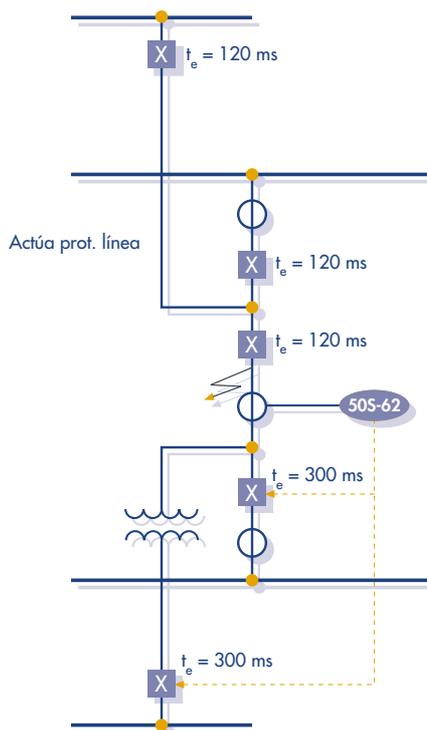


Fig. 47b) Elemento adyacente: Trafo

Figura 47. Falta entre T/i e interruptor. Interruptor central

3.3.3. Cortocircuitos polifásicos no resistivos. Tiempo crítico superior a 500 ms

Al ser el tiempo crítico superior a 500 ms, sería admisible eliminar una falta muy próxima a barras, desde el punto de vista de tiempo, por segundas zonas alejadas y apoyo de trafos, siempre que éstos lo hicieran en un tiempo inferior al crítico. No obstante, se produciría pérdida de selectividad (salvo en el caso de falta en barras en embarrado simple). Por otra parte, al alejarse la falta de la barra, las aportaciones intermedias ponen en entredicho la actuación de dichas segundas zonas y apoyos de trafos, e incluso, de las terceras zonas alejadas, no asegurándose, quizá, la detección de la falta.

En base a estas consideraciones, se establece el siguiente criterio particular:

Si falla algún elemento del sistema de protección, se podrá admitir la pérdida de selectividad, siempre que:

- a) se asegure la eliminación de la falta, y
- b) no afecte sensiblemente a generación, mercado o transporte.

Ello, salvo las excepciones indicadas a continuación.

3.3.3.1. Cortocircuitos en líneas

Se consideran aquí las posiciones de línea en las que el tiempo crítico para faltas en salida de línea es superior a 500 ms.

Falta sin fallo

Para procurar la selectividad con las protecciones de apoyo de otras líneas, acoplamientos y máquinas, **el tiempo de eliminación desde cada extremo debe ser instantáneo en el 80% de la línea.**

Habrán casos, por ejemplo en líneas cortas, en que se necesite instalar comunicación entre extremos, para asegurar la selectividad en la eliminación. En líneas con tiempo crítico inferior a 500 ms en el extremo remoto, los criterios establecidos exigen también disponer comunicación entre extremos. Es recomendable en cualquier caso, pues, al implicar disparo instantáneo en el 100% de la línea, mejora la respuesta de los sistemas de protección. También lo es, en base a otros condicionantes ligados a los cortocircuitos monofásicos, y que se desglosan en el apartado 3.4 de este capítulo, "Cortocircuitos monofásicos no resistivos".

Deben tenerse en cuenta las consideraciones sobre la elección del enlace de comunicación

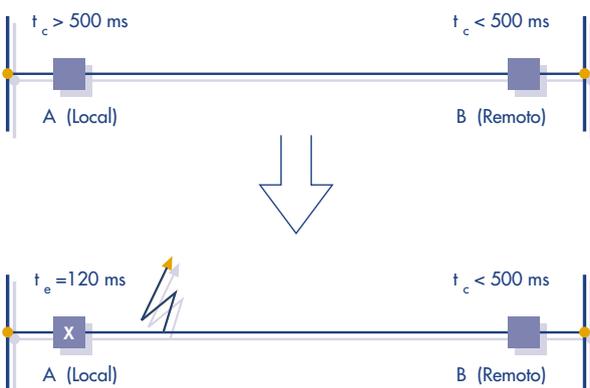


Fig. 48 a) Se duplica el sistema de protección. Ambas protecciones con comunicación

y del esquema de teleprotección, reflejadas en el apartado de líneas con tiempo crítico menor a 500 ms.

Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Establecemos dos casos diferenciados:

- **a)** En el extremo remoto de la línea el tiempo crítico es inferior a 500 ms.

Dicho extremo remoto (con tiempo crítico menor a 500 ms) ya ha sido analizado, siéndole aplicable lo indicado en el apartado correspondiente.

Según lo dicho allí sobre la necesidad de comunicación de la segunda protección, se debe analizar la eliminación de una falta en el extremo local, con apertura en 120 ms del extremo local y en 500 ms del extremo remoto. **Si, desde el punto de vista crítico, esta eliminación no resulta aceptable para el sistema, el extremo local debe tratarse como un caso de tiempo crítico menor a 500 ms, duplicando el sistema de protección (Figura 48 a).**

El resto de casos se analiza en el epígrafe b).

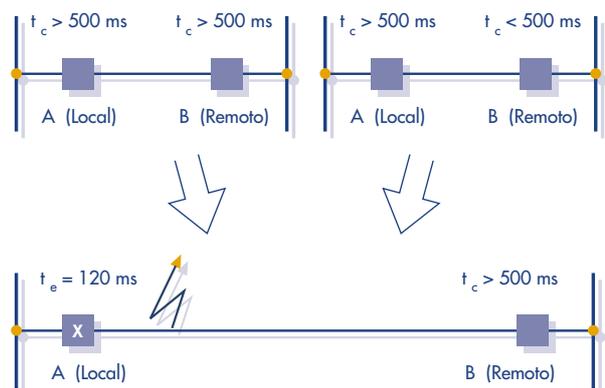


Fig. 48 b) Se duplica el sistema de protección si no se cumplen los criterios establecidos. La segunda protección no lleva comunicación

Figura 48. Líneas con $t_c > 500$ ms. Condiciones de duplicación del sistema de protección

- **b)** En el extremo remoto de la línea el tiempo crítico es superior a 500 ms o, siendo inferior, es un caso no incluido en el epígrafe a) (Figura 48 b)

En configuraciones de barra simple y doble barra debe analizarse cada caso. En general, los criterios establecidos exigirán **duplicar el sistema de protección**. En cualquier caso, ello **será necesario si, ante fallo del sistema de protección principal, no pudiera asegurarse la eliminación con pérdida exclusiva del propio parque**: por ser alto el número de líneas y trafos confluyendo en el parque, por ser proporcionalmente larga la propia línea a proteger, etc.

En configuraciones de interruptor y medio o de anillo, se duplicará el sistema de protección, para asegurar la selectividad (habitualmente, la pérdida de estos parques afectará de modo sensible a generación, mercado o transporte).

En caso de duplicar el sistema de protección, es preferible que las protecciones sean de distinto principio, para mejorar la obediencia global.

3.3.3.2. Cortocircuitos en barras

Falta sin fallo

Los criterios establecidos exigen instalar protección diferencial de barras en configuraciones de interruptor y medio.

En configuraciones de barra simple y de doble barra, hay que analizar cada caso. En concreto, para doble barra, será necesario cuando no se pueda coordinar la protección de acoplamiento con las de línea. En cuanto al tiempo de eliminación de las distintas aportaciones, no se considerarán significativos en transformadores que conectan a redes no contempladas en este documento.

En cualquier caso, es recomendable la instalación de protección diferencial de barras.

En subestaciones con configuración de doble barra y con barra de transferencia, hay que analizar, en cada caso, si es admisible la pérdida de selectividad que se produciría con falta en la barra de transferencia, si no existe protección específica para la misma. La eliminación de faltas en la barra de transferencia, con ubicación del T/i no abarcada por el seccionador de transferencia, se analiza en el apartado de faltas entre T/i e interruptor. **Con ubicación del T/i abarcada por el seccionador de transferencia, puede ser muy complejo, o inviable, evitar la degradación, en selectividad o tiempo de eliminación, del comportamiento del sistema de protección.**

Son aplicables las consideraciones sobre el desbloqueo tras actuar la protección diferencial de barras indicadas en el apartado de barras con tiempo crítico inferior a 500 ms.

Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

En configuraciones de barra simple y de barra doble sin diferencial de barras, el fallo llevaría, en la mayoría de los casos, a la actuación de: terceras zonas alejadas, posibles unidades de arranque... La probabilidad de fallo en la eliminación de la aportación de trafos, queda parcialmente cubierta con la doble protección de sobreintensidad de fase en alta y baja (de neutro y del terciario en el caso de faltas monofásicas), de que habitualmente dispone un transformador. No obstante, es posible que aparezca fallo común, en función de la ubicación física y distribución de alimentaciones de ambos parques.

Por tanto, debe analizarse cada caso, **siendo necesario instalar protección diferencial de barras si, ante fallo de alguna de las segundas zonas alejadas de líneas o de apoyo de trafos, no pudiera asegurarse la eliminación según los criterios establecidos.**

En configuraciones de barra simple y de doble barra con protección diferencial, el fallo de algún elemento implicará eliminar por: la protección de acoplamiento, segundas zonas alejadas de líneas y apoyo de trafos. Ello, con pérdida de, al menos, todos los elementos de una barra.

En configuraciones de interruptor y medio, debe instalarse protección de fallo de interruptor, para asegurar la selectividad ante dicha contingencia. Para el resto de fallos posibles, la falta se eliminará por segundas zonas alejadas de líneas y apoyo de trafos. Ello, con probable pérdida de, al menos, el parque completo.

3.3.3.3. Cortocircuitos en transformadores

Se consideran aquí los transformadores en los que, en todas las tensiones, el tiempo crítico, para faltas en salida de trafa, es superior a 500 ms.

Son aplicables las consideraciones generales desglosadas en el apartado de transformadores con tiempo crítico menor a 500 ms.

Falta sin fallo

En la mayoría de los casos, los criterios establecidos exigirán instalar protección diferencial de transformador con la suficiente sensibilidad. En cualquier caso, es recomendable, y a veces preceptiva, su instalación. Para procurar la selectividad con las protecciones de apoyo de líneas, acoplamientos y otras máquinas, **el tiempo de eliminación, desde cada nivel de tensión de la red considerada, debe ser instantáneo, al menos, hasta un porcentaje suficiente del transformador .**

Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Las faltas internas a la máquina quizá no sean detectadas por las protecciones de acoplamiento, de apoyo de líneas y de otras máquinas. Por ello, **debe duplicarse el sistema de protección para las mismas.**

Las faltas externas a la máquina, pero internas a la zona delimitada por los interruptores del trafa, pueden ser detectadas, sólo desde su mismo nivel de tensión, por segundas zonas alejadas de líneas, acoplamiento y apoyo de otras máquinas. En cuanto a la aportación desde otros niveles de tensión, quizá no sea posible asegurar su eliminación por terceras zonas alejadas y apoyos de otros transformadores.

Por ello, en configuraciones de barra simple y doble barra, debe analizarse, en cada caso, la necesidad de duplicar el sistema de protección ante estas faltas externas. En cualquier caso, es recomendable, por implicar un coste incremental pequeño, al estar ya duplicada una parte del sistema de protección.

En configuraciones de interruptor y medio o de anillo, se duplicará el sistema de protección ante estas faltas externas, para asegurar la selectividad (habitualmente la pérdida de estos parques afectará de modo sensible a generación, mercado o transporte).

3.3.3.4. Cortocircuitos en reactancias

Se consideran aquí las reactancias en las que el tiempo crítico, para faltas en bornas de alta, es superior a 500 ms.

Son aplicables las consideraciones sobre la selectividad de las protecciones de reactancia, indicadas en el apartado de reactancias con tiempo crítico inferior a 500 ms.

Falta sin fallo

Se recomienda instalar protección diferencial de reactancia con la suficiente sensibilidad. Para procurar la selectividad con las protecciones de apoyo de líneas, acoplamientos y otras máquinas, **el tiempo de eliminación debe ser instantáneo, al menos, hasta un porcentaje suficiente de la reactancia, desde bornas de alta.**

Falta con fallo simultáneo de algún elemento del sistema de protección

Las faltas internas a la máquina pueden no ser detectadas por las protecciones de acoplamiento, de apoyo de líneas y de otras máquinas, por lo que **debe duplicarse el sistema de protección para las mismas.**

Las faltas externas a la máquina, pero internas a la zona delimitada por el o los interruptores de la reactancia, pueden ser detectadas por segundas zonas alejadas de líneas, acoplamiento y apoyo de otras máquinas.

Por ello, en configuraciones de barra simple y doble barra, debe analizarse, en cada caso, la necesidad de duplicar el sistema de protección, ante estas faltas externas.

En cualquier caso, es recomendable, por implicar un coste incremental pequeño, al estar ya duplicada una parte del sistema de protección.

En configuraciones de interruptor y medio o de anillo, se duplicará el sistema de protección ante estas faltas externas, para asegurar la selectividad (habitualmente, la pérdida de estos parques afectará de modo sensible a generación, mercado o transporte).

3.3.3.5. Falta entre T/i e interruptor

Se tratan, a continuación, los distintos casos, en función de la configuración del parque y de la ubicación del T/i.

Configuraciones de barra simple y de doble barra

- T/i lado línea

Si existe protección diferencial de barras, la aportación local (del resto de salidas) se eliminará por la protección diferencial de barras. La aportación de la propia posición se eliminará:

- a)** en salidas de línea, por segunda zona alejada o, si existe, fallo de interruptor más teledisparo, y

- b)** en salidas de transformador, por la protección de fallo de interruptor.

Para faltas en barras de transferencia, la aportación remota se eliminará:

- a)** en salidas de línea, por segunda zona alejada o, si existe, teledisparo, y

- b)** en salidas de trafo, por actuación de la protección diferencial de barras sobre los otros interruptores del transformador.

Si no existe protección diferencial de barras, se eliminará por: segundas zonas alejadas de líneas, apoyo de trafos y protección de acoplamiento. Si existe protección específica de barras de transferencia, las faltas en ellas se eliminarán como sigue:

- a)** la aportación local, por actuación de esta protección específica,

- b)** la aportación remota,

- en salidas de línea, por segunda zona alejada o, si existe, teledisparo, y,
- en salidas de trafo, por actuación de esta protección específica sobre los otros interruptores del transformador.

- T/i lado barras

La aportación a la falta de la posición afectada se eliminará con disparo en 120 ms, a través de los sistemas de protección del elemento. La aportación del resto del parque se eliminará:

- a)** en 300 ms, por la protección de fallo de interruptor, caso de existir, o

- b)** en tiempo inferior a 300 ms, 500 ms y 2s, por las protecciones de acoplamiento, segundas zonas alejadas de líneas y apoyo de trafos, respectivamente.

Si el tiempo de disparo en apoyo de trafos es superior al crítico, se deberá

instalar protección de fallo de interruptor en todas las posiciones de la barra (de línea, transformador y reactancia), protección que actuará ante esta ubicación de la falta.

Configuraciones de interruptor y medio y de anillo

Es necesario que la protección de fallo de interruptor actúe ante esta ubicación de la falta. Respecto al modo de eliminación, aplican las mismas consideraciones que las hechas para tiempo crítico menor a 500 ms, si bien, el teledisparo no es necesario en este caso.

3.4. Cortocircuitos monofásicos no resistivos

Los criterios de eliminación desglosados para cortocircuitos polifásicos no resistivos se deben aplicar también para faltas monofásicas no resistivas.

En general, el tiempo crítico de eliminación, para este tipo de falta, será superior a 500 ms.

Se deben considerar otros condicionantes, no ligados directamente a la estabilidad, que aconsejan un tiempo de eliminación lo menor posible, aun en caso de fallo. Entre estos condicionantes destacan:

- facilitar el reenganche en líneas
- mantener la selectividad
- reducir la probabilidad de evolución de la falta y de daño a equipos
- reducir el coste de pantallas y mallas de tierra
- minimizar repercusiones a clientes

Por ello, en el caso de líneas, se establecen los siguientes criterios adicionales:

- **Para todas las líneas de 220 kV y 400 kV, se recomienda, en ausencia de fallo, un tiempo de eliminación instantáneo en el 100% de la línea.**
- **Si falla simultáneamente algún ele-**

mento del sistema de protección, el tiempo de eliminación debe ser, como máximo, del orden de 1s, y la eliminación, selectiva.

- **En líneas aéreas, el disparo debe ser monofásico:**

a) **si se compromete la estabilidad, el mantenimiento de sincronismo o la evacuación de generación,**

b) **en los casos en que sea posible el reenganche tras falta monofásica, pero no polifásica, y**

c) **en cualquier caso, en la red de 400 kV.**

3.5. Cortocircuitos resistivos monofásicos y polifásicos

Desde el punto de vista de la estabilidad del sistema eléctrico, este tipo de faltas tiene requisitos muy amplios, en cuanto a tiempo de eliminación.

Las faltas en parque, tanto mono como polifásicas, son, habitualmente, de baja resistencia.

Las faltas internas a transformadores y a reactancias pueden ser resistivas, y de baja intensidad. Las protecciones diferenciales y las protecciones propias de estas máquinas deben tener la sensibilidad necesaria para su detección.

En lo que sigue, se tratan las faltas resistivas en líneas.

La experiencia indica que las faltas polifásicas son habitualmente poco resistivas y no plantean problemas de detección, siendo adecuado para ellas el tratamiento más arriba desarrollado. Si es posible el caso de falta bifásica con resistencia, si bien el caso realmente desfavorable es el de doble falta a tierra, al considerar que cada una de las dos faltas monofásicas tenga cierta resistencia. Esta configuración de falta se eliminará a través de las unidades monofásicas de los relés. Con todo, se reco-

mienda que la compensación resistiva del sistema de protección, para faltas entre fases, sea la máxima posible, sin que se produzcan operaciones intempestivas en condiciones de explotación.

Se deben detectar faltas monofásicas resistivas de hasta 150 Ω , a eliminar en el menor tiempo posible. La característica de actuación podrá ser de tiempo inverso.

La eliminación debe ser selectiva.

No se postula el fallo simultáneo del sistema de protección, por la baja probabilidad de que ocurra.

3.6. Reenganche en líneas

En líneas aéreas, las condiciones y criterios de reenganche deberán adaptarse a los requerimientos de explotación y estabilidad de la red. En concreto:

- **Se dispondrá de reenganche en todas las líneas, salvo líneas en antena de generación, o en antena a clientes industriales, a analizar individualmente.**
- **Se intentará el reenganche tras falta monofásica.** El reenganche será monofásico o trifásico, en función del tipo de disparo, mono o trifásico, establecido. **Se intentará reenganche trifásico tras falta polifásica, si el sistema lo permite.**
- **Se tendrán en cuenta las limitaciones impuestas por los grupos de generación. En reenganches trifásicos será el extremo más alejado de los grupos el que envíe tensión, cerrando el otro extremo con comprobación de sincronismo.**

En parques con configuración de interruptor y medio, se recomienda que la actuación de la protección diferencial de barras bloquee los reenganchadores de las líneas conectadas a la barra en cuestión. Con defecto en un T/i, se impedirá, así, la posible reconexión a falta en barras.

3.7. Configuraciones especiales

Las líneas cortas, dobles circuitos, líneas multi-terminales y líneas compuestas pueden presentar cierta problemática sobre sus sistemas de protección. Como referencia, citamos el documento "Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations. CIGRE SC34. WG04. May 1991".

En cualquier caso, los sistemas de protección de estos elementos deben adecuarse a los criterios definidos en el presente documento, en la medida en que la tecnología lo permita.

3.8. Protección de apoyo

La protección de apoyo, tal como se define en el apartado "Definición de Conceptos", puede ser de tres tipos:

- **Protección de apoyo local de celda:** se alimenta por los mismos transformadores de medida que la protección principal, o por transformadores de medida asociados al mismo circuito primario que la protección principal.
Son protecciones de apoyo local de celda: la protección de fallo de interruptor, la protección direccional de neutro (para faltas monofásicas no resistivas), etc.
- **Protección de apoyo local de subestación:** se alimenta por transformadores de medida situados en la misma subestación que los que alimentan a la protección principal correspondiente, pero asociados a distinto circuito primario que la protección principal.
- **Protección de apoyo remota:** protección instalada en otra subestación, distinta de aquella en la que se encuentra la protección principal correspondiente.

Aplicar los criterios de protección ante cortocircuitos, hasta aquí desarrollados, así como otros criterios específicos de cada empresa, implicará, generalmente, duplicar el sistema

de protección de un elemento, para cubrir las contingencias postuladas. No obstante, estos sistemas de protección, ubicados en la misma celda o posición, pueden tener causas comunes de fallo, con mayor índice relativo de probabilidad en faltas severas próximas a la subestación. Causas de fallo común pueden ser: la explosión de aparataje de parque, fenómenos atmosféricos de severidad superior a la de diseño, atentados, desastres naturales, etc.

Por ello, se establecen los siguientes criterios:

- **Ante cortocircuitos no resistivos, los elementos de la red considerada deben disponer de sistema de protección de apoyo, asociado a posiciones distintas a las del propio elemento, con ciertas matizaciones que más abajo se desglosan.**
- **Sobre la ubicación y alimentación de corriente continua de los sistemas de protección de apoyo, se aplica lo indicado, al respecto, en el apartado 3.3.1 de este capítulo, "Criterios de Redundancia".**
- **Los sistemas de protección de apoyo, tanto locales como remotos, deben ser selectivos en ausencia de fallo.**
- Se procurará que la selectividad y tiempo de eliminación del sistema de protección de apoyo sean lo mejor posibles.

A continuación, se desarrollan y matizan estos criterios, en los aspectos más significativos, para los diferentes elementos del sistema: líneas, barras, transformadores y reactancias.

Además, los sistemas de protección de apoyo, caso de no duplicar el sistema de protección del elemento, tienen otros requisitos de funcionamiento, ya desglosados en apartados anteriores.

Por "protección de apoyo" entiéndase, en lo

que sigue, "protección de apoyo asociada a posiciones distintas a las del propio elemento considerado". Por simplificar el texto, pero sin menoscabar las consideraciones anteriores al respecto, la protección de apoyo desde líneas se supondrá con ubicación remota.

3.8.1. Protección de apoyo de líneas

La protección de apoyo de una línea la realizan, en cada extremo:

- **a)** las posiciones remotas del resto de líneas (protecciones de distancia, unidades de arranque de protecciones unitarias, direccionales de neutro, etc), y
- **b)** los apoyos de transformadores (relés de sobreintensidad, protecciones de distancia, etc).

Desde cada extremo, el sistema de protección de apoyo debe cubrir un porcentaje razonable de la línea: aquél en el que se estime que un agente externo pueda provocar cortocircuito y fallo del o de los sistemas de protección de la misma. En general, el sistema de protección de apoyo no podrá cubrir la totalidad de la línea. Por ello, **para faltas en línea, en cada extremo debe asegurarse que alguno de los sistemas de protección de la misma pueda actuar de forma independiente del extremo remoto.**

Los sistemas de protección de apoyo, desde transformadores, deben actuar selectivamente, aun si falla la comunicación del sistema de protección de la línea.

3.8.2. Protección de apoyo de barras

La protección de apoyo de barras la realizan:

- **a)** los extremos remotos de líneas (protecciones de distancia, unidades de arranque de protecciones unitarias, direccionales de neutro, etc), y

- **b)** los apoyos de transformadores (relés de sobreintensidad, protecciones de distancia, etc).

Todos los embarrados de la red considerada deben disponer de protección de apoyo.

3.8.3. Protección de apoyo de transformadores

En cada nivel de tensión, la protección de apoyo de transformadores se realiza desde:

- a) las líneas que confluyen al parque, y
- b) otros transformadores del propio parque.

Desde cada nivel de tensión, no podrá asegurarse, muchas veces, que el sistema de protección de apoyo pueda despejar faltas internas a la máquina, o situadas en otros niveles de tensión del transformador. Ello, debido a la impedancia de la máquina y a posibles aportaciones de terciarios u otros devanados. En ese caso (Figura 49):

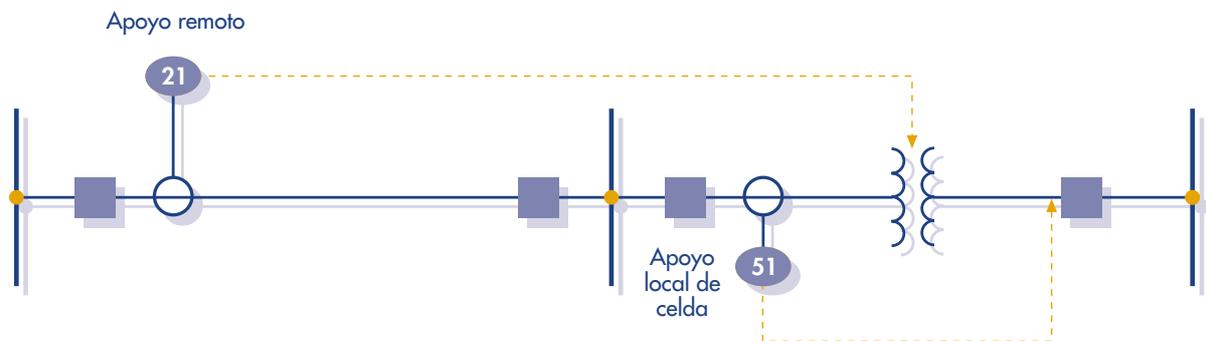


Figura 49. Protección de apoyo de transformadores. Solución "local+remoto"

3.8.4. Protección de apoyo de reactancias

La protección de apoyo de reactancias se realiza desde las líneas que confluyen al parque y desde los transformadores del propio parque.

Habitualmente, el sistema de protección de apoyo no podrá detectar faltas en un cierto porcentaje del lado de neutro de los devanados de la reactancia. Si esto ocurre,

a) Desde cada nivel de tensión, la protección de apoyo debe cubrir, al menos, un porcentaje suficiente de los devanados del transformador. Así, un cortocircuito externo a éstos, que puede provocar el fallo de los sistemas de protección asociados a la celda del transformador, estará cubierto completamente, desde su nivel de tensión, por el sistema de apoyo. Y además,

b) debe existir protección de apoyo local de celda (sobreintensidad y/o distancia), que cubra:

- el resto del devanado del transformador, y
- las faltas en los otros niveles de tensión, internas a la zona delimitada por los interruptores del trafo.

Esta función de protección pueden realizarla las protecciones propias externas del transformador, u otras.

- **a)** la protección de apoyo desde otros elementos del parque debe cubrir, al menos, un porcentaje suficiente de los devanados de la reactancia. Así, un cortocircuito externo a los mismos, que puede provocar fallo de los sistemas de protección asociados a la propia celda de la reactancia, quedará cubierto completamente. **Además,**
- **b)** debe existir protección de apoyo

local de celda, capaz de detectar las faltas no cubiertas por el sistema de protección de apoyo. Esta función de protección pueden realizarla las protecciones propias externas de la reactancia, u otras.

3.8.5. Apoyo desde la generación

La mayoría de los relés de protección de que dispone una Central están destinados a proteger, de manera instantánea, las máquinas que forman el equipamiento de la misma. Sin embargo, existen otras protecciones que sirven de apoyo a las protecciones de la red externa, como son :

- Sobreintensidad neutro Transformador Principal (51NTP)
- Mínima impedancia del generador (2ª zona) (21G)
- Mínima impedancia del lado de alta del Transformador Principal (2ª zona) (21TP)
- Sobreintensidad generador (51)

La actuación de la protección de sobreintensidad de neutro del Transformador Principal será temporizada, normalmente con característica de tiempo inverso. **Deberá calcularse con el criterio de actuar en un tiempo no inferior a la 3ª zona de los relés de las líneas, incluso en caso de tener una sola de ellas en servicio.**

Las protecciones de sobreintensidad del generador serán de característica de tiempo inverso o tiempo independiente.

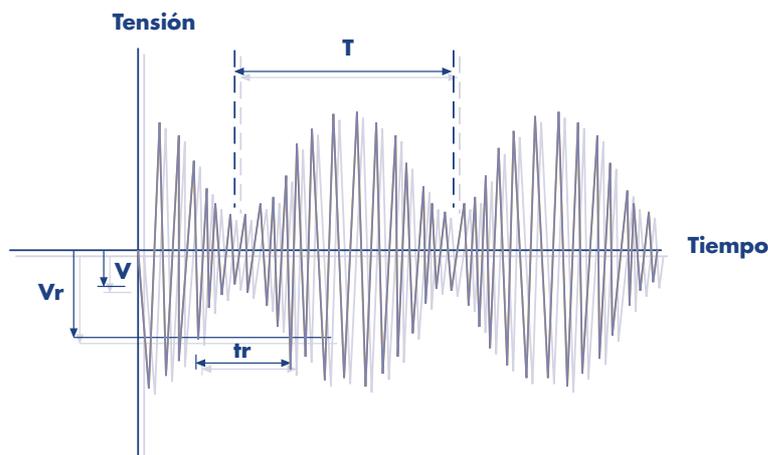
El alcance de las protecciones de mínima impedancia cubrirá ampliamente el embarrado del lado de alta del Transformador Principal. Si es posible, será similar al del 2º escalón de la protección de la línea más larga que parta de la Central. **Se tendrán en cuenta, para el cálculo del alcance, las aportaciones intermedias en el embarrado de alta. En general, un tiempo de actuación superior al 2º escalón (ajuste típico 1s) asegurará que el disparo de estas protecciones sea selectivo con los de las protecciones del parque.**

4. Oscilaciones de potencia

Como consecuencia de los cortocircuitos, aperturas de interruptores en la red y determinadas condiciones de operación, se producen oscilaciones de potencia, debido a la ruptura del equilibrio generación-carga existente antes de la perturbación.

Se entra en un período transitorio, en el que los generadores, mediante sus reguladores de carga y de tensión, tienden a adaptarse al nuevo estado de equilibrio.

La forma típica de la oscilación de tensión,



Vr: Tensión de ajuste del relé
tr: Tiempo de ajuste del relé
V: Tensión mínima alcanzada
T: Período de la oscilación

Figura 50. Oscilaciones de tensión

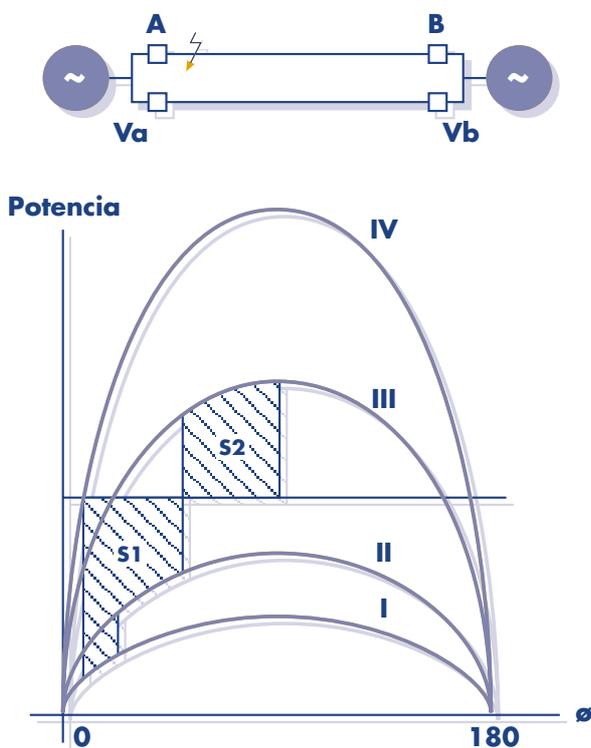
durante este fenómeno, viene representada en la figura 50.

La oscilación de potencia entre dos puntos puede llevar a una situación de pérdida de sincronismo.

El momento de inercia PD2 del conjunto turbina-alternador juega aquí un papel muy importante. Desde este punto de vista, podemos clasificar los grupos generadores:

- Grupos A y B: PD2 bajo
- Grupos C y D: PD2 alto

La figura 51 muestra la representación gráfica de los criterios de estabilidad entre dos puntos de la red A y B. Dependiendo de la topología y la secuencia de disparos, y aplicando los criterios de igualdad de áreas, se obtiene si los dos generadores se mantienen o no en sincronismo.



$$P = \frac{V_a \cdot V_b}{X} \cdot \text{sen } \phi$$

- I. Período de falta. Interruptores A y B cerrados.
- II. Período de falta. Interruptor A abierto.
- III. Régimen estable después de abrir A y B.
- IV. Régimen estable antes de la falta.

Figura 51: Diagrama de las áreas

En una condición de pérdida de sincronismo, el centro eléctrico es el punto del sistema en el que la tensión pasa por cero, para cada ciclo de oscilación. Si el centro eléctrico se encuentra dentro de la central (de bornas de alta del transformador hacia el grupo), es probable que el grupo esté fuera de sincronismo respecto del resto del sistema. Si el centro está fuera de la central, la condición de pérdida de estabilidad se sitúa probablemente entre varios generadores y/o distintas áreas. Abrir la red en ese punto puede provocar que el centro eléctrico se traslade a otro.

El criterio deseable en grupos grandes debe ser el de mantenerse ante oscilacio-

nes de potencia que no impliquen pérdida de sincronismo, disparando sólo en caso contrario o si existe peligro para el grupo o el transformador. Por tener un PD2 elevado, los generadores de polos salientes (hidráulicos), grupos C y D, pierden sincronismo muy difícilmente. Por ello, permanecen conectados a la red, favoreciendo así la estabilidad del sistema.

Los alternadores de los Grupos A y B deberán incorporar una protección específica de pérdida de estabilidad, siendo recomendable para los del Grupo C.

Si la impedancia vista por el relé de pérdida de sincronismo atraviesa, por encima de un cierto tiempo (típico >50 ms), las zonas formadas por las unidades de medida, la protección dará disparo. **Para facilitar la reposición, se recomienda disparar el interruptor de alta y quedar sobre auxiliares**, si la central está diseñada para ello.

En caso contrario, el regulador de carga de turbina y el de tensión del alternador se posicionarán para un nuevo ciclo de arranque.

Se podrá ajustar el número de oscilaciones necesarias para dar el disparo, aunque, en principio, **se considera más favorable el disparo desde el primer deslizamiento polar**.

En cada caso, se calcularán los ajustes de la protección de pérdida de estabilidad para sus valores resistivos, así como los temporizadores asociados.

Como criterio general, se tomará el alcance reactivo hasta la mitad de la línea más corta que parta de la central en estudio.

En caso de pérdida de sincronismo debido a la falta de excitación de un alternador, será la propia **protección de pérdida de excitación** (40) la encargada de separar de la red el alternador en defecto. **Se debe temporizar su característica externa, para evitar disparos con penduleos recuperables.**

Esta protección puede disponer de una alarma para informar al operador de una situación de baja excitación, que puede perjudicar a la máquina u originar inestabilidad. Ello le permitirá intentar corregir dicha situación, antes de que desconecte la máquina. Se considera la mejor solución equipar el regulador de tensión del alternador con el correspondiente elemento *limitador* de mínima excitación, o de ángulo polar, con la correspondiente alarma de funcionamiento.

Debido a la evolución de las redes de transporte, grandes grupos generadores y reguladores de tensión, el centro eléctrico en un penduleo se ha desplazado habitualmente de la red de transporte a las centrales. En concreto, al transformador de grupo o al propio generador.

Por ello, **actualmente no se considera, en la red, el disparo ante pérdida de estabilidad**, en ninguna de sus modalidades: ni partir la red en subsistemas capaces de operar de forma autónoma, ni disparar la línea o transformador en el que se encuentra el centro eléctrico.

Los relés de mínima tensión, de sobreintensidad y de distancia son sensibles al fenómeno de oscilación. Por ello, deben tomarse las medidas oportunas para evitar su disparo, con temporización de su actuación los primeros, y con unidades específicas de bloqueo los relés de distancia.

5. Mínima tensión

En este apartado, se trata, exclusivamente, el fenómeno de huecos de tensión producidos por los cortocircuitos.

Los cortocircuitos en la red provocan huecos de tensión, que afectan a los motores de los servicios auxiliares de las centrales.

Para el caso de Centrales Térmicas con grandes turboalternadores, los estudios de estabilidad darán como resultado unos

tiempos críticos de disparo, para las protecciones del parque y de las líneas que parten de la Central, por debajo de los cuales no se repercute sobre la generación.

Por tanto, el equipamiento garantizará que los tiempos de despeje de faltas en la red, incluyendo fallo de disyuntor, sean inferiores a estos tiempos críticos. De esta forma, el hueco de tensión debido a las mismas, no producirá trastorno algu-

no en los motores de los servicios auxiliares de la Central.

En el apartado 4.5 del capítulo 2 se describen los requisitos y ajustes recomendados para las protecciones de mínima tensión de servicios auxiliares de las centrales.

Por otro lado, **en gran parte de la red existen relés de mínima tensión**, para abrir interruptores en caso de cero de tensión y agilizar la posterior reposición de servicio. La temporización de estos relés es del orden de $3 \div 10$ s, por lo que **no existe problema de coordinación ante cortocircuitos**.

6. Sobretensión

Las sobretensiones en el sistema pueden ser:

- transitorias rápidas, de maniobra o de origen atmosférico.
- de régimen permanente, por defectos de regulación en las centrales o por maniobras anómalas de reposición de la red.

Los relés de sobretensión deben ajustarse por encima de la máxima sobretensión posible, durante tiempo limitado, en operación que se considere normal.

En centrales se utilizan relés de sobretensión con dos escalones de actuación. El primero es instantáneo, y se ajusta aproximadamente a 1,4 veces la tensión nominal. El segundo se ajusta entre 1,10 y 1,20 veces la tensión máxima de servicio, y puede ser de tiempo fijo o de característica de tiempo inverso.

Según se indica en el apartado 5.4 del capítulo 2, **la protección contra sobreexcitación (alta relación V/Hz) debe coordinar su actuación con la protección de sobretensión del generador**. No es una protección alternativa ante sobretensiones, al no asegurar en todos los casos la detección del fenómeno (por ejemplo, sobretensiones consecuencia de un incremento en la frecuencia).

En las líneas pueden existir relés de sobretensión. Su misión es actuar ante sobretensiones en régimen permanente, para evitar, tanto posibles daños al material, como una evolución de la perturbación. El ajuste típico de su unidad de disparo es de 1,2 veces la tensión nominal, temporizada a 1 s, con característica de tiempo independiente o inverso. Pueden disponer de una unidad de alarma, con ajuste típico de 1,15 veces la tensión nominal.

7. Asimetrías

La rotura de un conductor, así como el falso cierre de un polo de un disyuntor ó seccionador, supone un desequilibrio de carga entre fases, que puede causar graves calentamientos en la superficie del rotor, especialmente en los pasadores de apriete de los paquetes de chapa y en los zunchos metálicos de los extremos.

Estas condiciones aparecen también en las faltas a tierra y en cortocircuitos bifásicos. Pero, en estos casos, la magnitud de la corriente es superior a la nominal, y el defecto es aislado rápidamente por otros relés.

Los reenganches monofásicos de líneas, durante el tiempo en el que se mantiene el polo abierto, también producen una situación desequilibrada que genera intensidades de secuencia inversa y homopolar en el sistema.

Los interruptores con mando unipolar deben disponer de relé de discordancia de polos, duplicado en líneas cercanas a centrales de los grupos A y B. El ajuste debe ser el menor posible, siendo valores recomendados:

- Líneas con reenganche monofásico (Reenganche en 1s): 1,8 s
- Resto de interruptores: 0,5s

Véase **la protección de generadores contra cargas desequilibradas** en el capítulo 2, apartado 4.2. Esta protección **no deberá actuar en las faltas y reenganches mono-**

fásicos que se produzcan en la red externa. Tampoco debe hacerlo antes que los relés de discordancia de polos.

Tal como se indica en el capítulo 2, **en generadores del grupo A se recomienda duplicar la protección contra cargas desequilibradas.**

8. Variaciones de frecuencia

El fenómeno de variación de frecuencia es consecuencia de la aparición de un desequilibrio generación - consumo en el sistema.

Las pequeñas variaciones de frecuencia son corregidas por el estatismo de los reguladores de carga de los generadores, que se adaptarán a la nueva carga.

Las protecciones son necesarias para perturbaciones ante las cuales la regulación primaria no sea capaz de responder adecuadamente.

Ante circunstancias de mínima frecuencia, la protección principal está en la red, que deberá disponer de relés de frecuencia con diversos escalones de disparo de cargas, en función de la magnitud de bajada de frecuencia.

El objetivo del deslastre de cargas es la recuperación de la frecuencia nominal. El deslastre debe ser, en lo posible, función de la caída de frecuencia. Debe estar coordinado dentro del sistema que se considera interconectado ante este fenómeno. En este caso, el sistema peninsular español.

Los valores actuales establecidos son:

- 49,5 Hz desconexión 50% bombeo
- 49,3 Hz desconexión 50% bombeo
- 49 Hz desconexión 15% carga
- 48,7 Hz desconexión 15% carga
- 48,4 Hz desconexión 10% carga
- 48 Hz desconexión 10% carga

En centrales hidráulicas pueden existir relés de mínima y/o sobrefrecuencia, para proteger cargas próximas que puedan quedar en isla con ellas. Estos sistemas no se consideran integrados en el plan de deslastre.

La protección de apoyo, ante circunstancias de mínima frecuencia, es la de los propios grupos. Está basada en relés de mínima frecuencia, temporizados, que habitualmente dan disparo al grupo. **El objetivo de estos relés es guardar la integridad de los equipos y la seguridad de la central. Al mismo tiempo, deben evitar el disparo ante situaciones recuperables,** lo cual es compatible habitualmente con los requisitos de integridad y seguridad citados. Se recomienda cuidar el diseño del esquema de protección de mínima frecuencia, para asegurar:

- a) la cobertura ante el no disparo y/o disparo intempestivo de los relés, y
- b) el funcionamiento adecuado de éstos.

Habitualmente, los generadores térmicos llevan protección de mínima frecuencia para proteger la turbina. Los generadores con turbina de gas tienen mayor capacidad de funcionamiento a bajas frecuencias que los de vapor, por su sistema de control de combustible. Por tanto, sus relés de mínima frecuencia, dentro de una misma zona, pueden ajustarse más bajos.

Los servicios auxiliares de centrales nucleares requieren relés de mínima frecuencia para la seguridad de los procesos. El ajuste de fre-

cuencia mínima admisible variará, en función de que el reactor sea de agua a presión o en ebullición. Los grupos térmicos convencionales no suelen disponer de relés de mínima frecuencia en servicios auxiliares, protegiéndose los motores con relés térmicos o de sobrecarga.

Debe existir coordinación entre los reguladores de grupos, los relés de deslastre de cargas y las protecciones de mínima frecuencia de grupos. En principio, los distintos requisitos en cada ámbito permiten una buena coordinación. En concreto, el ajuste de los relés de mínima frecuencia, para protección de turbinas, es muy superior a los transitorios de red (Ejemplo: 48 Hz - 0,1min). No obstante, la coordinación es sensible a la velocidad de caída de la frecuencia. En grandes perturbaciones, será difícil evitar el funcionamiento "simultáneo" de reguladores y deslastres.

Los relés de mínima frecuencia deben ser insensibles a oscilaciones de potencia y a situaciones de mínima tensión. En general, no habrá problema de coordinación con los relés de sobreexcitación (alta relación V/Hz), pues

no suele producirse este fenómeno en las bajadas de frecuencia.

En cuanto a la sobrefrecuencia, ocurre cuando hay exceso de generación.

En puntos singulares del sistema, existen lógicas de teledisparo de grupos ante pérdida parcial de sus vías de evacuación. Son medidas preventivas para evitar situaciones locales de sobrefrecuencia, que conllevarían pérdidas mayores de generación.

Los grupos térmicos no suelen estar equipados con relés de sobrefrecuencia para protección de la turbina. Habitualmente, si lo están los grupos hidráulicos, al poder alcanzar velocidades altas en un rechazo de carga.

Generalmente, **los ajustes de los relés de sobrefrecuencia** son muy superiores a los transitorios de red. Los ajustes **deben asegurar el no disparo ante condiciones recuperables**, tales como transitorios tras un deslastre de cargas o durante un teledisparo de grupos.

9. Instalaciones existentes

Sería deseable adecuarlas a los criterios definidos en este documento.

No obstante, hay aspectos cuyo cumplimiento puede ser problemático, o exigir una alta

inversión.

En cada caso, debe evaluarse la magnitud de la adecuación en relación con los riesgos asumidos.

10. Metodología de los estudios que identifican las condiciones críticas de despeje de defectos

10.1. Preliminar

Las protecciones de los diversos elementos de los sistemas eléctricos están diseñadas para eliminar los defectos que pudieran aparecer en cualquiera de ellos.

La aparición de defectos eléctricos en el sistema, junto con las maniobras ordenadas por

los sistemas de protección para su aislamiento, originan efectos dinámicos en los generadores, que se traducen en oscilaciones de las diferentes magnitudes eléctricas, mantenidas aun después de despejar los mismos.

Incluso, estas condiciones de perturbación podrían llegar, en los casos más graves, a desencadenar la pérdida de los propios gru-

pos generadores y/o la desconexión de porciones significativas de mercado.

En consecuencia, las protecciones de los diferentes elementos del sistema deberían tratar de ofrecer unas condiciones de despeje de defectos (tiempo de respuesta y selectividad), que tiendan a evitar las posibles consecuencias graves, descritas anteriormente.

Determinar los requisitos de las condiciones en que deben actuar las protecciones de cada uno de los elementos del sistema, exige un conocimiento profundo de los efectos dinámicos mencionados, sobre generadores y cargas.

Por tanto, la metodología que a continuación se propone plantea, ordenadamente, identificar, para cada elemento del sistema:

- **a)** las condiciones de despeje de defectos que no tienen repercusión alguna sobre grupos generadores o mercado (condiciones ideales), y
- **b)** identificar las consecuencias que podrían implicar otras condiciones menos exigentes de eliminación.

Con este planteamiento, se trata de proporcionar toda la información necesaria que permita valorar adecuadamente la relación coste-beneficio asociada a la garantía de las condiciones de despeje ideales, frente a otras posibles.

El desarrollo de esta metodología está encuadrado en el marco definido por los apartados anteriores de este capítulo, y, en su preparación, se han contemplado los principales criterios de protección planteados.

La metodología propuesta admite posibles revisiones posteriores, basadas en la experiencia obtenida de su aplicación.

10.2. Objetivo

El objetivo de este tipo de estudios es identificar las condiciones ideales de eliminación de

defectos (tiempo de despeje y selectividad), en los diferentes elementos de la red de una zona geográfica concreta. Condiciones que, frente a un defecto de gran severidad (trifásico franco a tierra) localizado en ellos, evitan cualquier tipo de repercusión sobre el sistema.

Además, se proporcionará información de cómo repercutirían, sobre el sistema eléctrico, unas condiciones menos exigentes de despeje: mediante disparos de grupos generadores, pérdidas de mercado, posible separación del sistema peninsular del resto de la UCPTTE por disparo de líneas de interconexión, etc. Así, se estudiarán tiempos de eliminación de faltas superiores a los tiempos ideales determinados, y, en cada caso, se identificarán las repercusiones mencionadas anteriormente.

Estos estudios, aplicados al sistema eléctrico de un área geográfica concreta, o, de forma global, al sistema eléctrico español, permitirá identificar las zonas prioritarias. En una fase posterior, se podrán analizar, de forma específica en cada área, faltas de naturaleza menos severa (trifásicas con impedancia de puesta a tierra, bifásicas francas a tierra, monofásicas a tierra, etc.). Con ello, se aportará información para poder evaluar la relación coste-beneficio asociada a la reducción de los tiempos de despeje, tomando como base las probabilidades de que se originen faltas con un determinado nivel de severidad.

La metodología desarrollada no contempla analizar la actuación del reenganche de líneas.

10.3. Alcance

En un sistema eléctrico se distinguen diferentes elementos: embarrados, líneas, transformadores y reactancias.

Sin embargo, bajo el punto de vista de evaluar los efectos de las condiciones de despeje de defectos, se pueden restringir los análisis, en una primera fase, a los embarrados.

En efecto, las líneas interconectarán siempre

embarrados, por lo que sus condiciones de despeje van a estar directamente ligadas a las correspondientes a sus embarrados extremos (condicionadas al extremo más exigente). Por su lado, los transformadores estarán igualmente condicionados por los requisitos de los embarrados que interconectan. Finalmente, y para las reactancias, cabe indicar que sus condiciones de despeje estarán directamente relacionadas con las correspondientes al embarrado al que están conectadas.

Bajo el punto de vista del nivel de tensión de los elementos de red, los análisis de la red de una zona deberán aplicarse, fundamentalmente, en los niveles de transporte: 400 y 220 kV.

En el nivel de 400 kV evacúan normalmente los grupos de gran potencia (nucleares y térmicos convencionales, en general). En la red de 220 kV, aparte de evacuar otros grupos generadores del área, se concentran importantes centros de transformación, de alimentación a mercado.

Además, en casos muy concretos, será necesario extender la aplicación a embarrados de los niveles inferiores de tensión (110/132 kV), localizados en zonas con gran concentración de producción y/o consumo.

10.4. Bases del estudio

10.4.1. Planteamiento sistemático

La metodología persigue un planteamiento sistemático que permita:

- **a)** identificar, para cada embarrado de un área geográfica concreta, las condiciones de despeje que evitan cualquier tipo de repercusión sobre el sistema eléctrico (condiciones ideales de despeje), y
- **b)** conocer los efectos asociados a otras condiciones de despeje menos exigentes.

Por tanto, este planteamiento implica analizar secuencialmente condiciones cada vez más exigentes (menores tiempos de despeje y

mayores niveles de selectividad) de eliminación, aplicadas a los diferentes embarrados.

Tras analizar una determinada condición de despeje, estudiar una nueva condición más exigente para cada embarrado queda condicionado a las repercusiones detectadas sobre el sistema peninsular, en el análisis previo realizado. De este modo, se reduce sucesivamente el conjunto de embarrados sobre el que van analizándose las diferentes condiciones de despeje. Así, hasta llegar a identificar, para cada embarrado, las condiciones en las que el planteamiento de defectos no repercute sobre el sistema eléctrico.

10.4.2. Actuación de protecciones

10.4.2.1. Formas de eliminación de defectos

Con carácter general, se pueden distinguir tres posibles formas de eliminación de defectos:

A) Por actuación de las *protecciones locales principales*:

En este caso, el despeje se produce en un tiempo muy corto (en general, instantáneo), y con total selectividad.

B) Por actuación de las *protecciones de apoyo local*:

Despejar defectos por protecciones de apoyo local (fallos de interruptor, acoplamientos, ...) implica:

a) un retraso en esta actuación, necesario para coordinar adecuadamente estas protecciones con las principales, y

b) la posible extensión de las órdenes de disparo a un número de elementos superior al mínimo estrictamente exigido (reducción de la selectividad).

C) Por actuación de las *protecciones de apoyo remoto*:

En este caso, el despeje siempre se producirá en un tiempo aún más largo. Por razones de coordinación, éste será, normalmente, igual o mayor que el tiempo de actuación en segunda zona, y llevará asociado, en general, desconectar un número mayor de elementos (despeje no selectivo).

Relacionado con lo anterior, cabe destacar que, frente a un despeje normal de un defecto por las protecciones locales principales, plantear una hipótesis de *fallo de interruptor* ocasionará un retraso en la eliminación. También, en general, implicará perder un número mayor de elementos, al necesitar que actúe:

- a) localmente, la protección específica de fallo de interruptor, si existe, o
- b) las protecciones de las subestaciones adyacentes, en apoyo remoto (segundas o terceras zonas).

Igualmente, un *fallo de las protecciones locales*, si no están duplicadas, obliga a eliminar el defecto por las protecciones de apoyo. Se retrasa, así, el instante de despeje, y, en general, se pierde selectividad.

10.4.2.2. Tiempos de eliminación asociados a los diferentes sistemas de protección

En el apartado 3.2 de este capítulo, sobre "Definición de conceptos", se define el tiempo de eliminación de faltas, y se fijan sus valores típicos en función de los distintos sistemas de protección.

Se recuerdan aquí dichos valores:

- 80 / 120 ms, con protecciones instantáneas (sin temporización voluntaria) sin / con comunicación
- 250 a 350 ms, con protección de fallo de interruptor
- 400 a 600 ms, con disparos en segunda

zona (distancia, subimpedancia)

- 0.9 a 1.3 seg, con disparos en tercera zona (distancia, subimpedancia)
- según curva de tiempo, con protecciones con dicha característica (en general, protecciones de sobreintensidad de tiempo dependiente)

10.4.3. Comportamiento del sistema eléctrico

Sobre cómo repercuten las faltas en la evolución del sistema eléctrico, se pueden realizar las siguientes afirmaciones:

A) Comportamiento de los *grupos generadores*:

- *Condicionantes asociados al mantenimiento del sincronismo*

La presencia, durante tiempos largos, de cortocircuitos severos, en embarrados eléctricamente próximos a la evacuación de grupos generadores, puede provocar el disparo de los mismos, por pérdida de sincronismo y embalamiento.

De forma particular, la existencia, o no, de un sistema de reducción rápida de carga en turbina (fast-valving), influye mucho en la respuesta de los grupos térmicos, frente a este tipo de contingencias.

Los efectos de la pérdida de sincronismo de grupos generadores, y su consecuente disparo, se manifiestan, en mayor o menor medida, sobre el conjunto del sistema eléctrico, en función del valor de la potencia generada por el grupo o grupos afectados. En este sentido, habrá que evitar, en lo posible, la pérdida de sincronismo de:

- a) grupos de gran potencia unitaria, y
- b) conjuntos de grupos que constituyen zonas con importante concentración de generación.

- *Requisitos de la alimentación a los servicios auxiliares*

‘Huecos’ de tensión relativamente profundos y de cierta duración, registrados en los embarrados de alimentación a los servicios auxiliares de las centrales, pueden llegar a desencadenar la parada de éstas,

- a) al actuar las protecciones de mínima tensión, o
- b) al desconectar directamente ciertos motores, bajo estas condiciones.

Podría indicarse algo similar cuando desciende significativamente la frecuencia del sistema.

Los valores de tensión y frecuencia que los servicios auxiliares admiten, encuentran limitaciones especiales en los grupos nucleares, donde, por su normativa específica, se aplican criterios más restrictivos (ajuste y temporización).

Por tanto, bajo este punto de vista, los cortocircuitos severos, tanto los localizados en el nivel de evacuación de una central nuclear (400 kV, normalmente) y mantenidos durante tiempos largos, como los localizados en las redes de 220 y 110/132 kV eléctricamente próximas, pueden conducir a situaciones que desencadenen la parada de estas plantas. Esto puede suponer, si varias unidades desconectan simultáneamente, una contingencia muy grave para el sistema eléctrico.

En este sentido, se utilizarán como referencia los resultados de los trabajos del Proyecto ESCENRED, cuyo objetivo principal es:

- a) identificar los puntos vulnerables del sistema eléctrico que pudieran influir negativamente sobre la operación de cada una de las plantas nucleares españolas, y
- b) optimizar al máximo la coordinación entre los sistemas de protección de las centrales nucleares y de la red de alta tensión.

B) Continuidad del servicio:

En ciertas condiciones, cortocircuitos severos, próximos a subestaciones con centros de transformación que alimentan mercados importantes, pueden originar pérdidas relevantes de carga. Éstas, además, pueden introducir fuertes desequilibrios en el balance generación-demanda del sistema.

Los efectos de estas contingencias serán función de la concentración de:

- a) centros de transformación, y
- b) la sensibilidad que presenten las cargas frente a variaciones significativas en la tensión y/o la frecuencia del sistema.

C) Interconexión con el resto del Sistema UCPTE

En las perturbaciones con consecuencias más graves, pueden llegar a actuar los relés de pérdida de sincronismo (DRS), instalados en las líneas de interconexión con Francia.

El sistema eléctrico francés, unido al resto del sistema europeo interconectado, presta un apoyo importante frente a perturbaciones severas en el sistema eléctrico peninsular. Por lo que mantener esta interconexión en condiciones de gran perturbación es de especial interés.

10.4.4. Clasificación de los elementos de la red

Según todo lo expresado anteriormente, se puede indicar que el equipamiento de protecciones debería intentar proporcionar, en el mayor número de elementos posible, e incluso con fallo simple, unas determinadas condiciones de despeje, en tiempo de eliminación y nivel de selectividad. Estas condiciones garantizarían el comportamiento adecuado del sistema bajo el punto de vista, tanto de la estabilidad, como del mantenimiento de: la generación, la alimentación a los mercados, y la interconexión del sistema peninsular con el resto de la UCPTE.

Con estas premisas, y según lo indicado, cabe distinguir dos grupos de embarrados en el conjunto de subestaciones de un área geográfica concreta, en función de los requisitos de actuación de sus protecciones:

1) *Embarrados no críticos*: aquéllos en los que un defecto en el propio embarrado, o en uno cualquiera de sus circuitos de salida, despejado por las protecciones de apoyo remoto en tiempos típicos de segunda zona (500 ms), no repercute sobre el sistema peninsular.

2) *Embarrados críticos*: aquéllos en los que el despeje de un defecto por protecciones de apoyo remoto, en tiempos típicos de segunda zona (500 ms), podría repercutir sobre el sistema.

Dentro de este último tipo de embarrados, podrían distinguirse varios subgrupos, en función de las condiciones de despeje en las que ya no se observarían repercusiones.

En un principio, se evaluarán las condiciones para despejar defectos, sin tener en cuenta la topología y/o la configuración concreta de las subestaciones. En una fase posterior, para todas las subestaciones que hayan resultado críticas, y para una serie de topologías y/o configuraciones concretas de subestaciones no críticas, será necesario aplicar un segundo análisis más detallado.

10.5. Planteamiento del estudio

En los elementos de una zona geográfica concreta, las condiciones de despeje se analizarán por etapas, mediante la simulación dinámica de contingencias de cortocircuito.

En una primera fase, en la que no se tendrá en cuenta la topología de las subestaciones, se analizará cómo repercute despejar faltas por las protecciones de apoyo remoto en tiempos típicos de segunda zona (500 ms).

Posteriormente, en una segunda fase, donde

no sea admisible eliminar por protecciones de apoyo en tiempo típico de segunda zona, se estudiará cómo repercute despejar por las protecciones de apoyo local. Ello, considerando la topología concreta de la subestación. Se identificarán, en última instancia, los tiempos concretos que evitarían cualquier tipo de repercusión sobre el sistema (condiciones ideales de despeje).

Paralelamente, donde sea admisible despejar por protecciones de apoyo remoto en tiempos típicos de segunda zona (500 ms), se estudiarán los efectos de condiciones muy específicas de eliminación, que pudieran ser menos favorables. Por ejemplo, por protecciones de apoyo de transformadores y despejes en tercera zona. También se considerará la topología concreta de la subestación.

La figura 52 ilustra el planteamiento sistemático para realizar estas simulaciones dinámicas.

10.5.1. Primera fase: Análisis general

Como primer paso, se plantea la simulación de cortocircuitos trifásicos francos en barras, alimentados desde todas las posiciones durante el tiempo típico de despeje de defectos en segunda zona (0.5 seg; valor central del rango típico de tiempos de despeje en segunda zona, apartado 10.4.2.2 de este capítulo).

Opcionalmente, podrá abordarse un proceso previo para clasificar los perfiles de los huecos de tensión asociados a los cortocircuitos. De esta forma, se establecerá, para cada nivel de tensión, una clasificación de los nudos de la zona bajo estudio. Dicha clasificación se hará en función de los valores de tensión que, con falta en el nudo, se presentan en:

- **a)** barras de generación de los diferentes grupos generadores (nucleares, térmicos convencionales, y emplazamientos hidráulicos con importante concentración de potencia), y

- **b)** embarrados de subestaciones relevantes de alimentación a mercado.

En estas clasificaciones, las subestaciones aparecerán ordenadas de menores a mayores valores de tensión.

Estas listas ordenadas de subestaciones se podrán utilizar como guía para determinar la secuencia más idónea de las simulaciones dinámicas. Así, se comenzará por aquellas subestaciones que presentan las mayores exigencias de despeje de defectos. Tras realizar las simulaciones dinámicas, se establecerá ya una primera clasificación de embarrados críticos y no críticos.

Sobre el conjunto de los embarrados identificados como críticos, se deberán plantear simulaciones adicionales. Ello, hasta conocer las condiciones de despeje en las que cualquier defecto, para dichos embarrados, no repercuta sobre el sistema peninsular.

Se plantearán estas simulaciones de manera escalonada, con unas condiciones de despeje cada vez más exigentes, hasta que en cada embarrado se consiga identificar las condiciones ideales, descritas anteriormente.

De forma concreta, se han establecido estos 'escalones':

- Despeje por protecciones de apoyo remoto, considerando un tiempo reducido de eliminación en segunda zona (400 ms: extremo inferior del rango típico de tiempos de despeje en segunda zona, apartado 10.4.2.2 de este capítulo).
- Despeje por protecciones de apoyo local -fallo de interruptor-, en tiempo típico (300 ms: valor central del rango típico de tiempos de eliminación por protección de fallo de interruptor, apartado 10.4.2.2).
- Cálculo del tiempo máximo de despeje por protecciones de apoyo local -fallo de interruptor-, en pasos discretos de 50 ms, a partir del correspondiente al tiempo típi-

co de eliminación por protección de fallo de interruptor, y disminuyendo este valor hasta que no se produzcan incidencias sobre el sistema.

El proceso anterior se ilustra en la figura 52. Tras realizar cada uno de los escalones, el conjunto de embarrados a analizar en el siguiente se limita a aquéllos donde la condición de despeje evaluada ha provocado alguna repercusión en el sistema peninsular. De este modo, se consigue, sistemáticamente, reducir el número de simulaciones dinámicas a realizar.

Los dos últimos escalones planteados, en los que actúan las protecciones de apoyo local, exigen considerar la topología concreta de la subestación, y forman parte, por ello, del apartado que se incluye a continuación.

10.5.2. Segunda fase: Consideración de la topología de red

Tras finalizar la primera fase, y con los resultados aportados por ésta, se simularán situaciones de despeje, condicionadas por la topología particular de las subestaciones.

Los *embarrados críticos* (ver apartado 10.4.4 de este capítulo) son aquéllos que, para evitar repercusiones sobre el sistema, exigen condiciones más restrictivas de despeje que las proporcionadas por las protecciones de apoyo remoto en tiempo típico de segunda zona. En el conjunto de estos embarrados se analizará cómo repercute despejar por la actuación de las protecciones de fallo de interruptor.

Además, en el conjunto de *embarrados críticos* habrá que estudiar, los casos específicos de:

- *Subestaciones de doble barra con acoplamiento*

El objetivo será analizar la influencia de la actuación de la protección del acoplamiento bajo el punto de vista, tanto de los tiempos para despejar defectos, como del

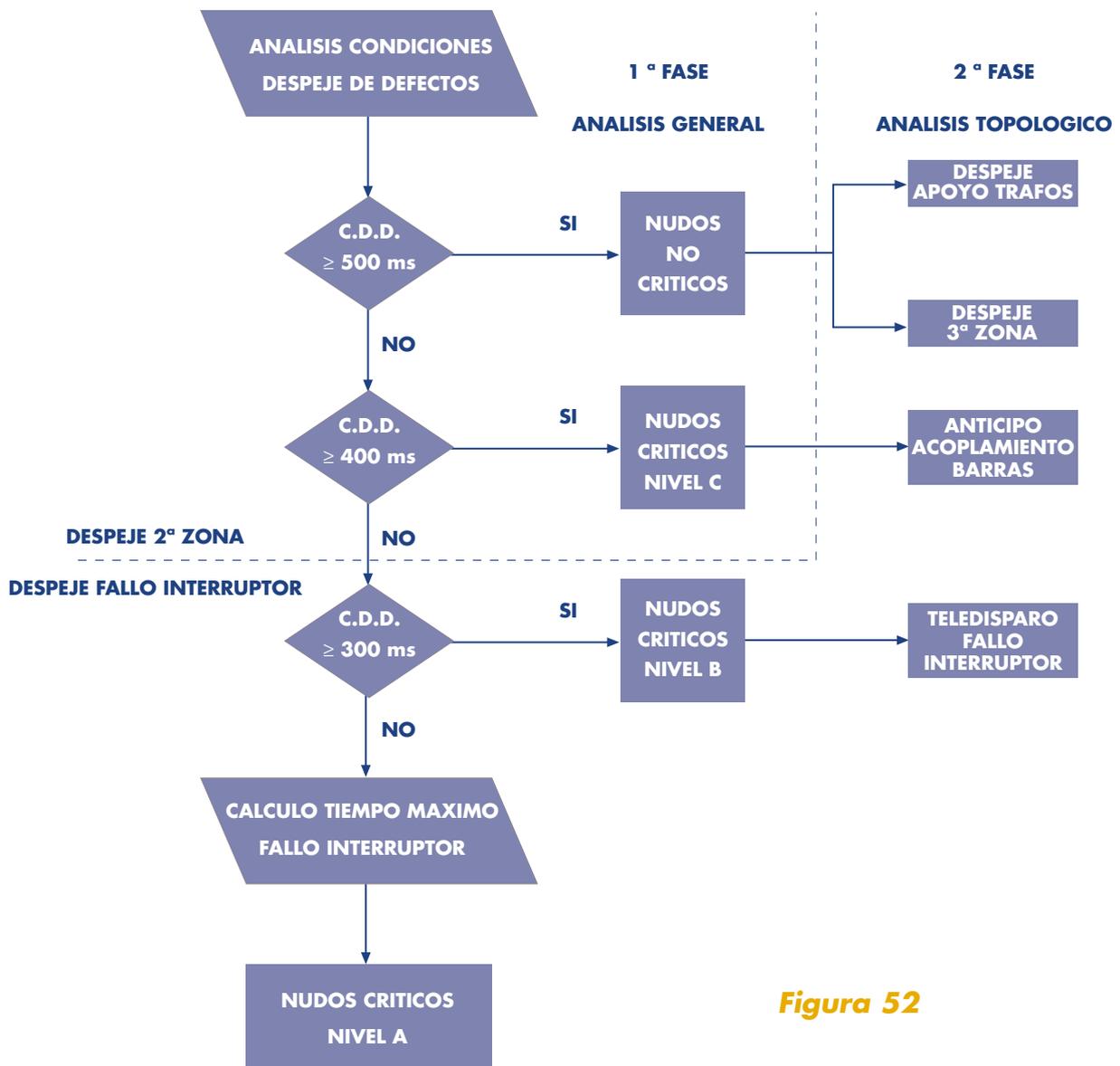


Figura 52

mayor/menor grado de selectividad en esta actuación.

- *Subestaciones de interruptor y medio, y subestaciones en anillo*

Se analizará la necesidad, o no, de incorporar teledisparo a los extremos remotos de los circuitos incidentes en la subestación, caso de actuar la protección de fallo de interruptor.

Por su parte, los *embarrados no críticos* (ver apartado 10.4.4. de este capítulo) son aqué-

llos en que las condiciones para despejar defectos por protecciones de apoyo remoto, con ajuste típico de segunda zona -500 ms-, no provocan incidencias en el sistema. En el conjunto de ellos, habrá que estudiar, entre otros, los siguientes casos:

- *Subestaciones con circuitos de salida a transformador*

En este caso concreto, y en función del tipo de protección del transformador, el tiempo de despeje por apoyo remoto será, en general, más elevado que el típico de actuación

en segunda zona (0.5 s). Estas subestaciones, aun siendo no críticas para las hipótesis de tiempo de despeje de 500 ms, pueden requerir, sin embargo, un tiempo máximo admisible para que actúe la protección del transformador en función de apoyo. Tales requisitos pueden llegar a condicionar la elección del modelo y ajuste del relé, o incluso, el tipo concreto de protección.

Se analizará, por ello, cómo influye el tiempo en que actúa la protección de apoyo remoto del transformador, contemplándose:

a) las propias protecciones (relés de sobreintensidad con características inversas, en general), o

b) relés de tiempo fijo con ajustes superiores al tiempo típico de despeje en segunda zona (0.8, 1 s).

- *Despejes de defectos en tercera zona*

Se analizarán los posibles efectos desfavorables asociados a las hipótesis de fallo que exijan despejar el defecto por actuación de terceras zonas de líneas. Para simular estas hipótesis de fallo, no se contemplarán criterios fijos de despeje (tiempos de actuación de protecciones y selectividad). En su lugar, se incorporarán modelos que representen, con la mayor fidelidad posible, cómo actúan las protecciones reales de apoyo implicadas.

10.6. Hipótesis y datos de entrada

10.6.1. Repartos de cargas base

Los estudios de simulación dinámica se deben aplicar sobre unos ficheros de reparto de cargas, que reflejen las condiciones normales de explotación del sistema eléctrico nacional, y que cuenten con un nivel de representación adecuado para el tipo de análisis que se pretende realizar.

Por todo ello, se propone tomar como base los dos ficheros de reparto de cargas del Proyecto ESCENRED, que proceden de dos casos concretos del sistema de tiempo real: punta de invierno (19 horas del día 23/1/1992) y valle de verano (5 horas del día 5/8/1991). Se han actualizado estos ficheros, incorporando todas las instalaciones de la red de transporte que han entrado en servicio desde entonces hasta la fecha actual.

En el caso concreto del escenario de valle, se analizarán los descargos existentes, y se incorporarán los cambios necesarios para que el caso sea verdaderamente representativo de una condición de red tipo, en situación de valle.

En estos mismos casos, se han representado las redes de los sistemas externos interconectados, Francia y Portugal, de forma detallada. Se ha incluido la representación de la interconexión de la red francesa con el resto del sistema UCPTÉ, mediante un equivalente proporcionado por EDF.

Sobre estos ficheros de reparto de cargas, se están incorporando, a través del Proyecto ESCENRED, las representaciones de los servicios auxiliares de las centrales nucleares peninsulares, así como las redes de tensiones inferiores (110-132 kV) asociadas a las fuentes de alimentación alternativa de estas centrales.

En los dos ficheros de reparto de cargas, se contemplarán unos valores de intercambio de potencia con Francia, acordes con los contratos firmados.

10.6.2. Comportamiento dinámico de grupos generadores

Para los grupos generadores, y reguladores asociados, se utilizarán los modelos y datos dinámicos contenidos en la Base de Datos Dinámicos del Grupo GESTA.

Esta Base de Datos incorpora, gracias a los datos aportados por el Proyecto ESCENRED,

unos modelos muy detallados de todas las centrales nucleares españolas, que, en la mayor parte de los casos, el usuario ha tenido que desarrollar específicamente. Los modelos de los reguladores de velocidad de estos grupos contemplan la existencia de sistemas de reducción de carga en turbina, frente a embalamientos.

En este sentido, hay que recordar la gran influencia de estos sistemas en la respuesta de los grupos frente a cortocircuitos próximos, como ya se indicó en el apartado 10.4.3. A) de este capítulo. Por ello, el modelado de los grupos térmicos clásicos que dispongan de este sistema deberá incorporar también su representación de manera adecuada.

Con carácter general, se supervisarán en el estudio las magnitudes controladas por los principales dispositivos de protección instalados en los grupos generadores, y que pueden llegar a provocar su desconexión de la red. En el caso concreto de las centrales nucleares, estas magnitudes se contrastarán con los ajustes de protecciones, recopilados a través del Proyecto ESCENRED.

10.6.3. Representación de cómo se comportan las cargas del sistema

Con carácter general, en las cargas se considerará una característica global de intensidad constante para la potencia activa, e impedancia constante para la reactiva (IZ).

Se simulará el comportamiento de las cargas de servicios auxiliares de las centrales nucleares, incluyendo modelos específicos: individuales (CMOTOR), para los grandes motores, y más generales (CLOAD), para las restantes cargas.

Además, se incorporará un modelo para supervisar los valores alcanzados por la tensión en los nudos con mercado. Así, se podrá evaluar, en la medida de lo posible, la extensión del mercado en el que podrían desconectar abonados, debido a 'huecos' de tensión.

10.6.4. Protecciones de la red de transporte

Se simulará cómo se comportan los relés de pérdida de sincronismo (DRS), instalados en ambos extremos de las líneas de la interconexión con Francia, incorporando modelos de usuario.

Con carácter general, se incluirán los modelos de chequeo automático de líneas: RELAY1 (comportamiento de relés de distancia con características circulares y ajustes típicos), y OSSCAN (detección de posibles condiciones de pérdida de sincronismo).

REE
RED ELECTRICA

10
aniversario

RED ELECTRICA DE ESPAÑA, S.A.

P.º del Conde de los Gaitanes, 177. La Moraleja. 28109 Madrid
Teléfonos: (91) 650 85 00 – 20 12 Fax: (91) 650 45 42 – 76 77

Coordinación y Edición del documento: RED ELECTRICA
Grafismo: ZEN Comunicación Visual
Impresión: GRÁFICAS ARIES

