



CONSULTORÍA PARA ELABORAR MANUAL DE
PROCEDIMIENTOS PARA LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES EN EL CND

Contrato de Prestación de Servicios No. 4500012147

**GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES DEL STN**

DOCUMENTO IEB-0350-00-01

Revisión 0



Itagüí, julio de 2000

LISTA DE DISTRIBUCIÓN

Copias de este documento han sido entregadas a:

	Empresa	Copias
Ing. Armando Burgos	ISA E.S.P.	1
Biblioteca	IEB S.A.	1

Las observaciones que resulten de su revisión y aplicación deben ser informadas a IEB S.A.

TABLA DE CONTROL Y REVISIÓN

NÚMERO DE REVISIÓN		0	1	2	3	
R E S P O N S A B L E S	Elaboración	Nombre	LAG/BHG /JCA/JJT			
		Firma				
		Fecha	00/07/15			
	Aprobación	Nombre	JDA/JMT			
		Firma				
		Fecha	00/07/20			
	Auditoría	Nombre	JAB			
		Firma				
		Fecha	00/07/25			

BHG: Beatriz Helena González

JCA: Juan Carlos Arias

JJT: John Jairo Tobón

LAG: Luis Alfonso Giraldo

JDA: José Dariel Arcila

JMT: Juan Manuel Trillos

JAB: Jaime Alberto Blandón

TABLA DE CONTENIDO

1.	OBJETO.....	9
2.	INTRODUCCIÓN.....	9
3.	TERMINOLOGÍA, SIMBOLOGÍA Y CONSIDERACIONES SOBRE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	9
3.1	TERMINOLOGÍA.....	9
3.1.1	Exactitud	10
3.1.2	Clase de exactitud	10
3.1.3	Confiabilidad.....	11
3.1.4	Fiabilidad o redundancia.....	11
3.1.5	Seguridad	11
3.1.6	Sensibilidad	12
3.1.7	Relé de parámetros conmutables.....	12
3.1.8	Impedancia aparente	12
3.1.9	Resistencia de arco	12
3.1.10	Señal de bloqueo.....	12
3.1.11	Señal permisiva.....	12
3.1.12	Señal de aceleración	13
3.1.13	Falla interruptor	13
3.1.14	Coordinación de protecciones.....	13
3.1.15	Polarización cruzada	13
3.1.16	Polarización dual	14
3.1.17	Relé diferencial de corriente	14
3.1.18	Relé de distancia	14
3.1.19	Impedancia de falla	14
3.1.20	Transformador de puesta a tierra.....	14
3.1.21	Corriente de Infeed.....	15
3.1.22	Corriente de Outfeed	15
3.1.23	Multiterminal.....	15
3.1.24	Protección por comparación de fases	15
3.1.25	Esquema de comunicación piloto.....	15
3.1.26	Comparación de fase segregada	15
3.1.27	Impedancia de la fuente	15
3.1.28	Fuente de corriente de falla	15
3.1.29	Oscilación.....	16
3.1.30	Disparo transferido	16
3.1.31	Desbloqueo	16
3.1.32	Esquema híbrido.....	16
3.1.33	Protección principal de equipos	16
3.1.34	Protección principal sistémica.....	16
3.1.35	Protección de respaldo	16
3.1.36	Autochequeo	17
3.1.37	Relé de sobrecorriente temporizado	17
3.1.38	Relé de sobrecorriente direccional	17
3.1.39	Discrepancia de polos.....	17

3.1.40	Relé de baja frecuencia	18
3.1.41	Registrador secuencial de eventos (Sequence Of Events, SOE).....	18
3.1.42	Registrador de fallas	18
3.2	SIMBOLOGÍA DE DISPOSITIVOS USADOS EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	18
3.2.1	Norma ANSI/IEEE	19
3.2.2	Norma IEC.....	20
3.2.3	Diferencia filosófica entre normas ANSI e IEC.....	21
3.2.4	Simbología según Norma ANSI/IEEE e IEC.....	21
3.3	CONSIDERACIONES SOBRE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	25
3.3.1	Selección de acuerdo con normas ANSI	25
3.3.2	Selección de acuerdo con normas IEC	28
3.3.3	Valores secundarios de los ajustes de las protecciones.....	28
4.	PROTECCIONES DE LÍNEAS	29
4.1	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	29
4.1.1	Confiabilidad.....	30
4.1.2	Selectividad y coordinación	30
4.1.3	Velocidad o tiempo de despeje de fallas	31
4.1.4	Sensibilidad de la protección	31
4.1.5	Simplicidad.....	31
4.1.6	Respaldo	31
4.2	SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA	32
4.2.1	Importancia y función de la línea	32
4.2.2	Factores del Sistema	32
4.2.3	Comunicaciones	35
4.2.4	Tecnologías nuevas vs. Tecnologías viejas	35
4.2.5	Compromisos del diseño del esquema de protección.....	35
4.3	CONSIDERACIONES DE REDUNDANCIA Y RESPALDO.....	35
4.4	ESQUEMAS DE RELÉS.....	36
4.4.1	Esquemas sin señales piloto o no completamente selectivos.....	36
4.4.2	Esquemas pilotos o completamente selectivos	53
4.4.3	Esquemas de Teleprotección.....	55
4.4.4	Funciones adicionales.....	64
4.4.5	Protecciones de sobre y baja tensión.....	72
4.4.6	Relé de recierre y verificación de sincronismo	72
4.4.7	Protección de falla interruptor	74
4.4.8	Protección de líneas compensadas en serie.....	77
5.	PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES.....	86
5.1	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR.....	87
5.1.1	Tipos de relés diferenciales para protección de transformadores	88
5.1.2	Formas de conectar la protección diferencial en el devanado terciario.....	91
5.1.3	Conexión diferencial larga y conexión diferencial corta.....	92
5.1.4	Factores a considerar en el ajuste de la protección diferencial.....	92
5.1.5	Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa.....	94
5.1.6	Cálculo de factores de compensación.....	95
5.1.7	Selección de la corriente diferencial de umbral	95
5.1.8	Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna	96

5.2	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.....	96
5.2.1	Protección de fases	97
5.2.2	Sobrecorriente de fase instantánea.....	98
5.2.3	Protección de falla a tierra	99
5.2.4	Protección de sobrecorriente para el devanado terciario.....	99
5.2.5	Protección del transformador de puesta a tierra.....	100
5.3	PROTECCIONES MECÁNICAS	103
5.3.1	Relé de presión súbita o válvula de sobrepresión (SPR).....	103
5.3.2	Relé Buchholz	103
5.3.3	Detectores de nivel de aceite.....	104
5.3.4	Detectores de temperatura	104
5.3.5	Relé de imagen térmica.....	104
5.4	PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR	104
5.5	RELÉ DE VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO	105
6.	PROTECCIONES DE COMPENSACIONES	105
6.1	COMPENSACIÓN REACTIVA	105
6.1.1	Configuraciones típicas.....	105
6.1.2	Principales tipos de fallas en reactores de terciario.....	107
6.1.3	Esquemas de protección asociados con reactores de terciario tipo seco.....	108
6.1.4	Principales tipos de fallas en reactores de línea.....	110
6.1.5	Esquemas de protección asociados con el reactor sumergido en aceite.....	111
6.2	COMPENSACION CAPACITIVA EN DERIVACIÓN	114
6.2.1	Configuraciones típicas.....	114
6.2.2	Esquemas de protección asociados con bancos de condensadores	117
6.2.3	Consideraciones del Sistema.....	125
7.	PROTECCIONES DE GENERADORES	126
7.1	PROTECCIONES PARA FALLAS EN LA MÁQUINA.....	127
7.1.1	Fallas eléctricas.....	127
7.1.2	Fallas mecánicas.....	153
7.2	PROTECCIONES PARA FALLAS EXTERNAS	154
7.2.1	Protección contra sobretensiones	154
7.2.2	Protección contra bajas tensiones.....	155
7.2.3	Protección contra motorización o potencia inversa	155
7.2.4	Protección contra corrientes desbalanceadas en el estator	156
7.2.5	Protección de respaldo contra fallas externas	158
7.2.6	Relé de baja frecuencia	160
7.2.7	Relé de falla interruptor	161
7.2.8	Protección de pérdida de sincronismo.....	163
7.3	ARREGLOS DE PROTECCIONES DE GENERADORES	164
8.	PROTECCIONES DE BARRAS	169
8.1	CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	170
8.1.1	Corriente directa transitoria.....	170
8.1.2	La Impedancia de los cables del secundario del CT y sus relés asociados, medidores y CT's auxiliares.....	171
8.2	ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE BARRAS	171

8.2.1	Protección diferencial de barras.....	171
8.2.2	Protección diferencial parcial	172
8.2.3	Zonas diferenciales combinadas.....	173
8.2.4	Protección de barras con comparación direccional.....	173
8.3	CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEGÚN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	174
8.3.1	Barra sencilla.....	175
8.3.2	Barra con secciones múltiples y acople de barras	175
8.3.3	Barra principal y barra de transferencia.....	176
8.3.4	Doble barra.....	176
8.3.5	Interruptor y medio.....	177
8.4	AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE BARRAS	178
8.4.1	Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa.....	178
8.4.2	Cálculo de factores de compensación.....	178
8.4.3	Selección de la corriente diferencial de umbral	179
8.4.4	Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna	179
9.	GUÍA PARA LA COORDINACIÓN SISTÉMICA DE PROTECCIONES DEL STN	180
9.1	ANTECEDENTES	180
9.2	RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES Y DEL CND.....	181
9.3	RESPONSABILIDADES POR LOS ESTUDIOS ESPECÍFICOS	184
9.3.1	Disparos de generación por inestabilidad	184
9.3.2	Disparos por oscilación de potencia en líneas de transmisión	184
9.3.3	Disparos de generadores por sobretensión	185
9.3.4	Disparos por baja tensión en generadores	185
9.3.5	Disparos por sobretensión en el sistema	185
9.3.6	Disparos por baja tensión en el sistema	186
9.3.7	Bloqueos y disparos por oscilación de potencia en el sistema.....	186
9.3.8	Deslastres de carga	187
9.3.9	Recierres en las líneas.....	187
9.4	METODOLOGÍA PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SISTÉMICAS	187
9.4.1	Disparos por inestabilidad. Relés de Pérdida de Sincronismo en Generadores	188
9.4.2	Disparos por sobretensión.....	193
9.4.3	Disparos por baja tensión.....	194
9.4.4	Bloqueos por oscilación de potencia	195
9.4.5	Disparos por oscilación de potencia en líneas.....	197
9.4.6	Disparos sistémicos por sobretensión	199
9.4.7	Disparos sistémicos por baja tensión	199
9.4.8	Recierres y verificadores de sincronismo	200
10.	REFERENCIAS	202

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Nomenclatura de TC según norma IEC	11
---	----

Figura 2 – Señales en cuadratura.....	14
Figura 3 Curva de excitación transformador de corriente 2000:5 A	27
Figura 4 Características básicas del relé de distancia	37
Figura 5 Característica general alcance de zonas protección distancia	38
Figura 6. Alcances de zona	39
Figura 7. Diagrama unifilar típico para ajustar las zonas de la protección distancia.....	39
Figura 8. Efecto Infeed en Zona 1.....	40
Figura 9 Variación de $Z_{aparente}$ por el efecto Infeed en Zona 1.....	41
Figura 10 Coordinación de las zonas 2 de líneas adyacentes.....	44
Figura 11 Efecto Infeed en Zona 2.....	44
Figura 12 Esquema de disparo directo subalcanzado.....	56
Figura 13 Esquema de disparo permisivo subalcanzado	57
Figura 14 Esquema de disparo permisivo sobrealcanzado	58
Figura 15 Esquema de aceleración de zona.....	59
Figura 16 Esquema de disparo transferido permisivo por comparación direccional	60
Figura 17 Esquema de bloqueo por comparación direccional	61
Figura 18 Esquema híbrido por comparación direccional	62
Figura 19. Lógica de inversión de corriente: preinversión.....	63
Figura 20. Lógica de inversión de corriente: postinversión	64
Figura 21. Banda de evaluación de la oscilación de potencia	65
Figura 22. Zona de detección de carga	66
Figura 23 Lógica de eco y terminal débil	69
Figura 24 Lógica de eco.....	70
Figura 25 Protección tramo de línea.....	71
Figura 26 Relé de verificación de sincronismo	73
Figura 27. Ajuste relé de falla interruptor configuración barra sencilla	75
Figura 28 Ajuste relé de falla interruptor configuración en anillo.....	75
Figura 29 Ajuste relé de falla interruptor configuración interruptor y medio.....	76
Figura 30 Protección zona muerta relé falla interruptor	76
Figura 31 Protección convencional de condensadores con gap.....	80
Figura 32 Protección de un condensador con conjunto gap-resistencia	82
Figura 33 Ajuste de zonas en líneas compensadas	82
Figura 34 Protección distancia con sobrealcance permisivo.....	83
Figura 35 Compensación serie de líneas paralelas.....	84
Figura 36 Protecciones principales de un transformador	87
Figura 37 Conexión protección diferencial porcentual transformador Y- Δ	89
Figura 38 Protección diferencial porcentual autotransformador sin carga en la delta del terciario.....	89
Figura 39 Protección diferencial porcentual autotransformador con carga en la delta del terciario.....	90
Figura 40 Protección diferencial de alta impedancia para un autotransformador sin carga en el terciario	91
Figura 41 Esquemas de conexión de la protección diferencial en el devanado terciario	92
Figura 42 Protección diferencial de autotransformador ante falla externa.....	96
Figura 43 Protección diferencial de autotransformador ante falla interna.....	96
Figura 44 Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente.....	100
Figura 45 Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) Y- Δ	101

Figura 46. Esquema de protecciones de un transformador de puesta a tierra.....	102
Figura 47 Reactor conectado al terciario de un transformador de potencia.....	106
Figura 48 Reactor conectado a una barra.....	107
Figura 49 Reactor con o sin reactor de neutro y conectado a una línea conmutable o no	107
Figura 50. Protección de tierra restringida barra terciaria	109
Figura 51 Protecciones reactor de línea	112
Figura 52 Configuración física de un banco de condensadores	115
Figura 53 Energización “bank to bank”	119
Figura 54 Protecciones compensación capacitiva en paralelo.....	125
Figura 55 Característica del relé diferencial porcentual	128
Figura 56 Relé diferencial de alta impedancia.....	129
Figura 57 Esquema de conexión de la protección de autobalanceo.....	129
Figura 58 Conexión de relé diferencial para generador de seis bujes conectado en estrella	130
Figura 59 Generador de doce bujes	130
Figura 60 Generador de fase partida.....	131
Figura 61 Generador conectado en delta.....	131
Figura 62 Protección de fase partida usando transformadores de corriente separados	132
Figura 63 Protección de fase partida usando transformadores de corriente de una ventana.....	133
Figura 64 Protección de fase partida usando transformadores de corriente de dos ventanas	134
Figura 65 Aplicación de relé diferencial y relé de fase partida	134
Figura 66 Protección de falla a tierra sensible	136
Figura 67 Protección de falla a tierra del generador con aterrizaje de alta impedancia.....	137
Figura 68 Protección de tierra para generador (A) de dos devanados y (B) compuesto	138
Figura 69 Esquema de baja tensión de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador.	142
Figura 70 Esquema de sobretensión de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador	143
Figura 71 Esquema diferencial de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador.....	143
Figura 72 Esquema de inyección de tensión subarmónica para protección de falla a tierra del generador	144
Figura 73 Protección de respaldo con sobrecorriente	145
Figura 74 Protección para falla a tierra con puesta a tierra a través de un transformador zigzag.....	146
Figura 75 Circuito de detección de tierra	147
Figura 76 Aplicación de relé de balance de tensión.....	149
Figura 77 Ejemplo ajuste de nivel dual volts / Hz	151
Figura 78 Ejemplo de ajuste inverso volts /Hz.....	152
Figura 79 Protección de corriente desbalanceada	157
Figura 80 Característica de relé de corriente desbalanceada.....	157
Figura 81 Aplicación de la protección contra fallas externas para una unidad generador transformador	158
Figura 82 Aplicación de la protección contra fallas externas para un generador conectado directamente al sistema.....	159
Figura 83 Diagrama funcional de esquema de falla interruptor para generador	162
Figura 84 Diagrama funcional de esquema de falla interruptor con detección de arco eléctrico con interruptor abierto	163
Figura 85 Configuración unidad generador transformador	165
Figura 86 Configuración unidad generador transformador con interruptores.....	166

Figura 87	Generadores compuestos.....	167
Figura 88	Protección para generadores compartiendo una unidad de transformador.....	168
Figura 89	Protección para generadores conectados directamente a un sistema de distribución..	169
Figura 90	Protección diferencial de barras	170
Figura 91	Principio de la protección diferencial porcentual	172
Figura 92	Esquema de protección de barras con zonas diferenciales combinadas	173
Figura 93	Configuración en anillo.....	175
Figura 94	Protección diferencial en una barra sencilla.....	175
Figura 95	Protección diferencial en una barra con seccionamientos múltiples.....	176
Figura 96	Protección diferencial en una S/E con barra principal y barra de transferencia	176
Figura 97	Protección diferencial en una S/E con doble barra	177
Figura 98	Protección diferencial en una S/E interruptor y medio	178
Figura 99	Corrientes diferenciales ante falla externa.....	179
Figura 100	Corrientes diferenciales ante falla interna	180
Figura 101	Lugar geométrico de la impedancia en un deslizamiento polar	189
Figura 102	Característica de actuación de un relé de pérdida de sincronismo	190
Figura 103	Ejemplos de diversas condiciones de oscilación.....	191
Figura 104	Característica de un relé de pérdida de sincronismo.....	192
Figura 105	Operación de bloqueo del relé ante la oscilación	196
Figura 106	Separación en subsistemas ante la pérdida de sincronismo	198

1. OBJETO

Presentar un manual de procedimientos para la coordinación de protecciones con visión sistémica, es decir, observando la conveniencia de su actuación, bloqueo o control suplementario, en función de las necesidades del STN (Sistema de Transmisión Nacional).

Estas guías atienden los requerimientos de la Resolución 080 de 1999, emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, en el sentido de que la responsabilidad de observar una adecuada coordinación de protecciones en el STN, le corresponde al Centro Nacional de Despacho – CND.

2. INTRODUCCIÓN

El presente manual tiene como objetivo la homologación de criterios para el ajuste de las protecciones del STN, considerando las redes de alta y Extra-Alta tensión los puntos de conexión, y los generadores despachados centralmente por el CND, así como considerando las conexiones internacionales.

La filosofía de los criterios establecidos se basa en garantizar la adecuada calidad del suministro y del transporte de la energía eléctrica, con niveles de confiabilidad óptimos para el sistema (criterios de fiabilidad y de seguridad), manteniendo las características de selectividad y velocidad con las prácticas más modernas utilizadas hoy en día sobre el tema, aplicadas al STN colombiano y considerando sus aspectos particulares tales como la radialidad de la red, la conformación de áreas globales y operativas, las condiciones de guerra, los elevados niveles ceráunicos, la composición energética hidráulica/térmica, las regulaciones existentes en materias operativas y de conexión, las características del mercado de energía mayorista, etc.

3. TERMINOLOGÍA, SIMBOLOGÍA Y CONSIDERACIONES SOBRE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

3.1 TERMINOLOGÍA

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

Los términos relacionados con la calidad de la medida y filosofía de la protección son definidos a continuación.

3.1.1 Exactitud

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

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

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

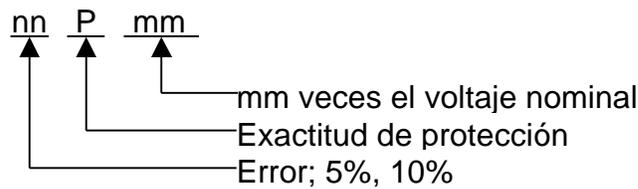
3.1.2 Clase de exactitud

La definición de la clase de exactitud de los transformadores de medida, difiere entre la corriente americana, representada por las normas de la organización ANSI y la corriente internacional, originada en Europa y representada por la organización IEC.

El término clase de exactitud es empleado para definir la calidad en el desempeño en estado estable de un transformador de medida.

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

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



Ejemplo:

Un CT de 30 VA, clase 5P10, de 5 A significa que éste CT tiene un error máximo del 5%, cuando el voltaje sea de 60 V (10 veces 6 voltios).

El voltaje nominal es $30 \text{ VA} / 5 \text{ A}$

Figura 1 – Nomenclatura de TC según norma IEC

3.1.3 Confiabilidad

La confiabilidad expresa el atributo de un relé o sistema de protección de operar correctamente ante situaciones en las cuales está diseñado para operar. Este concepto se expresa en términos de las propiedades de dos conceptos : fiabilidad (o redundancia) y seguridad.

3.1.4 Fiabilidad o redundancia

La fiabilidad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el sistema de protección operará correctamente ante la presencia de una falla, retirando la fuente de alimentación a la misma. Se mide como la probabilidad de que el sistema actúe efectivamente en presencia de una falla.

3.1.5 Seguridad

La seguridad es el aspecto de la confiabilidad que expresa el grado de certeza de que el relé no operará incorrectamente ante ausencia de fallas o sin considerar la naturaleza de la operación del sistema de potencia. Se mide como la probabilidad de que el sistema de protecciones no presente actuaciones en ausencia de falla o que actúen otras protecciones diferentes a las que debieron actuar, o que lo haga sin considerar la naturaleza del estado operativo del sistema de potencia.

3.1.6 Sensibilidad

En el campo de las protecciones, la sensibilidad se expresa como el valor mínimo de la señal de entrada o el cambio en la señal de entrada, que hace que el relé opere.

3.1.7 Relé de parámetros conmutables

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

3.1.8 Impedancia aparente

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

3.1.9 Resistencia de arco

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

3.1.10 Señal de bloqueo

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

3.1.11 Señal permisiva

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

3.1.12 Señal de aceleración

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

3.1.13 Falla interruptor

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

3.1.14 Coordinación de protecciones

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

3.1.15 Polarización cruzada

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

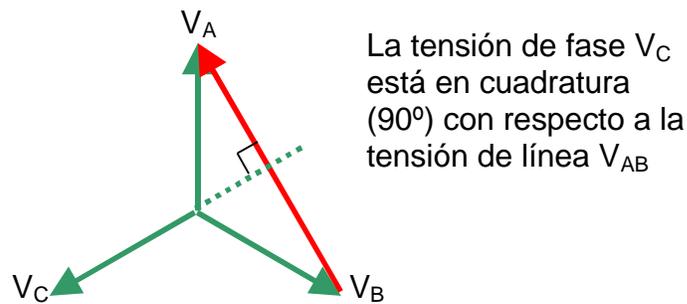


Figura 2 – Señales en cuadratura

3.1.16 Polarización dual

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

3.1.17 Relé diferencial de corriente

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

3.1.18 Relé de distancia

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

3.1.19 Impedancia de falla

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

3.1.20 Transformador de puesta a tierra

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

3.1.21 Corriente de Infeed

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

3.1.22 Corriente de Outfeed

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

3.1.23 Multiterminal

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

3.1.24 Protección por comparación de fases

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

3.1.25 Esquema de comunicación piloto

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

3.1.26 Comparación de fase segregada

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

3.1.27 Impedancia de la fuente

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

3.1.28 Fuente de corriente de falla

Es un extremo que contribuye con una cantidad significativa de corriente a una falla en el elemento protegido. Se debe tener en cuenta que no es necesario que exista generación en ese extremo para que sea fuente de corriente de falla.

Algunas cargas, tales como motores, pueden contribuir a la corriente de falla durante unos pocos ciclos dentro del tiempo de despeje de la falla.

3.1.29 Oscilación

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

3.1.30 Disparo transferido

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

3.1.31 Desbloqueo

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

3.1.32 Esquema híbrido

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

3.1.33 Protección principal de equipos

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

3.1.34 Protección principal sistémica

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

3.1.35 Protección de respaldo

Las protecciones de respaldo tienen la misión de despejar fallas en elementos del sistema de potencia que ya tienen una protección principal de equipo, para lo cual deben esperar un tiempo a fin de establecer que dicha protección no actuó y en su defecto entran a operar.

Pueden ser respaldos locales, cuando están ubicados en la misma instalación, o respaldos remotos, cuando se trata de protecciones ubicadas en otras instalaciones.

El ejemplo clásico de protección de respaldo local es la protección falla interruptor y el de protección remota es el de las zonas 2 y 3 de los relés de distancia

3.1.36 Autochequeo

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

3.1.37 Relé de sobrecorriente temporizado

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

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

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

3.1.38 Relé de sobrecorriente direccional

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

3.1.39 Discrepancia de polos

Esta es la condición en la cual los polos de un interruptor trifásico están en posiciones diferentes. Esta condición causa corrientes de secuencia negativa muy peligrosas en el equipo controlado por el interruptor, en especial en

máquinas rotativas. Esta condición también puede causar corrientes de secuencia cero en el sistema que pueden llevar al disparo indeseado de relés de tierra.

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

3.1.40 Relé de baja frecuencia

Estos relés son ajustados para eliminar carga del sistema automáticamente cuando la frecuencia de operación decrece a un valor específico por debajo de la frecuencia nominal o si su tasa de decrecimiento (df/dt) excede un nivel determinado. Se hace un disparo selectivo de la carga para prevenir un colapso del sistema y restaurar el balance entre la demanda y la generación.

Los relés de baja frecuencia permiten ajustes múltiples para asegurar que las cargas sean deslastradas en pequeños cantidades a medida que la frecuencia decrece.

3.1.41 Registrador secuencial de eventos (Sequence Of Events, SOE)

Es un sistema que vigila y registra el estado de eventos discretos tales como la posición abierta o cerrada de un interruptor o la activación o desactivación de una alarma o protección. Además de la información binaria, estos registradores indican el tiempo absoluto o relativo de la ocurrencia de los eventos observados.

3.1.42 Registrador de fallas

Es un dispositivo que guarda en memoria, a través de registros, las magnitudes de diferentes cantidades del sistema como tensiones y corrientes durante un tiempo determinado, luego de recibida una señal de arranque (corriente, voltaje, frecuencia). Cada registrador posee un ancho de banda y un rango dinámico que dicta la calidad de las observaciones. Las señales pueden ser registradas para vigilancia de cambios transitorios en el sistema, incluidos componentes de alta frecuencia, o para observación de fenómenos de larga duración, tales como oscilaciones de potencia.

3.2 Simbología de dispositivos usados en sistemas de protección

Dentro de los sistemas internacionales de normalización de elementos de sistemas de potencia, se encuentran las normas ANSI/IEEE e IEC. Cada una de

ellas ha definido un mecanismo de representación de los diferentes relés o equipos de protección.

3.2.1 Norma ANSI/IEEE

La simbología empleada por esta norma se basa en números aplicados a los dispositivos usados en subestaciones eléctricas y plantas de generación y en instalaciones donde existan aparatos de conversión.

Un número funcional del dispositivo, con un sufijo en letras cuando es necesario, identifica la función de cada dispositivo. Estos números son usados en planos esquemáticos, en diagramas elementales y de conexión, en libros de instrucción, en publicaciones y en especificaciones, encerrados dentro de un pequeño círculo.

3.2.1.1 Letras sufijos

En algunos casos se emplean letras como sufijos (después del número) con el fin de permitir la multiplicación de una misma función para aplicarla a una gran variedad de dispositivos. Permiten también resaltar partes individuales o específicas o contactos auxiliares de estos dispositivos. Estos sufijos deben usarse de tal manera que sólo tengan un significado para un equipo en particular. Sin embargo, cada sufijo no deberá consistir de más de tres letras, procurando mantener la función tan corta y simple como sea posible.

Cuando el mismo sufijo tiene diferentes significados en el mismo equipo, dependiendo del número del dispositivo, entonces se lista como el número más la letra en cada caso, por ejemplo: 63V, relé de vacío; 90V, regulador de voltaje.

3.2.1.2 Dispositivos auxiliares

Estas letras indican dispositivos auxiliares independientes, tales como :

LETRA	SIGNIFICADO
C	Relé de cierre o contactor
CL	Relé auxiliar en posición cerrada
CS	Conmutador de control
O	Relé de apertura o contactor
OP	Relé auxiliar en posición abierta
X, Y, Z	Relé auxiliar o repetidor

Tabla 1 – Sufijos ANSI para dispositivos auxiliares

3.2.1.3 Cantidades actuantes

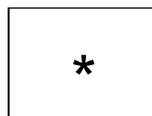
Estas letras indican la condición o cantidad eléctrica a la cual el dispositivo responde en el medio en el cual está localizado, tales como :

LETRA	SIGNIFICADO
A	Aire o amperios
C	Corriente
F	Frecuencia o flujo o falla
J	Diferencial
L	Nivel o líquido
P	Potencia o presión
PF	Factor de potencia
Q	Aceite
S	Velocidad o humo
T	Temperatura
V	Voltaje o voltios o vacío
W	Vatios o agua

Tabla 2 – Sufijos ANSI para cantidades actuantes

3.2.2 Norma IEC

El dispositivo relacionado con algún tipo de medida se representa a través de un recuadro como se muestra en la siguiente figura.



El asterisco debe ser reemplazado por una o más letras o símbolos indicando los parámetros del dispositivo, en el siguiente orden : cantidad característica y su modo de variación, dirección del flujo de energía, rango de ajuste, acción temporizada, valor del retardo de tiempo, etc.

El símbolo usado representa solamente la cantidad actuante en el mismo.

3.2.3 Diferencia filosófica entre normas ANSI e IEC

La filosofía constitutiva subyacente en los lenguajes simbólicos de ambas normas es radicalmente distinta, por lo cual es una práctica indebida mezclar ambas normas al elaborar planos.

Mientras que la norma ANSI establece un número funcional que designa totalmente una función de protección y todos los elementos constitutivos de una misma función, independientemente de su naturaleza o principio de operación, recibiendo el mismo número funcional, con sufijos para diferenciarlos y haciendo la diferencia en la naturaleza del principio de funcionamiento del elemento al dibujarlo, la norma IEC está orientada a representar en el dibujo mismo el principio de funcionamiento y la cantidad actuante, utilizando la designación de los elementos con otros fines. De hecho, la designación de elementos según la norma IEC tiene cuatro posibles connotaciones: Designación por división jerárquica de la instalación (designación “=”), designación por localización física del elemento (designación “+”), designación funcional (designación “-“) e identificación de punto de conexión (designación “:”).

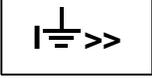
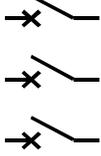
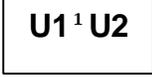
Por ejemplo, el relé de falla interruptor, designado bajo norma ANSI con el número funcional 51BF, no se distingue de un relé de sobrecorriente cualquiera bajo la norma IEC.

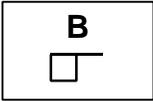
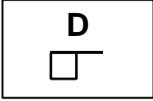
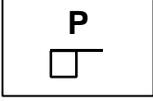
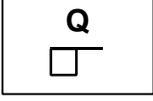
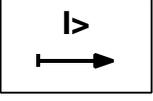
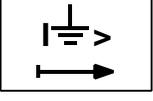
3.2.4 Simbología según Norma ANSI/IEEE e IEC

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

Función	ANSI/IEEE	IEC
Protección distancia es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia se incrementa o decrece superando límites predeterminados.	21	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 60px; margin: 0 auto;">Z<</div>
Relé de verificación de sincronismo es un dispositivo que opera cuando dos circuitos AC se encuentran dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los mismos.	25	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 60px; margin: 0 auto;">Syn</div>

Función	ANSI/IEEE	IEC
<p>Relé de bajo voltaje es un relé que funciona sobre un valor dado de baja tensión.</p>	27	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">3U<</div>
<p>Relé direccional de potencia es un dispositivo que funciona sobre un valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada.</p>	32	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;"> <p style="text-align: center;">P</p> <p style="text-align: center;">→</p> </div>
<p>Relé de baja potencia o baja corriente es un relé que funciona cuando el flujo de potencia o corriente decrece por debajo de un valor determinado.</p>	37	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">P<</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">I<</div>
<p>Relé de campo es un relé que opera ante un valor bajo anormal o por falla en el campo de la máquina, o un exceso en el valor de la reactancia de la corriente de armadura en una máquina AC indicando anormalidad en el campo de excitación.</p>	40	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">If<</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">Q></div>
<p>Relé de corriente de fase inversa o de balance de fases es un relé que funciona cuando las corrientes están en inversión de fases o desbalanceadas o contienen componentes de secuencia negativa.</p>	46	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">I₂></div>
<p>Relé de secuencia de fases es un relé que funciona sobre un valor predeterminado de voltaje polifásico en una secuencia de fases deseada.</p>	47	No Definido
<p>Relé térmico de transformador o máquina es un relé que funciona cuando la temperatura de una máquina u otro dispositivo de carga o transformador de potencia o rectificador de potencia excede un valor determinado.</p>	49	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">S></div>
<p>Relé de sobretemperatura del aceite</p>	49D	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: auto;">S></div>

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

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

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

3.3 CONSIDERACIONES SOBRE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

3.3.1 Selección de acuerdo con normas ANSI

Para la selección de un transformador de corriente asociado con un relé de protección, utilizando las normas ANSI, es necesario considerar los efectos de la saturación de estos elementos. Para ello, se debe tener en cuenta la corriente de magnetización medida en los terminales secundarios del transformador de corriente (CT). La corriente de excitación tiene valores definidos para cada nivel de voltaje como se muestra en la Figura 3. Esta curva muestra el voltaje de estado estable y la corriente de excitación para un CT con precisión C400 (2000:5), la cual puede ser usada para determinar los factores de corrección de la relación de transformación en varios niveles de excitación en estado estable. Aún cuando la curva de excitación tiene bien definido el punto de codo, no es clara la ubicación del punto de saturación del CT. Por esta razón, los rangos de precisión del relé están basados en la corrección de la relación del CT y seleccionados por

la clase y el voltaje secundario. El voltaje secundario nominal es el voltaje que el CT soportará a la carga nominal cuando cruza una corriente de 20 veces la nominal sin exceder un 10% de error en la relación de transformación.

Las cargas nominales de CT's asociados con protección son 1, 2, 4 y 8 ohmios, todas con un ángulo de 60°. En consecuencia, a 20 veces los 5 amperios secundarios, los rangos son 100, 200, 400 y 800 voltios. Cuando circulan 100 amperios secundarios con un factor del 10%, el valor de voltaje puede ser leído desde la curva de excitación con una corriente de 10 amperios. Para la relación de 2000:5, el voltaje leído es de 496 voltios. En este caso el voltaje es menor a 800 y mayor a 400. Por tanto el rango es C400 siempre que en la relación de 400 la resistencia D.C. sea menor a 0.0024 ohmios por vuelta para garantizar un descenso en el voltaje interno de 96 voltios.

El voltaje de carga V está relacionado con el número de espiras N y la variación del flujo en el tiempo:

$$V = N \left(\frac{d\mathbf{f}}{dt} \right) \quad (1)$$

Si se integra la ecuación (1) se puede mostrar que el flujo está representado por la densidad de flujo B que cruza el área transversal A del núcleo. Considerando que la magnitud del área bajo la onda seno representa la densidad de flujo B , se encuentra que ésta señala un umbral de saturación del CT indicando su límite de operación.

En la anterior expresión el límite de la integral del término exponencial es la relación X/R , lo que lleva a expresar el voltaje del CT en términos de parámetros físicos del mismo como la densidad de flujo B , la relación entre espiras N , la sección transversal A y la frecuencia del sistema ω . Además, esto determina el rango de operación sin saturación en términos de la relación X/R , la máxima corriente de falla I_F y la carga del CT.

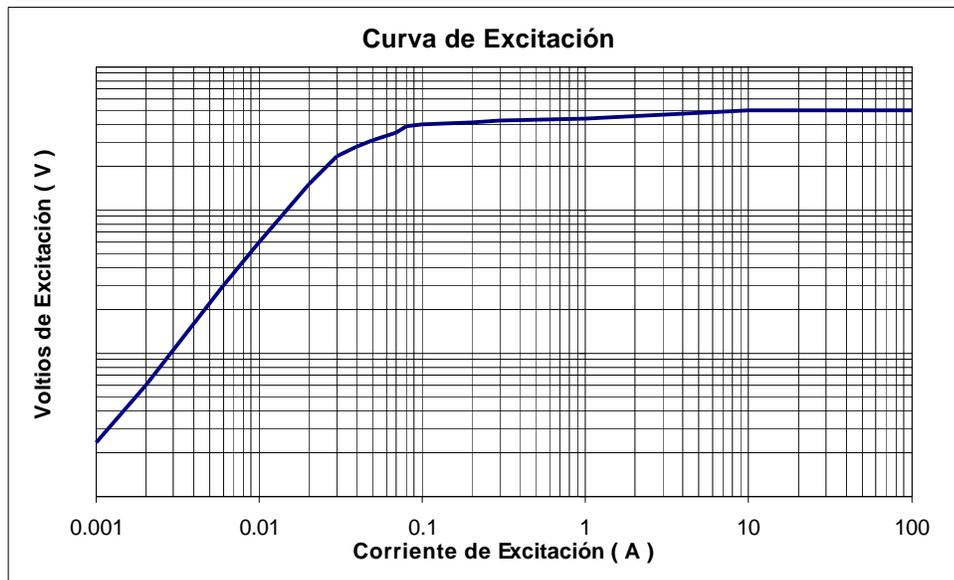


Figura 3 Curva de excitación transformador de corriente 2000:5 A

De acuerdo con lo anterior y con el fin de conservar la exactitud de los transformadores de corriente de protecciones durante fallas externas, se considera que el voltaje nominal secundario del CT debe ser 20 veces el voltaje que aparece sobre la carga a una corriente dada. Por tanto si se expresa la corriente de falla I_F en por unidad de la corriente secundaria y Z_B en por unidad de la carga nominal, se puede establecer un criterio de selección de CTs a través de la siguiente expresión :

$$20 \geq \left(\frac{X}{R} + 1 \right) * I_F * Z_B \quad (2)$$

donde I_F es la máxima corriente de falla en por unidad

Z_B es la carga del CT en por unidad de la carga nominal (1,2,4,8 Ω)

X/R es la el factor de calidad del circuito de falla primario

Por ejemplo, para una línea de transmisión con una relación de X/R igual a 12 y una corriente de falla de 4 veces la corriente nominal del CT, se encuentra que de acuerdo con la ecuación Z_B debe ser menor o igual a 0.38 P.U. de la carga nominal de 8 ohmios. Por tanto, la saturación será minimizada manteniendo una carga en el CT de 3.04 Ohm o menos.

Tomando como base lo expuesto anteriormente, se podría definir un procedimiento para la selección de transformadores de corriente con aplicación en sistemas de protección de acuerdo con normas ANSI:

- Determinar la corriente máxima de falla en amperios primarios. Luego expresarla en por unidad de la corriente nominal del CT.
- Determinar la correspondiente relación X/R del circuito primario.
- Seleccionar el voltaje nominal del CT. Luego determinar la carga total en por unidad de la carga nominal del CT.
- Aplicar la ecuación 2 y seleccionar la carga máxima permitida en el secundario del CT.

Este procedimiento puede ser usado en diferentes aplicaciones. Sin embargo, las relaciones de CT's que evitan saturación ante corrientes asimétricas no son prácticas en aplicaciones cercanas a barras de generación en donde el factor de calidad y la corriente de falla son extremadamente grandes. Cuando la saturación del CT es inevitable por alguna razón, los CT's únicamente pueden ser seleccionados considerando una sensibilidad razonable.

3.3.2 Selección de acuerdo con normas IEC

La selección de transformadores de corriente para protecciones de acuerdo con normas IEC es substancialmente parecida a las normas ANSI, sólo que debe tenerse en cuenta que en la Norma IEC, las relaciones secundarias pueden ser 1 A, 2 A, y 5 A y que el número de veces la corriente nominal del CT a la que debe garantizarse la exactitud es de 10, 20 ó 30.

3.3.3 Valores secundarios de los ajustes de las protecciones

En el desarrollo de estudios de coordinación de protecciones, una vez se han establecido todas las recomendaciones de ajuste de las diferentes funciones de los relés, ya sean protecciones de distancia, sobrecorrientes de fase y tierra y direccionales, sobre y baja tensión, relés de falla interruptor, entre otros, es importante realizar un análisis de las características técnicas garantizadas de los dispositivos de protección y en especial lo relacionado con las franjas permitidas por los mismos. Esto es importante en la medida en que un ajuste en particular no pueda ser ingresado en la programación del relé debido a la propiedad de la franja (continua, discreta o por pasos) ya sea porque tenga un límite inferior o superior o por el valor del paso entre puntos de la misma franja.

Esto conlleva a la necesidad de modificar la recomendación de ajuste con el propósito de definir un nuevo ajuste dentro del rango disponible, acorde con los requerimientos del esquema de protección.

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

Una vez conocidas las relaciones de los transformadores de medida (Corriente y Tensión) es necesario reflejar estos ajustes a valores secundarios del relé y, a partir de allí, establecer si el ajuste encuentra ubicación dentro de la franja del relé ó no. En este último caso, es necesario entonces redefinir el ajuste o en un caso extremo, analizar la posibilidad de cambiar el equipo de protección.

En el caso de los relés que leen impedancia, la relación para convertir valores de impedancia de sistema de alta tensión al nivel de tensión y corriente del relé, está dada por:

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

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

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

TC: Relación de transformación del transformador de corriente

TV : Relación de transformación del transformador de voltaje

4. PROTECCIONES DE LÍNEAS

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos o más subestaciones y por su longitud son los elementos más expuestos a falla dentro del sistema de potencia, razón por la cual, deben ser protegidas de manera especial.

4.1 Características básicas

Las características básicas de las protecciones son: la confiabilidad, la selectividad (coordinación), la sensibilidad, la velocidad y la simplicidad, características que están siempre presentes en todas las situaciones de protección.

4.1.1 Confiabilidad

Esta es una de las consideraciones más importante para el diseño de un sistema de protección. La confiabilidad está definida como la probabilidad de que un relé o sistema de protecciones no actúe inadecuadamente y está compuesta por dos aspectos: fiabilidad y seguridad.

La fiabilidad está definida como el grado de certeza con el que un relé o sistema de relés operará correctamente cuando sea requerido para hacerlo, es decir, que no omita disparos cuando se requieren.

La seguridad está definida como el grado de certeza de que un relé o sistema de relés no operará incorrectamente en ausencia de fallas, es decir, que no emita disparos erróneos.

De acuerdo con las definiciones anteriores, se puede decir que la fiabilidad es relativamente más fácil de obtener que la seguridad, dado que existen métodos para asegurarla, como por ejemplo la redundancia en los sistemas de protección y el respaldo local y remoto, mientras que para obtener seguridad sería necesario simular todas las condiciones posibles a las cuales estará sometido el relé y no se podría garantizar que todas fueron simuladas.

Una forma de lograr la seguridad podría ser la instalación en serie de los contactos de disparo de dos protecciones que protegen el mismo equipo, de modo que se requiera que ambas protecciones vean la falla para dar orden de disparo. La fiabilidad en este caso se lograría colocando los contactos de dichas protecciones en paralelo, de tal forma que cualquiera de las dos que vea la falla produzca el disparo.

En vista de todo lo anterior se puede concluir que cuando se aumenta la fiabilidad se disminuye en cierto grado la seguridad y viceversa.

4.1.2 Selectividad y coordinación

La selectividad de un sistema de protección consiste en que cuando ocurra una falla, ésta sea despejada por los relés adyacentes a la misma, evitando la salida de otros circuitos o porciones del sistema. La coordinación se refiere al proceso de operación rápida de los relés para condiciones de falla de tal forma que actúen inicialmente las protecciones principales (de equipos o sistémicas), aislando el elemento fallado o la porción del sistema que tiene problemas (por ejemplo la actuación de la primera zona de protección en el caso de líneas) y que se tenga respaldo por parte de otras protecciones en caso de que la protección principal no pueda cumplir su cometido (zonas temporizadas en el caso de líneas de transmisión). Para lograr una máxima continuidad en el servicio se debe alcanzar, tanto la selectividad como la coordinación.

Cada protección principal de equipos debe tener un área delimitada de operación, de acuerdo con la cual las protecciones se clasifican en:

- Protecciones coordinadas o relativamente selectivas: son aquellas que por sí solas no determinan cuál es la zona que están protegiendo. Por ejemplo la protección de distancia, la cual tiene varias zonas de protección, la primera generalmente de operación instantánea y protege un porcentaje relativo de la línea; las demás zonas protegen toda la línea y parte de las líneas adyacentes y operan temporizadas.
- Protecciones unitarias o absolutamente selectivas: Determinan claramente cuál es su zona de protección. Por ejemplo la protección diferencial (de transformador 87T, de línea 87L, de generador 87G, de barras 87B) cuya zona de protección está determinada por los CT's asociados con la protección.

4.1.3 Velocidad o tiempo de despeje de fallas

Los requerimientos de velocidad deben determinarse muy cuidadosamente, teniendo en cuenta que si la protección es muy lenta el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños adicionales, pero si la protección es demasiado rápida se pueden ver comprometidas la seguridad y la selectividad del sistema.

4.1.4 Sensibilidad de la protección

Ésta se refiere a las mínimas cantidades actuantes con las cuales se debe ajustar el relé para que detecte una condición anormal. Cuando se va a observar la sensibilidad de la protección, deben tenerse en cuenta algunos problemas como: fallas a tierra de alta impedancia, desbalances de voltaje inherentes al sistema, etc.

4.1.5 Simplicidad

En los diseños de las protecciones de línea, es común que no se tenga en cuenta esta característica tan importante de un sistema de protección. Dado que los nuevos relés multifuncionales han creado gran cantidad de soluciones especiales para posibles problemas del sistema, es muy común que la implementación de esas soluciones se haga en forma incorrecta o incompleta y por consiguiente se pueden presentar consecuencias más graves que si no se implementaran dichas soluciones.

4.1.6 Respaldo

En general, el proceso de coordinación de protecciones requiere que se utilice un sistema de respaldo para el caso en que falle la protección principal o el interruptor. Dicho sistema deberá ser más complejo mientras más importante sea el sistema.

Este sistema de respaldo puede ser:

4.1.6.1 Respaldo local para falla de la protección

Se utiliza un relé que protege contra la misma anomalía, pero ajustado con un tiempo de operación mayor y conectado a otro núcleo del TC.

4.1.6.2 Respaldo local contra falla del interruptor

Se utiliza el relé de falla interruptor. Esta protección se presentará posteriormente con más detalle.

4.1.6.3 Respaldo Remoto contra fallas del interruptor y de la protección

Este respaldo lo suministran protecciones relativamente selectivas colocadas en las barras adyacentes. Por ejemplo la zona 2 de las protecciones de distancia.

4.2 Selección del esquema de protección de línea

La selección del esquema de protección más adecuado está influenciado por varios factores, los cuales se describen a continuación:

4.2.1 Importancia y función de la línea

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

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

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

En Colombia el Código de Red establece que todas las líneas de 220 kV o superiores son importantes, razón por la cual exige doble protección principal y redundancia en CT y en PT.

4.2.2 Factores del Sistema

En la selección de la protección de la línea, se deben tener en cuenta factores relacionados con los requerimientos del sistema o con la configuración de la línea, así:

4.2.2.1 Requerimientos de tiempo de despeje de falla

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

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

En Colombia, donde se tiene el esquema tendiente a la fiabilidad, de doble protección principal, las líneas que requieren alta fiabilidad y velocidad por problemas de estabilidad, se prefieren proteger con relés de protección de línea que tengan principio de funcionamiento diferente. Esto mejora substancialmente la fiabilidad pero afecta la seguridad, como lo ha demostrado la experiencia operativa.

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

4.2.2.2 Longitud de la línea

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

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

Normalmente, para una longitud de línea dada, la impedancia en por unidad (P.U.) varía mucho más con el voltaje nominal que la impedancia en Ohm. Este factor conjuntamente con las diferentes impedancias de cortocircuito a niveles de voltaje diferentes, muestran que el voltaje nominal de una línea tiene un efecto significativo en el SIR de la línea.

En conclusión, la línea se debe clasificar como corta, media o larga según el valor del SIR y no solamente según su longitud. De acuerdo a lo anterior, las líneas se clasifican así:

- Líneas Cortas: aquellas cuyo SIR es mayor o igual 4.
- Líneas Medias: aquellas cuyo SIR está entre 0.5 y 4.
- Líneas Largas: aquellas que tienen un SIR menor o igual a 0.5.

A continuación se presenta un ejemplo de clasificación de líneas de acuerdo con el SIR:

Considérese una línea de 500 kV con una reactancia de secuencia positiva de $0.332 \Omega/\text{km}$, la cual corresponde a una reactancia de 0.0001328 P.U. por km, sobre una base de 100 MVA a 500 kV. Si la impedancia de la fuente detrás del relé es 0.01328 P.U. (la cual corresponde a un nivel de falla de 10.000 MVA), se tendría la siguiente clasificación para las líneas:

- Líneas Cortas: las que tienen longitudes menores de 19 km
- Líneas Largas: las que tienen longitudes mayores de 150 km

La clasificación de las líneas es muy importante para la selección del esquema, dado que las líneas muy cortas o las líneas muy largas pueden requerir esquemas de protección especiales.

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

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

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

4.2.2.3 Tamaño de la fuente

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

4.2.2.4 Configuración de la línea

El número de terminales o la influencia de condensadores en serie o reactores en paralelo, en ocasiones requieren prácticas de protección especiales.

4.2.3 Comunicaciones

La selección del sistema de comunicaciones asociado con la protección de la línea debe hacerse en forma paralela a la selección de la protección, para garantizar que sean compatibles. La tendencia más moderna es separar los canales de comunicaciones para cada protección principal y para cada protección de respaldo de sobrecorriente direccional a tierra.

4.2.4 Tecnologías nuevas vs. Tecnologías viejas

Las nuevas tecnologías suministran grandes ventajas, entre las que se cuentan: cargas más bajas para los CT's, mayor sensibilidad, rangos de ajuste amplios, posibilidades de varios grupos de ajustes, gran flexibilidad, posibilidades para resolver problemas especiales de protección, etc. Adicionalmente, hoy día, las tecnologías numéricas nuevas son más baratas que las tecnologías antiguas analógicas electrónicas o electromecánicas.

4.2.5 Compromisos del diseño del esquema de protección

El diseño del sistema de protección puede requerir compromisos considerables. La confiabilidad es uno de ellos y resulta como una combinación entre fiabilidad y seguridad, las cuales, a menudo, son parcialmente excluyentes. Otros compromisos son: confiabilidad vs. costo, velocidad vs. seguridad, simplicidad vs. flexibilidad, independencia del diseño y fabricante vs. normalización, etc. El análisis y evaluación de todos estos compromisos es lo que permite finalmente al ingeniero de protecciones hacer la selección más apropiada del esquema de protección a utilizar.

4.3 CONSIDERACIONES DE REDUNDANCIA Y RESPALDO

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

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

4.4 ESQUEMAS DE RELÉS

Los esquemas de relés pueden ser con señales piloto o sin señales pilotos

4.4.1 Esquemas sin señales piloto o no completamente selectivos

Los esquemas sin señales piloto pueden ser:

- Relés de sobrecorriente no direccional
- Relés de sobrecorriente direccional
- Relés de distancia

4.4.1.1 Esquemas de relés de distancia

Los relés de distancia utilizan la medida de la relación entre el voltaje y la corriente para determinar si la falla está en la zona de protección del relé. Las características de estos relés se pueden describir en el diagrama R-X. Estos relés se ajustan de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea de transmisión.

La impedancia medida durante operación normal es la relación entre el voltaje en el extremo terminal y el flujo de corriente en la línea. Este valor es usualmente un valor alto y predominantemente resistivo. Sin embargo, durante fallas este valor es bajo y con alto contenido reactivo. Un cambio repentino en la impedancia medida determina la ocurrencia de una falla y si ésta se encuentra dentro en su zona de protección o en otra parte del sistema. Esto es llevado a cabo por la limitación del relé a una cierta franja de la impedancia observada, comúnmente llamada "Alcance".

La mayor ventaja de los relés distancia para fallas polifásicas, es que su zona de operación es función sólo de la impedancia medida y de la resistencia de falla, excepto para situaciones donde hay efecto "Infeed" en el punto de la falla por inyección de corrientes del otro extremo de la línea sobre la impedancia de falla, o cuando hay acople mutuo con circuitos paralelos. Su ajuste es fijo, independiente de las magnitudes de las corrientes de falla, por lo que no es necesario modificar sus ajustes a menos que cambien las características de la línea.

4.4.1.1.1 Características básicas de la protección distancia

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

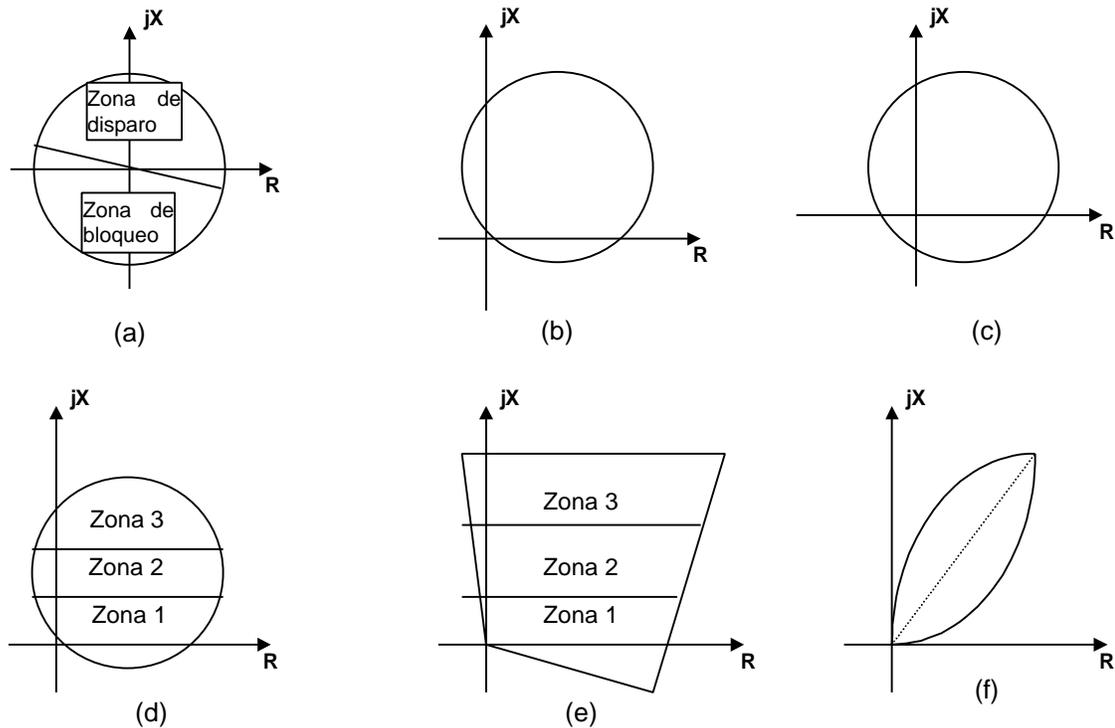


Figura 4 Características básicas del relé de distancia

- **Impedancia:** El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Ver Figura 4(a). Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.
- **Mho:** La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo. Ver Figura 4(b).
- **Mho Offset:** La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado. Ver Figura 4(c).
- **Reactancia:** Este relé solamente mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea paralela al eje R. Este relé debe ser supervisado por alguna otra función

para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga. Ver Figura 4(d)

- **Cuadrilateral:** La característica de este relé puede ser alcanzada con la combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo. Ver Figura 4(e).
- **Lenticular:** Este relé es similar al relé mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga. Ver Figura 4(f).

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

4.4.1.1.2 Zonas de la protección distancia

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

En la Figura 5 se presentan los alcances de las zonas de una protección distancia con tres zonas adelante y una reversa, con características Mho y cuadrilateral.

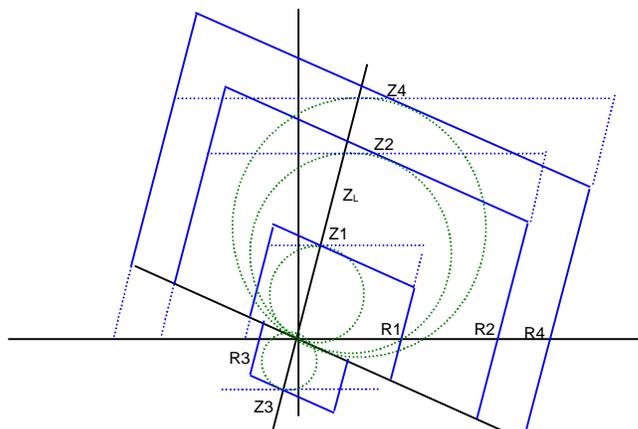


Figura 5 Característica general alcance de zonas protección distancia

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

En la Figura 6 se presentan los alcances de zona hacia adelante que se pueden encontrar en una protección distancia

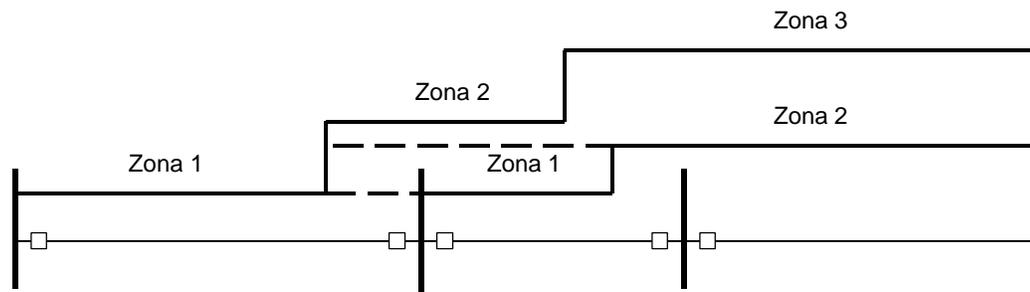


Figura 6. Alcances de zona

En la Figura 7 se presenta un diagrama unifilar sencillo que se puede utilizar como modelo para ajustar las zonas de un relé de distancia.

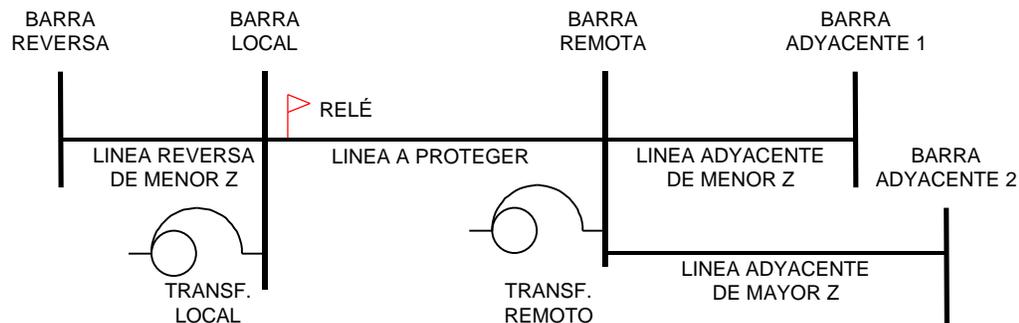


Figura 7. Diagrama unifilar típico para ajustar las zonas de la protección distancia

- Ajuste de la Zona 1

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

$$Z1 = K * Z_L$$

donde:

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

Como criterio se recomienda un factor K del 85% de la impedancia de la línea. Para líneas cortas, el factor K puede ser menor e incluso puede ser del 70%.

Tiempo de Zona 1: Instantáneo (0 ms).

- Análisis del efecto “Infeed” en Zona 1

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

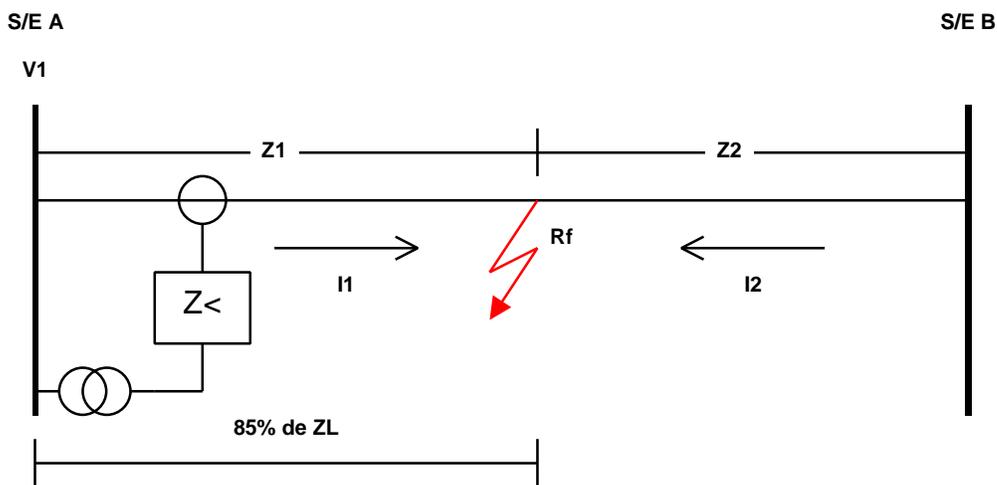


Figura 8. Efecto Infeed en Zona 1

De la Figura 8 se puede deducir la siguiente ecuación:

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

Si se divide la ecuación anterior por I_1 se obtiene:

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

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

- Si I_2/I_1 es cero o cercano a cero, la impedancia vista por el relé de la subestación A no sería afectada significativamente por el efecto “Infeed”

- Si la corriente I_2 es muy grande o I_1 muy pequeña, el término I_2/I_1 sería alto, ocasionando subalcance en el relé dado que vería un valor de impedancia mayor ó una falla más lejana (dependiendo del valor de la resistencia de falla y las corrientes asociadas).

La Figura 9 muestra el efecto de variación de la impedancia aparente vista por el relé respecto a la distancia del punto de falla, teniendo en cuenta para todos los casos una resistencia de falla R_f de 5 Ohm y una impedancia de la línea a proteger de 0,5 Ohm/km.

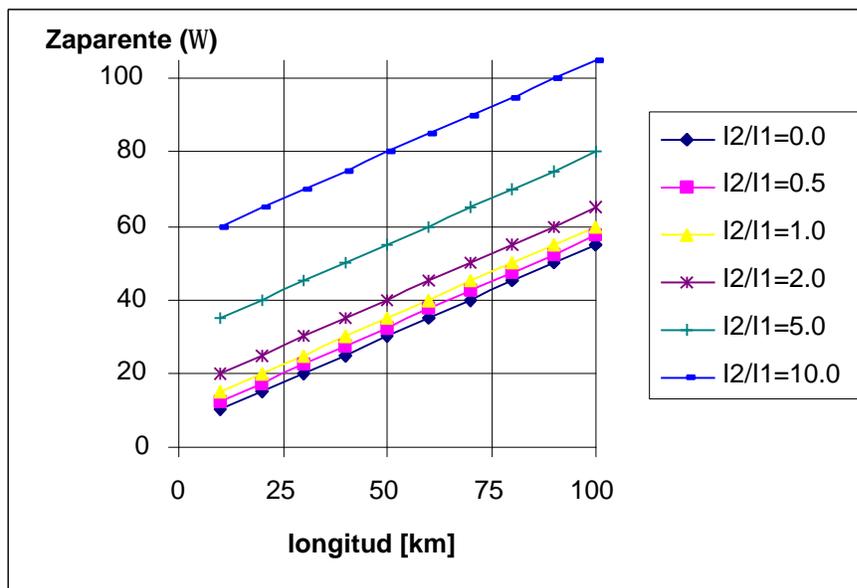


Figura 9 Variación de $Z_{aparente}$ por el efecto Infeed en Zona 1

De dicha figura se tienen las siguientes observaciones:

- La diferencia en la impedancia observada para cada relación de corrientes es constante, dado que las pendientes de las curvas son constantes
- El porcentaje de variación de la impedancia es mayor para líneas cortas
- El error en la impedancia vista por el relé se puede despreciar para variaciones de I_2/I_1 menores de 2 y fallas ubicadas a más de 50 km.

En conclusión, cuando se ajusta la Zona 1 se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones particulares:

- Efecto infeed en Zona 1.
- Errores en la característica del relé: En muchas ocasiones cuando se inyecta localmente el relé con archivos en formato COMTRADE (archivos que contienen valores de voltaje y corriente para unas fallas simuladas

previamente en programas digitales y que se convierten en señales analógicas aplicadas al relé durante pruebas, utilizando equipos de inyección con facilidades de conversión Digital/Análoga), se encuentra que el relé deforma la característica de la zona y adicionalmente se sobrealcanza o subalcanza por diferentes efectos del sistema que no se tuvieron en cuenta al hacer el ajuste de la zona. En estos casos es necesario modificar el ajuste, en el sitio, para corregir el alcance del relé y evitar operación errónea del mismo.

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

- Ajuste de la Zona 2

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

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

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

- Debe tenerse en cuenta que no sobrealcanza la Zona 1 de los relés de la subestación remota. Se puede asumir un valor máximo del 50% de la línea adyacente más corta, es decir, el ajuste de la Zona 2 sería igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger y el 50% de la impedancia de la línea adyacente más corta. Si la línea más corta es tal que su 50% de impedancia más el 100% de la impedancia de la línea a proteger es superior al 120% de la línea a ser ajustada, se debe considerar la opción de usar en dicha línea corta, un esquema de teleprotección tipo POTT (sobrealcance permisivo) o preferiblemente utilizar esquemas completamente selectivos (hilo piloto, diferencial de línea, ondas viajeras, etc.)

- La Zona 2 no debe operar para fallas en los niveles secundarios de los transformadores existentes en la subestación remota (115 kV, 34.5 kV ó 13.8 kV). Para evitar esto, el ajuste de la Zona 2 sería, como máximo, igual a la suma de la impedancia total de la línea a proteger más el 80% de la impedancia equivalente de los transformadores existentes en la subestación remota.

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

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

donde $X_{(pu)}$ corresponde a la impedancia del transformador vista desde el lado de alta (X_{HL}).

Para efectuar este ajuste, para fallas a tierra, se debe tener en cuenta el grupo de conexión del transformador. Esto es particularmente importante en bancos grandes con grandes terciarios.

- El valor de ajuste seleccionado de Zona 2 no debe sobrepasar el alcance de Zona 2 de las líneas adyacentes. En el caso de existir condición de traslape de zonas 2 con una o varias líneas adyacentes se debe realizar un análisis de efecto “Infeed” y determinar, mediante el cálculo de la impedancia aparente, si a pesar de que existe el traslape de zonas, el relé es selectivo, es decir, que cuando la falla sea en la Zona 2 de la otra línea, el relé de la línea en cuestión no la vea en Zona 2 sino más allá (por el efecto de la impedancia aparente).

Si con el estudio se concluye que la impedancia aparente que ve el relé para una falla en la Zona 2 de la línea adyacente traslapada, es mucho mayor que el ajuste de Zona 2 considerado ($120\% Z_L$), se puede conservar el ajuste en ese valor y el tiempo de operación en 400 ms. Si se encuentra que la impedancia aparente es muy cercana o está por debajo del ajuste de Zona 2 escogido, es necesaria la coordinación de estas zonas modificando los tiempos de disparo, es decir, se debe disminuir el tiempo de operación de Zona 2 de la línea sobrealcanzada en la subestación remota o aumentar el tiempo de operación de Zona 2 de la línea que se está protegiendo (subestación local). Ver Figura 10.

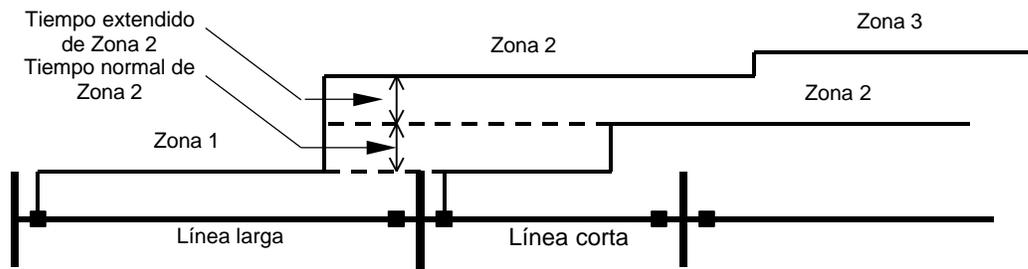


Figura 10 Coordinación de las zonas 2 de líneas adyacentes

- Análisis del efecto “Infeed” en Zona 2

El efecto “Infeed” en Zona 2 se presenta debido a la existencia de fuentes intermedias que alimentan la falla (Ver Figura 11). Cuando ocurre una falla, la impedancia que ve el relé, denominada Impedancia aparente ($Z_{aparente}$), se calcula de la siguiente manera:

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

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

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

$$Z_{relé} = Z1 + K * Z2$$

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

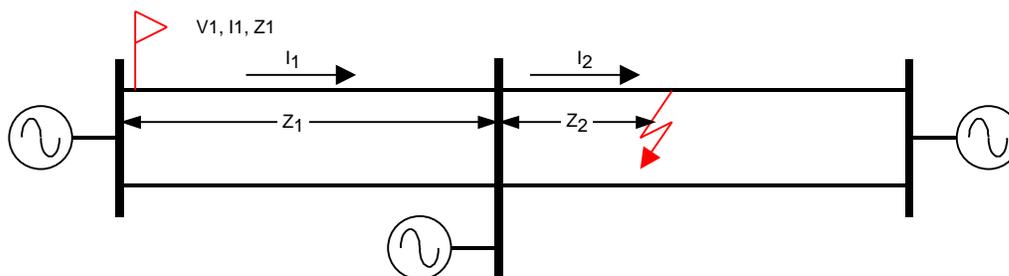


Figura 11 Efecto Infeed en Zona 2

I_2 Incluye el aporte de los demás circuitos, diferentes de la línea bajo coordinación, que aportan al cortocircuito.

El ajuste de la zona 2 se hace incluyendo el efecto “Infeed”, razón por la cual en caso de que las fuentes intermedias desaparezcan, el relé queda sobrealcanzando.

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

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

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

- Ajuste de la Zona Reversa

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

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

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

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

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

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

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

- Ajuste de la Zona 3 hacia adelante

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

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

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

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

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

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

Donde:

- Z3: Ajuste de zona 3
- Z_L: Impedancia de la línea a proteger

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

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

Tiempo de Zona 3 adelante: 1000 ms.

- Alcance resistivo

Para el ajuste del alcance resistivo de las diferentes zonas, se tiene como criterio general seleccionar un único valor para todas las diferentes zonas de la protección distancia, permitiendo establecer la coordinación a través de los tiempos de disparo de cada zona y logrando selectividad por medio de la impedancia de la línea vista por el relé hasta el sitio de la falla de alta impedancia. Los valores típicos resistivos son calculados como el 45% de la impedancia mínima de carga o de máxima transferencia del circuito en cuestión.

Este valor de impedancia mínima de carga es calculado a través de la siguiente expresión:

$$Z_{MIN.CARGA} = \left(\frac{V_L}{\sqrt{3} * MCC} \right)$$

Donde:

V_L : Tensión nominal mínima línea - línea.

MCC : Máxima Corriente de Carga

La Máxima Corriente de Carga se selecciona como el menor valor entre los siguientes cálculos:

- La $CT_{MÁX}$: Es la máxima corriente del transformador de corriente y que normalmente corresponde al 120% de $I_{MÁX}$ primaria del CT.
- La corriente máxima de carga, es decir el 130% de $I_{MÁX}$ del conductor la cual corresponde al límite térmico del circuito o el límite que imponga cualquiera de los equipos de potencia asociados..
- La máxima corriente operativa de la línea $I_{MÁX}$: Este valor debe darlo el propietario de la línea, el operador de red o el mismo CND.

Nota: No se puede disminuir el alcance resistivo por debajo del valor de impedancia de zona 2.

4.4.1.2 Esquemas de relés de sobrecorriente no direccional

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

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

Las normas ANSI/IEEE C37.112-1996 e IEC 255-4 definen las ecuaciones para cada una de las características Tiempo vs. Corriente. Las curvas normalizadas son: Inversa, Moderadamente Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Sin embargo, los fabricantes de relés de sobrecorriente en ocasiones ofrecen otras posibilidades de curvas adicionales a las normalizadas.

Cuando las líneas se protegen con relés de sobrecorriente, es necesario buscar la coordinación con los demás dispositivos de protección, no sólo de la línea protegida sino también de los elementos adyacentes (otras líneas, transformadores, etc.). El disparo instantáneo aplica si el punto de arranque de la unidad instantánea se puede ajustar en un valor tal que la relación entre la corriente de cortocircuito del extremo del relé, sobre la corriente de cortocircuito del extremo final de la línea, sea superior a 1,5.

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

En algunas líneas de transmisión largas, terminadas en cargas o fuentes débiles, se pueden utilizar relés de sobrecorrientes no direccionales, dado que la contribución de corriente de falla en dirección reversa está muy limitada por la impedancia de la línea. Así mismo, en estas líneas, la magnitud de la corriente de falla es más alta para fallas cercanas al relé que para fallas en el extremo remoto. En estos casos, la utilización de relés de sobrecorriente de fases y de tierra instantáneos pueden dar una detección rápida y segura de fallas cercanas al relé.

Es conclusión, en líneas largas, dada la variación en la magnitud de la corriente de falla conforme varía el punto de falla, es relativamente fácil coordinar los relés de sobrecorriente no direccionales tanto de fases como de tierra.

La coordinación de relés de sobrecorriente direccionales, usando características de tiempo definido, presenta una mayor simplicidad, por lo que, cuando se trata de protecciones de respaldo en líneas de transmisión, se recomienda su uso.

4.4.1.2.1 Esquema de protecciones con dos protecciones distancia y sus funciones de sobrecorriente

Si la línea de transmisión posee como protecciones principales relés de distancia, el ajuste de relés de sobrecorriente como respaldo se hace considerando tiempos altos de actuación debido a que estos son menos selectivos ante fallas polifásicas.

4.4.1.2.2 Esquema de protecciones con protección principal de distancia y protección de respaldo por sobrecorriente

Este esquema es normalmente empleado para protección de líneas de subtransmisión.

La protección principal de distancia, incluye en algunos casos una protección de sobrecorriente direccional a tierra. La protección de respaldo es normalmente una sobrecorriente direccional de fases y de tierra o eventualmente se puede utilizar una protección de sobrecorriente con característica no direccional.

Este esquema puede contar o no con esquema de teleprotección.

Las funciones de la protección de respaldo siempre deberán operar temporizadas para permitir a la protección principal la decisión más acertada sobre la aclaración de la falla, o poseer una lógica que las deshabilite en caso de que la protección de línea vea la falla.

- Criterios de ajuste de la protección de respaldo

Aún cuando las protecciones de sobrecorriente son de respaldo, no es posible garantizar una selectividad absoluta, especialmente en sistemas enmallados, sin que se comprometa la protección de la línea; de igual manera, los criterios adoptados proporcionarán un alto grado de selectividad para la mayoría de los casos en que falle la protección principal de la línea.

Existe una mayor probabilidad de alcanzar la selectividad requerida si los relés direccionales poseen canales de telecomunicación para determinar la selectividad del tramo a proteger.

Su tiempo mínimo de operación será de 400 ms para garantizar que aclare las fallas con tiempo de respaldo, permitiendo que la protección principal aclare normalmente las fallas en la línea.

- Protecciones de sobrecorriente de fases

Esta protección se ajustará para que detecte la menor corriente de falla en su área de influencia, y permita la operación normal y en contingencia. El criterio para el valor de arranque será el 125% de la mayor corriente de carga ante la mayor contingencia.

De todas formas, los resultados del flujo de carga darán información sobre los casos de contingencia que superen la soportabilidad térmica de la línea o del transformador de corriente, para los cuales se consultará la acción a tomar sobre los ajustes. Igualmente, el dueño de la línea determinará y entregará al CND las capacidades de soporte de sobrecargas transitoria y los ajustes sugeridos para la protección de sobrecorriente.

Si el tipo de curva se puede seleccionar, se escoge una curva IEC normalmente inversa (NI); el dial de la curva se calcula a 0,4 s con el aporte de la subestación a la falla monofásica o trifásica local (la mayor de las dos).

La tendencia es a utilizar curvas de tiempo definido dada su facilidad para coordinarlas con las zonas de los relés de distancia.

- Protección de sobrecorriente de tierra

Los elementos de tierra se recomienda ajustarlos con una corriente residual primaria de 120 A. Este valor se ha establecido con base en la experiencia operativa del STN, la cual ha demostrado que el máximo desbalance residual esperado en una línea del sistema interconectado a 230 kV y 500 kV no transpuesta, considerando una contingencia N-1, en condiciones de máxima transferencia, no supera los 100 A. Con un valor de ajuste de 120 A se logra un margen adecuado para prevenir disparos indeseados por desbalances y garantizando, a la vez, una cobertura amplia para fallas de alta impedancia.

Dada la dificultad para seleccionar la fase fallada, que presentan las protecciones de sobrecorriente a tierra en esquemas de recierre monopolar, estas protecciones de respaldo deben supeditar su actuación a que las protecciones de distancia no vean la falla, razón por la cual, algunos relés tienen su lógica interna para bloquearlas cuando se presenta arranque de la protección de distancia, o es necesario asignarles tiempo de actuación elevados para tal fin.

Cuando la curva característica es seleccionable, se escoge una IEC normalmente inversa (NI); el dial de la curva se calcula a 0,4 s con el mayor aporte de corriente residual de la subestación a la falla monofásica local.

La tendencia es a utilizar curvas de tiempo definido por su facilidad de coordinarlas con las funciones del relé de distancia (cuando la función de sobrecorriente no la hace el relé directamente).

4.4.1.2.3 Esquema de protecciones para líneas de subtransmisión protegidas solamente con relés de sobrecorriente

4.4.1.2.3.1 Líneas en sistemas enmallados

No es posible obtener selectividad en un sistema enmallado con diferentes fuentes intermedias aportando (corriente, potencia) simultáneamente desde varios nodos. Es por esto que en estos sistemas se emplean protecciones relativamente selectivas como las de distancia o absolutamente selectivas como las diferenciales de hilo piloto, dejando al relé de sobrecorriente como un respaldo.

- Protecciones de sobrecorriente de fases

Los criterios son similares a los expuestos en el numeral anterior (4.4.1.2.2), pero con las siguientes consideraciones:

- Es recomendable habilitar unidades instantáneas direccionales si el aporte a la falla máxima monofásica o trifásica en el extremo local es mayor de 1,5 veces el aporte a la falla en el extremo remoto.
- El valor de arranque de la etapa instantánea se calcula como 1,3 veces el aporte subtransitorio asimétrico a la máxima falla monofásica o trifásica (la mayor de las dos) en el extremo remoto. Si no es direccional se aplica la unidad instantánea siempre que el aporte subtransitorio asimétrico a la máxima falla monofásica o trifásica hacia atrás (la mayor de las dos) sea menor del 80% del ajuste mencionado. Su ajuste no deberá ser menor a 6 veces la máxima corriente de carga ante la mayor contingencia.

- Protecciones de sobrecorriente de tierra

Los criterios son similares a los expuestos en el numeral anterior (4.4.1.2.2), pero con las siguientes consideraciones:

- Se aplican relés instantáneos direccionales si el aporte a la falla monofásica máxima en el extremo local es mayor de 1,5 veces el aporte a la falla en el extremo remoto,
- La corriente de arranque es 1,3 veces el aporte subtransitorio asimétrico a la máxima falla monofásica en el extremo remoto. Si no es direccional, se aplica siempre que el aporte subtransitorio asimétrico a la máxima falla monofásica hacia atrás, sea menor del 80% del ajuste mencionado.

4.4.1.2.3.2 Líneas en sistemas de subtransmisión radiales o anillos de una sola fuente

Con los mismos criterios ya mencionados se busca obtener la tradicional selectividad en cascada con las protecciones aguas abajo, con un factor de coordinación entre 150 ms y 250 ms para las máximas fallas remotas.

4.4.1.2.4 Estudios requeridos para el ajuste de protecciones de sobrecorriente

Para el ajuste del dial o multiplicador de tiempo de los relés de sobrecorriente de tierra, se requiere la simulación de fallas monofásicas francas (0.001Ω) y de alta impedancia (30Ω ó 50Ω) en varios puntos del sistema (por ejemplo, local, intermedia y remota) y el registro de las corrientes residuales vistas por cada uno de los relés a coordinar, no solo para las unidades de sobrecorriente no direccional a tierra, sino también para las direccionales a tierra.

Para el ajuste del dial de los relés de sobrecorriente de fases se simulan fallas bifásicas aisladas francas en varios puntos del sistema y se toman las mayores corrientes de falla de fase por cada uno de los relés involucrados.

El método consiste básicamente en determinar el tiempo de operación para la corriente de falla que circula por cada relé y verificar que éste opere primero y que los demás operen selectivamente.

4.4.1.2.5 Verificaciones de los ajustes obtenidos

La anterior metodología se aplica para generaciones máximas (demanda máxima) y se realizan verificaciones en demanda mínima para diversas condiciones operativas.

Se deben verificar los ajustes obtenidos empleando la curva de soportabilidad de equipos, tales como transformadores de medida y de potencia.

4.4.1.3 Esquemas de relés de sobrecorriente direccionales

El Código de Redes en Colombia, exige que las protecciones de línea del STN sean respaldadas por protecciones de sobrecorriente direccional de fases y tierra.

Este esquema consta de cuatro (4) elementos de sobrecorriente de tiempo, uno para cada fase y uno para la corriente residual.

Las unidades instantáneas y de sobrecorriente de tiempo usadas en relés direccionales son idénticas en operación y diseño a las usadas en relés de sobrecorriente no direccionales, con la diferencia que la operación de una o ambas unidades es controlada o supervisada por una unidad direccional, con lo cual los relés de sobrecorriente direccional sólo responden a fallas en una sola dirección.

La direccionalidad viene dada por una entrada que puede ser de voltaje, de corriente o ambas. Los relés direccionales de fase son polarizados por el voltaje de fase, mientras que los relés de tierra emplean varios métodos de polarización, usando cantidades de secuencia cero o de secuencia negativa. Las unidades direccionales que se polarizan con secuencia negativa se prefieren en los casos donde los efectos de acoplamiento mutuo de secuencia cero hacen que las

unidades direccionales de secuencia cero pierdan direccionalidad (líneas largas de doble circuito por ejemplo).

Los esquemas de relés de sobrecorriente direccional de fases se usan en sistemas enmallados donde la corriente de falla o de carga puede fluir en ambas direcciones. El arranque de los elementos de sobrecorriente debe ser ajustado por encima de la máxima corriente de carga en la dirección hacia adelante del relé, pero por debajo de la corriente normal de carga en dirección reversa.

Los requerimientos de ajuste de la corriente de arranque del elemento instantáneo y las características de corriente-tiempo son similares a los relés de sobrecorriente no direccional, pero considerando sólo las fallas en dirección hacia adelante.

4.4.2 Esquemas pilotos o completamente selectivos

Los esquemas pilotos utilizan canales de comunicación para enviar información desde el terminal local del relé hasta el terminal remoto. Con estos esquemas se logran disparos muy rápidos cuando ocurren fallas dentro de la línea protegida.

Los esquemas de comparación de corriente envían información relacionada con el ángulo de fase y, en algunos casos, con la magnitud de las corrientes del sistema entre los dos terminales de línea. Los esquemas de comparación direccional envían información sobre la dirección de la corriente de falla entre los terminales.

Los esquemas pilotos pueden ser:

- Esquema diferencial de corriente
- Esquemas de comparación de fase
- Protección direccional de onda viajera

Este tipo de esquemas de protección no suministran respaldo remoto a líneas adyacentes, dado que una protección absolutamente selectiva se comporta solamente como una principal, razón por la cual, normalmente se complementan con funciones de distancia en el mismo relé.

4.4.2.1 Esquema diferencial de corriente por canal piloto

En un esquema diferencial de corriente se miden las corrientes que atraviesan los dos terminales de la línea. Normalmente la corriente que sale de un extremo debe ser igual a la que entra en el otro extremo, es decir, que en condiciones normales la diferencia de corriente es aproximadamente cero (hay pequeñas variaciones por el efecto capacitivo de la línea y por la absorción de reactivos inductivos por parte de los reactores de línea).

Para evitar que la protección se dispare para fallas externas, se debe determinar el valor de corriente diferencial que puede presentarse en la línea en condiciones

normales de operación (debidas a errores en CT's, corrientes reactivas en la línea, etc.) para ajustar la protección por encima de dicho valor.

Este esquema requiere un sistema de comunicación altamente confiable para la transmisión de datos, dado que la información de la corriente debe estar disponible en los dos terminales, para poder hacer la evaluación de la corriente diferencial y evitar el disparo de la protección para fallas externas.

Hay dos tipos de protección diferencial de corriente. El primer tipo combina las corrientes de cada extremo en una señal compuesta y compara dichas señales a través de un canal de comunicaciones, para determinar si la falla está dentro o fuera de la línea. El segundo tipo muestrea las corrientes de fase individuales, convierte la corriente en una señal digital, y transmite esas señales entre los extremos a través de un canal de comunicaciones, para determinar si la falla está dentro o fuera de la línea.

Antiguamente, cuando la única alternativa para enviar las señales era una línea física, este esquema solamente era viable para líneas de longitudes inferiores a 15 km, con el problema adicional de la protección del cable piloto. Con el advenimiento de los sistemas de comunicación digital y la utilización de la fibra óptica como medio de transmisión de las comunicaciones, este esquema se ha extendido a toda clase de líneas.

4.4.2.2 Esquema de comparación de fases

Este esquema compara los ángulos de fase de las corrientes de falla en los dos extremos de la línea protegida. Si las corrientes en los dos extremos son prácticamente iguales y desfasadas 180° , los relés detectan que es una falla externa y no inician disparo. Si las corrientes, están en fase, los relés la ven como una falla interna e inician disparo en los interruptores de cada extremo de la línea.

El esquema de comparación de fases puede ser de dos tipos, el segregado y el no segregado. El primero utiliza una comparación por fase y requiere, por lo tanto, de tres canales de comunicación, mientras que el segundo utiliza un filtro para obtener una sola cantidad que comparar requiriendo un solo canal de comunicación.

Para poder transmitir la corriente que se compara por el canal de comunicación, es necesario convertirla a una onda cuadrada, y enviarla de un extremo de la línea a otro en forma de pulsos.

El esquema de comparación de fases requiere un canal de comunicación seguro, el cual puede ser portadora por línea de potencia, fibra óptica o microondas. Esta protección puede ser configurada con esquema permisivo o de bloqueo.

4.4.2.3 Protección direccional de onda viajera

Este esquema es similar al anterior, pero lo que él detecta es la dirección de la onda viajera producida por la falla.

Cuando ocurre una falla, en dicho punto se genera una onda viajera que viaja por el sistema de potencia. Dicha onda tiene características muy definidas en el espectro de frecuencias, pudiéndose aislar y detectar por medio de filtros.

Cuando la falla está fuera de la línea protegida, la onda entra por un extremo y sale por el otro, por lo tanto el relé bloquea el sistema de disparo. Cuando la falla es interna, las ondas viajeras saldrán por los dos terminales, condición que detecta el relé y produce el disparo de los interruptores. Este sistema de protección utiliza como sistema de comunicación las microondas, obteniéndose un tiempo total de operación del relé de medio ciclo.

4.4.3 Esquemas de Teleprotección

Los esquemas de teleprotección se utilizan como complemento a las protecciones de línea para acelerar el disparo cuando hay una falla dentro de la línea. Los esquemas de teleprotección pueden ser permisivos o de bloqueo. Estos esquemas se explican a continuación, con base en las definiciones de la norma IEEE Std. C37-113 de 1999.

- DUTT: Disparo Directo Transferido en Sub alcance (Direct Underreaching Transfer Trip).
- PUTT: Disparo permisivo transferido en Sub Alcance (Permissive Underreaching Transfer Trip).
- POTT: Disparo permisivo transferido en Sobre Alcance (Permissive Overreaching Transfer Trip).
- Aceleración de Zona (Zone acceleration)
- CD: Disparo permisivo transferido por Comparación Direccional (Permissive Directional Comparison Transfer Trip).
- Bloqueo por comparación direccional (Directional Comparison Blocking)
- Desbloqueo por comparación direccional (Directional Comparison Unblocking)
- Comparación Direccional Híbrida o Desbloqueo con lógica Eco (Unblocking with Echo Logic).

4.4.3.1 Esquema DUTT

Se caracteriza porque únicamente requiere de la señal de bajo alcance (zona 1 ajustada a menos del 100% de la línea) y se aplica normalmente con un canal de comunicaciones FSK (Frequency Shift Keying – conmutación por desplazamiento de frecuencia). Con este tipo de canales la frecuencia de guarda se transmite

durante condiciones normales y en condiciones de falla el transmisor es conmutado a una frecuencia de disparo.

Cada extremo da orden de disparo cuando ve la falla en zona 1 o cuando recibe orden de disparo del otro extremo. La Figura 12 ilustra este esquema.

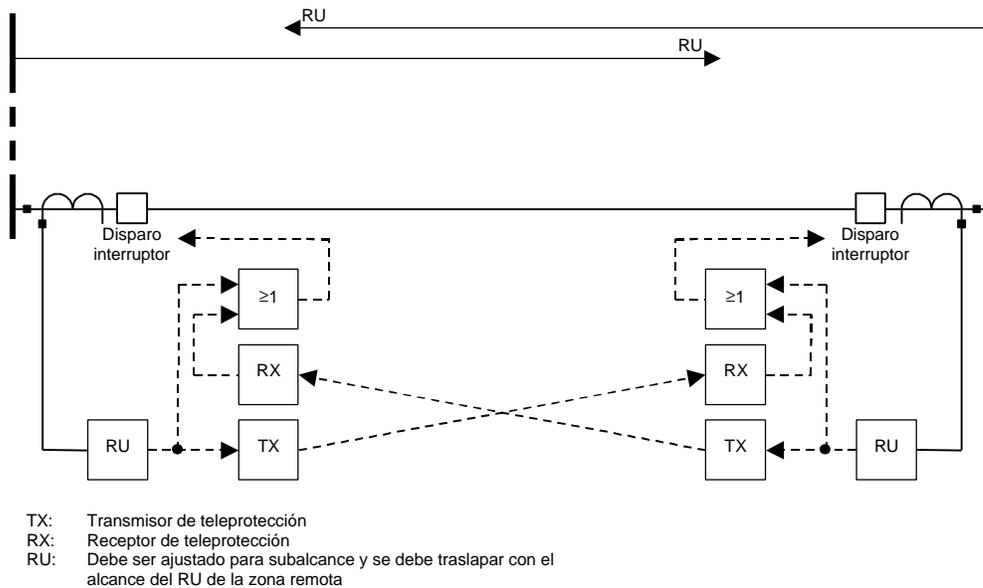


Figura 12 Esquema de disparo directo subalcance

4.4.3.2 Esquemas PUTT

Este esquema requiere tanto de una función de subalcance (zona 1 ajustada a menos del 100% de la línea) como de la de sobrealcance (zona 2 ajustada a más del 100% de la línea). Este esquema es idéntico al esquema DUTT sólo que todo disparo piloto (visto en zona 1 de uno de los extremos) es transmitido al otro extremo y es supervisado por una unidad que tiene un alcance de zona 2 del otro extremo. La Figura 13 ilustra este esquema.

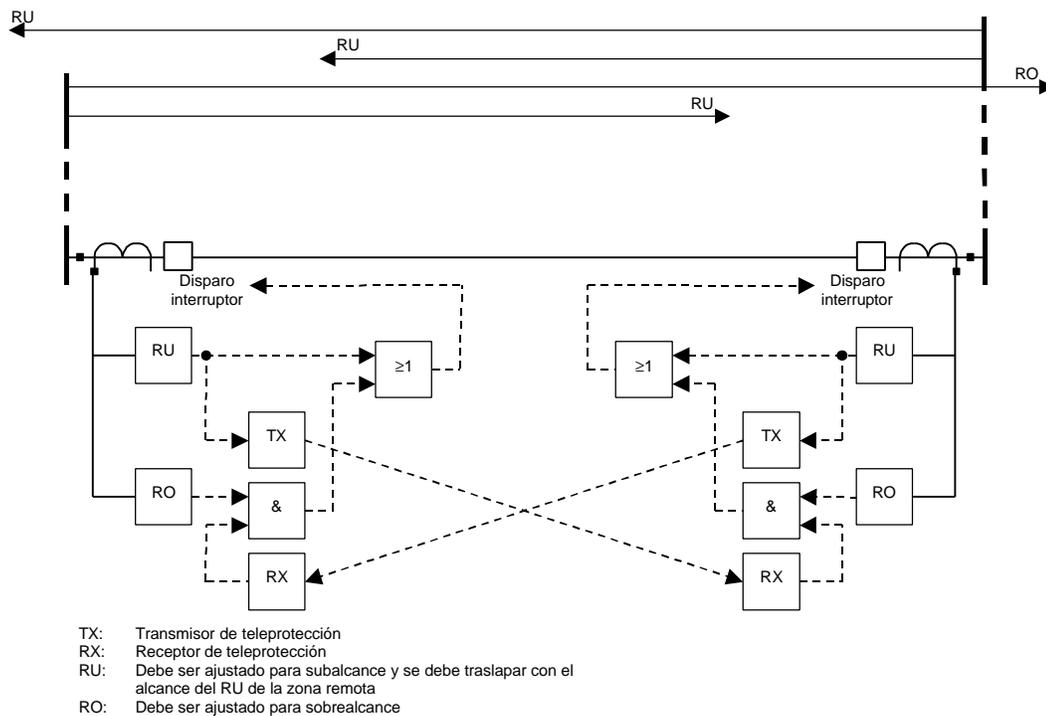


Figura 13 Esquema de disparo permisivo subalcanzado

El esquema de teleprotección de subalcance permisivo, PUTT; es reconocido como seguro, dado que no ocasiona falsos disparos, aunque tiene algunas limitaciones para detectar fallas de alta impedancia, lo cual es de gran importancia en líneas largas.

Para una falla cerca del extremo A que esté cubierta por la Zona 1 del relé asociado, ver Figura 13, la protección en A opera y dispara el interruptor local y simultáneamente envía una señal de disparo permisivo al otro extremo.

En Colombia, para dar más fiabilidad al esquema, se utiliza también el envío de la señal permisiva en zona 2 (no en zona 1 como es la definición estricta del PUTT), y se le denomina erradamente como POTT.

4.4.3.3 Esquema POTT

Este esquema requiere únicamente funciones de sobrealcance (zona 1 a más del 100% de la línea) y se usa frecuentemente con canales de comunicaciones FSK en los que se envía la señal de guarda permanentemente y se conmuta hacia una señal de disparo cuando opera alguna de las unidades de sobrealcance.

El disparo se produce si se recibe una señal de disparo del otro extremo y se tiene una señal de sobrealcance en el punto de instalación del relé.

Con fallas externas solamente operará una de las unidades de sobrealcance y por esto no se efectuará disparo en ninguno de los terminales. La Figura 14 ilustra este esquema

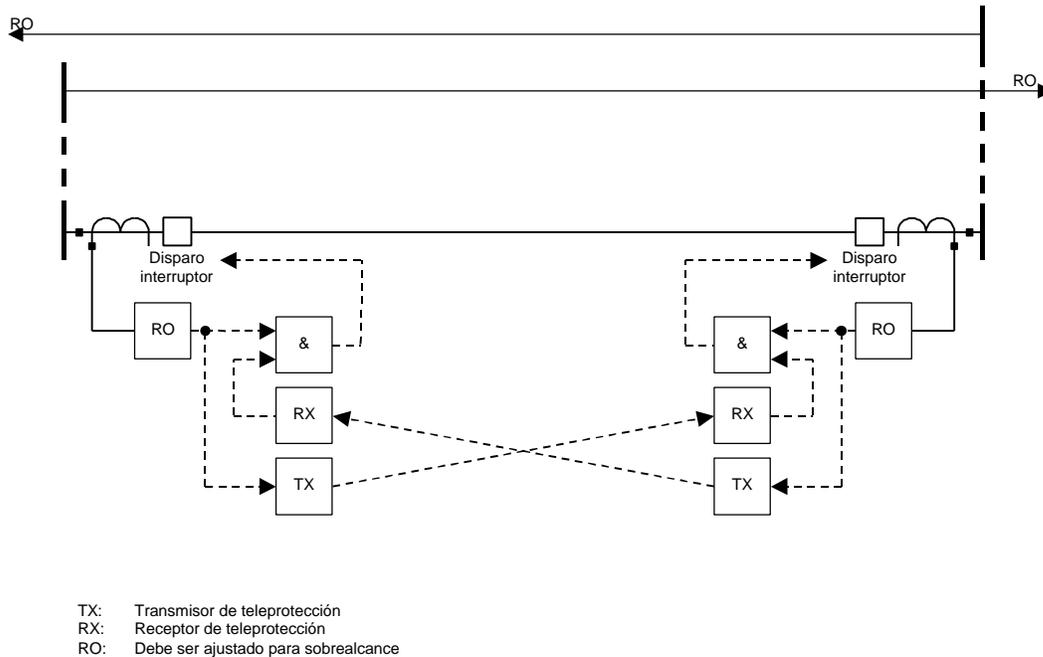


Figura 14 Esquema de disparo permisivo sobrealcanceado

Este esquema es muy seguro ya que no dispara para ninguna falla externa, pero es poco fiable porque si falla el canal de comunicaciones no da disparo ante fallas internas.

Este esquema puede ser lento para operar ante cierre en falla debido a que requiere el tiempo de comunicaciones para el permiso, así que debe ser complementado por una función externa de cierre en falla. Del mismo modo, cuando el otro extremo está abierto, debe implementarse una función Eco o similar para retornar la orden permisiva en caso de falla.

En Colombia, para resolver el problema de la dependencia del canal de comunicaciones, se usa un esquema alternativo donde se habilita la zona 1 a menos del 100% de la línea (dando disparo sin esperar señal permisiva del otro extremo) y se envía la señal permisiva con zona 2, denominándolo erróneamente como esquema POTT.

4.4.3.4 Esquema de aceleración de zona

Es un esquema muy parecido al PUTT, sólo que en este caso la señal permisiva se toma en bajo alcance (zona 1) y la acción ejecutada no corresponde a un disparo sino a una ampliación de la zona 1 a una zona extendida, que puede ser zona 2 o una zona denominada de aceleración cuyo alcance en todo caso deberá ser mayor del 100% de la línea. La Figura 15 ilustra este esquema.

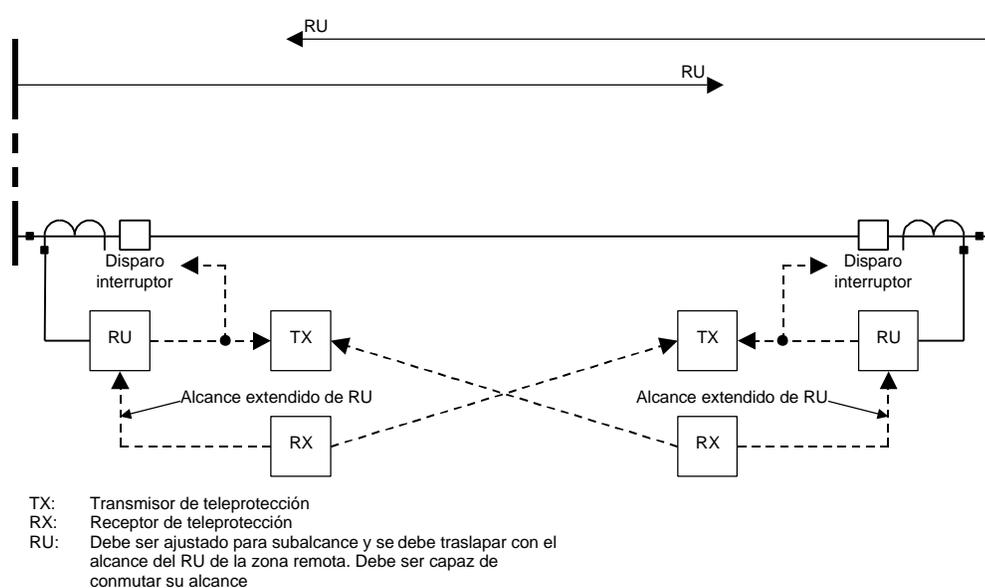


Figura 15 Esquema de aceleración de zona

4.4.3.5 Esquema de Disparo Permisivo Tranferido por Comparación Direccional (Permissive Directional Comparison Transfer Trip)

En este esquema sólo se compara la dirección de la corriente, es decir, si hay una falla dentro de la línea, los dos relés asociados verán la falla hacia adelante. Cada relé que ve la falla hacia el frente envía una señal permisiva al otro extremo. El disparo se produce cuando cada extremo ve la falla y recibe el permiso del otro extremo. Este esquema se ilustra en la Figura 16.

Normalmente, este esquema se implementa con relés de sobrecorriente de tierra direccionales, los cuales son muy usados para detectar fallas de alta impedancia.

Este esquema requiere función de eco en el canal, cuando el interruptor está abierto o hay condiciones de fuente débil en uno de los extremos.

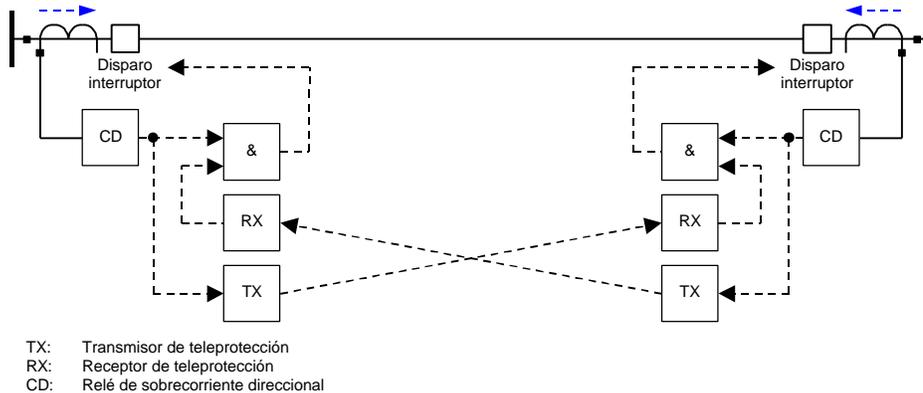


Figura 16 Esquema de disparo transferido permisivo por comparación direccional

4.4.3.6 Esquema de Bloqueo por Comparación Direccional (Directional /Comparison Blocking)

Este esquema requiere funciones de sobrealcance y de bloqueo, usando un canal de comunicaciones del tipo OFF-ON, donde el transmisor normalmente se encuentra en la posición OFF y se conmuta a la posición ON cuando se activa una de las funciones de bloqueo. La recepción de una señal de bloqueo del extremo remoto se aplica a una compuerta NOT como entrada al bloque comparador que produce el disparo.

La función de sobrealcance (zona 1) se ajusta de tal forma que vea mucho más del 100% de la línea y la función de bloqueo (zona de reversa) se ajusta para que vea más allá de lo que ve la zona de sobrealcance del otro extremo.

Este esquema es muy fiable dado que opera aún cuando el canal de comunicaciones no esté operativo, pero en esa condición es bastante inseguro porque queda disparando con fallas externas.

Además no presenta inconvenientes cuando el interruptor del otro extremo esté abierto ya que no espera ningún permiso de éste.

La Figura 17 ilustra este esquema.

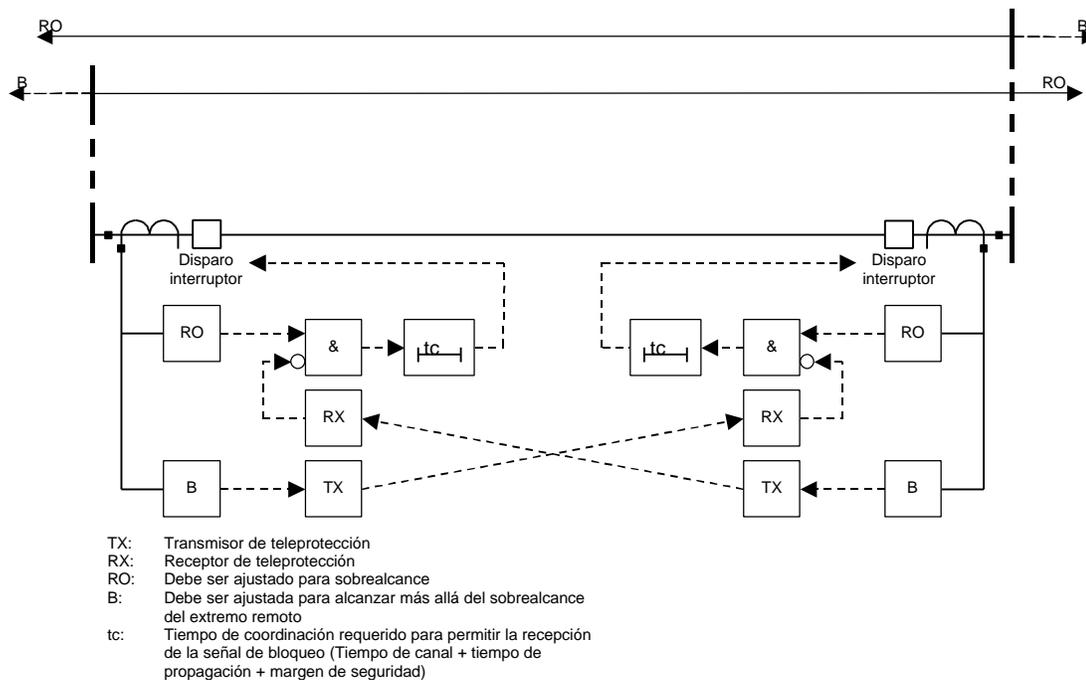


Figura 17 Esquema de bloqueo por comparación direccional

4.4.3.7 Esquema de Desbloqueo por Comparación Direccional (Directional Unblocking Comparison)

Cuando se usa la línea de transmisión para transmitir las comunicaciones con un esquema de sobrealcance permisivo por comparación direccional (CD), puede suceder que la misma falla, por rotura del cable o por baja impedancia, atenúe la señal permisiva proveniente del otro extremo, impidiendo de esta forma el disparo. Esto se reconoce porque se pierde la señal en el extremo receptor, razón por la cual se puede dotar a este extremo de una lógica que habilite la señal permisiva durante una ventana de tiempo de 150 ms a 300 ms, cuando se pierda la señal.

Si la señal se perdió por culpa de la falla, al menos se tendrá permiso para disparar cuando se active la función de sobrealcance y se active la lógica de desbloqueo. Posteriormente a la ocurrencia de pérdida de la señal y transcurrido el tiempo de la ventana, el relé se bloqueará hasta que retorne la señal de comunicaciones.

4.4.3.8 Esquema de Comparación Direccional Híbrida o esquema con desbloqueo con lógica Eco (Directional Comparison Hybrid or Unblocking Scheme with Echo Logic)

El esquema de Comparación Híbrida utiliza funciones de disparo y de bloqueo tal como lo hacen los esquemas de bloqueo. El esquema es activado con las funciones de sobre alcance o con la recepción de una señal permisiva del extremo remoto, cuando no ocurre concurrentemente una señal de bloqueo.

La función Eco ocurre cuando el otro extremo es incapaz de enviar una señal permisiva porque no ve la falla, debido a que el interruptor está abierto o a que la fuente de ese extremo es muy débil (“Weak Infeed”). En este caso el esquema prevé que mientras no llegue una señal de bloqueo y la falla haya sido vista por la zona de sobre alcance en el extremo fuerte, se enviará de todos modos una señal permisiva al otro extremo, la cual a su vez se devolverá al extremo inicial, permitiendo el disparo, siempre y cuando no haya una señal de bloqueo en el extremo remoto (falla atrás).

La Figura 18 ilustra este esquema.

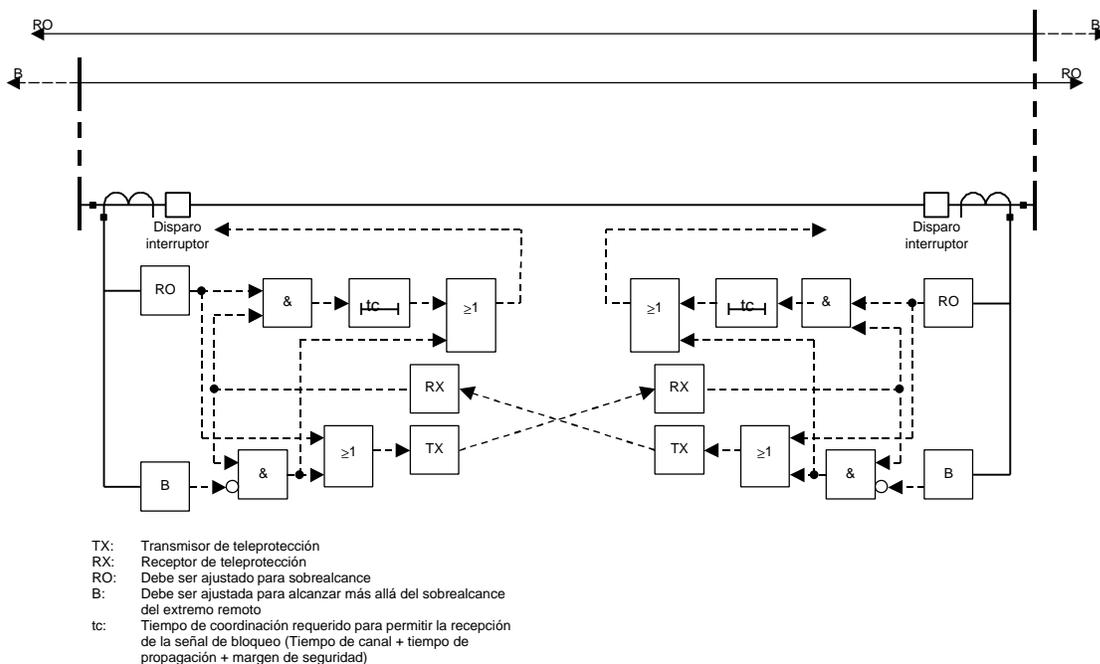


Figura 18 Esquema híbrido por comparación direccional

4.4.3.9 Lógica de inversión de corriente

La lógica de inversión de corriente es necesaria cuando se implementan esquemas POTT y/o CD en líneas de transmisión paralelas o de doble circuito,

debido a que la señal permisiva que se envía por el canal permanece en éste por un tiempo determinado después de ser deshabilitada por el terminal emisor (tiempo de viaje más tiempo de retardo del canal) y si durante ese tiempo que persiste la señal permisiva, cambian las condiciones de direccionalidad del extremo que la recibió, por apertura de un interruptor, el cual cambia las condiciones topológicas de la red pudiendo invertir la dirección de la corriente de falla (fenómeno de inversión de corrientes), se pueden presentar disparos erróneos.

En la Figura 19 se observa una falla dentro de la línea C - D. Suponiendo que el aporte de corrientes de falla es como se muestra en la Figura 19, se observa que inicialmente el relé A ve la falla hacia adelante y por lo tanto le envía permisivo al relé B, el cual inicialmente no dispara dado que ve la falla hacia atrás (no se le cumple la segunda condición), pero la señal permisiva queda habilitada unos cuantos ms en este terminal.

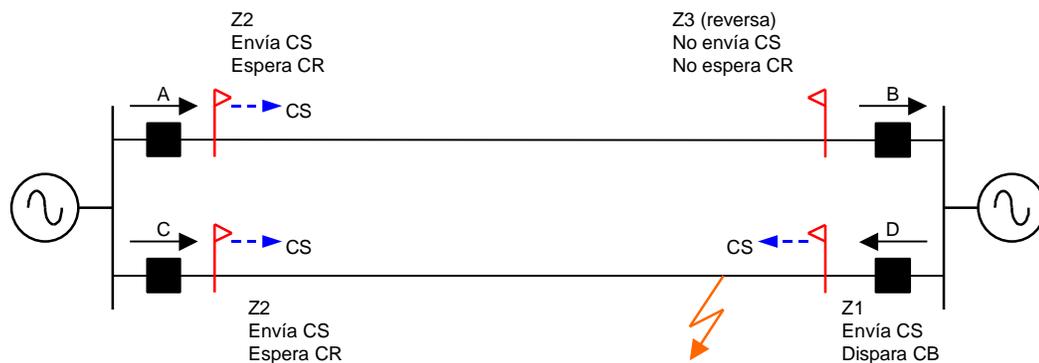


Figura 19. Lógica de inversión de corriente: preinversión

Por su parte, el relé D dispara instantáneo (falla en Zona 1) cambiando las direcciones de flujo de corriente (ver Figura 20). El relé B queda viendo la falla hacia adelante y dado que se le cumplen las dos condiciones que necesita para dar disparo (ver la falla hacia adelante y recibir señal permisiva) abre su interruptor asociado en forma no selectiva.

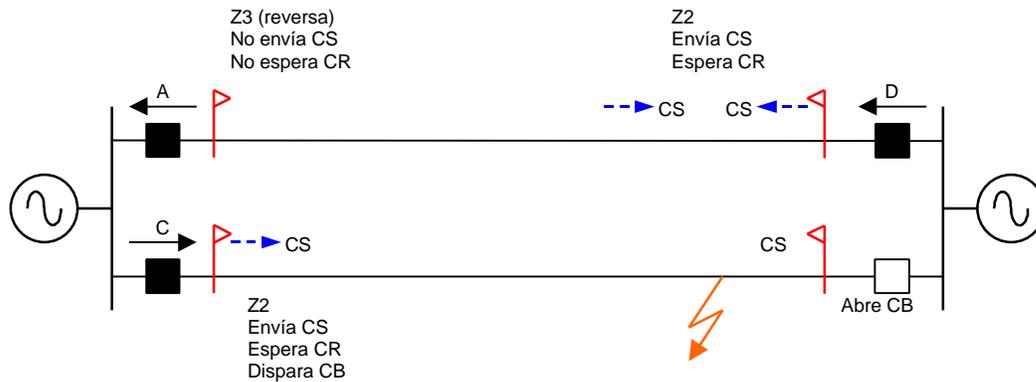


Figura 20. Lógica de inversión de corriente: postinversión

4.4.4 Funciones adicionales

En los esquemas de protección de línea, existen funciones adicionales que complementan el esquema de protección, aumentan la seguridad y fiabilidad del esquema de protección o permiten el manejo de comportamientos especiales de algunos puntos del sistema de potencia.

En este numeral se van a explicar cada una de esas funciones adicionales que se deben ajustar en los esquemas de protección y se darán los criterios más recomendados para su ajuste.

4.4.4.1 Detección de oscilación de potencia

La oscilación de potencia es un fenómeno que se presenta por desequilibrios transitorios entre la generación y la carga. Estos desequilibrios ocurren por eliminación de cortocircuitos, conexión de un generador fuera de fase al sistema, deslastres y pérdidas repentinas de carga, etc.

En las protecciones de líneas de transmisión existe la posibilidad de que ocurran disparos indeseados por causa de las oscilaciones de potencia. En dicho caso el disparo puede acarrear problemas mayores para la estabilidad del sistema de potencia al sacar de operación líneas sanas. Por lo anterior es necesario ajustar lógicas adicionales de verificación de la oscilación de potencia existentes dentro del propio relé o fuera de él, las cuales detectan la existencia de la oscilación de potencia y bloquean los disparos erróneos.

Esta función permite ajustar la protección distancia de una manera independiente ante las posibles oscilaciones de potencia que se presenten en el sistema, previniendo la operación de elementos trifásicos o de fase ante estas condiciones de operación, sin que ellos causen disparos indeseados. Ver Figura 21.

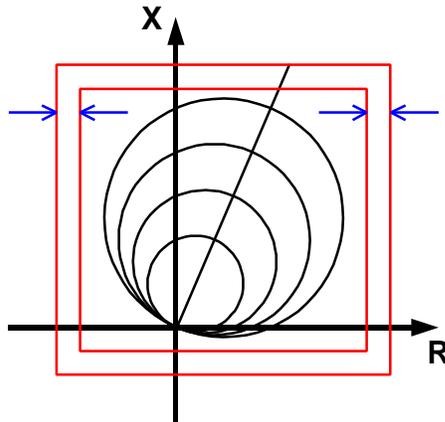


Figura 21. Banda de evaluación de la oscilación de potencia

La función de oscilación de potencia mide con un temporizador el tiempo la permanencia de la impedancia desde que ésta penetra a la característica de oscilación (banda) hasta que sale de ella, y logra discriminar entre falla y oscilación de potencia.

Es importante verificar el desempeño de la función de oscilación de potencia, cuando por requerimientos del sistema se deba seleccionar una zona de subimpedancia (zona de arranque) con un cubrimiento mayor que la banda de oscilación seleccionada para la detección de la oscilación.

En conclusión, cuando se habilite la función de oscilación de potencia, se debe verificar el correcto funcionamiento de ésta, es decir, que cuando se presente una oscilación de potencia el relé pueda ser bloqueado y garantizar también que tenga alguna forma de desbloqueo por corriente, en caso de una posterior falla, para que pueda actuar la protección de distancia.

En caso de existir una detección de oscilación de potencia, puede hacerse emisión de señales de bloqueo para algunas zonas de la protección de distancia durante un tiempo específico, ya que el bloqueo puede ser importante durante oscilaciones severas de potencia cuando el sistema se está recuperando de los efectos de la sacudida (originados por eventos en el sistema) donde el disparo de una línea que está conduciendo potencia de sincronización puede originar probablemente inestabilidad.

Para el ajuste de esta función se recomienda la aplicación de la metodología descrita en el capítulo 9. de protecciones sistémicas de este documento.

4.4.4.2 Detección de carga

Esta función permite ajustar la protección distancia independientemente de la cargabilidad de la línea, previniendo la operación de elementos trifásicos cuando se presentan altas condiciones de carga en cualquier dirección, sin causar disparos indeseados.

Esta función vigila las condiciones de carga con dos características independientes de impedancia de secuencia positiva. Cuando la carga está en una de esas características y la lógica de detección de carga (*Load-Encroachment*) está habilitada, el elemento de distancia trifásico es bloqueado.

El ajuste de la función de detección de carga (*Load-Encroachment*) se podría basar en las condiciones de flujo de carga máximo en la línea a proteger ó en la corriente máxima del conductor, considerando eventos como pérdida de líneas paralelas o generaciones y demandas extremas.

Esta función podría bloquear la operación de la protección ante algunas fallas trifásicas, si no se ajusta adecuadamente a partir de estudios del sistema. Ver Figura 22.

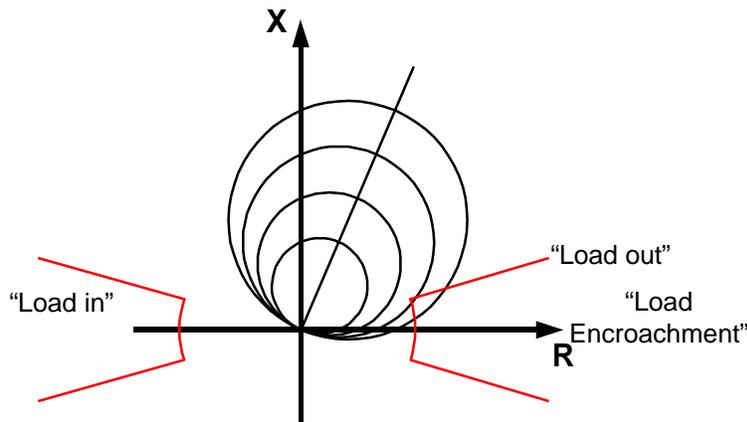


Figura 22. Zona de detección de carga

4.4.4.3 Factor de compensación residual K_0

Este factor de compensación contribuye a la correcta detección de fallas monofásicas a tierra por parte de la protección distancia. El ajuste de sus elementos puede ser identificado por software como variables K_{01} (magnitud) y K_{0A} (ángulo), mientras que en otros relés se ajusta en forma indirecta a través de perillas.

Para ajustar este factor se utiliza la siguiente expresión:

$$K0 = \frac{Z0 - Z1}{3Z1}$$

Donde:

Z0: Impedancia de secuencia cero de la línea a proteger

Z1: Impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger

En caso de requerirse compensación por efecto del acople mutuo en líneas paralelas que comparten la torre se utiliza la siguiente expresión:

$$K0 = \frac{Z0 - Z1 + Z0M}{3Z1}$$

Donde:

Z0M: Impedancia mutua de secuencia cero de la línea a proteger

El resultado de ambas expresiones corresponde a un valor complejo, el cual será representado en coordenadas polares o rectangulares dependiendo de cómo es el ajuste en cada relé.

4.4.4.4 Cierre en falla

El elemento cierre en falla, concebido como un detector no direccional de sobrecorriente de fase de ajuste alto, ayuda a prevenir una mala operación del elemento de distancia en el caso en que la línea (en cuyo lado se encuentran los transformadores de potencial) sea cerrada en falla trifásica y no se establezca una tensión trifásica de polarización para el elemento de distancia evitando que este opere.

Los ajustes típicos son del 50 al 70% del aporte a la falla trifásica en la barra local (I_f) desde la línea a proteger.

La lógica de cierre en falla debe estar habilitada por cambios en el estado del interruptor, mostrando su posición tan pronto ha cerrado o por activación de la señal de entrada de cierre al relé desde el comando del interruptor. La lógica debe operar incluso ante condiciones de recierres.

El criterio para ajustar la lógica de cierre en falla consiste en la simulación de una falla trifásica en la barra local con una resistencia de 0.001 Ohm restando a la corriente total de falla, el aporte de corriente a través de la línea a proteger; se toma el 50% de este resultado y se refiere al valor secundario del CT a través de la relación de transformación.

Es importante verificar que el valor calculado anteriormente se encuentre por encima de la máxima corriente de carga del circuito, para evitar acciones incorrectas de esta función ante condiciones normales de operación del sistema,

así como verificar que ante energizaciones de transformadores no se vaya a activar.

4.4.4.5 Pérdida de potencial

La operación de uno o más fusibles (o mini-interruptores que protegen el secundario del PT) resulta en una pérdida del potencial de polarización del relé. La pérdida de una o más tensiones de fase afecta al relé en la apropiada discriminación de la dirección de la falla.

La detección de esta condición es conveniente debido a que en algunas ocasiones la pérdida de potencial en el relé es inevitable. Una vez se ha detectado la condición pérdida de potencial, se puede elegir el bloqueo de la operación del elemento de distancia y emitir una alarma.

El relé discrimina entre condiciones de fallas (que puede ser la reducción de la magnitud de tensión a un valor cercano a cero) y pérdidas de potencial.

El ajuste de esta función se debe fundamentar en las condiciones eléctricas esperadas en el sistema de potencia.

Se simulan fallas externas para verificar que no se presente activación de la lógica ante esta condición. De esta manera se logran mantener activadas las funciones de respaldo del relé para estos casos de fallas externas (funciones de respaldo de distancia y sobrecorriente direccional de tierra).

4.4.4.6 Eco y Fuente Débil

En el caso de la Figura 23, se tiene un sistema donde uno de los extremos es fuerte, es decir presenta un nivel o equivalente de corto circuito de gran magnitud (impedancia pequeña y corriente elevada de corto) y el otro es débil (impedancia grande y corriente de corto pequeña), lo cual puede presentarse debido al efecto "Weak Infeed"(Fuente débil), o por una relación elevada entre los niveles de corto de ambos extremos (efecto "Infeed"), que le hace ver al relé del extremo débil una impedancia de falla más grande.

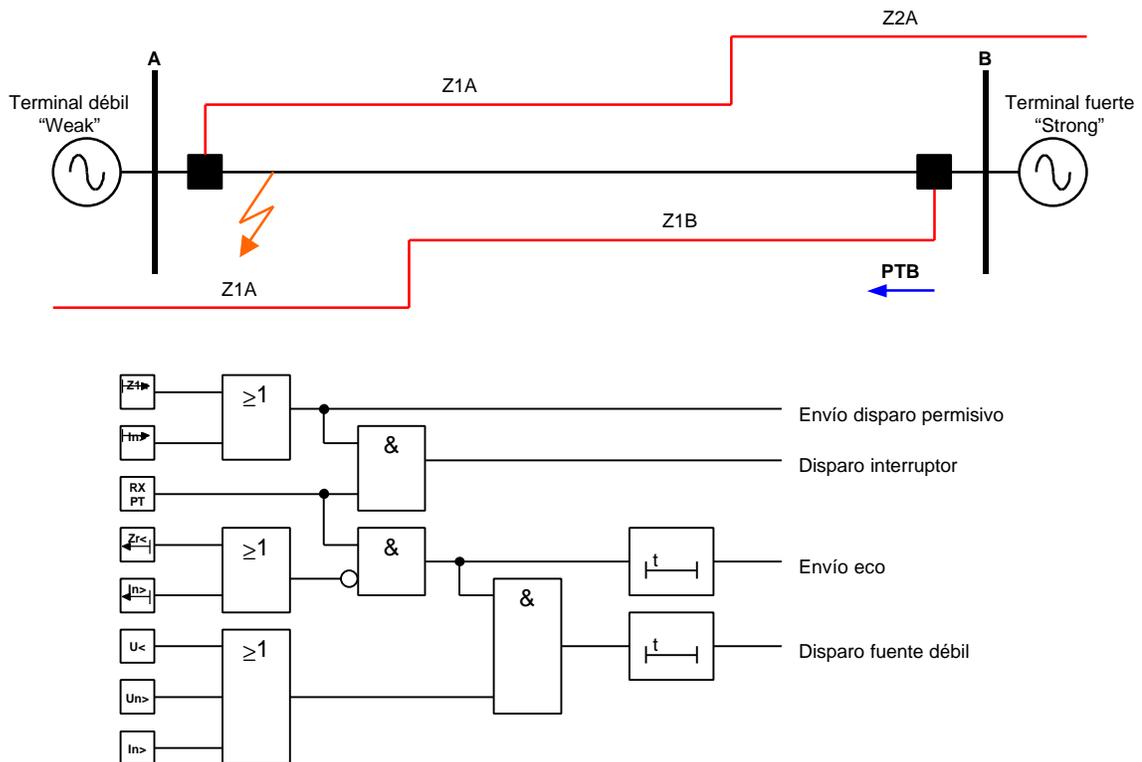


Figura 23 Lógica de eco y terminal débil

En estos sistemas, cuando se presenta una falla en la Zona 2 del extremo fuerte y en zona 1 del extremo débil, ésta puede ser “vista” sólo por el extremo fuerte y no “vista” por el extremo débil, haciendo que un esquema de sobrealcance permisivo POTT opere mal. El extremo fuerte observa la falla en Zona 2 y envía una señal permisiva PTB al extremo débil, quedando a la espera de que éste le devuelva una señal permisiva PTA para dar disparo acelerado. Sin embargo, como el extremo débil no puede detectar la falla, no envía ninguna señal al otro extremo y el disparo en el extremo fuerte sólo se produce después de transcurrido el tiempo de Zona 2, lo que puede ocasionar pérdida de estabilidad o sincronismo del sistema, si se supera el tiempo crítico de despeje de la falla.

Con el fin de evitar el problema anterior, se implementan las lógicas Eco y Terminal Débil (Weak Infeed), las cuales utilizan los siguientes criterios:

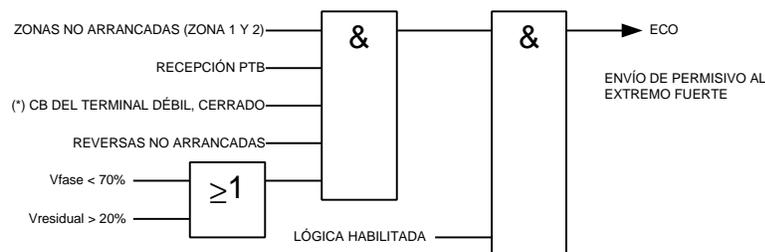
- Cuando se presenta una falla hacia adelante, cerca al extremo débil la tensión de fase cae normalmente por debajo del 70% y la tensión residual crece por encima del 20% (los valores exactos deben ser verificados con estudios de corto circuito para cada sistema)
- Dicha falla no debe arrancar la zona reversa del relé en el extremo débil y se debe garantizar que el ajuste de esta zona cubra al menos la impedancia vista

por el elemento de zona 2 del extremo fuerte; para evitar que fallas atrás del terminal débil y que sean vistas por la Zona 2 del terminal fuerte, aceleren el disparo, dado que son fallas que no están dentro de la línea y deberán ser despejadas por el relé correspondiente.

Cuando el terminal débil recibe una señal permisiva del terminal fuerte, devuelve la misma señal permisiva (ECO) al extremo fuerte permitiéndole dar disparo acelerado si se cumplen las siguientes condiciones en el terminal débil (ver la Figura 24):

- Zona 1 y Zona 2 no arrancadas (opcional)
- Recepción de la señal permisiva del extremo fuerte
- Interruptor en posición cerrado en el extremo débil (opcional)
- Zona reversa no arrancada
- Tensión residual mayor al 20% de U_N ó voltaje de fase menor al 70% U_N (opcional).

En caso de requerirse la implementación del esquema de fuente débil, se recomienda programarlo para obtener los disparos por fase.



*: EN ALGUNAS OCASIONES, EL ECO SE HABILITA CON LA APERTURA DEL INTERRUPTOR DEL EXTREMO DÉBIL

Figura 24 Lógica de eco

La implementación práctica de las lógicas eco y terminal débil en algunas ocasiones se puede omitir, si se logra una adecuada coordinación de los disparos en los dos extremos por medio de la programación de tiempos que permitan mantener sostenida la señal permisiva en el canal de comunicaciones por un cierto período de tiempo, de tal modo que al abrir el extremo fuerte la falla quede alimentada sólo desde el terminal débil, eliminándose el efecto “Infeed” y logrando que la protección del extremo débil vea la falla y dé la orden de disparo al interruptor local, siempre y cuando exista señal permisiva del otro extremo (señal sostenida un período de tiempo).

4.4.4.7 Discrepancia de polos

Es una protección que garantiza la posición coincidente de los tres polos del interruptor. Se utiliza para prevenir el disparo indeseado de relés de tierra, dado que la condición de discrepancia de polos puede causar corrientes de secuencia cero y negativa.

El ajuste del tiempo para el disparo por discrepancia de polos debe ser coordinado con el tiempo del recierre, de tal modo que la temporización del recierre sea inferior a la del relé de discrepancia de polos. También se debe coordinar la temporización de la discrepancia de polos con el tiempo de operación de los relés de sobrecorriente de tierra instalados para proteger equipos ubicados en las cercanías de la línea que presenta la discrepancia de polos, de tal modo que el tiempo de operación de dichos relés sea superior al tiempo de operación de la discrepancia de polos.

4.4.4.8 Protección tramo de línea

En subestaciones cuya configuración sea interruptor y medio o anillo y para la condición mostrada en la Figura 25, es decir, seccionador de línea abierto (L1_7), se presenta un tramo muerto de línea, definido así porque no estaría cubierto por ninguna de las protecciones asociadas con el campo, debido a que el transformador de tensión que lleva el voltaje a las protecciones principales está desconectado de la subestación, porque queda del lado de la línea la cual está abierta. Para este tramo muerto de línea se instala un relé de sobrecorriente trifásico independiente ($3I_{>>TL}$) o se puede emplear la función "Stub protection" del relé de distancia multifuncional, que es equivalente.

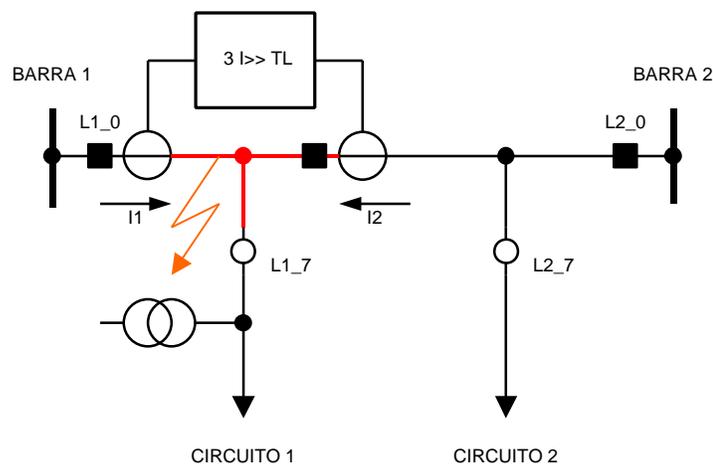


Figura 25 Protección tramo de línea

4.4.4.9 Desenganche del disparo

Los relés proveen varios métodos de desenganche o apertura del contacto de disparo, los más comunes son los siguientes:

- La salida del disparo permanece cerrada por una duración mayor a la falla o a la duración del tiempo de disparo.
- Cuando la posición de interruptor haya cambiado su estado mostrando la apertura del interruptor.
- Por detección de la mínima corriente de línea.

4.4.5 Protecciones de sobre y baja tensión

El elemento de sobretensión se ajusta a un valor de 1.1 p.u. y una temporización del disparo de 1 minuto. La anterior recomendación debe ser verificada de acuerdo con la curva de soportabilidad del equipo (Voltaje vs. Tiempo).

Para la unidad de baja tensión, la recomendación apunta a un valor de 0.8 p.u. y una temporización del disparo de 4 s.

Antes de hacer el ajuste de estas dos funciones es necesario definir la tensión operativa del área de influencia (220 kV, 230 kV, 500 kV) y de la presencia de esquemas de disparo por sobre/baja tensión en puntos del sistema con el fin de no comandar disparos indeseados que no son originados por eventos de fallas o inestabilidad del sistema.

4.4.6 Relé de recierre y verificación de sincronismo

Los sistemas de recierre automático se implementan para restaurar la parte fallada del sistema de transmisión, una vez que la falla se ha extinguido. En algunos sistemas de transmisión, el recierre se utiliza para mejorar la estabilidad del sistema, dado que es un medio de restaurar rápidamente trayectorias críticas de transmisión de potencia. Ver la Figura 26.

4.4.6.1 Métodos de recierre

Hay varios tipos de esquemas de recierre en líneas de transmisión, así:

4.4.6.1.1 No supervisado

Pueden ser sin retardo intencional (velocidad alta) o con retardo.

4.4.6.1.2 Supervisado

Puede ser con chequeo de sincronismo, bajo voltaje línea/barra o retorno de voltaje.

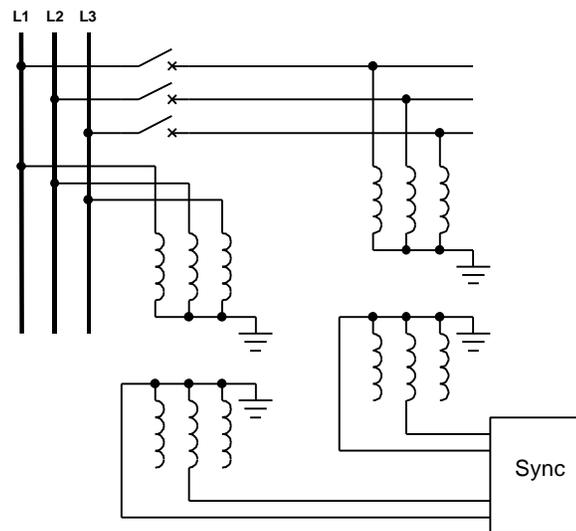


Figura 26 Relé de verificación de sincronismo

4.4.6.2 Ajuste del relé de recierre y verificación de sincronismo

La elección del tipo de recierre a usar depende del nivel de voltaje, de requerimientos del sistema, de consideraciones de estabilidad y de la proximidad de generadores.

La verificación de sincronismo es una operación necesaria una vez se ha perdido la condición de sincronismo por disparos trifásicos de los interruptores, debidos a fenómenos transitorios que son producidos por la dinámica del sistema.

Ante esta condición, se debe determinar cuál de las dos subestaciones debe recerrar en forma inmediata con esquema de recierre barra viva - línea muerta, y cuál debe implementar la verificación de sincronismo en esquema de barra viva - línea viva.

El análisis consiste en determinar, de acuerdo con los resultados de estudios eléctricos, cuál es el lugar más favorable para energizar el circuito y en cuál realizar la sincronización con el fin de restablecer la línea de transmisión, bajo las condiciones de demanda más críticas o las que se derivan de los estudios eléctricos. Los criterios para seleccionar el extremo más adecuado para hacer el recierre con verificación de sincronismo se fundamentan en el análisis en las diferencias de tensión, frecuencia y ángulo que se presentan en cada uno de los extremos al simular un cortocircuito en la línea, seleccionándose el extremo en el cual dichas diferencias sean menores. Desde el punto de vista de la sobretensión, la sincronización se debe realizar en la barra donde ésta no exista o donde sea menor.

El ajuste del relé de recierre se realiza teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- De acuerdo con los estudios de sincronización realizados, el relé debe hacer el recierre trifásico en condiciones de Barra Viva - Línea Muerta, Barra Viva - Línea Viva ó con verificación de sincronismo.
- El relé verificará la presencia de tensión en la barra y la ausencia ó presencia de tensión en la línea como condición para iniciar el ciclo de recierre trifásico.
- Es importante verificar también en cual extremo es menos comprometedor para el sistema, desde el punto de vista de la estabilidad, un recierre no exitoso. Se debe seleccionar como extremo para el cierre Barra viva – Línea muerta el extremo menos comprometedor, si el estudio confirma que un recierre no exitoso en algún extremo puede conducir a problemas de estabilidad.

4.4.7 Protección de falla interruptor

Su ajuste se realiza con el valor de la mínima corriente de falla en el extremo remoto de la línea, esto con el fin de garantizar que el relé de falla interruptor esté arrancado para el caso de que el interruptor de la línea no opere ante orden de apertura y prevenir operaciones indeseadas ante condiciones de mantenimiento o durante la operación normal.

4.4.7.1 Configuraciones

Para efectos de simulaciones se deben considerar casos específicos de configuración de subestaciones tipo barra sencilla (Figura 27), anillo (Figura 28) e interruptor y medio (Figura 29).

Para calcular el ajuste del relé de falla interruptor, se simulan fallas 1ϕ , 2ϕ y 3ϕ en el extremo remoto con una resistencia de falla de 10Ω para determinar la mínima corriente de falla vista por el relé en la subestación local, se toma el 60% del menor valor obtenido y se refiere a amperios secundarios.

En subestaciones con configuración en anillo o interruptor y medio, se debe considerar la ubicación del relé, para seleccionar el valor de corriente de arranque (ver Figura 29). En este caso se toma el 50% del resultado obtenido en el cálculo anterior.

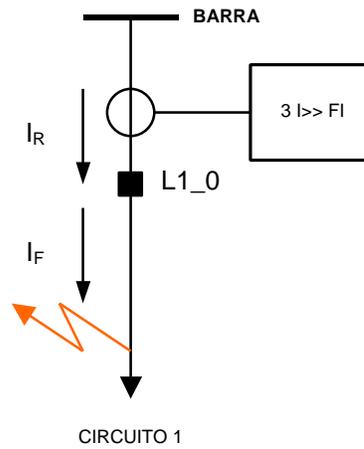


Figura 27. Ajuste relé de falla interruptor configuración barra sencilla

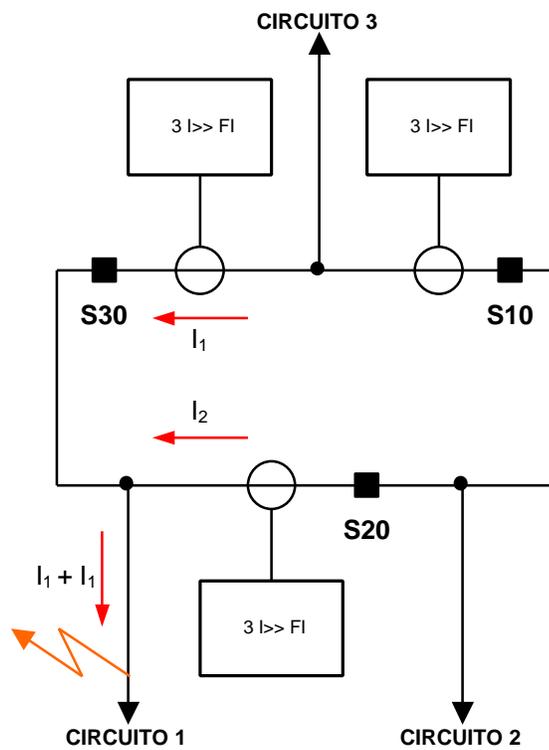


Figura 28 Ajuste relé de falla interruptor configuración en anillo

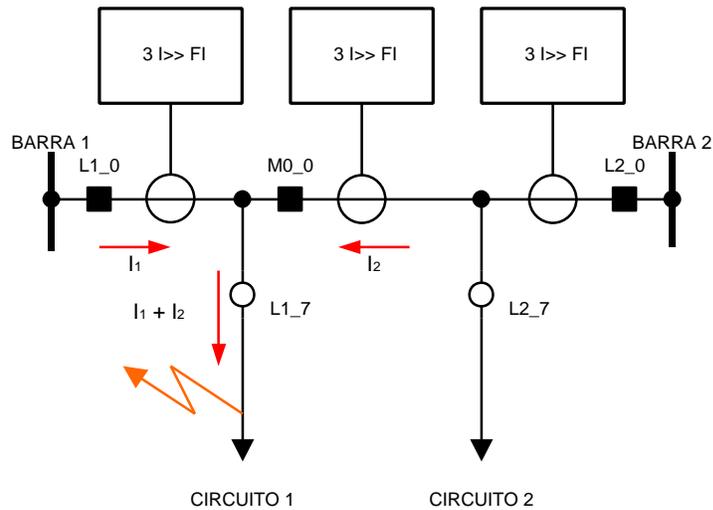


Figura 29 Ajuste relé de falla interruptor configuración interruptor y medio

4.4.7.2 Etapas y teledisparos

4.4.7.2.1 Etapa 0

En subestaciones con configuración de interruptor y medio o anillo, se realiza protección para zona muerta empleando la etapa cero y depende de la posición abierta del interruptor (L1_0 en la Figura 30):

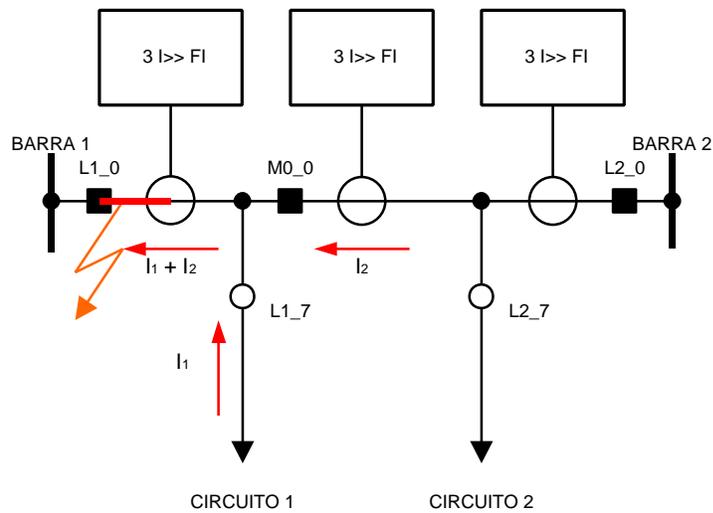


Figura 30 Protección zona muerta relé falla interruptor

La temporización asignada debe prevenir disparos indeseados ante transiciones de apertura/cierre del interruptor, se recomienda un valor de 50 ms.

- Teledisparo etapa cero

Esta etapa deberá proveer disparo al interruptor MO_0 (Ver Figura 30) y enviar disparo directo transferido al interruptor de la subestación remota.

4.4.7.2.2 Etapa 1

Su finalidad es ejecutar redisparo trifásico definitivo al propio interruptor. La temporización asignada debe permitir la apertura del propio interruptor, se recomienda un valor de 150 ms.

4.4.7.2.3 Etapa 2

Su finalidad es proveer disparo trifásico definitivo a toda los interruptores asociados con la barra. La temporización recomendada es de 250 ms.

- Teledisparo etapa dos

La etapa dos debe efectuar también un disparo directo transferido a la subestación remota.

4.4.8 Protección de líneas compensadas en serie

4.4.8.1 Ventajas y desventajas de la compensación serie

El propósito principal de la compensación serie es disminuir la reactancia equivalente de la línea de transmisión y, de esta manera, incrementar su capacidad de transmisión de energía. El costo comparado con la construcción de una nueva línea equivalente es del orden del 15% al 30%.

Resulta económico la utilización de condensadores en serie, particularmente si existe una gran distancia desde el punto de generación a los centros de consumo.

Los condensadores en serie pueden ser también usados para regular el flujo de potencia en la red entrando y saliendo por maniobras. El incremento en la capacidad de transmisión tiende a mejorar la estabilidad del sistema. Un condensador en serie también ayuda a mantener el voltaje en un buen nivel en el extremo receptor de la línea y puede algunas veces sustituir condensadores en paralelo o ser un complemento a una compensación en paralelo.

Un banco consta de pequeños condensadores conectados en serie y paralelo para formar un conjunto de capacitancia alta y corriente nominal de carga alta. Sus elementos son sensibles a las sobretensiones y su vida útil es corta comparada con la línea de transmisión misma. Así, comúnmente, el banco de

condensadores puede ser sacado a mantenimiento más frecuentemente que la línea de transmisión.

Los condensadores en serie también crean muchos problemas adicionales de protecciones, comparados con las protecciones de líneas sin condensadores.

protecciones, en comparación con los existentes en el ajuste de las protecciones de líneas sin compensación en serie.

La mayoría de las veces se instala un banco de condensadores en un extremo del circuito, pero algunas veces la compensación es dividida en dos o más bancos en diferentes puntos (condensadores de mitad de línea). En otros casos existe un banco en cada extremo de la línea.

La división de la compensación en diferentes puntos de la línea permite igualar el perfil de voltaje sobre todo el circuito. Si el banco está ubicado en la mitad o dividido en los dos extremos de la línea, usualmente se presenta una pequeña discrepancia en el voltaje cuando la dirección del flujo de potencia reactiva se modifica.

El banco puede ser diseñado para resistir sobrevoltajes que ocurran cuando exista una falla en el sistema y para que una corriente de falla alta pase a través del condensador. Los condensadores son protegidos por tanto contra sobrevoltajes por un "Gap" de aire y con un descargador de ZnO. Es una ventaja localizar el banco de tal forma que el "Gap" no flamee cuando ocurra una falla fuera de la línea, particularmente en un circuito paralelo.

4.4.8.2 Grado de compensación

La relación de la reactancia del condensador a la reactancia de la línea es llamada el grado de compensación k . Un grado de compensación menor al 40-50% y una localización en la mitad de la línea usualmente no da problemas para la protección de la línea.

4.4.8.3 Problemas de protección encontrados

Los condensadores serie tienen un gran impacto en la protección de la línea como consecuencia de los siguientes fenómenos:

- Reactancia negativa del condensador conectada en serie con la reactancia positiva de la línea.
- Inversión del voltaje en la barra, cuando la reactancia negativa del condensador en serie es mayor a la reactancia positiva del tramo de línea hasta el punto de falla.
- Inversión de la corriente en la línea, cuando la reactancia negativa del condensador en serie es mayor a la suma de la reactancia de la fuente y la reactancia del tramo de línea hasta el punto de falla.

- Oscilaciones subsincrónicas en circuitos RLC compuestos del capacitor serie y las impedancias de la fuente y la línea.
- Asimetrías debidas al flameo inverso/reinserción no simétrico del “Gap” y a la reinserción y amplificación de las asimetrías existentes de líneas no traspuestas causadas por la circulación de corrientes de secuencia negativa.
- Incremento lento en la corriente de cortocircuito en el circuito RLC como consecuencia de un componente transitorio subsincrónico superpuesto.

4.4.8.4 Protección de condensadores con un “Gap” convencional

El elemento de protección más importante es el “Gap”, éste protege al condensador ante sobrevoltajes. Aunque el condensador está diseñado para una tensión y corriente nominales, usualmente existe un porcentaje de sobrevoltaje que el equipo puede soportar por un corto tiempo. El ajuste del “Gap” depende del diseño del condensador. Un ajuste común es 2 ó 3 veces el voltaje nominal. Ver Figura 31.

En dicha figura se tiene el siguiente conjunto de protecciones:

- 1 Protección de sobrecorriente en el gap
- 2 Protección de fugas, detecta flameos entre la plataforma y el condensador
- 3 Protección de resonancia subtransitoria
- 4 Protección de desbalance, detecta elementos abiertos en el condensador
- 5 Control del interruptor
- 6 Protección de falla interruptor
- 7 Plataforma aislada de tierra

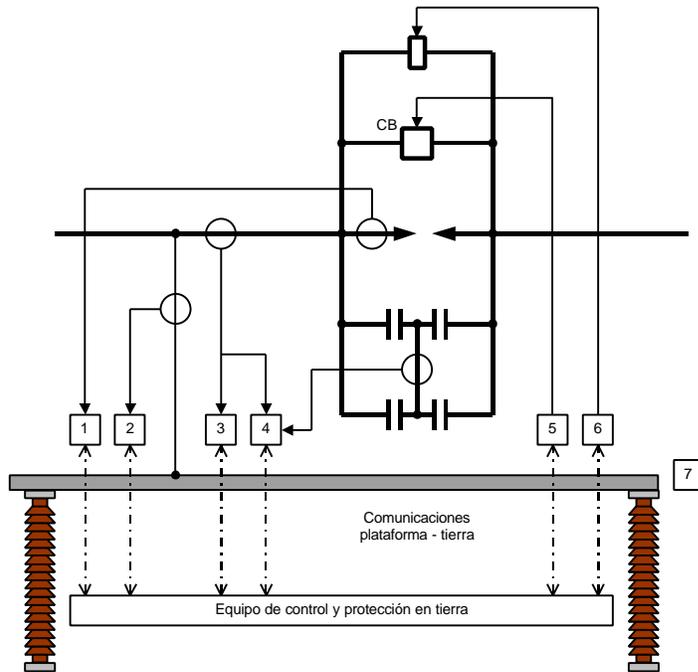


Figura 31 Protección convencional de condensadores con gap

Normalmente, el “Gap” interrumpe su corriente de falla después de 0.1 segundos cuando abre el interruptor de la línea. El “Gap” no tiene una gran capacidad de soportar la corriente de falla por grandes periodos de tiempo, por lo que existe también una protección de sobrecorriente, conectada en serie con el “Gap”, que actúa en un tiempo de 0.4 s o menos, cerrando un interruptor de protección ubicado en paralelo con el banco y que actúa como respaldo. Si el “Gap” puede flamear para fallas externas, esta protección es de tipo instantáneo.

El banco de condensadores generalmente está ubicado sobre una plataforma aislada de tierra. En el evento de un flameo desde el condensador a la plataforma, la protección contra fugas operará instantáneamente y el condensador será cortocircuitado.

Con el propósito de detectar elementos fallados dentro del banco se instala una protección de desbalance. Ésta compara el voltaje en los elementos a través de un circuito puente. Algunas veces consiste de dos etapas, una de ajuste alto y otra de ajuste bajo. La de ajuste bajo puede ser restringida por la corriente de carga, pero ambas son ligeramente temporizadas para evitar operaciones indeseadas ante transitorios durante maniobras.

Usualmente, todas las protecciones del banco operan sin ninguna comunicación con la protección de la línea en los extremos de la misma.

4.4.8.5 Protección de condensadores con un conjunto “Gap” -Descargador

Esta protección consiste de una resistencia no lineal de óxido metálico ubicada en paralelo con el “Gap” . Ver Figura 32.

Cuando el voltaje del condensador se eleva, su control se efectúa con circulación de corriente a través de la resistencia en lugar del condensador. El “Gap” se ajusta para flamear solamente para voltajes extremadamente altos, los cuales normalmente ocurren cuando las fallas son muy cercanas al condensador, de tal forma que su ajuste se hace tratando de evitar flameos ante fallas externas. La energía de la resistencia se mide también y si ésta alcanza el límite térmico de la misma, se da un comando para que se presente el flameo del “Gap”. Este esquema conserva por lo menos una parte de la compensación en servicio durante una falla en un circuito adyacente. Cuando la falla es despejada, la compensación regresa inmediatamente a la operación.

En la Figura 32 se tiene el siguiente conjunto de protecciones:

- 1 Protección de sobrecorriente en el gap
- 2 Protección de escape, detecta flameos entre la plataforma y el condensador
- 3 Protección de resonancia subtransitoria
- 4 Protección de desbalance, detecta elementos abiertos en el condensador
- 5 Control del interruptor
- 6 Protección de falla interruptor
- 7 Protección que detecta la energía desarrollada en la resistencia no lineal
- 8 Plataforma aislada de tierra

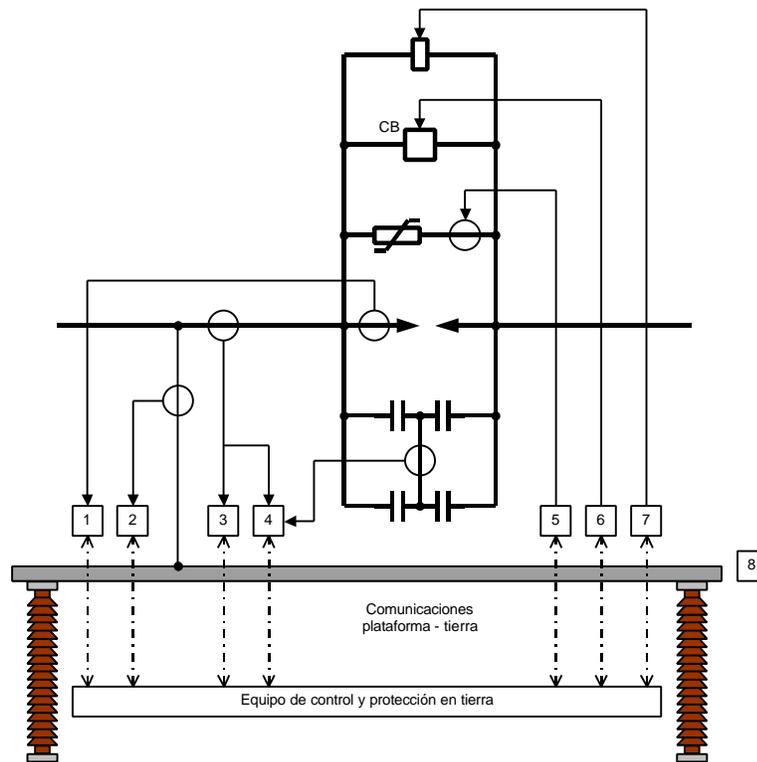


Figura 32 Protección de un condensador con conjunto gap-resistencia

4.4.8.6 Protección de líneas compensadas en serie con protecciones distancia

4.4.8.6.1 Esquemas de subalcance y sobrealcance

Para obtener selectividad en una sección, la primera zona de la protección distancia deberá ajustarse con un alcance menor a la reactancia de la línea compensada como se indica en la Figura 33. El ajuste es generalmente el mismo si el banco es protegido con un esquema convencional o con un conjunto "Gap" - Descargador.

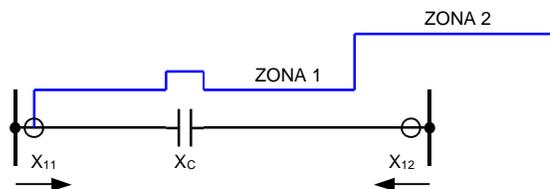


Figura 33 Ajuste de zonas en líneas compensadas

Si el condensador está en corto o fuera de servicio, el alcance de estos ajustes puede ser menor al 50% dependiendo del grado de compensación y habrá una sección de la línea donde no ocurrirán disparos instantáneos desde cada extremo. Por esta razón, los esquemas de subalcance permisivo no son usados usualmente como protección principal; prefiriendo el uso de protecciones completamente selectivas o esquemas direccionales.

El ajuste del sobrealcance debe ser tal que cuando el condensador esté fuera de servicio, la protección aún conserve dicha propiedad. En la Figura 34 se muestra el sobrealcance de la zona A. La primera zona puede conservarse en la protección pero solamente tendrá la característica de protección respaldo para el despeje de fallas. El sobrealcance es por lo general el mismo para la zona 2. Cuando el capacitor está en servicio, la zona A y la zona 2 tendrán un alto grado de sobrealcance el cual puede ser considerado como una desventaja desde el punto de vista de la seguridad.

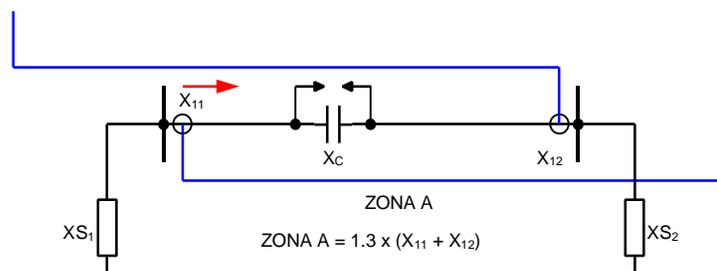


Figura 34 Protección distancia con sobrealcance permisivo

4.4.8.6.2 Líneas doble circuito compensadas en serie

Dos circuitos en paralelo terminando en la misma barra en ambos extremos, causan algunos problemas para la protección distancia por la impedancia mutua de secuencia cero del sistema. El fenómeno de inversión de corriente traerá problemas desde el punto de vista de la protección, particularmente cuando las líneas son cortas y se utilizan esquemas de sobrealcance permisivo.

Esta problemática será más importante cuando las líneas están equipadas con condensadores en serie. El condensador compensará la impedancia en la red de secuencia positiva mientras la impedancia mutua de secuencia cero producirá un efecto más dañino que para dobles circuitos no compensados. Si coexisten impedancias negativas y corriente de falla negativas al mismo tiempo y se requiere de una buena selección de fase para recierres monopolares, el número de problemas para la protección distancia se incrementa.

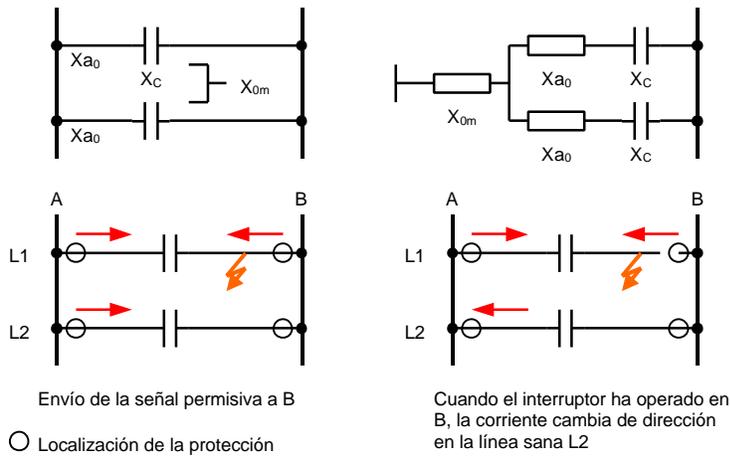


Figura 35 Compensación serie de líneas paralelas

Si se usa un esquema de sobrealcance permisivo en un sistema doble circuito como el ilustrado en la Figura 35 y ocurre una falla en un extremo lejano de una línea, ambas protecciones en A enviarán señal permisiva a B. La protección en B de la línea fallada iniciará el disparo. Tan pronto como el interruptor ha abierto, la corriente en la línea sana cambiará de dirección y si la señal todavía está siendo recibida desde el extremo remoto, la línea sana puede disparar erróneamente (inversión de corriente). Esta corriente en dirección reversa aumenta su magnitud debido a la impedancia mutua y a la compensación serie.

Para evitar disparos indeseados, algunas protecciones tienen lógicas que detectan si la corriente de falla ha cambiado de dirección y temporalmente bloquearán la protección. Otras temporalmente bloquearán la señal recibida en la línea sana tan pronto como la línea paralela fallada inicie el disparo.

El segundo método mencionado tiene la ventaja de que no toda la protección es bloqueada. La desventaja es que requiere de un canal de comunicación entre las protecciones de los campos de llegada de las líneas en paralelo.

La protección distancia usada en líneas compensadas en serie deberá tener un sobrealcance suficiente para cubrir la totalidad de la línea cuando los condensadores estén fuera de servicio, o deberá conmutar sus ajustes cuando esto ocurra. En caso contrario, el sobrealcance se incrementará permanentemente de manera amplia y todo el sistema será muy sensible ante falsas teleseñales.

En principio, una protección unitaria de fase segregada y particularmente una protección diferencial longitudinal parecen ser la mejor protección en el caso de líneas cortas compensadas, porque cubrirá el bajo alcance, la impedancia negativa y parte de los problemas de corriente de falla negativa.

Si se emplea una protección no unitaria en un modo de comparación direccional, los esquemas basados en cantidades de secuencia negativa ofrecen la ventaja de que son insensibles al acople mutuo. Sin embargo, estos pueden solamente ser usados para fallas fase-tierra y fase-fase, por lo que para fallas trifásicas debe implementarse otra protección, porque dichas fallas tienen poca o ninguna componente de secuencia negativa.

4.4.8.7 Protección de líneas compensadas con comparación direccional

4.4.8.7.1 Protección onda viajera

Esta clase de protección es muy rápida y realiza la medida solamente cuando ocurre la falla y durante un período de tiempo posterior. Mide los cambios de voltaje ΔV y de corriente ΔI . Estos valores son calculados en estado estable cuando la fuente de voltaje es asumida en el punto de localización de la falla de acuerdo con el teorema de Thévenin. Los ajustes de ΔV y ΔI dan el alcance de la protección, mientras que la comparación de los signos de ΔV y ΔI da la dirección. Si los signos son iguales, la dirección de la falla es hacia atrás y si son diferentes, la dirección es hacia adelante.

En principio, esta protección es mejor que la distancia, sin embargo, en líneas paralelas tiene el mismo problema como todas las protecciones sobrealcanzadas. La desventaja es que la protección está solamente activa por un corto tiempo después de la ocurrencia de la falla y luego se bloquea un cierto tiempo. Esto significa que existen algunos problemas en la detección y disparo en el caso de fallas evolutivas, por lo cual debe complementarse para estos eventos.

4.4.8.7.2 Protección direccional de sobrecorriente residual

Esta protección opera solamente con las componentes de secuencia cero. También opera correctamente para fallas serie monofásicas y bifásicas. El relé direccional opera con las cantidades medidas de ΔV_0 y ΔI_0 de manera similar al caso anterior.

La protección es ajustada en un modo de sobrealcance y tiene las mismas ventajas de la protección distancia y la onda viajera, excepto que ésta solamente opera para fallas a tierra. Tiene la desventaja de que su alcance varía ligeramente con la impedancia de la fuente. La protección se dificultará si se usa con recierres monopolares, porque en situaciones de falla interna aparece corriente residual en el relé durante el tiempo muerto, cuando un polo está abierto y es difícil discriminar la fase fallada para efectuar el recierre. Por consiguiente, esta protección debe ser bloqueada durante el tiempo muerto.

Al contrario de la protección de onda viajera, este relé siempre está activo y el alcance de la zona está limitado por un relé de sobrecorriente residual,

presentando buena operación para diferentes puntos de falla sobre la línea con o sin compensación.

5. PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES

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

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

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

Los transformadores y autotransformadores, en general, están sometidos a cortocircuitos internos de los cuales se protegen con relés diferenciales porcentuales o de alta impedancia y con relés de presión o acumulación de gas. También están sometidos a sobrecorrientes por fallas externas contra las cuales se protegen con relés de sobrecorriente.

Adicionalmente, los transformadores y autotransformadores pueden sufrir sobrecalentamientos y sobrecargas que se pueden detectar con resistencias detectoras de temperatura y con relés de sobrecarga, respectivamente.

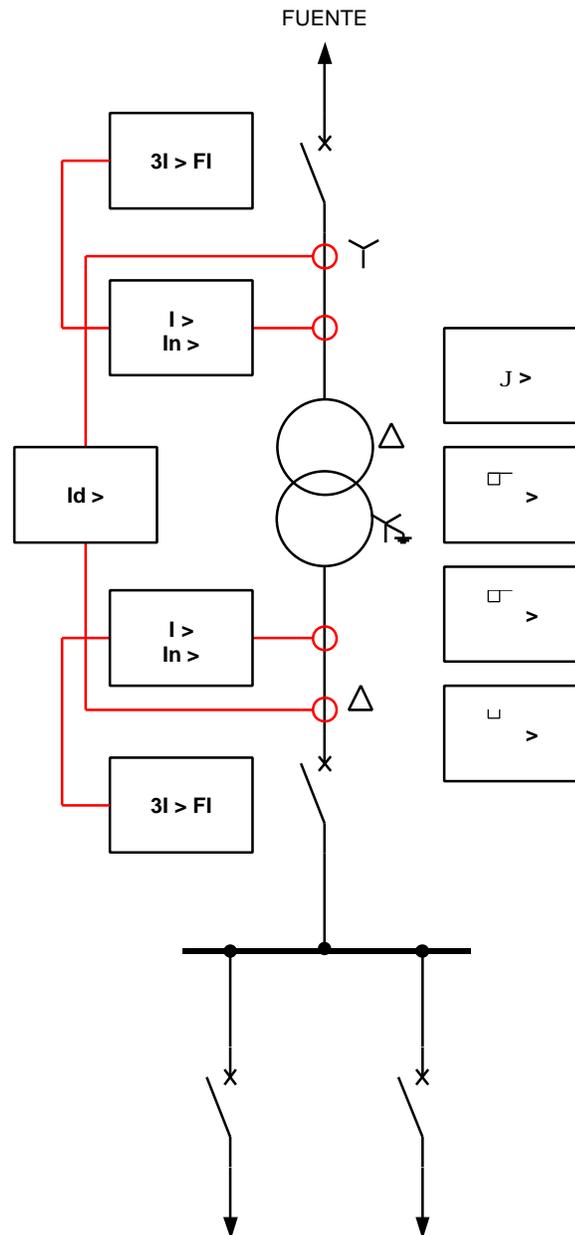


Figura 36 Protecciones principales de un transformador

5.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR

El relé diferencial de corriente es el tipo de protección usada más comúnmente para transformadores de 10 MVA en adelante. La protección diferencial es muy apropiada para detectar las fallas que se producen tanto en el interior del

transformador como en sus conexiones externas hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección.

5.1.1 Tipos de relés diferenciales para protección de transformadores

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

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

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

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

- Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos. Algunos relés diferenciales incorporan en su diseño una restricción de armónicos para evitar disparos indeseados debidos a corrientes de “inrush”. La conexión de este relé en un transformador con conexión Y - Δ , se observa en la Figura 37.

Dichos relés utilizan al menos la corriente del segundo armónico que está presente en toda energización de transformadores, para restringir o reducir la sensibilidad del relé durante este período.

Los relés diferenciales con restricción de armónicos también incluirán una unidad instantánea, la cual se ajusta por encima de la corriente de “inrush” del transformador.

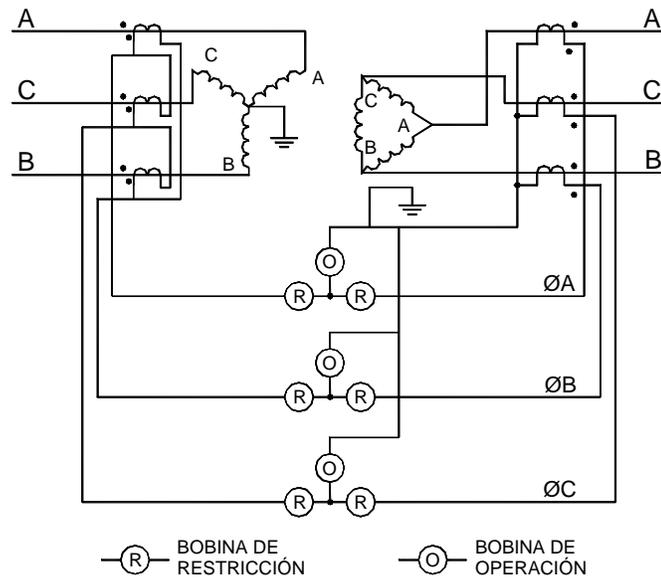


Figura 37 Conexión protección diferencial porcentual transformador U- D

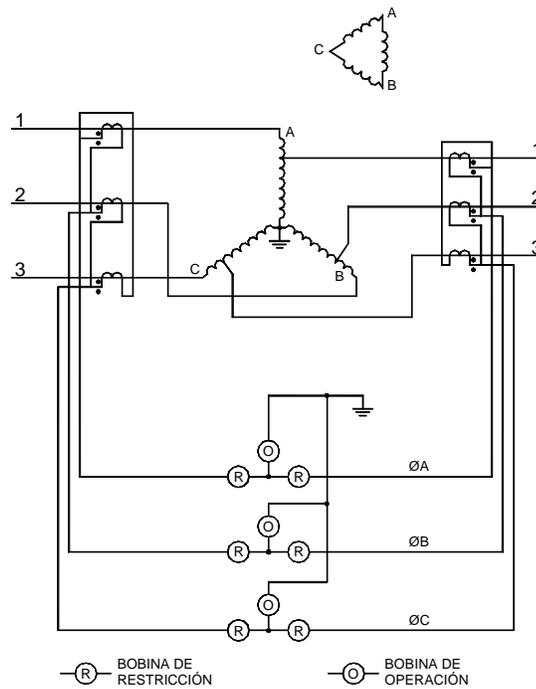


Figura 38 Protección diferencial porcentual autotransformador sin carga en la delta del terciario

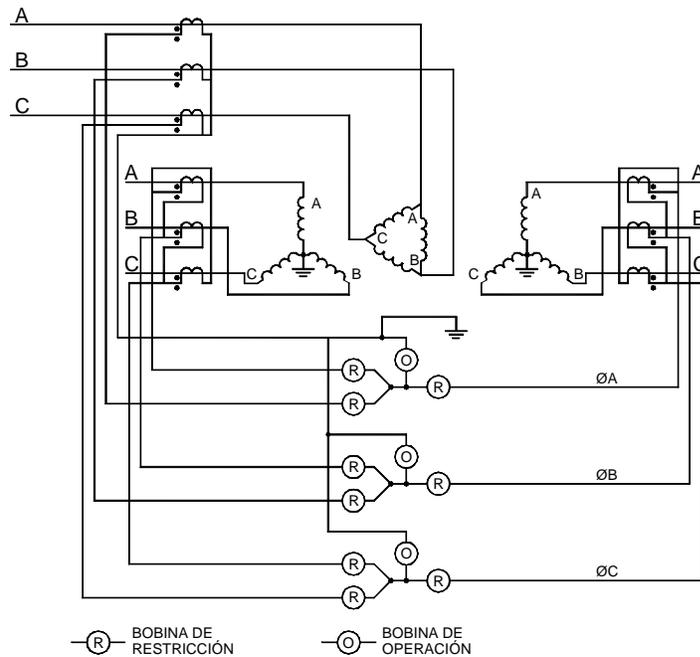


Figura 39 Protección diferencial porcentual autotransformador con carga en la delta del terciario

- Protección diferencial de autotransformadores utilizando relés de alta impedancia. En algunos países es una práctica común proteger los autotransformadores utilizando relés diferenciales de alta impedancia tipo barra, operados por voltaje. Las conexiones de este sistema de protección de autotransformadores, con el punto de neutro del devanado en Y, sólidamente aterrizado se observa en la Figura 40. Este arreglo provee protección contra todo tipo de fallas fase-fase y fallas a tierra, pero no provee protección para fallas entre espiras. En este esquema se requiere que todos los transformadores de corriente tengan igual relación de transformación e iguales características de precisión.

Los autotransformadores están a menudo dotados con un devanado terciario en delta. En el caso de que dicho devanado no tenga conectada carga, se puede conectar una esquina de la delta como se muestra en la Figura 40 para que la protección diferencial pueda detectar las fallas a tierra en este devanado. De todas maneras, este esquema de conexión de la protección no detectará fallas entre fases o entre espiras del devanado terciario.

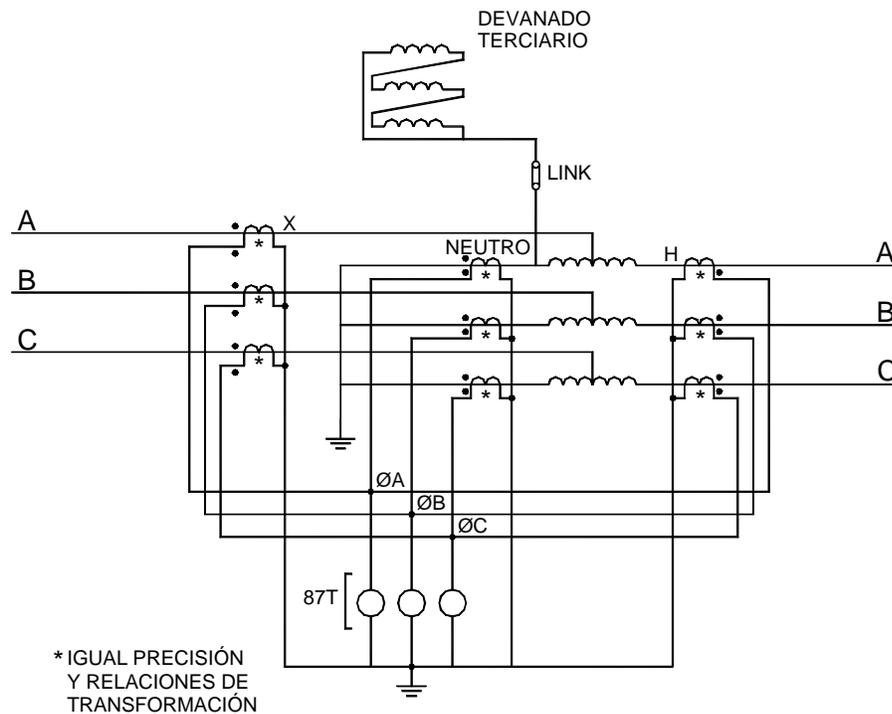


Figura 40 Protección diferencial de alta impedancia para un autotransformador sin carga en el terciario

5.1.2 Formas de conectar la protección diferencial en el devanado terciario

Para llevar la conexión de la protección diferencial a un devanado terciario en delta de un autotransformador, se utilizan dos formas:

- **Medida externa de corriente terciaria:** En este tipo de conexión la señal de corriente se toma de un CT ubicado fuera de la delta (Ver Figura 41 (b)). Dado que este CT mide la corriente de línea de la delta y tanto el lado primario como el secundario del autotransformador están conectados en Y, es necesario compensar la diferencia angular del voltaje con la conexión del relé. La forma de hacer esto depende del tipo de relé a conectar, es decir, si el relé es numérico la compensación se hace por software escogiendo en el rango del relé la conexión indicada. En otros casos el relé dispone de unos CT's de interposición, los cuales deben ser conectados de acuerdo con la compensación requerida.

Esta conexión es muy utilizada en autotransformadores trifásicos.

- **Medida interna de corriente terciaria:** En esta conexión, la señal de corriente se toma internamente a través de CT's de buje ubicados dentro del devanado

de la delta. Dado que la corriente que están midiendo los relés es la propia del devanado, no hay necesidad de compensar. (Ver Figura 41(a)).

Esta conexión es muy utilizada en autotransformadores construidos con unidades monofásicas.

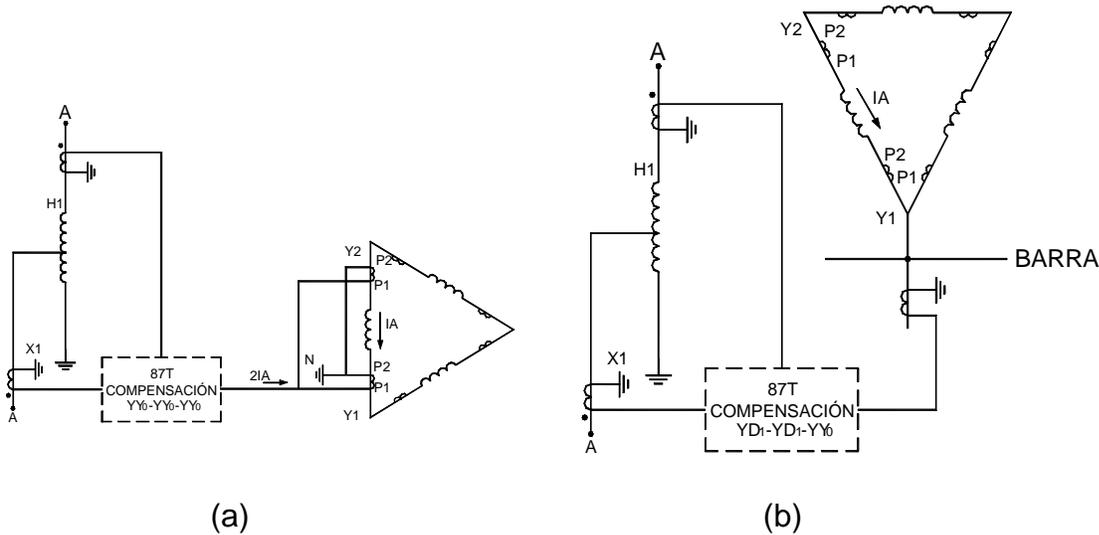


Figura 41 Esquemas de conexión de la protección diferencial en el devanado terciario

5.1.3 Conexión diferencial larga y conexión diferencial corta

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

5.1.4 Factores a considerar en el ajuste de la protección diferencial

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

5.1.4.1 La corriente inicial de magnetización o corriente de “inrush”

Esta corriente puede ser vista por el relé principal como una corriente de falla interna y causar la desconexión del transformador, dado que esta corriente es del orden de ocho (8) a doce (12) veces la corriente nominal con un tiempo de

duración de 100 ms o más. Los factores que controlan la duración y la magnitud de esta corriente son el tamaño y la localización del transformador, la impedancia del sistema desde la fuente al transformador, las dimensiones internas del núcleo del transformador y su densidad de saturación, el nivel de flujo residual y la forma como el banco se energice.

Para evitar este problema, la protección diferencial del transformador puede ser diseñada con sensibilidad reducida al transitorio, usando los armónicos de la corriente “inrush” para desensibilizar momentáneamente la operación durante el tiempo de energización, lo cual se puede hacer debido a que la corriente inicial de magnetización tiene un alto contenido de armónicas, particularmente de segundo y cuarto orden, las cuales se pueden utilizar, filtrándolas y haciéndolas pasar por la función de restricción para así insensibilizar al relé durante la energización del transformador.

Ante fallas, los armónicos de orden 2 y 4 son de muy bajo valor, así que el manejo de éstos permite distinguir entre corrientes “inrush” y de falla.

5.1.4.2 Diferencia en la magnitud de la corriente en cada lado del transformador

Debido a los diferentes niveles de voltaje, incluidas las diferentes posiciones de los tomas de los transformadores, las corrientes a uno y otro lado del transformador son de diferente magnitud; esto se compensa con la adecuada selección de la relación de los transformadores de corriente asociados con la protección diferencial y de un relé del tipo porcentual o con bobina de restricción.

Los transformadores de corriente, al emplear relaciones de transformación distintas, no compensan la diferencia que se presenta entre las corrientes del lado de alta y baja del transformador, es decir, puede presentarse un posible desequilibrio de relación de transformación en los diferentes transformadores de corriente. Esto se compensa con los factores de “Matching” que tenga el relé.

5.1.4.3 Grupo de conexión del transformador

El grupo de conexión del transformador de potencia introduce un desfase entre las corrientes primaria y secundaria. Esto se compensa con la adecuada conexión de los transformadores de corriente, es decir, si el transformador de potencia está conectado en delta - estrella (Δ -Y), la corriente trifásica balanceada sufre un cambio angular de 30° , el cual deberá ser corregido conectando el transformador de corriente en estrella - delta (Y- Δ), como se muestra en la Figura 37.

En general, la eliminación del desfase se realiza asumiendo flujo balanceado de corrientes a cada lado del transformador. Los transformadores de corriente en el lado Y de un banco deben conectarse en delta y los del lado delta deben conectarse en Y, de esta manera se compensa el desfase de 30° y se bloquea la

corriente de secuencia cero que se presenta cuando hay fallas externas a tierra, dado que cuando los CT's se conectan en delta, la corriente de secuencia cero externa circula en el circuito de éstos y evita la operación errónea del relé.

Si el transformador ha sido conectado en delta en ambos niveles de tensión, los CT's de interposición deberán ser conectados en Y al relé diferencial. Para bancos conectados YY aterrizados sin devanado terciario, se debe utilizar una conexión delta de los CT's. Sería posible usar CT's conectados en Y si el banco está formado por tres transformadores bidevanados independientes conectados en Y aterrizado - Y aterrizado. Sin embargo, si este banco es del tipo trifásico la conexión en delta de los CT's es la recomendada debido a que el flujo residual de secuencia cero genera una delta fantasma. La clave en todos los casos es que si se utiliza la conexión Y de los CT's, la corriente en por unidad de secuencia cero debe ser igual en ambos lados ante fallas externas.

Algunas veces no es posible obtener un valor aceptable de desbalance con las relaciones de transformación disponibles o por la franja de ajuste permitida por el relé, en cuyo caso se requiere el uso de CT's auxiliares de balance de corrientes.

Para transformadores multidevanados como los bancos tridevanados, o autotransformadores con devanado terciario conectados a circuitos externos, se utiliza un relé con múltiples bobinas de restricción (se puede disponer de relés con dos, tres, cuatro y hasta seis bobinas de restricción con un devanado de operación simple). Las corrientes a través de las bobinas de restricción estarían en fase y la diferencia de corriente debida a la carga o a una falla externa sería mínima. Idealmente, esta diferencia sería cero, pero con relaciones de transformación de CT diferentes en distintos niveles de tensión, esto es imposible en casi todos los casos.

Con el fin de seleccionar el ajuste adecuado para las protecciones diferenciales de los transformadores, se lleva a cabo un análisis de verificación de la saturación de los transformadores de corriente teniendo en cuenta el estudio de cortocircuito y las curvas de excitación (Tensión vs Corriente) suministradas por el fabricante.

5.1.5 Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa

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

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

5.1.6 Cálculo de factores de compensación

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

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

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

Donde:

P: Pendiente porcentual del relé

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

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

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

MS: Margen de seguridad: Mínimo 5%.

5.1.7 Selección de la corriente diferencial de umbral

Para elegir el umbral de ajuste más adecuado para la protección diferencial del transformador, se realizan fallas externas monofásicas y trifásicas y se determinan las corrientes diferenciales que circularán por el relé para cada una de ellas.

La corriente diferencial de umbral se ajusta a un valor por encima de la máxima corriente obtenida en las simulaciones con un margen de seguridad que garantice su estabilidad ante fallas externas.

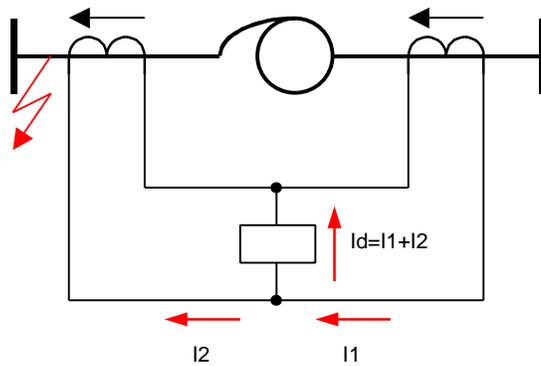


Figura 42 Protección diferencial de autotransformador ante falla externa

5.1.8 Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna

Se simulan fallas internas en el elemento protegido y el valor de corriente obtenido debe ser mucho mayor que la corriente de umbral seleccionada, para garantizar una alta sensibilidad en el relé.

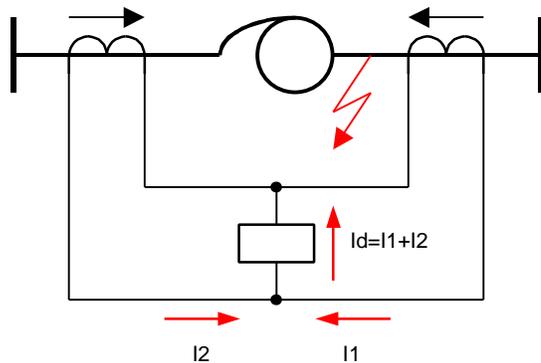


Figura 43 Protección diferencial de autotransformador ante falla interna

5.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia, se utiliza como protección de respaldo de la protección diferencial y para fallas externas. Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales en los transformadores cuando el costo de la protección diferencial no se justifica.

A continuación se presentan algunos criterios para el ajuste de los relés de sobrecorriente tanto de fases como de tierra. Sin embargo, estos ajustes no se

pueden asignar arbitrariamente sino que se deben corroborar con un estudio de cortocircuito que garantice que exista coordinación con los relés de protección de elementos del sistema adyacentes al transformador.

5.2.1 Protección de fases

Cuando se requiere la sobrecarga del transformador y para permitir la buena operación del relé, el valor de ajuste de la corriente de arranque debe ser mayor a la corriente de sobrecarga esperada. El valor de arranque se recomienda tomarlo como un 130% de la corriente nominal del transformador (en refrigeración forzada) y el dial y la curva se determina de acuerdo con el estudio de cortocircuito. Los ajustes de los relés de fases involucran compromisos entre operación y protección. La recomendación de 130% surge de la ventaja que ofrece la capacidad de sobrecarga del transformador en estado de operación normal y, en especial, cuando se presentan situaciones de contingencia en donde se requiere la sobrecarga de líneas y transformadores. Sin embargo, es importante señalar que cada empresa define el porcentaje de sobrecarga de sus equipos y por tanto el ajuste más adecuado de la protección.

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

Para los relés de sobrecorriente de fases se hace un análisis integral, es decir, se simulan fallas bifásicas aisladas en puntos cercanos al transformador, tanto por el lado de alta como por el lado de baja y se observan las magnitudes de las corrientes por todos los relés para las diferentes fallas, se establece un ajuste primario para cada uno de los relés de sobrecorriente de fases y se verifica la coordinación entre ellos, de tal forma que cuando la falla ocurra en cercanías al relé éste opere primero y los demás operen selectivamente.

Esta metodología se debe aplicar en generación máxima para ajustar los relés en el punto donde es más difícil coordinarlos.

Además se debe verificar que el ajuste obtenido del relé (dial y curva característica) se ubique por debajo de la curva de soportabilidad del transformador, para garantizar que el equipo no sufrirá daño.

Para facilitar el trabajo, se pueden elaborar tablas donde se resuma el estudio de cortocircuito y se puedan observar los tiempos de operación de cada relé para las diferentes fallas simuladas y de este modo verificar la operación selectiva de las protecciones.

En caso de que el relé de sobrecorriente a ajustar sólo tenga unidad de tiempo definido, la corriente de arranque se ajusta con el criterio ya recomendado y el

tiempo de operación se escogerá de acuerdo con la selectividad de las protecciones aguas abajo y arriba del transformador considerando los estudios de cortocircuito.

Es importante anotar, que para una falla en la barra de baja tensión, la curva de operación del relé de sobrecorriente del lado de alta del transformador deberá quedar preferiblemente por encima de la del lado de baja. Esto dependerá del esquema de disparo habilitado para los interruptores asociados con los dos lados del transformador, dado que en algunos casos las protecciones del nivel de baja tensión disparan también los interruptores del lado de alta del transformador. Dependerá también de la existencia o no de un devanado terciario cargado, en cuyo caso es importante lograr una adecuada coordinación entre alta y baja tensión. En caso de no existir tal devanado terciario cargado no se tienen grandes problemas si las curvas de alta y baja tensión se aproximan una a la otra.

Cuando se tienen esquemas de deslastre de carga o de generación, en los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de fases se deben tener en cuenta dichos esquemas para seleccionar las corrientes de arranque más adecuadas. Por ejemplo, si el deslastre se hace con base en la sobretensión del transformador y sobrecorriente, se deben considerar los siguientes aspectos:

- Para un margen dado de sobrecarga, debe operar el relé de sobretensión enviando teledisparo a unas cargas previamente seleccionadas.
- A partir de un nivel más elevado de sobrecarga se puede implementar un deslastre por sobrecorriente que desconecte otras cargas de acuerdo con el esquema seleccionado. Este esquema, puede consistir en una sola unidad de sobrecorriente instalada en una de las fases y en un sólo nivel de tensión, tomando la señal de corriente de un núcleo de medida, caso en el cual la coordinación con los demás relés de sobrecorriente no es necesaria dado que el núcleo del CT de medida se satura para corrientes de falla. Si la señal de corriente se toma de un núcleo de protección, se debe verificar que el relé de sobrecorriente instalado para efectuar el deslastre, nunca opere ante fallas en el sistema.
- De acuerdo con lo anterior, el ajuste de la corriente de arranque del relé de sobrecorriente de fases que actúa como respaldo de las protecciones principales del transformador, será un valor mayor que la sobrecarga por temperatura y por corriente, para garantizar que opere el deslastre y el transformador quede protegido.

5.2.2 Sobrecorriente de fase instantánea

No es recomendable el uso de la unidad instantánea para protección de transformadores ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de tensión. Cuando esta

unidad se utiliza, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja tensión del transformador.

Así mismo, la unidad instantánea se debe ajustar en un valor superior a la corriente “inrush” del transformador, para evitar disparos inadecuados.

5.2.3 Protección de falla a tierra

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

Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tierra, se simulan fallas monofásicas francas y de alta impedancia (30Ω ó 50Ω) en varios puntos del sistema (varios niveles de tensión del transformador), se registran las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados haciendo las verificaciones del caso y cuidando de que estos relés queden con un alto grado de sensibilidad, manteniendo una selectividad apropiada.

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

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

5.2.4 Protección de sobrecorriente para el devanado terciario

El devanado terciario de un autotransformador o de un transformador tridevanado es usualmente de menor capacidad que los otros dos devanados. Los relés de sobrecorriente que protegen los devanados principales normalmente no ofrecen protección a los devanados terciarios. En condiciones de fallas externas a tierra, por estos devanados circulan corrientes muy altas, por lo tanto, se debe disponer de un relé independiente de sobrecorriente para dicho devanado.

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

Si el devanado terciario alimenta una carga conectada en estrella aterrizada, se puede proteger parcialmente con un solo relé de sobrecorriente, alimentado por

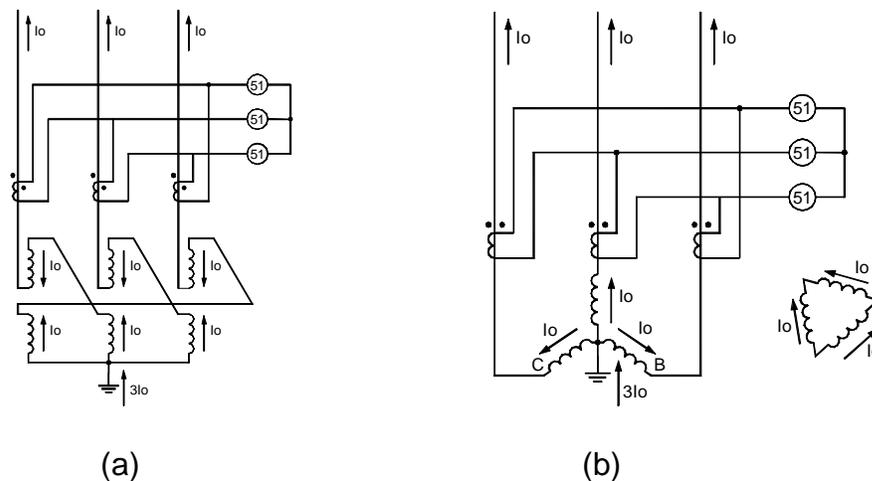


Figura 45 Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) U- D

Se puede utilizar una protección diferencial adicional para la protección del terciario conectado a tierra a través de un transformador de puesta a tierra, la cual se puede implementar con un relé de alta impedancia o con relés de sobrecorriente a los cuales se les debe adicionar una resistencia estabilizadora.

En otras configuraciones del circuito terciario, en lugar de la protección de tierra restringida, se puede utilizar una simple protección de neutro que consiste en un relé de sobrecorriente de tierra. En este caso, se debe tener cuidado en la selección de la relación de transformación del CT asociado con esta protección, ya que ésta puede depender más del rango de corriente de arranque del relé que de la misma capacidad del transformador de puesta a tierra. De acuerdo con la norma ANSI/IEEE C37.91, se debe seleccionar la relación de transformación de este CT como una fracción de la corriente térmica del transformador de puesta a tierra.

Tanto el relé de sobrecorriente de fases como el de tierra se pueden ajustar a la máxima sensibilidad permitida por el relé, dado que con la conexión en delta del CT y la conexión diferencial o protección de tierra restringida, se puede garantizar que el relé de sobrecorriente no operará para fallas externas a la zona protegida.

Si el relé de fases es de tiempo definido, el tiempo de operación se puede ajustar en 100 ms, siempre y cuando este ajuste no se requiera coordinar con otros circuitos de alimentación que salgan de la delta terciaria.

Además de la protección de sobrecorriente, el transformador de puesta a tierra debe tener todas las protecciones mecánicas de un transformador, las cuales se explican con detalle en numerales posteriores.

En Colombia, dadas las últimas Resoluciones de la CREG en cuanto a costos de indisponibilidad, resulta atractivo considerar esquemas de protecciones de terciario que preferiblemente den alarmas en caso de fallas a tierra en el terciario,

en lugar de dar disparos. En estos casos es preferible utilizar esquemas de transformadores de tensión en estrella aterrizada (verificando que tengan circuitos anti-ferro-resonantes) o puestas a tierra de alta impedancia (por ejemplo colocando un transformador de tensión en el neutro de los Zigzag actuales), dejando los Zigzag (si son existentes) para el momento en el que se pueda buscar la causa de la falla (mantenimiento programado).

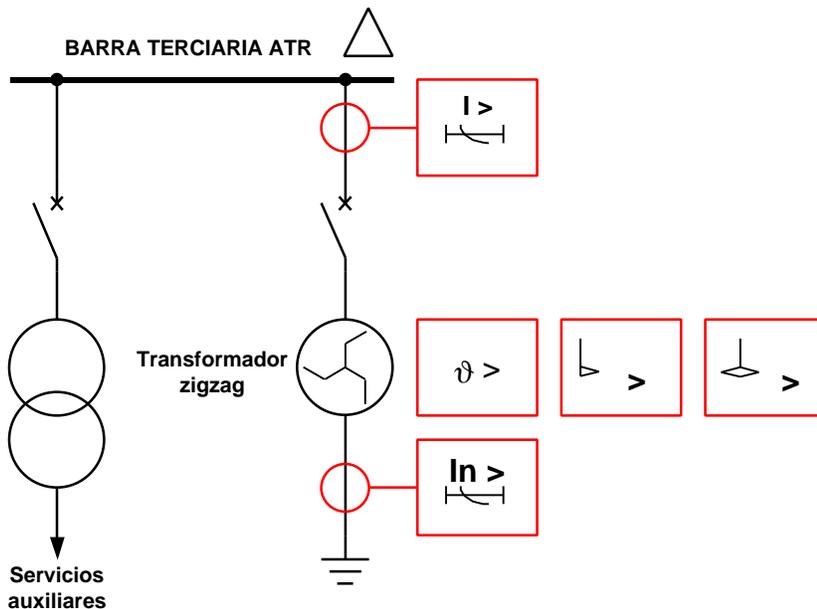
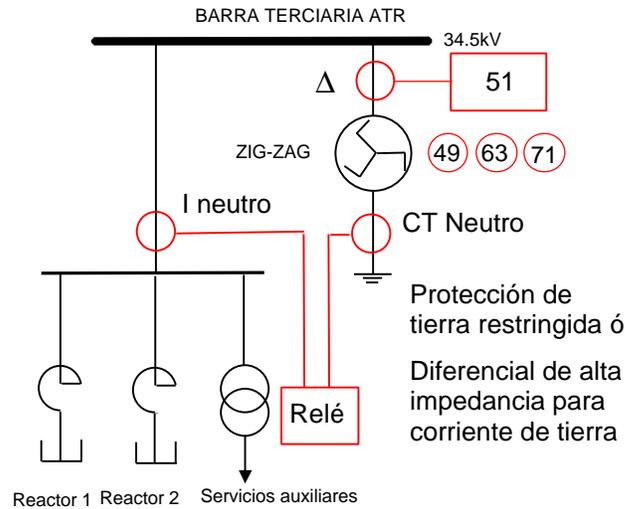


Figura 46. Esquema de protecciones de un transformador de puesta a tierra

5.3 PROTECCIONES MECÁNICAS

La acumulación de gases o cambios de presión al interior del tanque del transformador, son buenos indicadores de fallas o perturbaciones internas. En muchos casos, son más sensibles, operando a la luz de fallas internas que no sean detectadas por la diferencial u otros relés y en caso de fallas incipientes de lento crecimiento. Sin embargo, es importante aclarar que su operación está limitada a problemas al interior del tanque del transformador, pero no ante fallas en los bujes o conexiones externas de los CT's. Estas protecciones, en general, son ajustadas por el fabricante del equipo y no requieren la intervención del usuario, ya que la modificación de los ajustes por parte del mismo conlleva a una pérdida de la garantía ante operaciones incorrectas de estos equipos.

5.3.1 Relé de presión súbita o válvula de sobrepresión (SPR)

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

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

5.3.2 Relé Buchholz

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

Este relé posee dos dispositivos:

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

El relé Buchholz y el SPR complementan la protección diferencial, dado que éstos protegen para fallas dentro del tanque del transformador mientras que la protección diferencial protege además, para casos de flameos en los bujes o

fallas en la conexión del transformador a su interruptor y a otros aparatos del patio (si tiene conexión larga).

5.3.3 Detectores de nivel de aceite

Este relé origina disparo cuando el nivel de aceite no es el requerido.

5.3.4 Detectores de temperatura

Estos pueden consistir en termómetros o resistencias de temperatura (RTD), que se instalan en los devanados del transformador para detectar temperaturas altas que se puedan presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración del transformador. Se debe tener en cuenta que usualmente solo es posible supervisar directamente las temperaturas del aceite, el medio refrigerante (aire o agua) y a veces, de los devanados de baja tensión, debido al costo enorme que representaría aislar los sensores en contacto con los devanados de alta tensión.

5.3.5 Relé de imagen térmica

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

5.4 PROTECCIÓN DE FALLA INTERRUPTOR

Los interruptores asociados con el transformador deben disponer de una protección de falla interruptor para garantizar el despeje de fallas en caso de mal funcionamiento de alguno de los interruptores. De acuerdo con la norma ANSI/IEEE C37.91, el esquema de falla interruptor para transformadores debe estar en capacidad de detectar pequeñas corrientes de falla (por ejemplo, aquellas corrientes que arrancan las protecciones mecánicas del transformador), de tal forma que la corriente de arranque del relé de falla interruptor se deberá basar en la mínima transferencia de carga, preferiblemente empleando la máxima sensibilidad del relé.

5.5 RELÉ DE VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO

Para determinar los ajustes más adecuados de un relé de verificación de sincronismo de un campo de transformación, se deben realizar estudios eléctricos en diferentes condiciones operativas (demandas diferentes y generaciones diferentes), teniendo siempre presente que en campos de transformación el cierre se debe hacer manual. Dicho estudio deberá definir cuál nivel de tensión presenta las condiciones más favorables para efectuar la energización y cuál para hacer la sincronización manual.

Los estudios, en el caso de líneas a 500 kV, deben tener especial énfasis en el análisis de las sobretensiones transitorias que se presentan por energización de bancos de transformadores por el lado de 500 kV.

Deben considerarse además los mandos sincronizados de interruptores como mecanismo para la reducción de corrientes magnetizantes, cuando estos son usados en transformadores.

6. PROTECCIONES DE COMPENSACIONES

6.1 COMPENSACIÓN REACTIVA

Los reactores en derivación son usados para compensar la capacitancia de líneas de transmisión, principalmente para condiciones de carga baja, en las cuales se producen más reactivos capacitivos de los que el sistema pueda absorber sin riesgo de inestabilidad o tensiones excesivamente altas en los terminales de líneas.

6.1.1 Configuraciones típicas

De acuerdo con la norma IEEE C37.109 "Guide for the Protection of Shunt Reactors" se pueden considerar dos configuraciones básicas:

- Tipo seco: Reactor conectado en estrella aislada o en delta. Estos se conectan al terciario de un transformador de potencia. Generalmente son limitados a tensiones inferiores a 34.5 kV y construidos como unidades monofásicas. Las principales ventajas de este tipo de reactor son los costos bajos de construcción, el peso bajo, las relativas pérdidas bajas, la ausencia de aceite dieléctrico y su mantenimiento. Sus desventajas radican en la limitación de kVA nominales y la intensidad de campo magnético alto que producen. (Ver Figura 47).
- Tipo sumergido en aceite, conectado a través de transformador: Diseñados para conexión al terciario de un transformador de potencia, cumplen con los

requerimientos establecidos para el tipo seco, excepto que no tiene grandes limitaciones en kVA nominales.

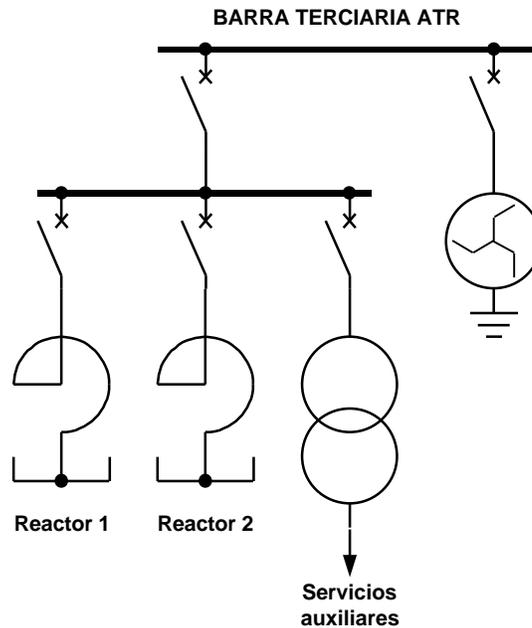


Figura 47 Reactor conectado al terciario de un transformador de potencia

- Tipo sumergido en aceite para conexión directa: Reactor conectado en estrella sólidamente aterrizado o aterrizado a través de una impedancia (reactor) de neutro. Estos se conectan directamente al sistema de transmisión a través de una barra o una línea. Su nivel de aislamiento es generalmente de tipo gradual y pueden ser conmutados o ser fijos.

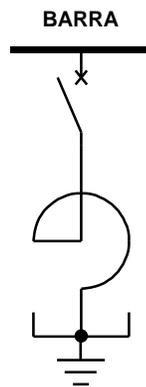


Figura 48 Reactor conectado a una barra

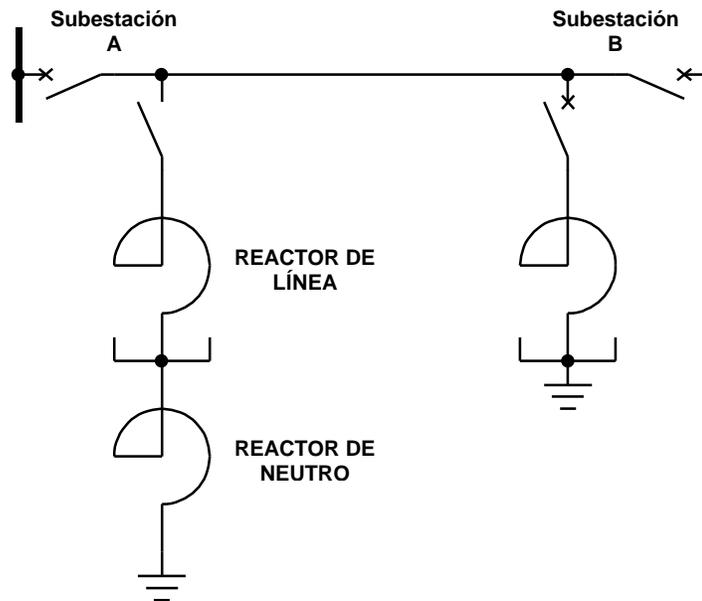


Figura 49 Reactor con o sin reactor de neutro y conectado a una línea conmutable o no

6.1.2 Principales tipos de fallas en reactores de terciario

Las fallas más comunes en reactores de terciario son:

- Fallas fase - fase en la barra terciaria: Resulta una magnitud alta de la corriente de fase. Cuando los reactores de terciario se componen de unidades monofásicas este tipo de falla no es de mucha ocurrencia debido a la gran

separación entre fases. En el caso colombiano, estos reactores son unidades trifásicas y por consiguiente es muy factible la ocurrencia de este tipo de falla.

- Fallas a tierra en la barra del terciario: El resultado es una magnitud baja de la corriente de tierra, dependiendo del dimensionamiento del transformador de puesta a tierra.
- Fallas entre espiras del reactor: Da como resultado un pequeño cambio en la corriente de fase. La no detección oportuna de falla entre espiras, debido a la interacción con el campo magnético del reactor puede derivar en una falla fase - neutro con incremento de la corriente en las fases no falladas a un máximo de $\sqrt{3}$ veces la corriente de fase normal; este incremento si no es detectado puede ocasionar daños térmicos en las fases sanas del reactor.

6.1.3 Esquemas de protección asociados con reactores de terciario tipo seco

La protección de los reactores de terciario para corrientes altas de falla se realiza través de relés de sobrecorriente, protección diferencial, relé de secuencia negativa o una combinación de estos esquemas. Para niveles bajos de falla la protección se debe hacer con relés de desbalance de tensión con compensación al desbalance inherente del sistema.

El banco de reactores puede ser conmutado (a través de interruptor) individualmente en la alimentación del reactor o en el neutro. Se debe proveer además un transformador de puesta a tierra (con o sin impedancia de neutro y devanado auxiliar) dimensionado para la corriente de secuencia cero (corriente de duración corta) que fluye por el terciario bajo condiciones de falla a tierra. El esquema de puesta a tierra para el terciario es esencialmente un método de alta impedancia.

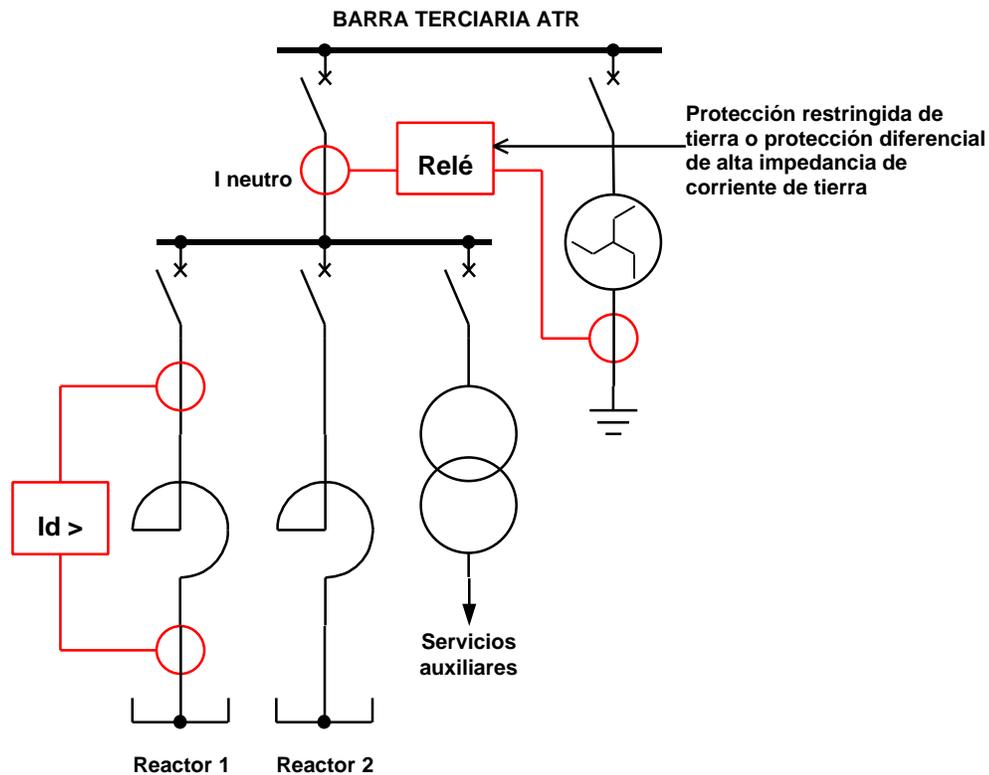


Figura 50. Protección de tierra restringida barra terciaria

6.1.3.1 Protección de sobrecorriente en reactores

Brinda protección principalmente contra fallas fase-fase y dependiendo de la sensibilidad, para fallas fase - tierra.

6.1.3.2 Protección diferencial de reactor

Es una protección apropiada contra fallas fase - fase. En el caso de fallas fase - tierra se emplea una protección de tierra restringida, con su respectiva resistencia estabilizadora.

6.1.3.3 Protecciones de desbalance de tensión

Para proveer protección ante fallas entre espiras se puede emplear el desbalance de tensión entre la conexión de neutro del reactor y tierra. Para esta protección debe tenerse presente que el desbalance puede ser ocasionado por:

- Desbalance debido a una falla en el reactor.

- Desbalance producido por fabricación del reactor. De acuerdo con la norma IEEE C57.21 en el caso de bancos de reactores en derivación, la máxima desviación de impedancia en al menos una fase, debe estar dentro del 2% del promedio de la impedancia en Ohm de las tres fases.
- Desbalance de las tensiones fase – tierra de la barra.

6.1.3.4 Protección de falla interruptor

Esta protección aplica cuando el reactor es maniobrable y previene la no apertura del interruptor ante el arranque de protecciones.

Su ajuste se debe hacer de acuerdo con los criterios establecidos para este tipo de funciones en las líneas de transmisión, teniendo en cuenta que el ajuste del arranque se haga para un valor cercano a la corriente calculada al 90% de la tensión nominal.

6.1.3.5 Efectos sobre el sistema, por las fallas de reactores de terciario

El sistema de transmisión no es generalmente muy afectado por una falla en un reactor de terciario. Cuando un reactor fallado es aislado desde el circuito terciario, la tensión en la línea de transmisión se incrementa. Deben realizarse estudios del sistema para estar seguros de que la pérdida del reactor no cause una significativa sobretensión en el sistema. Con los resultados de dichos estudios se pueden implementar estrategias adicionales o consignas operativas tales como realizar una energización automática de los bancos de reserva cuando se dispare el reactor u operar otros elementos de compensación en esos casos.

6.1.4 Principales tipos de fallas en reactores de línea

Las fallas más comunes en reactores de línea son:

- Fallas que dan como resultado grandes cambios de la magnitud de la corriente tales como fallas en bujes, fallas del aislamiento, etc. Debido a la proximidad entre el devanado y el núcleo y el devanado y el tanque pueden presentarse también fallas devanado - tierra. Las fallas de buje internas o externas al tanque, así como fallas en la conexión entre el banco de reactores y la línea de transmisión dan como resultado corrientes de fase mucho mayores
- Fallas entre espiras en el devanado que producen pequeños cambios en la corriente de fase. Estos niveles bajos de falla pueden derivar en un cambio de la impedancia del reactor, incrementando la temperatura y la presión internas con acumulación de gas, que de no ser detectadas pueden producir una falla mayor.

6.1.5 Esquemas de protección asociados con el reactor sumergido en aceite

La protección de los reactores sumergidos en aceite para corrientes de falla altas se hace a través de relés de sobrecorriente, protección diferencial o por combinación de estos esquemas. Para niveles de falla bajos se debe brindar por medio de relés de impedancia, térmicos, de acumulación de gas, de sobrepresión o por una combinación de estos relés.

En el caso de los reactores de línea estos bancos pueden ser maniobrables o conectados permanentemente a la línea de transmisión en uno o ambos extremos. En el caso de que se tenga implementado el recierre monofásico, se debe conectar un cuarto reactor (los reactores de línea están conformados normalmente por tres (3) unidades monofásicas) entre el neutro del banco y tierra, para disminuir el efecto del arco secundario que se presenta durante la interrupción de una falla monofásica, debido al acople capacitivo de secuencia cero de la línea.

6.1.5.1 Protecciones de sobrecorriente y diferencial de reactor

Los relés de protección para fallas que producen incrementos elevados en la magnitud de la corriente de fase es generalmente una combinación de sobrecorrientes, diferenciales y eventualmente relés de distancia.

Una de las principales dificultades que se le presenta al ingeniero de protecciones radica en la falsa operación de los relés ante la energización o desenergización de reactores con núcleo de hierro. Durante estos períodos, los mayores problemas los causan un nivel “offset” DC con constante de tiempo alta (factor de calidad alto) y las componentes de frecuencia relativa baja en la corriente de energización del reactor. Por esta razón los relés diferenciales de alta impedancia son generalmente más recomendados que los relés de baja impedancia. Si se utilizan relés de baja impedancia, es recomendable que éstos sean suficientemente insensibilizados para prevenir operaciones indeseadas o utilizar los filtros adecuados que supriman este tipo de componentes.

Los relés de sobrecorriente de fases no son lo suficientemente sensibles para brindar una adecuada operación ante fallas entre espiras y los esquemas diferenciales generalmente no las detectan tampoco. Los relés de distancia o los relés de sobrecorriente de tierra ofrecen alguna probabilidad de protección pero requieren tiempos de retardo para la coordinación ante fallas externas y por corrientes de saturación del transformador. El uso de protecciones de distancia para este tipo de sensibilidad es posible dada la significativa reducción en la impedancia a 60Hz de un reactor en derivación, bajo condiciones de falla entre espiras.

La sensibilidad para falla entre espiras es limitada por la impedancia aparente vista por el relé durante la energización del reactor por la corriente “Inrush”. El

alcance dado al relé debe estar por debajo de la impedancia vista en el periodo magnetizante (“Inrush”).

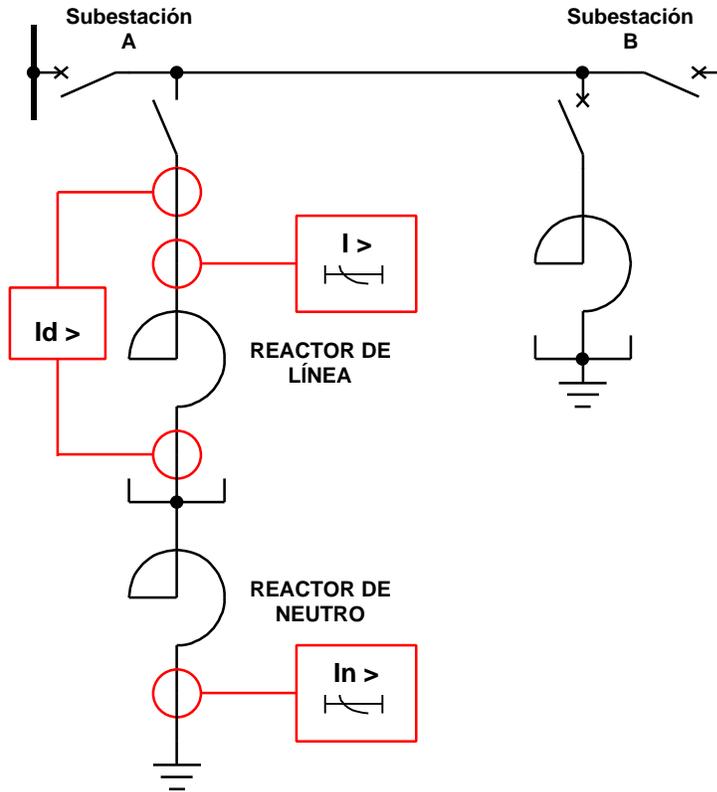


Figura 51 Protecciones reactor de línea

Los criterios que se recomiendan para el ajuste de estas protecciones son:

6.1.5.1.1 Selección de la corriente de arranque de los relés de sobrecorriente

La corriente de arranque se selecciona como $1,5 I_n$ para el relé de sobrecorriente de fases con la finalidad de evitar la desconexión del reactor ante tensiones elevadas del sistema.

Dicha función debe ser complementada con un relé de sobrecarga o de sobretemperatura que proteja el reactor ante sobrecargas que no sean cubiertas por esta función. Este ajuste normalmente depende del fabricante, quien establece la soportabilidad del equipo.

Para el relé de sobrecorriente de tierra se selecciona el $40\% I_n$.

El ajuste del relé de sobrecorriente para un reactor de neutro puede ser tan sensible como se desee, ya que ésta no es de operación estacionaria. La

coordinación de tiempo debe ser mayor a 1 segundo (normalmente 2 s) que es el tiempo muerto del recierre, logrando de esta manera mantener en operación el equipo durante el ciclo de recierre, con la corriente de arco secundario presente.

6.1.5.1.2 Selección del ajuste de la protección diferencial:

El ajuste de la protección diferencial se debe seleccionar con la máxima sensibilidad del relé pero realizando la verificación de estabilidad de la protección ante falla externa con el ajuste recomendado de acuerdo con los valores de saturación de los CTs. Adicionalmente se sugiere verificar la inmunidad de la protección ante componentes ajenas a la componente fundamental de la corriente (armónicos).

6.1.5.2 Relés mecánicos: Buchholz, presión súbita y sobretemperatura

Normalmente estos ajustes son responsabilidad del fabricante y de ellos depende la garantía del equipo. Adicionalmente es el único que conoce adecuadamente la soportabilidad del equipo ya que para estos ajustes requieren datos de diseño que el fabricante no suministra normalmente (información técnica confidencial).

Los relés de presión súbita o acumulador de gas (Buchholz) o ambos brindan el mejor medio de detección de fallas entre espiras en reactores sumergidos en aceite. Las descargas parciales de baja energía y la sobretemperatura causada por cortocircuitos entre espiras producen gases. El incremento de gas que atraviesa el aceite es acumulado en el relé Buchholz (Ubicado en el ducto del flujo entre los tanques de expansión del aceite y el tanque principal).

El relé de presión súbita es montado en la parte superior del tanque del reactor y consiste de un sensor de presión, un conmutador operado por presión y un orificio igualador de presiones para evitar operaciones indeseadas asociadas con la variación de presión por cambios de temperatura. El relé opera ante la diferencia momentánea entre las presiones en el espacio de gas del reactor y la presión incidente en el relé.

Los reactores sumergidos en aceite son sometidos a refrigeración forzada para reducir costos y tamaño. La pérdida de refrigeración puede ser detectada con monitoreo de flujo de aceite mediante indicadores de flujo y monitoreo de temperatura con relés de temperatura. El indicador de flujo de aceite generalmente produce una alarma y los relés de temperatura son conectados al disparo.

6.1.5.3 Protecciones de sobre/baja tensión

Estos relés pueden ser usados para desconectar el reactor ante condiciones extremas de sobretensión, pero en este caso, la línea de transmisión asociada

debe ser desenergizada al mismo tiempo ya que la desconexión de los reactores agravaría las condiciones de sobretensión del sistema.

Los disparos por baja tensión, por el contrario, pretenden permitirle al sistema recuperar sus niveles de tensión en eventos relacionados con colapsos de tensión y oscilaciones graves de potencia.

6.1.5.4 Efectos sobre el sistema de las fallas de reactores de línea

Al presentarse una falla de reactores de línea, pueden generarse los siguientes efectos:

- **Sobretensiones:** La pérdida de un banco de reactores de línea produce un incremento de la tensión a 60 Hz en su punto de instalación, produciendo a veces el disparo de relés de sobretensión con el consecuente aumento del problema inicial.
- **Teledisparos:** Para reactores conectados directamente a una línea se despeja la falla mediante el disparo del interruptor local y se da el envío de disparo directo transferido al interruptor remoto. Ambos interruptores son usualmente bloqueados para el cierre.
- **Saturación:** Cuando una línea compensada es desenergizada, el circuito resonante paralelo puede producir una onda de tensión sinusoidal amortiguada a una frecuencia generalmente inferior a 60Hz con una tensión inicial que puede acercarse a la tensión nominal del sistema. Este valor de tensión a una frecuencia reducida puede causar mal funcionamiento de transformadores de potencial tipo capacitivo por saturación de la etapa inductiva de baja tensión, lo cual a su vez afecta a los relés de impedancia empleados para la protección de reactores en derivación y de línea, y al mismo transformador de potencial que puede presentar sobretensiones inaceptables en su lado secundario.

6.2 COMPENSACION CAPACITIVA EN DERIVACIÓN

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

6.2.1 Configuraciones típicas

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

Los tipos de conexiones son:

- Delta
- Estrella aterrizada
- Doble estrella aterrizada
- Estrella aislada
- Doble estrella aislada

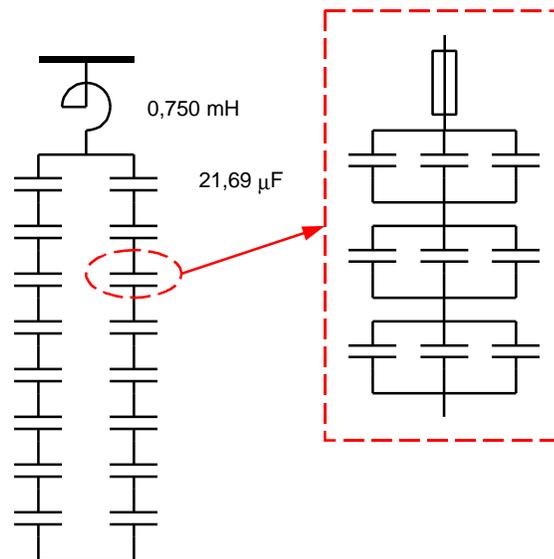


Figura 52 Configuración física de un banco de condensadores

6.2.1.1 Banco de condensadores conectado en delta

Esta conexión es generalmente utilizada para tensiones de distribución y son configurados con un solo grupo de condensadores en serie especificados para una tensión línea a línea. Los mayores usos de los bancos conectados en delta se da a niveles de 2400 V, mientras que la conexión en estrella para este nivel de tensión no está normalizada.

6.2.1.2 Banco de condensadores conectado en estrella aterrizada

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

Los bancos aterrizados suministran una baja impedancia a tierra para corrientes transitorias y proporcionan cierta protección para voltajes transitorios, por lo cual en algunos casos, se pueden operar sin pararrayos.

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

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

La conexión en estrella aterrizada puede estar configurada así:

- Un grupo serie por fase: Con un solo grupo de unidades en serie, no se presentan sobrevoltajes en otros condensadores de la fase por aislamiento de un condensador fallado (no hay unidades en paralelo por fase), por lo tanto, la protección de detección de desbalance no se requiere, aunque se puede usar para detectar el aislamiento de unidades dentro del banco. Igualmente, los fusibles de cada condensador deben ser capaces de interrumpir la corriente de falla monofásica que viene del sistema.
- Múltiples grupos series por fase - Una sola Estrella: Los bancos de condensadores conectados en estrella aterrizada en niveles de tensión superiores a 34.5 kV, están compuestos, comúnmente, por dos o más grupos series de condensadores conectados en paralelo, por fase. Con esta configuración de grupos múltiples de condensadores en serie se limita la corriente máxima de falla a tal punto que los fusibles limitadores de corriente capacitiva no se requieren, a menos que los kvar en paralelo excedan unos 4650 kvar.
- Múltiples grupos series por fase - Doble Estrella: Las características de la doble estrella aterrizada, son similares a las de una sola estrella aterrizada, los dos neutros deben ser conectados directamente con una conexión única a tierra.

6.2.1.3 Banco de condensadores conectado en estrella aislada:

Estos bancos no permiten corrientes de tercer armónico o grandes descargas de corrientes capacitivas durante las fallas a tierra. El neutro, sin embargo, debe ser

aislado para el máximo voltaje de línea dado que éste puede quedar momentáneamente sometido al potencial de fase cuando el banco es maniobrado, o cuando dos condensadores de fases diferentes fallan, en un banco configurado con un solo grupo de unidades.

La conexión en estrella aislada puede estar configurada así:

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

6.2.2 Esquemas de protección asociados con bancos de condensadores

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

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

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

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

6.2.2.1 Fusibles de los condensadores

La primera línea de protección del banco de condensadores es el fusible. La función del fusible es operar ante la falla de un solo condensador en el menor tiempo posible para prevenir el daño de unidades adyacentes. La propia operación del fusible es indispensable para minimizar la posibilidad de una falla

en cascada de otros condensadores, lo cual puede conducir a un evento más grave.

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

6.2.2.2 Protección de sobrecorriente del banco

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

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

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

Los relés de sobrecorriente de tiempo se pueden utilizar con ajustes normales teniendo cuidado que no operen ante corrientes de "Inrush" (las que se presentan en la energización del banco). No se recomienda implementar unidades instantáneas, a no ser que su ajuste sea tan alto que evite operaciones indeseadas para los transitorios de energización o que dispongan de circuitos que filtren las señales de alta frecuencia. Este fenómeno es muy importante en conexiones paralelas de bancos de condensadores cuando se presentan energizaciones "bank to bank"¹ ó "back to back"². Ver Figura 53.

¹ Electrical Transients in Power Systems. Allan Greenwood. Transients associated with bank to bank capacitor switching. Pag.579

² Norma IEEE C37.99-1990. IEEE Guide for Protection of Shunt Capacitor Banks. Pag 30.

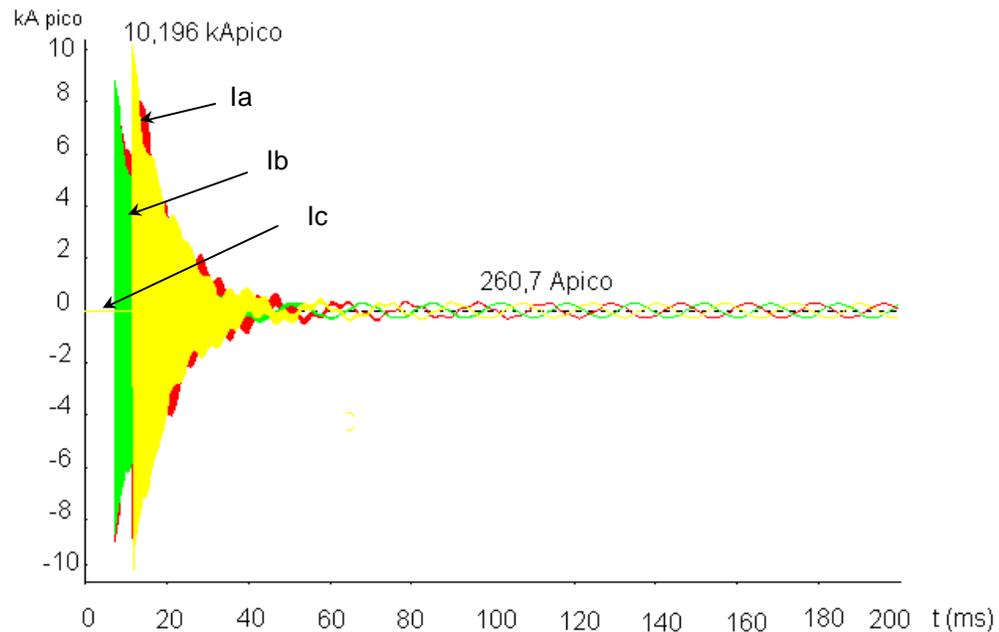


Figura 53 Energización “bank to bank”

NOTA: Para efectos de modelamiento de la compensación capacitiva se deben considerar las pérdidas que se presentan en los bancos de condensadores, para determinar resistencias amortiguadores del fenómeno de energización. A continuación se presenta un ejemplo:

Pérdidas: 0.20 W / kVAR

$Tang \delta = 0.20W / 1000VAR = 0.0002$

$Xc = 1/\omega C$

$0.0002 = 377R_{Equivalente}C_{Equivalente}$

$R_{Equivalente} = 0.147 \text{ Ohmios / fase}$

Criterios de ajuste para el relé de sobrecorriente:

- Corriente de Arranque: dado que los bancos de condensadores son más vulnerables a las sobretensiones que a las sobrecorrientes y considerando la relación: $V / I = Xc = \text{Constante}$, se tiene que para un incremento de 1.1 p.u. en la tensión se obtiene un incremento de 1.1 p.u. en la corriente. Por lo tanto, un valor de $1.1 \cdot I_n$ es el valor más adecuado para la corriente de arranque de la protección de sobrecorriente del banco.

- La curva y el dial se debe seleccionar de acuerdo con el estudio de cortocircuito tratando de coordinar los relés propios del banco con los del sistema, de tal forma que un cortocircuito externo no haga operar la protección del banco.
- Se recomienda ajustar una etapa de tiempo definido a una corriente de $3 \cdot I_n$ y un tiempo de operación de 100 ms, de acuerdo con los requerimientos de protección del banco antes mencionados.

6.2.2.3 Protección para fallas en la carcaza (“rack”)

Un arco dentro de un banco de condensadores se inicia en una sección serie; esta falla produce una corriente de fase muy pequeña, pero si no se dispone de una protección de desbalance, más grupos serie de la misma fase se ven involucrados en la misma falla hasta producir el disparo del relé instantáneo del banco o la operación de los fusibles. Aunque el tiempo total del arco puede ser del orden de unos pocos segundos éste puede causar grandes daños al banco, incluyendo explosión de fusibles y ruptura de condensadores.

La naturaleza de la ruptura de los condensadores, bajo estas condiciones, se debe más a fenómenos de almacenamiento de gran cantidad de energía que a las corrientes de falla a 60 hertz. Esta energía almacenada proviene de las otras unidades de los mismos grupos paralelos que están sujetos a un alto sobrevoltaje como resultado del cortocircuito de otros grupos. Por todo lo anterior, se concluye que los relés de sobrecorriente no son efectivos para fallas en el “Rack” del banco de condensadores.

La principal protección contra arcos dentro del banco de condensadores es una protección de desbalance, cuyo tiempo de retardo nunca debe ser menor que el máximo tiempo de despeje del fusible. Dicha protección se ajusta normalmente de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, para que se coordine con los fusibles propios del banco. Adicionalmente, la sensibilidad para el disparo del relé de desbalance se determina sobre la base de proteger los condensadores contra sobrevoltajes continuos, como resultado de una falla individual que hace operar el fusible.

6.2.2.4 Protección de sobretensión del banco

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

El sobrevoltaje en un banco de condensadores depende de la longitud entre la línea del banco de condensadores en paralelo y el punto donde se genera el

voltaje transitorio, así como de la duración del fenómeno. Si se concluye, a través de estudios, que la sobretensión puede ser tan alta que dañe el banco, se deben considerar relés de sobretensión.

En el ajuste del relé de sobretensión se deberá considerar las tensiones máximas operativas bajo las cuales trabajará la compensación para evitar que se desconecte en una condición operativa normal, en la cual se requiere que el banco esté conectado (Por ejemplo en demanda máxima). Obviamente se debe ajustar el relé a una tensión inferior a su curva de soporte, la cual se inicia normalmente en el 110% de su tensión nominal.

6.2.2.5 Protección diferencial de la barra a la cual está conectada el banco

Se pueden presentar dos casos:

- Compensación capacitiva conectada a una barra existente a través de un campo de la subestación. En este caso, se debe verificar que el ajuste de la diferencial de barras existente no se vea afectado con la entrada del nuevo campo.
- Compensación capacitiva conectada a una barra exclusiva para ésta. En este caso se debe ajustar la diferencial de barras de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 8 (Protección de Barras).

6.2.2.6 Protección de desbalance

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

6.2.2.6.1 Consideraciones generales sobre la protección de desbalance

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

- El relé de desbalance debe coordinar con los fusibles de los condensadores, de tal manera que el fusible opere aislando una unidad defectuosa, antes que todo el banco salga de servicio.
- Donde sea posible el relé de desbalance debe ser lo suficientemente sensible para dar alarma por la pérdida de una unidad dentro de un grupo, dar disparo y dejar por fuera el banco, ante la pérdida de suficientes condensadores que causen una condición de sobrevoltaje en el grupo de hasta un 110% Un.

- El relé de desbalance debe tener un retardo de tiempo corto, suficiente para minimizar el daño debido a una falla por arco dentro de la estructura del banco y prevenir la exposición de los condensadores restantes a condiciones de sobrevoltaje por encima de los límites permisibles. Igualmente para evitar el daño de transformadores de corriente y de voltaje o relés del sistema.
- El relé de desbalance debe tener el tiempo suficiente para evitar operaciones falsas debidas a “Inrush”, fallas a tierra en la línea, descargas, maniobras de equipos cercanos y operación no simultánea de polos. Para la mayoría de aplicaciones, el tiempo más adecuado es de 0.5 s.
- El relé de desbalance debe ser protegido contra voltajes transitorios que aparecen en alambrado de control.
- El relé de desbalance puede requerir un filtro para minimizar el efecto de las tensiones armónicas. Este relé no debe operar para corrientes armónicas excesivas.
- El esquema de protección de desbalance debe producir un disparo definitivo de tal manera que no permita el recierre automático del dispositivo de maniobra del banco de condensadores.
- Donde no es despreciable el desbalance de neutro debido a variaciones del sistema o a tolerancia en la fabricación de los condensadores, se debe tener un medio para compensar el efecto de este desbalance.
- Como la mayoría de los esquemas de detección de desbalance no miden sobretensiones en el sistema, el relé de desbalance se debe ajustar con base en la tensión máxima continua de operación del sistema.
- Todos los esquemas de desbalance detectan un desbalance en las tres fases. El sobrevoltaje causado por la pérdida de un número igual de condensadores en uno o más grupos en cada fase, no será detectada.
- Para compensaciones capacitivas aterrizadas, se deben coordinar las protecciones del banco de condensadores con los relés de tierra del sistema.

6.2.2.6.2 Esquemas de protección de desbalance

Los métodos utilizados más comúnmente para protección de desbalance en bancos de condensadores son:

6.2.2.6.2.1 Método de protección de desbalance por corriente de neutro

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

Este esquema de protección de desbalance consta de un CT conectado al neutro del banco de condensadores, el cual a su vez, está conectado a tierra. Al secundario del CT se conecta un relé de sobretensión residual temporizado, con filtro de tercer armónico para reducir su sensibilidad ante frecuencias armónicas.

Se debe verificar que no opere ante fallas externas por circulación de corrientes de secuencia cero, criterio con el cual se elige el valor de corriente de arranque del relé.

6.2.2.6.2.2 Método de protección por suma de tensiones en el punto medio de la compensación

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

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

6.2.2.6.2.3 Método de protección de desbalance de neutro

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

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

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

6.2.2.6.2.4 Método de protección de desbalance para una configuración en doble estrella

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

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

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

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

6.2.2.7 Protección de baja tensión

Los relés de baja tensión conectados al PT de barras detectan la pérdida de alimentación de tensión de la barra disparando el banco de condensadores. El disparo del relé de baja tensión es retardado para prevenir la desenergización del banco ante condiciones transitorias de baja tensión. El relé de baja tensión se ajusta para que no opere ante tensiones para las cuales se requiere el banco en servicio. El ajuste más indicado para el relé corresponde al 40% de la tensión operativa.

6.2.2.8 Protección de falla interruptor

Si el banco de condensadores es conectado a la barra por un interruptor o circuito de maniobra, debe estar provisto de un esquema de falla interruptor para aislar el banco del sistema en el evento que falle el dispositivo de maniobra del banco para una falla dentro del banco de condensadores. Se recomienda un valor de arranque en corriente seleccionado de acuerdo con las mínimas tensiones operativas del sistema (estas se pueden hallar para diferentes condiciones operativas: demanda máxima, media y mínima) con el banco conectado para asegurar que este relé arranque para fallas de corrientes de fase bajas (tales como las que originan la operación de la protección de desbalance). Las etapas 1 y 2 de disparo se recomienda ajustarlas para que operen en 150 ms y 250 ms respectivamente.

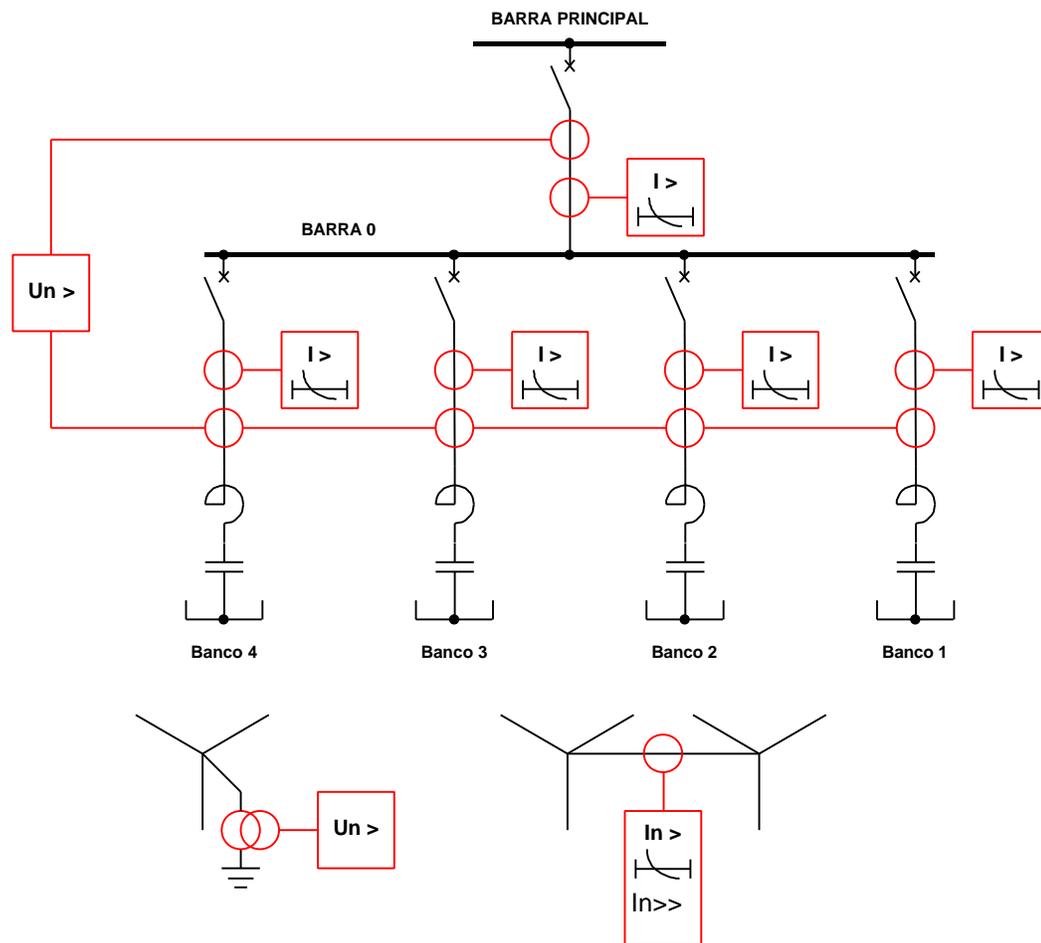


Figura 54 Protecciones compensación capacitiva en paralelo

6.2.3 Consideraciones del Sistema

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

6.2.3.1 Resonancia

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

probabilidad de ocurrencia si el dispositivo de maniobra del banco tiene un tiempo de arco largo y características restrictivas múltiples.

6.2.3.2 Armónicos

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

6.2.3.3 Interferencia producida en circuitos de comunicación

Otros problemas de armónicos en el sistema de potencia es el ruido de interferencia producido en los circuitos de comunicaciones. La interferencia de ruido a frecuencias vocales provienen principalmente de las corrientes de secuencia cero o residuales las cuales son los múltiplos impares del tercer armónico (el noveno y quinceavo armónico de la frecuencia fundamental). Los bancos de condensadores aterrizados proveen un camino de baja impedancia para estas corrientes.

Antes de intentar la aplicación de medidas correctivas a bancos de condensadores que se sospecha están causando interferencia, estaría bien localizar la fuente del ruido. La mejor medida correctiva es la que se aplica en la fuente. En caso de que las medidas correctivas se deban aplicar al banco de condensadores, se prefiere cambiar la frecuencia de resonancia utilizando reactores en serie con el condensador o alterando su tamaño.

7. PROTECCIONES DE GENERADORES

El generador es el núcleo del sistema de potencia. Una unidad de generación moderna es un sistema complejo que comprende los devanados del estator y su transformador asociado, el rotor con su devanado de campo y la excitatriz, la turbina, etc. Se pueden presentar fallas de diversa índole dentro de un sistema tan complejo como éste, por lo que se requiere un sistema de protección muy completo cuya redundancia dependerá de consideraciones económicas, del tamaño de las máquinas y de su importancia dentro del sistema de potencia.

Generalmente se utilizan dos grupos de protecciones donde el uno es complemento del otro de tal forma que exista un esquema confiable y seguro que cubra completamente las fallas del generador.

Existen dos grupos de protección para generadores, la primera para detectar y aislar fallas en la máquina y la segunda para proteger la máquina contra los efectos de fallas externas.

7.1 PROTECCIONES PARA FALLAS EN LA MÁQUINA

Existen dos tipos de fallas en la máquina: fallas eléctricas y fallas mecánicas.

7.1.1 Fallas eléctricas

Se pueden dar fallas eléctricas en el devanado del estator, en el devanado del rotor o en la excitación. Las protecciones utilizadas son:

7.1.1.1 Protección contra fallas en los arrollamientos del estator (Diferencial del generador)

El relé diferencial de alta velocidad es usado generalmente para protección de fallas de fase de los devanados del estator, a menos que la máquina sea muy pequeña.

El relé diferencial detecta fallas trifásicas, fallas bifásicas, fallas bifásicas a tierra y fallas monofásicas a tierra, éstas últimas dependiendo de qué tan sólidamente esté aterrizado el generador.

El relé diferencial no detecta fallas entre espiras en una fase porque no hay una diferencia entre la entrada y la salida de corriente de la fase, por lo cual se debe utilizar una protección separada para fallas entre espiras.

- Relé diferencial porcentual

Este relé es el más común para protección diferencial de generadores. En estos relés las características porcentuales de corriente pueden variar del 5% al 50% o más. Esta característica es muy sensible a fallas internas e insensible a corrientes erróneas durante fallas externas. Ver la Figura 55.

Se utilizan transformadores de corriente con características idénticas y es preferible no conectar otros relés u otros aparatos en estos circuitos de corriente. Cuando se tienen generadores de fase partida (tendencia americana de usar dos arrollamientos en paralelo por fase) se acostumbra medir la corriente únicamente en uno de los devanados en paralelo en el lado del neutro, utilizando un CT con una relación de transformación igual a la mitad; la ventaja de este esquema es que permite detectar polos de la excitación en corto de una manera indirecta, debido al desbalance de corriente entre los devanados partidos, al estar sometidos a flujos magnéticos diferentes.

Los relés diferenciales porcentuales no son sensibles para fallas a tierra en la totalidad del arrollamiento en generadores puestos a tierra sólidamente, ni opera

en absoluto para generadores puestos a tierra a través de impedancia. Aproximadamente el primer 10% del arrollamiento no está protegido con este relé, sin embargo, este 10% se cubre con la protección de falla entre espiras.

La conexión de la protección diferencial depende de si el neutro está conectado internamente o si se dispone de los tres terminales del neutro (cada fase) para colocar transformadores de corriente a lado y lado de los arrollamientos.

Cuando el generador se conecta directamente al transformador elevador sin interruptor de por medio (conexión en bloque), esta conexión se protege con dos relés diferenciales porcentuales: uno para el generador y otro para el grupo generador-transformador.



Figura 55 Característica del relé diferencial porcentual

- Relé diferencial de alta impedancia

Este relé discrimina entre fallas internas y externas con base en la tensión que aparece en el relé. En fallas externas, la tensión en el relé es baja, mientras que para fallas internas la tensión en el relé es relativamente alta. El relé debe ajustarse para que opere con corrientes de falla bifásicas o trifásicas en el devanado del estator, tan bajas como el 2% de la corriente nominal del generador, Figura 56.

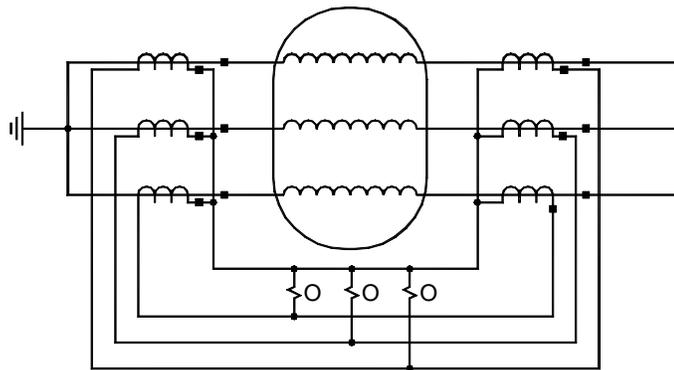


Figura 56 Relé diferencial de alta impedancia

Los transformadores de corriente usados en este esquema, pueden ser transformadores de corriente tipo buje con devanados secundarios distribuidos y deben poseer características idénticas y nivel de reactancia despreciable.

- Esquema diferencial de autobalanceo

Este esquema es usado para fallas de fase y tierra (si el neutro está aterrizado) de generadores pequeños. Como se muestra en la Figura 57 los dos extremos del devanado de fase son colocados en un transformador tipo ventana. Una diferencia entre las corrientes entrante y saliente de la ventana es detectada por el relé de sobrecorriente instantáneo.

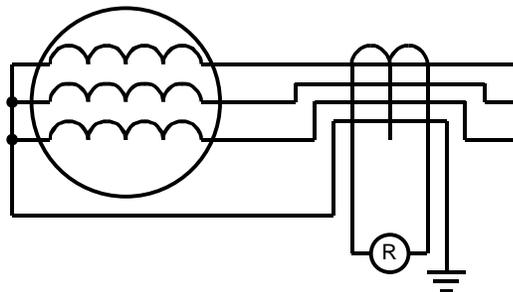


Figura 57 Esquema de conexión de la protección de autobalanceo

A continuación se muestran algunos esquemas de conexión de la diferencial:

- En la Figura 58 se ilustra la conexión diferencial para una máquina de seis bujes teniendo bobinas de una espira y uno o más circuitos por fase.

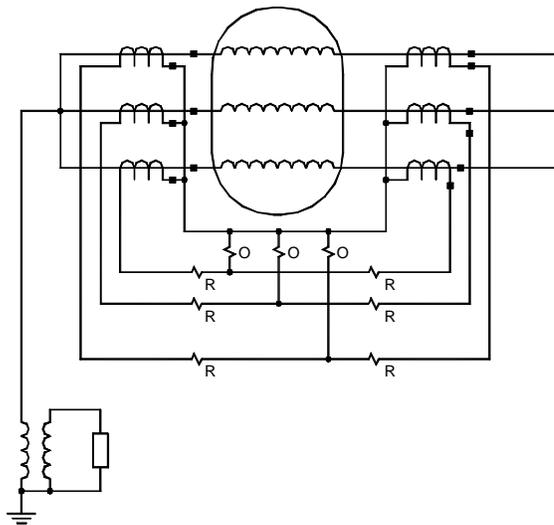


Figura 58 Conexión de relé diferencial para generador de seis bujes conectado en estrella

- En la Figura 59 se muestra la protección para un esquema de dos devanados con doce bujes en el generador

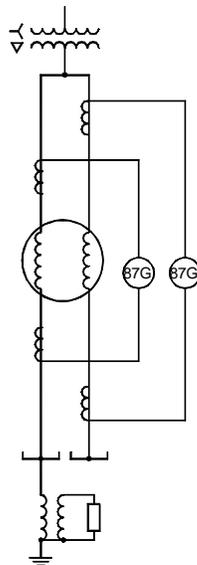


Figura 59 Generador de doce bujes

- En la Figura 60 se muestra la aplicación para un generador de fase partida.

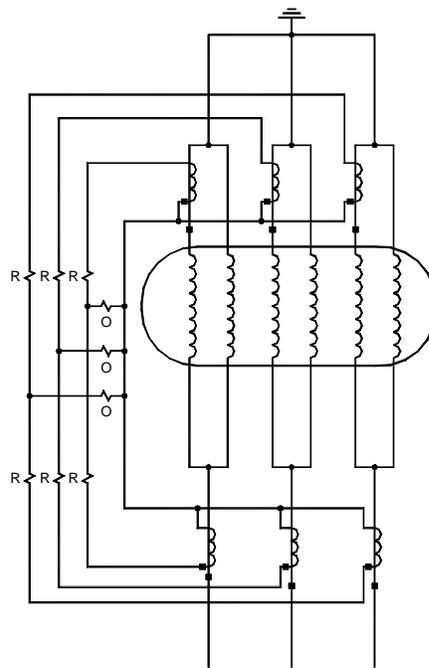


Figura 60 Generador de fase partida

- En la Figura 61 se ilustra la conexión para un generador conectado en delta.

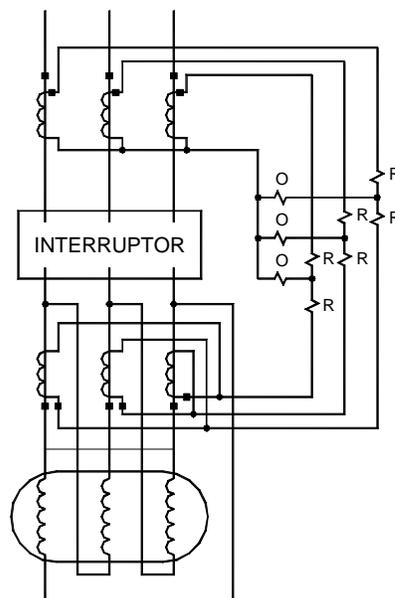


Figura 61 Generador conectado en delta

7.1.1.2 Protección contra fallas entre espiras

Dado que la protección diferencial no actúa para fallas entre espiras de una misma fase y que no hay una diferencia de corriente en los extremos de un arrollamiento con espiras en corto, debe instalarse una protección de falla entre espiras que cubra este tipo de fallas. Esta protección es propia de los generadores de turbinas hidráulicas, dado que las bobinas de los grandes generadores de turbinas a vapor, por lo general sólo tienen una espira.

Si el devanado del estator del generador tiene bobinas multiespiras y dos o más circuitos por fase, el esquema de relé de fase partida puede ser usado para dar protección de fase partida. En este esquema, el circuito en cada fase del devanado del estator está partido en dos grupos iguales, comparándose entonces las corrientes de cada grupo. Una diferencia en estas corrientes indica un desbalance causado por una falla de espiras. La Figura 62 ilustra el sistema básico de relé de fase partida con transformadores de corriente tipo buje. El relé usado en este esquema usualmente consiste en un relé de sobrecorriente instantáneo y un relé de sobrecorriente de tiempo inverso.

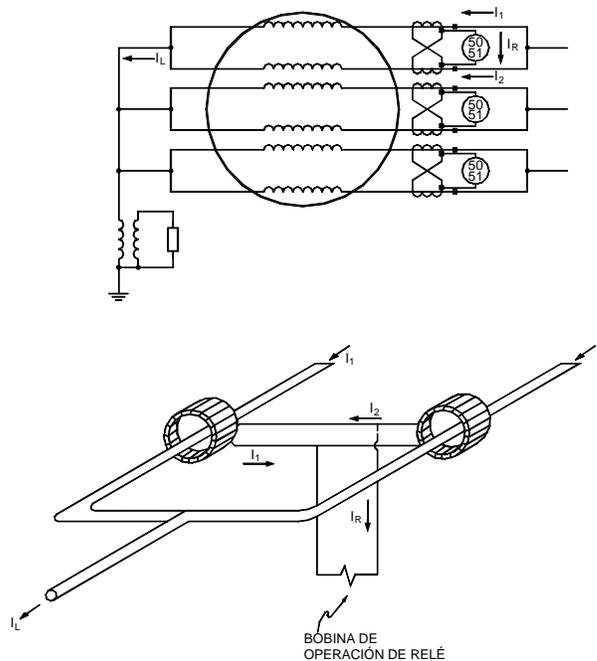


Figura 62 Protección de fase partida usando transformadores de corriente separados

Cuando hay un valor de sobrecorriente normal entre devanados, el relé de sobrecorriente temporizado no responde hasta que el valor llegue al umbral de arranque de la corriente de desbalance debido a una falla entre espiras. El

retardo es empleado para prevenir operación por una corriente transitoria del CT generada por fallas externas.

El valor de arranque de la unidad instantánea debe ser fijado por encima de las corrientes transitorias del CT que pueden ocurrir por fallas externas. El ajuste resultante ofrece una protección parcial para fallas entre espiras. Sin embargo, es un respaldo económico para fallas que involucren espiras múltiples y fallas de fase.

El problema de los errores de corriente del CT de la conexión de la Figura 62 puede ser eliminada usando CTs de una ventana o de doble ventana. Ver la Figura 63 y la Figura 64.

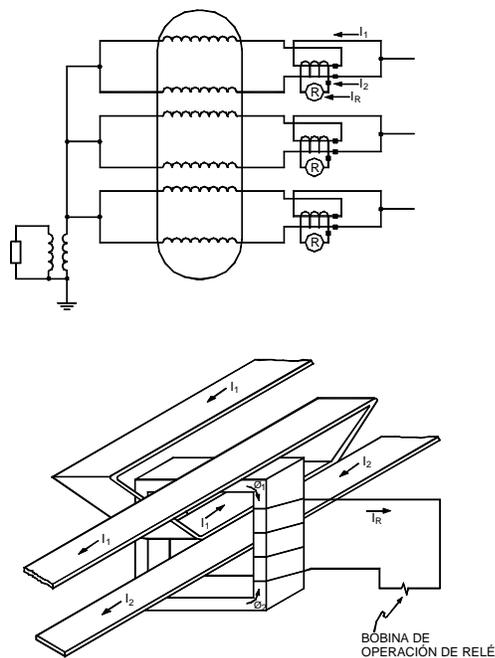


Figura 63 Protección de fase partida usando transformadores de corriente de una ventana

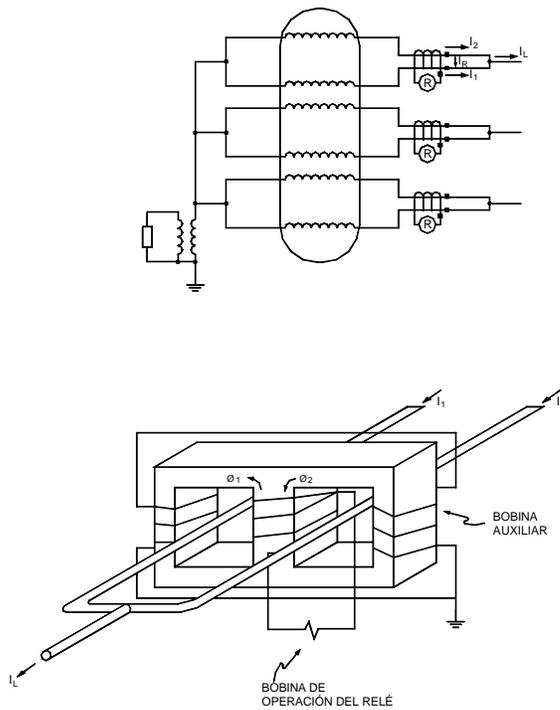


Figura 64 Protección de fase partida usando transformadores de corriente de dos ventanas

En la Figura 65 se ilustra la aplicación de relé de fase partida y relé diferencial en generadores con bobinas de varias espiras y dos o más circuitos por fase.

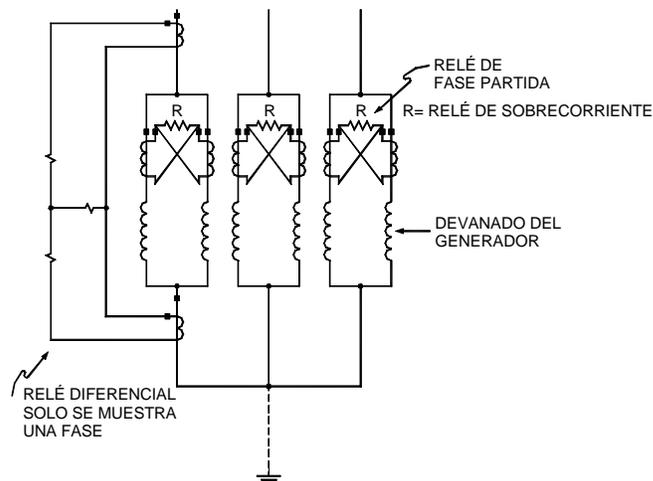


Figura 65 Aplicación de relé diferencial y relé de fase partida

7.1.1.3 Protección contra fallas a tierra del estator

En una puesta a tierra de resistencia baja, dicha resistencia es seleccionada para limitar la contribución del generador a fallas a tierra monofásicas en sus terminales a un rango de corriente entre 200 A y 150 % de la corriente total de carga. Con este rango de corrientes de falla disponibles, el relé diferencial alcanza a dar protección de fallas a tierra. Sin embargo, como la protección diferencial no brinda protección de falla a tierra para todo el devanado de fase del estator, es una práctica común utilizar, como complemento, una protección sensible para fallas a tierra.; esta protección puede se puede implementar con un relé direccional de corriente polarizado o con un relé de sobrecorriente temporizado.

Cuando se usa un relé de sobrecorriente direccional, la bobina de polarización es energizada desde un transformador de corriente en el neutro del generador mientras que la bobina de operación está en el esquema de la protección diferencial del relé. Esta aplicación da sensibilidad sin un “Burden” alto de operación de la bobina. Ver la Figura 66.

Cuando se usa un relé de sobrecorriente, se conecta un relé sensible de sobrecorriente temporizado en el neutro del esquema diferencial.

En ambos casos, la protección de sobrecorriente a tierra solo detecta fallas cubiertas por la zona diferencial, de allí que se elimina la necesidad de coordinar el tiempo del relé con otros relés del sistema.

En la práctica es común adicionar un relé de sobrecorriente temporizado sensible a tierra en el neutro del generador. Este relé da respaldo a fallas a tierra del generador y a fallas externas.

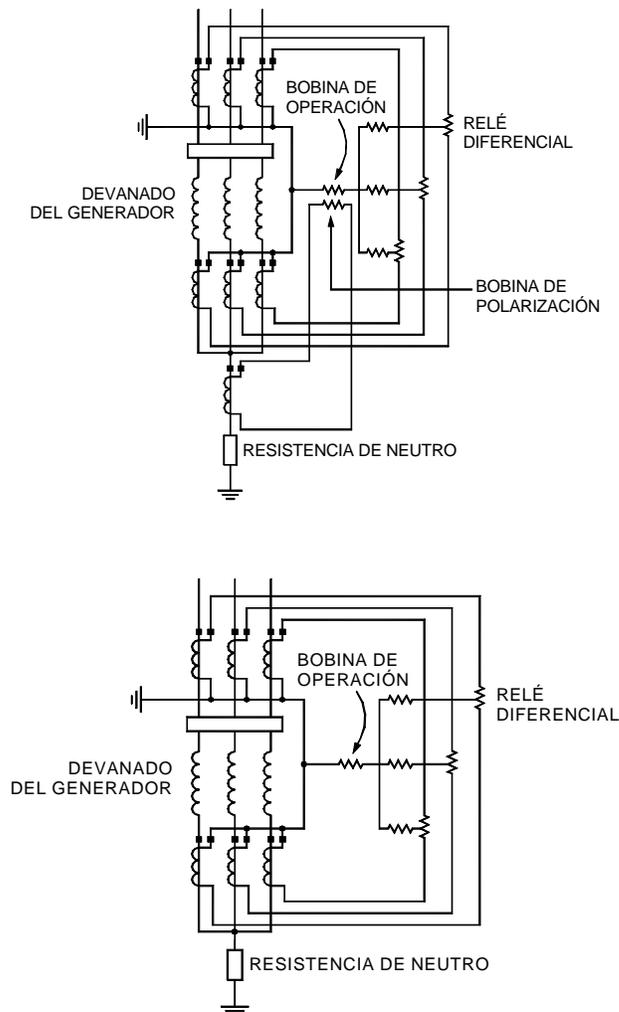


Figura 66 Protección de falla a tierra sensible

Otros tipos de protección contra falla a tierra son:

- Relé de tensión para falla a tierra del generador

Cuando se utiliza el puesta a tierra de alta impedancia para el neutro del generador la corriente de falla a tierra es limitada a valores que el relé diferencial no detecta. Por esto se usa protección de falla a tierra principal y de respaldo.

El esquema de protección más utilizado en el método de puesta a tierra con transformador de distribución con resistencia de carga es el relé de sobretensión temporizado conectado a través de la impedancia de tierra y que sensa la tensión de secuencia cero. Ver la Figura 67 y la Figura 68.

El relé usado para esta función es diseñado para ser sensible a la componente fundamental de la tensión e insensible al tercer armónico y a otros armónicos de tensión de secuencia cero que se presentan en el neutro del generador.

Como la impedancia de tierra es mayor que la impedancia del generador y otras impedancias en el circuito, ésta verá toda la tensión fase - neutro cuando hayan fallas entre fase y tierra en los terminales del generador. La tensión en el relé es una función del relación del transformador de distribución y del lugar de la falla. La tensión será máxima para falla en terminales y disminuye en magnitud cuando el lugar de la falla se mueve de los terminales del generador hacia el neutro.

Típicamente el relé de sobretensión tiene un valor de ajuste mínimo de aproximadamente 5 V. Con este ajuste y con una relación de transformación de distribución típica, este esquema es capaz de detectar fallas dentro del 2 % al 5 % del neutro del estator, por lo cual es un esquema que no permite detectar fallas a tierra muy cercanas al neutro.

El devanado secundario del transformador de distribución debe estar aterrizado, sea en un terminal del devanado secundario o en la toma central del devanado.

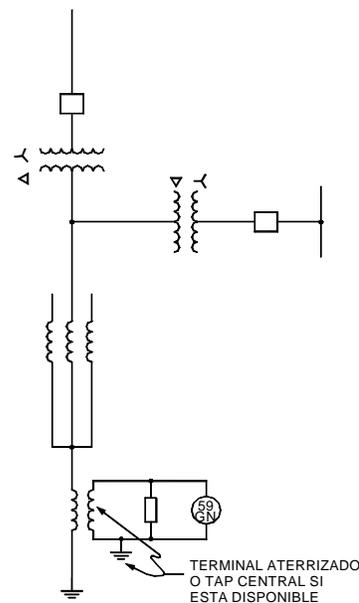
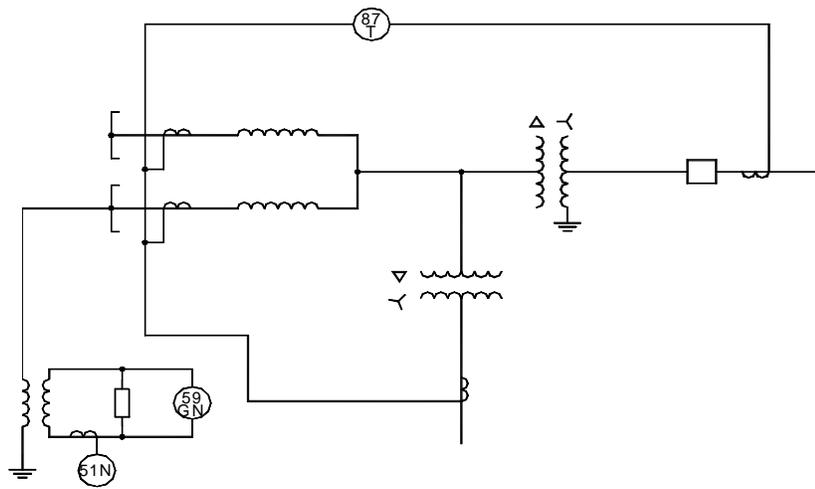
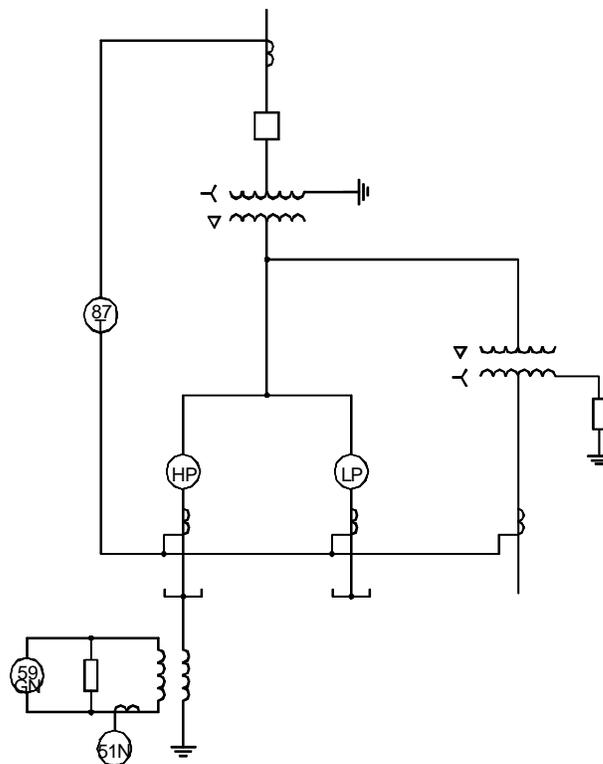


Figura 67 Protección de falla a tierra del generador con aterrizaje de alta impedancia



(A)



(B)

Figura 68 Protección de tierra para generador (A) de dos devanados y (B) compuesto

El tiempo de ajuste del relé de tensión es seleccionado para dar coordinación con todo el sistema de protección. Las áreas concernientes son:

- Cuando transformadores de tensión Y-Y aterrizado son conectados a los terminales de la máquina, el tiempo del relé de tensión debe ser coordinado con los fusibles del transformador de tensión, para fallas en el devanado secundario del mismo.
- El relé de tensión debe ser coordinado con el esquema de relés para fallas a tierra. Las fallas entre fase y tierra en el sistema inducirán tensiones de secuencia cero en el generador debido a la capacitancia de acople entre los devanados de la unidad de transformación o a la circulación de corrientes de secuencia cero a través de la impedancia de dispersión de la delta secundaria del transformador de potencia. Esta tensión inducida aparecerá en el secundario del transformador de distribución de puesta a tierra y puede causar la operación del relé.

En general se utiliza un ajuste de tiempo máximo que permita dar un tiempo de actuación superior al del sistema de protección a tierra.

Se utilizan tiempos de retardo más pequeños cuando el neutro del secundario del transformador de tensión es aislado y se aterrizan las fases del secundario o cuando se usa un relé de tierra de alta velocidad en el sistema de alta tensión.

Hay dos tendencias para la instalación de la impedancia de puesta a tierra del generador:

– Tendencia Americana:

Consiste en colocar un transformador de distribución entre el neutro y la tierra con una resistencia en su secundario. El relé se coloca en paralelo con la resistencia.

La tensión nominal primaria del transformador de puesta a tierra es normalmente la tensión nominal fase-neutro del generador, para evitar la saturación del transformador durante las sobretensiones transitorias producidas por las fallas. La tensión nominal secundaria del transformador de puesta a tierra puede ser 120, 240 o 480 V, dependiendo de la tensión nominal del relé de tensión que se conecta en el secundario.

El valor de la resistencia debe cumplir la siguiente expresión para evitar el riesgo de sobretensiones transitorias elevadas debido a la ferro-resonancia:

$$R \leq \frac{X_c}{3 * N^2} \Omega$$

Donde:

Xc: es la reactancia capacitiva total fase-tierra (por fase) del arrollamiento del generador y del transformador de potencia, de las barras, de los condensadores, de los pararrayos y de los transformadores de potencial.

N: es la relación de transformación del transformador de puesta a tierra.

Si se quiere limitar la corriente a quince (15) amperios, la resistencia se debe calcular así:

$$R = \frac{V_g}{15 * \sqrt{3} * N^2} \Omega$$

Donde:

Vg es el valor nominal de la tensión fase-fase del generador en voltios.

La relación de la capacidad en kVA del transformador de puesta de tierra y de la resistencia dependerá de sí el relé de sobretensión dispara directamente el interruptor principal del generador y el del campo, o de si sólo hace operar una alarma.

Si sólo se quiere que suene una alarma, el transformador se debe diseñar para una operación continua, como mínimo de:

$$KVA = \frac{V_g * V_t}{\sqrt{3} * N^2 * R * 10^3}$$

Donde:

Vt es el valor de la tensión nominal primaria del transformador de puesta a tierra, expresada en voltios.

Así mismo, la capacidad continua de la resistencia deberá ser como mínimo (en caso de que Vt sea igual a Vg/√3) :

$$kW = \frac{(V_g)^2}{3 * N^2 * R * 10^3}$$

Si el relé dispara los interruptores del generador, se pueden utilizar capacidades de corto tiempo tanto para el transformador como para la resistencia. Este caso es muy común cuando se trata de subestaciones no atendidas, en donde la mayoría de funciones son automáticas. Para cortocircuitos despejados antes de 10 s estas capacidades son del orden del 12% de la capacidad continua del transformador y de la resistencia.

El ajuste del valor de arranque de este relé de tensión es aproximadamente el cinco por ciento (5%) de la tensión nominal secundaria del transformador de puesta a tierra y el tiempo de retardo que se utiliza está normalmente entre 0.3 s y 0.5 s.

– Tendencia Europea:

Esta tendencia consiste en colocar una resistencia entre el neutro y la tierra y un transformador de potencial en paralelo con la resistencia. El relé se coloca en el secundario del transformador de potencial.

La resistencia debe cumplir la siguiente expresión:

$$R \leq \frac{X_c}{3} \Omega$$

Si se quiere limitar la corriente a diez (10) amperios, la resistencia debe ser:

$$R = \frac{V_g}{10 * \sqrt{3}} \Omega$$

La capacidad continua de la resistencia será entonces:

$$kW = \frac{(V_g)^2}{3 * R}$$

La capacidad nominal del transformador de potencial dependerá del consumo del relé de sobretensión conectado en su secundario.

- Relé de tensión de secuencia cero

Cuando se utiliza el método de puesta a tierra a través de un transformador con conexión estrella - delta abierta, aterrizado con una resistencia en la esquina de la delta abierta, es generalmente un sistema de puesta a tierra de alta resistencia que limita la falla monofásica a tierra a una franja entre 3 A y 25 A primarios. Esta opción es generalmente usada para detectar fallas a tierra en generadores no aterrizados, antes de sincronizar el generador al sistema o como respaldo para generadores aterrizados con alta impedancia. En la aplicación, el transformador de tierra debe estar conectado a los terminales del generador y se conecta un relé de sobretensión de secuencia cero en paralelo con la resistencia en la delta abierta. El ajuste y coordinación del relé será igual al descrito en el ítem anterior para la puesta a tierra de alta impedancia.

- Protección de baja tensión de tercer armónico del neutro y protección de sobretensión de tercer armónico del neutro

Algunos esquemas usan el tercer armónico de tensión en el neutro o en terminales del generador como una forma de detectar fallas cercanas al neutro del estator.

Estos esquemas complementan el relé de sobretensión de secuencia cero a la frecuencia fundamental. Se debe anotar que estos esquemas asumen que en el neutro de la máquina está presente la tensión armónica adecuada. Los valores típicos de esta componente son aproximadamente 1 % de la tensión nominal.

En la Figura 69 un relé de baja tensión de tercer armónico es colocado en paralelo a la impedancia de tierra. El relé opera cuando decrece la tensión de tercer armónico de neutro lo cual ocurre cuando hay fallas entre fase y tierra del estator. El relé es supervisado por un relé de tensión que previene que el relé opere cuando se quita la excitación al generador.

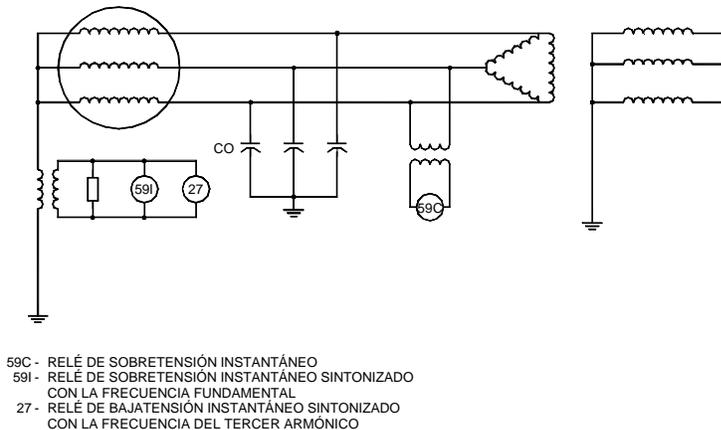


Figura 69 Esquema de baja tensión de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador.

En la Figura 70 un relé de tensión se conecta para medir la tensión de tercer armónico en los terminales de la máquina. Cuando ocurre una falla entre fase y tierra en el estator, hay un incremento en el tercer armónico de tensión que hace que el relé opere.

En la Figura 71 se ilustra un esquema de tensión diferencial de tercer armónico. Este esquema compara la tensión de tercer armónico que aparece en el neutro con la que aparece en los terminales del generador. La relación de esta tensión de tercer armónico es relativamente constante para todas las condiciones de carga. Una falla entre fase y tierra del estator cambia la relación, lo cual causa la operación del relé diferencial.

En la Figura 72 se ilustra un esquema donde se inyecta una señal de tensión subarmónica al neutro o a los terminales del generador. La señal inyectada retorna a tierra a través de la capacitancia en paralelo a tierra del devanado del estator. Cuando ocurre una falla fase tierra del estator, la capacitancia en paralelo es cortocircuitada y la magnitud de la señal inyectada se incrementa.

Este cambio en el nivel de la señal es detectado por el relé. Este esquema brinda protección de falla a tierra con el generador energizado o parado.

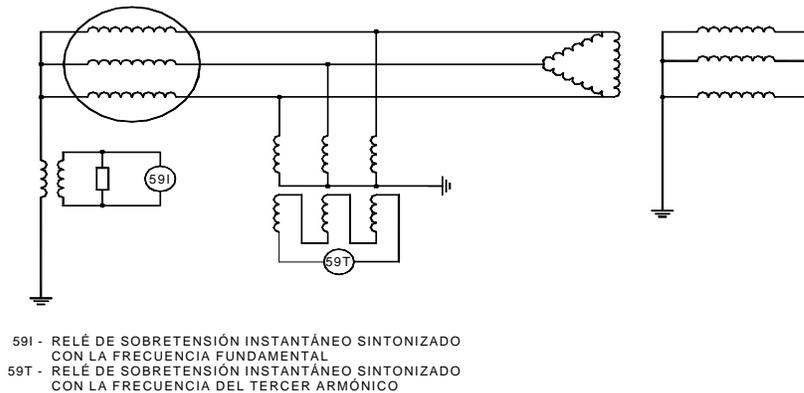


Figura 70 Esquema de sobretensión de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador

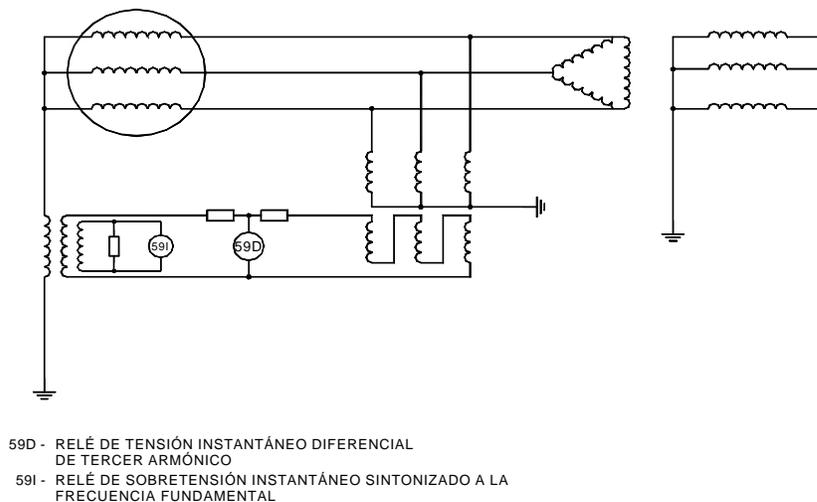


Figura 71 Esquema diferencial de tercer armónico para protección de falla a tierra del generador

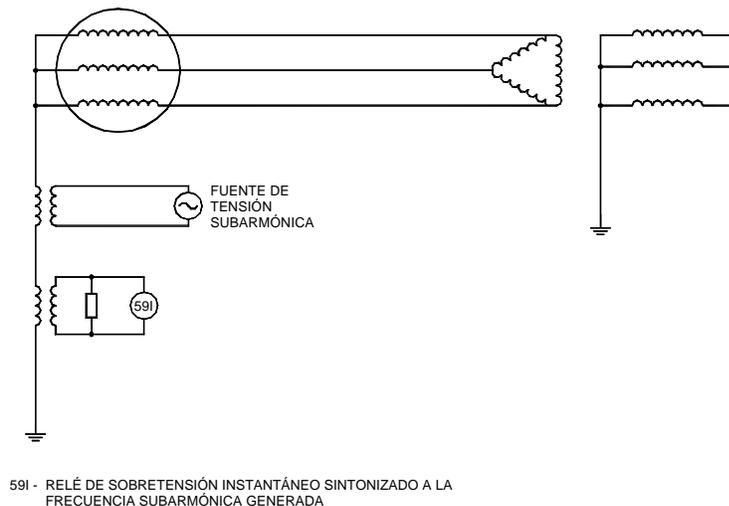


Figura 72 Esquema de inyección de tensión subarmónica para protección de falla a tierra del generador

- Relé de sobrecorriente temporizado

Frecuentemente cuando el generador se aterriza a través de un transformador de distribución con una resistencia secundaria, se utiliza como protección de respaldo un relé temporizado de sobrecorriente de tierra. El transformador de corriente suministrado con el relé de sobrecorriente puede estar localizado en el circuito primario del neutro o en el circuito secundario del transformador de distribución como se muestra en la Figura 73.

Cuando el transformador de corriente es conectado directamente en el neutro, se emplea generalmente un transformador de corriente relación 5:5. Cuando el transformador de corriente es conectado en el circuito secundario del transformador de distribución, se selecciona una relación del transformador de corriente tal que el relé de corriente vea aproximadamente la misma la corriente máxima primaria del neutro del generador.

El sobrecorriente debe ajustarse de tal forma que no opere con corrientes normales desbalanceadas y con armónicos de corriente de secuencia cero que aparecen en el neutro. El valor de ajuste del sobrecorriente no puede ser menor al 135 % del valor máximo de corriente medido en el neutro bajo condiciones sin falla. En general el relé de sobrecorriente provee menor sensibilidad de protección que el relé de sobretensión que detecta tensión de secuencia cero.

Como el relé de sobretensión, el relé de sobrecorriente debe estar coordinado con los fusibles del transformador de tensión y el sistema de protección de tierra.

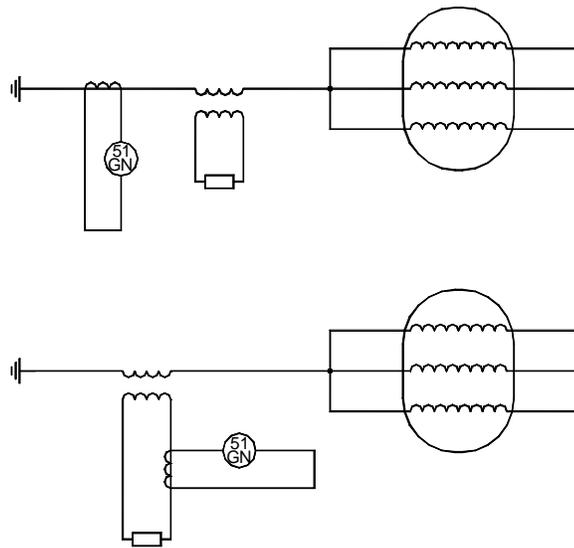


Figura 73 Protección de respaldo con sobrecorriente

Cuando el generador está conectado a tierra a través de una reactancia, las corrientes de falla a tierra resultantes se calculan para una franja entre el 25% e el 100% de la corriente de falla trifásica. Con este nivel de corriente de falla alto, el relé diferencial es capaz de dar protección casi completa al devanado de fase del estator para la mayoría de fallas a tierra. Sin embargo, los relés diferenciales no detectan fallas de alta resistencia o fallas cercanas al neutro del generador, por lo cual es común tener una protección sensible a tierra adicional como respaldo del generador y para fallas a tierra del sistema.

La protección de respaldo es generalmente un relé de sobrecorriente temporizado conectado a un transformador de corriente en el neutro del generador. El ajuste del relé debe hacerse por encima de las corrientes normales que fluyen en el neutro debido a las cargas no balanceadas del sistema y a los armónicos de corriente de secuencia cero. Como este relé de sobrecorriente operará por fallas a tierra del sistema, debe fijarse un tiempo coordinado con las protecciones de tierra del sistema. Ver la Figura 67.

Puede obtenerse una protección de falla a tierra más sensible con un relé de sobrecorriente direccional o con un relé de sobrecorriente en el neutro del esquema diferencial como se explicó para la conexión a tierra con alta resistencia.

Cuando la puesta a tierra se hace con un transformador zigzag o estrella - delta, la impedancia de tierra efectiva es seleccionada para brindar corriente suficiente para el relé selectivo de falla a tierra. La corriente de falla disponible es generalmente del orden de 400 A. Estos tipos de transformadores de puesta a tierra son usados como una fuente de tierra alterna cuando muchos generadores estrella o delta no aterrizados están conectados en paralelo. Una aplicación

típica es ilustrada en la Figura 74. En este arreglo los generadores no están aterrizados y el banco de tierra es la única fuente de corriente de falla a tierra para fallas en generadores o en los alimentadores. De allí que debe haber un relé de sobrecorriente primario en cada generador y en cada interruptor alimentador. Esta protección puede ser un relé de sobrecorriente instantáneo sensible. La protección de respaldo debe ser un relé de sobrecorriente temporizado conectado a un transformador de corriente en el neutro del banco de tierra.

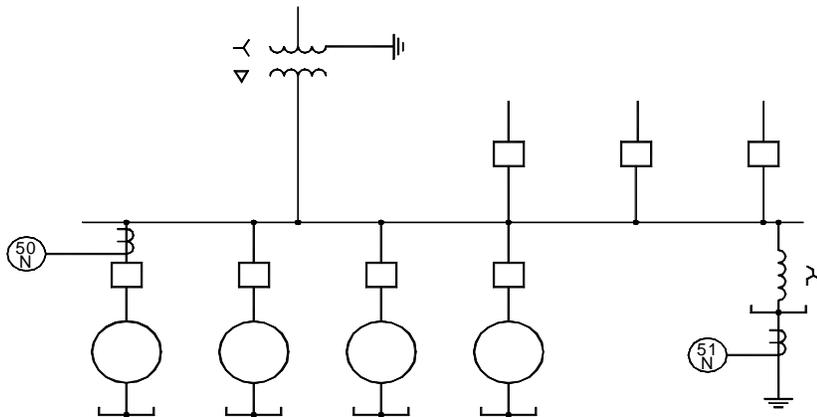


Figura 74 Protección para falla a tierra con puesta a tierra a través de un transformador zigzag

7.1.1.4 Protección contra fallas a tierra en el rotor

Normalmente el sistema de corriente continua que alimenta el rotor está aislado de tierra lo cual implica que una primera falla a tierra no origina ningún efecto dañino, sin embargo, ésta debe ser detectada y aislada dado que una segunda falla podría cortocircuitar una parte del campo, produciendo vibraciones muy perjudiciales para el generador por los desequilibrios que se presentan en el flujo del entrehierro.

Existen dos formas de proteger el rotor contra este tipo de fallas:

- Inyección de una señal de corriente alterna por medio de un circuito adicional puesto a tierra por un extremo, de tal modo que la corriente sólo podría circular por este circuito cuando ocurra una falla a tierra, y ésta a su vez, activaría el relé de protección. Esta protección no se recomienda en generadores grandes dado que la capacitancia a tierra del rotor puede hacer

circular continuamente corriente C.A. por las chumaceras, contribuyendo al deterioro de éstas.

- Divisor de tensión formado por dos resistencias lineales y una no lineal, cuyo valor resistivo varía con la tensión aplicada. La desventaja de este método es que queda un punto ciego paralelo al punto central del divisor resistivo. Algunos fabricantes no utilizan la resistencia no lineal, sino un pulsador manual que cortocircuita parte de una de las resistencias y para detectar fallas en el punto ciego es necesario presionar el pulsador periódicamente. Ver la Figura 75.

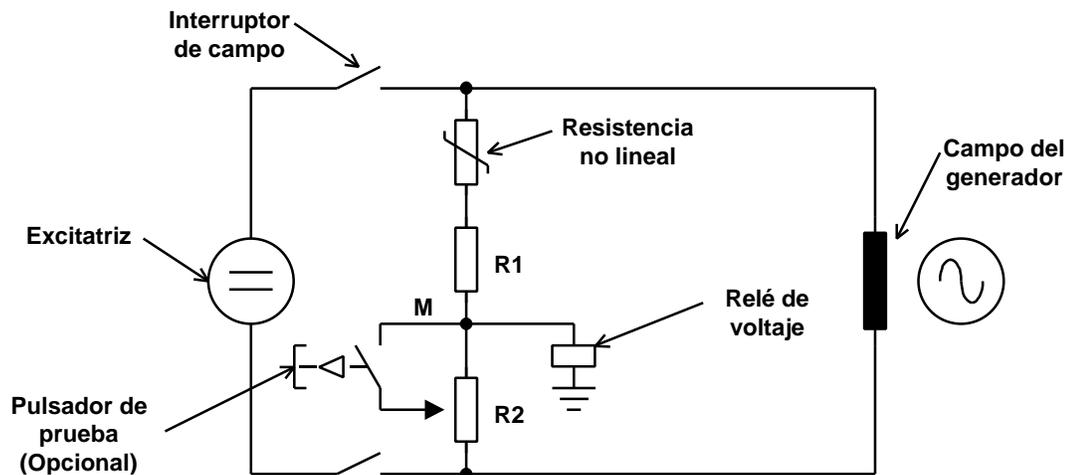


Figura 75 Circuito de detección de tierra

7.1.1.5 Protección contra la pérdida de excitación

Cuando un generador sincrónico pierde la excitación, funciona como un generador de inducción que gira por encima de la velocidad sincrónica.

Cuando el generador pierde la excitación, extrae potencia reactiva del sistema, aumentando de dos (2) a cuatro (4) veces la carga nominal del generador. En consecuencia, la gran carga reactiva demandada al sistema en estas circunstancias, puede causar una reducción general de la tensión, que a su vez puede originar inestabilidad, a menos que otros generadores puedan absorber de inmediato la carga reactiva adicional demandada.

La excitación se puede perder por alguna de las siguientes causas:

- Circuito abierto del campo
- Apertura del interruptor del campo
- Cortocircuito en el campo

- Mal contacto de las escobillas
- Daño en el regulador de tensión
- Falla en el cierre del interruptor de campo
- Pérdida de la fuente de alimentación de CA (Excitación estática)

La pérdida de excitación se puede detectar de varias maneras, así:

- Detección de Mínima Corriente

Consiste en ubicar un relé de baja corriente en el campo o algún relé de tipo direccional. Cuando el relé detecta poca o mínima corriente, conecta una resistencia de descarga en paralelo con el devanado del rotor y apenas se descarga el devanado, abre el interruptor de campo.

- Relé de Impedancia

Este es el método más utilizado para proteger el generador contra pérdida de excitación. Se utiliza un relé de impedancia capacitiva (relé de distancia del tipo Mho off set) para detectar el cambio del punto de trabajo de la máquina. A este relé se le ajustan básicamente dos valores: a y b, los cuales se definen como:

$$a = \frac{X_d'}{2}$$

$$b = X_d$$

Donde:

X_d' : Reactancia Transitoria de eje directo

X_d : Reactancia Sincrónica de eje directo

7.1.1.6 Relé de balance tensión

Este relé es utilizado para detectar los cambios de potencial en los relés o en el regulador de tensión, producidos por quema de los fusibles o la apertura de los mini-interruptores de los secundarios de los transformadores de tensión. El relé compara las tensiones trifásicas de dos grupos de transformadores de tensión como se muestra en la Figura 76.

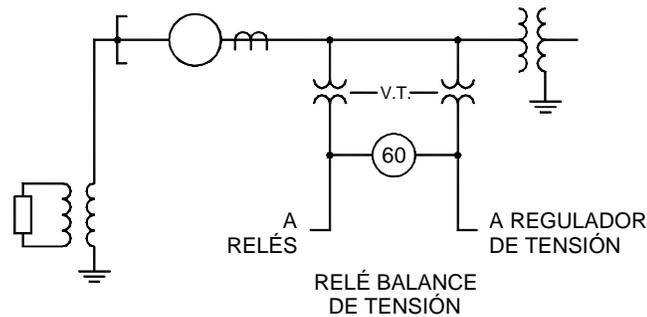


Figura 76 Aplicación de relé de balance de tensión

Si una de las fases se abre en uno de los transformadores de tensión, el desbalance puede hacer que opere el relé. El relé es usualmente conectado de tal forma que aisle el regulador de tensión y bloquee posibles disparos incorrectos de los relés de protección debidos a los cambios de tensión.

7.1.1.7 Relé de sobre-excitación

El generador debe operar satisfactoriamente con los kVA, la frecuencia y el factor de potencia nominales a una tensión un 5% por encima o por debajo de la tensión nominal. Las desviaciones en frecuencia, factor de potencia o tensión por fuera de estos límites, puede causar esfuerzos térmicos a menos que el generador esté específicamente diseñado para estas condiciones. La sobreexcitación puede provocar estas desviaciones por lo cual los esquemas tienen vigilancia y protección por esto.

La sobreexcitación de un generador o un transformador conectado a sus terminales ocurre cuando la relación entre la tensión y la frecuencia (volts /Hz) aplicada a los terminales del equipo excede el 1,05 p.u. (base generador) para un generador; y el 1,05 p.u. (base transformador) a plena carga o 1,1 p.u. sin carga en los terminales de alta del transformador. Cuando estas relaciones volts/Hz son excedidas, puede ocurrir saturación magnética del núcleo del generador o de los transformadores conectados y se pueden inducir flujos dispersos en componentes no laminados los cuales no están diseñados para soportarlos. La corriente de campo en el generador también puede aumentar. Esto puede causar sobrecalentamiento en el generador o el transformador y el eventual rompimiento del aislamiento.

Una de las causas principales de excesivo volts/Hz en generadores y transformadores es la operación del regulador de velocidad, el cual reduce la frecuencia generada durante el arranque y el paro. Si el regulador de voltaje mantiene la tensión nominal mientras la unidad esta a un 95% de su velocidad o

menos, los volts/Hz en los terminales de la máquina serán 1,05 p.u. o más y pueden ocurrir daños en el generador o en el transformador de máquina.

También puede haber sobreexcitación durante un rechazo de carga que desconecte las líneas de transmisión de la estación de generación. Bajo estas condiciones, los volts/Hz pueden subir a 1,25 p.u. Con el control de excitación en servicio, la sobreexcitación generalmente se reducirá a valores límites en algunos segundos. Sin control de excitación, la sobreexcitación se mantendrá y pueden ocurrir daños en el generador o en el transformador.

Las fallas en el sistema de excitación o la pérdida de la señal de tensión del control de excitación pueden también causar sobreexcitación.

Las normas industriales no presentan valores definitivos de tiempo de corte para transformadores y generadores. Sin embargo, los fabricantes generalmente dan valores límites de sobreexcitación para sus equipos. La protección primaria contra este fenómeno es brindada por los limitadores o compensadores del regulador de voltaje, los cuales cambian el ajuste de excitación al determinar un cambio de la relación voltios/Hz. En consecuencia, en generadores equipados con reguladores de voltaje numéricos modernos, la instalación de relés externos de protección contra este fenómeno no es indispensable. Para generadores antiguos, sin este tipo de compensación, o en los cuales se pueden producir problemas de funcionamiento con este dispositivo sin que el sistema de excitación los detecte, es conveniente suministrar protección para esta circunstancia operativa.

7.1.1.7.1 Relé de sobreexcitación de tiempo fijo sencillo o dual

Se encuentran diferentes formas de protección disponibles. Una forma utiliza un relé de excitación el cual se fija a 110% del valor normal y dispara en 6 seg. Una segunda forma de protección de tiempo fijo utiliza dos relés, el primer relé es fijado a 118-120% volts/Hz y energiza una alarma y un temporizador que dispara de 2 a 6 seg. El segundo relé es fijado a 110% volts/Hz y energiza una alarma y un temporizador que dispara después del tiempo de operación permisible del ajuste de sobreexcitación del primer relé (p.e., 110%) para el generador o el transformador. Este tiempo es típicamente 40 s a 60 s. Ver la Figura 77.

Los relés de excitación típicos son monofásicos y están conectados a los transformadores de tensión del generador. Cuando un fusible del transformador de tensión falla puede dar una indicación de tensión incorrecta. Se puede usar una protección completa y redundante conectando un grupo de relés a los transformadores de tensión que están conectados al regulador de tensión y conectando un segundo grupo de relés a otro grupo de transformadores de tensión que sean utilizados para la medida o para otros relés.

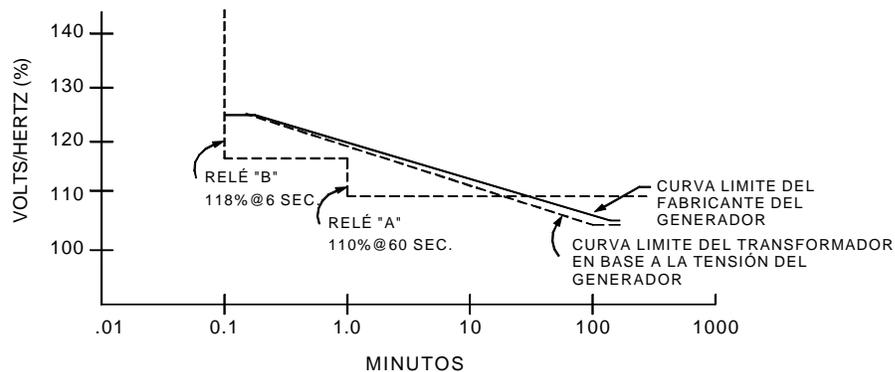


Figura 77 Ejemplo ajuste de nivel dual volts / Hz

7.1.1.7.2 Relé de sobreexcitación de tiempo inverso

Se puede utilizar un relé de sobreexcitación con una característica inversa para proteger el generador o el transformador. Normalmente se puede utilizar un mínimo nivel de operación de excitación y un retardo para dar una aproximación de la característica de sobreexcitación combinada para la unidad generador - transformador.

Una versión del relé de sobreexcitación de tiempo inverso tiene una unidad de sobreexcitación separada con un tiempo de retardo ajustable. Esta unidad se puede conectar a la alarma o al disparo y extender el alcance de la característica de sobreexcitación del relé a la característica combinada para la unidad Generador - Transformador. Ver la Figura 78.

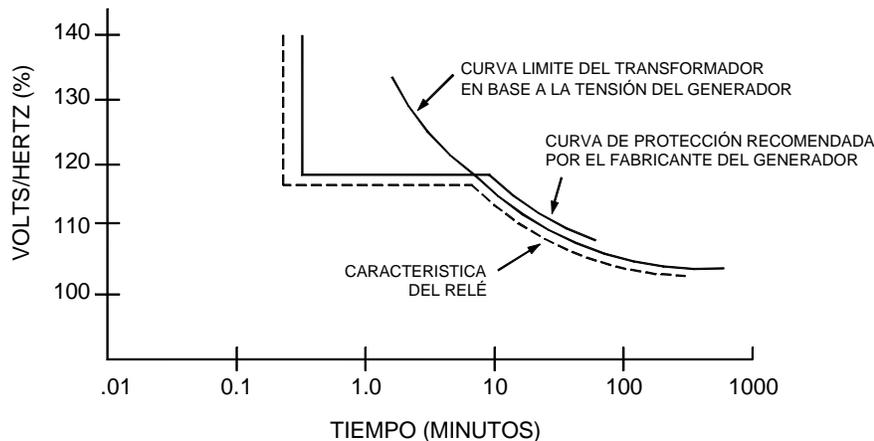


Figura 78 Ejemplo de ajuste inverso volts /Hz

Cuando la tensión nominal del transformador es igual a la nominal del generador, el esquema anterior protege al generador y al transformador. En otros casos, el voltaje nominal del transformador es más bajo que el voltaje nominal del generador y el relé no puede brindar protección para ambos equipos. De allí que es deseable suministrar una protección separada para el transformador.

Otro factor que debe ser considerado durante una sobreexcitación es la posible operación innecesaria del relé diferencial del transformador en el conjunto generador transformador. Esto no es deseable ya que indica una falla falsa en el transformador. Cuando una unidad transformador es conectada en delta en el lado de baja tensión, una sobreexcitación puede producir corrientes de excitación que contienen una componente de 60 Hz con algunos armónicos impares. En esta instancia, la magnitud de la componente de corriente de excitación de 60 Hz puede ser superior al valor de arranque del relé y las magnitudes de los armónicos pueden no ser suficientes para dar la restricción adecuada.

Se han utilizado tres opciones para prevenir operaciones indeseadas. Una opción usa un relé de sobreexcitación que bloquea el disparo o hace insensible al relé diferencial cuando la sobreexcitación excede un valor específico. La segunda opción usa un esquema diferencial modificado el cual extrae y utiliza un tercer armónico de corriente de excitación del devanado en delta del transformador para restringir la operación del relé durante una condición de sobreexcitación. Estas dos primeras opciones disminuyen un poco el alcance de la protección diferencial. Una tercera opción utiliza un relé diferencial que restringe el quinto y el segundo armónico. El quinto armónico es el armónico más bajo que fluye en la delta en condiciones balanceadas.

7.1.2 Fallas mecánicas

Las fallas mecánicas pueden darse por temperatura o por vibración.

- Por temperatura por falla en los devanados, en el rotor o en los cojinetes, debido a sobrecarga, refrigeración, deterioro o daños mecánicos.
- Por vibración debido a desbalance mecánico o eléctrico.

Las fallas mecánicas que causan calentamiento en los generadores pueden detectarse con termómetros y relés térmicos y las fallas que originan vibración, con transductores o relés de vibración, bien sea con sensores acelerométricos o de proximidad magnética:

7.1.2.1 Protección contra el sobrecalentamiento del estator con sensores térmicos

En el estator se puede presentar sobrecalentamiento por una sobrecarga o por falla del sistema de enfriamiento, aunque normalmente, excepto en instalaciones hidráulicas, no hay mucho peligro de que se presente una sobrecarga del generador, debido a los limitadores con los cuales están equipados los reguladores de velocidad y voltaje. Sin embargo, hay que prever algún daño en los sistemas de regulación de velocidad y voltaje que puedan producir sobrecargas o los daños en el sistema de refrigeración. Las instalaciones hidráulicas son la excepción dado que es común que la turbina tenga, bajo ciertas condiciones de salto y caudal en la conducción, mayor potencia de la soportada por el generador.

Para proteger el estator contra este evento se colocan resistencias detectoras de temperatura (RTD) o termopares en diferentes partes del arrollamiento para detectar los cambios de temperatura.

Varios de estos detectores se pueden utilizar con un indicador o registrador de temperatura, que puede tener contactos para temperaturas máximas y dar alarma. Como complemento se puede usar un relé de imagen térmica conectado al secundario de un transformador de corriente.

Las resistencias detectoras de temperatura pueden ser de cobre (valor 10Ω a 25°), platino (valor 100Ω a 0°) ó níquel (valor 120Ω a 0°). El ajuste dependerá de la temperatura que puede soportar el material del que está conformado el aislamiento del generador.

7.1.2.2 Protección de imagen térmica

Este tipo de relé opera con el principio de integración de la corriente del generador, calculando el efecto de calentamiento debido a la generación en la máquina ($I^2R * t$). Se debe anotar que esta protección solo detecta sobrecargas

reales de la máquina y no operará por problemas térmicos originados por deficiencias en el sistema de refrigeración. Se utiliza en generadores pequeños.

7.1.2.3 Protección de vibraciones

La vibración de la máquina puede ser originada por desbalances electromagnéticos, debidos a daños en los devanados del estator o del rotor, a desbalances mecánicos originados por daños en la máquina tales como desprendimientos de partes rotativas y a desajustes mecánicos causados por elementos flojos en la estructura de la máquina o por daños en los cojinetes.

Se emplean tradicionalmente dos principios de detección. Los sensores acelerométricos detectan la aceleración de la pieza sobre la cual están instalados mientras que los sensores magnéticos de proximidad miden el movimiento relativo entre dos piezas. Los primeros son más utilizados para las funciones de alarma y disparo, mientras que los segundos son más empleados para la medida y análisis de las vibraciones, aunque también pueden ser utilizados para protección.

Desde el punto de vista de la protección, usualmente se instalan relés de vibración con niveles de alarma y disparo, que actúan cuando detectan que el valor rms de las vibraciones medidas supera un umbral predeterminado, sin importar eje de vibración o el espectro frecuencial,. Algunos pueden estar equipados con indicación local o remota del valor medido.

El ajuste de los relés de vibración se hace durante la puesta en servicio de la unidad, una vez se tienen los resultados del balanceo de la máquina. El ajuste debe ser verificado cada vez que se desensambla la máquina, puesto que los niveles de vibración pueden variar con cada mantenimiento.

Tradicionalmente, esta protección ha sido considerada opcional, pero se ha vuelto cada día más popular debido al número creciente de instalaciones no atendidas o que no tienen operadores locales permanentes, en donde este tipo de protección es indispensable.

7.2 PROTECCIONES PARA FALLAS EXTERNAS

Estas protecciones protegen al generador contra fallas en la red externa, que produzcan exigencias térmicas o dieléctricas elevadas y largas, en caso de que el sistema primario de protecciones de la red no actúe por alguna circunstancia.

7.2.1 Protección contra sobretensiones

En condiciones normales, los reguladores de tensión asociados con los generadores evitan que se presenten sobretensiones. Por lo tanto, muy a menudo, esta protección se suministra junto con el equipo de regulación de tensión. Si no es así, se dispone de un relé de sobretensión con una unidad

retardada que se ajusta al 110% Vn con un retardo entre 1 s y 3 s, así como de una unidad instantánea que se ajusta entre el 130% y el 150% de Vn. Lo más indicado es conectar dicho relé a un transformador de potencial diferente al de regulación de tensión.

7.2.2 Protección contra bajas tensiones

Es adecuado disponer de un relé de protección de baja tensión que desconecte el generador para evitar que los motores de los servicios auxiliares sufran perturbaciones y antes que el nivel de tensión, en el caso de excitación estática, sea insuficiente para la activación de los tiristores. La tensión baja, normalmente no es un problema para el generador en sí mismo, excepto si conlleva una sobrecorriente (falla externa por ejemplo).

Este relé deberá dar disparo instantáneo para tensiones inferiores al 60% de la tensión nominal y disparo retardado o únicamente alarma para tensiones entre el 60% y el 90% de la tensión nominal.

7.2.3 Protección contra motorización o potencia inversa

Para prevenir la motorización del generador se instala un relé de potencia inversa. La motorización resulta cuando la turbina no puede suministrar siquiera las pérdidas propias de la unidad (la potencia mecánica suministrada por el motor primario no es suficiente para vencer las pérdidas por rozamiento del rotor) y esta deficiencia tiene que ser absorbida desde el sistema en forma de consumo de potencia real. En otras palabras, un generador se comporta como un motor cuando no recibe potencia mecánica suficiente de la turbina y absorbe potencia eléctrica del sistema.

Dependiendo del tipo de turbina se requieren unos porcentajes de potencia inversa para la motorización del generador, así:

- Turbina a vapor: 1 - 3%
- Turbina a gas: 10 - 50%
- Turbina Hidráulica: 0.2 - 3%
- Diesel: 25%

El daño que puede ocurrir en tales condiciones se relaciona con la turbina y no con el generador o el sistema eléctrico, así:

En las turbinas a vapor, la reducción del flujo de vapor reduce el efecto de refrigeración de los álabes de la turbina, presentándose sobrecalentamiento.

En las turbinas a gas se requiere una gran potencia para que se produzca la motorización, por lo tanto, la sensibilidad de la protección contra potencia inversa no es muy importante.

En las turbinas hidráulicas, la motorización del generador puede producir la cavitación de los álabes, especialmente en aquellas que trabajan sumergidas o por debajo del nivel de la descarga.

En las máquinas Diesel, durante la motorización se producen grandes esfuerzos en el eje que pueden producir deformaciones permanentes. Además, existe el peligro de incendio o explosión del combustible no quemado.

El relé de potencia inversa es un relé de potencia orientado en dirección del generador. Normalmente este relé tiene una unidad direccional instantánea que controla una unidad de tiempo inverso o tiempo definido. El ajuste del valor de arranque debe ser el recomendado por el fabricante de la turbina lo mismo que la temporización del relé. Estos valores deben ajustarse de un modo tan sensible, que el relé detecte cualquier condición de potencia inversa.

7.2.4 Protección contra corrientes desbalanceadas en el estator

Hay varias condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en el generador. Las causas más comunes son las asimetrías del sistema (líneas no transpuestas), cargas desbalanceadas, fallas desbalanceadas en el sistema y fases abiertas en los circuitos. Estas condiciones producen componentes de secuencia negativa de corriente, las cuales se reflejan en el rotor de la máquina como corrientes de frecuencia doble (120 Hz) en las caras rotóricas, en los anillos de retención del devanado en los bordes de las ranuras, en el devanado amortiguador y en menor grado en el devanado de la excitación. Estas corrientes pueden causar temperaturas altas y posiblemente peligrosas en muy corto tiempo.

Es normal tener una protección externa para prever condiciones de desbalance que puedan dañar el generador. Esta protección consiste en un relé de sobrecorriente que responde a las corrientes de secuencia negativa como se ilustra en la Figura 79, esta protección utiliza la curva $I_2^2 * t$ según la capacidad de corriente de secuencia negativa (I_2) de cada tipo de generador.

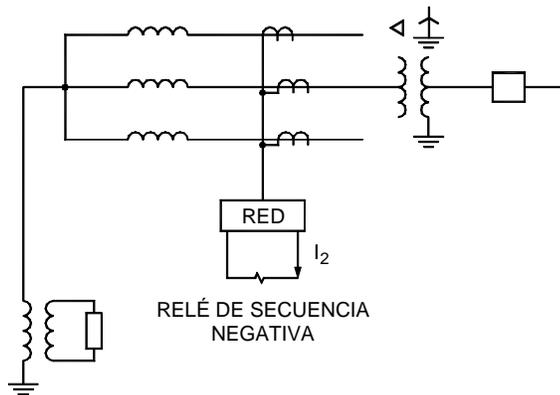


Figura 79 Protección de corriente desbalanceada

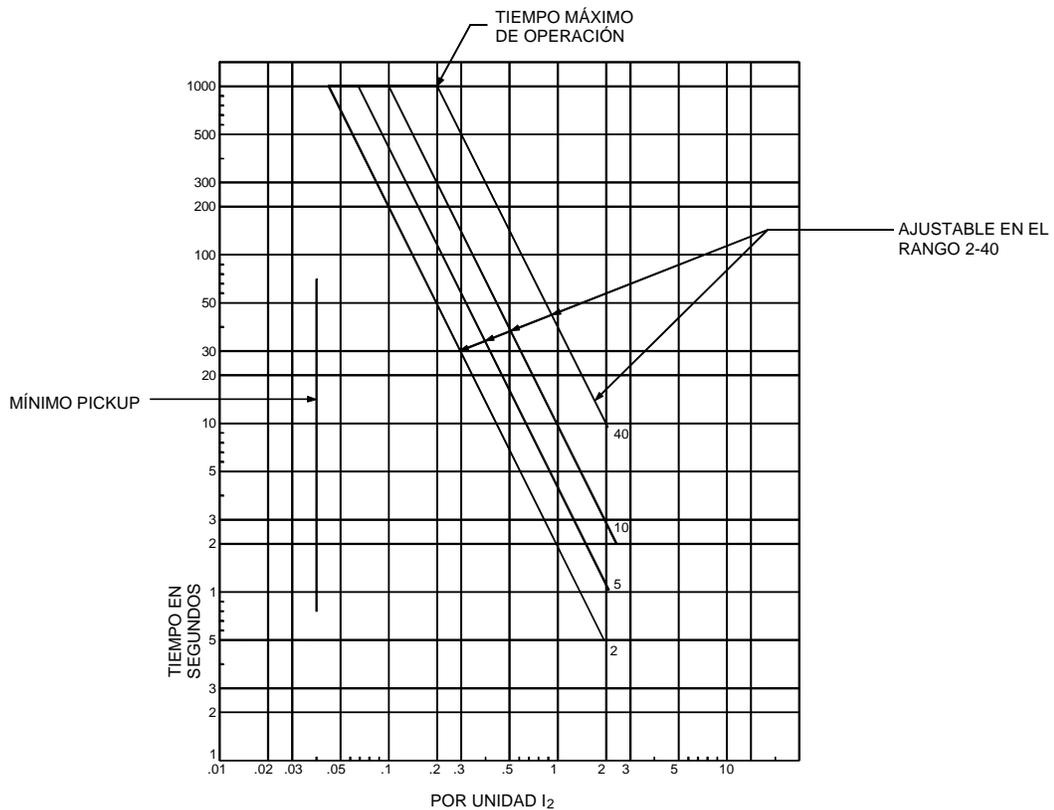


Figura 80 Característica de relé de corriente desbalanceada

Estos relés son muy sensibles y pueden detectar corrientes de secuencia negativa inferiores a la capacidad continua del generador. Algunos relés pueden

tener unidades sensibles que emiten alarma (rango de I_2 de arranque entre 0,03 P.U. y 0,2 P.U.) o un indicador que indique el nivel de I_2 en la máquina. La Figura 80 muestra una curva típica para este tipo de relés.

7.2.5 Protección de respaldo contra fallas externas

Los generadores usualmente están provistos de un relé de respaldo que desconectará la máquina cuando el esquema de protecciones externo falle en despejar las fallas. Generalmente se utiliza una de dos alternativas; relés de sobrecorriente controlados por voltaje o relés de distancia. Éstos últimos se utilizan cuando los relés de sobrecorriente controlados por voltaje no brindan suficiente seguridad, como en el caso de generadores con excitación estática, en los cuales la caída del voltaje ocasionada por la falla en terminales del generador, impide que el sistema de excitación suministre suficiente campo para que el generador produzca la corriente de falla que haga operar el relé.

7.2.5.1 Relé de distancia

Este relé es usado como respaldo para fallas de fases del sistema.

Generalmente se utiliza un relé de distancia con una característica Mho. El relé es conectado para recibir corrientes del transformador de corriente del neutro y tensión de los terminales del generador. Si hay un transformador estrella delta entre el generador y el sistema, el ángulo de fase de las tensiones de entrada al relé deben cambiarse de tal forma que estén en fase con las tensiones del sistema y que el relé vea las fallas correctamente. Se puede utilizar un transformador auxiliar como se ve en la Figura 81.

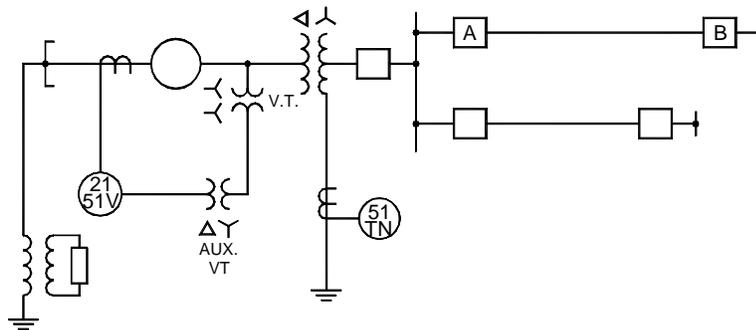


Figura 81 Aplicación de la protección contra fallas externas para una unidad generador transformador

Cuando un generador es conectado directamente al sistema, las conexiones del relé se muestran en la Figura 82. En ambos casos el relé no sólo da respaldo para fallas del sistema, sino que también brinda una protección de respaldo para fallas de fase en el generador y la zona del generador antes y después de que sea sincronizado al sistema.

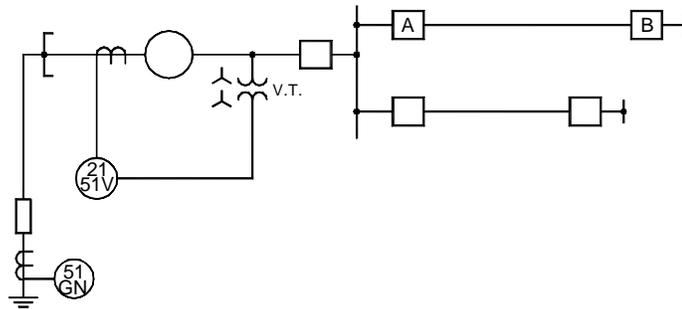


Figura 82 Aplicación de la protección contra fallas externas para un generador conectado directamente al sistema

En algunos casos el relé es conectado mirando hacia el sistema recibiendo corriente y tensión de los terminales del generador. En este caso se utiliza también una característica Mho para dar protección de respaldo cuando se presenten fallas en el sistema y para algunas fallas del generador mismo cuando éste está conectado al sistema. Sin embargo, esta conexión no da respaldo si el generador está desconectado del sistema.

Este relé es usado con la intención de sacar el generador cuando la falla en el sistema de potencia no sea aislada por los interruptores de la línea de transmisión. En algunos casos el relé se ajusta con un alcance muy largo y usualmente el tiempo del disparo del relé se ajusta en un segundo o menos. Dado que los sistemas de control de excitación modernos tienen protección de sobreexcitación y otras protecciones que protegen el campo del generador, el anterior tiempo se puede aumentar.

7.2.5.2 Relé de sobrecorriente temporizado con restricción o control de tensión

Existen dos tipos de relés de sobrecorriente utilizados para dar respaldo, un relé de sobrecorriente temporizado con restricción de tensión o un relé de sobrecorriente temporizado con control de tensión. Ambos están diseñados para restringir la operación bajo condiciones de sobrecarga y dar sensibilidad durante la ocurrencia de fallas.

En el relé con restricción de tensión, la corriente de arranque varía en función de la tensión aplicada al relé. Para un tipo de relé, con una tensión de restricción cero la corriente de arranque es el 25% del valor de arranque con tensión de restricción del 100%.

En el relé con control de tensión, el arranque del relé de sobrecorriente es controlado por un nivel mínimo en un relé de tensión. En niveles de tensión de operación normal el relé de tensión está accionado y restringe la operación del relé de sobrecorriente. Bajo condiciones de falla, el relé de tensión permite la operación del relé de sobrecorriente.

En ambos tipos de relés el valor de ajuste debe ser menor que el nivel de corriente de falla del generador dado por la reactancia sincrónica.

En la Figura 81 y en la Figura 82 se muestran las conexiones de los relés de sobrecorriente, las cuales son iguales a las conexiones de los relés de distancia.

7.2.6 Relé de baja frecuencia

Existe la posibilidad, cuando hay pérdida de generación, de que la frecuencia baje a valores por debajo de los normales. Esto ocasionaría operación a frecuencia reducida durante un tiempo suficiente como para producir sobrecargas en las turbinas de gas o de vapor.

En general la operación de una turbina del generador a frecuencia baja es más crítica que la operación a frecuencia alta ya que el operador no tiene opción de controlar la acción. De allí que se recomienda protección de baja frecuencia para turbinas de gas o vapor.

La turbina es usualmente considerada más restringida que el generador a operar con frecuencia reducida, ya que ésta es la causa de resonancia mecánica en sus álabes. Las desviaciones de la frecuencia nominal pueden generar frecuencias cercanas a la frecuencia natural de los álabes y por lo tanto incrementar los esfuerzos vibratorios. Los incrementos en los esfuerzos vibratorios, pueden acumularse y agrietar algunas partes de los álabes.

Los fabricantes de turbinas dan límites de tiempo para operaciones con frecuencia anormal. Este dato es usualmente dado como un tiempo de operación permisible para una banda de frecuencias específica. Los efectos de operación a frecuencia anormal son acumulativos. Por lo tanto, si la turbina opera 50% del tiempo permisible en una banda de frecuencia específica, ésta deja sólo 50% del tiempo permisible de la banda de frecuencia para el resto de la vida de la unidad.

Estas limitaciones de la capacidad de la turbina generalmente aplica para turbinas de vapor. Las turbinas de gas generalmente tienen más capacidad que las unidades de vapor para operar a baja frecuencia. Sin embargo, las turbinas de gas están frecuentemente limitadas por la inestabilidad en la combustión o la salida repentina de la turbina por la caída de frecuencia. El límite de frecuencia

debe ser dado por cada fabricante. En general estas restricciones no aplican para generadores hidráulicos.

La protección de respaldo para baja frecuencia está dada por el uso de uno o más relés de baja frecuencia y temporizadores en cada generador. La mayoría de los esquemas requieren usar un relé de baja frecuencia para cada banda de frecuencia y el relé opera si la frecuencia se encuentra dentro de esa banda.

El esquema de relé de baja frecuencia múltiple y temporizado no es usado en turbinas de gas. Los fabricantes de estos equipos dan protección de baja frecuencia que consiste en un disparo por baja frecuencia cuyo ajuste está dado por el fabricante.

Los relés de baja frecuencia generalmente dan disparo al generador. Sin embargo, en los casos en que las consecuencias de una pérdida de la máquina sean catastróficas, sólo se utiliza la protección como alarma y se acepta la posibilidad de daños en la turbina.

7.2.7 Relé de falla interruptor

Un diagrama funcional de un esquema de falla interruptor del generador se muestra en la Figura 83. Como en los demás esquemas, cuando los relés de protección detectan una falla interna o una condición de operación anormal, ellos mandarían disparo al generador y al mismo tiempo arrancarían la protección de falla interruptor. Si el interruptor no despeja la falla o sucede una condición anormal en un tiempo específico, el temporizador dispara los interruptores necesarios para remover el generador del sistema. Como se muestra en la Figura 83, al arrancar el temporizador de la protección de falla interruptor, un relé de protección debe operar y un detector de corriente o un contacto cerrado del interruptor debe indicar que el interruptor ha fallado su apertura. Excepto por el uso del contacto cerrado del interruptor, el esquema mostrado en la Figura 83 es típico de la mayoría de esquemas de falla interruptor.

El contacto cerrado del interruptor se usa en el caso de que se den fallas o condiciones de operación anormal del estator o fallas a tierra de la barra, sobreexcitación, secuencia negativa, flujo inverso de potencia o baja frecuencia en valores muy por encima de los permitidos, los cuales no producen corriente suficiente para que operen los detectores de corriente.

Generalmente se debe separar la zona de protección en grupos y que cada grupo opere por separado el disparo al generador y el arranque al falla interruptor. También se deben aislar los disparos y arranques en caso de mantenimiento.

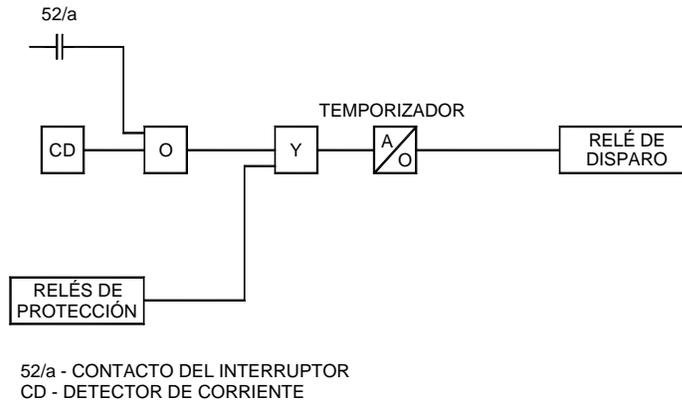


Figura 83 Diagrama funcional de esquema de falla interruptor para generador

7.2.7.1 Protección contra arco eléctrico en el interruptor abierto

Otra forma de falla interruptor que puede ocurrir y dañar el generador es un arco eléctrico entre los contactos de uno o más de los polos cuando el interruptor está abierto. Esto es más común antes de sincronizar o después de sacar de servicio el generador cuando la tensión en los contactos del interruptor es dos (2) veces la normal, así como por deslizamientos de frecuencia con respecto al sistema. Aunque los interruptores están normalizados para aguantar esta tensión, se incrementa la posibilidad de que ocurra un arco. La mayoría de los esquemas están diseñados para detectar arco en uno o en dos polos.

Si hay arco en uno o más polos del interruptor, la corriente de desbalance resultante operará el relé de secuencia negativa o los relés de respaldo de sobrecorriente los cuales enviarán un disparo al interruptor. El falla interruptor operará si los detectores de corriente son lo suficientemente sensibles para detectar esta situación.

Otra opción para aumentar la velocidad de detección del arco en el interruptor es modificar el esquema de falla interruptor como se muestra en la Figura 84. Un relé de sobrecorriente instantáneo es conectado en el neutro del transformador elevador del generador. La salida del relé es supervisada por el contacto de posición abierta del interruptor y brinda un arranque adicional al esquema de falla interruptor. Cuando el interruptor del generador está abierto y hay arco en uno o dos polos del interruptor, la corriente en el neutro del transformador es detectada por el relé de sobrecorriente de neutro sin el retardo asociado a la protección de secuencia negativa o a los relés de respaldo. Los detectores de corriente

asociados al falla interruptor del generador deben estar ajustados de tal forma que sean lo suficientemente sensibles para detectar el arco.

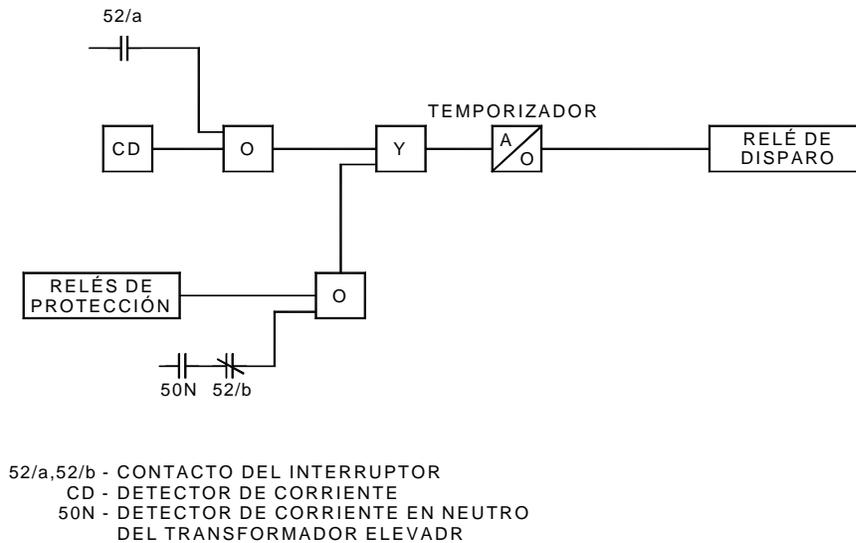


Figura 84 Diagrama funcional de esquema de falla interruptor con detección de arco eléctrico con interruptor abierto

7.2.8 Protección de pérdida de sincronismo

El generador puede perder estabilidad por una o varias de las siguientes razones: tiempos prolongados para despejar las fallas, baja excitación de la máquina, baja tensión del sistema, alta impedancia entre el generador y el sistema u operaciones de conmutación en alguna línea. Cuando un generador pierde el sincronismo, los picos de corrientes y la operación a frecuencia diferente a la de la red, causan esfuerzos en los devanados, torques de pulsación y resonancia mecánica que potencialmente dañan el generador. Con el fin de minimizar el daño, el generador debe disparar instantáneamente, preferiblemente durante la primera mitad del ciclo de deslizamiento de una pérdida de sincronismo.

El relé de pérdida de excitación brinda alguna protección contra la pérdida de sincronismo, pero no puede detectar la pérdida de sincronismo para todas las condiciones del sistema. Por lo tanto, se debe suministrar una protección adicional si durante la pérdida de sincronismo el centro eléctrico está localizado en la región entre los terminales de alta tensión del transformador elevador del generador y el generador. Esta protección puede también ser necesaria si el centro eléctrico está afuera en el sistema y las protecciones sistémicas son lentas o no pueden detectar la pérdida de sincronismo.

En lo correspondiente a una pérdida de sincronismo debido a una falla externa, contrario a la creencia intuitiva que los cortocircuitos en la red frenan los generadores, las fallas externas aceleran las máquinas, al perderse la capacidad de transportar energía activa que continua aplicada mecánicamente al generador. Esta situación puede llevar al deslizamiento de polos y a la pérdida de sincronismo.

En el capítulo 9 se presenta la metodología que se debe emplear para el ajuste del relé de pérdida de sincronismo de los generadores.

7.3 ARREGLOS DE PROTECCIONES DE GENERADORES

A continuación se muestran algunos esquemas típicos de protección de generadores:

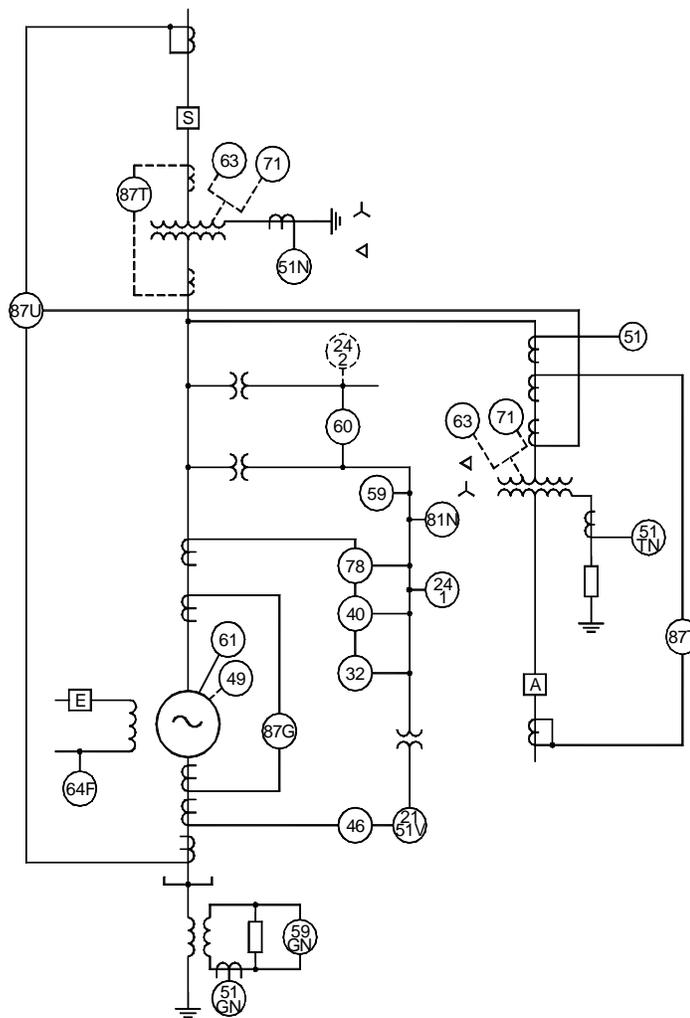


Figura 85 Configuración unidad generador transformador

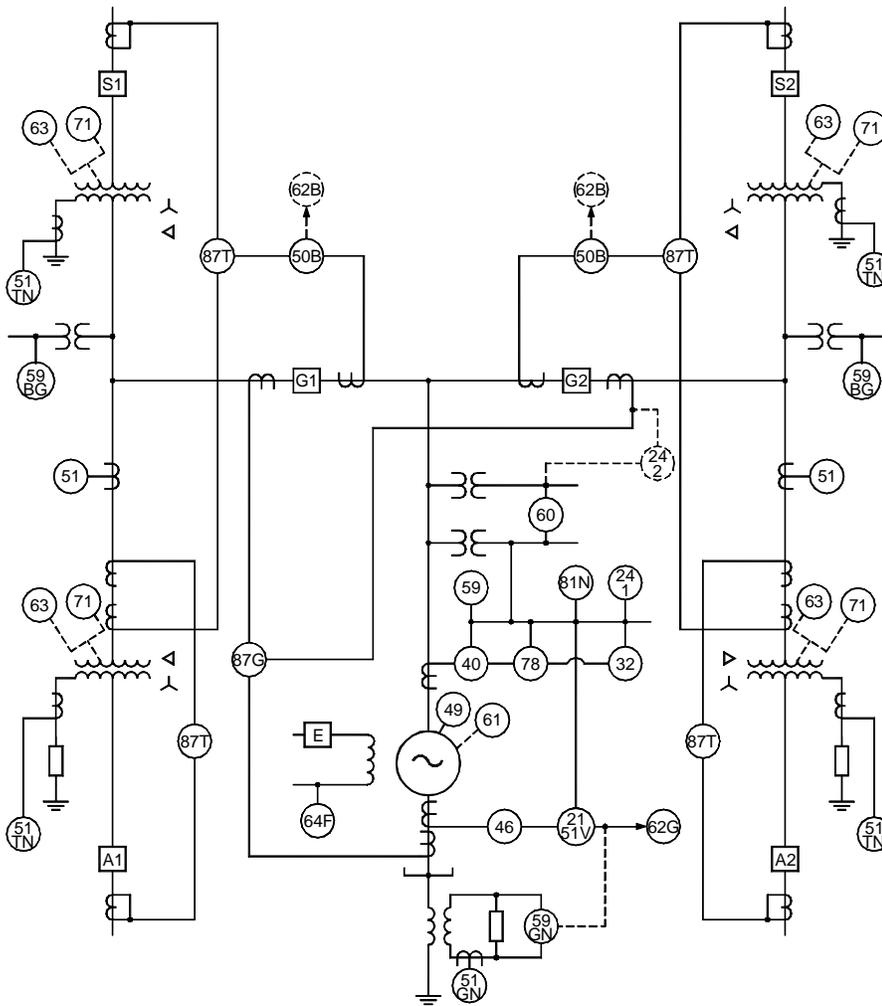


Figura 86 Configuración unidad generador transformador con interruptores

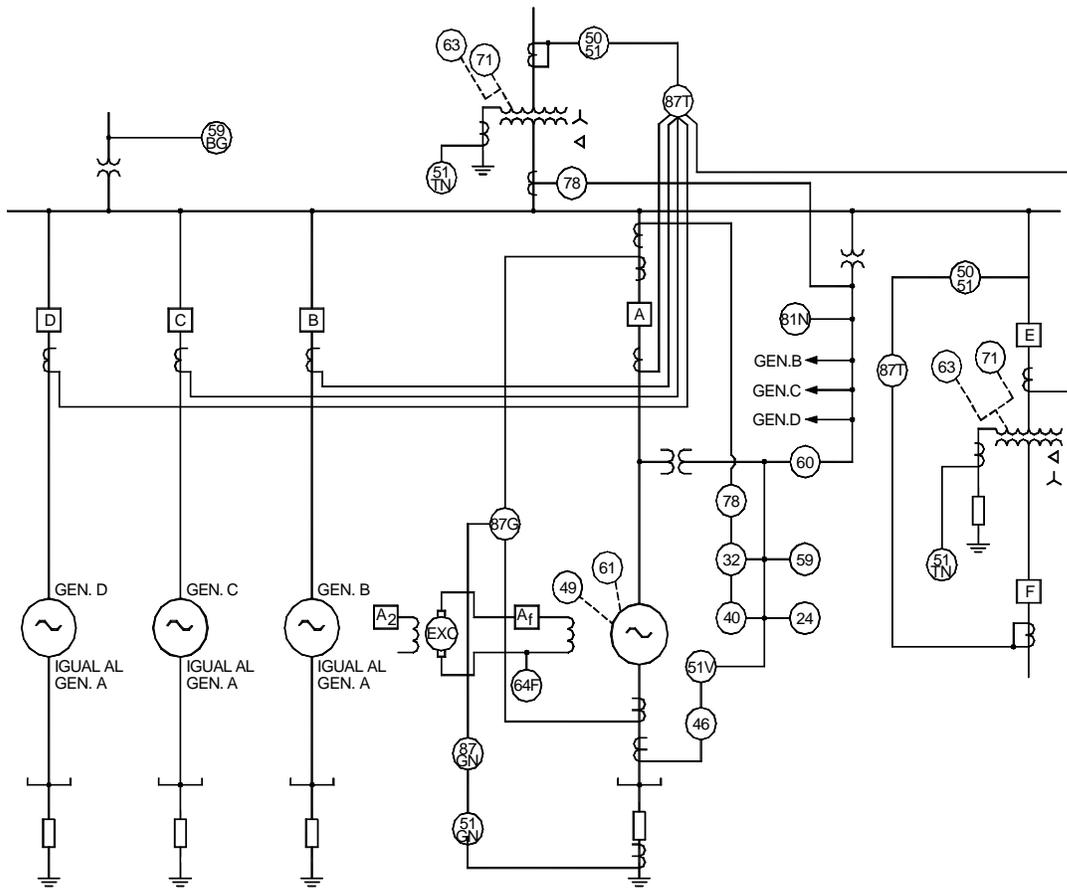


Figura 88 Protección para generadores compartiendo una unidad de transformador

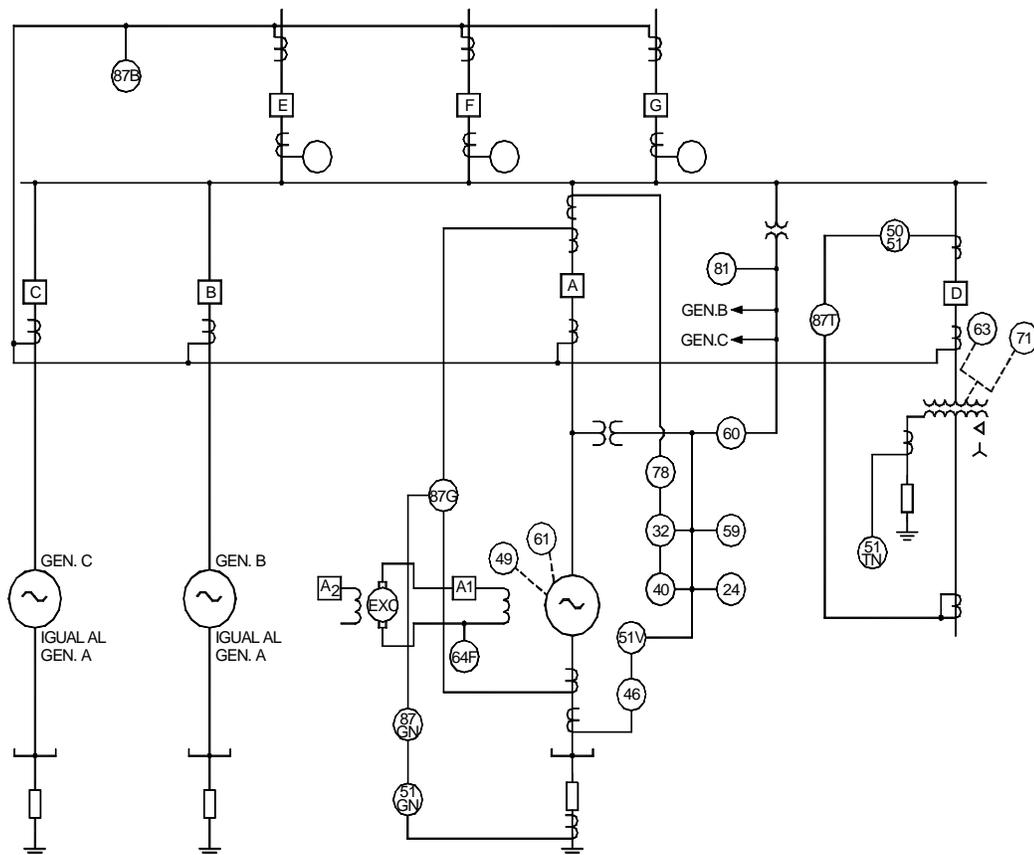


Figura 89 Protección para generadores conectados directamente a un sistema de distribución

8. PROTECCIONES DE BARRAS

La barra es un elemento crítico en un sistema de potencia ya que es el punto de convergencia de muchos circuitos tales como: transmisión, generación o carga.

El efecto de una falla en barras es equivalente a muchas fallas simultáneas y debido a la concentración de varios alimentadores, la magnitud de las corrientes de fallas es alta.

La barra de un sistema de potencia debe estar provista de una protección de alta velocidad que minimice los daños en los equipos y que evite la inestabilidad del sistema, ante condiciones de falla.

El método de protección de barras más comúnmente empleado es el principio diferencial en el cual la suma de las corrientes que entran y salen de la barra debe ser igual a cero.

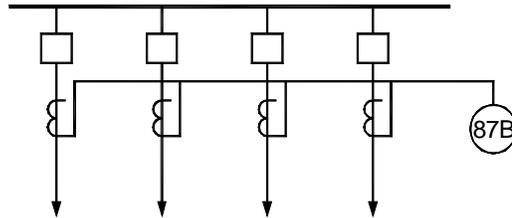


Figura 90 Protección diferencial de barras

8.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Generalmente, el mayor problema para hacer funcionar correctamente una protección diferencial de barras se debe a la diferencia en la saturación de los núcleos de los transformadores de corriente asociados con cada uno de los campos conectados a la barra, debido a la conducción de corrientes significativamente diferentes a través de ellos durante fallas externas cercanas a la barra.

Los factores que afectan el fenómeno de saturación son los siguientes:

8.1.1 Corriente directa transitoria

La componente transitoria de DC de la corriente de cortocircuito es una causa de saturación del CT produciendo operación indeseada de sistemas de protección diferencial. La saturación por corriente directa es importante en los relés diferenciales de barras, dada las corrientes diferenciales altas que fluyen a una falla externa a través de transformadores de corriente de varios circuitos. Una saturación desigual en cualquier esquema diferencial producirá una corriente diferencial que puede hacer operar el relé.

La densidad máxima de flujo en el núcleo del CT atribuible a la componente de DC de la corriente de falla varía con la constante de tiempo de ésta. La relación L/R de la impedancia del sistema influye sobre el tipo de protección de barra que se debe seleccionar.

8.1.2 La Impedancia de los cables del secundario del CT y sus relés asociados, medidores y CT's auxiliares

Tanto la resistencia del conductor como la resistencia de los devanados del CT, contribuyen a la saturación del núcleo. Para disminuir ese efecto se minimiza la longitud del cable secundario del CT.

En la etapa de diseño, se debe asegurar que las características de los CT's y su localización, estén acordes con el esquema de protección de barras que se va a implementar, para evitar posteriores problemas que obliguen a adoptar soluciones poco prácticas, tales como aumento del diámetro del conductor secundario del CT ó el uso de conductores paralelos como medios para disminuir la resistencia secundaria del circuito.

Se recomienda usar núcleos de CT's para uso exclusivo de la protección diferencial de barras, es decir, no aumentar el "Burden" del circuito del CT con la conexión de cargas adicionales tales como: otros relés, CT's auxiliares, etc.

8.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE BARRAS

En la protección de barras se usan varios esquemas, así:

- Protección diferencial
- Protección diferencial parcial
- Zonas diferenciales combinadas
- Comparación direccional

8.2.1 Protección diferencial de barras

El relé diferencial es el sistema de protección preferido en las instalaciones nuevas cuando todos los factores para obtener una buena protección de barras pueden ser planeados. La protección diferencial detecta tanto las fallas de fase como las de tierra.

Hay muchas variedades de protección diferencial, cada una de ellas tiene sus propias características, las cuales deben ser examinadas cuidadosamente antes de seleccionar una de ellas.

8.2.1.1 Protección diferencial de alta impedancia

Este sistema discrimina entre fallas internas y externas por las magnitudes relativas de voltaje que aparecen a través de los puntos de la unión diferencial. En este tipo de protección diferencial todos los transformadores de corriente deben tener la misma relación de transformación y una impedancia de dispersión secundaria despreciable.

8.2.1.2 Protección diferencial porcentual

Los relés diferenciales porcentuales tienen circuitos de restricción y circuitos de operación. La corriente requerida para la operación del relé depende de las corrientes de restricción. La máxima seguridad para fallas externas se obtiene cuando todos los CT's tienen la misma relación de transformación, en caso contrario, se deberán utilizar CT's auxiliares (para compensar los desequilibrios de corrientes por diferencias en las relaciones de transformación) de alta calidad y exactitud para asegurar estabilidad de la protección diferencial ante una falla externa, a menos que la protección misma sea capaz de considerar las diferencias en relación de transformación.

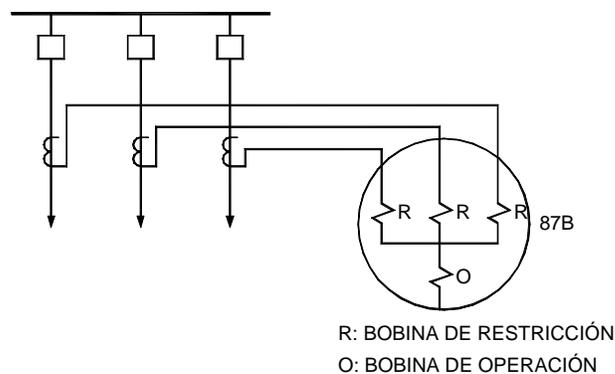


Figura 91 Principio de la protección diferencial porcentual

8.2.1.3 Protección diferencial porcentual con alta impedancia moderada

La característica de restricción porcentual de este tipo de relés hace posible el uso del relé de manera independiente de la condición de falla externa máxima. El circuito diferencial de impedancia moderadamente alta en conjunto con la acción de la restricción, hace que el relé sea insensible a los efectos de saturación del CT ante una falla externa. El relé responde a fallas internas haciendo caso omiso de la saturación de cualquiera de los CT's asociados con la protección.

8.2.2 Protección diferencial parcial

Otra esquema de protección diferencial utilizado es el de protección diferencial parcial, el cual se conoce también como protección de “barra sobrecargada” o de “respaldo selectivo”. Esta es una variación del principio diferencial, dado que no se incluyen todos los campos de la barra en la protección diferencial de

barras. Este método puede ser usado como un respaldo a un esquema de protección diferencial completo.

Para implementar la protección diferencial parcial se pueden utilizar relés de distancia o de sobrecorriente. Dichos relés deben coordinarse con los relés de los circuitos de carga. El ajuste de la corriente de arranque debe ser alto y el tiempo de retardo largo. La sensibilidad y velocidad de la protección diferencial parcial no es tan buena como la de la protección diferencial completa.

8.2.3 Zonas diferenciales combinadas

La protección diferencial de barras de un sistema de potencia se puede extender para incluir equipos que normalmente no se consideran parte de la barra, tales como: el transformador de potencia y la barra de bajo voltaje de éste, una línea de interconexión con otra subestación, bancos de condensadores, reactores o reguladores. Un ejemplo típico es una subestación donde dos líneas de transmisión alimentan un transformador reductor, tal como se muestra en la Figura 92.

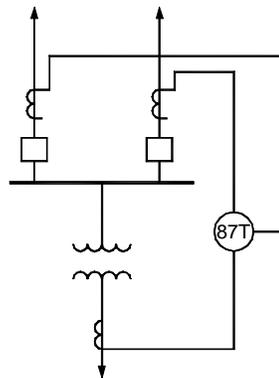


Figura 92 Esquema de protección de barras con zonas diferenciales combinadas

Las desventajas de las zonas diferenciales combinadas son:

- la localización del punto de la falla puede ser muy difícil.
- La sensibilidad es menor que la de un esquema diferencial separado para cada zona.

8.2.4 Protección de barras con comparación direccional

Este esquema se utiliza en subestaciones viejas donde se vuelve muy costoso adicionar CT's y cables de control, dado que para implementarlo se pueden usar circuitos de CT's existentes.

Este esquema compara la dirección del flujo de corriente en cada uno de los circuitos conectados a la barra. Si las corrientes en todos los circuitos confluyen en la barra es porque hay una falla en ella; si la corriente en uno o más circuitos fluye afuera de la barra, es porque la falla es externa. Este sistema puede ser usado tanto para protección de fallas de fase como de tierra.

Para implementar dicho esquema se requieren relés direccionales en cada uno de los circuitos conectados a la barra, detectores de falla (relés de sobrecorriente instantáneos) y un temporizador. Los contactos de los relés direccionales son conectados en serie con el contacto del temporizador, para iniciar una señal de disparo.

No se requieren CT's de relación de transformación igual y estos pueden ser usados para otras protecciones y medidas.

Este esquema de protección requiere mantenimiento riguroso debido al número de contactos de relés. El temporizador debe ajustarse al menos en cuatro ciclos para asegurar coordinación. Tanto los relé como los ajustes de los relés deben ser revisados cuando se presentan cambios en el sistema que involucren la barra protegida.

8.3 CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEGÚN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

El esquema de protección diferencial de barras varía de acuerdo con la configuración que tenga la subestación. En aquellas configuraciones en donde hay conmutación de circuitos de una barra a otra (Doble barra, doble barra más acople y doble barra más barra de transferencia) se utiliza un relé de comparación direccional o dos relés diferenciales de alta impedancia porcentuales para el esquema diferencial de barras. No se recomienda utilizar relés diferenciales de alta impedancia clásicos para proteger estas configuraciones, dado que después de hacer una conmutación del campo de una barra a la otra, podrían quedar abiertos los secundarios de los CT's trayendo como consecuencia el daño permanente del núcleo o del CT mismo.

En configuraciones en donde no se conmutan los campos de una barra a otra (Barra sencilla, barra principal más barra de transferencia e interruptor y medio), las barras se protegen con relés diferenciales de alta impedancia de cualquier tipo.

Las configuraciones en anillo no requieren protección diferencial de barras dado que no hay un sistema de barras propiamente dicho.

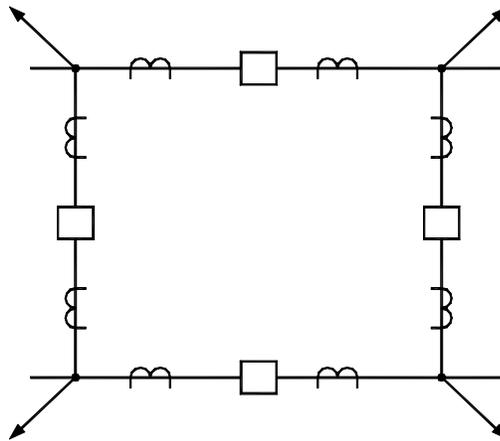


Figura 93 Configuración en anillo

A continuación se presentan las conexiones de la protección diferencial de barras de acuerdo a la configuración de la subestación.

8.3.1 Barra sencilla

Dado que es una configuración muy simple y con el mínimo número de equipos, el sistema diferencial de barras es también muy simple y económico.

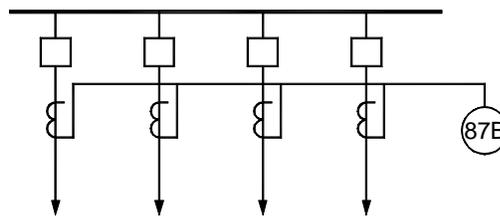


Figura 94 Protección diferencial en una barra sencilla

8.3.2 Barra con secciones múltiples y acople de barras

Este arreglo consiste en barras sencillas conectadas por medio de interruptores de acople. Las zonas de los relés diferenciales pueden ser establecidas traslapando los interruptores de acople de barras.

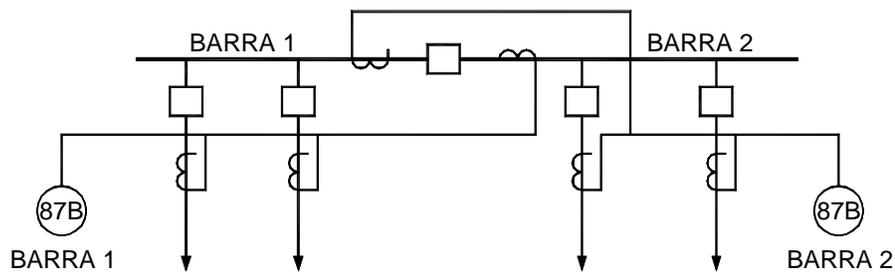


Figura 95 Protección diferencial en una barra con seccionamientos múltiples

8.3.3 Barra principal y barra de transferencia

El propósito de esta configuración es proveer un medio para sacar de servicio un interruptor sin tener que desconectar el circuito. El interruptor de transferencia está incluido en el esquema diferencial de barras.

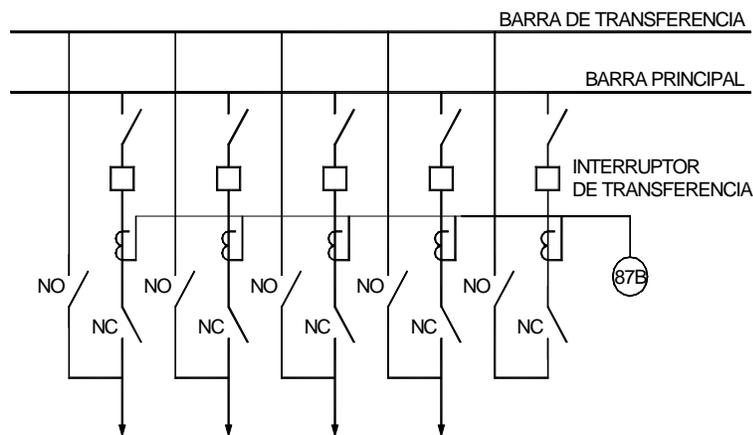


Figura 96 Protección diferencial en una S/E con barra principal y barra de transferencia

8.3.4 Doble barra

En una configuración en doble barra cada una de las barras tendrá su protección diferencial de barras, pero dado que en cualquier momento se puede transferir un campo de una barra a la otra en las dos protecciones diferenciales de barras, se incluyen todos los campos de la subestación, pero el circuito de conexión a la

protección sólo se cierra cuando el campo sea conectado efectivamente en la barra. Ver la Figura 97.

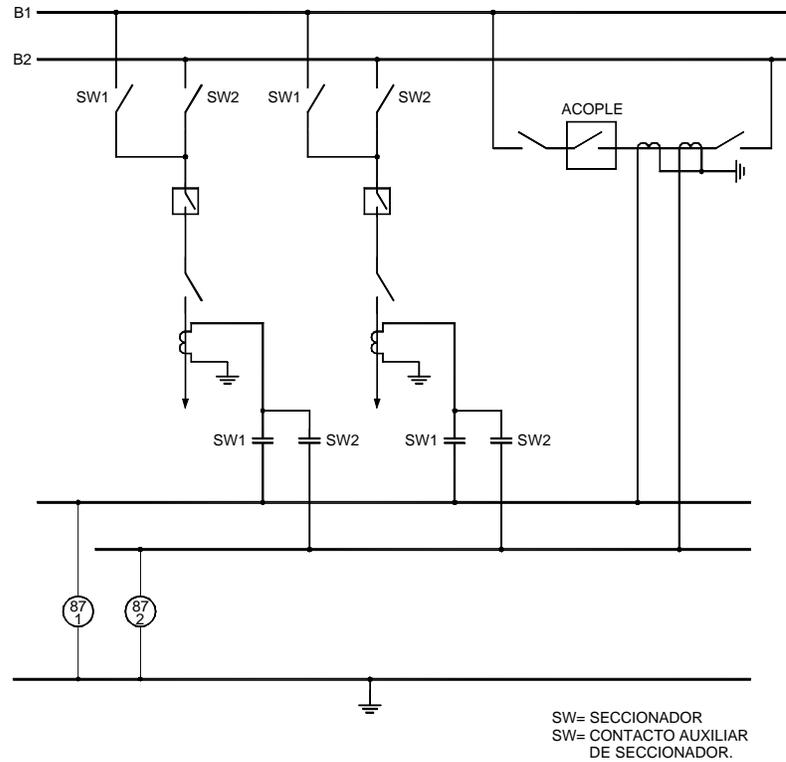


Figura 97 Protección diferencial en una S/E con doble barra

8.3.5 Interruptor y medio

En esta configuración, cada una de las barras tendrá una protección diferencial de barras independiente. Ver Figura 98.

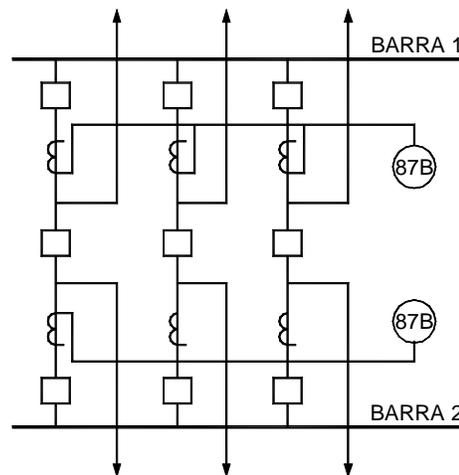


Figura 98 Protección diferencial en una S/E interruptor y medio

8.4 AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE BARRAS

Dado que generalmente la protección de barras es una protección diferencial, ésta se ajusta en forma similar a cualquier protección diferencial.

8.4.1 Análisis de estabilidad de la protección ante falla externa

En este análisis se determinan las máximas corrientes a través de los transformadores de corriente simulando fallas externas, es decir, fallas en cada uno de los campos asociados a la barra y se determina la corriente diferencial que circula por el relé, la cual debe ser muy baja. Adicionalmente se evalúa el impacto que podrían tener dichas fallas sobre las protecciones en el caso en que se presente saturación de alguno de los CT's bajo estas condiciones. Para hacer esto se debe disponer de las curvas de saturación de los CT's y demás características de éste.

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

8.4.2 Cálculo de factores de compensación

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

8.4.3 Selección de la corriente diferencial de umbral

Para elegir el umbral de ajuste más adecuado para la protección diferencial de barras, se realizan fallas externas monofásicas en cada uno de los campos asociados a la barra y se determinan las corrientes diferenciales que circularán por el relé para cada tipo de falla.

La corriente diferencial de umbral se ajusta a un valor por encima de la máxima corriente obtenida en las simulaciones con un margen de seguridad que garantice su estabilidad ante fallas externas.

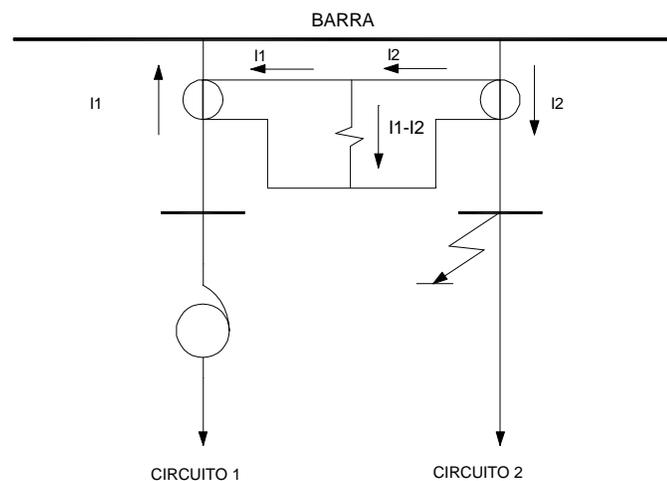


Figura 99 Corrientes diferenciales ante falla externa

8.4.4 Verificación de la sensibilidad de la protección diferencial ante falla interna

Se simulan fallas internas en la barra y el valor de corriente obtenida debe ser mucho mayor que la corriente de umbral seleccionada, para garantizar que el relé quede con una alta sensibilidad.

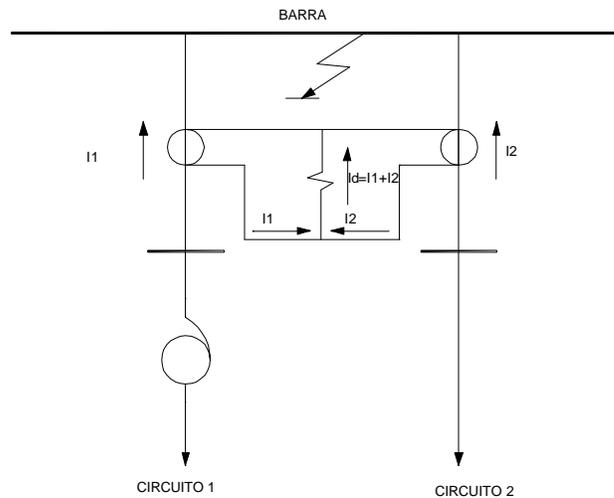


Figura 100 Corrientes diferenciales ante falla interna

9. GUÍA PARA LA COORDINACIÓN SISTÉMICA DE PROTECCIONES DEL STN

A continuación se presentan los principios y criterios que deben seguirse para efectuar una coordinación de protecciones eléctricas con visión sistémica, es decir, observando la conveniencia de su actuación o bloqueo, en función de las necesidades del STN (Sistema de Transmisión Nacional).

9.1 ANTECEDENTES

No siempre la rápida operación de las protecciones corresponde a su mejor forma de actuación, porque si bien es cierto que la velocidad trae consigo una menor exigencia a los equipos sometidos a esfuerzos durante eventos que exijan la actuación de tal sistema, algunas veces dichos eventos requieren del concurso efectivo de muchos componentes de la red para evitar que el mal sea mayor o que se propague a otros sistemas, conduciendo a condiciones muy costosas económica y socialmente. Estos esfuerzos son indudablemente mayores que aquellos a los que se habría sometido el equipo si hubiera sido retirado de servicio rápidamente.

Estas exigencias pueden ser de carácter transitorio y ofrecer relativos bajos riesgos para los equipos que de forma preestablecida hayan sido comisionados para atender este tipo de esfuerzos, pero frecuentemente riñen con los intereses de los responsables de los activos, quienes tenderán en cada caso a aceptar el mínimo posible de exigencias sobre sus equipos.

Los equipos que pueden ser objeto de este comportamiento son normalmente generadores, transformadores y líneas de transmisión.

En general, la confiabilidad del sistema de protecciones, es decir, la propiedad que tiene el sistema de operar satisfactoriamente, se caracteriza por dos principios: la fiabilidad que significa que ante la ocurrencia de una falla, el sistema no debe dejar de operar para despejarla, y la seguridad que significa que el sistema no debe operar en ausencia de falla u operar de tal forma que deje al sistema en condiciones inaceptables. Infortunadamente en los sistemas de protección, cuando se pretende incrementar la velocidad o la fiabilidad, inevitablemente se tiende a afectar, en mayor o menor grado, la seguridad.

Los responsables de los activos tienen la tendencia hacia la fiabilidad ya que una falla que no sea despejada, puede producir daños en los equipos, mientras los encargados del sistema integralmente, observan además criterios de seguridad, porque una falla despejada por los elementos equivocados puede conducir a pérdidas importantes de sectores del sistema, o una salida anticipada de un elemento puede dejar la red en condiciones de vulnerabilidad o calidad de servicio inaceptables.

La misión de decidir cuál es la participación de cada uno de los equipos en el mantenimiento de condiciones globales del sistema, corresponde en el caso Colombiano, al CND (Centro Nacional de Despacho), de acuerdo con las reglamentaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). En particular la Resolución 080 faculta al CND para efectuar la coordinación de las protecciones del STN a fin de garantizar la integridad del sistema ante contingencias mayores.

En resumen, la coordinación de protecciones de los agentes individuales se basa principalmente en la fiabilidad, mientras la del CND considera además la seguridad del sistema completo, aspecto que sólo puede medirse integralmente cuando se analiza holísticamente todo el sistema.

9.2 RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES Y DEL CND

La definición de responsabilidades en los ajustes de protecciones se establece en la Resolución 080 de la CREG, en la cual se responsabiliza al CND para efectuar los estudios que garanticen que los esquemas de protección le brinden al sistema la confiabilidad operativa (seguridad más fiabilidad), que requiere.

Al respecto indica como funciones del CND “ *Coordinar el ajuste de las protecciones de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y de aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera. Así mismo, coordinar el ajuste de las protecciones de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN, de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior, para asegurar una operación segura y*

confiable del SIN, respetando los límites de las protecciones declarados por los agentes para sus equipos ”.

Con respecto a la Elaboración de Estudios dice: “ Además de los estudios y análisis que debe efectuar en desarrollo de su función de Planeación Operativa, contemplados en el Código de Redes (Resolución CREG-025 de 1995 y demás normas que la modifican o sustituyan), acerca de la operación real y esperada de los recursos del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda, el CND debe realizar los siguientes:

- a) *Estudios de coordinación de protecciones de las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente y de aquellas no despachadas centralmente que a su criterio se requiera, de los Activos de Uso del STN y de los Activos de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior, para asegurar una operación segura y confiable del SIN.*

Para esto, el CND mantendrá una base de datos con la información de protecciones. Para la actualización de la base de datos, los agentes remitirán la información necesaria, como mínimo semestralmente o cuando el CND lo requiera.

- b) *Estudios sobre las fallas y/o emergencias que ocurran en los Activos de Uso del STN, Activos de Conexión al STN, Interconexiones Internacionales de nivel IV o superior y demás activos que a su criterio ameriten análisis, determinando las medidas que deben tomarse para reducir o evitar otros eventos similares. Para tal efecto los agentes del SIN, deberán suministrar la información de los eventos ocurridos, acorde con lo establecido en la Resoluciones CREG-070 de 1998 y CREG-072 de 1999, y en aquellas que las modifiquen o sustituyan. “*

De otro lado, la misma Resolución 080 establece para los transportadores, funciones similares respecto a la coordinación de protecciones de sus equipos y su coordinación con el resto del sistema, al respecto de lo cual dice:

Artículo 7o. Otras Funciones de las Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y/o Servicio de Conexión al STN. Son también funciones de estas Empresas las siguientes:

1. Elaboración de Estudios e Informes.

- a) *. Estudios de ajuste y coordinación de protecciones de los Activos de Uso del STN, Activos de Conexión al STN y de las Interconexiones Internacionales con tensión de operación igual o superior a 220 kV que sean de su propiedad y de los activos que le hayan sido encargados por otros Transportadores y agentes generadores no despachados centralmente. Los estudios deberán efectuarse en el contexto de normas y guías técnicas internacionales, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes y las definiciones que para el efecto establezca el CND. Dichos estudios deberán actualizarse como mínimo semestralmente*

b) Estudios sobre las fallas y/o emergencias que ocurran en los equipos del STN de su propiedad, incluyendo las Interconexiones con tensión de operación igual o superior a 220 kV y los Activos de Conexión al STN, y/o los que le hayan sido encargados por otros Transportadores, determinando las medidas que deben tomarse para reducir o evitar otros eventos similares.”

Como se observa, la interpretación de estas normas indica que tanto los dueños de los activos como el CND deben responder por la coordinación apropiada de los sistemas de protecciones, mientras que, corresponde a los responsables de los activos, garantizar la parametrización y el ajuste de las mismas. Por esta razón ambas partes deben acordar, a través de guías como la presente, la forma práctica de cumplir con los requerimientos de la Resolución.

Debido a que es posible el conflicto de intereses a la hora de coordinar las protecciones del sistema completo, es importante establecer responsabilidades concretas, como paso inicial para la aplicación metodológica de los criterios específicos de coordinación indicados en este manual y debe además lograrse un acuerdo amplio sobre la validez de los mismos.

En general la filosofía planteada para la coordinación sistémica de protecciones se basa en que la responsabilidad de justificar los ajustes de disparos de los elementos del sistema recae en los dueños de los activos, mientras que la responsabilidad del CND consiste en proponer los ajustes relacionados con el desempeño global de la red, que incluyen bloqueos de disparos de líneas por estabilidad, ajustes para la reconfiguración rápida del sistema (esquema de recierres rápidos), disparos de líneas por problemas de estabilidad (df/dt y disparos por relés de protección de línea) y bloqueos al cierre por condiciones de sincronismo de la red.

Esta filosofía plantea también que la responsabilidad por la fiabilidad del esquema de protecciones recae mayoritariamente sobre los propietarios de los activos, mientras la responsabilidad sobre la seguridad del sistema recae fundamentalmente sobre el CND.

La fiabilidad la garantiza el disparo oportuno, selectivo y rápido de las protecciones mientras la seguridad considera además bloqueos y operaciones coordinadas de control y protecciones cuyo alcance supera la actuación simple de los relés individuales.

El límite entre fiabilidad y seguridad es tan sutil que debe explícitamente indicarse cuál es la responsabilidad de cada agente para evitar malas interpretaciones.

Casos típicos de disparo ajustable por parte de los transportadores y generadores se asocian con las protecciones principales de equipos (Zonas de los relés de distancia, sobrecorrientes de fases, diferenciales, protecciones propias de los equipos, etc.), casos de bloqueos por estabilidad se relacionan con el sistema (bloqueos por penduleos en la red y verificación de condiciones de sincronismo

para el cierre), casos de reconfiguración rápida del sistema se relacionan con recierres y regulación primaria, mientras que casos de disparos por condiciones sistémicas se relacionan con relés df/dt y funciones de disparo por inestabilidad de las protecciones de líneas.

Es importante la participación del CNO como instancia para dirimir los conflictos de intereses en los ajustes de protecciones del STN, que se puedan presentar entre el CND y los agentes del sistema, dado que de acuerdo con la Ley 143 el CNO *“.....tendrá como función principal acordar los aspectos técnicos y operativos para garantizar que la operación Integrada del sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser al órgano ejecutor del Reglamento de Operación ”*

Cabe anotar también que el CND no puede asumir la responsabilidad directa por la falla de equipos que hayan sido sometidos a esfuerzos eventualmente excesivos durante bloqueos, dado que la Resolución 080 establece como límite de su responsabilidad la ejecución de estudios, razón por la cual los criterios aquí expuestos de ninguna manera podrán conducir a bloquear las protecciones principales de los equipos o a poner en riesgo los equipos con exigencias superiores a las máximas declaradas por los responsables de los activos y los ajustes finales a los que se lleguen deberán tener el aval de los responsables de los activos o en su defecto la aprobación del CNO. Para esto, los responsables de los activos deberán declarar y si es del caso sustentar, los esfuerzos máximos que soportan sus equipos.

9.3 RESPONSABILIDADES POR LOS ESTUDIOS ESPECÍFICOS

9.3.1 Disparos de generación por inestabilidad

Los generadores podrían separarse del sistema cuando exista evidencia de inestabilidad de los mismos. Los agentes generadores serían los encargados de efectuar los estudios de protecciones concernientes a sus generadores y de presentar la justificación de los ajustes de disparo por inestabilidad para aprobación por el CND. En caso de discrepancias de criterios, sería el CNO quien dirimiría los conflictos.

9.3.2 Disparos por oscilación de potencia en líneas de transmisión

Cada transportador podría efectuar estudios para ajustar los disparos por oscilaciones de potencia en líneas internas y de interconexión entre sistemas, cuando considere pertinente hacerlos debido a que considere excesivos los esfuerzos que espera que reciban sus equipos durante esos eventos, sustentando los ajustes ante el CND.

Dichos estudios podrían ser corroborados o replanteados por el CND, cuando considere necesario hacerlo.

Cuando se trata de disparos por inestabilidad producidos por oscilaciones de potencia los estudios y las justificaciones de tales ajustes corresponden al CND (por ejemplo en casos donde se involucren las líneas a 500 kV del STN o en conexiones internacionales importantes). Tal es el caso de los relés df/dt y de los relés de disparo por inestabilidad, asociados con ciertas protecciones de líneas.

9.3.3 Disparos de generadores por sobretensión

Los generadores podrían separarse del sistema cuando existan sobretensiones permanentes en los mismos. Los agentes generadores serían los encargados de efectuar los estudios de protecciones concernientes a sus generadores y de presentar la justificación al CND de los ajustes de disparo por sobretensiones. Estos disparos pueden efectuarse por sobretensiones a frecuencia industrial o por sobrepaso del esfuerzo Volt/Hz del núcleo.

9.3.4 Disparos por baja tensión en generadores

Cuando existan colapsos de tensión en zonas de la red o generadores, los relés de baja tensión podrían ser ajustados para separar la porción de la red en problemas. Los generadores y transportadores presentarían los ajustes y sus justificaciones para dichos relés, los cuales serían sometidos a análisis y aprobación por parte del CND, quien a su vez podría por su cuenta adelantar los estudios que considere necesarios para garantizar la adecuada integridad de los perfiles de tensión en el sistema.

9.3.5 Disparos por sobretensión en el sistema

El CND adelantaría los estudios para ajuste de protecciones de sobretensión considerando condiciones en las cuales en el STN se presenten sobretensiones en algún punto o sector, como consecuencia de maniobras, topologías inadecuadas, contingencias, reconfiguraciones de la red, exceso de reactivos capacitivos, falta de reactivos inductivos, u otro motivo.

Los niveles de ajuste tendrían en consideración la capacidad de sobretensión permanente y transitoria, declaradas por los responsables de los equipos y justificada con base en las características técnicas avaladas por el fabricante de los mismos.

Se propone que por Resolución de la CREG se fije un valor mínimo de sobretensión que deban soportar los equipos a instalar en el STN, por debajo del cual no se permita la instalación de tales equipos en la red o que se haga bajo entera responsabilidad del dueño del activo.

9.3.6 Disparos por baja tensión en el sistema

Sería de responsabilidad del CND definir y ajustar las protecciones requeridas para prevenir y resolver problemas de inestabilidades o colapsos de tensión.

En caso de requerir dispositivos especiales de protección de baja tensión en sitios en los que no existan, el CND haría los requerimientos a la empresa transportadora correspondiente. Estaría en manos de la CREG regular la remuneración que requieran los agentes transportadores por instalar este tipo de protecciones, aunque debe anotarse que al día de hoy no se tienen estudios de colapsos de tensión en el sistema que hayan revelado la necesidad de tales dispositivos y que la mayoría de los relés de sobretensión de líneas (obligatorios según el Código de redes, Anexo CC. 4) poseen también la función de baja tensión, razón por la cual no se estima que haya grandes dificultades en este punto.

Los estudios de colapso de tensión que permitan decidir la conveniencia de instalar tales protecciones se efectuarían con programas de estabilidad dinámica o con software especializado para análisis de riesgos de inestabilidades y colapsos de tensión, disponibles en el mercado.

Los estudios de inestabilidades y colapsos de tensión pretenden establecer los niveles de seguridad del sistema y coordinar la acción de las protecciones por baja tensión con los deslastres de carga por baja frecuencia.

Debe tenerse en cuenta que para decidir los niveles de ajuste de tales protecciones, no se requiere necesariamente observar únicamente los casos operativos que considera el Código de Operación de la CREG, porque no se trata de establecer niveles mínimos de generaciones de seguridad sino encontrar valores de ajuste de las protecciones. Así mismo, debe considerarse de manera detallada la influencia de los compensadores estáticos de reactivos, los cuales pueden ser contraproducentes cuando la tensión está por debajo de un cierto límite inferior por establecer en los estudios.

9.3.7 Bloqueos y disparos por oscilación de potencia en el sistema

El CND efectuaría los estudios para ajustar los bloqueos o disparos por oscilaciones de potencia tanto en líneas interiores de sub- sistemas, como en líneas de interconexión entre sistemas. Los disparos por oscilación de potencia podrían también resultar como consecuencia de estudios de transportadores, quienes someterían sus estudios a aprobación por parte del CND.

Los estudios de disparos o bloqueos por oscilación de potencia se harían analizando, con ayuda de un programa de estabilidad dinámica, el comportamiento de la curva de carga en el plano R-X y estudiando si dando un disparo por sobrecarga o por traslado de la curva de carga dentro de las zonas 2 ó 3 de los relés de distancia de las líneas, las condiciones de estabilidad mejoran

o empeoran, en comparación con el caso en el que se mantenga la línea conectada al sistema.

9.3.8 Deslastres de carga

Los estudios de estabilidad dinámica efectuados por el CND establecen los porcentajes y distribuciones de deslastre de carga que se requieren en función de la caída de frecuencia en el sistema y de la velocidad con la que lo hace, observando las condiciones reglamentadas sobre límites de frecuencia y porcentajes de deslastre para cada sistema.

Los ajustes de los dispositivos de deslastre deben obedecer estos lineamientos y es responsabilidad de los agentes de distribución, demostrar que dichos porcentajes se respeten.

9.3.9 Recierres en las líneas

El ajuste de recierres monofásico y trifásicos rápidos (menos de 1 segundo), sería potestad del CND. Los transportadores podrían presentar estudios de justificación de sus ajustes de recierres, los cuales serían corroborados y aprobados por el CND.

Los recierres trifásicos automáticos lentos (más de 1 s) podrían ser propuestos por los transportadores para aprobación del CND. Estos recierres deben ser muy analizados desde el punto de vista de las condiciones de sincronismo.

Los recierres monofásico que por arco secundario o por descargas subsecuentes de rayos, sean lentos (cerca de 1 s), deben ser verificados de manera muy precisa respecto a la actuación de los relés de sobrecorriente a tierra de respaldo cuyos tiempos se ajustan muy cercanos a estos valores, ya que una fase abierta produce corriente de secuencia cero que, dependiendo del grado de carga de la línea puede, ser interpretada como una falla a tierra.

Los recierres manuales lentos, del orden de los 5 minutos, pueden ser muy recomendables, previa autorización operativa del CND. Estos recierres exigen unas protecciones muy adecuadas contra el cierre en falla, porque si la red queda en condiciones degradadas luego del disparo original (por ejemplo cuando salen varias líneas por un mismo evento), se corren riesgos importantes ante el cierre en falla ya que el interruptor tiene una exigencia grande y las protecciones normales corren el riesgo de no operar (relés de distancia por ejemplo).

9.4 METODOLOGÍA PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SISTÉMICAS

Los estudios de coordinación de protecciones sistémicas se efectúan utilizando como herramienta básica un programa de estabilidad dinámica.

Los estudios de coordinación de protecciones sistémicas serían responsabilidad del CND, quien revisaría las propuestas de los transportadores y generadores y efectuaría estudios adicionales de verificación y de análisis específicos para características particulares del sistema.

Los ajustes se basarían fundamentalmente en estudios de estabilidad dinámica en los que se incluirían las acciones de los reguladores de tensión y de velocidad de las máquinas del sistema completo.

Los eventos más importantes a analizar desde el punto de vista de la estabilidad serían:

➤ **En redes de 220 kV:**

Fallas trifásicas con recierres (si están habilitados) no exitosos.

➤ **En redes a 500 kV:**

Fallas monofásicas son recierres (si están habilitados) no exitosos.

➤ **Pérdida de bloques de generación o carga por rechazos**

➤ **Condiciones de operación insegura seguida de eventos**

Los estudios a efectuar dependen de las protecciones que deban coordinarse, así:

9.4.1 Disparos por inestabilidad. Relés de Pérdida de Sincronismo en Generadores

La oscilación de potencia en generadores puede llegar a límites inaceptables para su operación y en algunos casos existe la posibilidad de daños, por lo cual es conveniente implementar una protección que no sólo verifique la aparición del fenómeno de la oscilación sino que logre discriminar si ésta lleva al generador a una pérdida de sincronismo, a través del fenómeno conocido como deslizamiento de polos que consiste en que los polos del rotor quedan desplazados en otra posición debido a que se da un giro fasorial de la tensión de 360 grados eléctricos (pérdidas de polo o deslizamientos de polos), que corresponden a un desplazamiento de los polos en grados físicos del rotor dependientes del número de pares de polos del mismo.

La protección de pérdida de sincronismo se utiliza normalmente para generadores grandes, donde el deslizamiento de polos se acompaña de fuertes oscilaciones de torque, requiriendo una pronta acción para evitar daños.

La protección de pérdida de sincronismo se efectúa por intermedio de relés de distancia en cuya característica R-X se puede seguir el desplazamiento que ocurre en la impedancia de acuerdo con la evolución del deslizamiento polar entre los sistemas.

La Figura 102 muestra un ejemplo de la característica de actuación de un relé de pérdida de sincronismo, la cual se forma a la vez uniendo tres características diferentes:

- Lenticular
- Recta característica de la impedancia
- Lugar de las reactancias

La recta de la impedancia separa dos zonas temporizadas, U: Zona 1 y O: Zona 2

El lente se parte en dos secciones y a cada una se le asigna un tiempo de cruce (supuesto 25 ms para este ejemplo)

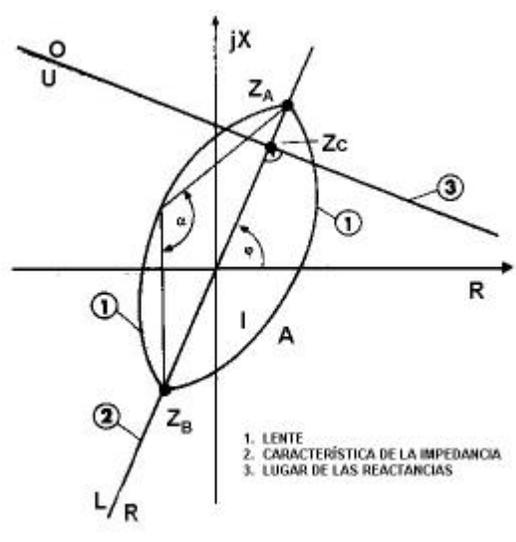


Figura 102 Característica de actuación de un relé de pérdida de sincronismo

Para que se produzca un disparo la característica de carga debe atravesar completamente las dos caras del lente, así que trayectorias como la B y la C de la Figura 103 no producen disparo, no importa el tiempo que permanezcan dentro del lente.

La trayectoria A produce disparo en primera zona porque atraviesa el lente por la parte inferior y porque además cada una de las secciones del lente se atraviesa en más de 25 ms.

En la trayectoria E el relé tendería a disparar en segunda zona, pero en realidad no lo hace porque el tiempo de permanencia en uno de los semilentes es inferior a 25 ms.

Recorridos como el D en el que la curva de carga atraviesa de derecha a izquierda entrando por la zona 1 y saliendo por la zona 2, originan disparo en

zona 1 y zona 2 sólo cuando la trayectoria salga por la cara opuesta (segunda zona) y siempre y cuando el tiempo de permanencia total en el lente (atravesar las dos caras) sea inferior a otro valor de tiempo preajustado en el relé (podría ser en el ejemplo 70 ms) y la permanencia en cada semilente sea superior a los 25 ms ya mencionados en el ejemplo. Si dicho tiempo es superior a los 70 ms del ejemplo y se cumple la permanencia en cada semilente superior a 25 ms, dispararía sólo en segunda zona (con un retardo adicional).

Así pues, en el ejemplo de la figura no se produciría disparo en la trayectoria E, dado que el tiempo de permanencia en el semilente derecho es de sólo 20 ms, aunque las demás condiciones si se cumplen.

El recorrido E en sentido contrario, entrando por la zona 2 y saliendo por la zona 1 originaría disparo sólo en la zona 1, inmediatamente salga del lente izquierdo, pero condicionado a que se cumplan los tiempos mencionados (cada semilente atravesado en un tiempo superior a 25 ms y el recorrido total inferior a 70 ms).

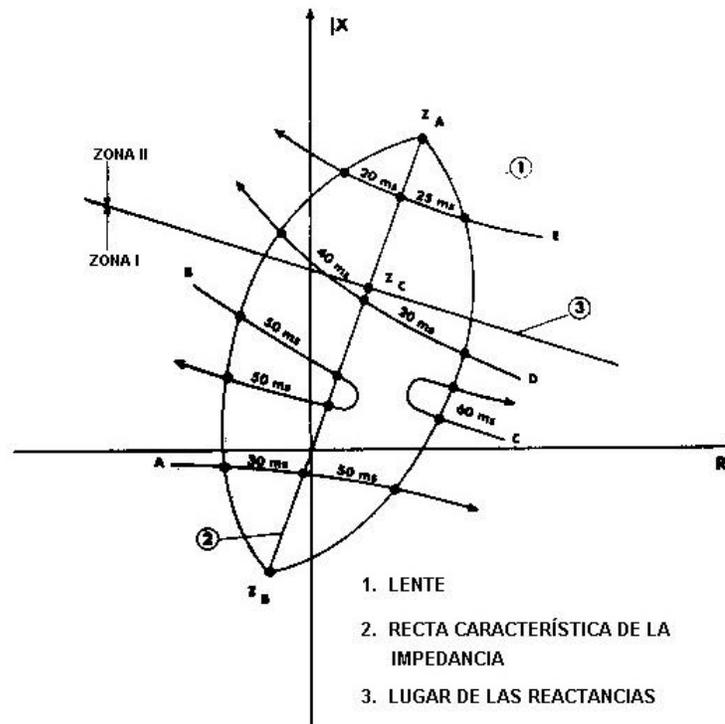


Figura 103 Ejemplos de diversas condiciones de oscilación

Como este relé existen muchos otros tipos de dispositivos de protección contra pérdida de sincronismo, como por ejemplo el de la Figura 104 que se construye

con un relé Mho Off-Set (Mho desplazado) y dos características resistivas (conocidos como pantallas o “Blinders”).

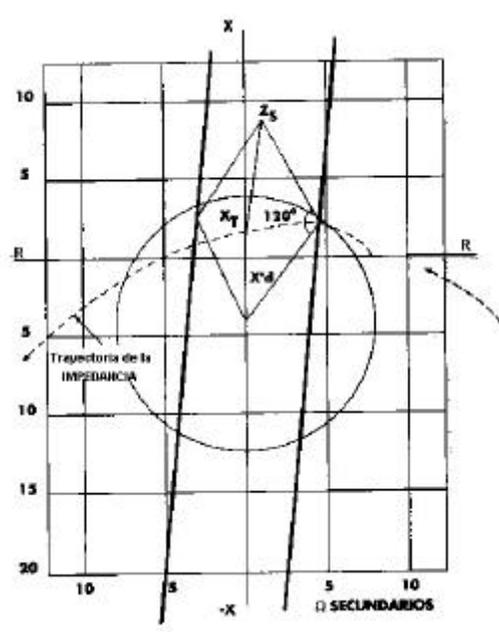


Figura 104 Característica de un relé de pérdida de sincronismo

El ajuste particular de cada relé se debe hacer por parte de los generadores siguiendo las instrucciones de los catálogos de los fabricantes y haciendo estudios de estabilidad incluyendo los reguladores de velocidad y frecuencia, así como los equivalentes dinámicos del sistema (o preferiblemente todo el sistema), ya que este relé no puede preajustarse en fábrica y su parametrización depende de las condiciones de instalación particulares del sitio.

Para ajustar el relé se sugiere analizar condiciones de falla trifásica sin recierre en el circuito de salida de la subestación de conexión del generador, verificando si luego de la apertura de interruptores de la línea el generador es capaz de recuperar sus condiciones de sincronismo utilizando un programa de simulación de estabilidad dinámica. Si el generador es muy pequeño comparado con el sistema (relación de MVAcc./ MVA generador >200) es suficiente hacer un ajuste usando un equivalente de Thevenin del sistema.

Algunas otras anotaciones sobre este fenómeno son:

- La oscilación de potencia es una condición en la que se observa un intercambio de potencia activa y reactiva.
- La oscilación de potencia se debe generalmente a un cambio brusco de la impedancia de la red por fallas (y su aclaración) o modificaciones de la carga. Se sugiere explorar fallas trifásicas cercanas a los generadores.

- La diferencia entre una falla y una oscilación de potencia es la velocidad de desplazamiento del punto de impedancia visto por la protección.
- En generadores, cuando se presenta oscilación de potencia que hace que pierdan el sincronismo, deberán abrirse todos los enlaces entre ellos para evitar esfuerzos en el generador y su transformador asociado, mantener el servicio en sitios específicos del sistema y permitir re-sincronización después de la oscilación.
- En líneas de transmisión, la oscilación de potencia entre dos terminales de una línea puede hacer que el punto de impedancia visto por las protecciones, entre dentro de su característica de impedancia haciendo disparar los interruptores asociados.
- En caso de falla, el punto de impedancia pasa directamente desde el punto de carga inicial al interior de la característica de impedancia.
- La detección de la pérdida de sincronismo se efectúa generalmente con relés de impedancia

9.4.2 Disparos por sobretensión

Las sobretensiones en la red pueden ser de carácter transitorio o estacionario. Generalmente la protección contra sobretensiones transitorias se efectúa con descargadores (pararrayos), mientras la protección contra sobretensiones de tipo estacionario se efectúa con reguladores de tensión en generadores y relés de sobretensión en las subestaciones, estos últimos disparan los elementos que producen reactivos capacitivos en el sistema (condensadores, cables y líneas) o conectan elementos que producen reactivos inductivos (reactores).

La estrategia de protección de los elementos individuales se logra generalmente a través del uso de relés de sobretensión en las líneas y en los condensadores de la subestación, porque con frecuencia estos fenómenos están asociados con líneas en vacío muy largas conectadas a las subestaciones, o con condensadores conectados a sistemas con baja carga.

Los tiempos de ajuste de estas protecciones generalmente superan 1 minuto, mientras los valores de puesta en trabajo se ajustan normalmente al 110% de la tensión nominal de los equipos.

Cuando los relés tienen varias escalas de ajuste, se prefiere tener una etapa más corta en tiempo (del orden de 1,5s) con valores de tensión del orden del 130% de la tensión nominal del equipo.

Los estudios de sobretensiones de este tipo deben hacerse ante contingencias, generalmente de orden N-2, utilizando un programa de estabilidad dinámica o un programa de transitorios electromagnéticos.

Los principales casos a analizar ocurren generalmente en redes de extra-alta-tensión y observan fenómenos como:

- Rechazo de carga con tomas de los transformadores en posiciones desfavorables
- Efecto Ferranti en líneas en vacío (reconfiguraciones del sistema en condiciones de debilidad)
- Conexión en cascada de varias líneas en vacío, durante una maniobra de reposición
- Energización de transformadores
- Pérdida de elementos de compensación reactiva inductiva
- Conexión de elementos capacitivos importantes.

9.4.3 Disparos por baja tensión

En casos en los que ocurren caídas de tensión en sectores del sistema, es posible efectuar disparos por baja tensión, utilizando relés para tal efecto.

Los ajustes de dichos disparos se hacen solamente para frecuencia industrial, por lo que es frecuente encontrar ajustes del 80 % de la tensión durante 4 s.

El criterio particular de ajuste debe obedecer a las especificaciones técnicas de los equipos y a las prácticas y características de los transportadores.

Los estudios de ajuste de relés de baja tensión involucran la consideración de condiciones particulares de operación del sector analizado y las especificaciones técnicas de los equipos. Los casos a considerar incluyen:

- Fallas cercanas en generadores
- Pérdida de generaciones importantes
- Pérdida de compensaciones capacitivas importantes.
- Conexión accidental de grandes bloques de compensación reactiva.
- Pérdida de líneas importantes.

Para el ajuste de estos relés es de capital importancia observar las recomendaciones del fabricante de los equipos.

En el sistema de potencia puede ser conveniente disparar o bloquear los disparos de respaldo remoto en líneas de transmisión dependiendo de la recuperabilidad de la estabilidad del sistema ante contingencias severas.

Actualmente existen en el mercado relés que permiten observar cuándo las condiciones de estabilidad no se pueden mantener, en cuyo caso disparan y cuándo es muy probable que el sistema se recupere, en cuyo caso bloquean.

9.4.4 Bloqueos por oscilación de potencia

En las protecciones de líneas de transmisión existe la posibilidad de que ocurran disparos indeseados por causa de las oscilaciones de potencia. En dicho caso el disparo puede acarrear problemas mayores para la estabilidad del sistema de potencia al sacar de operación líneas sanas en condiciones en las que el sistema requiere estar fuerte. Por lo anterior es necesario ajustar lógicas adicionales de verificación de la oscilación de potencia existentes dentro del propio relé o fuera de él, las cuales detecten la existencia de la oscilación de potencia y bloqueen los disparos erróneos, generalmente insensibilizando por algún tiempo las protecciones de respaldo remoto (zonas 2 y 3 de los relés).

El bloqueo se basa en el hecho de que el cambio de impedancias desde las condiciones de operación hasta la falla es casi instantáneo, mientras que el cambio de impedancias durante la pérdida de sincronismo es relativamente lento, con lo cual se hace posible detectar la condición de oscilación.

Se considera suficiente un relé 1 ϕ de bloqueo debido a que la condición de penduleo es un fenómeno trifásico equilibrado. Ninguna condición origina que el punto de impedancia se mueva en forma sucesiva por las tres regiones y entonces la protección es selectiva (Figura 105)

La característica de carga puede desplazarse arriba o hacia abajo ($\eta > 1$, $\eta < 1$) dentro de la característica de pérdida de sincronismo del relé, produciendo su actuación.

La ecuación genérica de la impedancia aparente vista por el relé de distancia cuando se presenta una oscilación de potencia, permite establecer la tasa de cambio de la resistencia aparente leída por el relé con base en la siguiente ecuación:

$$\frac{dR}{dt} = 1.57f \left(\frac{X^2 + 4R^2}{X} \right)$$

Siendo f la frecuencia de oscilación de los sistemas, X la reactancia aparente vista por el relé y R el valor de resistencia en el cual se evalúa la velocidad de paso de la característica de impedancia.

Con la ecuación anterior se puede hallar la rata de cambio de la impedancia con respecto al tiempo, una vez determinada la frecuencia de oscilación. La frecuencia de oscilación deberá ser la máxima frecuencia de oscilación esperada, de tal forma que se garantice que para frecuencias de oscilación inferiores, el relé se bloquee ante la oscilación de potencia.

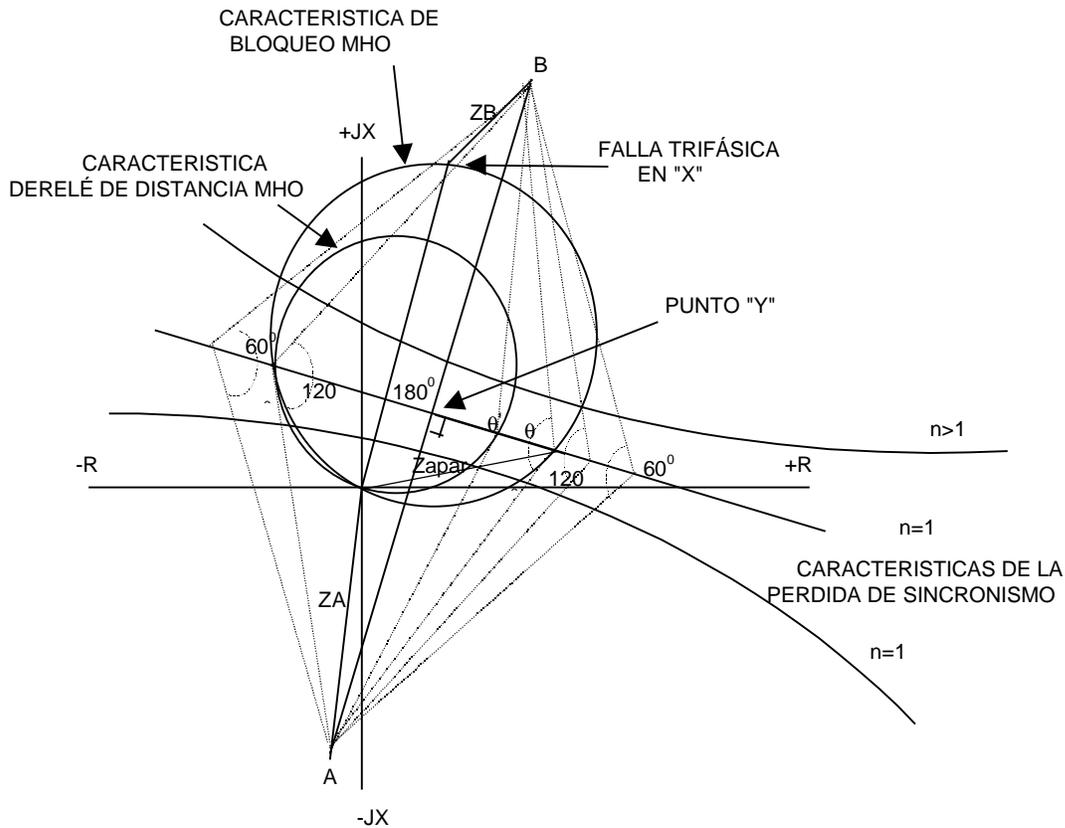


Figura 105 Operación de bloqueo del relé ante la oscilación

Algunos relés utilizan el dR o el dt fijos, otros utilizan el valor de dR/dt y además de estos valores el relé requiere que se le defina la zona de oscilación, utilizando relés resistivos (o "blinder"), en la cual medirá la velocidad del cambio de la impedancia. Dicha zona de oscilación se ajusta, de tal manera que cubra toda las zonas de la protección distancia, aunque el bloqueo se hace generalmente para las zonas 2 y 3 del relé.

Antes de habilitar la función de detección de la oscilación de potencia incluida en los relés multifuncionales, se debe estudiar cuidadosamente la lógica que la habilita para conocer cuál va a ser el desempeño del relé en el caso de presentarse una oscilación de potencia.

Lo anterior es importante dado que, generalmente, la función de oscilación de potencia bloquea zonas de la protección distancia, pero en algunos relés, no hay una lógica que permita el desbloqueo de la función, si se presenta una falla posterior de cualquier tipo (monofásica a tierra, bifásica aislada, etc), evitando que el relé opere para esta condición; y en consecuencia no la despejará dado que no ha sido desbloqueada la función distancia.

Teniendo en cuenta la variación de la velocidad de desplazamiento del punto de impedancia, el relé de impedancia (pérdida de sincronismo en el generador o relé de distancia en las líneas de transmisión) puede estar rodeado con una característica de impedancia adicional que detecta cuándo la impedancia penetra y sale de la característica de operación, creando así una banda de oscilación de potencia complementada con un temporizador que mide el tiempo de permanencia de la impedancia en esta banda y logra discriminar entre falla y oscilación de potencia. Es importante verificar el desempeño de la función de oscilación de potencia, cuando por requerimientos del sistema se deba seleccionar una zona de subimpedancia (zona de arranque) con un cubrimiento mayor que la banda de oscilación seleccionada para la detección de la oscilación.

En conclusión, cuando se habilite la función de oscilación de potencia, se debe verificar el correcto funcionamiento de ésta, es decir, que cuando se presente una oscilación de potencia el relé sea bloqueado y garantizar que el relé tenga alguna forma de desbloqueo por corriente, en caso de una posterior falla.

- Características más usadas según la longitud de la línea
 - Las características concéntricas son aplicables a líneas cortas y hasta de 150 km donde el círculo externo puede ser ajustado para no operar en el punto de máxima carga.
 - En líneas muy largas y muy cargadas, el relé cuadrilateral sería el requerido tanto para la protección de la línea como para la detección de la oscilación de potencia, ya que suministra un alcance extendido para la línea con restricciones de disparo por cargas.

9.4.5 Disparos por oscilación de potencia en líneas

Para operaciones inestables es preferible separar los sistemas, cuando los generadores pierden sincronismo, abriendo todos los enlaces entre ellos para mantener el servicio en cada uno y para permitir que posteriormente puedan resincronizarse, ya que si se alcanza la pérdida de sincronismo en uno de ellos, el otro tampoco se podrá recuperar a menos que se separe; por lo que es preferible hacer la separación controlada en los puntos críticos, de tal forma que:

- Se permita un balance de generación - carga en cada subsistema separado, evitando discontinuidad en el servicio, dado que la separación sólo deberá hacerse en aquellas localidades en las que la capacidad de generación y las cargas se equilibren de tal manera que no haya interrupción del servicio (Figura 106) o donde la adecuada operación de un esquema de deslastre selectivo de carga, permita el balance generación – carga de manera aceptable.
- Se separen en sitios convenientes para resincronizar los sistemas y reconectarlos.

Los criterios para ajustar las protecciones de pérdida de sincronismo entre sistemas son los mismos que operan para condiciones de pérdida de estabilidad entre generadores y sistemas, de tal forma que se utilizan relés de distancia con características Mho, lenticulares o resistivas y adicionalmente la medida de la tasa de crecimiento de la resistencia.

El criterio de disparo se relaciona con el cruce sucesivo de las características resistivas, con separaciones de tiempo crecientes, o simplemente el cruce de derecha a izquierda y sucesivamente de izquierda a derecha de la características R-X de la carga, o viceversa, dentro de un período de tiempo suficientemente largo como para ser interpretado como una oscilación.

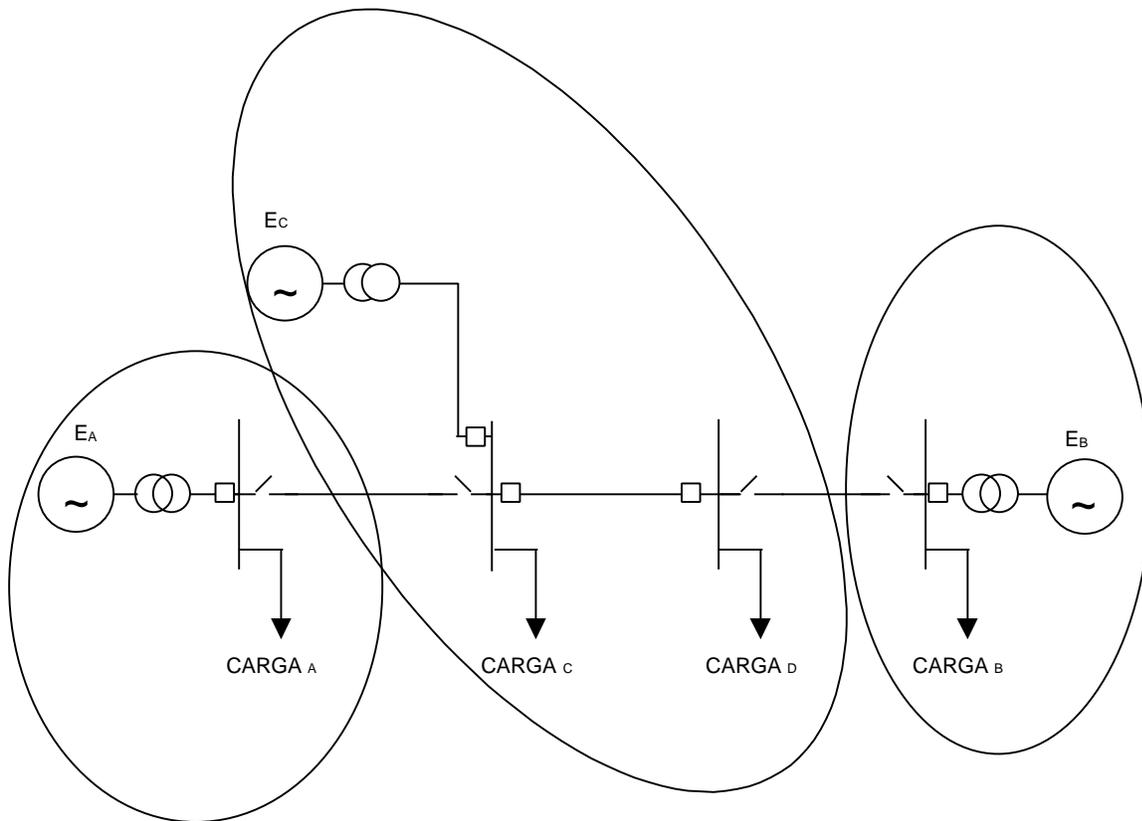


Figura 106 Separación en subsistemas ante la pérdida de sincronismo

Otra alternativa para decidir cuándo es mejor separar dos sistemas, se da con el uso de relés de tasa de crecimiento de la frecuencia, df/dt , los cuales pueden ajustarse para prever cuándo dos sistemas se están alejando peligrosamente y decidir entonces separarlos antes de que uno de ellos conduzca al otro a

inestabilidad. El ajuste del df/dt exige observar los eventos que producen altas tasas de crecimiento de la frecuencia y en analizar las condiciones con las cuales, en caso de que los sistemas sigan unidos, se puede perder la estabilidad.

9.4.6 Disparos sistémicos por sobretensión

Cuando ocurren eventos de gran magnitud, la recuperación del sistema puede llevar a topologías extrañas y totalmente atípicas, en las cuales pueden ocurrir sobretensiones muy elevadas.

Corresponde al CND identificar los potenciales riesgos de que estas condiciones ocurran y analizar las medidas remediales más adecuadas para minimizar su efecto.

Casos como disparos transferidos a otras subestaciones o acciones de control inmediato sobre elementos de compensación reactiva local o remota, exigen frecuentemente análisis más detallados que los estudios que llevan a ajustar las protecciones de sobretensión individuales de los equipos.

Cuando deban coordinarse de manera escalada las protecciones de sobretensión por efecto de estos fenómenos, corresponderá efectuar estudios con programas de transitorios electromagnéticos o de estabilidad dinámica, a fin de proponer el esquema de protección que minimizando los riesgos, permita la flexibilidad operativa y la mejor selectividad posible.

Los casos más típicos a analizar dentro de este tipo de estudios son:

- Rechazo de carga en extremos de líneas de extra alta tensión, altamente cargadas
- Rechazo de cargas seguido de falla monofásica
- Pérdida brusca de reactivos inductivos
- Conexión brusca de reactivos capacitivos
- Reconfiguración de la red - Efecto Ferranti

9.4.7 Disparos sistémicos por baja tensión

Cuando ocurran colapsos de tensión en el sistema, que puedan amenazar la integridad del mismo, sobretodo cuando dichas caídas ocurran en redes de extra-alta-tensión, deben darse disparos por baja tensión para evitar que dichos colapsos se trasladen a otros sectores del STN.

Los casos a analizar incluirían entre otros:

- Fallas simultáneas (por ejemplo en los dos circuitos a 500 kV)
- Pérdida de bloques grandes de compensación reactiva capacitiva (por ejemplo en subestaciones como Chinú y San Marcos)

- Condiciones extremas de debilidad de la red durante reconfiguraciones del sistema por “Black outs” o pérdidas de sub- sistemas completos.
- Supuestos de disparos errados por problemas de protecciones, como respaldos de segunda zona de líneas vecinas cercanas a centros importantes de generación, operación de protecciones de barras en centros de generación importantes o en subestaciones cargadas de grandes bloques de compensación capacitiva, etc.

Dado que los fenómenos que conducen a colapsos globales de tensión presentan características no lineales, así como topologías, generaciones y demandas muy especiales, su detección y corrección es bastante difícil hoy en día.

Los estudios para decidir los tiempos y las condiciones generales de los disparos habilitados, corresponden al CND, para lo cual haría uso de programas de estabilidad dinámica u otro software especializado que se encuentre disponible en el mercado.

9.4.8 Recierres y verificadores de sincronismo

Los recierres y los verificadores de sincronismo son dispositivos cuyo ajuste puede verse seriamente condicionado por aspectos sistémicos, los cuales deben ser analizados y ajustados por parte del CND.

En las líneas en las que la estabilidad es una condición mandatoria, el CND debe establecer de manera específica los tiempos máximos para el recierre. Para hacerlo, se deben efectuar como mínimo:

- Fallas trifásicas con recierre no exitoso en las líneas a 220 kV más importantes.
- Fallas trifásicas con recierres no exitosos en los terminales a 220 kV de las interconexiones entre sistemas o sub- sistemas.
- Fallas trifásicas con recierre no exitoso, en las líneas de interconexión entre sistemas a 220 kV
- Fallas monofásicas con recierre no exitoso, en las líneas de interconexión a 500 kV

Los puntos más importantes a definir con estos estudios son:

- Definir si se requiere recierre trifásico en una línea (particularmente en los extremos con generación cercana ese recierre puede afectar la vida útil de los ejes de los generadores). Ese tipo de recierres se puede hacer en condición de sincronismo línea viva – barra viva a fin de evitar que sea no exitoso y que el golpe a la máquina sea pequeño o verificar que no corresponda a un esfuerzo excesivo.

- Definir si se requiere recierre monofásico en una línea, encontrar los tiempos máximos de recierre y el tiempo de reclamo mínimo.
- Definir las condiciones que se requieren para permitir recierres automáticos lentos.

La verificación del sincronismo para el cierre de una línea, puede ser una condición que sistémicamente produzca un bloqueo dependiendo de las condiciones de magnitud, ángulo y desviación de frecuencia.

Dado que actualmente se tiene un tiempo de recuperación de la línea de 10 minutos, se requiere que el CND establezca, a través de estudios de ángulos y tensiones y dependiendo de la condición de carga y de la topología de la red, los valores extremos a los que pueden ajustarse los verificadores de sincronismo, de tal forma que permitan el sincronismo sin poner en peligro la estabilidad o la integridad de los equipos. Las empresas transportadoras, por su parte, deben implementar señales digitales desde el pulsador de mando de cierre de los interruptores a fin de demostrar, cuando no existan condiciones de sincronismo, que la causa de la no entrada de servicio de la línea se debió a dificultades para sincronizar y no a problemas particulares de la línea. El análisis simultáneo de la tensión en barras y en la línea, con la señal digital de pulso de cierre, son pruebas suficientes de que problema fue sistémico.

Para lograr esto se deben explorar, para las líneas más importantes del sistema, casos como los siguientes:

- Condiciones de máxima y mínima transferencia entre sistemas vecinos, considerando las líneas más importantes fuera de servicio (incluyendo, si es del caso, alguna simultaneidad del orden N-2).
- Condiciones de reconfiguración del sistema luego de un evento mayor.

10. REFERENCIAS

- [1] MODERN PROTECTION PRACTICES FOR RESTRUCTURED POWER SYSTEMS. Functional Organization in Centro Nacional de Despacho Related to Protections. Professor Arun G. Phadke: Consulting Electrical Engineer. Blacksburg, Virginia, USA.
- [2] IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE - POWER ENGINEERING SOCIETY (PES). Terms used by Power System Protection Engineers. 1997-July-31.
- [3] IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO POWER TRANSFORMERS. ANSI/IEEE C37.91 - 1985
- [4] IEEE GUIDE FOR GENERATOR GROUND PROTECTION. ANSI/IEEE C37.91 - 1985
- [5] IEEE GUIDE FOR THE PROTECTION OF SHUNT REACTORS. ANSI/IEEE C37.109 - 1988.
- [6] IEEE GUIDE FOR PROTECTION OF SHUNT CAPACITORS BANKS. ANSI/IEEE C37.99 - 1990.
- [7] IEEE GUIDE FOR AC GENERATOR PROTECTION. ANSI/IEEE C37.102 - 1985
- [8] IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO POWER SYSTEMS BUSES. ANSI/IEEE C37.97 - 1985.
- [9] IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO TRANSMISSION LINES. ANSI/IEEE C37.113 - 1999.
- [10] IEEE STANDARD ELECTRICAL POWER SYSTEM DEVICE FUNCTION NUMBERS. ANSI/IEEE C37.2-1979.
- [11] IEC STANDARD PUBLICATION 60617-7 GRAPHICAL SYMBOLS FOR DIAGRAMS: Switchgear, Controlgear and Protective Devices. 1983.
- [12] PROTECTIVE RELAYING, THEORY AND APPLICATIONS. ABB Power T&D Company Inc. Coral Springs, Florida. 1982.
- [13] PROTECTIVE RELAYS, APPLICATION GUIDE. GEC Measurement. Third Edition, June 1987. London, England.
- [14] APPLIED PROTECTIVE RELAYING. Westinghouse Electric Corporation, Relay - Instrument Division. Coral Springs, Florida 33060. Second Printing, 1979.

- [15] RELIABLE FAULT CLEARANCE AND BACK-UP PROTECTION. Working Group 34.01- CIGRE, Final Report, October 1997.
- [16] CRITERIOS GENERALES DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL. Red Eléctrica de España. Noviembre de 1995.
- [17] METODOLOGÍA PARA REALIZAR ESTUDIOS DE PROTECCIONES. Documento GP-GR 016 (Preliminar). Dirección Gestión Red – Interconexión Eléctrica S.A.. Junio 25 de 1999.
- [18] INTRODUCCIÓN A LOS RELÉS DE PROTECCIÓN. Carlos Felipe Ramírez. Mejía Villegas S.A. - Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín, enero de 1987.