Protección de Sistemas Eléctricos

Protección de Sistemas Eléctricos

Samuel Ramírez Castaño
Profesor Asociado

Primera Edición.

Universidad Nacional de Colombia
Manizales

Agradecimientos

Al estudiante

Edwin Alejandro Becerra Hernández quien realizó el trabajo de levantamiento del texto, la elaboración de tablas y gráficas en medio magnético, página web y diseño de carátula del libro, para obtener una edición final de excelente presentación. También colaboró el estudiante Arley Marino Contento Castaño.

A Luz Mary, Valentina y Geraldine por su paciencia y comprensión.

Introducción

Un sistema de suministro y transporte de Energía Eléctrica debe cumplir con varios requisitos indispensables para prestar un servicio con niveles altos de calidad y seguridad. Esto en parte se cumple mediante la aplicación de normas y procedimientos muy precisos durante las etapas de planeamiento, diseño, construcción y operación de los Sistemas de Potencia. Dichos sistemas quedarán expuestos a fallas cuyas causas son múltiples, que además de provocar daños severos son muchas veces impredecibles, por lo que es necesario proporcionarle a dichos sistemas los esquemas de protección debidamente calibrados con el fin de minimizar los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio a los consumidores asi como disminuir el número de usuarios afectados.

Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos. Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos, también se está protegiendo una inversión de capital muy grande y se protege también a las personas. La operación automática permite aislar las fallas tan rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tenidos en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros disponibles.
Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del Sistema de Potencia

permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos. La protección debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aun bajo fallas incipientes.

Esta obra presenta de manera didáctica y secuencial el contenido del curso "Protección de Sistemas Eléctricos" para los estudiantes de Ingeniería Eléctrica, pretende además que sirva de texto guía para dicho curso y texto de consulta para los Ingenieros que trabajan en el área de protecciones.

El capítulo 1, muestra el cálculo de los diferentes tipos de fallos, aplicando métodos tradicionales e incluye ejemplos ilustrativos. El capítulo 2, presenta los conceptos generales y la filosofía de protección. En los capítulos 3 y 5 se discuten las técnicas de los relevadores de protección y los principios físicos y matemáticos que determinan los diferentes tipos de relevadores así como las características de funcionamiento. Se habla también de relevadores computarizados.

En el capítulo 4, se indican las características y diferentes tipos de transformadores de Corriente y de Potencial, a través de los cuales se alimentan los sistemas de control, medida y protección del Sistema de Potencia.

En los capitulos 6, 7 y 8, se describen las condiciones que tipifican las fallas y los sistemas de protección correspondientes aplicables a generadores, transformadores y barras colectoras de una subestación dentro de las cuales se destaca la Protección diferencial como la más empleada. Se incluyen ejemplos de aplicación que ayudan a comprender la metodología empleada. El capítulo 9, presenta una discusión sobre los diferentes tipos de falla comunes en las líneas de transmisión y la utilización de la Protección de sobrecorriente (incluyendo la direccional), se dedica especial atención a la Protección de distancia ilustrada con varios ejemplos de aplicación y al final, se ilustra sobre la aplicación de la Protección por hilo piloto y la Protección mediante onda portadora.

En el capítulo 10 se hace una amplia discusión sobre las Protecciones de Sistemas de Distribución donde se destaca la aplicación de los diferentes tipos de fusibles. También se describen los interruptores, los restauradores y los seccionalizadores. Se continúa en el capítulo11 con las metodologías para establecer la coordinación adecuada de las protecciones en serie.

Por último el capítulo 12, trata sobre la protección de las redes de distribución contra sobrevoltajes y presenta métodos para establecer la coordinación de aislamiento de dichas redes.

Se ha colocado todo el empeño y dedicación para que esta Obra sea de gran ayuda para el Estudiante en el curso de Protecciones, y para que corresponda a los requerimientos del Programa Curricular de la carrera de Ingeniería Eléctrica.

Contenido

INTRODUCCIÓN IV

1 Cálculo de fallos 1

1.1 INTRODUCCIÓN 1

1.2 DEDUCCIÓN MATEMÁTICA DE LAS CORRIENTES DE FALLA 1

1.3 MÉTODOS PARA CALCULAR CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO 10

1.3.1 Descripción general del método de componentes simétricas 10

1.3.2 Impedancias de secuencia de los componentes de un sitema de potencia 14

1.3.2.1 Impedancia de transformadores 14

1.3.2.2 Impedancias de líneas de transmisión y distribución usadas en el cálculo de fallos 17

1.3.2.2.1 Impedancias de los circuitos aéreos de distribución 18

1.3.2.2.2 Impedancias de los cables subterráneos 19

1.3.2.3 Impedancias de generadores 27

1.3.3 Construcción de los circuitos de secuencia 28

1.3.4 Cálculo de fallas asimétricas usando componentes simétricas 32

1.3.4.1 Fallas línea - tierra 32

1.3.4.2 Fallas línea - línea 35

1.3.4.3 Falla línea - línea - tierra 36

1.3.5 Impedancias fuente 37

1.3.5.1 Método A 37
1.3.5.2 Método B 38
1.3.5.3 Método C 38
1.3.5.4 Método D 39
1.3.6 Impedancia de la falla Z_f 39
1.3.7 Impedancias equivalentes para un sistema de potencia 39
1.4 El sistema por unidad [p.u.] 40
1.5 Procedimiento general para el cálculo de fallos 46
1.6 Suministro de señales a los sistemas de protección 48
1.7 Ejemplo de cálculo de cortocircuitos en un sistema de distribución 49
1.8 Ejemplo de cálculo de cortocircuitos en un sistema de potencia 58

2 Conceptos Generales 65
2.1 Objetivos de las protecciones 65
2.2 Función principal 66
2.3 Tipos de fallas 66
2.4 Consecuencias de las fallas 66
2.5 Consideraciones básicas para un sistema de protección 67
2.5.1 Causas de las fallas 67
2.5.2 Clases de fallas 67
2.5.3 Funciones de un sistema de protección 68
2.5.4 Principios generales 68
2.6 Tiempos de eliminación de fallas 68
2.7 Filosofía del despeje de fallas 69
2.7.1 Disparo Indeseado 69
2.7.2 Omisión de disparo durante cortocircuito 69
2.7.3 Operación incorrecta 69

2.7.4 Confiabilidad, fiabilidad y seguridad 69
2.7.5 Diseños de sistemas de potencia desde el punto de vista de confiabilidad 70
2.7.6 Respaldo remoto 70
2.7.7 Respaldo local 71
2.7.8 Respaldo local del interruptor 71
2.8 PROTECCIÓN PRIMARIA, PROTECCIÓN DE RESPALDO Y PROTECCIÓN DIRECCIONAL 73
2.8.1 Protección primaria 73
2.8.2 Protección de respaldo 74
2.8.3 Protección direccional 74
2.9 SISTEMAS DE PROTECCIÓN 74
2.9.1 Protección absolutamente selectiva (protección por unidad) 74
2.9.2 Protección relativamente selectiva (protección escalonada) 75
2.10 DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN CON RELEVADORES 76
2.10.1 Compromisos del sistema de protección 76
2.10.2 Criterios de diseño 76
2.10.3 Desempeño del sistema de protección 77
2.10.4 Zonas de protección 77
2.11 APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN 79

3 *Técnicas de los Relevadores de Protección* **81**
3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES 81
3.1.1 De acuerdo a su función general 81
3.1.2 De acuerdo a su construcción 82
3.1.3 De acuerdo a la señal de entrada 82
3.1.4 De acuerdo al tipo de protección 82
3.1.5 De acuerdo a la función específica 83

3.2 IDENTIFICACIÓN INTERNACIONAL DE DISPOSITIVOS RELACIONADOS CON PROTECCIONES ELÉCTRICAS 83
3.2.1 Número e identificación del dispositivo 83
3.2.2 Letras que denotan dispositivos auxiliares separados 86
3.2.3 Letras que indican la cantidad o condición eléctrica 87
3.2.4 Letras que indican localización del dispositivo principal en el circuito 87
3.2.5 Letras que indican partes del dispositivo principal, divididas en dos categorias 88
3.3 RELEVADORES ELECTROMECÁNICOS (TIPO ATRACCIÓN MAGNÉTICA) 88
3.3.1 Relevadores tipo plunger (émbolo-contacto de presión o solenoide) 89
3.3.2 Relevadores tipo Clapper (Armadura de Pivote) 89
3.3.3 Unidades polares 91
3.3.4 Relevadores de bobinas móviles 92
3.4 RELEVADORES ELECTROMECÁNICOS TIPO INDUCCIÓN MAGNÉTICA 93
3.4.1 Unidades de disco de inducción 94
3.4.2 Relevador tipo vatimétrico 96
3.4.3 Relevador de polo sombreado 96
3.4.4 Unidades de cilindro (o de copa) 97
3.4.5 Unidades de D'Arsonval 99
3.4.6 Relevador de brazo balanceado 99
3.5 RELEVADORES CON CIRCUITOS DE MEDIDA ESTÁTICOS (FILTROS DESECUENCIA) 100
3.6 RELEVADORES COMPUTARIZADOS 107
3.6.1 Características de los relevadores computarizados 107
3.6.2 Arquitecturas 108
3.6.3 Otras características típicas del relevador computarizado 109
3.7 EL DIAGRAMA X-R 109
3.8 RELEVADORES COMPARADORES 113
3.8.1 Comparación de amplitud 114

3.8.1.1 Relevador Ohm 114
3.8.1.2 Relevador Mho 115
3.8.1.3 Relevador de Impedancia 118
3.8.2 Comparación de fase 119
3.8.2.1 Relevador ohm 120
3.8.2.2 Relevador mho 121

4 Transformadores de Medida (TM) 123
4.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC) 123
4.1.1 Características principales de los TC 124
4.1.2 Circuito equivalente y diagrama vectorial 124
4.1.3 Saturación AC 125
4.1.4 Tipos de TC 127
4.1.5 Tipos de construcción desde el punto de vista eléctrico 129
4.1.6 Valores nominales 129
4.1.7 Selección del TC 139
4.1.7.1 El uso de la fórmula 139
4.1.7.2 Usando la curva de magnetización 141
4.1.7.3 Clases de exactitud establecidas por las normas ANSI 142
4.1.8 Saturación DC 144
4.1.9 Precauciones cuando se trabaja con TC 145
4.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP) 147
4.2.1 Características generales 147
4.2.2 Circuito equivalente y diagrama vectorial 148
4.2.3 Tipos de TP 149
4.2.3.1 TP inductivos 149
4.2.3.2 TP Capacitivos 149

4.2.4 Errores 152
4.2.5 Principales requisitos 153
4.2.5.1 Niveles de aislamiento (Iguales a los de los TC) 153
4.2.5.2 Tensión máxima fase-fase de equipo (igual a tensión máxima del sistema) 153
4.2.5.3 Tensión nominal primaria del equipo (fase-tierra) (Igual Vmax fase-tierra) 153
4.2.5.4 Frecuencia nominal: 60 Hz 153
4.2.5.5 Tensión nominal secundaria 153
4.2.5.6 Factor de tensión nominal 154
4.2.5.7 Potencia o Capacidad Nominal 154
4.2.5.8 Error de tensión 155
4.2.5.9 Desplazamiento de fase 156
4.2.6 Conexiones de los TP 157
4.2.7 Selección de TP 158

5 *Principios y características fundamentales del funcionamiento de los relevadores* **161**
5.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 161
5.1.1 Generalidades 161
5.1.2 Clases de relevadores de sobrecorriente de acuerdo a su principio de operación 162
5.1.3 Tipos de relevadores de sobrecorriente 163
5.1.3.1 Relevadores de corriente definida 163
5.1.3.2 Relevadores de tiempo definido o tiempo/corriente definidos 165
5.1.3.3 Relevadores de tiempo inverso 165
5.2 RELEVADORES DIRECCIONALES DE C.A 165
5.2.1 Conceptos generales 165
5.2.2 Construcción 166

5.2.3 Principio de operación 167
5.2.4 Conexiones del relevador (esquemas de polarización) 168
5.2.4.1 Polarización con voltaje entre fases adyacentes-conexión 30° (0° AMT) 170
5.2.4.2 Conexión 60° (0° AMT) 171
5.2.4.3 Polarización con el voltaje entre fases opuestas - conexión 90° (30° AMT) 172
5.2.4.4 Conexión 90° (45° AMT) 173
5.2.5 Relevador direccional fase-tierra 174
5.3 RELEVADORES DE EQUILIBRIO DE CORRIENTE (O TENSIÓN) 174
5.3.1 Tipo sobrecorriente 174
5.3.2 Tipo direccional 178
5.4 LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL 179
5.5 RELEVADORES DE DISTANCIA 185
5.5.1 Concepto general 185
5.5.2 Tipos de relevadores de distancia 186
5.5.2.1 Relevador de impedancia 189
5.5.2.2 Relevador direccional 193
5.5.2.3 Relevador de reactancia 194
5.5.2.4 Relevador mho 196
5.5.2.5 Relevador mho completamente polarizado 198
5.5.2.6 Relevadores con características lenticulares 200
5.5.2.7 Relevadores con características poligonales 201
5.5.2.8 Relevadores con características combinadas 202
5.6 RELEVADORES COMPUTARIZADOS 203

6 Protección del Generador **207**
6.1 CONDICIONES ANORMALES QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN UN GENERADOR 207
6.2 PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA GENERADORES 209

6.3 PROTECCIÓN CONTRA FALLAS ENTRE ESPIRAS EN DEVANADOS DEL ESTATOR 210
6.4 PROTECCIÓN COMBINADA DE FASE PARTIDA Y DIFERENCIAL TOTAL 216
6.5 PROTECCIÓN DE FALLAS ENTRE ESPIRAS PARA GENERADORES CON UN DEVANADO POR FASE 216
6.6 PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ESTATOR 217
6.7 PROTECCIÓN SENSIBLE CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR 219
6.8 PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR DEL GENERADOR QUE ESTÁ FUNCIONANDO CON SU TRANSFORMADOR DE POTENCIA 220
6.9 PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS DE LOS DEVANADO DEL ESTATOR POR MEDIO DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE 221
6.10 PROTECCIÓN DE SOBRECALENTAMIENTO DEL ESTATOR 221
6.11 PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 222
6.12 PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL CAMPO 223
6.13 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECALENTAMIENTO DEL ROTOR DEBIDO A CORRIENTES TRIFÁSICAS DESEQUILIBRADAS DEL ESTATOR 225
6.14 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDAS DE SINCRONISMO 226
6.15 PROTECCIÓN PARA PÉRDIDA DE CAMPO 226
6.16 FALLAS POR PÉRDIDA DE FUERZA IMPULSORA 229
6.17 PROTECCIÓN DE SOBREVELOCIDAD 230
6.18 PROTECCIÓN DE RESPALDO CONTRA FALLAS EXTERNAS 231
6.19 PROTECCIÓN DE SOBRECALENTAMIENTO DE COJINETES 231
6.20 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR 231
6.20.1 Esquema de protección para pequeños generadores 232
6.20.2 Esquemas de protección para generadores grandes 234

7 Protección del Transformador de Potencia 239
7.1 INTRODUCCIÓN 239
7.2 CONDICIONES DE FALLA MÁS COMUNES 239

7.2.1 Condiciones anormales debido a factores internos 240
7.2.2 Condiciones anormales debido a factores externos 241
7.3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECALENTAMIENTO 242
7.4 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE 243
7.4.1 Calibración de unidades instantáneas 243
7.4.2 Protección de falla a tierra restringida 245
7.5 LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA 246
7.5.1 Consisderaciones básicas 246
7.5.2 Selección y conexión de los TC 248
7.5.3 Porcentaje de devanado protegido por el relevador diferencial durante una falla a tierra 259
7.5.4 Determinación de la pendiente 261
7.5.5 Distribución de la corriente de falla en transformadores de potencia 262
7.6 PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA AUTOTRANSFORMADORES 265
7.7 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA (MÉTODO DE CORRIENTE CIRCULANTE) 266
7.8 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE PUESTA A TIERRA 266
7.9 LA PROTECCIÓN BUCHHOLZ 269
7.10 RELEVADOR DE PRESIÓN SUBITA 272
7.11 PROTECCIÓN DEL TANQUE A TIERRA (HOWARD). 273
7.12 ESQUEMAS UNIFILARES DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES 273
7.12.1 Transformadores MV/LV 274
7.12.2 Transformadores y autotransformadores HV/MV/LV 274

8 **Protección de Barras** 277
8.1 INTRODUCCIÓN 277
8.2 PROTECCIÓN CON RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADOS 277

8.3 UTILIZACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS (CONCEPTO GENERAL) 278
8.4 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE CORRIENTE CON RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE 279
8.5 PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARCIAL 281
8.6 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TENSIÓN CON ACOPLADORES LINEALES 282
8.7 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE CORRIENTE CON RELEVADORES DE PORCENTAJE (CON RESTRICCIÓN MULTIPLE) 285
8.7.1 Operación 286
8.7.2 Ajuste 287
8.7.3 Estabilidad 287
8.7.4 Aplicaciones 287
8.8 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE CORRIENTE CON RELEVADORES DE PORCENTAJE VARIABLE (CON RESTRICCIÓN MULTIPLE Y AUTOTRANSFORMADOR DE SATURACIÓN) 288
8.9 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA 288
8.10 PROTECCIÓN DIFERENCIAL POR COMPARACIÓN DIRECCIONAL 291
8.10.1 Circuito básico 291
8.10.2 Operación 292
8.10.3 Ajuste 292
8.10.4 Estabilidad 292
8.10.5 Aplicaciones 292

9 Protección de líneas de Transmisión 293

9.1 TIPOS DE FALLAS 293
9.1.1 Descargas atmosféricas 293
9.1.2 Cortocircuitos 293
9.1.3 Sobrecargas 294
9.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 294

9.3 PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE 296
9.3.1 Métodos y clases de relevadores de sobrecorriente 296
9.3.1.1 Método de escalonamiento de tiempo 296
9.3.1.2 Escalonamiento de corriente 297
9.3.1.3 Discriminación por tiempo y corriente 300
9.3.1.4 Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso 301
9.3.2 Datos requeridos para la aplicación de relevadores de sobrecorriente 304
9.3.3 Ajuste de las unidades de sobrecorriente instantáneas 317
9.3.3.1 Para líneas de transmisión entre subestaciones 317
9.3.3.2 Para líneas de distribución 317
9.3.4 Alcance de las unidades de sobrecorriente instantáneas que protegen líneas entre subestaciones 317
9.3.5 Ajuste de las unidades de tiempo diferido en los relevadores de sobrecorriente 319
9.3.5.1 Ajuste de parámetros 320
9.3.5.2 Criterio de Coordinación 321
9.3.6 Coordinación con fusibles 323
9.3.7 Coordinación de relevadores de sobrecorriente a través de transformadores Dy 332
9.4 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES 334
9.4.1 Relevadores direccionales de falla a tierra 334
9.4.2 Polarización de relevadores de tierra 334
9.4.3 Coordinación de unidades instantáneas 343
9.4.4 Calibración de unidades direccionales de sobrecorriente de tiempo diferido 348
9.4.4.1 Ajuste del TAP 349
9.4.4.2 Ajuste del DIAL 349
9.5 LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA 352
9.5.1 Ajuste del alcance y tiempo de operación del relevador de distancia 354

9.5.2 Efecto de las fuentes de alimentación en puntos intermedios (infeed) sobre el relevador de distancia 361
9.5.3 Efecto de la resistencia del arco sobre la protección de distancia 362
9.5.4 Compensación residual 363
9.5.5 Impedancias vistas por los relevadores de distancia 364
9.5.5.1 Unidades de fase 365
9.5.5.2 Unidades de falla a tierra 365
9.5.6 Alcance efectivo de los relevadores de distancia 365
9.5.7 Chequeo de la carga máxima 367
9.5.7.1 Relevadores MHO 367
9.5.7.2 Relevadores con característica poligonal 369
9.6 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR POR HILO PILOTO 379
9.6.1 Sistemas de Corriente Circulante 382
9.6.2 Sistemas de voltaje balanceado 382
9.7 PROTECCIÓN CON ONDA PORTADORA POR LÍNEA DE POTENCIA (PLC) 382
9.8 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA LÍNEAS 384
9.8.1 Líneas de media tensión 384
9.8.2 Líneas de alta tensión 387

10 *Protección de redes de distribución contra sobrecorriente* 389
10.1 CONCEPTOS BÁSICOS 389
10.1.1 Funciones de un sistema de protección contra sobrecorrientes 390
10.1.1.1 Aislar fallas permanentes 390
10.1.1.2 Minimizar en número de fallas permanentes y de salidas 390
10.1.1.3 Minimizar el tiempo de localización de fallas 391
10.1.1.4 Prevenir contra daño al equipo 391

10.1.1.5 Minimizar la probabilidad de caída de conductores 391
10.1.1.6 Minimizar las fallas internas de los equipos 393
10.1.1.7 Minimizar los accidentes mortales 393
10.1.2 Condiciones que debe cumplir el sistema de protección de sobrecorriente 394
10.1.2.1 Seguridad 394
10.1.2.2 Sensitividad 394
10.1.2.3 Selectividad 394
10.1.3 Efecto de la distancia sobre la corriente de falla 394
10.2 CORTACIRCUITOS FUSIBLE 395
10.2.1 Componentes 395
10.2.2 Operación 398
10.3 LISTÓN FUSIBLE O ELEMENTO FUSIBLE 400
10.3.1 Función 400
10.3.2 Tipos de fusibles 401
10.3.2.1 Fusibles de potencia 401
10.3.2.2 Fusibles de distribución 401
10.3.3 Aspectos generales para la selección de fusibles de media tensión 402
10.3.3.1 Fusibles de distribución 402
10.3.4 Fusibles de potencia 403
10.4 FUSIBLES DE EXPULSIÓN 407
10.4.1 Diseño 407
10.4.2 Operación 408
10.4.3 Relación tiempo – corriente (Curvas características t - i) 418
10.4.4 Fusibles lentos, fusibles rápidos y de alta descarga 420
10.5 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE 429
10.5.1 Construcción 429
10.5.2 Operación 430

10.5.3 Tipos de fusibles limitadores de corriente 439
10.5.3.1 De propósito general 439
10.5.3.2 Fusibles de respaldo 439
10.5.3.3 Fusibles de rango completo (full range) 441
10.6 FUSIBLE ELECTRÓNICO 450
10.7 FUSIBLE EN VACIO 451
10.8 FACTORES DE SELECCIÓN PARA ELEMENTOS FUSIBLE Y CORTACIRCUITOS 451
10.8.1 Para selección de cortacircuitos 451
10.8.1.1 Selección de la corriente nominal 452
10.8.1.2 Selección de voltajes nominales (Fusibles de expulsión) 452
10.8.1.3 Reglas de selección 452
10.8.2 Aplicación de los eslabones fusible 455
10.8.2.1 Para fusibles en líneas con propósito de seccionamiento 455
10.8.2.2 Para protección de equipos 456
10.8.3 Variables de operación de los fusibles 456
10.8.3.1 Precarga. 456
10.8.3.2 Temperatura ambiente 456
10.8.3.3 Calor de Fusión 456
10.8.4 Reglas de aplicación (para coordinación) 456
10.9 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CON FUSIBLES 457
10.9.1 Factores a considerar 457
10.9.2 Criterios de selección de fusibles 458
10.9.2.1 Consideraciones de daño del tanque del transformador 458
10.9.2.2 Corriente de energización o puesta en servicio (Inrush) 459
10.9.2.3 Corrientes de puesta en marcha en frío 459
10.9.2.4 Daño térmico del transformador 459
10.9.3 Filosofía de protección con fusibles 459

10.9.4 Efecto de las descargas atmosféricas 463
10.9.5 Características del sistema de suministro 464
10.9.6 Ejemplos 464
10.9.7 Fusibles primarios de transformadores 469
10.9.8 Protección con fusibles del secundario de transformadores pequeños 478
10.10 PROTECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES CON FUSIBLES 479
10.10.1 Características de los capacitores 479
10.10.2 Reglas fundamentales de protección con fusibles 482
10.10.3 Tipos de protección con fusibles 482
10.11 PROTECCIÓN DE DERIVACIONES 483
10.11.1 Protección de derivaciones laterales con fusibles 483
10.11.2 Protección de transiciones (derivación subterránea a partir de una red aérea) 483
10.12 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS (CON RECIERRE) 484
10.12.1 Definición 484
10.12.2 Apagado del arco 485
10.12.3 Mecanismos de almacenamiento de energía 485
10.12.4 Valores nominales para interruptores de alimentadores de distribución 485
10.12.5 Diferencias entre SF6, aceite y aire 488
10.12.6 Características generales de los relevadores 489
10.12.7 Calibración del relevador de sobrecorriente 495
10.13 RESTAURADORES (AUTOMATIC CIRCUIT RECLOSERS) 497
10.13.1 Definición 497
10.13.2 Tipos de restauradores 499
10.13.3 Lugares más lógicos de instalación 499
10.13.4 Factores de aplicación de restauradores 499
10.13.5 Diferentes secuencias de operación de restauradores 499

10.13.6 Valores nominales de corriente asimétrica 500
10.13.7 Clases de restauradores: monofásicos y trifásicos 501
10.13.8 Tipos de control: Hidráulico o electrónico 501
10.13.9 Tipos de aislamiento 501
10.13.10 Características nominales de los restauradores 501
10.14 SECCIONALIZADORES AUTOMÁTICOS 503
10.14.1 Definición 503
10.14.2 Modos de operación del seccionalizador 503
10.14.3 Requerimientos para aplicación de seccionalizadores 505
10.14.4 Ventajas de los seccionalizadores 505
10.14.5 Desventajas de los seccionalizadores 506
10.14.6 Tipos de seccionalizadores 506
10.14.6.1 Seccionalizadores hidráulicos 506
10.14.6.2 Seccionalizadores electrónicos 508
10.14.7 Conteos 509
10.14.8 Términos que definen la operación 510
10.14.9 Valores nominales de los seccionalizadores 510

11 *Coordinación de dispositivos de protección en serie en redes de distribución* ***513***

11.1 PRINCIPIOS DE COORDINACIÓN 513
11.2 COORDINACIÓN FUSIBLE DE EXPULSIÓN-FUSIBLE DE EXPULSIÓN 514
11.2.1 Método 1: Usando curvas tiempo-corriente 514
11.2.2 Método 2: Usando tablas de coordinación 517
11.2.3 Método 3: Reglas prácticas o empíricas 517
11.3 COORDINACIÓN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE-FUSIBLE DE EXPULSIÓN 521
11.4 COORDINACIÓN FUSIBLE EXPULSIÓN-FLC 523

11.5 COORDINACIÓN FLC-FLC 526
11.6 COORDINACIÓN INTERRUPTOR (RELEVADOR) - FUSIBLE. (FEEDER SELETIVE RELAYING FSR) 531
11.6.1 Autoextinción de descargas 535
11.6.2 Eliminación del recierre instantáneo 535
11.6.3 Calidad de potencia 536
11.6.4 Esquema de corriente alta/baja 536
11.7 COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR 537
11.8 COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLES (LATERAL) 542
11.8.1 Tamaño estandarizado del fusible 543
11.8.2 Nivel de carga 545
11.8.3 Coordinación con protección selectiva de alimentador (FSR) 545
11.8.4 La coordinación restaurador-fusible adecuada 545
11.9 COORDINACIÓN RESTAURADOR-RESTAURADOR 549
11.10 COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE DE ALTO VOLTAJE DEL TRANSFORMADORES DE LA SUBESTACIÓN 550
11.10.1 Principios básicos de coordinación que deben ser observados en la aplicación de seccionalizadores 551

12 Protección de redes de distribución contra sobrevoltajes 555

12.1 CARACTERÍSTICAS DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA 555
12.1.1 Conductos de descarga (predescarga) 555
12.1.2 Duración de la descarga 556
12.1.3 Magnitudes de corriente 556
12.1.4 Rata de elevación 557
12.1.5 Descargas múltiples 557
12.1.6 Polaridad 557

12.1.7 Nivel isoceráunico 558
12.2 CAUSAS DE SOBREVOLTAJE 558
12.2.1 Descargas atmosféricas 558
12.2.2 Desplazamientos de neutro durante fallas línea-tierra 558
12.2.3 Operación de fusibles limitadores de corriente 558
12.2.4 Ferrorresonancia (FR) 558
12.2.5 Suicheo de capacitores 560
12.2.6 Corrientes cortadas 563
12.2.7 Contacto accidental con sistemas de alto voltaje 565
12.3 PARARRAYOS DE CARBURO DE SILICIO VS MOV 565
12.4 CLASES DE PARARRAYOS 567
12.5 SELECCIÓN DE PARARRAYOS 568
12.5.1 MCOV: Voltaje máximo de operación continuo 568
12.5.2 TOV: Sobrevoltaje temporal 569
12.5.3 Selección 572
12.5.4 Consideraciones en las aplicaciones de MOVs 573
12.5.4.1 Regulación de voltaje 574
12.5.4.2 Ferrorresonancia 574
12.5.4.3 Cogeneración 574
12.5.4.4 Fallas línea-tierra 575
12.6 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO 575
12.6.1 Márgenes para equipo de redes aéreas 575
12.6.1.1 Frente de onda de la descarga disruptiva 576
12.6.2 Márgenes para equipo subterráneo 578
12.6.3 Factores que afectan los márgenes 581
12.6.3.1 Rata de elevación/características de los pararrayos 581
12.6.3.2 Longitud del conductor 581

12.6.3.3 Deterioro del BIL 582
12.6.3.4 Reflexiones 583
12.6.3.5 Otros 583
12.6.4 Consideraciones a tener en cuenta en el cálculo de los márgenes 583
12.6.5 Efecto de las ondas viajeras 586
12.7 ONDAS VIAJERAS 587
12.7.1 Duplicación de voltaje 587
12.7.2 Carga negativa atrapada 588
12.7.3 Cuadruplicación del voltaje 588
12.7.4 Lateral derivado 589
12.7.5 Efecto de la longitud del lateral 591
12.7.6 Resumen de las recomendaciones 593
12.8 PROTECCIÓN DE LÍNEAS 594
12.8.1 Aislamiento de línea 594
12.8.2 Tipos de protección contra descargas atmosféricas 595
12.8.2.1 Sin protección 595
12.8.2.2 Cable guarda (Apantallamiento) 595
12.8.2.3 Pararrayos en la fase superior 596
12.8.2.4 Pararrayos en las dos fases 597
12.8.2.5 Pararrayos en todas las fases (sistema trifásico) 598
12.8.3 Comparación de los esquemas de protección de línea 598
12.9 DESCARGAS INDUCIDAS 599
12.10 METODOLOGIA PARA CALCULAR EL DESEMPEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ANTE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 600
12.10.1 Preliminares 600
12.10.2 Descargas directas en las líneas 601
12.10.3 Descargas indirectas (o inducidas) 604

12.10.4 Flameos producidos por descargas indirectas 607

12.10.5 Cálculo de las ratas de salidas causadas por descargas para sistemas de distribución 607

Bibliografía 611

Indice de figuras 613

Indice de tablas 627

CAPITULO 1

Cálculo de Fallos

1.1 *INTRODUCCIÓN.*

Aún los sistemas eléctricos mejor diseñados ocasionalmente experimentan cortocircuitos dando como resultado altas corrientes anormales. Los dispositivos de protección de sobrecorriente deben aislar tales fallas en el punto adecuado y con seguridad para minimizar el daño en circuitos y equipos, además de minimizar las molestias a los usuarios.

Por esta razón es necesario recordar los conceptos y procedimientos para el cálculo de las corrientes de falla, aunque el uso de esos cálculos de cortocircuito en relación con los ajustes de las protecciones serán considerados en detalle, es importante tener en cuenta que esos cálculos también son requeridos para otras aplicaciones, por ejemplo para el cálculo de la malla de tierra de las subestaciones, para la selección del tamaño de los conductores y para las especificaciones de equipos tales como interruptores automáticos. La corriente que fluye durante un cortocircuito en cualquier punto de un sistema está limitada por la impedancia de los circuitos y equipos desde la fuente o fuentes hasta el punto de falla.

1.2 *DEDUCCIÓN MATEMÁTICA DE LAS CORRIENTES DE FALLA.*

El tratamiento de las fallas debe ser realizado como una función dependiente del tiempo, desde que comienza el evento en el tiempo $t = 0+$ hasta que se alcanzan las corrientes de estado estable, y por tanto, es necesario utilizar ecuaciones diferenciales cuando se calculan esas corrientes. Con el fin de ilustrar la naturaleza transitoria de la corriente, considérese un circuito RL como el equivalente simplificado de los circuitos de las redes de distribución de energía eléctrica. Esta simplificación es importante puesto que todos los equipos del sistema deben ser modelados en alguna forma a fin de cuantificar los valores transitorios que pueden ocurrir durante las condiciones de falla.

Para el circuito mostrado en la figura 1.1, la expresión matemática que define el comportamiento de la corriente es:

$$e(t) = L\,\frac{di(t)}{dt} + R\;\; i(t) \qquad \textbf{(1.1)}$$

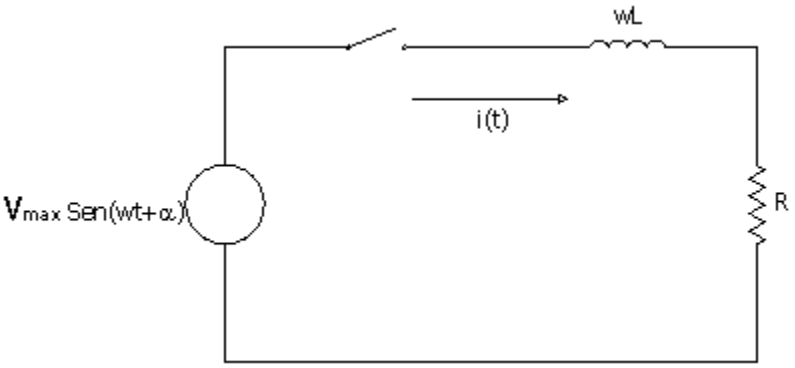


FIGURA 1.1 Circuito RL para análisis de transitorios.

Esta es una ecuación diferencial con coeficientes constantes, cuya solución se da en dos partes.

$$i_a(t): i_h(t) + i_p(t) \tag{1.2}$$

Donde:

$i_h(t)$ es la solución de la ecuación homogénea correspondiente al periodo transitorio.

$i_p(t)$ es la solución a la ecuación particular correspondiente al periodo de estado estable.

Empleando la teoría de ecuaciones diferenciales, la solución completa se puede determinar y se expresa de la siguiente forma:

$$i(t) = \frac{V_{max}}{Z}\left[Sen(wt + \alpha - \phi) - Sen(\alpha - \phi)\cdot e^{-\frac{R}{L}t}\right] \tag{1.3}$$

donde: $Z = \sqrt{R^2 + w^2L^2}$ (1.4)

α = Angulo de cierre que define el punto sobre la fuente senoidal de voltaje cuando ocurre la falla.

$\phi = tan^{-1}(wL/R)$. (1.5)

Puede verse que, que en la ecuación 1.3, el primer término varía senoidalmente mientras el segundo término decrece exponencialmente con una constante de tiempo de L/R. El último término puede ser reconocido como la componente DC de la corriente, y tiene un valor inicial máximo cuando $\alpha - \phi = \pm\frac{\pi}{2}$ y un valor cero cuando $\alpha = \phi$ (véase figura 1.2).

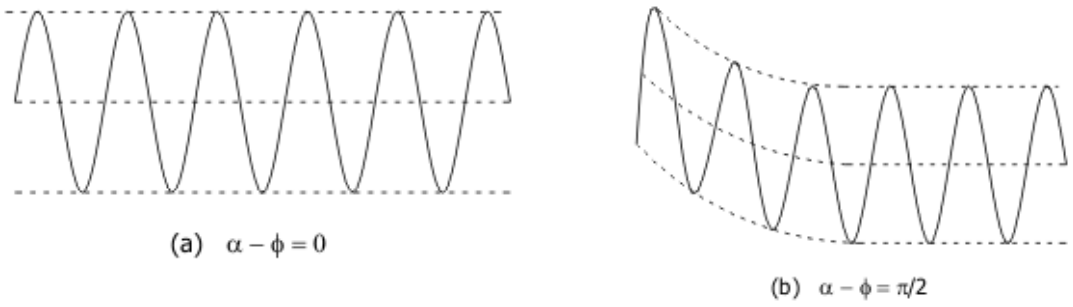


FIGURA 1.2 Variación de la corriente de falla con el tiempo.

Es imposible predecir en que punto será aplicada la falla sobre el ciclo senoidal y por lo tanto, que magnitud de componente DC alcanzará. Si el disparo del circuito, ocasionado por la falla, sucede cuando la componente senoidal está en su pico negativo, la componente DC alcanza su valor máximo teórico medio ciclo después.

Una fórmula aproximada para calcular el valor efectivo de la corriente asimétrica total, incluyendo las componentes AC y DC, con una exactitud aceptable puede obtenerse de la siguiente expresión:

$$I_{\text{rms, asimétrica}} = \sqrt{I_{rms}^2 + I_{DC}^2} \quad \textbf{(1.6)}$$

La corriente de falla que resulta cuando un alternador es cortocircuitado, puede ser encontrada facilmente ya que es similar al caso ya analizado (Cuando se aplicó un voltaje a un circuito RL). La reducción de la corriente desde su valor en el comienzo debido al decrecimiento gradual en el flujo magnético causado por la reducción de la fuerza magnetomotriz de la corriente de inducción, puede verse en la figura 1.3. Este efecto es conocido como reacción de armadura.

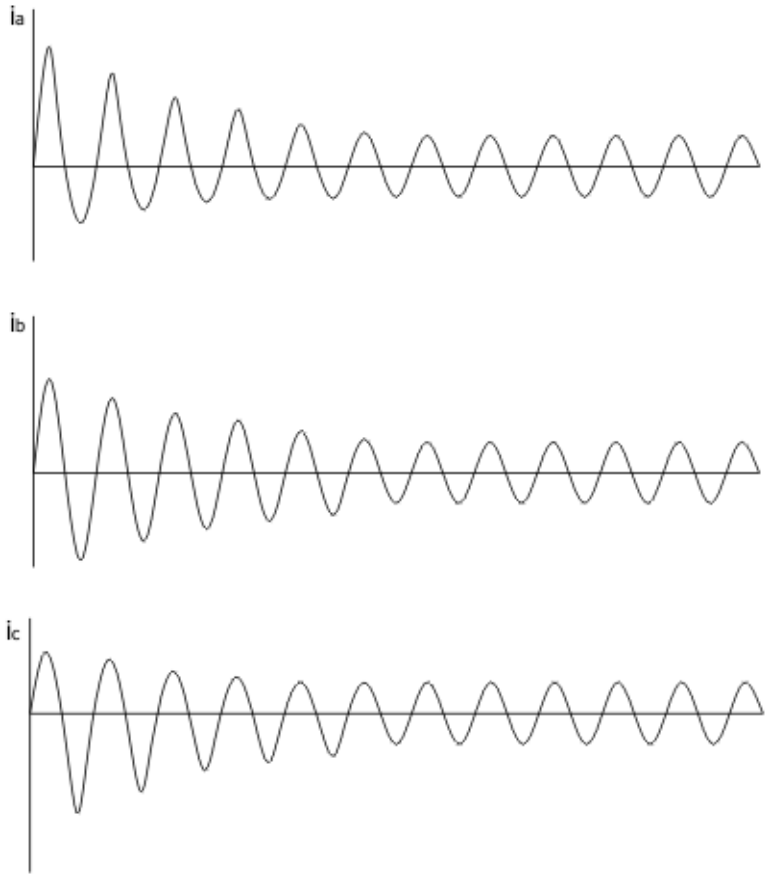


FIGURA 1.3 Corrientes de cortocircuito transitorias en un generador síncrono.

La situación física que se presenta a un generador, y que hace muy difícil los cálculos puede interpretarse como una reactancia que varía en el tiempo. No obstante esto, en la mayoría de las aplicaciones prácticas es posible tener en cuenta la variación de la reactancia en sólo tres etapas sin producir errores significativos.

En la figura 1.4 se nota que la variación de la corriente con el tiempo, I(t) se ajusta a tres niveles distintos de corriente: la corriente subtransitoria I", la corriente transitoria I' y la corriente de estado estable I. Los valores correspondientes de la reactancia de eje directo denotadas por X"d, X'd y Xd, y la variación típica con el tiempo para cada uno de estos es ilustrada en la figura 1.5.

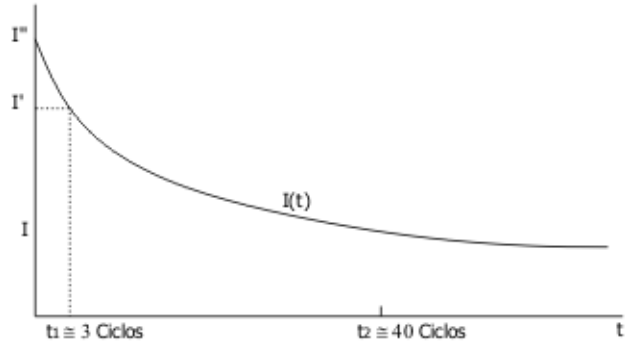


FIGURA 1.4 Variación de la corriente con el tiempo durante la falla.

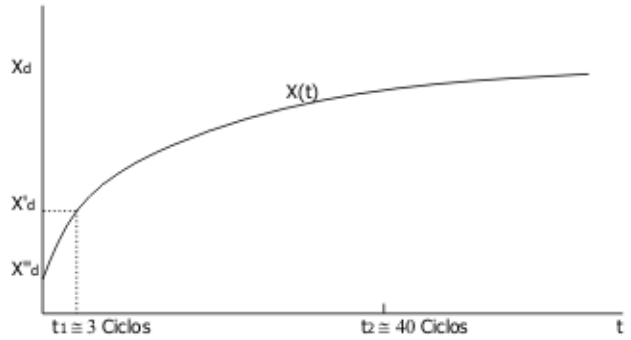


FIGURA 1.5 Variación de la reactancia con el tiempo durante la falla (generador).

Para resumir, cuando se calculan corrientes de cortocircuito es necesario tener en cuenta dos factores que pueden resultar en corrientes que varían con el tiempo:

- *La presencia de la componente DC.*
- *El comportamiento del generador bajo condiciones de cortocircuito.*

En estudios de protecciones eléctricas se han realizado algunas modificaciones a los valores de corriente de cortocircuito instantáneas calculadas usando reactancias subtransitorias que resultan en valores más altos de corriente.

Las unidades de tiempo diferido se pueden ajustar usando los mismos valores pero, en algunos casos, los valores de cortocircuito basados en la reactancia transitoria son usados, dependiendo de la velocidad de operación de los relevadores de protección. Los valores de reactancia transitoria son usados generalmente en estudios de estabilidad.

Es necesario que las especificaciones de equipos de interrupción requieran de cálculos confiables de niveles de cortocircuito que pueden estar presentes en las redes eléctricas. Tomando en cuenta la caída rápida de las corrientes de cortocircuito debido a la reacción de armadura de las máquinas sincrónicas, y al hecho de que la extinción de un arco eléctrico nunca se obtiene instantáneamente, las normas ANSI C37-010 y C37-5 son recomendadas usando diferentes valores de reactancia subtransitoria cuando se calculan las así llamadas tareas momentáneas y de interrupción de los disyuntores. estos valores son reproducidos en la tabla 1.1, basados en la norma IEEE 399-1990. Para cada caso, los valores r.m.s. asimétricos o simétricos pueden ser definidos dependiendo de si se incluye o no la componente DC. Los valores pico son obtenidos multiplicando los valores r.m.s. por $\sqrt{2}$.

TABLA 1.1. Valores de reactancia para el cálculo de la tarea de interrupción y para el primer ciclo (1).

Cálculo de tarea de interrupción	Componente del sitema	Valor de reactancia para cálculos de mediano y alto voltaje según: IEEE C37.010 - 1999 [1] IEEE C37.5 - 1979 [3]	Valor de reactancia para cálculos de bajo voltaje (2)
Primer ciclo (Cálculos momentáneos)	Compañia suministradora de potencia.	Xs	Xs
	Todos los turbogeneradores, todos los hidrogeneradores, con devanados amortiguadores; todos los condensadores.	1.0 X"d	1.0 X"d
	Hidrogeneradores sin devanados amortiguados.	0.75 X"d	0.75 X"d
	Todos los motores síncronos.	1.0 X"d	1.0 X"d
	Motores de inducción.		
	Por encima de de 1000 HP a 1800 rev/min o menos.	1.0 X"d	1.0 X"d
	Por encima de 250 HP a 3600 rev/min.	1.0 X"d	1.0 X"d
	Todos los demás, 50 HP y mayores.	1.2 X"d	1.2 X"d
	Menores de 50 HP	Se ignora (6)	1.67 X"d
Cálculos de interrupción	Compañia suministradora de potencia.	Xs	N/A
	Todos los turbogeneradores, todos los hidrogeneradores, con devanados amortiguadores; todos los condensadores.	1.0 X"d	N/A
	Hidrogeneradores con devanados amortiguados.	0.75 X"d	N/A
	Todos los motores síncronos.	1.5 X"d	N/A
	Motores de inducción.		
	Por encima de 1000 HP a 1800 rev/min o menos.	1.5 X"d	N/A
	Por encima de 250 HP a 3600 rev/min.	1.5 X"d	N/A
	Todos los demás, 50 HP y mayores.	3.0 X"d	N/A
	Menores de 50 HP	Se ignora (6)	N/A

1. La tarea en el primer ciclo es momentánea (o cierre y enclavamiento) para equipo de alto y mediano voltaje y es la tarea de interrupción para equipo de bajo voltaje.
2. Valores de reactancia a ser usados para calcular la tarea de los interruptores de bajo voltaje.
3. La X"d de máquinas sincrónicas rotativas es la reactancia subtransitoria de eje directo (saturado) a voltaje nominal.
4. La X'd de máquinas sincrónicas rotativas es la reactancia transitoria de eje directo (saturado) a voltaje nominal.
5. La X"d de motores de inducción es igual a $\frac{1}{\text{Corriente con rotor bloqueado a Vnom}}$.
6. Para cálculos comprensivos de sistemas con multivoltaje, motores menores de 50 HP son representados en los cálculos de ciortocircuito con medio y alto voltaje.

Los valores asimétricos son calculados así:

$$I_{rms} = \sqrt{I_{DC}^2 + I_{AC}^2} \tag{1.7}$$

La corriente momentánea es usada cuando se especifica la corriente de cierre del disyuntor. Típicamente, las componentes AC y DC decaen al 90% de su valor inicial después del primer medio ciclo. Por esto, el valor de la corriente r.m.s. puede luego ser:

$$I_{rms} \text{ asimétrica de cierre} = \sqrt{I_{DC}^2 + I_{AC}^2 \text{ rms simétrica}}$$

$$I_{rms} \text{ asimétrica de cierre} = \sqrt{\left((0.9)\sqrt{2}\frac{V}{X_d''}\right)^2 + \left(0.9\frac{V}{X_d''}\right)^2}$$

$$I_{rms} \text{ asimétrica de cierre} = 1.56\frac{V}{X_d''} = 1.56\, I_{rms\ \text{sim}} \tag{1.8}$$

Usualmente, un factor de 1.6 es empleado por fabricantes y en las normas internacionales asi que, en general este valor deberá usarse cuando se realizan cálculos similares. El valor pico es obtenido aritméticamente sumando simultáneamente las componentes AC y DC. Debe notarse que, en este caso, las componentes AC es multiplicada por $\sqrt{2}$. Así;

$$I_{pico} = I_{DC} + I_{AC} = \left(0.9\sqrt{2}\frac{V}{X_d''}\right) + \left(0.9\sqrt{2}\frac{V}{X_d''}\right) = 2.55\, I_{\text{rms sim}} \tag{1.9}$$

Cuando se especifica la corriente de apertura para disyuntores, el valor r.m.s. de la corriente de interrupción es empleado y de nuevo, los componentes AC y DC son tenidos en cuenta, y por lo tanto:

$$I_{\text{rms asim int}} = \sqrt{I_{DC}^2 + I_{AC\ \text{rms sim int}}^2} \tag{1.10}$$

Reemplazando la componente DC por su expresión exponencial queda:

$$I_{\text{rms asim int}} = \sqrt{\left(\sqrt{2} I_{\text{rms sim int}}\, e^{-\frac{R}{L}t}\right)^2 + I_{\text{rms sim int}}^2}$$

$$I_{\text{rms asim int}} = I_{\text{rms sim int}} \sqrt{2\, e^{-\frac{2R}{L}t} + 1} \tag{1.11}$$

La expresión $\frac{I_{\text{rms asim int}}}{I_{\text{rms sim int}}}$ se ha dibujado para diferntes valores de X/R y para diferentes tiempos de separación de los contactos de un disyuntor, en la norma ANSI C37.5 - 1979.

Las gráficas para el factor de multiplicación son reproducidas en la figura 1.6 y 1.7 y para su aplicación, es necesario conocer el tiempo de apertura de los contactos del interruptor así como la proximidad de los generadores al punto de localización del cortocircuito (local o remoto). Los factores de multiplicación para generador local se aplican solo cuando los generadores que están contribuyendo corrientes al cortocircuito están muy cercanos a la falla, dichos factores se grafican en la figura 1.6 y cuando los generadores están lejanos del punto de falla se aplican los factores de la figuras 1.7.

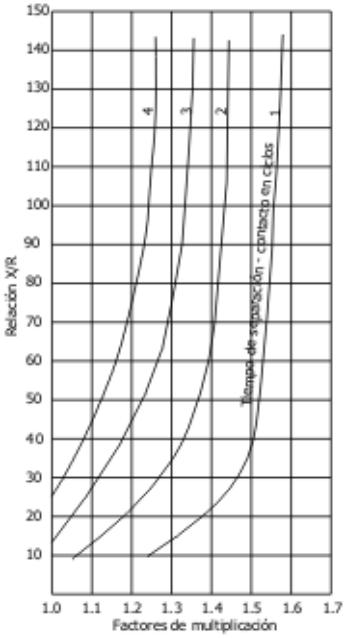


FIGURA 1.6 Factores de multiplicación *(Corriente nominal total base)* para fallas trifásicas locales

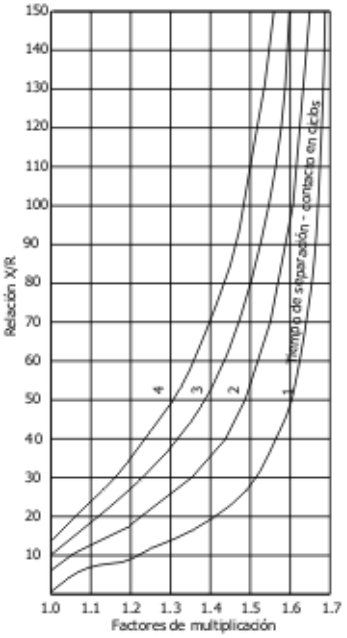


FIGURA 1.7 Factores de multiplicación *(Corriente nominal total base)* para fallas trifásicas y linea-tierra remotas

La figura 1.6 se aplica cuando las fallas se alimentan desde generadores muy cercanos con un solo transformador de por medio o con una reactancia externa en serie menor de 1.5 X" del generador.

Las figura 1.7 se aplican cuando las fallas se alimentan mediante dos o más transformadores o con una reactancia externa serie mayor o igual a 1.5 X" del generador.

Para ilustrar la validéz de las curvas para cualquier situación, cosidérese un interruptor con un tiempo total de separación de contactos de dos ciclos (uno debido al relevador y otro debido a la operación del mecanismo del interruptor.

Si la frecuencia f es 60 Hz y la relación X/R está dada como 50, con t = 2 ciclos = 0.033 s, luego X/R = wL/R = 50.

Así $L/R = 50/w = 50/2\pi f = 0.132$, por lo tanto.

$\frac{I_{asim}}{I_{sim}} = \sqrt{2\ e^{-(0.033 \times 2)\ 0.132} + 1} = 1.49$, como puede confirmarse en la figura 1.7.

En estudios de coordinación de protecciones, los valores r.m.s. de corrientes de interrupción simétricas son normalmente usados cuando se calibran las unidades de tiempo diferido de los relevadores. Para calibrar los elementos instantáneos, el mismo valor es usado pero multiplicando por un factor que depende de la aplicación, tal como se discutirá más adelante.

1.3 *MÉTODOS PARA CALCULAR CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.*

1.3.1 *Descripción general del método de componentes simétricas.*

Las fallas simétricas, esto es, las fallas trifásicas y las fallas trifásicas a tierra, con impedancias simétricas a la falla, deja el sistema eléctrico balanceado y por lo tanto, puede ser tratado mediante la representación monofásica. Esta simetría se pierde durante fallas asimétricas línea a tierra, línea a línea, y línea-línea a tierra y en estos casos se requiere un método de análisis de fallos que proporcione una manera conveniente que trate el problema de la asimetría. En 1918 se propuso el método de las componenntes simétricas en el cual, un sistema desbalanceado de n fases relacionadas se puede reemplazar por un sistema de n fases balanceadas que son llamadas componenetes simétricas de las fases originales. Aunque el método puede ser aplicado a cualquier sistema polifásico desbalanceado, la teoría es aplicada aquí a sistemas trifásicos.

Cuando se considera un sistema trifásico, cada cantidad vectorial de voltaje o corriente es reemplazada por 3 componentes tal que un total de 9 vectores desiguales representan los valores de las tres fases. Los 3 sistemas balanceados del sistema se designan como:

1. Componentes de secuencia positiva, que consisten de 3 fasores de igual magnitud, separados 120°, girando en la misma dirección que los fasores del sistema de potencia bajo consideración (dirección positiva)
2. Componentes de secuencia negativa, que consisten de 3 fasores de igual magnitud, separados 120°, girando en la misma dirección que los fasores de secuencia positiva pero en secuencia inversa.

3. Componentes de secuencia cero, que consisten de 3 fasores de igual magnitud y en fase con los demás, girando en la misma dirección que los fasores de secuencia positiva.

Con este arreglo, los valores de voltaje de cualquier sistema trifásico, V_a, V_b y V_c pueden representarse así:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \tag{1.12}$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} \tag{1.13}$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \tag{1.14}$$

donde a es llamado operador que da un giro de 120° en el sentido horario y multiplicado por una magnitud unitaria y a^2 similarmente da un giro de 240°, es decir:

$$a = 1\angle 120° \qquad \text{y} \qquad a^2 = 1\angle 240°$$

Por lo tanto, se puede establecer la siguiente relación matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \tag{1.15}$$

Haciedo la inversa de la matriz de coeficientes:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \tag{1.16}$$

De esta matriz puede deducirse que:

$$V_{a0} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \tag{1.17}$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3}(V_a + a V_b + a^2 V_c) \tag{1.18}$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}(V_a + a^2 V_b + a V_c) \tag{1.19}$$

El procedimiento también puede aplicarse a las corrientes así:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad \textbf{(1.20)}$$

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2} \quad \textbf{(1.21)}$$

$$I_c = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2} \quad \textbf{(1.22)}$$

Por lo tanto,

$$I_{a0} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad \textbf{(1.23)}$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(I_a + a I_b + a^2 I_c) \quad \textbf{(1.24)}$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c) \quad \textbf{(1.25)}$$

En sistemas trifásicos, la corriente del neutro es igual a:

$$I_n = I_a + I_b + I_c \quad \textbf{(1.26)}$$

y por tanto **(1.27)**

$$I_n = 3I_{a0} \quad \textbf{(1.28)}$$

A manera de ilustración, un sistema trifásico desbalanceado se muestra en la figura 1.10. Aplicando las ecuaciones 1.17 a 1.19 se encuentra:

$$V_{a1} = \frac{1}{3}[(8.0\angle 0°) + (1\angle 120°)(6.0\angle -90°) + (1\angle 240°)(16\angle 143.1°)] = 9.8\angle 18.4°$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3}[(8.0\angle 0°) + (1\angle 240°)(6.0\angle -90°) + (1\angle 120°)(16\angle 143.1°)] = 4.3\angle -86.2°$$

$$V_{a0} = \frac{1}{3}[(8.0\angle 0°) + (6\angle -90°) + (16\angle 143.1°)] = 2.0\angle 143.1° = V_{b0} = V_{c0}$$

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} = (1\angle 240°)(9.8\angle 18.4°) = 9.8\angle -101.6°$$

$$V_{c1} = a V_{a1} = (1\angle 120°)(9.8\angle 18.4°) = 9.8\angle 138.4°$$

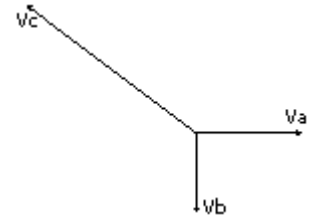
$$V_{b2} = a V_{a2} = (1\angle 120°)(4.3\angle -86.2°) = 4.3\angle 33.8°$$

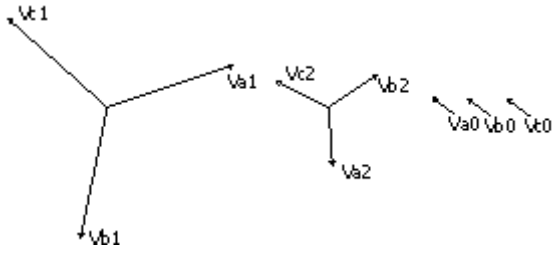
$$V_{c2} = a^2 V_{a2} = (1\angle 240°)(4.3\angle -86.2°) = 4.3\angle -206.2°$$

$$V_a = 8.0\angle 0^o$$

$$V_b = 6.0\angle -90^o$$

$$V_c = 16.0\angle 143.1^o$$





$$V_{a1} = 9.8\angle 18.4^o \qquad V_{a2} = 4.3\angle -86.2^o \qquad V_{a0} = 2.0\angle 143.1^o$$

$$V_{b1} = 9.8\angle -101.6^o \qquad V_{b2} = 4.3\angle 33.8^o \qquad V_{b0} = 2.0\angle 143.1^o$$

$$V_{c1} = 9.8\angle 138.4^o \qquad V_{c2} = 4.3\angle -206.2^o \qquad V_{c0} = 2.0\angle 143.1^o$$

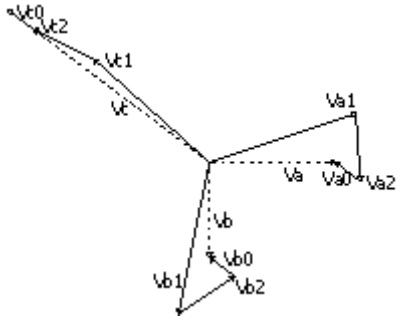


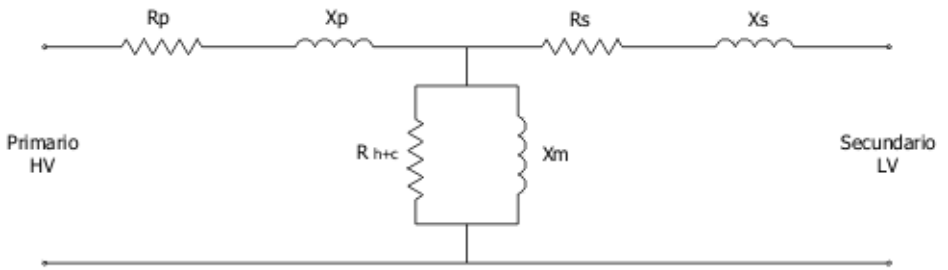
FIGURA 1.8 Componentes simétricas de un sistema trifásico desbalanceado.

Conociendo las componentes simétricas se puede regresar a las cantidades de fase usando las expresiones 1.22 a 1.24.

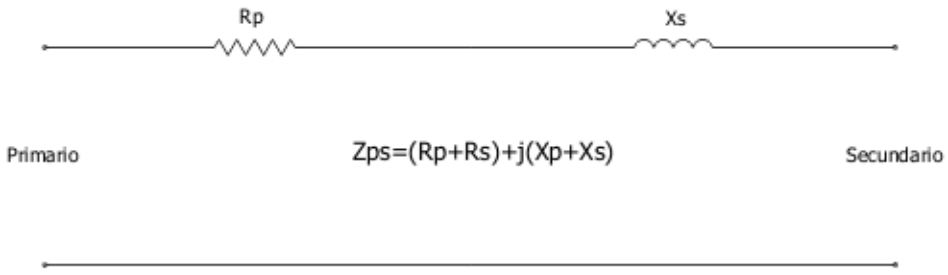
1.3.2 *Impedancias de secuencia de los componentes de un sitema de potencia.*

1.3.2.1 *Impedancia de transformadores.*

Un circuito equivalente p.u. para un transformador de dos devanados se muestra en la figura 1.9.



a) Impedancia Shunt Incluida



b) Impedancia Shunt Ignorada

FIGURA 1.9 Circuito equivalente del transformador.

En el circuito anterior Rp y Rs son resistencias, y Xp y Xs son reactancias de dispersión en los devanados primarios y secundarios respectivamente. Rh+c es la resistencia requerida para tener en cuenta las pérdidas por las corrientes de histéresis y de Eddy en el núcleo de hierro y Xm es la reactancia mutua entre los dos devanados, también llamada reactancia de magnetización.

La corriente que fluye por la combinación paralelo Rh+c y Xm es la corriente de excitación del transformador y la porción de corriente de excitación que fluye por Xm es la corriente de magnetización. La corriente total de excitación de un transformador generalmente es pequeña en comparación con la corriente a plena carga. Por esta razón, la rama de la impedancia de excitación es usualmente ignorada y el circuito equivalente que más se usa para la mayoría de los cálculos de fallos es el de la figura b. El término Zps es también llamado impedancia de cortocircuito del transformador y puede medirse aplicando una tensión a uno de los devanados teniendo el otro devanado cortocircuitado.

Generalmente para transformadores trifásicos de 1500 kVA o menores y para transformadores monofásicos de 500 kVA o menores, la componente resistiva de la impedancia de dispersión es significativa y no debe ser ignorada. En estos caso, la reactancia p.u. de dispersión se asume igual al %Z de la placa de características dividida entre 100 con tal de que el kVA para los cálculos en p.u.es el kVA nominal del transformador sobre el cual está basado el %Z de la placa de características.

Para cálculos de fallas en un sistema trifásico que involucra transformadores, las impedancias de secuencia de los tarnsformadores deben ser incluidas en las impedancias de secuencia del sistema completo. La impedancia de secuencia positiva de un transformador trifásico balanceado o de tres transformadores monofásicos idénticos es la impedancia presentada a las corrientes de secuencia positiva, y como el transformador es un elemento pasivo las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales (Z1 = Z2). La figura 1.10 muestra los circuitos equivalentes p.u. de secuencia positiva y negativa de un transformador.

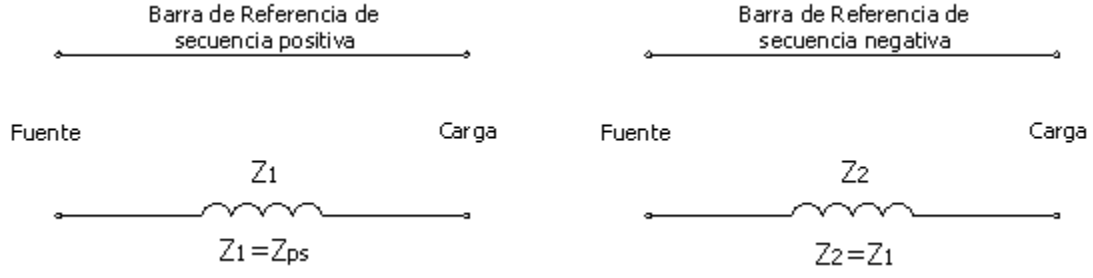
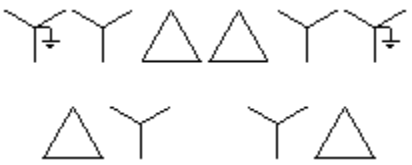
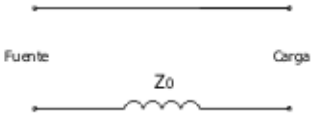
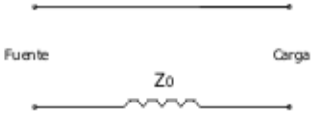
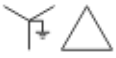
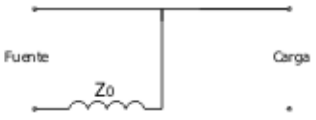


FIGURA 1.10 Circuito equivalente del transformador.

El circuito equivalente de secuencia cero de un transformador trifásico depende de la conexión del transformador. La tabla 1.2 muestra los circuitos equivalentes para las conexiones más comunes.

TABLA 1.2. Impedancias de secuencia cero de transformadores

Tipo de Conexión	*Circuito equivalente de Secuencia Cero*	*Impedancia vista desde el lado de la carga*
		$Z_{OL} = \infty$
		$Z_{OL} = Z_1$
		$Z_{OL} = Z_1 + 3Z_N$ Si $Z_N = 0 \Rightarrow Z_{Ol} = Z_1$
		$Z_{OL} = \infty$

1.3.2.2 *Impedancias de líneas de transmisión y distribución usadas en el cálculo de fallos.*

Los parámetros de circuito que influencian las impedancias de secuencia de una línea de transmisión aérea son los mismos que influencian las impedancias de un circuito de distribución aéreo. Los principales parámetro son: calibre del conductor, material del conductor, espaciamiento y el tipo de puesta a tierra.

Sin embargo, los parámetros de circuito de las líneas de transmisión pueden tener un rango diferente de valores a los parámetros de una línea de distribución. El espaciamiento entre fases de una línea de transmisión es mucho mas grande y por tanto, su reactancia de secuencia positiva es mucho mayor que la de los circuitos típicos de distribución. las impedancias de secuencia cero son también afectadas por el espaciamiento pero aquí las diferencias en el tipo de puesta a tierra, el número de cables de guarda, etc, pueden tener un efecto más significativo.

La información para calcular las impedancias es usualmente escasa en estudios de fallas de sistemas de distribución, sólo para determinar las impedancias de la fuente equivalente de un sistema de suministro del circuito de distribución.

Las impedancias de secuencia de un sistema son independientes del tipo de falla. La impedancia de los circuitos de transmisión y distribución se ve afectada por: el material del conductor, tamaño del conductor, espaciamiento entre conductores, presencia o ausencia del conductor neutro, la naturaleza del sistema de puesta a tierra, la conexión del transformador a la subestación de distribución, el tipo de circuito, el tipo de cableado de conductores, altura sobre la tierra, temperatura y resistividad del terreno.

Los siguientes son los tipos de circuitos trifásicos:

1. Sistema de 4 hilos con neutro multiaterrizado.
2. Sistema de 4 hilos con neutro uniaterrizado.
3. Sistema de 3 hilos uniaterrizado.
4. Sistema de 3 hilos servido de un transformador en Δ.
5. Sistema de 3 hilos servido por un transformador conectado en Y no aterrizado.
6. Laterales a dos fases derivados de los sistemas 1 a 5.
7. Laterales monofásicos derivados de los sistemas 1 y 2.

1.3.2.2.1 *Impedancias de los circuitos aéreos de distribución.*

La tabla 1.3 da los valores de Z_1, Z_2 y Z_0 para conductores ACSR con espaciamientos típicos. Para líneas de transmisión y distribución $Z_1 = Z_2$. La tabla 1.3 da los valores de Z_0 de circuitos 3ϕ-3H y 3ϕ-4H con neutro multiaterrizado. Para los sistemas (4) y (5) no es necesario conocer Z_0. Solo el sistema tipo (2) no está cubierto por esta tabla, pero es aplicable en el cálculo de fallas trifásicas y línea-línea puesto que involucra solo a Z_1; también se puede usar la tabla para calcular fallas 1ϕ que involucran fase y tierra pero que no involucran fase y neutro. En este evento, la trayectoria de retorno para la corriente de falla es solo através de la tierra y se tiene esencialmente un circuito tipo (3). Las Z_0 de este tipo de circuito están incluídas en la tabla 1.3.

La tabla 1.3 está basada en el espaciamiento medio geométrico de 4.69 pies entre los tres conductores de fase, el cual es válido para las disposiciones de la figura 1.11 por ejemplo.

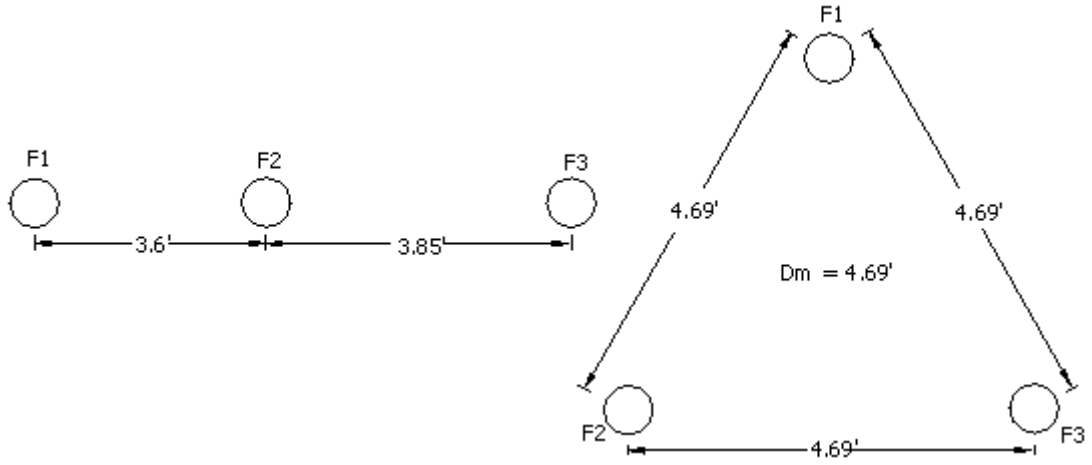


FIGURA 1.11 Disposición plana y triangular para los tres conductores de fase válidos para la construcción de la tabla 1.3.

Si el espaciamiento medio geométrico es diferente a 4.69 pies, el valor $X_1 = X_2$ cambia y por lo tanto $Z_1 = Z_2$ también cambia.

Por ejemplo, si el espaciamiento medio geométrico es de aproximadamente 3.5 pies, el valor de $X_1 = X_2$ cambia a $X_1 - 0.0064$ y el valor de Z_1 es:

$$Z_1 = R_1 + j(X_1 - 0.0064)$$

Si el conductor de la red trifásica es 4/0 ACSR entonces:

$$Z_1 = 0.1121 + j(0.1453 - 0.0064) \quad (\Omega/1000 \text{ pies})$$
$$Z_1 = 0.1121 + j0.1385 \quad (\Omega/1000 \text{ pies})$$

1.3.2.2.2 *Impedancias de los cables subterráneos.*

La figura 1.12 muestra la geometría de 3 cables idénticos con neutro concéntrico usados en circuitos de distribución subterráneos.

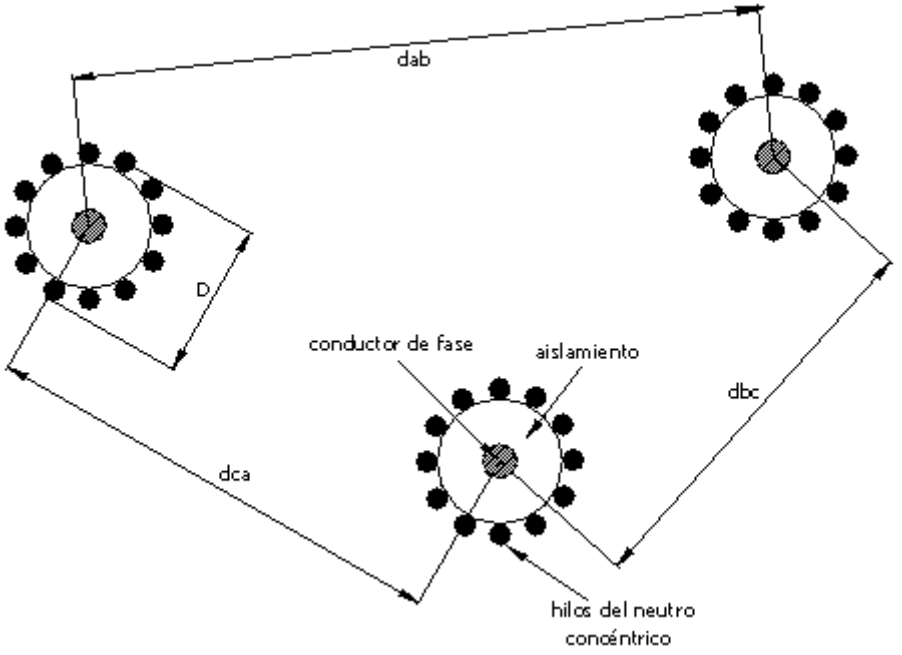


FIGURA 1.12 Disposición de cables subterráneos (circuito trifásico).

TABLA 1.3. Impedancias de secuencia de conductores ACSR en $\Omega/1000$ pies

Espaciamiento medio geométrico de las tres fases = 4.69 pies **Espaciamiento línea neutro = 4 pies** **Resistividad del terreno = 100 Ω -m** **Temperatura del conductor = 50°C**								**Para Sab = 4 pies restar 0.0034 de** $X_1 = X_2$ **Para Sab = 3.5 pies restar 0.0064 de** $X_1 = X_2$ **Para Sab = 3 pies restar 0.0100 de** $X_1 = X_2$ **Para Sab = 5 pies sumar 0.0017 a** $X_1 = X_2$ **y resolver c/u para** $Z_1 = Z_2$ **con** $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$			
Tamaño del conductor de fase	**N° de hilos**	**Componentes de secuencia positiva y negativa**			**Componentes de secuencia cero para circuitos de tres hilos**			**Tamaño del conductor neutro**	**Componentes de secuencia cero para circuitos de 4 hilos multiaterrizados**		
MCM AWG		$R_1 = R_2$	$X_1 = X_2$	$Z_1 = Z_2$	R_0	X_0	Z_0		R_0	X_0	Z_0
795	26	0.0244	0.1108	0.1138	0.0796	0.5871	0.5928	4/0	0.1144	0.3494	0.3665
715	26	0.0273	0.1119	0.1153	0.0814	0.5883	0.5938	4/0	0.1172	0.3506	0.3703
666.6	54	0.0303	0.1133	0.1170	0.0845	0.5896	0.5947	4/0	0.1203	0.3519	0.3722
636	26	0.0307	0.1133	0.1172	0.0848	0.5896	0.5947	4/0	0.1206	0.3519	0.3722
605	26	0.0326	0.1138	0.1188	0.0867	0.5902	0.5966	4/0	0.1225	0.3525	0.3722
556.5	26	0.0352	0.1148	0.1203	0.0894	0.5911	0.5975	4/0	0.1252	0.3534	0.3750
500	30	0.0390	0.1150	0.1214	0.0932	0.5913	0.5994	4/0	0.1292	0.3536	0.3769
477	26	0.0409	0.1167	0.1239	0.0951	0.5930	0.6004	3/0	0.1398	0.3676	0.3930
397	26	0.0491	0.1188	0.1284	0.1032	0.5951	0.6023	3/0	0.1477	0.3697	0.3977
336.4	26	0.0580	0.1206	0.1341	0.1121	0.5970	0.6061	3/0	0.1568	0.3716	0.4025
300	26	0.0648	0.1220	0.1379	0.1189	0.5983	0.6098	2/0	0.1742	0.3873	0.4244
266.8	26	0.0729	0.1233	0.1430	0.1271	0.5996	0.6136	2/0	0.1822	0.3886	0.4545
4/0	6	0.1121	0.1453	0.1833	0.1663	0.6216	0.6420	1/0	0.2324	0.4294	0.4879
3/0	6	0.1369	0.1528	0.2055	0.1911	0.6292	0.6572	1/0	0.2574	0.4369	0.5076
2/0	6	0.1695	0.1566	0.2311	0.2237	0.6330	0.6705	2	0.3021	0.4765	0.5610
1/0	6	0.2121	0.1595	0.2655	0.2663	0.6358	0.6894	2	0.3447	0.4794	0.5905
2	6	0.3201	0.1612	0.3570	0.3742	0.6375	0.7424	4	0.4525	0.5231	0.6932
4	6	0.4867	0.1600	0.5133	0.5409	0.6364	0.8371	6	0.6051	0.5549	0.8210

Mientras que el concepto de componentes simétricas es aplicado al análisis de sistemas trifásicos, es conveniente extender el concepto a porciones monofásicas del circuito. Encontrar Z_1 y Z_0 para el circuito monofásico tal que puedan ser combinadas con las impedancias de secuencia correspondientes a sistemas

trifásicos que alimentan los laterales. Para encontrar Z_1 y Z_0 para el circuito monofásico, debe usarse un espaciamiento medio geométrico entre fases S_{ab} para encontrar Z_{ab-g} dada por la ecuación 1.30. El valor asumido para S_{ab} no importa en el resultado final del cálculo de una falla línea-tierra ya que Z_{ab-g} se suprime de la impedancia total del sistema para este tipo de falla.

La solución de la ecuaciones 1.29 a 1.40 para algunos tamaños típicos de cables de cobre y aluminio con aislamiento para 15 kV dan como resultado los valores de impedancia de secuencia indicados en las tablas 1.4 y 1.5. Se asume una resistividad de tierra de 100 Ω-m. La tabla 1.4 da las impedancias de cables subterráneos trifásicos (primario principal) con espaciamiento de 7.5-7.5-15 pulgadas en disposición horizontal plana. La tabla 1.5 da los valores de impedancia de secuencia para laterales primarios monofásicos.

Las ecuaciones siguientes son las expresiones básicas empleadas para calcular las impedancias de secuencia positva y cero de redes subterráneas trifásicas y monofásicas usando cables con neutro concéntrico. Para arreglos trifásicos de cables se usan las euaciones 1.29 a 1.32 y 1.35 a 1.38 y para circuitos monofásicos se usan las ecuaciones 1.29, 1.30, 1.33, 1.34, 1.39 y 1.40.

Para la impedancia propia de un conductor de fase en Ω/1000 pies.

$$Z_{aa-g} = (r_a + 4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f) + j2\pi f\left(4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} Log_e \frac{1}{GMR_a}\sqrt{\rho/f}\right) \quad \textbf{(1.29)}$$

donde:

r_a: Resistencia del conductor de fase [Ω/1000 pies].

f: Frecuencia [Hz].

GMR_a: Radio medio geométrico del conductor de fase [pies].

ρ: Resistividad del terreno [Ω-m]

Para la impedancia mutua entre dos conductores o dos grupos de conductores de fase con retorno por tierra en Ω/1000 pies.

$$Z_{ab-g} = (4.788 \times 10^{-5} \times 2\pi f) + j2\pi f\left(4.681 \times 10^{-4} + 6.096 \times 10^{-5} Log_e\left(\frac{1}{S_{ab}}\sqrt{\rho/f}\right)\right) \quad \textbf{(1.30)}$$

donde:

S_{ab}: Espaciamiento medio geométrico de los tres conductors de fase [pies].

$S_{ab} = (d_{ab}\, d_{bc}\, d_{ca})^{1/3}$

En un circuito 3ϕ existen realmente tres impedancias mutuas entre los tres conductores de fase: Z_{ab-g}, Z_{bc-g}, Z_{ca-g}. Sinembargo, en la ecuación 1.30, el uso de un espaciamiento medio geométrico S_{ab} en lugar del espaciamiento entre fases real significa que el valor resultante de Z_{ab-g} es la media aritmética de los tres valores reales.

Para la impedancia propia de un grupo de hilos de neutro en paralelo con retorno por tierra en Ω/1000 pies para red trifásica:

$$Z_{nn-g3\phi} = \left(\frac{r_n}{3N} + 4.788\times10^{-5}\times 2\pi f\right) + j2\pi f(4.681\times10^{-4} + 6.096\times10^{-5} Log_e\sqrt{\rho/f} + 6.096\times10^{-5} Log_e \frac{1}{\sqrt[3]{S_{ab}^2}} + 6.096\times10^{-5}\frac{1}{3N}\left(Log_e\frac{1}{GMR_n} + (N-1)Log_e\frac{1}{K_N\frac{D}{2}}\right)\right) \quad \textbf{(1.31)}$$

donde:

r_n: Resistencia de un hilo neutro simple [Ω/1000 pies].

N: Número de hilos de neutro enrollados alrededor del aislamiento de un cable con neutro concéntrico.

GMR_n: Radio medio geométrico de un hilo neutro simple [pies].

$GMR_n = 0.3894\ d_n$

d_n: Diámetro de un hilo neutro simple [pies].

K_N: Factor de espaciamiento que cuando es multiplicado por $\frac{D}{2}$ da el espaciamiento medio geométrico entre los *N* hilos del neutro en un cable concéntrico.

$K_N = (N)^{\frac{1}{N-1}}$

D: Diámetro del círculo definido por los centros de los hilos neutros de un cable con neutro concéntrico [pies].

Para la impedancia mutua entre un conductor de fase y un grupo de conductores de neutro con la tierra como conductor de retorno para un circuito trifásico en Ω/1000 pies.

$$Z_{an-g3\phi} = (4.788\times10^{-5}\times 2\pi f) + j2\pi f\left[4.681\times10^{-4} + 6.096\times10^{-5} Log_e\left(\frac{1}{\sqrt[3]{\frac{D}{2}S_{ab}^2}}\sqrt{\rho/f}\right)\right] \quad \textbf{(1.32)}$$

Este es un valor promedio de las tres impedancias mutuas reales que existen entre cada uno de los tres conductores de fase y el grupo completo de conductores de neutro.

Para la impedancia propia de un grupo de hilos neutro en paralelo con retorno por tierra en Ω/1000 pies para red monofásica.

$$Z_{nn-g1\phi} = \left[\frac{r_n}{N} + 4.788\times10^{-5}\times 2\pi f\right] + j\frac{2\pi f}{N}\left[4.681\times10^{-4} + 6.096\times10^{-5}Log_e\left(\frac{1}{GMR_n}\sqrt{\rho/f}\right)\right.$$
$$\left. + (N-1)4.681\times10^{-4} + (N-1)6.096\times10^{-5}Log_e\left(\frac{2}{K_N D}\sqrt{\rho/f}\right)\right] \quad \textbf{(1.33)}$$

Para la impedancia mutua entre un conductor de fase y un grupo de conductores de neutro con la tierra como conductor de retorno para un circuito monofásico en Ω/1000 pies.

$$Z_{an-g1\phi} = [4.788\times10^{-5}\times 2\pi f] + j2\pi f\left[4.681\times10^{-4} + 6.096\times10^{-5}Log_e\left(\frac{2}{D}\sqrt{\rho/f}\right)\right] \quad \textbf{(1.34)}$$

Para la impedancia propia de secuencia positiva del circuito trifásico formado por los neutros concéntricos de los cables en Ω/1000 pies.

$$Z_{nn-p} = \frac{r_n}{N} + j2\pi f\times 6.096\times10^{-5}\left(\frac{N-1}{N}Log_e\frac{2}{K_N D} + \frac{1}{N}Log_e\frac{1}{GMR_n} - Log_e\frac{1}{S_{ab}}\right) \quad \textbf{(1.35)}$$

Para la impedancia mutua de secuencia positiva entre los conductores de fase del cable y sus neutros concéntricos en Ω/1000 pies.

$$Z_{an-p} = j2\pi f\times 6.096\times10^{-5}\left(Log_e\frac{2}{D} - Log_e\frac{1}{S_{ab}}\right) \quad \textbf{(1.36)}$$

Cuando las corrientes de secuencia positiva fluyen en los conductores de fase de un circuito trifásico con neutro concéntrico las corrientes inducidas circularán entre cada neutro y la trayectoria de retorno por tierra. La magnitud de estas corrientes dependen de la resistencia del neutro, el espaciamiento entre fases y el díametro del círculo que pasa por los centros de los hilos del neutro concéntrico. La impedancia de secuencia positiva del circuito es modificado por la magnitud de esas corrientes de neutro.

Z^2_{an-p}/Z_{nn-p} es el factor que refleja el efecto de las corrientes circulando por el neutro sobre la impedancia de secuencia positiva de un cable trifásico con neutro concéntrico (ecuación 1.37). En una línea de transmisión o distribución aérea con conductor desnudo este efecto es despreciable pero no lo es para cables con neutro concéntrico con espaciamientos asociados muy pequeños.

Para la impedancia de secuencia positiva de un circuito trifásico con neutro concéntrico en Ω/1000 pies.

$$Z_{1\ 3\phi} = Z_{aa-g} - Z_{ab-g} - \frac{Z^2_{an-p}}{Z^2_{nn-p}} \quad \textbf{(1.37)}$$

Para la impedancia de secuencia cero de un circuito trifásico con neutro concéntrico en Ω/1000 pies.

$$Z_{0\ 3\phi} = Z_{aa-g} + 2Z_{ab-g} - \frac{3Z^2_{an-g\ \ 3\phi}}{Z_{nn-g\ \ 3\phi}} \quad \textbf{(1.38)}$$

Para la impedancia de secuencia positiva de un circuito monofásico con neutro concéntrico en Ω/1000 pies.

$$Z_{1\ 1\phi} = Z_{aa-g} + Z_{ab-g} \quad \textbf{(1.39)}$$

Para la impedancia de secuencia cero de un circuito monofásico con neutro concéntrico en Ω/1000 pies.

$$Z_{0\ 1\phi} = Z_{aa-g} + 2Z_{ab-g} - \frac{3Z^2_{an-g\ \ 1\phi}}{Z_{nn-g\ \ 1\phi}} \quad \textbf{(1.40)}$$

Las tablas 1.4 y 1.5 fueron calculadas para las condiciones especificadas en el encabezado de ellas, pero cuando cambian las condiciones es necesario recalcular y tabular las impedancias en nuevas tablas para tener en cuenta los siguientes efectos:

1. Efecto del tipo de aislamiento ya que la temperatura máxima cambia de un material aislante a otro. El de mayor temperatura tiene mayor capacidad de corriente y mayor impedancia en condiciones de carga plena.
2. El espesor del aislamiento puesto que en las ecuaciones de impedancia que están en función de *D,* un cambio de *D* cambia los valores de las ecuaciones 1.31 a 1.38 y 1.40.
3. Efecto del tamaño del neutro pues el tamaño y número de hilos son seleccionados para proporcionar aproximadamente igual conductividad a la del conductor de fase para aplicaciones monofásicas y a tamaño reducido para aplicaciones trifásicas (Aproximadamente 1/3 del conductor de fase). Algunas aplicaciones trifásicas exigen neutros con igual capacidad que el conductor de fase lo que obliga a recalcular las tablas.
4. Efecto de la resistividad del terreno ya que un cambio en la resistividad del terreno no afecta a Z_1 pero si afecta a Z_0.
5. Efecto del espaciamiento entre fases pues un exámen de las ecuaciones 1.29 a 1.40 revela que el espaciamiento medio geométrico de los conductores de fase S_{ab}, afecta los valores de Z_1 y Z_2 del cable.
6. Efecto Skin, el cual está en función del diámetro del conductor y de la frecuencia pero este efecto ya está generalmente incluído en la resistencia de los conductores dados por las tablas de los fabricantes.
7. Efecto de proximidad que modifica a Z_1 en forma diferente a la modificación que realiza a Z_0, es despreciable sobre la reactancia pero a veces es considerable sobre la resistencia.

TABLA 1.4. Impedancias de secuencia de circuitos trifásicos en base a cables subterráneos monopolares con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLPE para 15 kV. Ω/1000 pies **.**

Configuración de la red: 3 cables monofásicos idénticos con neutros concéntricos
Neuro reducido a 1/3

Disposición: Horizontal espaciados: 7.5', 7.5', 15' (Espaciamiento medio geométrico = 9.449')
Resistividad de tierra: 100 ohm-m Frecuencia: 60 Hz Temperatura conductor de fase = 90°C
Columna 1: Para espesor de aislamiento de 175 MILS Temperatura conductor Neutro = 70°C
Columna 2: Para espesor de aislamiento de 220 MILS

Fase		Neutro		Z1=Z2						Zo					
AWG o MCM	N hilos	Hilos concéntricos (Cobre)		Componentes de impedancias de secuencia positiva y negativa						Componentes de impedancias de secuencia cero					
				R1=R2		X1=X2		Z1=Z2		Ro		Xo		Zo	
		N	AWG	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Conductor de fase: Aluminio															
1/0	19	6	14	0.2182	0.2177	0.0955	0.0956	0.2382	0.2378	0.5215	0.5205	0.2906	0.2927	0.5970	0.5972
2/0	19	7	14	0.1782	0.1777	0.0926	0.0927	0.2008	0.2004	0.4697	0.4688	0.2463	0.2484	0.5303	0.5306
3/0	19	9	14	0.1433	0.1427	0.0893	0.0894	0.1688	0.1684	0.4049	0.4043	0.1825	0.1846	0.4441	0.4445
4/0	19	11	14	0.1181	0.1174	0.0858	0.0860	0.1460	0.1456	0.3497	0.3493	0.1402	0.1423	0.3767	0.3772
250	37	13	14	0.1038	0.1031	0.0827	0.0829	0.1327	0.1323	0.3085	0.3082	0.1114	0.1134	0.3280	0.3284
350	37	11	12	0.0837	0.0828	0.0761	0.0765	0.1131	0.1127	0.2315	0.2314	0.0691	0.0709	0.2416	0.2420
500	37	16	12	0.0680	0.0671	0.0674	0.0681	0.0958	0.0956	0.1653	0.1653	0.0428	0.0444	0.1708	0.1711
750	61	15	10	0.0550	0.0542	0.0581	0.0589	0.0800	0.0800	0.1188	0.1188	0.0305	0.0319	0.1227	0.1230
1000	61	20	10	0.0493	0.0486	0.0495	0.0504	0.699	0.0700	0.0905	0.0905	0.0235	0.0247	0.0935	0.0938
Conductor de fase: Cobre															
1/0	19	9	14	0.1451	0.1444	0.0944	0.0946	0.1731	0.1726	0.4066	0.4060	0.1852	0.1876	0.4468	0.4472
2/0	19	11	14	0.1181	0.1173	0.0908	0.0911	0.1490	0.1485	0.3492	0.3488	0.1428	0.1451	0.3773	0.3777
3/0	19	14	14	0.0989	0.0980	0.0867	0.0870	0.1315	0.1310	0.2907	0.2904	0.1033	0.1055	0.3085	0.3090
4/0	19	11	12	0.0854	0.0844	0.0813	0.0818	0.1179	0.1175	0.2318	0.2316	0.0718	0.0738	0.2427	0.2431
250	37	13	12	0.0785	0.0774	0.0770	0.0777	0.1100	0.1097	0.2008	0.2007	0.0578	0.0597	0.2090	0.2094
350	37	12	10	0.0657	0.0647	0.0685	0.0694	0.0949	0.0948	0.1495	0.1494	0.0408	0.0425	0.1550	0.1554
500	37	17	10	0.0554	0.0545	0.0574	0.0585	0.0798	0.0800	0.1060	0.1059	0.0289	0.0304	0.1098	0.1102
750	61	25	10	0.0463	0.0456	0.0446	0.0454	0.0643	0.0647	0.0724	0.0724	0.0216	0.0229	0.0756	0.0759
1000	61	33	10	0.0404	0.0400	0.0358	0.0370	0.0540	0.0545	0.0554	0.0564	0.0181	0.0193	0.0583	0.0587

TABLA 1.5. mpedancias de secuencia de circuitos monofásicos en base a cables subterráneos monopolares para 15 kV en Ω/1000 pies **.**

Espaciamiento medio geométrico asumido para cálculos de Z1 y Z2 = 1.5"

Columna 1: Para aislamiento de Polietileno de cadena cruzada XLPE de 175 MILS de espesor
Con una temperatura en conductor de fase de 90°C y en el conductor Neutro de 70°C

Columna 2: Para aislamiento de Polietileno Termoplástico convencional de baja densidad POLY de 220 MILS de espesor
Con una temperatura en conductor de fase de 75°C y en el conductor Neutro de 50°C

Neutro de igual capacidad al de fase — Resistividad de tierra: 100 ohm-m — Frecuencia: 60 Hz

Fase		Neutro		Z1=Z2						Zo					
AWG o MCM	N hilos	Hilos concéntricos (Cobre)		Componentes de impedancias de secuencia positiva y negativa						Componentes de impedancias de secuencia cero					
				R1=R2		X1=X2		Z1=Z2		Ro		Xo		Zo	
		N	AWG	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Conductor de fase: Aluminio															
4	7	6	14	0.5350	0.5100	0.0662	0.0662	0.5391	0.5143	0.8580	0.8410	0.5888	0.5734	1.0406	1.0179
2	7	10	14	0.3360	0.3200	0.0609	0.0609	0.3415	0.3257	0.7191	0.7040	0.4775	0.4148	0.8417	0.8176
1	19	13	14	0.2680	0.2550	0.0569	0.0569	0.2740	0.2613	0.6558	0.6384	0.3443	0.3216	0.7407	0.7148
1/0	19	16	14	0.2100	0.2000	0.0543	0.0543	0.2169	0.2072	0.5864	0.5677	0.2709	0.2498	0.6459	0.6202
2/0	19	13	12	0.1690	0.1600	0.0516	0.0516	0.1767	0.1681	0.5043	0.4911	0.1728	0.1717	0.5331	0.5202
3/0	19	16	12	0.1320	0.1250	0.0490	0.0490	0.1408	0.1343	0.4317	0.4204	0.1209	0.1208	0.4483	0.4374
4/0	19	20	12	0.1050	0.1000	0.0463	0.0463	0.1148	0.1102	0.3635	0.3544	0.0779	0.0785	0.3717	0.3630
250	37	25	12	0.0890	0.0850	0.0440	0.0440	0.0993	0.0957	0.3071	0.2993	0.0461	0.0486	0.3106	0.3033
300	37	20	10	0.0750	0.0710	0.0419	0.0419	0.0859	0.0825	0.2647	0.2522	0.0307	0.0306	0.2665	0.2541
350	37	24	10	0.0650	0.0610	0.0402	0.0402	0.0764	0.0730	0.2269	0.2154	0.0170	0.0180	0.2276	0.2162
Conductor de fase: Cobre															
4	7	10	14	0.3260	0.3100	0.0662	0.0662	0.3327	0.3170	0.7122	0.6967	0.4387	0.4171	0.8365	0.8120
2	7	16	14	0.2050	0.1950	0.0609	0.0609	0.2139	0.2043	0.5846	0.5652	0.2692	0.2493	0.6437	0.6177
1	19	13	12	0.1630	0.1550	0.0569	0.0569	0.1727	0.1651	0.5001	0.4877	0.1710	0.1703	0.5285	0.5166
1/0	19	16	12	0.1260	0.1200	0.0543	0.0543	0.1372	0.1317	0.4271	0.4166	0.1186	0.1189	0.4432	0.4333
2/0	19	20	12	0.1010	0.0970	0.0516	0.0516	0.1134	0.1099	0.3604	0.3522	0.0752	0.0762	0.3682	0.3604
3/0	19	25	12	0.0810	0.0770	0.0490	0.0490	0.0947	0.0913	0.2997	0.2919	0.0437	0.0455	0.3028	0.2954
4/0	19	32	12	0.0640	0.0610	0.0463	0.0463	0.0790	0.0766	0.2417	0.2355	0.0200	0.0223	0.2425	0.2365

1.3.2.3 *mpedancias de generadores.*

La figura 1.13 muestra los circuitos equivalentes simplificados de secuencia positiva, negativa y cero para un generador.

FIGURA 1.13 Circuitos de secuencia positiva, negativa y cero del generador.

Como un generador es diseñado para suministrar voltaje trifásico balanceado, los circuitos equivalentes muestran una fuente de voltaje ideal (impedancia interna cero) en el diagrama de secuencia positiva y sin fuentes en los diagramas de secuencia negativa y cero. Las resistencias del generador son usualmente pequeñas, así que solo las reactancias son mostradas en los circuitos equivalentes.

El valor de X_{g1} depende del período de tiempo que está siendo estudiado después de la falla: Después de 40 ciclos de ocurrida la falla se llega al estado estable y se puede emplear la reactancia síncrona de eje directo Xd, el valor de reactancia aplicable al período entre 3 y 40 ciclos después de la falla es llamado reactancia transitoria de eje directo X'd, y el valor usado para los 3 primeros ciclos después de la falla es la reactancia subtransitoria de eje directo X"d. En la mayoría de los estudios de fallas, el valor usado para Xg, es X"d.

En la tabla 1.6 se muestran valores típicos para Xd, X'd y X"d. La figura 1.5 también muestra la variación de la reactancia del generador con el tiempo durante la falla.

La reactancia de secuencia negativa X_{g2} de una máquina síncrona es la encontrada por corrientes cuya secuencia de fase es opuesta a la del voltaje generado. Por esta razón, X_{g2} se toma usualmente como el promedio entre la reactancia subtransitoria de eje directo X"d y la reactancia subtransitoria del eje de cuadratura X"q. Para los

turbogeneradores $X_d'' \approx X_q''$ y los rangos de valores dados en la tabla 3 para X"d pueden ser usados para X_{g2} así como para X_{g1}.

La reactancia de secuencia cero de un generador varía con el grado de separación de los dientes del devanado de armadura y es usualmente del 10 al 70% de X"d como se puede observar en la tabla 1.6 para turbogeneradores. Nótese que esos valores no incluyen la Z_N que pueda deliberadamente ser insertada entre el neutro y la tierra de un generador conectado en Y. Como se muestra en la figura 1.13, Z_N (impedancia del neutro) es independiente de la impedancia de secuencia cero del generador (Zog). Para tener en cuenta la presencia de la impedancia del neutro debe aparecer $3Z_N$ en el circuito de secuencia equivalente.

En la myoría de los sistemas existen 1 o más transformadores entre el circuito de distribución y el generador. Si no hay forma de que el circuito de distribución pueda ser suministrado excepto a través de un transformador con un devanado principal conectado en Δ (como es usualmente el caso) Z_{go} no tiene efecto sobre la Z_0 vista por una falla del sistema de distribución. (véase tabla 1.6).

1.3.3 *Construcción de los circuitos de secuencia.*

La impedancia de un circuito en el cual sólamente las corrientes de secuencia positiva están circulando es llamada impedancia de secuencia positiva y similarmente, aquellos en los cuales solo las corrientes de secuencia negativa y cero fluyen son llamadas impedancias de secuencia negativa y cero respectivamente. Estas impedancias de secuencia son designadas como Z_1, Z_2 y Z_0 respectivamente y se usan en los cálculos que involucran componentes simétricas. Como los generadores son diseñados para suministrar voltajes balanceados, los voltajes generados son de secuencia positiva solamente. Por tanto, el circuito de secuencia positiva está compuesto de una fuente fem en serie con una impedancia de secuencia positiva. Los circuitos de secuencia negativa y cero no contienen fem y solamente incluyen impedancias al flujo de corrientes de secuencia negativa y cero respectivamente, como se puede ver en la figura 1.14.

Las impedancias de secuencia positiva y negativa de circuitos de líneas aéreas son idénticas, así como en los cables subterráneos con fases independientes si los voltajes aplicados son balanceados. Las impedancias de secuencia cero difieren de las impedancias de secuencia positiva y negativa ya que el campo magnético que crea las corrientes de secuencia positiva y negativa es diferente del que crea las corrienetes de secuencia cero.

Cuando no se tiene información detallada se pueden utilizar las siguientes relaciones:

Para una línea monofásica sin cable de tierra: $Z_0/Z_1 = 2$. **(1.41)**

Para una línea monofásica con cable de tierra: $Z_0/Z_1 = 3.5$. **(1.42)**

Para una línea de doble circuito: $Z_0/Z_1 = 5.5$. **(1.43)**

Para cables subterráneos de núcleo simple: $Z_0/Z_1 = 1 \text{ a } 1.25$. **(1.44)**

Para cables subterráneos de tres núcleos: $Z_0/Z_1 = 3 \text{ a } 5$. **(1.45)**

Para transformadores, las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales ($Z_1 = Z_2$) puesto que en circuitos estáticos esas impedancias son independientes del orden de las fases, teniendo en cuenta que los voltajes aplicados son balanceados. La impedancia de secuencia cero es como las otras dos impedancias, o es infinita, dependiendo de las conexiones del transformador. La resistencia de los devanados es mucho más pequeña y puede por lo general ignorarse en cálculos de cortocircuito.

Cuando se modelan generadores y motores pequeños puede ser necesario tener en cuenta la resistencia. Sin embargo, para la mayoría de los estudios solo se usan las reactancias de las máquinas síncronas. Los tres valores de reactancia positiva son normalmente citados (reactancia subtransitoria X"d, reactancia transitoria X'd y reactancia síncrona Xd).

En estudios de fallas X"d y X'd de generadores y de motores deben ser incluidas como apropiadas, dependiendo de las caraterísticas de la máquina y del tiempo de despeje de la falla. X"d es una reactancia aplicable en el comienzo de la ocurrencia de la falla. En 0.1 s el nivel de falla cae a un valor determinado por X'd y luego decae exponencialmente a un valor de estado estable determinado por Xd. Las reactancias típicas para máquinas síncronas trifásicas están dadas en p.u. en la tabla 1.6.

TABLA 1.6. Reactancias p.u. típicas para máquinas síncronas trifásicas.

Tipo de máquina		X_d''	X_d'	X_d	X_2	X_0
Turbogenerador	2 Polos	0.09	0.15	1.20	0.09	0.03
	4 Polos	0.14	0.22	1.70	0.14	0.07
Generador de polos salientes	Con amortiguador	0.20	0.30	1.25	0.20	0.18
	Sin amortiguador	0.28	0.30	1.20	0.35	0.12

X_d'' : Reactancia subtransitoria.

X_d' : Reactancia transitoria.

X_d : Reactancia síncrona.

X_2 : Reactancia de secuencia negativa.

X_0 : Reactancia de secuencia cero.

Al conectar los circuitos de secuencia juntos, la barra de referencia para los circuitos de secuencia positiva y negativa es el neutro del generador el cual, en estos circuitos, está al potencial de tierra, así que solamente las corrientes de secuencia cero fluyen a través de las impedancias entre el neutro y la tierra. La barra de referencia

para los circuitos de secuencia cero es el punto tierra del generador. Las corrientes que fluyen en la impedancia Z_n entre el neutro y la tierra es 3 veces la corriente de secuencia cero. La figura 1.14 ilustra los circuitos de secuencia para un generador síncrono.

El circuito de secuencia cero lleva solamente corriente de secuencia cero en una fase, la cual tiene una impedancia de:

$$Z_0 = 3Z_n + Z_{g0} \quad \textbf{(1.46)}$$

Las componentes de voltaje y de corriente para cada fase son obtenidas de las ecuaciones dadas por los circuitos de secuencia. Las ecuaciones para las componentes de voltaje, correspondientes a la fase ***a*** del sistema, son obtenidas del punto ***a*** de la fase ***a*** relativa al barraje de referencia, y puede ser deducida de la figura 1.14 como sigue:

$$V_{a1} = E_{a1} - I_{a1}Z_1 \quad \rightarrow \quad V_{a1} = E_a - I_{a1}Z_1 \quad \textbf{(1.47)}$$

$$V_{a2} = E_{a2} - I_{a2}Z_2 \quad \rightarrow \quad V_{a2} = -I_{a2}Z_2 \quad \textbf{(1.48)}$$

$$V_{a0} = E_{a0} - I_{a0}Z_0 \quad \rightarrow \quad V_{a0} = -I_{a0}Z_0 = -I_{a0}(3Z_n + Z_{g0}) \quad \textbf{(1.49)}$$

Donde:

E_a : Voltaje a tierra en vacío del circuito de secuencia positiva.

Z_1 : Impedancia de secuencia positiva del generador.

Z_2 : Impedancia de secuencia negativa del generador.

Z_0 : Impedancia de secuencia cero del generador (Z_{g0}) más tres veces la impedancia a tierra.

Para voltajes balanceados del generador: $E_{a2} = E_{a0} = 0$ y $E_{a1} = E_a$.

Para grupos turbina - generador y máquinas de polos salientes $Z_2 = Z_1$ subtransitorio.

Z_0 está dado por la ecuación 1.46.

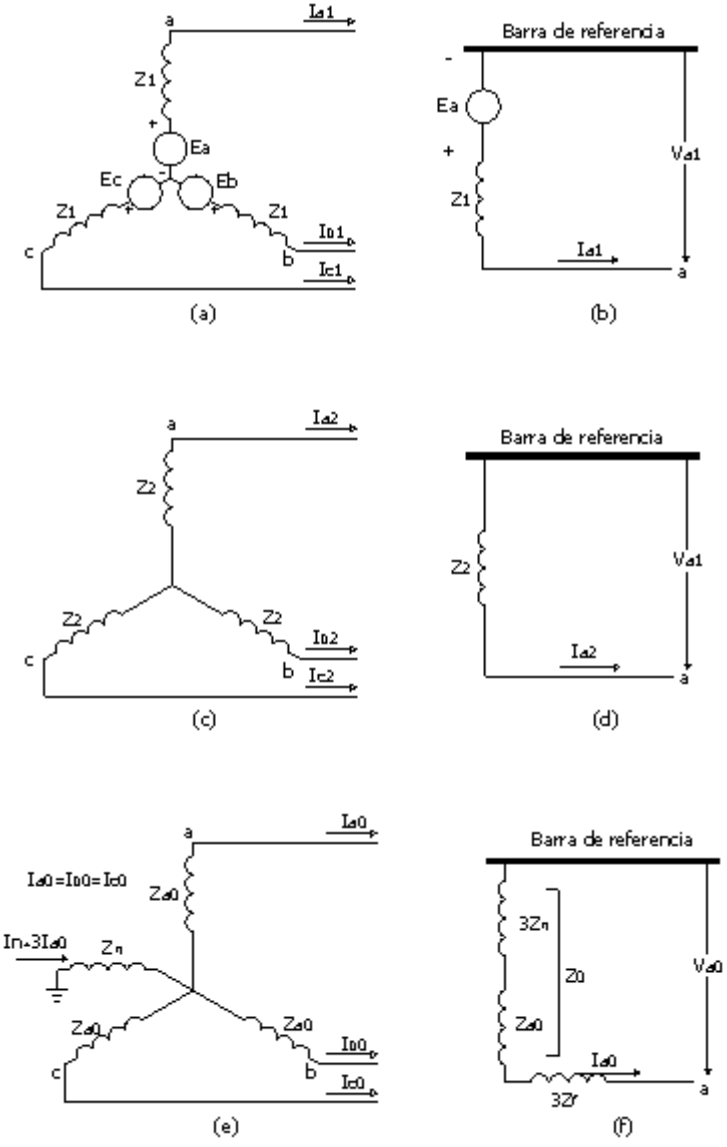


FIGURA 1.14 **Circuitos equivalentes y flujos de corriente para un generador síncrono.**

Las ecuaciones anteriores pueden ser aplicadas a cualquier generador que lleva corrientes desbalanceadas y son el punto de arranque para cálculos de cualquier tipo de falla. El mismo modelo puede usarse con sistemas de potencia equivalentes o aplicado a generadores cargados, E_a es el voltaje tras la reactancia antes de que ocurra la falla.

1.3.4 *Cálculo de fallas asimétricas usando componentes simétricas.*

Los circuitos de secuencia positva, negativa y cero que llevan las corrientes I_1, I_2 e I_0 respectivamente, son conectados juntos en un arreglo particular para representar una condición dada de falla desbalanceada. Consecuentemente, para calcular los niveles de falla usando el método de componentes simétricas, es esencial determinar las impedancias individuales de secuencia y combinarlas para construir los circuitos de secuencia correctos. Luego, para cada tipo de falla, la combinación adecuada de circuitos de secuencia es realizada para obtener las relaciones entre voltajes y corrientes de falla.

1.3.4.1 *Fallas línea - tierra.*

La figura 1.15 muestra el circuito donde se incluye la impedancia de la falla Z_f desde la fase ***a*** a tierra.

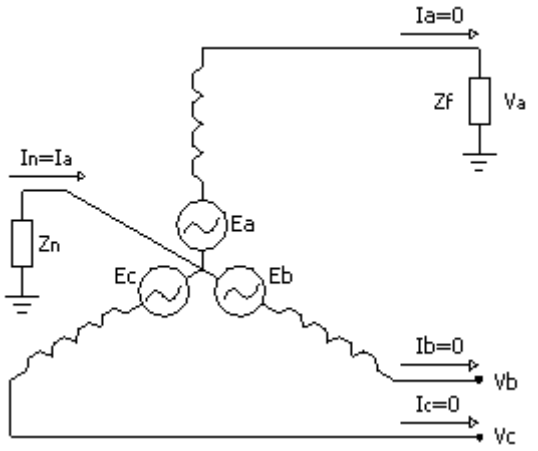


FIGURA 1.15 Representación de una falla línea - tierra.

Las condiciones en los terminales del generador para una falla línea - tierra mediante una impedancia Z_f son representadas por:

$$I_b = 0; \quad I_c = 0; \quad V_a = I_a Z_f \quad \text{y} \quad V_a = 0 \quad \text{si} \quad Z_f = 0 \text{ (Falla sólida)} \tag{1.50}$$

En base a estos valores se puede deducir facilmente las componentes simétricas de la corriente de falla. Las componentes simétricas de las corrientes de fase son:

$$I_{a1} = \frac{I_a + aI_b + a^2 I_c}{3} = \frac{I_a}{3}, \quad I_{a2} = \frac{I_a + a^2 I_b + aI_c}{3} = \frac{I_a}{3}, \quad I_{a0} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} = \frac{I_a}{3}$$

por lo tanto, $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$ y como $V_a = I_a Z_f$ y $V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$,

se encuentra usando las ecuaciones 1.56 a 1.58,

$I_a Z_f = E_a - I_{a1} Z_1 - I_{a2} Z_2 - I_{a0}(3Z_n + Z_{e0})$ y como $I_a = 3I_{a1}$ e $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$

entonces:

$3I_{a1} Z_f = E_s - I_{a1} Z_1 - I_{a1} Z_2 - I_{a1}(3Z_n + Z_{e0})$

se llega a: $I_{a1} = \dfrac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_{e0} + 3Z_n + 3Z_f}$ **(1.51)**

En la figura 1.15 se ilustra que la corriente de la fase ***a*** debido a la falla es igual a la corriente en el neutro del generador ya que está solamente es la trayectoria de retorno.

Como $I_a = 3I_{a1}$ e $I_n = 3I_{a0} = 3I_{a1}$ la corriente de falla I_f es:

$$I_f = I_a = I_n = \frac{3E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_{e0} + 3Z_n + 3Z_f} \tag{1.52}$$

y como $Z_0 = Z_{e0} + 3Z_n$,

entonces:

$$I_a = \frac{3E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \tag{1.53}$$

Por lo tanto, los circuitos de secuencia serán conectados en serie como lo indica la figura 1.16.

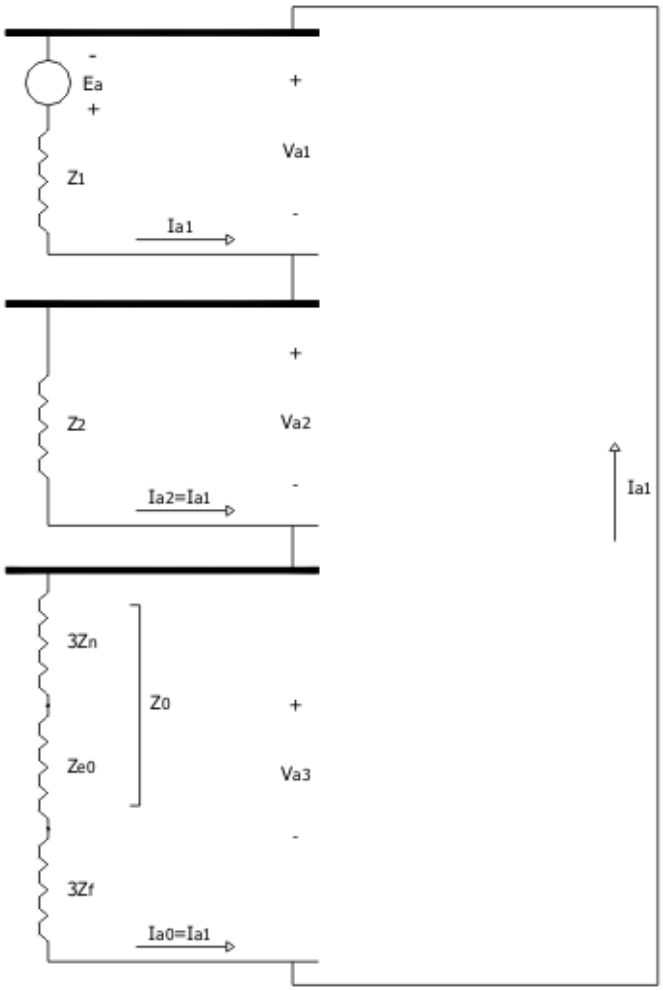


FIGURA 1.16 Circuitos de secuencia para fallas asimétricas fase-tierra.

Sí la falla es sólida a tierra $Z_f = 0$ y $V_a = 0$, por lo que:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad \textbf{(1.54)}$$

$$I_a = \frac{3E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad \textbf{(1.55)}$$

Las condiciones de corriente y voltaje son las mismas que cuando se considera una falla de circuito abierto en las fases ***b*** y ***c***, y así el tratamiento y conexión de los circuitos de secuencia serán similares.

1.3.4.2 *Fallas línea - línea.*

Las condiciones para una falla entre las líneas ***b*** y ***c*** son representadas por las ecuaciones:

$$I_a = 0; \quad I_b = -I_c; \quad \mathrm{V}_b = I_b Z_f + V_c \quad \textbf{(1.56)}$$

Igualmente puede demostrarse mediante un procedimiento similar que:

$$I_{a0} = 0; \quad I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_f} = -I_{a2} \quad \textbf{(1.57)}$$

Si la falla es sólida, entonces $Z_f = 0$ y $V_b = V_c$, por lo que $I_{a1} = \dfrac{E_a}{Z_1 + Z_2} = -I_{a2}$ **(1.58)**

Para este caso, sin la corriente de secuencia cero, el circuito de secuencia cero no está involucrado y el circuito general de secuencia está compuesto por los circuitos de secuencia positiva y negativa en paralelo como se indica en la figura 1.17.

El valor rms de la corriente simétrica AC de fase de estado estable que fluye en la falla es.

$$I = \pm j\frac{\sqrt{3}V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \quad \textbf{(1.59)}$$

donde V_f es el valor rms del voltaje AC a tierra de estado estable en la falla antes de que ocurriera la falla y Z_f es la impedancia de la falla.

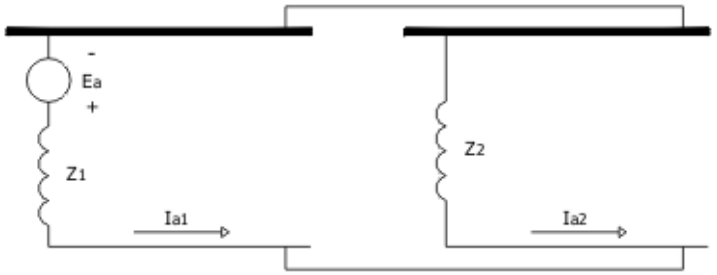


FIGURA 1.17 Circuito de secuencia para fallas asimétricas fase-fase sólidas.

1.3.4.3 *Falla línea - línea - tierra.*

Las condiciones para una falla entre las líneas b y c y tierra son representadas por las ecuaciones:

$$I_a = 0, \quad V_b = 0 \tag{1.60}$$

Los circuitos de secuencia son conectados en paralelo como se indica en la figura 1.18.

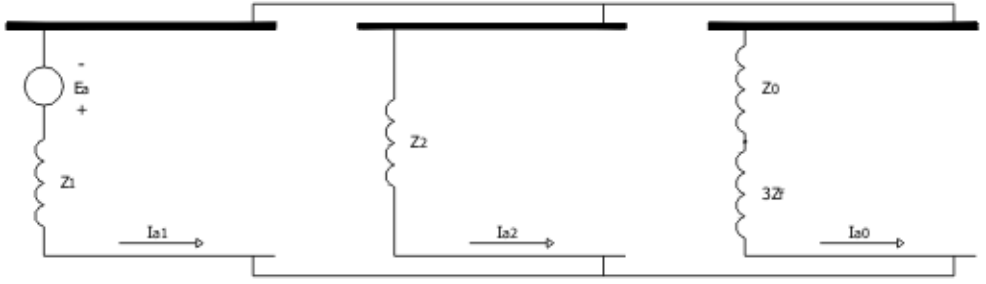


FIGURA 1.18 Circuitos de secuencia para fallas asimétricas fase-fase-tierra.

Del circuito se deduce:

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + \dfrac{(Z_0 + 3Z_f)Z_2}{Z_0 + 3Z_f + Z_2}} = \frac{E_a(Z_0 + Z_2 + 3Z_f)}{Z_1Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)} \quad \textbf{(1.61)}$$

Sí la falla es sólida a tierra, $Z_f = 0$ por lo que:

$$I_{a1} = \frac{E_a(Z_0 + Z_2)}{Z_1Z_2 + Z_0(Z_1 + Z_2)} \quad \textbf{(1.62)}$$

El valor rms de la corriente de fase AC simétrica de estado estable que fluye en la falla es:

$$I = -j\sqrt{3}V_f \quad \frac{Z_0 - aZ_2 + 3Z_f}{Z_1Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)} \quad \textbf{(1.63)}$$

Y en las otras fases asociadas con esta falla:

$$I = +j\sqrt{3}V_f \quad \frac{Z_0 - a^2Z_2 + 3Z_f}{Z_1Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)} \quad \textbf{(1.64)}$$

Para fallas trifásicas se puede demostrar que:

$$I = \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \quad \textbf{(1.65)}$$

1.3.5 *Impedancias fuente*.

Es la impedancia vista hacia atrás (por la falla) en el sistema de suministro de un circuito de potencia o de distribución. Dependiendo de la información disponible, existen varios métodos para encontrar la impedancia fuente.

1.3.5.1 *Método A*.

En casos donde el sistema de distribución es alimentado mediante un sistema de transmisión radial simple con un generador en el otro extremo, la impedancia fuente se puede calcular usando el sistema p.u. donde la impedancia de secuencia positiva de la fuente es la suma de las impedancias de secuencia positiva de todos los componentes del sistema desde la barra de la subestación de distribución de bajo voltaje aguas arriba incluyendo el generador. Las impedancias de secuencia negativa se encuentran de igual forma. La impedancia fuente de secuencia cero

usualmente no es la suma de las impedancias de secuencia cero de los componentes a causa del efecto de las conexiones de los transformadores.

1.3.5.2 *Método B.*

Del estudio de cortocircuito del sistema de transmisión, se pueden obtener los valores p.u. de la corriente de falla para una falla trifásica ($I_{f\ 3\phi}$), una falla línea - línea ($I_{f\ \mathrm{LL}}$) y una falla línea - tierra ($I_{f\ \mathrm{LG}}$) en la barra de alto voltaje de una subestación de distribución. Luego, las impedancias fuente en el barra de alto voltaje pueden encontrarse así:

$$Z_{s1} = \frac{V}{I_{f\ 3\phi}} - Z_f \tag{1.66}$$

$$Z_{s2} = \frac{j\sqrt{3}V}{I_{f\ \mathrm{LL}}} - Z_{s1} - Z_f \tag{1.67}$$

$$Z_{s0} = \frac{3V}{I_{f\ \mathrm{LG}}} - Z_{s1} - Z_{s2} - Z_f \tag{1.68}$$

Donde Z_{s1}, Z_{s2}, Z_{s3} son las impedancias fuente de secuencia en la barra de alto voltaje y Z_f es la impedancia de la falla en el estudio de cortocircuito. Usualmente, solo las fallas sólidas son calculadas en estudios de fallas de sistemas de transmisión y por tanto $Z_f = 0$. También es común calcular solo las fallas trifásicas y las fallas línea - tierra. si solo existen los valores de falla disponibles, entonces:

$$Z_{s1} = \frac{V}{I_{f\ 3\phi}} \tag{1.69}$$

$$Z_{s2} = Z_{s1} \tag{1.70}$$

$$Z_{s0} = \frac{3V}{I_{f\ \mathrm{LG}}} - 2Z_{s1} \tag{1.71}$$

1.3.5.3 *Método C.*

Usado cuando solo se conocen los kVA de la falla trifásica disponible en la barra de alto voltaje. En este caso, se calcula un valor para la magnitud de Z_{s1} convirtiendo los kVA de falla a la magnitud de la corriente

de falla p.u. y por tanto, se usa la ecuación 1.68 asumiendo un voltaje nominal del sistema si el valor real de V en la barra de alto voltaje es desconocido. O la magnitud p.u. de Z_{s1} puede encontrarse directamente de:

$$|Z_{s1}| = \frac{V^2}{kVA \text{ falla } 3\phi / kVA \text{ base}} = \frac{V^2}{kVA \text{ falla } 3\phi \text{ p.u.}} \quad \textbf{(1.72)}$$

1.3.5.4 *Método D.*

Si se conoce la matriz de Z barra, cada generador es representado por un voltaje constante en serie con la reactancia de la máquina (X"d o X'd), las conexiones shunt (capacitores a tierra) son ignoradas, todos los transformadores se ajustan en su tap nominal y se toma la tierra como referencia. En la matriz de Z barra los elementos de la diagonal son impedancias vistas desde cada barra hacia la parte de atrás del sistema. Si la barra de alto voltaje de una subestación de distribución está representada en la matriz Z barra, luego los elementos de la diagonal que corresponden a la barra de alto voltaje en la Z barra de secuencia positiva son los valores deseados de Z_{s1}. Los elementos de la diagonal de la Z barra de secuencia cero son los valores deseados de Z_{s0}.

Al igual que en el método B, los valores deben luego ser combinados apropiadamente con las impedancias de secuencia p.u. del transformador de la subestación, para producir las impedancias fuente de secuencia en la barra de bajo voltaje de la subestación.

1.3.6 *Impedancia de la falla* Z_f.

En la aplicación de equipo de protección de sobrecorriente en sistemas de distribución es importante conocer los niveles de corriente máximo y mínimo de corriente de falla. Valores de Z_f entre 5 y 40Ω son usado para encontrar los niveles mínimos de corriente de falla dependiendo de la resistividad promedio de la tierra.

1.3.7 *Impedancias equivalentes para un sistema de potencia.*

Cuando es necesario estudiar el efecto de cualquier cambio en el sistema de potencia, el sistema debe primero que todo ser representado por sus impedancias de secuencia correspondientes, las impedancias de secuencia positiva y negativa pueden ser calculadas directamente de:

$$Z = \frac{V^2}{P} \quad \textbf{(1.73)}$$

Donde:

Z: Impedancias equivalentes de secuencia positiva y negativa.
V: Voltaje nominal fase - fase.
P: Potencia trifásica de cortocircuito.

El equivalente de secuencia cero de un sistema puede derivarse de las expresiones de componentes de secuencia referidas a una falla monofásica.

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} = \frac{V_{LN}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad \textbf{(1.74)}$$

donde V_{LN}: Voltaje línea - neutro.

Para líneas y cables las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales. Así, sobre la base de que las impedancias del generador no son equivalentes en la mayoría de los estudios de fallas en redes de distribución, puede asumirse que en general $Z_1 = Z_2$, lo que simplifica los cálculos.

Así, la ecuación anterior se reduce a:

$$I_a = 3I_{a0} = \frac{3V_{LN}}{2Z_1 + Z_0} \quad \textbf{(1.75)}$$

donde:

$$Z_0 = \frac{3V_{LN}}{I_a} - 2Z_1 \quad \textbf{(1.76)}$$

1.4 *EL SISTEMA POR UNIDAD [P.U.].*

Los cálculos de sistemas de potencia que involucran dos o mas niveles de voltaje son simplificados mediante el sistema p.u. Algunas de las razones son las siguientes:

1. Cuando un elemento de circuito en un sistema con muchos niveles de voltaje, tales como líneas de transmisión, tienen su impedancia expresada en Ω, el valor de la impedancia óhmica cambiará a medida que el punto de la línea es cambiado de un lado del transformador al otro. El problema que se presenta al desarrollar un circuito equivalente de un sistema de unidades reales es el de seleccionar e identificar un voltaje de referencia y expresar todos los elementos de impedancias en Ω visualizados desde el nivel de voltaje de referencia. Cuando las impedancias son expresadas en pu sobre la base apropiada, esta problema es eliminado. La impedancia pu de la línea vista desde un lado del transformador es la misma que se visualiza desde el otro lado.

2. Las impedancias pu de máquinas del mismo tipo y con valores nominales muy diferentes, usualmente están dentro de rangos muy estrechos, mientras que sus valores óhmicos pueden significativamente ser diferentes.
3. Los fabricantes usualmente especifican las impedancias de los equipos en % o en pu sobre la base de los valores nominales de la placa de características.

Las impedancias expresadas en pu sobre una base definida pueden ser combinadas directamente sin reparar en cuantos niveles de voltaje existen desde la fuente hasta la falla. Para obtener esto, un voltaje base en cada nivel de voltaje debe expresarse de acuerdo a las relaciones de transformación de los transformadores interconectados. La relación es la siguiente:

$$\text{Cantidad en pu} = \frac{\text{Cantidad real}}{\text{Cantidad base}} \tag{1.77}$$

Usualmente se selecciona un valor conveniente para la potencia base aparente en kVA, y un voltaje base a un nivel determinado es también seleccionado para emparejar el volataje nominal del transformador a ese nivel. Los voltajes base a otros niveles son luego determinados por las relaciones de transformación de los transformadores. Las corrientes base y las impedancias base en cada nivel son luego obtenidas por relaciones normales.

Considerar la ecuación simple $E = IZ$, dividiendo ambos lados de la ecuación por la misma cantidad E_{base}, luego:

$$\frac{E}{E_{base}} = \frac{IZ}{E_{base}}$$

Definiendo una corriente base I_{base} y una impedancia base Z_{base}, sujeto a la condición:

$$E_{base} = I_{base} \times Z_{base} \tag{1.78}$$

luego, $\dfrac{E}{E_{base}} = \dfrac{IZ}{I_{base}\ Z_{base}}$

Finalmente, las siguientes cantidades en pu son definidas:

$$E_{pu} = \frac{E}{E_{base}} \qquad I_{pu} = \frac{I}{I_{base}} \qquad Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}} \tag{1.79}$$

y como $E_{pu} = I_{pu}\ Z_{pu}$.

Considerando ahora la ecuación de potencia $VA = EI$ y definiendo a $(VA)_{base}$ como la potencia base en Voltamperios así:

$$(VA)_{base} = E_{base}\, I_{base} \tag{1.80}$$

$$\frac{VA}{(VA)_{base}} = \frac{E}{E_{base}}\frac{I}{I_{base}}$$

Finalmente, la potencia $(VA)_{pu}$ se define como:

$$(VA)_{pu} = \frac{VA}{(VA)_{base}} \tag{1.81}$$

y por lo tanto $(VA)_{pu} = E_{pu} \times I_{pu}$

El voltaje, la corriente, la potencia y la impedancia son relacionadas por las ecuaciones 1.78 y 1.80 y la selección de los valores base de dos cantidades determina los valores base de las otras dos. Usualmente la potencia base kVA y el voltaje base en kV, son las cantidades seleccionadas para especificar la base. En este caso, las ecuaciones 1.79 y 1.81 llegan a ser:

$$1000E_{base} = I_{base}\, Z_{base} \tag{1.82}$$

$$(kVA)_{base} = E_{base}\, I_{base} \tag{1.83}$$

Donde:

E_{base} : Voltaje base en kV.

I_{base} : Corriente base en A.

Z_{base} : Impedancia base en Ω.

$(kVA)_{base}$: Potencia base en kVA.

Similarmente, las definiciones pu de las ecuaciones 1.79 y 1.81 llegan a ser.

$$E_{pu} = \frac{E}{E_{base}} \qquad I_{pu} = \frac{I}{I_{base}} \qquad Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}} \qquad (kVA)_{pu} = \frac{kVA}{(kVA)_{base}} \tag{1.84}$$

Las ecuaciones 1.84 son expresiones generales aplicables en la conversión de los cálculos en pu. Las ecuaciones 1.82 y 1.83 se aplican solo a sistemas monofásicos.

Para sistemas monofásicos o sistemas trifásicos donde la corriente de línea, el voltaje línea neutro y los kVA por fase son usados, las fórmulas que relacionan las diferentes cantidades base son facilmente obtenidas.

Cálculo para sistemas monofásicos.

$(kVA)_{base}$: Potencia base en kVA por fase ó potencia base monofásica en kVA.

E_{base} : Voltaje base línea - neutro ó voltaje base monofásico en kV.

$$\left.\begin{aligned} I_{base} &= \frac{(kVA)_{base}}{E_{base}} = \text{Corriente base de la línea en Amperios} \\ Z_{base} &= \frac{1000E_{base}^2}{(kVA)_{base}} = \text{Impedancia base en } \Omega \end{aligned}\right\} \quad \textbf{(1.85)}$$

Cálculo para sistemas trifásicos.

$(kVA)_{base}$: Potencia base trifásica en kVA.

E_{base} : Voltaje base línea - línea en kV.

$$\left.\begin{aligned} I_{base} &= \frac{(kVA)_{base}}{\sqrt{3}\ E_{base}} = \text{Corriente base de la línea en Amperios} \\ Z_{base} &= \frac{1000E_{base}^2}{(kVA)_{base}} = \text{Impedancia base en } \Omega \end{aligned}\right\} \quad \textbf{(1.86)}$$

Una vez que las cantidades base han sido seleccionadas y luego las cantidades pu han sido obtenidas de las ecuaciones 1.84, mientras que las unidades para E, I, Z y kVA en el cálculo de sistemas trifásicos son kV línea - línea, A, Ω , y kVA trifásicos respectivamente.

La impedancia de elementos individuales de sistemas de potencia son usualmente obtenidos en formas que requieren conversión a bases adecuadas para el cálculo en pu. Las impedancias de los cables se expresan generalmente en Ω y la conversión a pu usando las relaciones indicadas conduce a las siguiente fórmula:

$$Z_{pu} = \frac{\text{Impedancia real en } \Omega \times (kVA)_{base}}{(\text{Voltaje base en kV})^2 \times 1000} = \frac{Z(kVA)_{base}}{1000E_{base}^2} \quad \textbf{(1.87)}$$

donde la base puede ser el voltaje línea - neutro y los kVA monofásicos ó el voltaje línea - línea y los kVA totales trifásicos.

Para cambiar la impedancia pu sobre una base dada a una impedancia pu sobre una base nueva, se aplica la siguiente fórmula:

$$Z_{pu\ \text{(nueva)}} = Z_{pu\ \text{(vieja)}} \left[\frac{(kV)_{base\ \text{(viejo)}}}{(kV)_{base\ \text{(nuevo)}}}\right]^2 \times \left[\frac{(kVA)_{base\ \text{(nueva)}}}{(kVA)_{base\ \text{(vieja)}}}\right] \quad \textbf{(1.88)}$$

Como se anotó anteriormente, una ventaja del método pu es obtenida cuando el voltaje base y los $(kVA)_{base}$ son seleccionados en los dos lados de un transformador. Cuando los $(kVA)_{base}$ son idénticos y los voltajes base son seleccionados con la relación de transformación de voltaje línea - línea (la cual es la misma relación de vueltas del tarnsformador con conexiones $\Delta - \Delta$, $Y - Y$), luego el valor pu de una impedancia en un lado del transformador no cambiará cuando se mire desde el otro lado. Esto puede verificarse considerando un transformador monofásico ideal (impedancia cero) alimentando una carga de impedancia Z (véase figura 1.19).

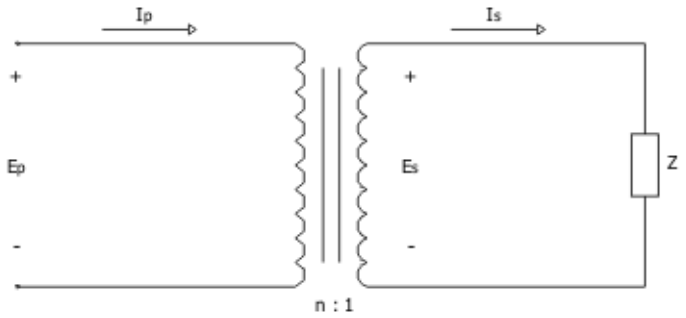


FIGURA 1.19 **Transformador monofásico ideal.**

Si n es la relación de vueltas del transformador; E_p y E_s son los voltajes primario y secundario en kV respectivamente; I_p e I_s son las corrientes primaria y secundaria en A respectivamente. Z es la impedancia de carga en Ω, luego las siguientes relaciones pueden escribirse:

$$\left.\begin{aligned} E_p = nE_s\ ;\ I_p = \frac{1}{n}I_s\ ;\ \mathrm{E}_P I_p = E_s I_s\ ;\ E_s = I_s Z \\ \frac{E_p}{I_p} = n^2\frac{E_s}{I_s} = n^2 Z\ ; \qquad \text{Z vista desde el primario} = n^2 Z \end{aligned}\right\} \tag{1.89}$$

Ahora, seleccionando la misma potencia base $(kVA)_{base}$ para ambos lados del transformador y por lo tanto, los voltajes $E_{p\ \text{base}}$ y $E_{s\ \text{base}}$ están relacionados por:

$$E_{p\ \text{base}} = nE_{s\ \text{base}} \tag{1.90}$$

Luego, las impedancias base son (de las ecuaciones 1.86).

$$Z_{p\ \text{base}} = \frac{1000E^2_{p\ \text{base}}}{(kVA)_{base}} \tag{1.91}$$

$$\text{y } Z_{s\ \text{base}} = \frac{1000E^2_{s\ \text{base}}}{(kVA)_{base}} = \frac{1000\left(\frac{E_{P\ \text{base}}}{n}\right)^2}{(kVA)_{base}} \tag{1.92}$$

Usando la ecuación 1.91, el valor pu de la impedancia de carga vista desde el secundario es:

$$Z_{pu}\ \text{vista desde el secundario} = \frac{Z}{Z_{s\ \text{base}}} = Z\frac{n^2(kVA)_{base}}{1000E^2_{p\ \text{base}}} \tag{1.93}$$

y de las ecuaciones 1.88 y 1.90, el valor pu de Z visto desde el primario es:

$$Z_{pu}\ \text{vista desde el primario} = \frac{Z\ \text{vista desde le primario}}{Z_{p\ \text{base}}} = \frac{n^2 Z}{Z_{p\ \text{base}}} = \frac{Zn^2(kVA)_{base}}{1000E^2_{p\ \text{base}}} \tag{1.94}$$

$$Z_{pu}\ \text{vista desde el primario} = Z_{pu}\ \text{vista desde el secundario}$$

Por lo tanto, para la selección adecuada del voltaje base y de la potencia base, el valor pu de una impedancia en un lado de un transformador puede usarse directamente en el otro lado.

Las impedancias de los transformadores están normalmente dadas en % de la potencia nominal en kVA de un transformador autorefrigerado y son convertidas uasando la siguiente fórmula:

$$Z_{pu} = \frac{\%Z \ (kVA)_{base}}{(kVA)_{nominal} \times 100} \tag{1.95}$$

La reactancia de un motor puede obtenerse de las tablas que resultan de dividir las reactancias pu sobre la potencia nominal en kVA y son convertidas usando la siguiente fórmula:

$$X_{pu} = \frac{\text{Reactancia pu (kVA)}_{base}}{(kVA)_{nominal}} \tag{1.96}$$

1.5 *PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL CÁLCULO DE FALLOS.*

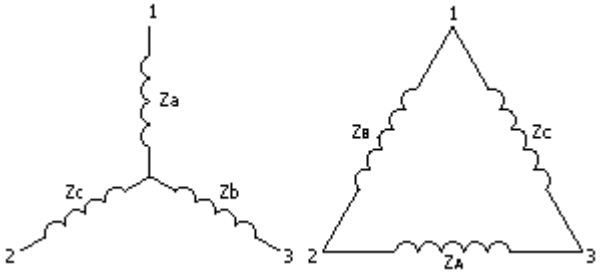
El procedimiento general para redes radiales contiene los siguientes pasos:

1. Dibujar el diagrama unifilar del circuito con todos sus elementos.

   a) Identificar en el diagrama los puntos en los cuales las corrientes de falla van a ser calculadas.
   b) Identificar los diferentes tipos de circuitos aéreos y de cables subterráneos usados.
   c) Para cada sección de línea escribir sobre el diagrama del circuito el tipo de sección y su longitud en metros.

2. Calcular las impedancias fuente de secuencia.
3. Determinar las impedancias de secuencia de las secciones de línea para cada tipo en Ω/km.
4. Determinar las impedancias de secuencia de las secciones de las líneas en Ω multiplicando las impedancias encontradas en el punto 3 por su longitud en km.
5. Seleccionar la impedancia de la falla.
6. Calcular las impedancias totales en el punto de falla, sumando todas las impedancias de secuencia positiva en serie (calculadas en el punto 4) de todas las secciones que conectan el punto de falla con la fuente, incluyendo la impedancia fuente (determinada en el punto 2). Repetir el proceso para las impedancias de secuencia negativa y cero recordadndo que $Z_1 = Z_2$ para las secciones de línea. La impedancia equivalente de impedancias separadas en paralelo es el recíproco de la suma de los recíprocos de las impedancias separadas. Las impedancias que forman una cofiguración Y o Δ pueden convertirse por medio de las fórmulas que acompañan la figura 1.20.

7. Encontrar las corrientes de falla simétricas: trifásica, línea - línea, línea - línea - tierra, línea - tierra y en las otras fases asociadas con la falla.
8. Calcular la corriente de falla asimétrica en el punto de la falla para cada tipo de falla, para lo cual es necesario:
   - Calcular la impedancia equivalente Z_e de las ecuaciones 1.53, 1.60, 1.64, y 1.65..
   - Calcular la relación X/R de Z_e: $\frac{X}{R} = \frac{I_m(Z_e)}{R_e(Z_e)}$.
   - De las figuras 1.6 y 1.7 o usando la realción 1.11, encontrar la relación de asimetría correspondiente a este valor X/R, para lo cual es necesario conocer el tiempo de apertura de contactos del interruptor y la proximidad de la falla al generador.
   - Calcular el valor rms del primer ciclo de la corriente asimétrica de falla multiplicando la corriente simétrica de falla calculada en el paso 7) por la relación de asimetría.



Conversión Δ - Y

$$Z_a = \frac{Z_B Z_C}{Z_A + Z_B + Z_C}$$

$$Z_b = \frac{Z_A Z_C}{Z_A + Z_B + Z_C}$$

$$Z_c = \frac{Z_A Z_B}{Z_A + Z_B + Z_C}$$

Conversión Y - Δ

$$Z_A = \frac{Z_b Z_c}{Z_a} + Z_b + Z_c$$

$$Z_B = \frac{Z_a Z_c}{Z_b} + Z_a + Z_c$$

$$Z_C = \frac{Z_a Z_b}{Z_c} + Z_a + Z_b$$

FIGURA 1.20 **Configuraciones Y y Δ.**

9. Registrar los resultados de corrientes de falla sobre el diagrama del circuito así:

1	2
3	

1. Corriente simétrica mínima de falla en A rms.

2. Corriente simétrica máxima de falla en A rms.

3. Corriente asimétrica máxima de falla en A rms.

10. Luego se calcula la capacidad de interrupción asimétrica así:

$$\text{Capacidad de interrupción asimétrica en kA} = \frac{\text{MVA de interrupción nominal}}{\sqrt{3} \times \text{kV operación}} \quad \textbf{(1.97)}$$

También se calcula la capacidad de interrupción simétrica así:

$$\text{Capacidad de interrupción simétrica en kA} = \frac{I_{SC\ \text{nominal}} \times E_{max\ \text{nominal}}}{E_{\text{operación}}} \quad \textbf{(1.98)}$$

y se comparan con las capacidades de interrupción de los dispositivos de interrupción (interruptores automáticos, restauradores, fusibles, etc).

11. Determinar las corrientes de cortocircuito para los relevadores de tiempo diferido (corriente de cortocircuito después de 6 ciclos de iniciada la falla para lo cual se emplearía la reactancia transitoria del generador).

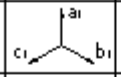
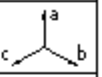
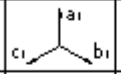
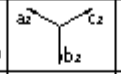
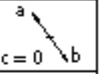
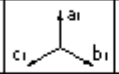
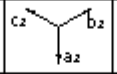
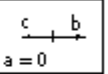
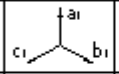
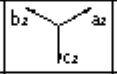
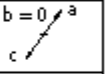
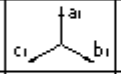
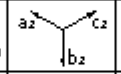
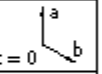
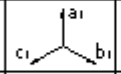
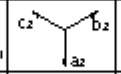
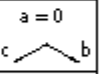
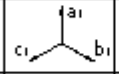
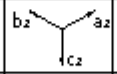
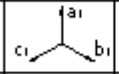
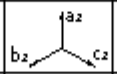
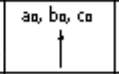
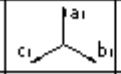
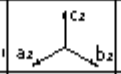
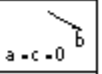
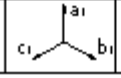
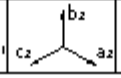
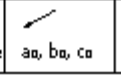
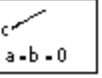
12. Se repiten los pasos 6 a 11 para cada punto de falla seleccionado (generalmente puntos donde van a quedar dispositivos de interrupción como interruptores automáticos y fusibles).

1.6 *SUMINISTRO DE SEÑALES A LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.*

En presencia de una falla, los transformadores de corriente suministran una corriente proporcional a la corriente de falla al equipo de protección sin diferenciar entre magnitudes vectoriales de las componentes de secuencia. Por lo tanto, en la mayoría de los casos, los relevadores operan sobre las bases de los valores correspondientes de corrientes y/o voltajes de falla sin hacer caso de los valores de las componentes de secuencia. Es importante enfatizar que, dado esto, la ventaja de usar componentes simétricas es que ellas facilitan los cálculos de niveles de falla aunque los relevadores en la mayoría de los casos no distinguen entre los diferentes valores de las componentes simétricas.

En la figura 1.21 los valores de voltaje y de corriente de secuencia positiva y negativa para diferentes fallas son mostrados junto con los valores totales de corriente y de voltaje, los relevadores usualmente solo operan usando los valores totalizados en las últimas columnas. Sin embargo, los relevadores están dispuestos para que puedan operar con valores específicos de algunas componentes de secuencia. En esos casos, debe haber métodos para obtener esas componentes, y esto se obtiene usando filtros que producen las operaciones

matemáticas de las ecuaciones resultantes para resolver la matriz para corrientes y voltajes. Aunque esos filtros pueden ser construidos por elementos elctromagnéticos, el crecimiento de la electrónica a conducido a que se incremente significativamente el uso de circuitos lógicos. Entre los relevadores que requieren de este tipo de filtros para su operación son aquellos usados en secuencia negativa y la protección de falla a tierra.

FALLA	Corriente de secuencia positiva	Corriente de secuencia negativa	Corriente de secuencia cero	Corrientes de falla
a, b, c				
a, b				
b, c				
c, a				
a, b, e				
b, c, e				
c, a, e				
a, e				
b, e				
c, e				

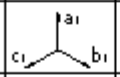
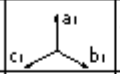
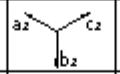
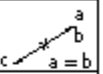
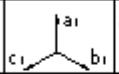
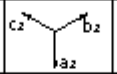
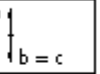
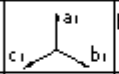
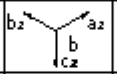
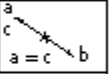
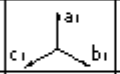
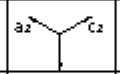
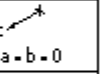
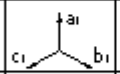
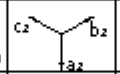
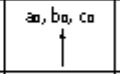
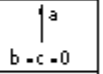
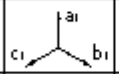
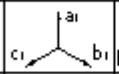
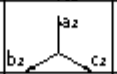
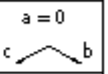
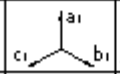
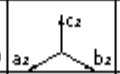
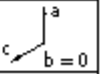
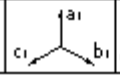
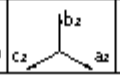
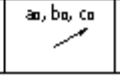
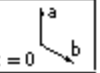
FALLA	Voltaje de secuencia positiva	Voltaje de secuencia negativa	Voltaje de secuencia cero	Voltajes de falla
a, b, c				
a, b				
b, c				
c, a				
a, b, e				
b, c, e				
c, a, e				
a, e				
b, e				
c, e				

FIGURA 1.21 **Corrientes y voltajes de secuencia para varios tipos de fallas**

1.7 *EJEMPLO DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.*

1. El diagrama unifilar del sistema ejemplo se muestra en la figura 1.22 y consiste de: un sistema fuente, un circuito aéreo y un circuito subterráneo a 13.2 kV. Los nodos a los cuales se les calculará las corrientes de

falla son numerados y son identifcadas las longitudes y tipos de línea. Se calculan aquí las corrientes de falla para el nodo 5 y el mismo procedimiento se emplea para los otros nodos.

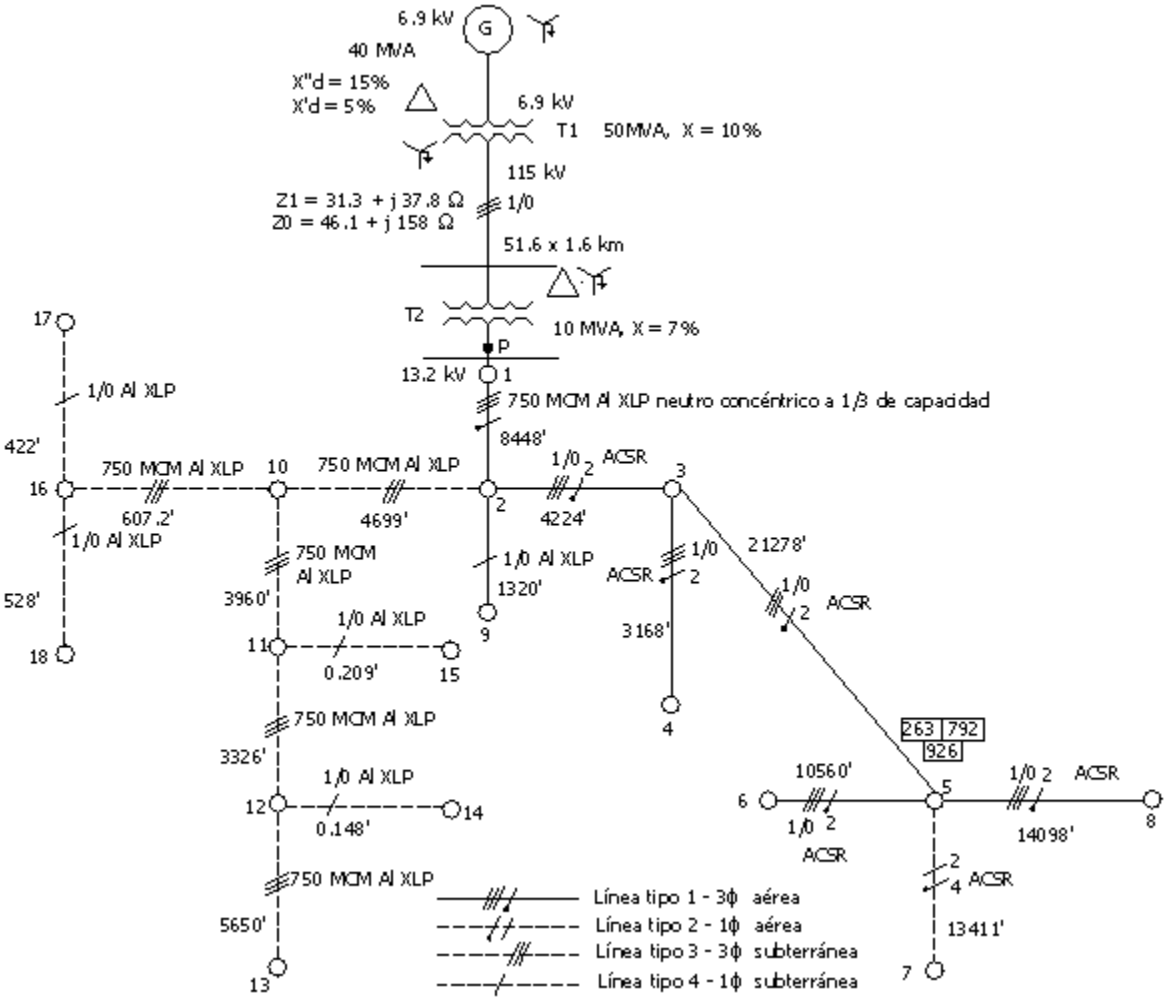


FIGURA 1.22 Diagrama unifilar de un sistema de distribución aéreo y subterráneo.

2. *Cálculo de las impedancias de secuencia fuente*.

Para aplicar el método pu adecuadamente al cálculo de las impedancias fuente de un circuito de distribución alimentado por un sistema de transmisión radial (trifásico) con varios niveles de voltaje, se debe selccionar un kVA base trifásico que sea común a todos los niveles de voltaje y voltajes base que son valores línea-línea que conforman las relaciones de transformación de voltaje línea-línea. Para este ejemplo, los kVA nominales del generador (40000 kVA) son arbitrariamente seleccionados como kVA base. Los voltajes base son 6.9 kV, 115 kV y 13.2 kV.

Como el kVA del generador es idéntico al kVA base y su voltaje nominal es 6.9 kV, los valores pu de la reactancia del generador pueden obtenerse directamente.

Como se trata de un turbogenerador se asume que $X''_d = X''_q$ y así, para el generador, los valores pu de las impedancia de secuencia son:

$$Z_1 = jX''_d = j0.15 \text{ pu} = Z_2$$

$$Z_0 = jX_{g0} = j0.05 \text{ pu}$$

A menos que se indique otra cosa, el %Z del transformador está basado en los kVA nominales del transformador. Las impedancias establecidas de los transformadores no pueden ser usadas directamente ya que sus valores nominales difieren de los kVA base. Para convertir las impedancias de T_1 y T_2 a una nueva base, se aplica la ecuación 1.88.

Para T_1 : $Z_1 = j0.10 \times \dfrac{40000}{50000} = j0.08$ pu .

$$Z_2 = j0.07 \times \frac{40000}{10000} = j0.28 \text{ pu}.$$

Estos valores se aplican dependiendo de si los transformadores se están mirando desde los terminales de baja tensión o desde los terminales de alta tensión. Sin embargo, puesto que los transformadores están conectados en Δ-Y aterrizado, las impedancias de secuencia cero cambiarán de un lado al otro (Tabla 1.2). Esto será tenido en cuenta más adelante.

Para la línea de transmisión, las impedancias están dadas en Ω. Para los valores pu, se aplican las ecuaciones 1.86 y 1.79.

$$Z_{\text{base}} = \frac{1000\ \text{E}^2_{\text{base}}}{(kVA)_{\text{base}}} = \frac{1000(115)^2}{40000} = 330.6\ \Omega .$$

$$Z_1 = \frac{1}{330.6}(31.3 + j37.8) = 0.0947 + j0.1143 \text{ pu}.$$

$$Z_0 = \frac{1}{330.6}(46.1 + j1.58) = 0.1394 + j0.4749 \text{ pu}.$$

Teniendo en mente las conexiones del transformador y el hecho de que la Z_0 no puede ser reflejada a través del devanado conectado en delta (tabla 1.2), las impedancias de secuencia del sistema vistas desde el punto P, las impedancias de secuencia fuente del sistema vistas desde el punto P en el circuito de distribución llegan a ser:

	$Z_1 = Z_2$	Z_0
Generador	$0 + j0.15$	0
T_1	$0 + j0.08$	0
Transmisión	$0.0947 + j0.1143$	0
T_2	$0 + j0.28$	$0 + j0.28$
TOTAL	$0.0947 + j0.6243$ pu	$0 + j0.28$ pu

Para expresar las impedancias fuente en Ω sobre una base de 13.2 kV,primero se encuentra la Z_{base} a este voltaje (de ecuación 1.86).

$$Z_{\text{base}} = \frac{1000(13.2)^2}{40000} = 4.3560\ \Omega$$

Luego, las impedancias fuente en Ω vistas desde la barra de baja tensión de la subestación son:

$$Z_1 = Z_2 = (0.0947 + j0.6243) \times 4.3560 = 0.413 + j2.720\ \Omega$$

$$Z_0 = (0 + j0.28) \times 4.356 = 0 + j1.220\ \Omega$$

3. *Determinar las impedancias de secuencia de las líneas por tipo en* $\Omega/1000$ pies.

Entre le punto de falla 5 y la fuente existe una línea aérea tipo 1 y una línea subterránea tipo 3. Sus respectivas impedancias de secuencia en $\Omega/1000$ pies son obtenidas de las tablas 1.3 y 1.4 y son las siguientes:

Para la línea tipo 1 $(3 \times \text{N}^\circ\ 1/0\ \text{ACSR} + 1 \times \text{N}^\circ\ 2\ \text{ACSR})$ de la tabla 1.3.

$Z_1 = 0.2121 + j0.1595$, $Z_0 = 0.3447 + j0.4794$.

Para línea tipo 3 (3×750 MCM-Al, 175 MIL- Cable XLP- neutro concéntrico con 1/3 de la capacidad) de la tabla 1.4.

$Z_1 = 0.0550 + j0.0581$, $Z_0 = 0.1188 + j0.0305$

4. *Determinar las impedancias de secuencia de las secciones de línea en* Ω.

Las impedancias de secuencia de cada sección de línea o cable entre la fuente y la falla puede calcularse multiplicando la impedancia en $\Omega/1000$ pies por la longitud de la sección en kpies. En este ejemplo, los valores de impedancia en Ω son:

Sección	Tipo	Long (kpies)	$Z_1(\Omega)$	$Z_0(\Omega)$
1-2	3	8.448	$0.465 + j0.491$	$1.004 + j0.258$
2-3	1	4.224	$0.896 + j0.674$	$1.456 + j2.025$
3-5	1	21.278	$4.513 + j3.394$	$7.335 + j10.201$

5. *Seleccionar la impedancia de la falla.*

Se usan impedancias de falla de 0 y 20Ω en la porción aérea del sistema. En las porciones subterráneas solo se usa 0Ω.

6. *Calcular las impedancias de secuencia totales en el punto de la falla.*

Las impedancias de secuencia totales del sistema en el nodo 5 fallado corresponden a la suma de las impedancias de secuencia de las secciones entre la fuente y el nodo 5.

Las impedancias totales de secuencia positiva, negativa y cero son:

	Z_1 Parciales (Ω)	Z_0 Parciales (Ω)
Fuente	$0.413 + j2.720$	$0 + j1.220$
Sección 1-2	$0.465 + j0.491$	$1.004 + j0.258$
Sección 2-3	$0.896 + j0.674$	$1.456 + j2.025$
Sección 3-5	$4.513 + j3.394$	$7.335 + j10.201$
TOTALES	$Z_1 = Z_2 = 6.287 + j7.279$	$Z_0 = 9.795 + j13.704$

7. *Encontrar las corrientes de falla simétricas.*

En este ejemplo $Z_f = 0$. Puesto que el voltaje es un valor rms, todas las corrientes calculadas son también valores rms. $Z_1 = Z_2 = 6.287 + j7.279$, $Z_0 = 9.795 + j13.704$, $a = 1\angle 120°$, $a^2 = 1\angle 240°$.

a) Falla trifásica.

$$|I_{f\ 3\phi}| = \left|\frac{V_f}{Z_1 + Z_f}\right| = \left|\frac{13200/\sqrt{3}}{(6.287 + j7.279) + (0 + j0)}\right| = \left|\frac{7621.0236}{6.287 + j7.279}\right| = \left|\frac{7621.0236}{\sqrt{(6.287)^2 + (7.279)^2}}\right|$$

$$|I_{f\ 3\phi}| = 792.35 \text{ A.}$$

b) Falla línea-línea.

$$|I_{f\ \text{L-L}}| = \left|\frac{\pm j\sqrt{3}V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_f}\right| = 686.2 \text{ A}.$$

c) Falla línea-tierra.

$$|I_{f\ \text{L-T}}| = \left|\frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}\right| = 634.33 \text{ A.}$$

d) Falla línea-línea-tierra.

$$|I_{f\ \text{L-L-T}}| = \left|\frac{-j\sqrt{3}(Z_0 + 3Z_f - aZ_2)V_f}{Z_1Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)}\right| = 717.5 \text{ A}$$

Similarmente, en la otra fase asociada con esta falla la corriente es:

$$|I_f| = \left|+j\sqrt{3}V_f\frac{Z_0 + 3Z_f - a^2Z_2}{Z_1Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)}\right| = 752.7 \text{ A.}$$

8. *Calcular la corriente asimétrica de falla en el punto de falla de cada tipo de falla.*

Para cada tipo de falla, la corriente asimétrica de falla es obtenida calculando primero la relación X/R de la impedancia equivalente Z_e de la falla.

$$X/R = I_m(Z_e)/R_e(Z_e)$$

Luego, usando la relación X/R calculada, encontrar de la ecuación 1.11 la relación de asimetría correspondiente y multiplicar esto por la corriente de falla asimétrica rms y obtener así el valor rms asimétrico.

Se emplea $t = \frac{1}{4}\left(\frac{1}{60}\right)$ s $= 0.004167$ s ($\approx$ tiempo de corriente cero para fusibles).

a) Falla trifásica: para las impedancias en el nodo 5.

$$Z_e = Z_1 + Z_f = 6.287 + j7.279$$

$$X/R = 7.279/6.287 = 1.158 = \frac{wL}{R} \quad \Rightarrow \quad \frac{R}{L} = \frac{w}{1.158} = \frac{2\pi f}{1.158} = 325.554$$

$$\frac{I_{\text{asim}}}{I_{\text{sim}}} = \sqrt{2e^{-2\left(\frac{R}{l}\right)t} + 1} = 1.064$$

$$|I_{\text{asim}}| = I_{\text{sim}} \times 1.064 = 843.06 \text{ A}$$

b) Falla línea-tierra: Impedancias en el nodo 5 con $Z_f = 0$.

$$Z_e = \frac{Z_1 + Z_2 + Z_0}{3} = \frac{2Z_1 + Z_0}{3} = 7.456 + j9.485 .$$

$$\frac{X}{R} = \frac{9.485}{7.456} = 1.272 = \frac{wL}{R} \quad \Rightarrow \quad \frac{R}{L} = \frac{w}{1.272} = 296.377$$

$$\frac{I_{\text{asim}}}{I_{\text{sim}}} = \sqrt{2e^{-2\left(\frac{R}{l}\right)t} + 1} = 1.081$$

$$\left|I_{\text{asim}}\right| = I_{\text{sim}} \times 1.081 = 685.89 \text{ A}$$

c) Falla línea-línea: En el nodo 5 con $Z_f = 0$.

$$Z_e = \frac{Z_1 + Z_2}{\sqrt{3}} = \frac{2Z_1}{\sqrt{3}} = 7.26 + j8.405 .$$

$$\frac{X}{R} = \frac{8.405}{7.26} = 1.159 = \frac{wL}{R} \quad \Rightarrow \quad \frac{R}{L} = \frac{w}{1.159} = 325.273$$

$$\frac{I_{\text{asim}}}{I_{\text{sim}}} = \sqrt{2e^{-2\left(\frac{R}{l}\right)t} + 1} = 1.064$$

$$\left|I_{\text{asim}}\right| = I_{\text{sim}} \times 1.064 = 730.4 \text{ A}$$

d) Falla línea-línea-tierra: en el nodo 5 con $Z_f = 0$ *para el nodo 5.*

$$Z_e = \frac{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)}{\sqrt{3}(Z_0 + 3Z_f - aZ_2)} = \frac{Z_1^2 + 2Z_1 Z_0}{\sqrt{3}(Z_0 - aZ_2)} = 3.506 + j10.027$$

$$\frac{X}{R} = \frac{10.027}{3.506} = 2.86 = \frac{wL}{R} \quad \Rightarrow \quad \frac{R}{L} = \frac{w}{2.86} = 131.815$$

$$\frac{I_{\text{asim}}}{I_{\text{sim}}} = \sqrt{2e^{-2\left(\frac{R}{l}\right)t} + 1} = 1.291$$

$$\left|I_{\text{asim}}\right| = I_{\text{sim}} \times 1.291 = 926.3 \text{ A}$$

En la otra fase asociada con esta falla (con $Z_f = 0$*), para el nodo 5.*

$$Z_e = \frac{Z_1 Z_2 + (Z_1 + Z_2)(Z_0 + 3Z_f)}{\sqrt{3}(Z_0 + 3Z_f - a^2 Z_1)} = \frac{Z_1^2 + 2Z_1 Z_0}{\sqrt{3}(Z_0 - a^2 Z_2)} = 0.888 + j0.406$$

$$\frac{X}{R} = \frac{0.486}{0.888} = 0.547 = \frac{wL}{R} \quad \Rightarrow \quad \frac{R}{L} = \frac{w}{0.547} = 689.198$$

$$\frac{I_{\text{asim}}}{I_{\text{sim}}} = \sqrt{2e^{-2\left(\frac{R}{l}\right)t} + 1} = 1.0032$$

$$\left|I_{\text{asim}}\right| = I_{\text{sim}} \times 1.0032 = 755.11 \text{ A}$$

9. *Registrar las corrientes de falla sobre el diagrama.*

La corriente de falla simétrica mínima:

De todas las corrientes simétricas máximas de corriente de falla calculadas en el punto 7, la de menor valor fué la corriente simétrica de falla línea-tierra que fué calculada con $Z_f = 0$.

Repitiendo ahora su cálculo pero con $Z_f = 20\Omega$ queda:

$$\left|I_{f\ \text{L-T}}\right|_{\min} = \left|\frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}\right| = 262.54 \text{ A.}$$

Corriente simétrica máxima de falla = 792.35 A.

Corriente asimétrica máxima de falla = 926.3 A.

10. Se repiten los pasos 6 a 9 para cada punto de falla (aquellos donde se instalarán elementos de protección. En los ramales con solo fase y neutro se calcula $I_{f\ \text{L-T}}$. Aquí se hace necesario elaborar (o utilizar un programa de computador).

1.8 *EJEMPLO DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS EN UN SISTEMA DE POTENCIA.*

Calcular las corrientes de falla en las barras de 115 kV y de 13.2 kV del sistema de potencia mostrado en la figura 1.23.

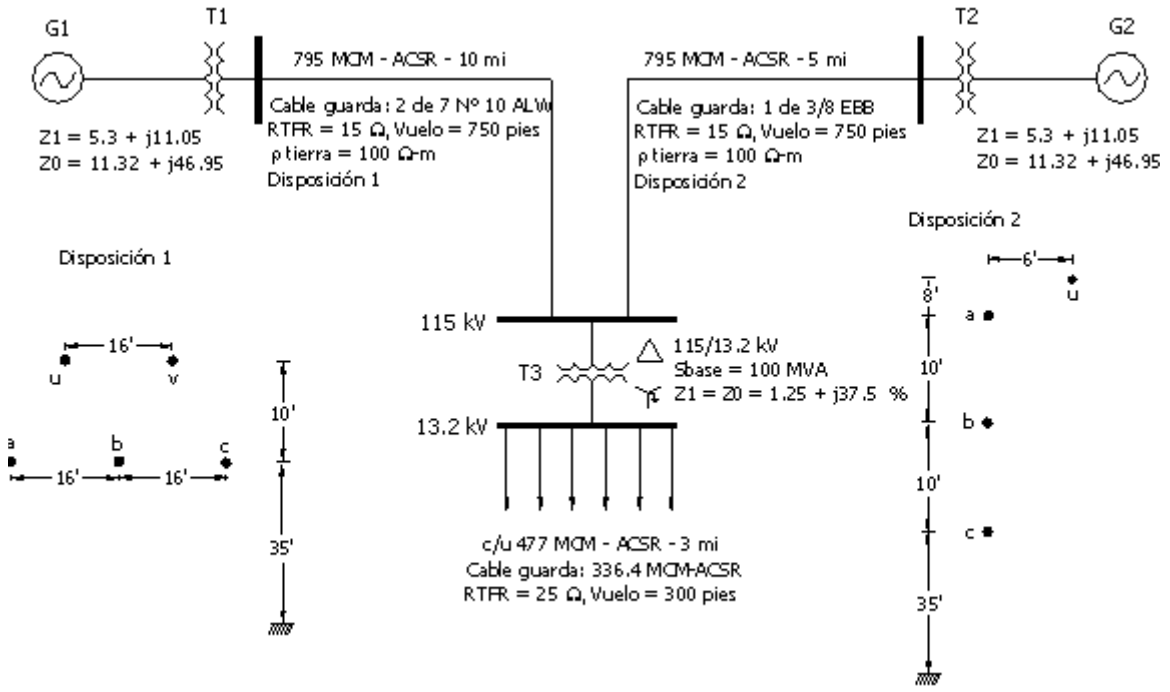


FIGURA 1.23 Sistema de potencia para el cálculo de cortocircuitos en las barras de 115 kV y 13.2 kV.

CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.

Para la línea 1:

Conductor: 795 MCM-ACSR	Cable de guarda: 2 de 7 N° 10 ALW
$r_a = 0.1288\ (\Omega/mi)$	$r_u = 3.88\ (\Omega/mi)$
$D_s = 0.0375$ pies	$D_{uu} = 0.001658$ pies
$Long = 10$ mi	$Long = 10$ mi

Impedancias de secuencia positiva y negativa.

$$z_1 = z_2 = r_a + j0.12134 \ln\frac{D_{eq}}{D_s}\ (\Omega/\text{mi})$$

donde $D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ac}} = \sqrt[3]{16 \times 16 \times 32} = 20.158737$ pies

$$z_1 = z_2 = 0.1288 + j0.762809\ (\Omega/mi)$$

$$Z_1 = Z_2 = z_1 l = 1.288 + j7.628709\ \Omega$$

$$Z_{\text{base}} = \frac{V_{LL\ \text{B}}}{S_B} = \frac{(115)^2}{1000} = 132.25\ \Omega$$

$$Z_1\% = Z_2\% = \frac{Z_1}{Z_B} \times 100 = (0.974 + j5.7684)\%$$

Impedancia de secuencia cero.

$$z_0 = Z_0(a) - \frac{\bar{Z}_0^2(m)}{Z_0(g)}$$

donde:

$$Z_0(a) = (r_a + r_e) + j3 \times 0.12134 \ln\frac{D_e}{D_s^{1/3} D_{eq}^{2/3}}$$

con:

$$D_e = 2160\sqrt{\rho/f} = 2790 \text{ pies}$$

$$r_e = 3r_d$$

$$r_d = 1.588 \times 10^{-3} f = 0.09528\ (\Omega/mi)$$

$r_e = 0.28584\ (\Omega/mi)$

$r_a + r_e = 0.41464\ (\Omega/mi)$

$Z_0(a) = 0.41464 + j2.5575\ \ (\Omega/mi)$

$$Z_0(m) = r_e + j0.36402\ \ln\frac{D_e}{D_{a'g}}$$

con:

$D_{a'g} = \sqrt[3]{D_{ag} \times D_{bg} \times D_{cg}}$

$D_{ag} = \sqrt{D_{au}D_{av}} = \sqrt{12.81 \times 26} = 18.25$ pies

$D_{cg} = \sqrt{D_{cu}D_{cv}} = \sqrt{12.81 \times 26} = 18.25$ pies

$D_{bg} = \sqrt{D_{bu}D_{bv}} = \sqrt{12.81 \times 12.81} = 12.81$ pies

$D_{a'g} = 16.219$ pies

$Z_0(m) = 1.8955\angle 81.32678°\ (\Omega/mi)$

$\bar{Z}_0^2(m) = 3.59292\angle 162.65356°\ \ \Omega^2/(mi)^2$

$$Z_0(g) = \left(\frac{3}{2}r_u + r_e\right) + j0.36402\ \ln\frac{D_e}{D_{uu}D_{uv}}$$

$Z_0(g) = 7.4161583\angle 34.581896°\ (\Omega/mi)$

$$z_0 = Z_0(a) - \frac{\bar{Z}_0^2(m)}{Z_0(g)}$$

$z_0 = 0.7133867 + j2.1761058\ \ (\Omega/mi)$

$Z_0 = 10z_0 = 7.133867 + j21.761058\ \Omega$

$$Z_0\% = \frac{Z_0}{Z_b} \times 100 = (5.394 + j16.454)\%$$

Para la línea 2

Conductor: 795 MCM-ACSR

$r_a = 0.1288\ (\Omega/mi)$

$D_s = 0.0375$ pies

Long = 5 mi

Cable de guarda: 1 de 3/8" Acero EBB

$r_u = 3.5\ (\Omega/mi)$ a 1A

$D_{uu} = 0.001$ pies a 1A

$D_{eq} = \sqrt[3]{10 \times 10 \times 20} = 12.59921$ pies

Impedancia de secuencia positiva y negativa.

$$z_1 = z_2 = r_a + j0.12134 \ln\frac{D_{eq}}{D_s} \ (\Omega/\text{mi})$$

$$z_1 = z_2 = 0.1288 + j0.705841 \ (\Omega/mi)$$

$$Z_1 = Z_2 = 5z_1 = 0.644 + j3.529205 \ \Omega$$

$$Z_1\% = Z_2\% = \frac{Z_1}{Z_B} \times 100 = (0.4871 + 2.669)\%$$

Impedancia de secuencia cero.

$$Z_0(a) = (r_a + r_e) + j3 \times 0.12134 \ln\frac{D_e}{D_s^{1/3} D_{eq}^{2/3}}$$

$$Z_0(a) = 0.41464 + j2.67161 \ (\Omega/mi)$$

$$Z_0(m) = r_e + j0.36402 \ln\frac{D_e}{D_{a'g}}$$

$$D_{a'g} = \sqrt[3]{D_{au} \times D_{bu} \times D_{cu}}$$

$$D_{au} = \sqrt{6^2 + 8^2} = 10 \text{ pies}$$

$$D_{bu} = \sqrt{6^2 + 18^2} = 18.974 \text{ pies}$$

$$D_{cu} = \sqrt{6^2 + 28^2} = 28.636 \text{ pies}$$

$$D_{a'g} = 17.5802 \text{ pies}$$

$$Z_0(m) = 1.8665 \angle 81.191° \ (\Omega/mi)$$

$$\overline{Z}_0^2(m) = 3.4838 \angle 162.382° \ (\Omega^2/(mi)^2)$$

$$Z_0(g) = 3r_u + r_e + j0.36402 \ln\frac{D_e}{D_{uu} D_{uv}}$$

$$Z_0(g) = 12.0683 \angle 26.6062° \ (\Omega/mi)$$

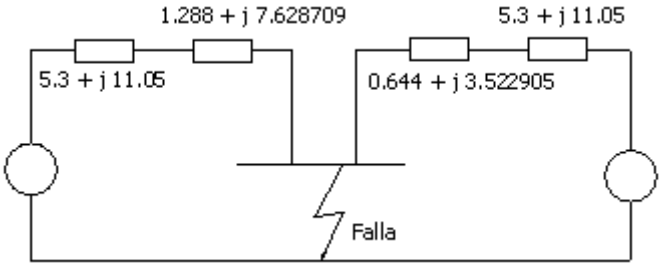
$$z_0 = Z_0(a) - \frac{\overline{Z}_0^2(m)}{Z_0(g)}$$

$$z_0 = 0.6216 + j2.47018 \ (\Omega/mi)$$

$$Z_0 = 5z_0 = 3.108 + j12.3509\ \Omega$$

$$Z_0\% = \frac{Z_0}{Z_B} \times 100 = (2.35 + j9.34)\%$$

Impedancia de secuencia positiva y negativa en la barra de 115 kV. $Z_{1f} = Z_{2f}$**.**

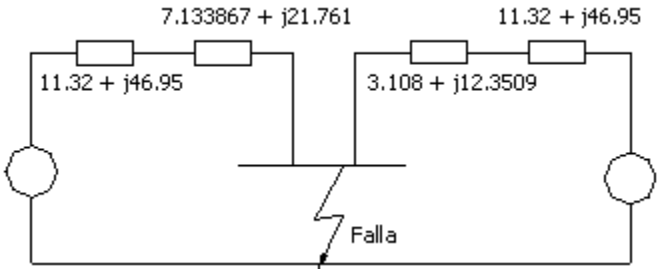


$$Z_{1f} = Z_{2f} = \frac{19.806461\angle 70.5722° \times 15.73851\angle 67.8104°}{6.588 + j18.678709 + 5.944 + j14.572905} = 3.1389893 + j8.1915307\ \Omega$$

$$Z_{1f}\% = Z_{2f}\% = (2.37353 + j6.19397)\%$$

$$S_{\text{base}} = 100\ \text{MVA y}\ V_{\text{base}} = 115\ \text{kV}$$

Imjpedancia de secuencia cero vista en barra de 115 kV.



$$Z_{0f} = \frac{71.14601\angle 74.966711° \times 61.030844\angle 76.32554°}{18.453861 + j68.711058 + 14.428 + j59.3009} = 8.1155274 + j31.907507\ \Omega$$

$$Z_{0f}\% = (6.1365047 + j24.126659)\%$$

$$S_{\text{base}} = 100\ \text{MVA y}\ V_{\text{base}} = 115\ \text{kV}$$

Falla en barra de 115 kV (simétrica)

$$E = 115000/\sqrt{3}$$

$$I_f = 3I_0 = \frac{3\,\mathrm{E}}{2Z_{1f} + Z_{0f}} = 3953\ \mathrm{A}$$

Falla en barra de 13.2 kV (simétrica).

$$Z_{\text{base}} = \frac{(13.2)^2}{100} = 1.7424\ \Omega$$

$$Z_{1f\ \mathrm{BT}\%} = Z_{2f\ \mathrm{BT}\%} = Z_{1f\ \mathrm{AT}\%} + Z_{1\ \mathrm{T}\%}$$

$$Z_{1f\ \mathrm{BT}\%} = (2.37353 + j6.19397 + 1.25 + j37.5)\% = (3.62353 + j43.69397)\%$$

$$Z_{0f\ \mathrm{BT}\%} = (1.25 + j37.5)\%$$

$$Z_{1f\ \mathrm{BT}(\Omega)} = \frac{Z_{1f\ \mathrm{BT}\%}}{100} \times Z_{\text{base}} = 0.0631367 + j0.7613237\ \Omega$$

$$Z_{0f\ \mathrm{BT}(\Omega)} = \frac{Z_{0f\ \mathrm{BT}\%}}{100} \times Z_{\text{base}} = 0.02178 + j0.6534\ \Omega$$

$$E = 13200/\sqrt{3}$$

$$I_f = 3I_0 = \frac{3\,\mathrm{E}}{2Z_{1f\ \mathrm{BT}} + Z_{0f\ \mathrm{BT}}} = 10482.5\ \mathrm{A}$$

Falla en la barra de 115 kV (asimétrica) con $t = 2$ ciclos $= 0.033$ s.

$$\frac{X}{R} = \frac{48.290568}{14.393506} = 3.355 = \frac{wL}{R} \quad \Rightarrow \quad \frac{R}{L} = \frac{w}{3.355} = 112.36695$$

$$\frac{I_{\text{asim}}}{I_{\text{sim}}} = \sqrt{2e^{-2\left(\frac{R}{l}\right)t} + 1} = 1.0006$$

$$I_{\text{asim}} = 3953 \times 1.0006 = 3955.4\ \mathrm{A}$$

Falla en la barra de 13.2 kV (asimétrica) con $t = 2$ ciclos $= 0.033$ s.

$$\frac{X}{R} = \frac{2.176474}{0.1480534} = 14.7 = \frac{wL}{R} \quad \Rightarrow \quad \frac{R}{L} = \frac{w}{14.7} = 25.645654$$

$$\frac{I_{\text{asim}}}{I_{\text{sim}}} = \sqrt{2e^{-2\left(\frac{R}{l}\right)t} + 1} = 1.1696$$

$$I_{\text{asim}} = 10482.5 \times 1.1696 = 12260.8\ \mathrm{A}$$

CAPITULO 2

Conceptos Generales

2.1 *OBJETIVOS DE LAS PROTECCIONES.*

Los objetivos generales de un sistema de protección se resumen así:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el *Sistema de Potencia* (SP), estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del SP (I, V, P, f, Z).

La figura 2.1 muestra el proceso que sigue la señal de falla desde que es detectada por los transformadores de medida hasta que se produce el aislamiento de la falla y los equipos que intervienen.

FIGURA 2.1 Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen.

2.2 *FUNCIÓN PRINCIPAL.*

La función principal de un sistema de protección es fundamentalmente la de causar la pronta remoción del servicio cuando algún elemento del sistema de potencia sufre un *cortocircuito*, o cuando opera de manera anormal. Existe además una función secundaria la cual consiste en proveer indicación de la localización y tipo de falla.

2.3 *TIPOS DE FALLAS.*

Se define el término falla como cualquier cambio no planeado en las variables de operación de un sistema de potencia, también es llamada perturbación y es causada por:

Falla en el sistema de potencia (Cortocircuito), *Falla extraña al sistema de potencia* (En equipo de protección), *Falla de la red* (Sobrecarga, fluctuación de carga, rayos, contaminación, sabotajes, daños).

Las tasas de fallas en sistemas de baja tensión son mayores que las que se presentan en sistemas de alta tensión por la cantidad de elementos y equipos involucrados.

Fallas tipo derivación: Flameos	El 72% de las fallas son monofásicas.
	El 22% de las fallas involucran dos fases.
	El 6% de las fallas son trifásicas.

Falla tipo serie: Fase abierta. [Polo abierto de interruptor, rotura del conductor de fase].

2.4 *CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS.*

Al cambiar las condiciones de operación de un sistema eléctrico se presentan consecuencias no deseadas que alteran el equilibrio esperado, ellas son:

- Las corrientes de cortocircuito causan sobrecalentamiento y la quema de conductores y equipos asociados, aumento en las flechas de conductores (Efectos térmicos), movimientos en conductores, cadenas de aisladores y equipos (Efectos dinámicos).
- Fluctuaciones severas de voltaje.
- Desbalanceos que ocasionan operación indebida de equipos.
- Fluctuaciones de Potencia.
- Inestabilidad del sistema de potencia.

- Prolongados cortes de energía que causan desde simples incomodidades hasta grandes pérdidas económicas a los usuarios, dependiendo de si este es residencial, comercial o industrial.
- Daños graves a equipos y personas.
- Aparición de tensiones peligrosas en diferentes puntos del sistema.

2.5 *CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.*

Si fuese posible diseñar y construir un sistema eléctrico y el equipo usado en él de tal manera que no ocurran fallas y prevenir las condiciones de sobrecarga, virtualmente no se necesitaría equipo de protección. Para la mayoría de las causas de las fallas, es evidente que un sistema libre de fallas puede no ser construido económicamente.

2.5.1 *Causas de las fallas.*

1. Sobrevoltajes debido a las descargas atmosféricas.
2. Sobrevoltajes debido al suicheo y a la ferrorresonancia.
3. Rompimiento de conductores, aisladores y estructuras de soporte debido a vientos, sismos, hielo, árboles, automóviles, equipos de excavación, vandalismo, etc.
4. Daño de aislamientos causado por roedores, aves, serpientes, etc.
5. Incendio.
6. Fallas de equipos y errores de cableado.

2.5.2 *Clases de fallas.*

1. **Fallas temporales**: Son las fallas que pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, o porque se autodespejan o por la operación de dispositivos de despeje de falla que operan lo suficientemente rápido para prevenir los daños. Algunos ejemplos son: arqueos en la superficie de los aisladores iniciados por las descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores. La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de caracter temporal pero pueden convertirse en permanentes si no se despejan rápidamente, o porque se autodespejan o porque actuan las protecciones de sobrecorriente.
2. **Fallas permanentes**: Son aquellas que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Algunos ejemplos: cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto debido a rotura de conductores, crucetas o postes; los arcos entre fases pueden originar fallas permanentes, ramas de árboles sobre la línea, etc.

En sistemas subterráneos la mayoría de las fallas son de naturaleza permanente ya que la desconexión, a pesar de la velocidad de desenergización, no restaurará la fortaleza del aislamiento del equipo fallado (cable, equipo de interrupción, transformadores, etc.) al nivel al cual resista la reaplicación del voltaje normal de 60 Hz.

El aislamiento del cable falla debido a sobrevoltajes y roturas mecánicas, los cuales son ejemplos de fallas permanentes en sistemas subterráneos.

2.5.3 *Funciones de un sistema de protección.*

1. Aislar las fallas permanentes.
2. Minimizar el número de salidas y de fallas permanentes.
3. Minimizar el tiempo de localización de las fallas.
4. Prevenir daños a los equipos.
5. Minimizar la probabilidad de rotura de conductores.
6. Minimizar la probabilidad de falla disruptiva.
7. Minimizar los riesgos.

2.5.4 *Principios generales.*

La protección de sistemas eléctricos es considerada como un arte y una ciencia, bien fundamentada por principios científicos y de ingeniería que son seguidos cuando se calculan las corrientes de falla, se determinan las características nominales requeridas de los equipos y luego se determina si los sistemas de protección se coordinan adecuadamente.

Se consideran además otras técnicas que no están muy bien definidas como las reglas para especificar las zonas de protección, ubicación de los equipos de protección y tipos de equipos de protección de acuerdo a su ubicación. Otras consideraciones que son características de cada sistema de potencia tales como la localización y naturaleza de las cargas y las condiciones ambientales del circuito a proteger deben ser tenidas en cuenta en el diseño de sistemas de protección.

2.6 *TIEMPOS DE ELIMINACIÓN DE FALLAS.*

Los tiempos de eliminación de las fallas varían de acuerdo con la tecnología utilizada.

El tiempo total de despeje debe ser menor a 100 ms incluyendo el tiempo requerido por el relevador (10 a 40 ms) Cuando hay sistemas de Teleprotección hay que agregar de 10 a 30 ms. Los sistemas modernos emplean máximo 50 ms (De 8 a 10 ms para relevadores y 2 ciclos para apertura del interruptor).

2.7 *FILOSOFÍA DEL DESPEJE DE FALLAS.*

2.7.1 *Disparo Indeseado.*

Este es más severo en una línea adyacente a la línea fallada (Disparo no selectivo), un buen SP debe ser capaz de soportarlo. No obedece a una falla real y más bien puede ser el resultado de un sistema de protección mal ajustado o a problemas en servicios auxiliares.

En condiciones de alta carga, la pérdida de dos líneas puede hacer perder estabilidad. Se entiende por *seguridad de la proteccion* la probabilidad de no tener un disparo indeseado.

2.7.2 *Omisión de disparo durante cortocircuito.*

Es la peor de las operaciones incorrectas, puede ser ocasionada por fallas del sistema de protección o del interruptor, conlleva a problemas de estabilidad y apagones. Se entiende por *fiabilidad de la protección* la probabilidad de no tener una omisión de disparo. "Es preferible el disparo indeseado a una omisión de disparo"

2.7.3 *Operación incorrecta.*

Es la combinación de disparo indeseado con la omisión de disparo durante cortocircuito. Se entiende por *confiabilidad de la protección* la posibilidad de no tener una operación incorrecta.

2.7.4 *Confiabilidad, fiabilidad y seguridad.*

El sistema de protección de líneas se diseña con alta fiabilidad y el sistema de protección de barras es diseñado con alta seguridad.

Alta Fiabilidad + Alta Seguridad = Confiabilidad .

2.7.5 *Diseños de sistemas de potencia desde el punto de vista de confiabilidad.*

Los sistemas de potencia pueden clasificarse desde este punto de vista en:

a) Redes redundantes o Enmalladas.

- En condiciones normales un enlace se puede abrir sin consecuencias para el usuario.
- Un disparo indeseado no tiene consecuencias severas.
- La fiabilidad debe ser alta con prioridad sobre la seguridad.
- En sistemas de Subestaciones de doble barra e interruptor y medio la fiabilidad debe ser alta e igual a la seguridad.

b) Redes no redundantes o Radiales.

- Un disparo indeseado causará interrupción y puede ocasionar pérdidas de generación.
- Un disparo deseado no ocasiona consecuencias severas si existe función de respaldo para despejar fallas.
- Para protección de líneas y transformadores se debe balancear la fiabilidad y la seguridad.
- En barrajes la fiabilidad tiene menor prioridad que la seguridad.

2.7.6 Respaldo remoto.

La interrupción selectiva de una falla en un sistema eléctrico origina la actuación de los dispositivos mostrados en la figura 2.2.

Si un elemento de esta cadena falla, el sistema de protección no trabaja. Para evitar esto, se utiliza el *Sistema de Protección de Respaldo*. El primer tipo de protección es el respaldo remoto en el cual, la segunda o tercera zona de un sistema de protección es capaz de despejar la falla en una sección de la línea adyacente. Con el respaldo remoto los tiempos de interrupción son largos , la selectividad no es satisfactoria. Por ejemplo, para la protección de Barras: la segunda zona de la protección de líneas en las subestaciones vecinas brinda la protección de respaldo remoto a la protección de barras de la subestación fallada.

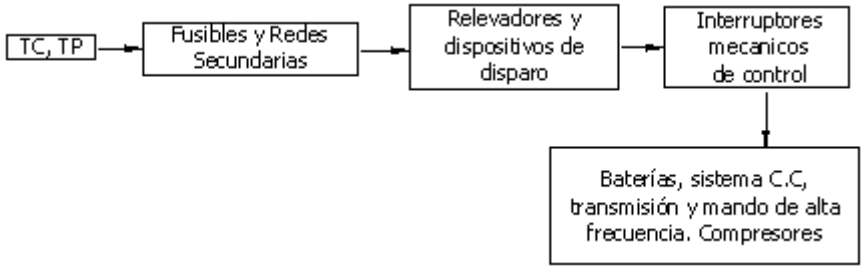


FIGURA 2.2 Dispositivos que actuan durante una interrupción selectiva

2.7.7 *Respaldo local.*

Es un sistema protección en paralelo con el sistema de protección principal, el respaldo remoto no es suficiente por su falta de selectividad en el disparo y existen dificultades para obtener ajustes sensibles para cubrir fallas diferentes en líneas adyacentes.

En la protección local no se duplican los interruptores ni los transformadores de medida. Los interruptores tendrán doble bobina de disparo y los transformadores de medida se proveen con núcleos o devanados independientes. El cableado y suministro de corriente continua son independientes (uso de dos baterías).

Actualmente el respaldo local tiene las mismas funciones y características del sistema de protección principal, llamándose a los dos sistemas: protección principal 1 y protección principal 2 como se muestra en la figura 2.3. Si las dos protecciones principales son idénticas (o sea que tienen el mismo principio de operación) se tendrá baja fiabilidad y alta seguridad ya que la probabilidad de operación incorrecta se reduce a un relevador solamente, pero se aumentará la probabilidad de omisión de disparo. Cuando las dos protecciones principales tienen diferentes principios de operación, se tendrá baja seguridad y alta fiabilidad.

2.7.8 *Respaldo local del interruptor.*

Como complemento al esquema de protección redundante, se utiliza una protección de falla del interruptor, la cual en el evento de una falla en el disparo del interruptor, asegura el disparo los interruptores adyacentes necesarios para despejar la falla.

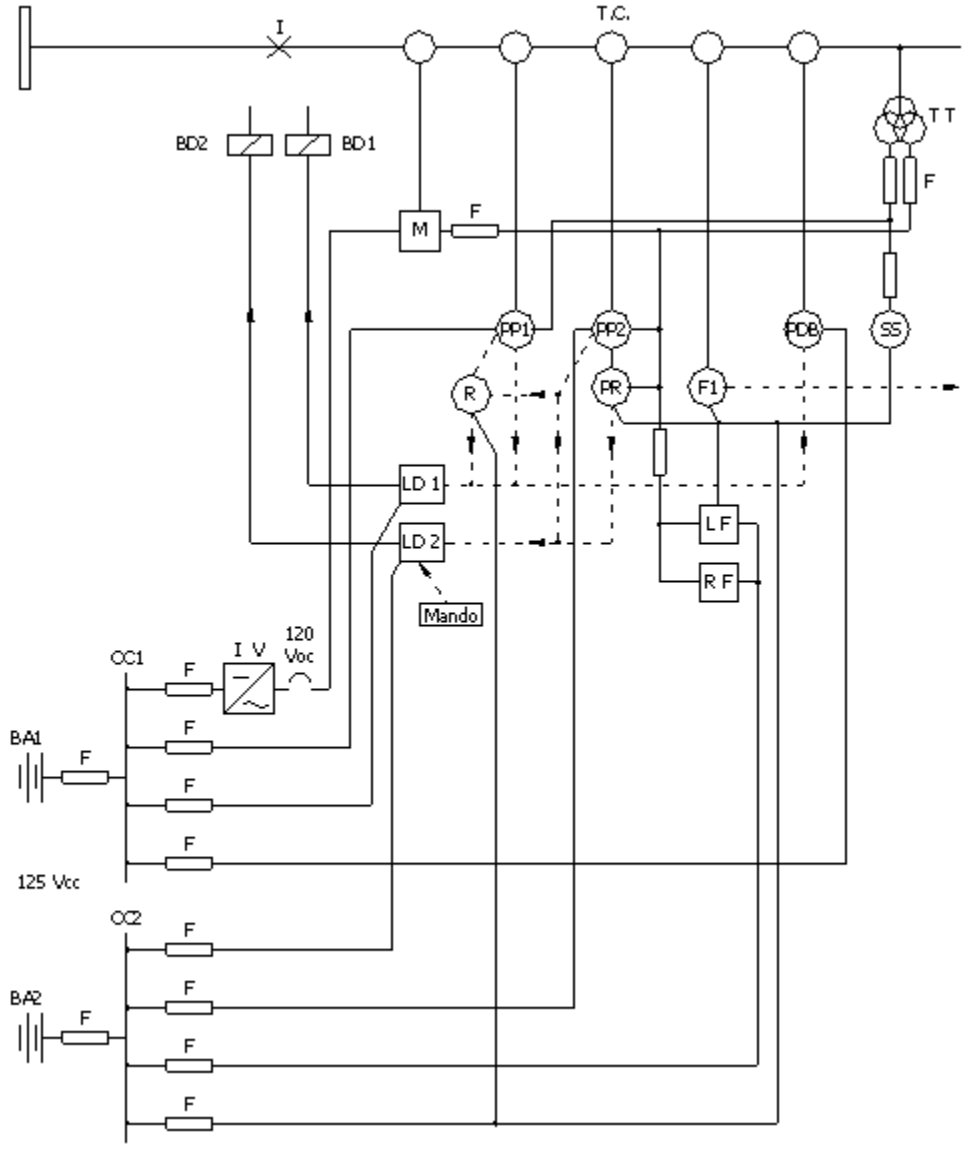


FIGURA 2.3 Sistema general de protecciones.

La siguiente es la identificación de la simbología utilizada en el diagrama de la figura 2.3.

La línea punteada que sale de F1 va hacia un interruptor de respaldo.

I	: Interruptor	SS	: Sistema de sincronismo
TC	: Transformador de corriente	LD	: Lógica de disparo
TT	: Transformador de tensión	LF	: Localizador de fallas
BD	: Bobina de disparo	RF	: Registrador de fallas
F	: Fusible	CC	: Sistema de corriente contínua
PP	: Protección principal	BA	: Batería
PR	: Protección de respaldo	IV	: Inversor
FI	: Protección de Falla del interruptor	M	: Medida
PDB	: Protección de Barras		

2.8 *PROTECCIÓN PRIMARIA, PROTECCIÓN DE RESPALDO Y PROTECCIÓN DIRECCIONAL.*

Todos los elementos de un sistema de potencia deben estar correctamente protegidos de tal forma que los relevadores solamente operen ante la ocurrencia de fallas. Algunos relevadores operan solo para fallas que ocurren dentro de su zona de protección; esto es llamado “protección tipo unitaria”.

De otro lado, otros relevadores son capaces de detectar fallas dentro de una zona particular y fuera de ella, usualmente en zonas adyacentes, y pueden usarse como respaldo de la protección primaria como una segunda línea de defensa. Es esencial que cualquier falla sea aislada, aún si la protección principal asociada no opera. Por lo tanto, en lo posible, cada elemento en el sistema de potencia debe estar protegido por los relevadores primarios y de respaldo.

2.8.1 *Protección primaria.*

Un sistema de protección primaria debe operar cada vez que uno de sus elementos detecten una falla. Ella cubre una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema de potencia, tales como máquinas eléctricas, líneas y barras.

Es posible que para un elemento del sistema de potencia se tengan varios dispositivos de protección primaria. Sin embargo, esto no implica que estos no operarán todos para la misma falla.

Debe notarse que la protección primaria de un componente de un equipo del sistema puede no necesariamente estar instalado en el mismo punto de ubicación del equipo del sistema; en algunos casos puede estar ubicado en una subestación adyacente.

2.8.2 *Protección de respaldo.*

La protección de respaldo es instalada para operar cuando, por cualquier razón, la protección primaria no opera. Para obtener esto, el relevador de protección de respaldo tiene un elemento de detección que pude ser o no similar al usado por el sistema de protección primaria, pero que también incluye un circuito de tiempo diferido que hace lenta la operación del relevador y permite el tiempo necesario para que la protección primaria opere primero. Un relevador puede proporcionar protección de respaldo simultáneamente a diferentes componentes del equipo del sistema, e igualmente el mismo equipo puede tener varios relevadores de protección de respaldo diferentes. En efecto, es muy común que un relevador actue como protección primaria para un componente de equipo y como respaldo para otro.

2.8.3 *Protección direccional.*

Una característica importante de algunos tipos de protección es su capacidad para determinar la dirección del flujo de potencia y, por este medio, su capacidad para inhibir la apertura de los interruptores asociados cuando la corriente de falla fluye en la dirección opuesta al ajuste del relevador. Como se verá más adelante, los relevadores que tienen esta característica son importantes en la protección de circuitos enmallados, o donde existen varias fuentes de generación, cuando las corrientes de falla pueden circular en ambas direcciones en torno a la malla. En estos casos, la protección direccional previene la apertura innecesaria del equipo de interrupción y así mejora la seguridad del suministro de electricidad. En los diagramas esquemáticos de protección la protección direccional está usualmente representada por una flecha debajo del símbolo apropiado, indicando la dirección del flujo de corriente para la operación del relevador.

2.9 *SISTEMAS DE PROTECCIÓN.*

Los sistemas de protección mas empleados se resumen fundamentalmente en los siguientes:

2.9.1 *Protección absolutamente selectiva (protección por unidad).*

Utiliza relevador diferncial como se muestra en la figura 2.4.

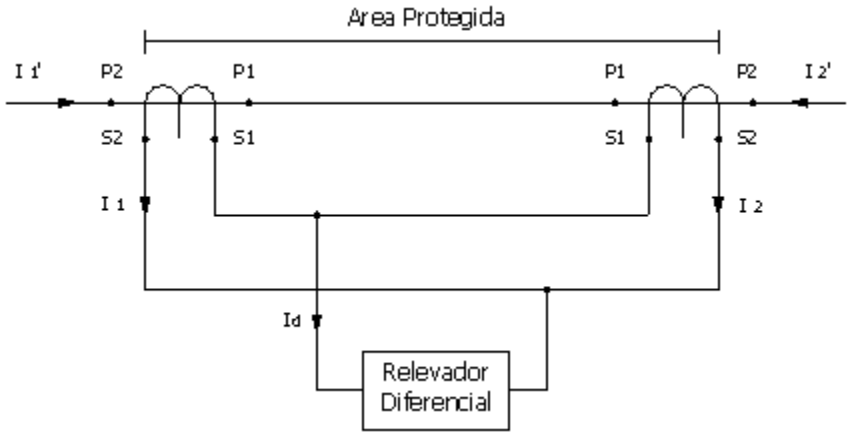


FIGURA 2.4 Protección absolutamente selectiva (protección de unidad)

El relevador diferencial detecta la corriente dada por:

$I_d = I_1 + I_2 =$ Corriente diferencial

La protección opera solamente para falla dentro del área protegida. No tiene funciones de respaldo.

2.9.2 *Protección relativamente selectiva (protección escalonada).*

Este tipo de protección se muestra en la figura 2.5.

La protección escalonada puede ser del tipo:

- Sobrecorriente.
- Impedancia.
- Tiempo.

Esta función puede además tener funciones de respaldo.

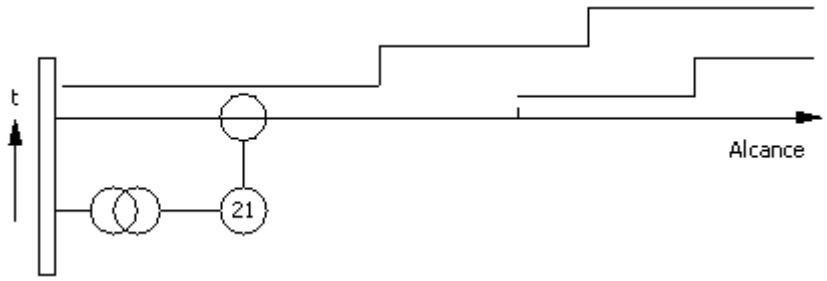


FIGURA 2.5 Protección relativamente Selectiva (Protección escalonada).

2.10 *DISEÑO DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN CON RELEVADORES.*

2.10.1 *Compromisos del sistema de protección.*

Se debe llegar a un compromiso basado en los siguientes aspectos que influencian cualquier aplicación:

- Economía inicial, operación y mantenimiento.
- Estadísticas disponibles de fallas o dificultades: magnitud y localización de transformadores de corriente TC y transformadores de potencial TP.
- Prácticas de operación: conforme a normas.
- Experiencia previa: historial de dificultades.

2.10.2 *Criterios de diseño.*

- CONFIABILIDAD: Capacidad del sistema de protección de realizar su función correctamente cuando se le requiera y evitar operación innecesaria o incorrecta durante las fallas.
- VELOCIDAD: Tiempo mínimo de falla y daño mínimo del equipo. Rápidez para despejar las fallas a fin de evitar daños al equipo.
- SELECTIVIDAD: Manteniendo la continuidad del suministro desconectando una sección mínima del circuito para aislar la falla.
- SEGURIDAD: Para que no cause desenergización del circuito debido a desbalanceo de carga, corrientes inrush, puesta en marcha de carga en frio, armónicos y otras condiciones de estado estable y transitorias.

- SENSITIVIDAD: El sistema de protección debe detectar fallas temporales y permanentes y diferenciarlas así estén en puntos muy alejados del interruptor principal del circuito.
- ECONOMÍA: Máxima protección a costo mínimo.
- SIMPLICIDAD: Equipo y circuiteria mínima para garantizar la certeza de operación correcta del sistema de protección.

2.10.3 *Desempeño del sistema de protección.*

El desempeño se clasifica como:

- CORRECTO.
- INCONCLUSO.
- INCORRECTO: disparo falso y omisión de disparo por las siguientes causas:
    - Aplicación de dispositivos de mala calidad.
    - Ajustes incorrectos.
    - Error de personal.
    - Mal funcionamiento de equipos componentes del sistema protección.

2.10.4 *Zonas de protección.*

En general, el sistema de potencia se divide en zonas de protección para generadores, motores, transformadores, barras, circuitos de transmisión y distribución como se muestra en la figura 2.6. La figura muestra un sistema de potencia con las diferentes zonas de protección. Así, se proporciona alguna forma de protección de respaldo para disparar los interruptores adyacentes o zonas aledañas al área problemática. La protección de cada zona es sobrepuesta para eliminar la posibilidad de áreas no protegidas. Está sobreposición es llevada cabo conectando los relevadores a los transformadores de corriente como se muestra en la figura 2.7 y 2.8.

Cualquier disturbio en un área entre los TC es visto por ambos y pueden operar los relevadores de ambas zonas y si es el caso, disparará los interruptores de las dos zonas.

La filosofía general para el uso de relevadores es dividir el sistema en zonas separadas que pueden ser individualmente protegidas y desconectadas ante la ocurrencia de las fallas, para permitir que el resto del sistema continue en servicio.

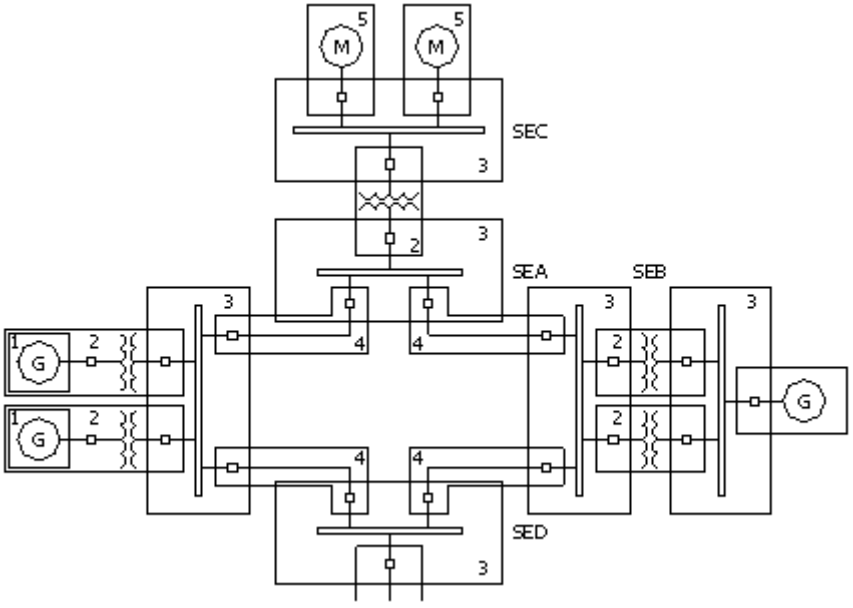


FIGURA 2.6 **Zonas de protección.**

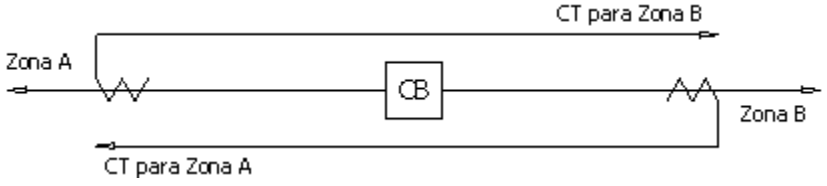


FIGURA 2.7 **Conexión para interruptores con transformadores de corriente en ambos lados.**

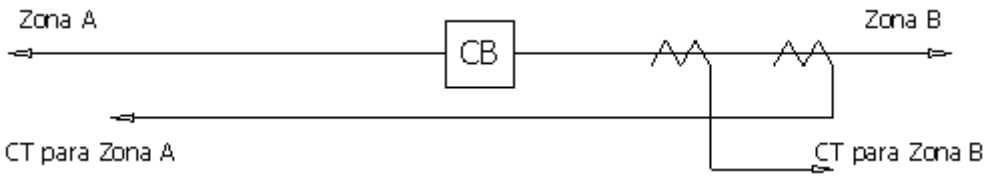


FIGURA 2.8 Conexión para interruptores con transformadores de corriente separados en un solo lado.

2.11 *APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.*

Es necesaria la siguiente información, la cual debe conocerse de antemano para proceder al diseño y aplicación de sistemas de protección:

a) Configuración del sistema.
b) Sistemas de protección existentes y sus dificultades.
c) Procedimientos y prácticas de operación existentes y expansiones futuras posibles.
d) Grado de protección requerido.
e) Estudio de fallas.
f) Carga máxima, relaciones de los transformadores de corriente.
g) Localización, conexiones y relaciones de los transformadores de potencia.
h) Impedancia de las líneas y de los transformadores.

CAPITULO 3

Técnicas de los Relevadores de Protección

3.1 *CLASIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES.*

Los relevadores de protección pueden clasificarse de acuerdo con la función que ellos pueden realizar, su construcción, con la señal de entrada y con el tipo de funcionamiento.

3.1.1 *De acuerdo a su función general.*

a) Relevadores de protección.

Un relevador de protección es un dispositivo que sensa cualquier cambio en la señal que está recibiendo, usualmente desde una fuente de corriente o de voltaje. Si la magnitud de la señal de entrada está por fuera de un rango preajustado, el relevador operará, para cerrar o abrir contactos eléctricos para iniciar alguna operación. es decir, detectan defectos en líneas y equipos, o condiciones peligrosas o inestables. Pueden iniciar o permitir la operación de un interruptor o simplemente dar una alarma.

b) Relevadores de monitoreo.

Verifican condiciones de un sistema eléctrico o en el sistema de protección mismo. incluyen detectores de fallas, unidades de alarma, relevadores para monitorear canales, verificar sincronismo, fase o circuitos (secuencia de fases).

c) Relevadores auxiliares.

Operan en respuesta a la apertura o cierre del circuito de operación para suplir otro relevador o dispositivo. Incluyen temporizadores, relevadores de contacto múltiple, relevadores receptores, relevadores de apertura definitiva, relevadores de cierre y relevadores de disparo.

d) Relevadores de control o reguladores.

Controlan características básicas que deben permanecer dentro de ciertos límites. Funcionan mediante equipo suplementario para restaurar la cantidad a los límites prescritos.

e) Relevadores de programación.

Establecen o detectan secuencias eléctricas, para recierre y sincronización.

3.1.2 *De acuerdo a su construcción.*

a) Relevadores electromagnéticos o electromecánicos.
b) Relevadores de estado sólido.
c) Relevadores de porcentaje.
d) Relevadores de producto.
e) Relevadores a base de microprocesadores.
f) Relevadores computarizados.
g) Relevadores no eléctricos (térmicos, de presión, etc).

3.1.3 *De acuerdo a la señal de entrada.*

a) Relevadores de corriente (de sobrecorriente o de baja corriente).
b) Relevadores de voltaje (de sobrevoltaje o de bajo voltaje).
c) Relevadores de potencia (de sobrepotencia o de baja potencia).
d) Relevadores de frecuencia (de sobrefrecuencia o de baja frecuencia).
e) Relevadores de temperatura (operan de acuerdo a una temperatura predeterminada en el componente protegido).
f) Relevadores de presión (de sobrepresión o de baja presión).
g) Relevadores de velocidad (alta o baja).

3.1.4 *De acuerdo al tipo de protección.*

a) Relevadores de sobrecorriente.
b) Relevadores de sobrecorriente de CA (operan de acuerdo a la relación de fase entre cantidades de CA).
c) Relevadores de distancia (operan de acuerdo a la distancia entre el transformador de corriente del relevador y la falla. La distancia es medida en términos de Z, X o R.
d) Relevadores diferenciales (operan de acuerdo a la diferencia escalar o vectorial entre dos cantidades de corriente o de voltaje.

e) Relevadores de potencia inversa.
f) Relevadores de tiempo inverso.
g) Relevadores de tiempo definitivo.
h) Relevadores de bajo voltaje.
i) Relevadores de tierra.
j) Relevadores de fase (segregada).
k) Relevadores de comparación de fase.
l) Relevadores de comparación direccional.
m) Relevadores direccionales de CC (operan de acuerdo a la dirección de la corriente y son modelos de bobina móvil).

3.1.5 *De acuerdo a la función específica.*

a) Relevadores de medida (operan de acuerdo a ajustes predeterminados).
b) Relevadores on-off.
c) Relevadores todo o nada (compuestos por relevadores de tiempo diferido, auxiliares o de disparo). No tienen un ajuste especificado y son energizados por una cantidad que es o más alta que (a la cual opera) o más baja que (a la cual se resetea).

3.2 *IDENTIFICACIÓN INTERNACIONAL DE DISPOSITIVOS RELACIONADOS CON PROTECCIONES ELÉCTRICAS.*

En los planos y diagramas de sistemas de protección se identifican todos los elementos con números, letras y combinaciones, ellos son los siguientes:

3.2.1 *Número e identificación del dispositivo.*

1. Elemento maestro o dispositivo de inicialización.
2. Relevador de arranque o cierre de tiempo diferido.
3. Relevador de enclavamiento o de comprobación.
4. Contador maestro.
5. Dispositivo de parada.
6. Interruptor de arranque.
7. Interruptor anódico.
8. Dispositivo de desconexión del control de potencia.

9. Dispositivo de inversión.
10. Suiche de secuencia unitaria.
11. Reservado para futura aplicación.
12. Dispositivo de sobrevelocidad.
13. Dispositivo de velocidad síncrona.
14. Dispositivo de baja velocidad.
15. Dispositivo de adaptación de velocidad o de frecuencia.
16. Reservado para futuras aplicaciones.
17. Suiche de derivación o de descarga.
18. Dispositivo de aceleración o desaceleración.
19. Contactor de transición de arranque a marcha.
20. Válvula operada eléctricamente.
21. Relevador de distancia.
22. Interruptor de compensación.
23. Dispositivo de control de temperatura.
24. Reservado para futura aplicación.
25. Dispositivo de sincronización o de comprobación de sincronismo.
26. Dispositivo de aparato térmico.
27. Relevador de bajo voltaje.
28. Reservado para futura aplicación.
29. Contactor de aislamiento.
30. Relevador anunciador.
31. Dispositivo de excitación separada.
32. Relevador direccional de potencia.
33. Suiche de posición.
34. Suiche de secuencia de la operación de un motor.
35. Dispositivo para cortocircuitar anillos colectores o de operación de escobillas.
36. Dispositivo de polaridad.
37. Relevador de baja corriente o de baja potencia.
38. Dispositivos de protección de soporte.
39. Reservado para futura aplicación.
40. Relevador de campo.
41. Interruptor de campo.

42. Interruptor de marcha.
43. Dispositivo selector de transferencia manual.
44. Relevador de arranque y de secuencia unitaria.
45. Reservado para futura aplicación.
46. Relevador de corriente de fase inversa o de balance de fase.
47. Relevador de voltaje de secuencia de fase.
48. Relevador de secuencia incompleta.
49. Relevador térmico de una máquina o de un transformador.
50. Relevador de sobrecorriente de acción instantánea.
51. Relevador de sobrecorriente de tiempo AC.
52. Interruptor automático de corriente alterna.
53. Relevador de generador DC o de excitación.
54. Interruptor DC de alta velocidad.
55. Relevador de factor de potencia.
56. Relevador de aplicación de campo.
57. Dispositivo de cortocircuito o de puesta a tierra.
58. Relevador de falla de encendido de rectificador de potencia.
59. Relevador de sobrevoltaje.
60. Relevador de balance de voltaje.
61. Relevador de balance de corriente.
62. Relevador de parada o de apertura de tiempo diferido.
63. Relevador de flujo de líquido, de nivel o de presión de gas.
64. Relevador de protección de tierra.
65. Gobernador.
66. Dispositivo de escalonamiento.
67. Relevador de sobrecorriente direccional AC.
68. Relevador de bloqueo.
69. Dispositivo de operación permitida.
70. Reóstato operado eléctricamente.
71. Reservado para futuras aplicaciones.
72. Interruptor automático DC.
73. Contador de resistencia de carga.
74. Relevador de alarma.

75. Mecanismo de cambio de posición.

76. Relevador de sobrecorriente DC.

77. Transmisor de pulsos.

78. Relevador de protección para medida de ángulo de fase, o de fuera de sincronismo.

79. Relevador de recierre AC.

80. Reservado para futura aplicación.

81. Relevador de frecuencia.

82. Relevador de recierre DC.

83. Relevador automático selectivo de control o de transferencia.

84. Mecanismo de operación.

85. Relevador receptor de onda portadora, o de hilo piloto.

86. Relevador de bloqueo, o de fijación.

87. Relevador de protección diferencial.

88. Motor auxiliar o generador auxiliar.

89. Suiche de línea.

90. Dispositivo de regulación.

91. Relevador direccional de voltaje.

92. Relevador direccional de voltaje y de potencia.

93. Contactor de cambio de campo.

94. Relevador de disparo, o de libre disparo.

95 a **99**. Usados solo para aplicaciones específicas en instalaciones individuales donde ninguno de los números de 1 a 94 ha sido usado.

Una serie similar de numeración que arranca en 201 es usada por dispositivos en máquinas, alimentadores y otros equipos cuando ellos son controlados directamente por un sistema de supervisión.

3.2.2 *Letras que denotan dispositivos auxiliares separados.*

Las siguientes letras sufijos generalmente forman parte de la designación de la función del dispositivo.

X, Y, Z: Relevador auxiliar.
R: Relevador de elevación.
L: Relevador de disminución.
O: Relevador de apertura.
C: Relevador de cierre.

CS: Suiche de control.
CL: Relevador de suiche auxiliar “a”.
OP: Relevador de suiche auxiliar “b”.
U: Relevador de suiche de posición “UP” (arriba).
D: Relevador de suiche de posición “DOWN” (abajo).
PB: Conmutador pulsador.

3.2.3 *Letras que indican la cantidad o condición eléctrica.*

Las siguientes letras indican la condición o cantidad eléctrica a la cual el dispositivo responde, o el medio en el cual está localizado:

A: Aire o Amperios.
C: Corriente.
E: Electrolito.
F: Frecuencia, o flujo.
L: Nivel, o líquido.
P: Potencia, o presión.
PF: Factor de potencia.
Q: Aceite.
S: Velocidad.
T: Temperatura.
V: Voltaje, o vacío.
VAR: Potencia reactiva.
W: Agua, o vatios.

3.2.4 *Letras que indican localización del dispositivo principal en el circuito.*

A: Alarma o potencia auxiliar.
AC: Corriente alterna.
AN: Ánodo.
B: Batería, o barra, o ventilador.
BK: Freno.
BP: By pass.
BT: Barra de enlace.
C: Capacitor, o compensador, o corriente portadora.
CA: Cátodo.
DC: Corriente directa.
E: Excitador.
F: Alimentador, o campo, o filamento.

G: Generador, o tierra.
H: Calor, o alojamiento.
L: Línea.
M: Motor, o medida.
N: Real, o neutro.
P: Bomba.
R: Reactor o rectificador.
S: Sincronización.
T: Transformador.
TH: Transformador (lado de alto voltaje).
TL: Transformador (lado de bajo voltaje).
TM: Telemedida.
U: Unidad.

3.2.5 Letras que indican partes del dispositivo principal, divididas en dos categorías.

Todas las partes excepto contactos auxiliares y suiches límites; ellas son:

BB: Barra de oposición.
BK: Freno.
C: Bobina, o condensador, o capacitor.
CC: Bobina de cierre.
HC: Bobina de sustentación.
IS: Shunt inductivo.
L: Bobina de operación inferior.
M: Motor de operación.
MF: Motor de contrapeso.
ML: Motor limitador de carga.
MS: Motor de velocidad ajustable, o de sincronización.
S: Solenoide.
TC: Bobina de disparo.
U: Bobina de operación superior.
V: Válvula.

3.3 *RELEVADORES ELECTROMECÁNICOS (Tipo atracción magnética).*

Los relevadores electromecánicos son construidos con componentes eléctricos, magnéticos y mecánicos, tienen una bobina de operación y varios contactos, y son muy robustos y confiables. Existen los siguientes tipos:

3.3.1 *Relevadores tipo plunger (émbolo-contacto de presión o solenoide).*

Contiene bobinas cilíndricas con una estructura magnética externa y un émbolo central. El émbolo se mueve hacia arriba para operar un conjunto de contactos cuando la corriente o el voltaje aplicado a la bobina excede un cierto valor. La fuerza del movimiento es proporcional al cuadrado de la corriente de la bobina. Estas unidades son instantáneas ya que el retraso no es introducido intencionalmente. Los tiempos son de 5 a 50 ms donde los tiempos más grandes ocurren cerca del umbral del valor de puesta en marcha del relevador. El émbolo de acero flota en un entrehierro proporcionado por un anillo no magnético en el centro del núcleo magnético. Cuando la bobina se energiza, el solenoide (émbolo) se mueve hacia arriba arrastrando un disco de plata el cual puentea 3 contactos estacionarios (de los que solo se muestran dos). Un resorte helicoidal absorbe las vibraciones del solenoide produciendo un buen contacto. (véase figura 3.1).

3.3.2 *Relevadores tipo Clapper (Armadura de Pivote).*

Contiene un armazón magnético en forma de U con una armadura móvil articulada a un lado del armazón y sujetado con un resorte al otro lado. Cuando la bobina se energiza, la armadura mueve el núcleo hace arriba, abriendo o cerrando un conjunto de contactos con un torque proporcional al cuadrado de la corriente de la bobina. Las unidades de pivote son menos seguras que las unidades de solenoide y son aplicadas como unidades auxiliares o (va / no va). En la figura 3.2 se muestra este tipo de relevador. Un modelo un poco más sencillo contiene una placa o barra metálica que pivotea cuando es atraída hacia la bobina. La armadura también lleva la parte móvil del contacto, el cual es cerrado o abierto de acuerdo al diseño cuando la armadura es atraída hacia la bobina.
Para los dos tipos de relevadores (plunger y clapper) se puede demostrar que la fuerza de atracción es igual a:

$$F \text{ atracción } = K_1 I^2 - K_2 \qquad \textbf{(3.1)}$$

Donde.

K_1 : Depende del número de vueltas del solenoide de operación, el entrehierro, el área efectiva y la reluctancia del circuito magnético entre otros factores.

K_2 : Es la fuerza restricción o de posición usualmente producida por un resorte.

Cuando el relevador está balanceado, la fuerza resultante es cero y por lo tanto $K_1 I^2 = K_2$ así que:

$$I = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} = \text{Constante} \qquad \textbf{(3.2)}$$

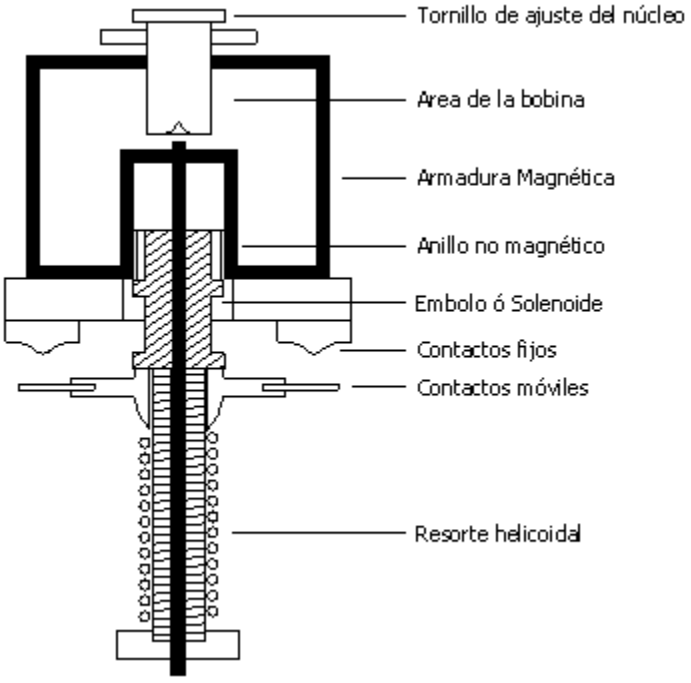


FIGURA 3.1 **Unidad tipo plunguer (Relevador tipo solenoide).**

Con el fin de controlar el valor al cual el relevador comienza a operar (arranca), la tensión opositora del resorte o la resistencia del circuito solenoide puede ser variada, modificando así la fuerza opositora. Los relevadores de atracción magnética efectivamente no tienen tiempo diferido y por esta razón, son ampliamente usados cuando se requiere operación instantánea.

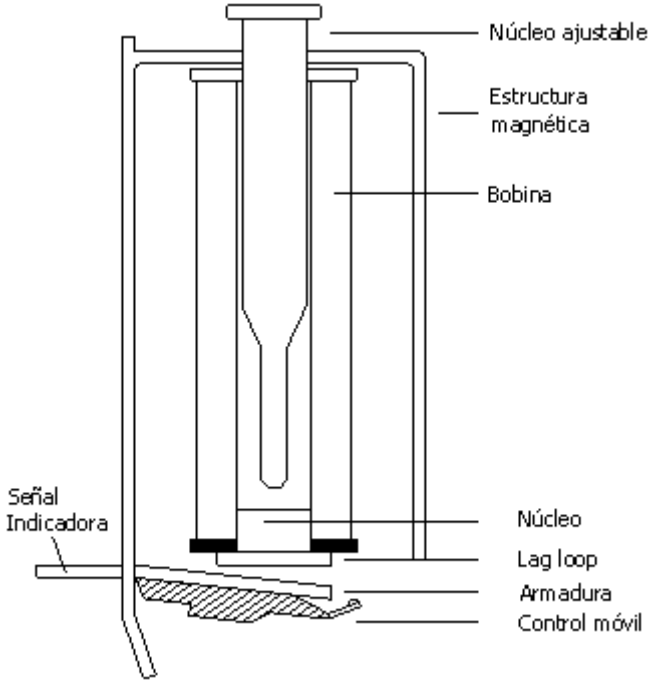


FIGURA 3.2 Unidad tipo Clapper (Relevador con armadura pivote).

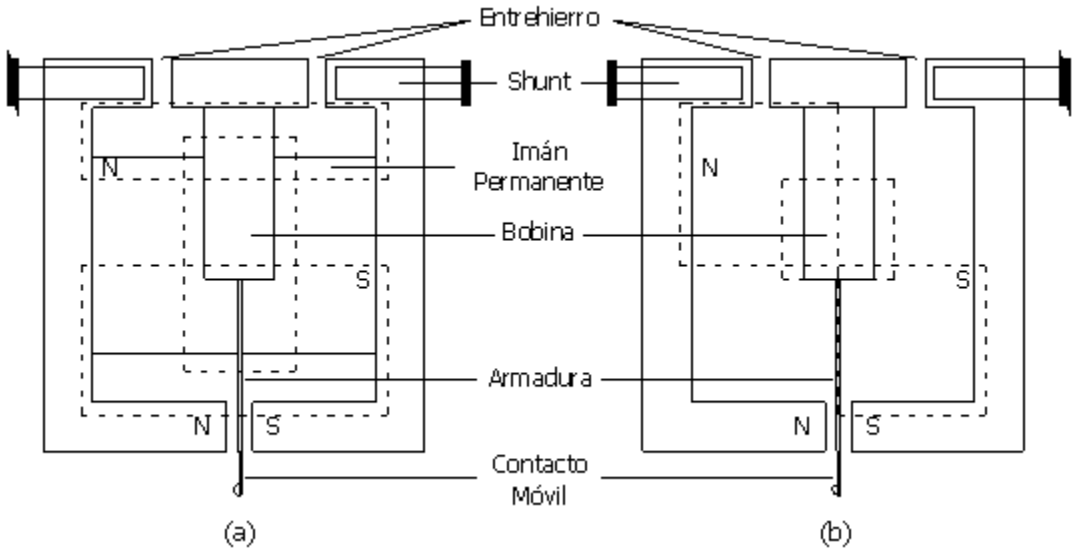
3.3.3 *Unidades polares.*

Usan DC aplicada a una bobina devanada alrededor de una armadura articulada en el centro de una estructura magnética. Un Imán permanente a través del estructura polariza los polos del entrehierro. Dos entrehierros no magnéticos localizados en el fondo del núcleo magnético son puenteados por dos Shunts magnéticos ajustables. Los diseños polares son usados principalmente para relevadores direccionales, los cuales pueden ser accionados por cantidades AC rectificadas tales como las señales de los dispositivos electrónicos. Los relevadores polares son esencialmente instantáneos. Las mejores variaciones incluyen un amortiguador magnético.

Este arreglo hace que las trayectorias del flujo magnético sean ajustadas para la puesta en trabajo y se accione el contacto. Con entrehierros balanceados la armadura flotará en el centro cuando la bobina está desenergizada. Con entrehierros desbalanceados la polarización atrae la armadura contra un polo de la bobina desenergizada. La bobina es arreglada de tal manera que su eje magnético está en línea con la armadura y en ángulo recto con el eje del imán permanente. La corriente de la bobina magnetiza la armadura con norte o con sur, aumentando o

disminuyendo cualquier polarización previa de la armadura. Si como se muestra en la figura 3.3 el ajuste del Shunt magnético induce en la armadura un polo N este se moverá hacia la derecha.

La corriente directa que opera la bobina tiende a hacer del terminal del contacto un polo S, venciendo esta tendencia haciendo que la armadura se mueva hacia la izquierda para cerrar los contactos.



La línea punteada representa la trayectoria del flujo adicional.

FIGURA 3.3 Unidades polares (a) Entrehierro balanceado, (b) Entrehierro no balanceado.

3.3.4 *Relevadores de bobinas móviles.*

Es una versión simplificada de la unidad polar. Este tipo de relevador contiene una pequeña bobina suspendida o pivoteada con la libertad para rotar entre los polos de un imán permanente. La bobina está restringida por dos resortes que también sirven como conexiones para llevar la corriente a dicha bobina. El torque producido en la bobina está dado por:

$$T = B \times l \times a \times N \times i \quad \textbf{(3.3)}$$

Donde:
B: Densidad del flujo.
l: Longitud de la bobina.

a: Diámetro de la bobina, N es el número de vueltas de la bobina.
i: Corriente que fluye a través de la bobina.

De la ecuación 3.3 se notará que el torque desarrollado es proporcional a la corriente. La velocidad del movimiento es controlada por la acción de amortiguamiento que es proporcional al torque. se concluye así que el relevador tiene una característica de tiempo inverso. El relevador puede diseñarse de tal manera que la bobina tenga un movimiento angular grande, por ejemplo de 80°.

3.4 *RELEVADORES ELECTROMECÁNICOS TIPO INDUCCIÓN MAGNÉTICA*.

Un relevador de inducción trabaja solamente con corriente alterna. Consiste en un sistema electromagnético que opera sobre un conductor en movimiento, generalmente en la forma de disco o de copa, y funciona mediante la interacción de flujos electromagnéticos con las corrientes parásitas de Foucalt las cuales son inducidas en el rotor por esos flujos. Estos dos flujos, que están mutuamente desplazados ambos en ángulo y en posición, producen un torque que puede se expresado por:

$$T = K_1 \phi_1 \phi_2 \, Sen \, \theta \qquad \textbf{(3.4)}$$

Donde:

ϕ_1 y ϕ_2 : Son los flujos interactuantes.

θ : Angulo de fase entre ϕ_1 y ϕ_2 .

Debe notarse que el torque es máximo cuando los flujos están fuera de fase por 90°, y cero cuando ellos están en fase. (véase figura 3.4).

Puede demostrarse que $\phi_1 = \phi_1$ Sen wt y $\phi_2 = \phi_2$ Sen((wt + θ) donde θ es el ángulo mediante el cual ϕ_2 conduce a ϕ_1 , luego:

$$i\phi_1 \, \alpha \, \frac{d\phi_1}{dt} \, \alpha \, \phi_1 Cos \, \text{wt} \qquad \textbf{(3.5)}$$

$$i\phi_2 \, \alpha \, \frac{d\phi_2}{dt} \, \alpha \, \phi_2 Cos(\text{wt} + \theta) \qquad \textbf{(3.6)}$$

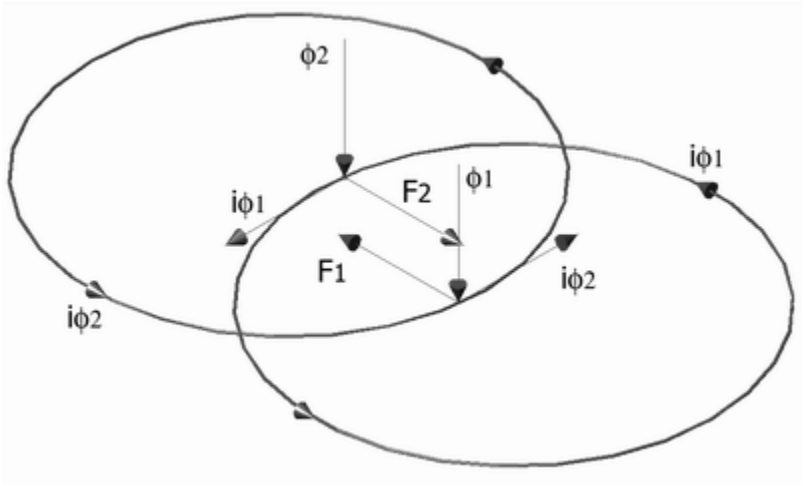


FIGURA 3.4 **Fuerzas electromagnéticas en los relevadores de inducción.**

La figura 3.4 muestra la interrelación entre las corrientes y las fuerzas de oposición. Así:

$$F = (F_2 - F_1) \alpha (\phi_2 i\phi_1 - \phi_1 i\phi_2) \quad (3.7)$$

$$F \alpha \phi_2 Sen(wt + \theta)\phi_2 Cos \text{ wt} - \phi_1 sen \text{ wt } \phi_2 Cos(wt + \theta) \quad (3.8)$$

$$F \alpha \phi_1\phi_2[Sen(wt + \theta)Cos \text{ wt} - Sen \text{ wt } Cos(wt + \theta)]$$

$$F \alpha \phi_1\phi_2[Sen[(wt + \theta) - wt]]$$

$$F \alpha \phi_1\phi_2 \, Sen \, \theta \, \alpha \, T \quad (3.9)$$

Los relevadores de inducción pueden ser agrupados en las siguientes clases:

3.4.1 *Unidades de disco de inducción.*

Se basan en el diseño del medidor de kWh y usa los mismos principios de operación. Operan por el torque resultante de la interacción de los flujos producidos por un electroimán con las corrientes inducidas en el plano de un disco rotatorio de aluminio. Este relevador se muestra en la figura 3.5.

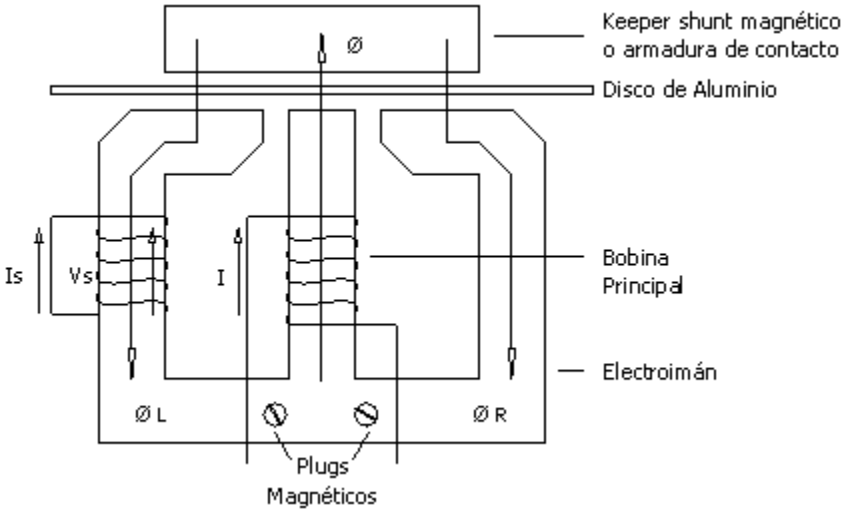


FIGURA 3.5 Unidad básica de disco de inducción.

La bobina que se encuentra cortocircuitada hace que ϕ_L se retrase con respecto a ϕ y ϕ_R produciendo una acción motora de desfase. Esta unidad tiene tres polos en un lado del disco y un Shunt magnético común en el lado opuesto. La bobina principal está en el brazo central. Los tres flujos cruzan el entrehierro y producen corrientes de Eddy en el disco de aluminio. Como resultado, las corrientes de Eddy causan contraflujos y la interacción de los dos conjuntos de flujos, producen el torque que hace rotar el disco. Un resorte en espiral en el eje del disco, conduce una corriente al contacto móvil y crea el par. Este resorte junto con el disco y el diseño del electroimán, proporcionan una corriente mínima de operación constante sobre el rango de desplazamiento del contacto. Un imán permanente con la armadura de contacto ajustable (Shunt) amortiguan el disco y los plugs magnéticos en el electroimán controlan el grado de saturación.
La tensión del resorte, el imán amortiguador y los plugs magnéticos permiten ajustes separados y relativamente independientes de las características de sobrecorriente de la unidad de tiempo inverso.

El flujo total es:

$$\phi = \phi_L + \phi_R \tag{3.10}$$

Donde ϕ_L induce un voltaje V_s y fluye I_s en fase con la bobina de retraso cortocircuitada.

3.4.2 *Relevador tipo vatimétrico.*

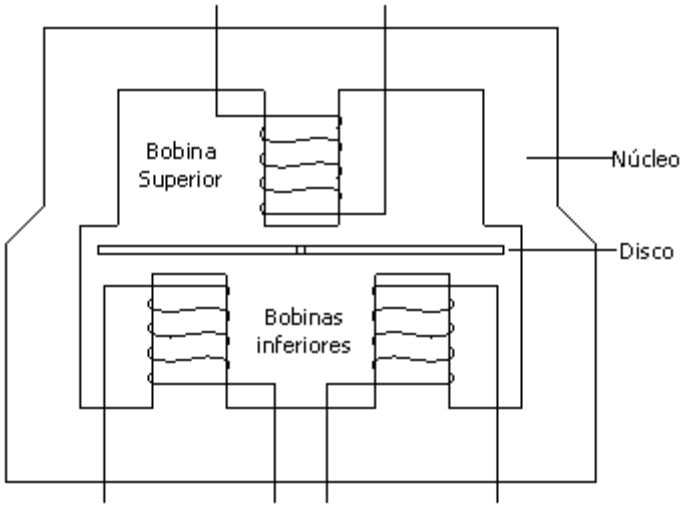


FIGURA 3.6 Relevador tipo vatimétrico.

Una variante del relevador de disco de inducción se muestra en la figura 3.6 en su forma más común, este tipo de relevador utiliza un arreglo de bobinas arriba y abajo del disco con las bobinas superior e inferior alimentadas por diferentes valores o, en algunos casos, con justo una alimentación para la bobina superior, la cual induce un flujo fuera de fase en la bobina inferior a causa del entrehierro. Contiene además un imán amortiguador cruzado por el disco.

Adherido en la parte central del disco hay un eje sobre el cual existe un resorte de control que permite el ajuste de tiempo de desplazamiento de un contacto móvil ubicado en la parte superior del eje; cuando este contacto termina su recorrido se toca con un contacto fijo cerrando un circuito de mando. El relevador típico de tiempo diferido es de este tipo y tiene características de tiempo inverso.

3.4.3 *Relevador de polo sombreado.*

En este caso la porción de la sección electromagnética es cortocircuitada por un anillo de cobre o bobina. Esto crea un flujo en el área influenciada por la sección cortocircuitada (llamada sección sombreada) la cual atrasa el flujo en la sección no sombreada. (véase figura 3.7).

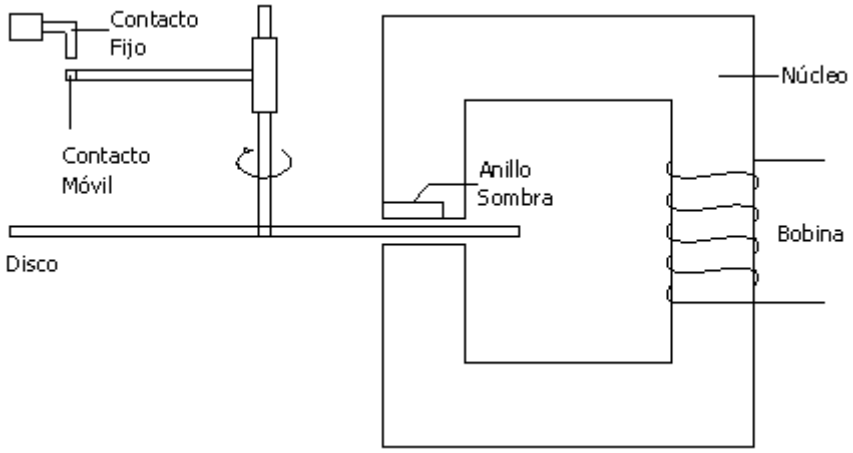


FIGURA 3.7 **Relevador de polo sombreado.**

3.4.4 *Unidades de cilindro (o de copa).*

Este relevador tiene un cilindro similar a una copa el cual puede rotar en el entrehierro, se puede observar en las figuras 3.8 y 3.9. La operación es similar a la de un motor de inducción con polos salientes para los devanados del estator.

La unidad tiene un núcleo interno de acero rodeado de un cilindro de aluminio en el centro de un electroimán cuadrado y que rota en un entrehierro anular entre los polos de las bobinas y tiene un núcleo central fijo.
La rotación del cilindro se limita a unos pocos grados y un resorte proporciona el torque de restablecimiento.
El torque de operación es una función del producto de dos cantidades de operación y del coseno del ángulo entre ellas. Se pueden usar diferentes combinaciones de cantidades de entrada para diferentes aplicaciones como voltajes o corrientes del sistema, o voltajes de Red (circuito).

Las configuraciones con 4 u 8 polos espaciados simétricamente alrededor de la circunferencia de la copa son usados con frecuencia. El movimiento del cilindro está limitado a una pequeña cantidad por el contacto y los topes. Un resorte especial proporciona el torque de restricción o de frenado.

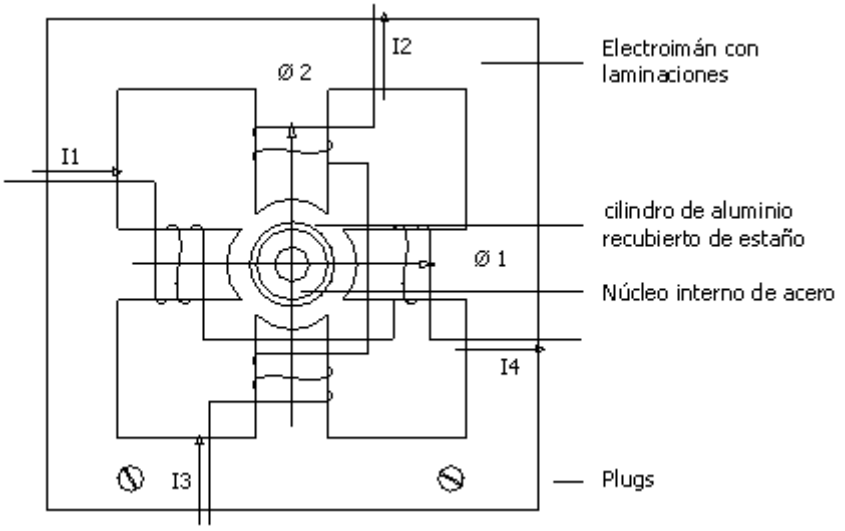


FIGURA 3.8 Unidades de cilindro.

El torque es una función del producto de las dos corrientes a través de las bobinas y del coseno del ángulo entre ellas. La ecuación del torque es:

$$T = [KI_1I_2Cos(\theta_{12} - \phi) - K_s] \quad \textbf{(3.11)}$$

Donde K, K_s y ϕ son constantes de diseño, I_1 e I_2 son las corrientes a través de las bobinas y θ_{12} es el ángulo entre I_1 e I_2.

Las aplicaciones de alta velocidad son sus principales usos, pero esta forma de relevador de inducción puede adaptarse a una gran variedad de funciones. Es mas eficiente generando torque que los de tipo disco de inducción de cualquier diseño de medidores de kWh o los de polo sombreado. Éste tipo o las estructuras en cilindro pueden tener polos extras, agregados entre ellos como se muestra en la figura 3.9. Cada polo genera un torque principal en conjunto con sus polos adyacentes.

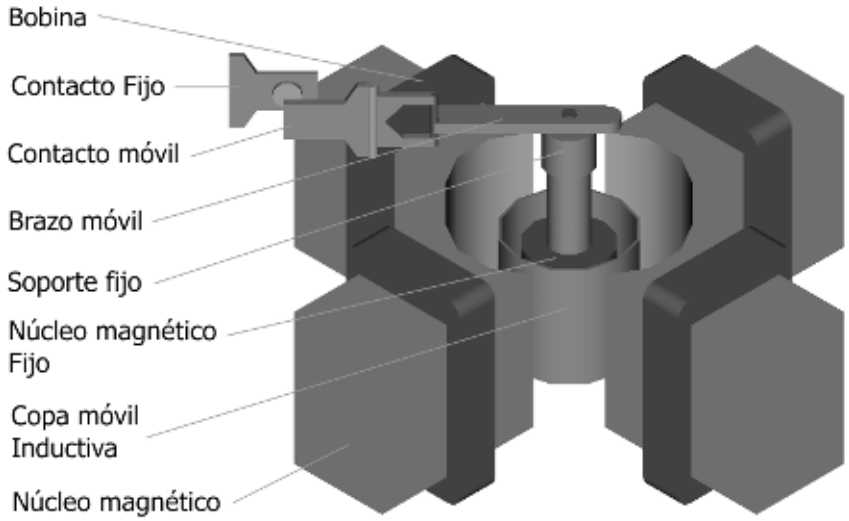


FIGURA 3.9 Vista tridimensional del relevador de inducción tipo copa.

3.4.5 *Unidades de D'Arsonval.*

este tipo de relevador se muestra en la figura 3.10. Utiliza una bobina móvil. Un núcleo cilíndrico de dos polos es formado por una estructura magnética y un imán permanente interior. Una bobina móvil de enlace en el entrehierro es energizada por corriente directa que reacciona con el flujo del entrehierro para crear el torque rotacional. La unidad D'Arsonval opera con una entrada muy baja de energía que proviene del Shunt DC, circuito puente, o CA rectificada.

3.4.6 *Relevador de brazo balanceado.*

Se constituye en uno de los sistemas más empleados pues es el esquema básico de la protección de distancia.
En las figuras 3.11 y 3.12 se muestran sus características constructivas. Opera con el principio de balanceo comparando dos cantidades, por ejemplo dos corrientes, o una corriente y un voltaje. El brazo tiene una ligera polarización mecánica para la posición del contacto abierto obtenida por un resorte de ajuste. Si $N_1 = N_2$, la operación se obtiene cuando:

$$Ia^2 = Ib^2 + k \quad \textbf{(3.12)}$$

Donde *k* es una constante.

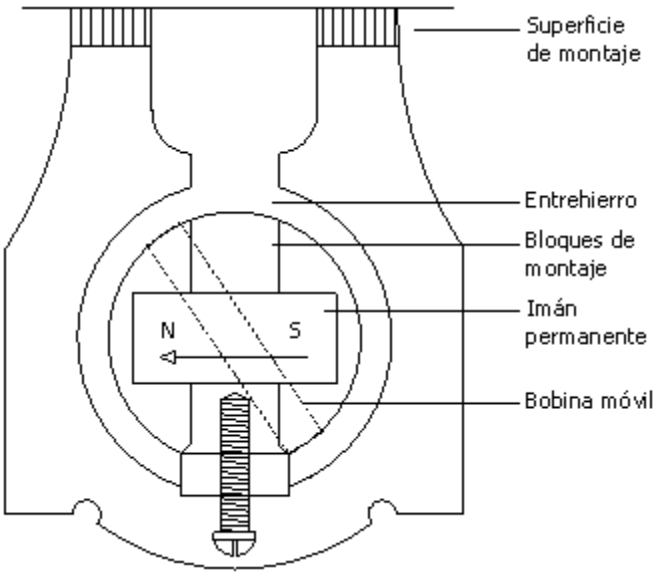


FIGURA 3.10 Unidades D'Arsonval.

El electroimán puede tener más de una bobina y alguna de las bobinas puede estar interconectadas dependiendo de las cantidades a ser medidas. Las corrientes o voltajes desbalanceados causan torque en una bobina para superar el torque de la otra. El torque positivo producido por la bobina 1 es representado por +T y el torque negativo producido por la bobina 2 por -T. El relevador no trabaja en banda intermedia.

3.5 *RELEVADORES CON CIRCUITOS DE MEDIDA ESTÁTICOS (Filtros de secuencia).*

Los circuitos estáticos con entradas de I o V trifásicos pueden proveer una salida monofásica proporcional a las cantidades de secuencia positiva, negativa o cero que son usadas como sensores de falla.

Se caracterizan por:

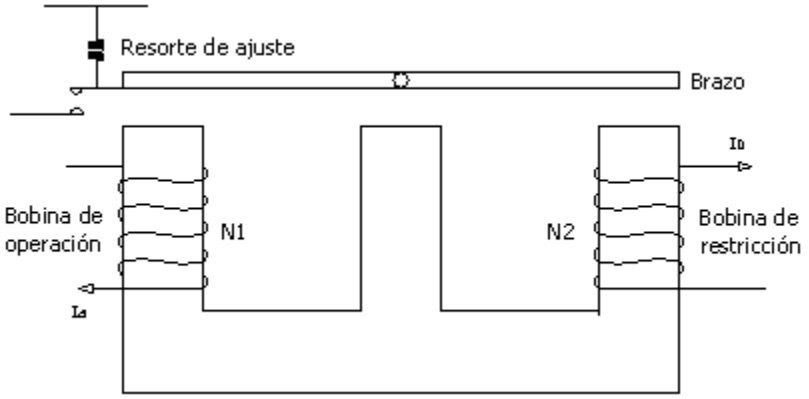


FIGURA 3.11 **Relevador de brazo balanceado.**

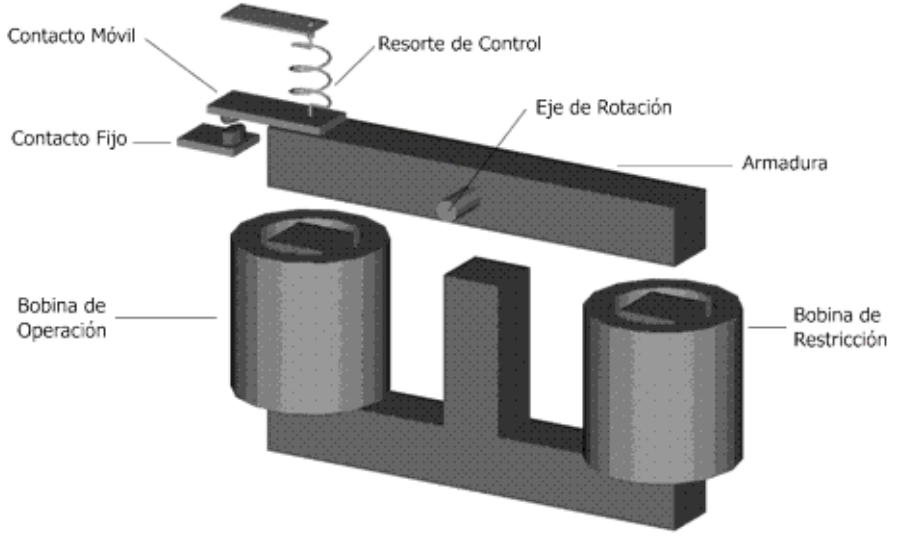


FIGURA 3.12 **Vista tridimensional del relevador de brazo balanceado.**

- Bajo consumo
- Rapidez
- Forma compacta
- Posibilidad de realizar medidas especiales
- Buena flexibilidad
- Seguridad y confiabilidad
- Se pueden usar en grandes sistemas de protección
- Tienen salidas provistas con relevadores mecánicos.

El filtro secuencia más simple es la variedad de corriente de secuencia cero, que se compone de los secundarios de tres TC conectados en paralelo para proporcionar la corriente $3I_0$ de I_a, I_b, I_c,
Un circuito básico que provee muchas variaciones de filtros de secuencia es mostrado en la figura 3.13.

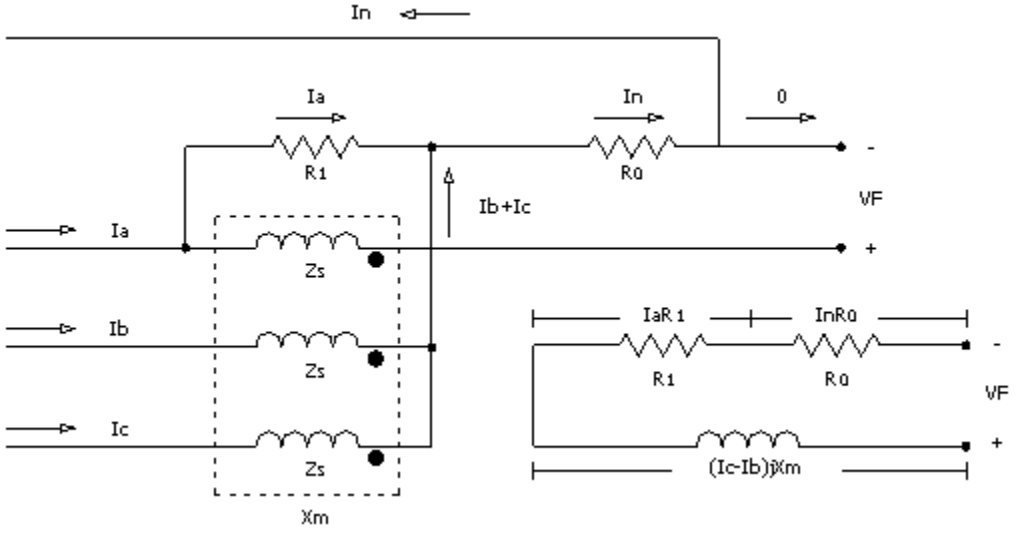


FIGURA 3.13 Circuito básico del filtro de secuencia.

El Voltaje de circuito abierto es:

$$V_F = I_n R_0 + I_a R_1 + jX_m(I_c - I_b) \quad (3.13)$$

$$\text{Con} \quad I_n = I_a + I_b + I_c \tag{3.14}$$

y en términos de las cantidades de secuencia V_F es:

$$V_F = (R_1 - \sqrt{3}Xm)I_+ + (R_1 + \sqrt{3}Xm)I_- + (R_1 + 3R_0)I_0 \tag{3.15}$$

Si se intercambia I_b e I_c en el circuito:

$$V_F = (R_1 + \sqrt{3}Xm)I_+ + (R_1 - \sqrt{3}Xm)I_- + (R_1 + 3R_0)I_0 \tag{3.16}$$

Si R_1 es seleccionado tal que:

$$Xm = R_1/(\sqrt{3}) \tag{3.17}$$

$$V_F = 2R_1I_+ + (R_1 + 3R_0)I_0 \tag{3.18}$$

Y el relevador conectado a los terminales de salida responderá a las cantidades de secuencia positiva y cero. Otro tipo de circuito que proporciona la habilidad para responder a cantidades de secuencia positiva o negativa es el que se muestra en la figura 3.14.

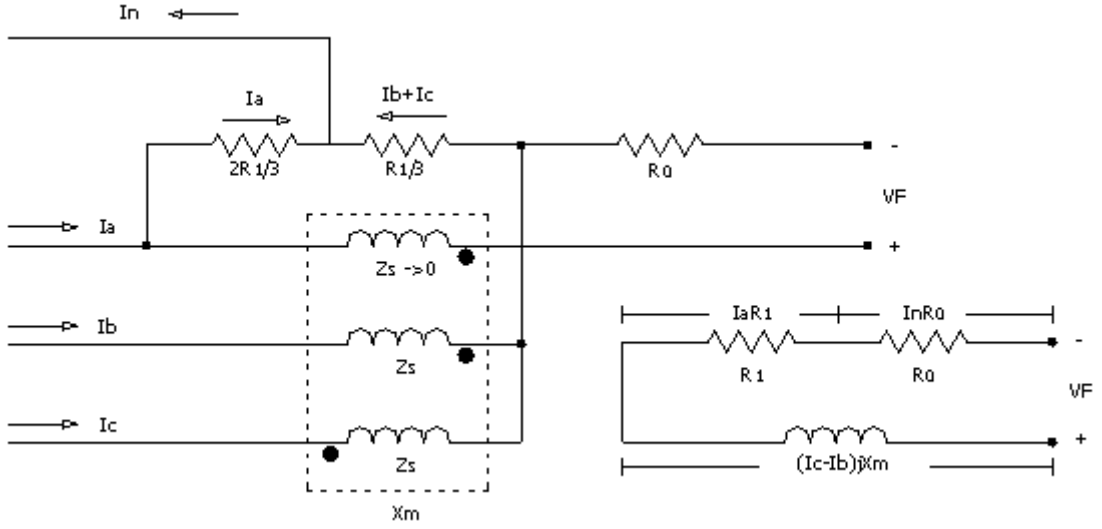


FIGURA 3.14 **Circuito que responde a las cantidades de secuencia positiva o negativa.**

Aquí se tiene que:

$$V_F = I_a\left(\frac{2R_1}{3}\right) + (I_c - I_b)jXm - (I_b + I_c)\left(\frac{R_1}{3}\right) \quad \textbf{(3.19)}$$

De nuevo esto se reduce a

$$V_F = (R_1 - \sqrt{3}Xm)I_+ + (R_1 + \sqrt{3}Xm)I_- \quad \textbf{(3.20)}$$

Y seleccionando $Xm = R_1/(\sqrt{3})$

$$V_F = 2R_1 I_- \quad \textbf{(3.21)}$$

Que da las características del filtro de secuencia negativa.
Intercambiando I_b e I_c,

$$\mathrm{V}_F = (\mathrm{R}_1 + \sqrt{3}X\mathrm{m})\mathrm{I}_+ + (\mathrm{R}_1 - \sqrt{3}X\mathrm{m})\mathrm{I}_- \quad \textbf{(3.22)}$$

Y para $Xm = R_1/3$

$$V_F = 2R_1 I_+ \quad \textbf{(3.23)}$$

Que da las características de secuencia positiva.

Ejemplo 3.1.

a) Considerar el filtro de secuencia de la figura 3.14. En este caso V_F (dado por la ecuación 3.19) se considera como el Vth equivalente. Cortocircuitando los terminales 1 y 2 se calcula Zth equivalente así: $Z_{TH} = \dfrac{V_{TH}}{I_{SC}}$, mostrar que para este circuito $Z_{TH} = R_0 + R_1 + Zs$.

b) Asumir que en los terminales 1 y 2 se conecta un relevador de resistencia R_L; asumiendo que $R_1 = \sqrt{3}Xm$, mostrar que la corriente en el relevador es $I_L = \dfrac{2R_1 I_-}{R_0 + R_1 + Zs + R_L}$.

c) Con $R_0 = 0.1\Omega$, $R_L = 0.1\Omega$ y $Z_S = 0.08\Omega$, se requiere ajustar los parámetros del filtro de secuencia tal que, para $I_- = 10A$, $I_L = 5A$, encontrar R_1 y Xm

Solución:

a) Al cortocircuitar 1 y 2 como se muestra en al figura 3.15 y aplicando la ley de voltajes de kirchhoff resulta:

$$(R_0 + R_1 + Zs)Isc + \left[I_a\left(\frac{2R_1}{3}\right) + (I_c - I_b)jXm - (I_b + I_c)\left(\frac{R_1}{3}\right)\right] = 0$$

Sustituyendo por la relación para V_F

$(R_0 + R_1 + Zs)Isc + V_F = 0$

$Z_{TH} = R_0 + R_1 + Zs$

b) Con $Xm = \dfrac{R_1}{\sqrt{3}} \rightarrow V_F = 2R_1 I_-$

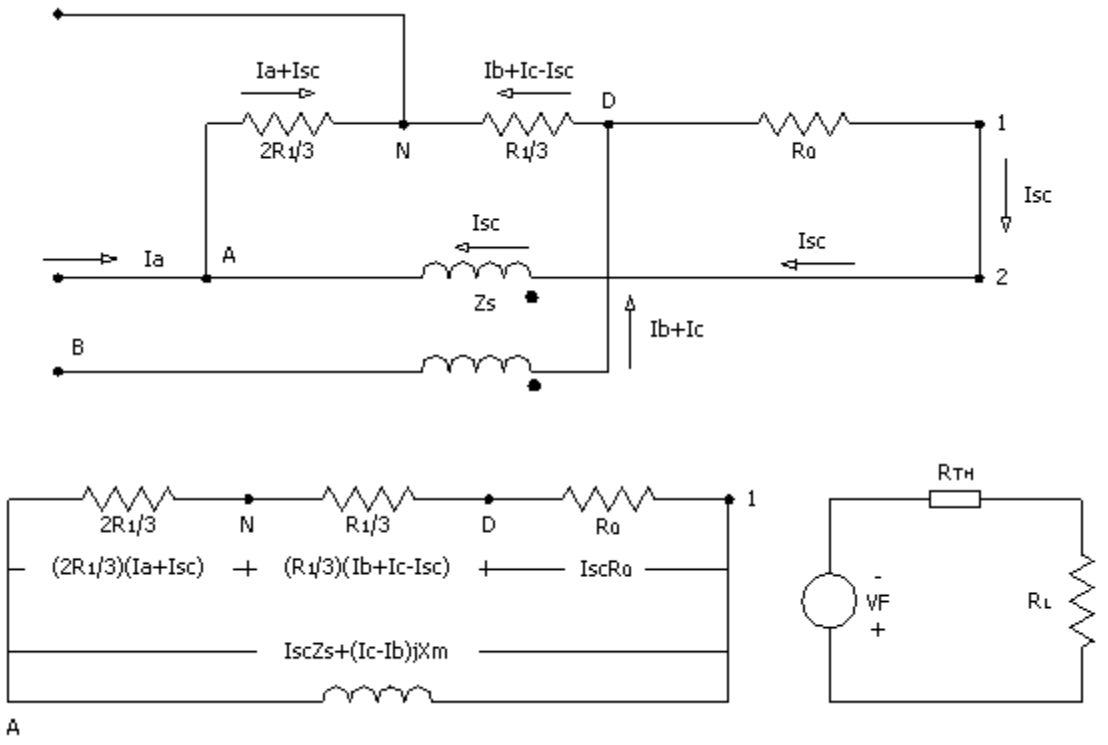


FIGURA 3.15 **Circuito de secuencia cortocircuitado y circuito resultante.**

De la representación equivalente de Thevenin

$$I_L = \frac{V_F}{R_{TH} + R_L} = \frac{2R_1}{R_{TH} + R_L} I_- = \frac{2R_1}{R_0 + R_1 + Zs + R_L} I_-$$

c) Con $I_- = 10A$, $I_L = 5A$, $R_L = 0.1\Omega$ $R_0 = 0.1\Omega$, $Zs = 0.08\Omega$

Se obtiene:

$$5 = \frac{2R_1(10)}{0.1 + 0.08 + 0.1 + R_1}$$

$$R_1 = 0.0933\Omega$$

$$Xm = \frac{R_1}{\sqrt{3}} = 0.0539\Omega$$

Ejemplo 3.2.

Un generador trifásico, 15 MVA, 12 kV, con una protección de secuencia negativa, usa un relevador de sobrecorriente de 1A y un filtro de secuencia negativa como el del ejemplo anterior. Asumir que la corriente máxima de secuencia negativa permitida es el 10% de la corriente nominal del generador. Encontrar la relación del TC más aceptable. Asumir una corriente de relevador a ser relacionada a la corriente de entrada del filtro como $i_{relevador} = 0.5 i_-$.

Relaciones de transformación estándar: 50/5, 100/5, 200/5, 400/5, 600/5, 800/5, 1200/5.

Solución:

La corriente nominal del generador es: $Ir = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 12} = 721.69A$

El relevador debería responder a una corriente de secuencia negativa que corresponde al 10% de la nominal $I_- = 72.169A$

La correspondiente corriente del relevador es 1A. Así, la corriente de secuencia negativa al filtro está dada por $i_- = 2A$

La relación de transformación del TC es por lo tanto:

$CTR = \frac{72.169}{2} = 36.08$ y el CTR solicitado es 200/5.

3.6 *RELEVADORES COMPUTARIZADOS.*

Las primeras investigaciones en el campo de la protección computarizada comenzaron en la decada de los 60, cuando las computadoras digitales comenzaron sistemáticamente a reemplazar las herramientas tradicionales empleadas para el análisis de los sistemas de potencia. Inicialmente se resolvieron los problemas de flujos de carga, de cortocircuito y de estabilidad empleando nuevos programas con resultados satisfactorios.

El uso de software para protección fue un paso posterior que comenzó como una consecuencia del desarrollo del hardware, junto con el trabajo llevado a cabo sobre los algoritmos de matemáticas y de protección. No obstante esto, el uso de los computadores para protección no fue viable al principio, debido a las dificultades para reunir los requerimientos de tiempo de respuesta. con la llegada de los microprocesadores con 16 bits en los 70, los computadores más rápidos y económicos fueron construidos, permitiendo que los algoritmos existentes fueran implementados en el diseño de los relevadores de protección y los dispositivos de protección se produjeron usando esta tecnología y consecuentemente fueron referidos como una protección numérica.

3.6.1 *Características de los relevadores computarizados*.

Los relevadores computarizados son tecnológicamente superiores a los tipos convencionales de relevadores descritos anteriormente. Sus ventajas generales son:

- *Confiabilidad*: Las operaciones incorrectas son menos probables con los relevadores computarizados.
- *Autodiagnóstico*: Los relevadores computarizados tienen la capacidad de conducir un autodiagnóstico continuo en la forma de circuiteria vigilante, que incluye chequeos de memoria y pruebas de módulos de entrada análogos. En caso de falla, usualmente los relevadores, o bloquean o intentan una recuperación, dependiendo del disturbio detectado.
- *Registro de eventos y disturbios*: Estos relevadores pueden producir registros de eventos cada vez que existe una operación de la función de protección, la energización de un estado de entrada, o cualquier falla del hardware. Igualmente, los registros de disturbios pueden ser generados en varios canales análogos, junto con todos los estados de entrada y la información de salida del relevador.
- *Integración de sistemas digitales*: La tecnología actual incluye muchas tareas en una subestación. Tales como comunicaciones, medida y control. Estas funciones pueden integrarse en un sistema digital de tal manera que una subestación pueda ser operada de una manera más rápida y confiable. La fibra óptica está siendo ahora utilizada para proporcionar enlaces de comunicación entre varios elementos del sistema para evitar los problemas de interferencia que pueden ocurrir cuando se usan conductores metálicos.
- *Protección adaptable*: Con la capacidad de programación y de comunicación de los sistemas digitales, los relevadores computarizados pueden programar protección adaptable. Esta característica permite que los ajustes del relevador sean cambiados dependiendo de las condiciones de operación del circuito, garantizando así los ajustes convenientes del relevador para una situación en tiempo real para no usar un

ajuste basado en el arreglo más crítico del sistema, que algunas veces no proporciona la solución más apropiada. Los algoritmos para calibración de relevadores usualmente son lenguajes de bajo nivel a causa de la necesidad de respuesta en corto tiempo, la cual no es obtenida con lenguajes de alto nivel tales como Pascal o Fortran.

3.6.2 *Arquitecturas*.

Los relevadores computarizados están compuestos de subsistemas con funciones bien definidas, la figura 3.16 muestra un diagrama de bloques de un arreglo de relevadores computarizados con los subsistemas típicos.

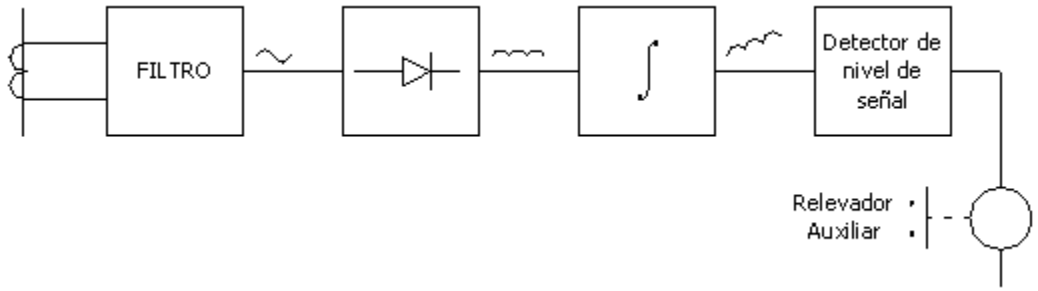


FIGURA 3.16 Diagrama de bloques de un arreglo de relevador computarizado.

Los principales subsistemas son los siguientes:

- *El microprocesador*: Que contiene dos componentes de memoria:
  - La memoria RAM, que tiene varias funciones incluyendo retención de los datos de entrada al procesador y es necesaria para almacenar la información durante la compilación del algoritmo de protección.
  - La memoria ROM que es usada para almacenar programas permanentemente.
- *El módulo de entrada*: Las señales análogas de la subestación son capturadas y enviadas al microprocesador, el módulo contiene normalmente los siguientes elementos:
  - Filtros analógicos, que son filtros activos pasa bajos que eliminan cualquier ruido de fondo que ha sido introducido en la línea.

- Acondicionador de señal, que convierte la señal normalizada de 0 a 10 V DC.
- Convertidor análogo digital, que convierte la señal normalizada de 0 a 10 V DC en un número binario, que es luego enviado directamente al microprocesador o a una memoria intermedia de comunicación.
- Módulo de salida: Acondiciona las señales de respuesta del microprocesador y las envía a los elementos externos que ellos controlan. Está compuesto de una salida digital que genera un pulso como una señal de respuesta, y un acondicionador de señal que amplifica y aisla ese pulso.

- *Módulo de comunicación*: Contiene puertos serie y paralelo para permitir la interconexión de los relevadores de protección con los sistemas de control y comunicaciones de la subestación.

3.6.3 *Otras características típicas del relevador computarizado.*

i. *Unidades lógicas de procesamiento de datos y sensores de fallas:* Emplean unidades de comparación para ejecutar la detección convencional de fallas. Las unidades lógicas de comparación de magnitudes se usan para detectar sobrecorrientes instantáneas y el tiempo de la sobrecorriente.

   Para la protección de sobrecorriente instantánea se usa un detector de nivel DC o un comparador de magnitud de referencia fijo. Los circuitos lógicos de comparación de ángulo de fase producen una salida cuando el ángulo de fase entre dos cantidades está en un rango crítico (son útiles para relevadores direccionales y de distancia)

ii. Unidades lógicas de amplificación.

iii. Unidades lógicas auxiliares.

3.7 *EL DIAGRAMA X-R.*

Considérese una línea de transmisión con una impedancia serie Z_L, con admitancia shunt despreciable y con una carga Z_R en los terminales de recepción como se muestra en la figura 3.17.

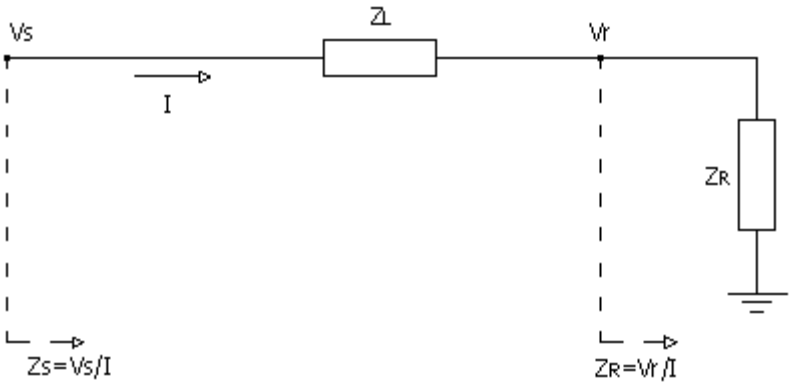


FIGURA 3.17 Circuito equivalente simplificado de una línea de transmisión.

De la figura anterior se puede concluir que:

$$V_s = IZ_L + V_r \tag{3.24}$$

Y cuyo diagrama fasorial se muestra en la figura 3.18.

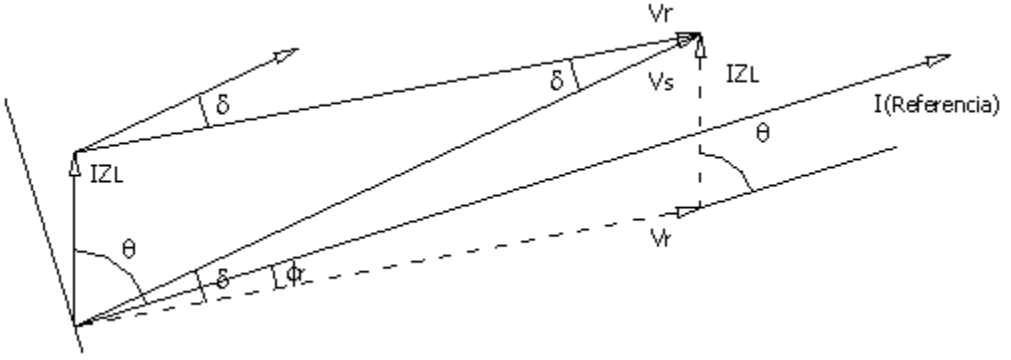


FIGURA 3.18 Diagrama vectorial de la línea de transmisión.

Dividiendo la ecuación 3.24 entre I se obtiene:

$$\frac{Vs}{I} = \frac{IZ_L}{I} + \frac{Vr}{I}$$

lo que da:

$$Z_S = Z_L + Z_r \tag{3.25}$$

y que permite construir el diagrama de impedancias X-R mostrado en la figura 3.19.

Del diagrama X-R es claro que:

$$Z_r = R_r + jX_r \tag{3.26}$$

$$R_r = \frac{|V_r|^2 P_r}{|S_r|^2} \tag{3.27}$$

$$X_r = \frac{|V_r|^2 Q_r}{|S_r|^2} \tag{3.28}$$

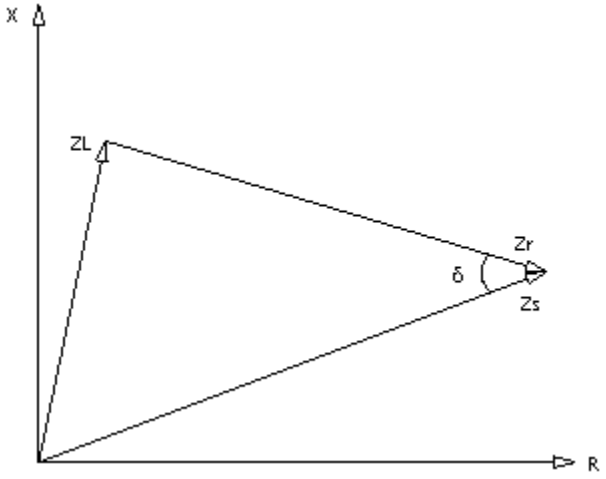


FIGURA 3.19 El diagrama de impedancias X-R.

Ejemplo 3.3.

Encontrar Zr dado que: $Vr = 1pu$, $Sr = Pr + jQr = 2 + j0.8\ pu$. Construir el diagrama de impedancias para $Z_L = 0.1 + j0.3\ pu$. Encontrar Zs para esta condición, así como δ.

Solución:

$$S_r = \sqrt{2^2 + (0.8)^2} = 2.54$$

$$R_r = \frac{(1)^2(2)}{(2.154)^2} = 0.431\ pu \quad , \quad X_r = \frac{(1)^2(0.8)}{(2.154)^2} = 0.1724\ pu$$

$$Z_r = 0.431 + j0.1724 = 0.464\angle 21.8° = |Z_r|\angle\theta_R$$

$$Z_s = Z_L + Z_R = 0.531 + j0.4724 = 0.7107\angle 41.6576° = |Z_s|\angle\theta_s$$

$$\delta = \theta_s - \theta_r = 41.6576 - 21.8 = 19.8576°$$

El diagrama de impedancias se muestra en la figura 3.20.

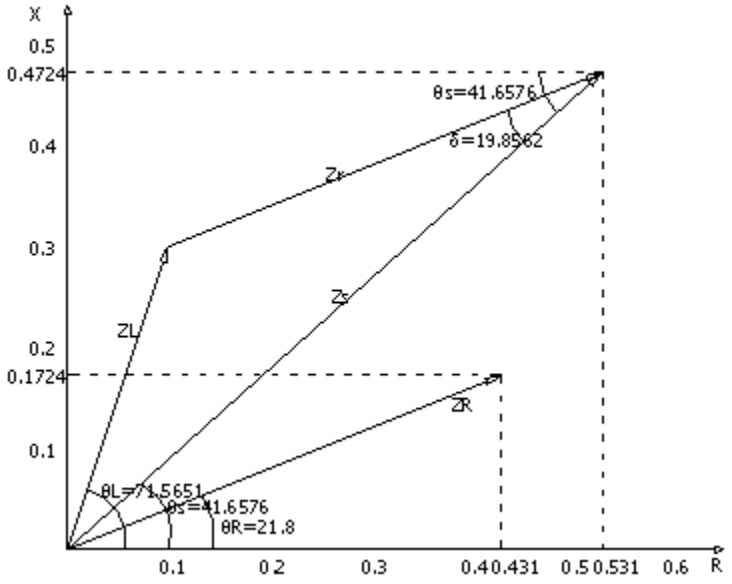


FIGURA 3.20 Diagrama de impedancias del ejemplo 3.3.

3.8 RELEVADORES COMPARADORES.

Pueden tener cualquier número de señales de entrada. Aquí se enfoca la atención en un comparador de dos entradas como se observa en la figura 3.21.

La señal de disparo se da cada vez que $|V_2| > |V_1|$. Asumiendo V_L como fasor de referencia y que la corriente del línea I_L se atrasa con respecto a V_L un ángulo ϕ_L,

$$V_L = |V_L| \angle 0^{\circ}, \tag{3.29}$$

$$I_L = |I_L| \angle -\phi_L \tag{3.30}$$

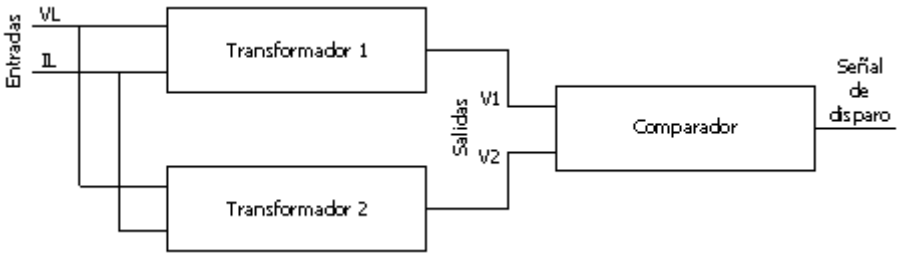


FIGURA 3.21 Comparador de dos entradas.

$$Z_L = \frac{V_L}{I_L} = |Z_L| \angle \phi_L \tag{3.31}$$

V_1 y V_2 se asumen como combinaciones lineales de las cantidades de entrada

$$V_1 = k_1 V_L + Z_1 I_L \; ; \; Z_1 = |Z_1| \angle \psi_1 \tag{3.32}$$

$$V_2 = k_2 V_L + Z_2 I_L \; ; \; Z_2 = |Z_2| \angle \psi_2 \tag{3.33}$$

El comparador de voltajes de entrada V_1 y V_2 dará:

$$V_1 = |I_L|(K_1|Z_L| + |Z_1|\angle(\psi_1 - \phi_L)) \tag{3.34}$$

$$V_2 = |I_L|(K_2|Z_L| + |Z_2|\angle(\psi_2 - \phi_L)) \quad \textbf{(3.35)}$$

3.8.1 *Comparación de amplitud.*

La señal de disparo es producida por un comparador de amplitud cuando: $|V_2| \geq |V_1|$. La condición umbral de operación $|V_2| = |V_1|$ es de interés y ocurre cuando:

$$[k_1|Z_L| + |Z_1|\angle(\psi_1 - \phi_L)]^2 = [k_2|Z_L| + |Z_2|\angle(\psi_2 - \phi_L)]^2 \quad \textbf{(3.36)}$$

Ambos lados de esta ecuación tienen la siguiente forma:

$$[A + B\angle\beta]^2 = [A + BCos\beta + jBSen\beta]^2 = (A + BCos\beta)^2 + (BSen\beta)^2 = A^2 + B^2 + 2ABCos\beta \quad \textbf{(3.37)}$$

Así, la condición de operación se obtiene como:

$$(k_1^2 - k^2)|Z_L|^2 + 2|Z_L|[K_1|Z_1|Cos(\psi_1 - \phi_L) - K_2|Z_2|Cos(\psi_2 - \phi_L)] + (|Z_1|^2 - |Z_2|^2) \leq 0 \quad \textbf{(3.38)}$$

Esta es la ecuación general para un relevador de comparación de amplitud.

La selección de k_1 ; k_2 , Z_1 y Z_2 proporciona las características de los diferentes relevadores.

3.8.1.1 ***Relevador Ohm***.

Se seleccionan los siguientes parámetros: $k_1 = k$, $k_2 = -k$, $Z_1 = 0$,$Z_2 = Z$, $\psi_2 = \psi$ y la ecuación 3.38 se reduce a :

$$|Z_1|(Cos\psi Cos\phi_L + Sen\psi Sen\phi_L) \leq \frac{|Z|}{2k} \quad \textbf{(3.39)}$$

La característica del relevador puede mostrarse en el plano X- R ajustando la impedancia de la línea de la forma rectangular $Z_L = R_L + jX_L$

Así: $R_L = |Z_L|Cos\phi_L$ y $X_L = |Z_L|Sen\phi_L$

Y el umbral del relevador es:

$$R_L Cos\psi + X_L Sen\psi = \frac{|Z|}{2k} \tag{3.40}$$

Esto es una línea recta en el plano $X_L - R_L$ y se muestra en la figura 3.22.

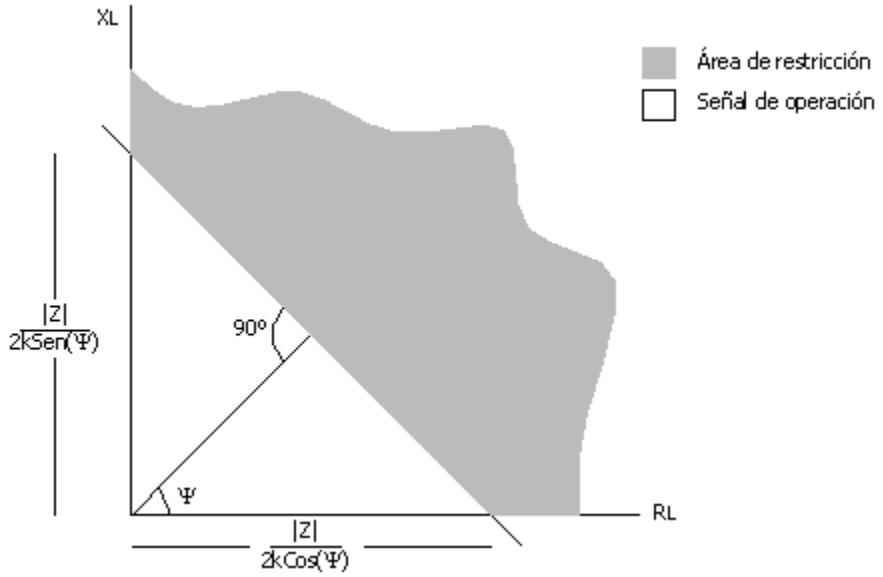


FIGURA 3.22 Diagrama X-R del relevador OHM.

3.8.1.2 *Relevador Mho*.

Los parámetros a tomar para este relevador son los siguientes:
$k_1 = -k$, $k_2 = 0$, $Z_1 = Z_2 = Z$, $\psi_2 = \psi_1 = \psi$

Y la ecuación 3.38 se reduce a: $k^2|Z_L|^2 - 2k|Z_L||Z|Cos(\psi - \phi_L) \le 0$ **(3.41)**
En términos de R_L y X_L se tiene así la característica:

$$R_L^2 + X_L^2 - \frac{2|Z|}{k}(R_L Cos\psi + X_L Sen\psi) \le 0 \quad \text{ó} \quad \left(R_L - \frac{|Z|}{k}Cos\psi\right)^2 + \left(X_L - \frac{|Z|}{k}Sen\psi\right)^2 \le \frac{|Z|^2}{k^2} \tag{3.42}$$

La condición umbral es un círculo como el mostrado en la figura 3.23.

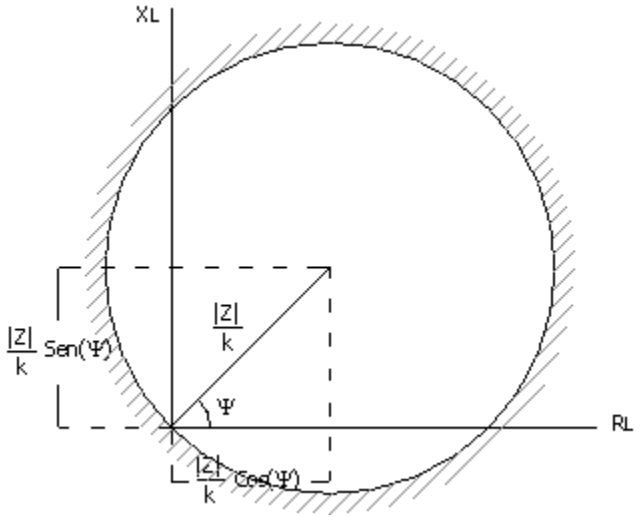


FIGURA 3.23 **Característica $X_L - R_L$ del relevador Mho.**

Ejemplo 3.4.

La línea del ejemplo 3.3 está provista con una protección de distancia del 80% usando un relevador de resistencia o un relevador de reactancia OHM. Encontrar los parámetros de diseño del relevador en cada caso, asumiendo comparación de magnitud.

Solución:

La impedancia de la línea es: $Z_L = 0.1 + j0.3$ pu . Para una protección del 80%, el punto de operación de la impedancia es: $Z_P = 0.8\ Z_L = 0.08 + j0.24$ pu (véase figura 3.25).

Un relevador OHM basado en la comparación de amplitud tiene las siguientes características:

$V_1 = kV_L;\ V_2 = -kV_L + ZI_L$

Para una característica resistencia-distancia, el ángulo $\psi = 0$, se obtiene:

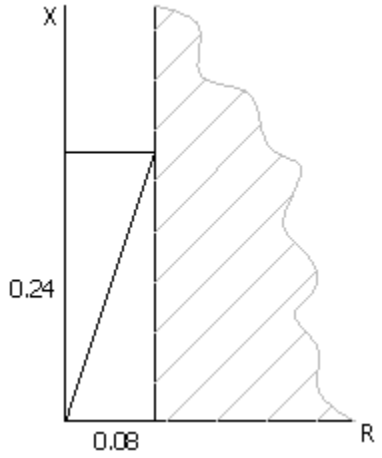


FIGURA 3.24 **Característica resistencia-distancia.**

Para proteger el 80% de la línea $Z = R$ con $\frac{R}{2k} = 0.08$

Para la característica Reactancia-distancia, el ángulo $\psi = 90°$ se obtiene:

$Z = jX$ con $\frac{X}{2k} = 0.24$ (véase figura 3.25).

Asumiendo $k = 1$ en cada caso da:

$R = 0.16$ pu para relevador Resistencia distancia

$X = 0.48$ pu pra relevador Reactancia distancia

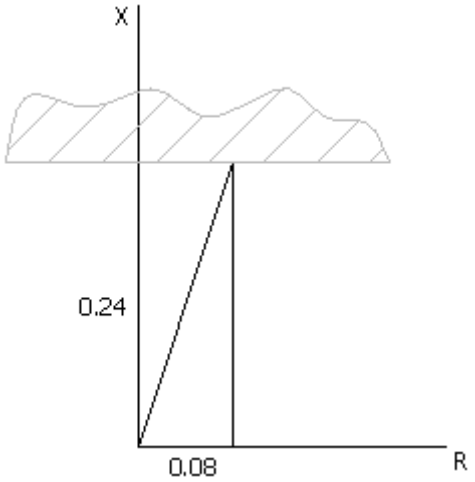


FIGURA 3.25 **Característica reactancia-distancia.**

3.8.1.3 *Relevador de Impedancia*.

Para este relevador se ajustan los parámetros de la siguiente manera:

$k_1 = -k$; $k_2 = 0$; $Z_1 \neq Z_2$ y la característica del relevador está dada por:

$$k^2|Z_L|^2 - 2k|Z_L||Z_1|Cos(\psi_1 - \phi_L) + |Z_1|^2 - |Z_2|^2 \leq 0 \qquad \textbf{(3.43)}$$

o en el plano $R_L - X_L$

$$\left(R_L - \frac{|Z_1|Cos\psi}{k}\right)^2 + \left(X_L - \frac{|Z_1|Sen\psi}{k}\right)^2 \leq \frac{|Z_2|^2}{k^2} \qquad \textbf{(3.44)}$$

La condición umbral es un círculo con centro en $\frac{|Z_1|}{k_1\angle\psi}$ y de radio $\frac{|Z_2|}{k}$ como se muestra en la figura 3.26.

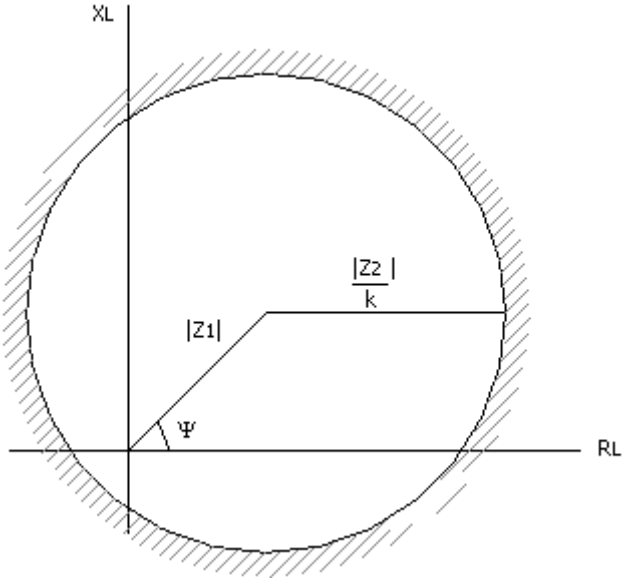


FIGURA 3.26 **Característica $X_L - R_L$ del relevador de impedancia.**

3.8.2 *Comparación de fase.*

Considérese ahora el comparador operando en el modo comparación de fase.
Asúmase que: $V_1 = |V_1|\angle\theta_1$, $V_2 = |V_2|\angle\theta_2$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{|V_1|}{|V_2|}\angle(\theta_1 - \theta_2) \Rightarrow \theta = \theta_1 - \theta_2 \Rightarrow \quad \text{Diferencia de Fase} \tag{3.45}$$

Se selecciona un criterio para operación de fase $\pm 90°$ tal que $-\frac{\pi}{2} \le \theta \le \frac{\pi}{2} \quad \Rightarrow Cos\theta \ge 0$

Para propósitos de manipulación, se reescribe esta condición como:

$$\frac{|V_1||V_2|}{I_L^2} Cos(\theta_1 - \theta_2) \ge 0 \tag{3.46}$$

Expandiendo lado derecho se obtiene:

$$\frac{|V_1||V_2|}{I_L^2}Cos(\theta_1-\theta_2) = \frac{R_e(V_1)R_e(V_2)+I_m(V_1)I_m(V_2)}{|I_L|^2} \quad (3.47)$$

Recordando que:

$$\frac{R_e(V_1)}{|I_L|} = k_1|Z_L| + |Z_1|Cos(\psi_1-\phi_L) \quad (3.48)$$

$$\frac{I_m(V_1)}{|I_L|} = |Z_1|Sen(\psi_1-\phi_L) \quad (3.49)$$

$$\frac{R_e(V_2)}{|I_L|} = k_2|Z_L| + |Z_2|Cos(\psi_2-\phi_L) \quad (3.50)$$

$$\frac{I_m(V_2)}{|I_L|} = |Z_2|Sen(\psi_2-\phi_L) \quad (3.51)$$

Y el resultado es:

$$k_1k_2|Z_L|^2 + |Z_L|(k_1|Z_2|Cos(\psi_2-\phi_L) + k_2|Z_1|Cos(\psi_1-\phi_L)) + |Z_1||Z_2|Cos(\psi_1-\psi_2) \geq 0 \quad (3.52)$$

Esta es la ecuación general para el comparador de fase $\pm 90°$

3.8.2.1 ***Relevador ohm***.

Se seleccionan los siguientes parámetros:

$k_1 = -k$

$k_2 = 0$

$Z_1 = Z_2 = Z$

$\psi_1 = \psi_2 = \psi$

Estos son exactamente los valores asociados con el relevador MHO usando el modo comparación de amplitud.
La sustitución de esos parámetros resulta en:

$$-k|Z_L||Z|Cos(\psi-\phi_L) + |Z|^2 \geq 0 \quad \text{ó} \quad |Z_L|Cos(\psi-\phi_L) \leq \frac{|Z|}{k} \quad (3.53)$$

En el plano $X_L - R_L$ el resultado es una línea recta tal como se muestra en la figura 3.27.

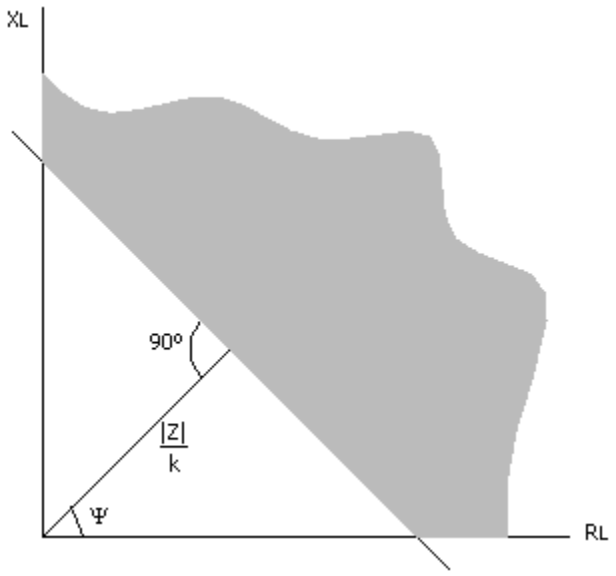


FIGURA 3.27 **Característica $X_L - R_L$ del relevado OHM.**

3.8.2.2 ***Relevador mho***.

En este caso se selecciona el circuito que puede producir la característica del relevador OHM en el caso de comparación de amplitud:

$k_1 = K\,;\;\; k_2 = -K\,;\;\; Z_1 = 0\,;\;\; Z_2 = |Z|\angle\psi$

como resultado se obtiene:

$$-k_2|Z_L|^2 + k|Z_L||Z|Cos(\psi - \phi_L) \geq 0 \quad \text{ó} \quad \left(R_L - \frac{|Z|Cos\psi}{2k}\right)^2 + \left(X_L - \frac{|Z|Sen\psi}{2k}\right)^2 \leq \frac{|Z|^2}{4k^2}$$

Esta es la ecuación del círculo con radio $\frac{|Z|}{2k}$ o sea, la mitad del radio del círculo MHO del comparador de amplitud, y con su centro en $\left(\frac{|Z|}{2k}\right)\angle\psi$ como se muestra en la figura 3.28.

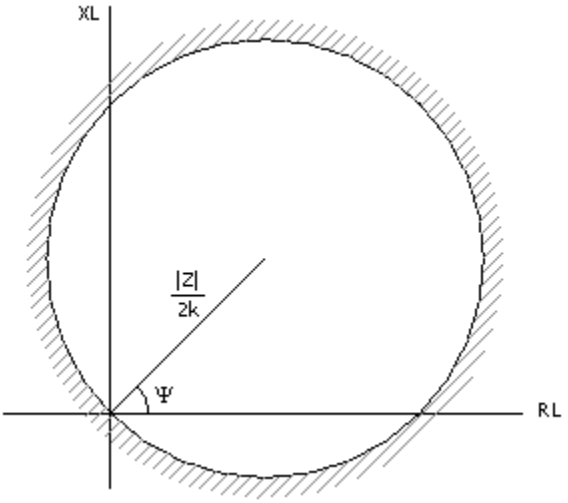


FIGURA 3.28 **Característica $X_L - R_L$ del relevador MHO.**

CAPITULO 4

Transformadores de Medida (TM)

Como los valores de voltaje y corriente existentes en sistema de potencia son demasiado grandes, su medida no se puede hacer en forma directa. Es por esto que se usan los transformadores de medida que reproducen una imagen proporcional, de la magnitud eléctrica del sistema potencia, y además sirven para aislar los circuitos secundarios (equipos de control, protección y medida) de los altos voltajes de los circuitos primarios; suministran a los equipos mencionados con valores apropiados de corriente y voltaje (generalmente de 1A a 5A para las bobinas de corriente y 120 V para las bobinas de voltaje. El comportamiento de los TM durante y después de la ocurrencia de una falla es crítico en la protección eléctrica puesto que los errores de señal en los TM pueden causar mala operación de los relevadores. Además, factores tales como los periodos de saturación y de transitorios deben ser tenidos en cuenta al seleccionar el TM apropiado.

Cuando solo las magnitudes de corriente y de voltaje son requeridas para operar un relevador, la dirección relativa del flujo de corriente en los devanados del TM no es importante. sin embargo, la polaridad debe tenerse en cuenta cuando los relevadores comparan la suma o la diferencia de las corrientes.

4.1 *TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC).*

El devanado primario del TC se conecta en serie con el circuito de potencia de alta tensión, puesto que la impedancia del devanado es despreciable con respecto a la del sistema de potencia donde está instalado y aún teniendo en cuenta la carga que se conecta al secundario. Los TC usados para medida son diferentes a los TC usados para protección, tanto en su clase de precisión, como en la carga del secundario. Los TC de medida debe trabajar lo más exactamente posible bajo condiciones normales de operación. Los TC de protección debe operar correctamente entre márgenes muy amplios de carga, desde corrientes mínimas hasta valores varias veces mayores que la corriente nominal.

Los TC pueden llegar a saturarse por las altas corrientes causadas por las fallas cercanas; para evitar esto, debe ponerse cuidado para asegurar que bajo condiciones de falla críticas los TC operen en la porción lineal de la curva de magnetización (véase figura 4.3). en todos estos casos el TC debe ser capaz de suministrar suficiente corriente para que el relevador opere satisfactoriamente.

4.1.1 *Características principales de los TC .*

a) En un margen muy amplio de variación de la carga secundaria (Burden), la corriente secundaria no sufre cambios apreciables.

b) El circuito secundario de un TC no debe ser abierto si el primario se halla energizado, puesto que los voltajes desarrollados serían limitados únicamente por la impedancia de la rama de magnetización y pueden ser demasiado altos.

c) Los errores de relación y ángulo de fase puede calcularse fácilmente si la característica de magnetización y la impedancia de carga son conocidas.

4.1.2 *Circuito equivalente y diagrama vectorial.*

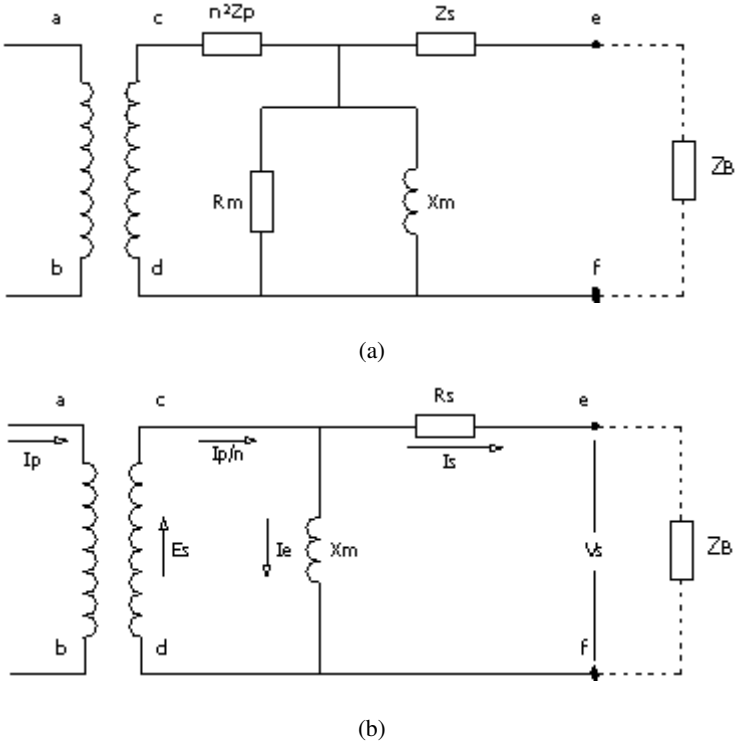


FIGURA 4.1 Circuitos equivalentes del TC .

Un circuito equivalente apropiado para un TC se muestra en la figura 4.1 donde $n^2 Z_P$ representa la impedancia primaria Z_P referida al lado secundario, y la impedancia secundaria es Z_S. R_m y X_m representan las pérdidas y la excitación del núcleo

La figura 4.1 a) puede ser reducida al arreglo mostrado en la figura 4.1 b) donde Z_P puede ser ignorada, puesto que ella no influye en la corriente I_P/n o el voltaje alrededor de X_m. la corriente que fluye a través de X_m es la corriente excitación I_e. El diagrama vectorial, con las caídas de voltaje magnificadas para dar claridad, es mostrado en la figura 4.2. En general, Z_S es resistiva e I_e retrasa a V_S en 90°, así que I_e es la fuente principal de error. Nótese que el efecto neto de I_e es hacer que I_S se retrase y sea mucho más pequeña que I_P/n, la corriente primaria referida al lado secundario.

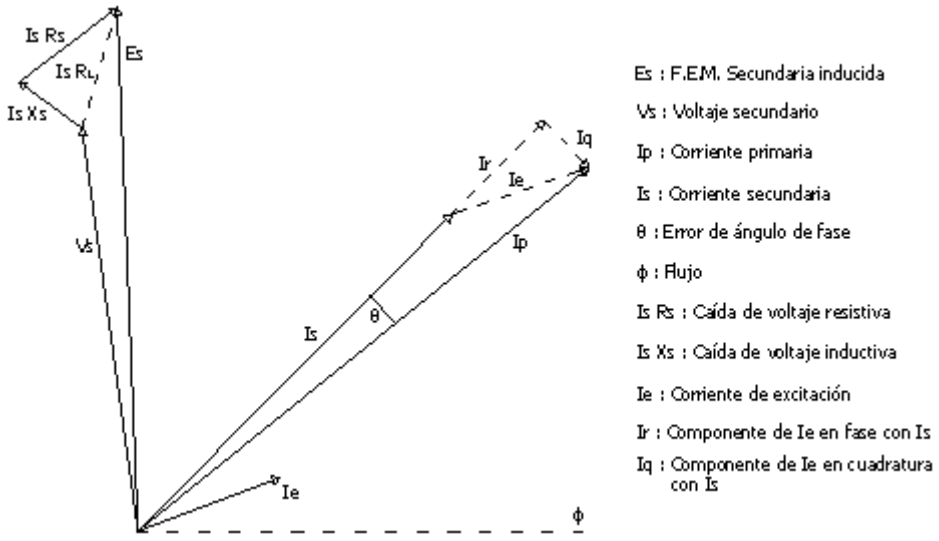


FIGURA 4.2 Diagrama vectorial del circuito equivalente del TC .

4.1.3 *Saturación AC.*

Los errores de los TC resultan de la corriente de excitación. Con el fin de comprobar si un TC funciona correctamente, es esencial medir o calcular la curva de excitación. La corriente de magnetización de un TC depende de la sección y longitud del circuito magnético, del número de vueltas en el devanado y de las

características magnéticas del material. Así, para un TC dado, y refiriéndose al circuito equivalente de la figura 4.1 b), se puede ver que el voltaje en la impedancia de magnetización, E_S, es directamente proporcional a la corriente secundaria. De esto puede concluirse que, cuando la corriente primaria se incrementa al igual que la corriente secundaria, estas corrientes alcanzan un punto donde el núcleo comienza a saturarse y la corriente de magnetización llega a ser lo suficientemente alta para producir un error excesivo.

Cuando se investiga el comportamiento del TC , la corriente de excitación debe ser medida a varios valores de voltaje, esto se denomina prueba de inyección secundaria. Usualmente es más conveniente aplicar un voltaje variable al devanado secundario dejando el devanado primario cortocircuitado.

La figura 4.3 muestra la relación típica entre el voltaje secundario y la corriente de excitación determinada en esta forma. en las normas europeas el punto de inflexión K_P es llamado punto de saturación y se define como el punto en el cual un incremento del 10% en el voltaje de excitación produce un incremento del 50% en la corriente de excitación.

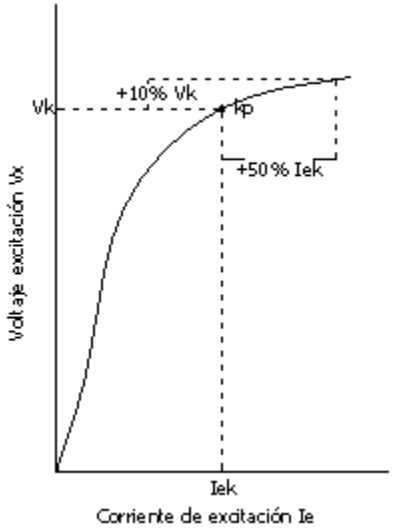


FIGURA 4.3 Curva de saturación del TC .

4.1.4 *Tipos de TC* .

Los principales tipos de TC son los siguientes:

1. **TC tipo estación o autosoportado.**

   Es el tipo más común en Alta Tensión y Extra Alta Tensión, existen de dos formas:

   - **Primario en U**: El conductor primario tiene forma de U, el cual va completamente aislado, hasta un tanque con aceite aislante en donde se encuentra el núcleo y los devanados secundarios. Se usa hasta corrientes nominales de 1.6 kA y de Cortocircuito hasta 30 kA (véase figura 4.4).
   - **Primario pasante o tipo invertido**: El núcleo y los secundarios se localizan en la parte superior en donde el primario es sólo una barra pasante. Se usa para altas corrientes nominales y de corto circuito. (véase figura 4.5).

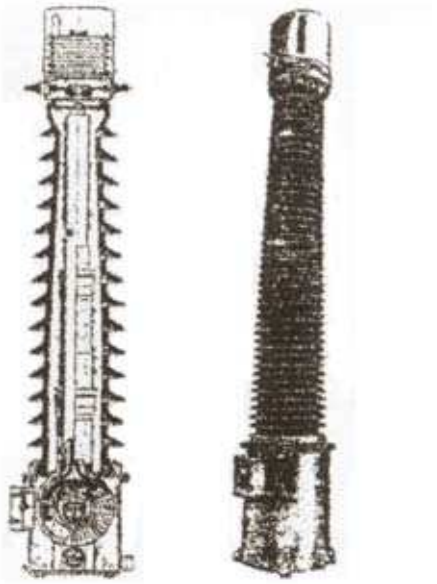


FIGURA 4.4 TC tipo estación primario en U.

2. TC tipo devanado (o de arrollamiento primario).

De construcción muy similar a la de un transformador común. Sólo difieren en que el conductor primario es de una gran sección (para conducir corrientes de cortocircuito) y tiene en general vueltas o arrollamientos para dar una relación mayor con menos vueltas en el secundario.

3. TC tipo ventana.

TC sin primario propio, construido con una abertura a través del núcleo por donde pasa un conductor que forma el circuito primario.

4. Transformador tipo buje o barra.

Al igual que el tipo ventana no tiene arrollamiento primario, puesto que el conductor o barra primaria cumple esta función. El secundario es arrollado sobre un núcleo toroidal con los suficientes espacios para aislamiento. Son muy usados en los bujes de los transformadores de potencia o en los interruptores.

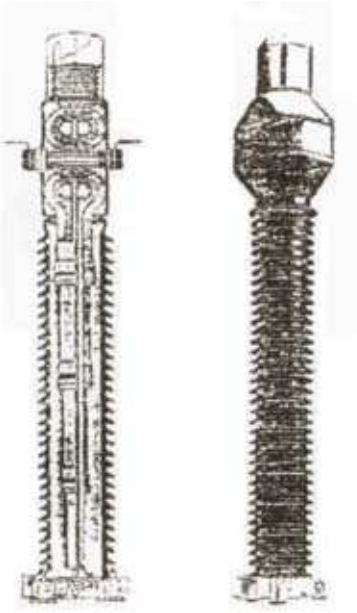


FIGURA 4.5 TC tipo barra pasante.

4.1.5 *Tipos de construcción desde el punto de vista eléctrico.*

Se distinguen los siguientes tipos:

1. **TC con varios núcleos.**

En un TC con varios devanados secundarios aislados separadamente y montados cada uno en su propio núcleo, formando un conjunto con un único devanado primario cuyas espiras (o espira) enlazan todos los secundarios.

2. **Primario de relación serie-paralelo.**

Tienen en su primario dos secciones idénticas cuya conexión serie o paralelo, pueden cambiarse fácilmente. Se puede duplicar la capacidad corriente sin que ello implique una variación en los amperios-vuelta para el secundario y en la precisión.

3. **Secundario de relación múltiple o multirelación.**

La relación de transformación puede variar por medio de derivaciones (Taps) en las vueltas del secundario, presentan el inconveniente de la disminución de la capacidad en las relaciones más bajas.

4.1.6 *Valores nominales.*

1. **Corrientes primarias nominales**

   - *De relación sencilla: **10**, 12.5, **15**, **20**, 25, **30**, 40, **50**, 60, **75** A y sus múltiplos decimales y fraccionarios.(se resaltan los valores comerciales).*
   - *De relación múltiple: Los valores normalizados anteriores rigen para el valor más bajo de la corriente nominal primaria.*

2. **Corrientes nominales secundarias.**

Los valores nominales son 1, 2 y 5 A, pero el valor más usado es 5 A. Pero en Extra Alta Tensión se prefiere usar 1 A en grandes longitudes de cable, uso de equipos de control y protección basados en microelectrónica.

3. Niveles de Aislamiento

Están normalizados y están relacionados con el nivel de tensión máxima del sistema.

Los TC con $V_m \geq 300 \ \ kV$ deben ser capaces de soportar una prueba de tensión a frecuencia industrial.

Existen dos métodos:

- *Método I que es el que se debe usar.*
- *Método II que requiere de un acuerdo especial entre fabricante y comprador.*

Tensiones de prueba a frecuencia industrial para TC con $V_m \geq 300 \ \ kV$ se muestran en las tablas 4.1 y 4.2.

TABLA 4.1. Método I

BIL kV Pico	Tensión soportada a frecuencia industrial kV eficaz
950	395
1050	460
1175	510
1300	570
1425	630
1550	680
1800	790
2100	880
2400	975

TABLA 4.2. Método II

Tensión máxima kV eficaz	Tensión de Frecuencia Industrial	Tensión de prueba de descarga parcial 5 min. kV eficaz
300	395	225
362	460	270
420	510	315
525	630	395
765	790/880	575

4. **Frecuencia nominal:** 60 Hz
5. **Carga nominal**

Es la impedancia del circuito secundario en ohms y a un factor de potencia determinado, debido a los relevadores y a las conexiones entre el TC y los relevadores.

La carga "burden" es usualmente expresada en potencia aparente absorbida al factor de potencia especificado y a la corriente secundaria nominal; el valor nominal corresponde a aquella que cumple con los requerimientos de precisión especificados.

Valores normalizados: 2.5, 5.0, 10, 15 y 30 VA

Se pueden seleccionar valores más altos de acuerdo a su aplicación.

Valores normalizados ANSI C57.13 para TC de protección con corriente secundaria de 5A: 25, 50, 100, 200 VA.

6. **Precisión**

Los errores son debidos principalmente a la corriente que circula por la rama de magnetización.

Para determinar la precisión es necesario conocer:

El error en la relación de transformación: que es la diferencia en magnitud entre I_P/s e I_S y es igual a I_r, la componente de I_e en línea con I_S (ver figura 4.2).

Error en ángulo de fase: Es la diferencia en ángulo de fase entre las corrientes primaria y secundaria. Es representado por θ, relacionado con I_q, la componente de I_e que está en cuadratura con I_S.

Los valores de errores de magnitud y de fase dependen del desplazamiento relativo entre I_e e I_S. Debe notarse que una carga inductiva moderada, con I_e e I_S aproximadamente en fase, tiene un error de fase pequeño y la componente de excitación resulta casi totalmente en un error en la magnitud.

- **Precisión en TC para medición**.

La clase de precisión para estos TC es designada por el más alto % de error de corriente a la corriente nominal; las clases de exactitud son: 0.1, 0.2, 0.5, 1, 3 y 5.

Para las clases 0.1 a 1 el error de corriente y desplazamiento de fase a 60 Hz, no debe exceder los siguientes valores cuando la carga esta entre el 25% y el 100% de la carga nominal (Ver Tabla 4.3).

TABLA 4.3. Límites de error para TC para clases entre 0.1 y 1.

Clase	±% de error de corriente al % de corriente nominal indicado				Desplazamiento de fase al % de corriente nominal indicado			
	5%	20%	100%	120%	5%	20%	100%	120%
0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5
0.2	0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10
0.5	1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30
1.0	3.0	1.5	1.0	1.0	180	90	60	60

Para las clases 3 y 5 el error de corriente a 60 Hz no debe exceder los valores de la tabla 4.4 cuando la carga secundaria está entre el 50% y el 100% de la carga nominal.

TABLA 4.4. Límites de error para TC para clases entre 3 y 5.

Clase	±% de error de corriente al % de corriente nominal indicado	
	50%	120%
3	3	3
5	5	5

(No se especifican desplazamientos de fase).

La Tabla 4.5 muestra los límites de error para TC en aplicaciones especiales (solo 5A).

TABLA 4.5. Límites de error para aplicaciones especiales (Solo 5 A)

Clase	±% de error de corriente al % de corriente nominal indicado					Desplazamiento de Fase al % de corriente nominal indicado				
	1%	5%	20%	100%	120%	1%	5%	20%	100%	120%
0.2 s	0.75	0.35	0.2	0.2	0.2	30	15	10	10	10
0.5 s	1.5	0.75	0.5	0.5	0.5	90	45	30	30	30

El porcentaje de error de corriente está dado por:

$$\% \text{ de error de corriente} = \frac{(k_n I_s - I_p) \cdot 100}{I_p} \quad \textbf{(4.1)}$$

Donde:

Kn: Relación de transformación nominal.

Ip: Corriente primaria real.

Is: Corriente secundaria real cuando fluye *Ip*.

Por último, el desplazamiento de fase está dado por:

$$\text{Desplazamiento de Fase} = \angle \text{ Vector de } I_P - \angle \text{ Vector de } I_S \quad \textbf{(4.2)}$$

- **Precisión de TC para protección**.

La clase de precisión está dada por el más alto % de error compuesto permitido a la Ip. El valor máximo de corriente que debe soportar un TC se conoce como factor límite de exactitud y se puede expresar en amperios primarios o secundarios.

Los TC para protección deben responder a las condiciones de falla y por tanto, sus límites de exactitud se deben mantener en valores razonables dentro de una amplia gama de corriente, varias veces mayores de la corriente nominal.

El error compuesto se expresa como un % del valor eficaz de Ip así:

$$E_c = \frac{100}{I_P} \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T (K_n \ i_s - i_p)^2 dt} \quad \textbf{(4.3)}$$

Donde:

E_c : Error Compuesto.

I_p : Valor rms de la corriente primaria

i_p :Valor instantáneo de la corriente primaria

i_s :Valor instantáneo de la corriente secundaria

T :duración de un ciclo.

K_n :Relación de Transformación nominal.

Clases de precisión normalizadas: 5p y 10p.

Límites de Precisión: 5, 10, 15, 20 y 30

Por ejemplo 5p10 significa que el error compuesto se mantiene dentro del 5% para 10 veces la corriente nominal primaria cuando el TC tiene la carga nominal. (para protección).

En la tabla 4.6 se muestran los límites permitidos para TC de protección según la norma británica:

TABLA 4.6. Límites permitidos de error compuesto para TC .

Clase	Error en magnitud a Ip %	Desplazamiento de fase a la In mínima	error compuesto en el límite de exactitud nominal %
5 p	±1	±60	5
10 p	±3	±60	10

Para los TC de protección los valores nominales se pueden expresar en términos de carga nominal (VA), clase y factor límite de exactitud; en cambio para los TC de medida sólo basta su carga nominal (VA) y su clase.

- **Precisión de TC clase X**.

Para algunas aplicaciones prácticas, es más cómodo expresar el comportamiento de los TC de acuerdo a su característica de saturación, que indica de otra forma la máxima fem que puede ser obtenida del TC .

De aquí sale la definición del Knee-point (punto de inflexión) que es el punto en el cual un incremento del 10% de la fem secundaria, significa un incremento del 50% de la corriente de excitación. (Ver figura 4.2).

- **Precisión en TC para protección que responden en régimen transitorio.**

Si es necesario que el TC para protección responda correctamente durante los primeros ciclos de un cortocircuito, es necesario sobredimensionar el núcleo para qué no se sature con la componente aperiódica.

El valor instantáneo de la corriente de cortocircuito (componente aperiódica) i_{cc}, dependiendo de la tensión en el momento de producirse el cortocircuito y de las características de la línea, oscila entre 0 y $\sqrt{3}$ Icc, siendo Icc el valor eficaz máximo de la corriente de cortocircuito.

$$\text{Por lo tanto: } i_{cc} = \sqrt{2} I_{cc} \left(e^{-\frac{t}{T_1}} - Coswt \right) \qquad \textbf{(4.4)}$$

Donde: $T_1 = \frac{L}{R}$: Constante tiempo de la línea y $w = 2\pi f$

Si la carga secundaria es resistiva, el flujo necesario en el TC para que no se sature es ϕT y está dado por:

$$\phi T = \phi A\left[\frac{wT_1T_2}{T_1-T_2}\left(e^{-\frac{t}{T_1}} - e^{-\frac{t}{T_2}}\right) - Senwt\right] \quad \textbf{(4.5)}$$

Donde:

ϕA : valor de cresta de la componente sinusoidal del flujo.

T_2 : constante de tiempo del TC .

Se puede tomar $Sen\ \text{wt} \cong -1$

Si $T_2 \gg T_1$ (lo cual ocurre en TC normales), resulta:

$$\phi T = \phi A(w \cdot T_1 + 1) \quad \textbf{(4.6)}$$

En líneas de alta tensión, hay que tener en cuenta que tras el primer cortocircuito existe un recierre rápido que incrementa el flujo remanente del TC como se muestra en la figura 4.6.

El coeficiente de sobredimensionamiento del núcleo KTD es la relación entre ϕT y ϕA . A partir de la ecuación (4.5) y teniendo en cuenta el recierre resulta:

$$K_{TD} = \left[\frac{w \cdot T_1 \cdot T_2}{T_2 - T_1}\left(e^{-\frac{t'}{T_2}} - e^{-\frac{t'}{T_1}}\right) + 1\right]e^{-\frac{(FRT+TD)}{T_2}} + \left[\frac{w \cdot T_1 \cdot T_2}{T_2 - T_1}\left(e^{-\frac{TD}{T_2}} - e^{-\frac{TD}{T_1}}\right) + 1\right] \quad \textbf{(4.7)}$$

Donde:

t' :Duración del primer cortocircuito.

FTR :Tiempo de repetición de la falla (tiempo muerto)

TD :Tiempo partir del cual se admite la saturación del TC .

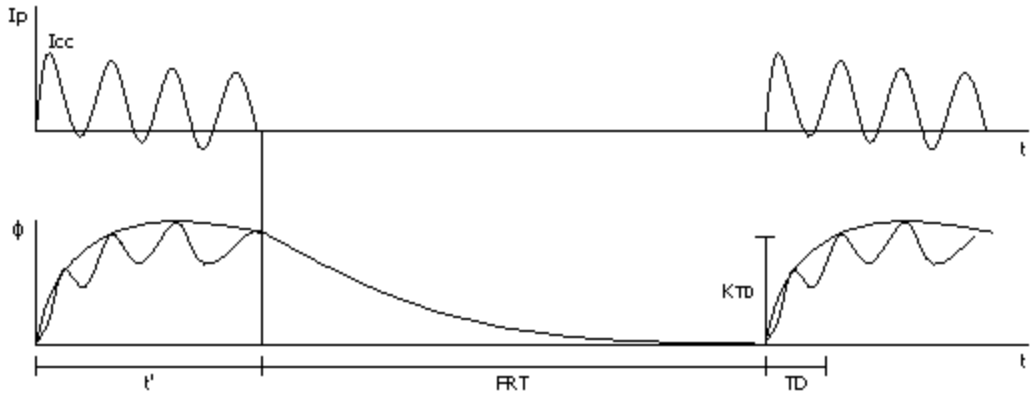


FIGURA 4.6 Comportamiento del flujo en TC debido a recierres.

Para un TC de protección normal.

$$K_{TD} = \frac{F_n(R_s + Z_n)}{K_{ssc}(R_s + R)} \qquad \textbf{(4.8)}$$

Donde:

F_n : Factor límite de precisión nominal.

R_s : Resistencia del arrollamiento secundario.

Z_n : Impedancia de la carga nominal.

K_{ssc} : Relación entre carga simétrica de cortocircuito y la carga nominal.

R : Resistencia secundaria real.

Si la carga real no es resistiva, sino que la impedancia de carga del secundario posee un ángulo β puede tenerse en cuenta, sustituyendo en la ecuación (4.7) 1 por $\frac{1}{Cos\beta}$.

Clasificación de los TC para respuesta en régimen transitorio.

TPX: TC con núcleo sin entrehierros pero de sección suficiente para responder correctamente durante el período transitorio. Refleja bien la componente aperiódica. El valor T2 es grande comparado con el de T1 (T2 entre 5 y 20 segundos).

TPY: TC con pequeños entrehierros en el núcleo, para reducir la inducción remanente. Refleja bien la componente aperiódica. El valor de T2 depende de las exigencias de precisión (puede oscilar entre 0.2 y 1 segundo).

TPZ: TC con entrehierros superiores a los TPY. Refleja bien la componente alterna, pero no la aperiódica. El valor de T2 es del orden de 0.07 segundos. Debido a los entrehierros, no es posible obtener mucha precisión a In.

El error instantáneo máximo no debe exceder los valores dados en la tabla 4.7.

TABLA 4.7. Errores máximos de TC para respuestas en régimen transitorio.

Bajo corriente primaria nominal			Bajo condición límite de precisión
Clase de precisión	**Error de Corriente**	**Desplazamiento de Fase, min**	**Máx error instantáneo E (%)**
TPX	±0.5	±30	10
TPY	±1.0	±60	10
TPZ	±1.0	180±18	10

Los factores de sobredimensionamiento de cada clase de TC , para:

$T_1 = 0.1$ s, $t = 0.08$ s, $T_D = 0.035$ s, $FRT = 0.5$ s, $f = 60$ Hz son los siguientes:

a) *TPX se considera* $T_2 = 10$ s *, aplicando ecuación (4.7)* $K_{TD} = 26.4$

b) *TPY se considera* $T_2 = 0.5$ s *aplicando ecuación (4.7)* $K_{TD} = 14.7$

c) *TPZ se considera* $T_2 = 0.07$ s *aplicando ecuación (4.7)* $K_{TD} = 7.6$

En la figura 4.7 se ve como responden ante una corriente primaria totalmente desplazada, un secundario TPZ y un secundario de protección normal.

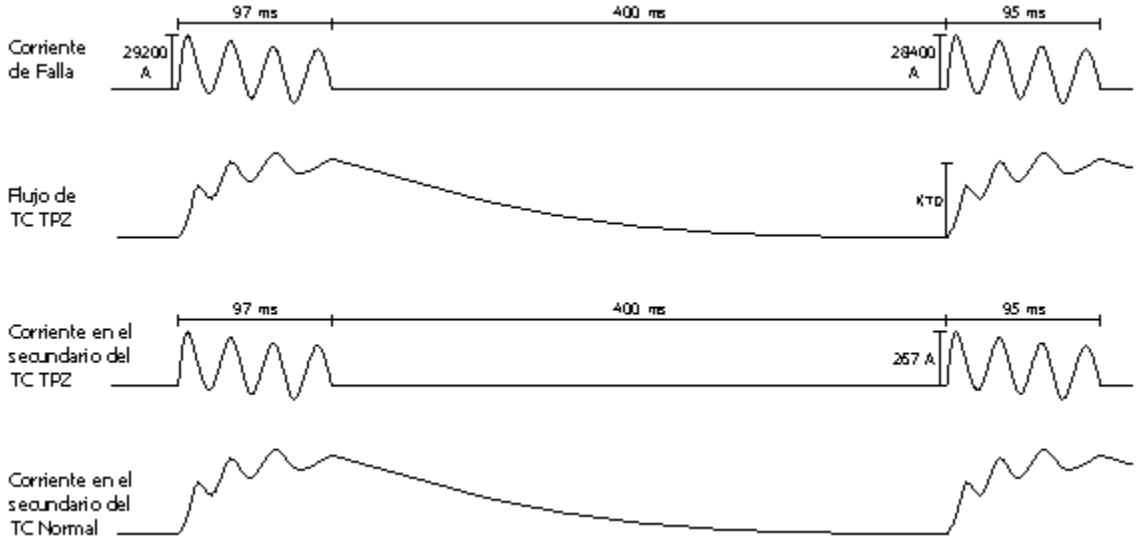


FIGURA 4.7 Respuestas de un TC TPZ y un TC normal ante una corriente primaria desplazada.

7. Factor de Capacidad extendida.

Es el factor por el cual debe ser multiplicada la corriente primaria nominal para obtener la corriente primaria máxima que un TC de medida con clase entre 0.1 y 1, es capaz reconducir en régimen continuo, bajo frecuencia nominal y con la mayor carga especificada, sin exceder los límites de elevación de temperatura especificados ni los límites de error de corriente y desplazamiento de fase especificados para el 120%. Para las normas IEC estos factores son: 120, 150 y 200%.

8. Corriente térmica nominal.

Es el valor eficaz de corriente primaria simétrica que el TC puede soportar por un tiempo (normalmente 1 segundo), con el devanado secundario cortocircuitado, sin exceder los límites de temperatura especificados para su clase de aislamiento.

9. Corriente dinámica nominal.

Es el valor de cresta de la corriente primaria que un TC es capaz de soportar con el devanado secundario cortocircuitado sin dañarse debido a las fuerzas electromagnéticas resultantes.

4.1.7 *Selección del TC .*

Cuando se selecciona un TC , es importante estar seguro que el nivel de falla y las condiciones de carga normal, no resulten en saturación del núcleo y que los errores no excedan los límites aceptables. Estos factores pueden ser calculados de:

- Aplicación de fórmulas.
- Curvas de magnetización de TC .
- Clases de exactitud de TC .

Los primeros dos métodos proporcionan factores precisos para la selección del TC . El tercer método solo proporciona una estimación cualitativa. El voltaje secundario E_S en la figura 4.1 b) tiene que ser determinado por los tres métodos. Si la impedancia del circuito, X_m, es alta, esta puede ser removida del circuito equivalente con error pequeño, dando $E_S = V_S$, y así:

$$V_S = I_S(Z_S + Z_C + Z_B) \tag{4.9}$$

donde:

V_S : Voltaje rms inducido en el devanado secundario.

I_S : Corriente secundaria máxima en amperios; esta se puede determinar dividiendo la corriente máxima de falla en el sistema por la relación de transformación seleccionada.

Z_B : Impedancia externa conectada.

Z_S : Impedancia del devanado secundario.

Z_C : Impedancia del alambrado de conexión.

4.1.7.1 *El uso de la fórmula.*

Este método utiliza la ecuación fundamental del transformador:

$$V_S = 4.44\, f\, \mathrm{A\ N\ B}_{max} \cdot 10^{-8} \quad \text{Voltios.} \tag{4.10}$$

donde:

f: Frecuencia en Hz.

A: Área transversal del núcleo ($pulg^2$).

N: Número de vueltas.

B_{max}: Densidad de flujo. $(\text{líneas}/\text{pulg}^2)$.

El área de sección transversal del metal y la densidad del flujo de saturación son algunas veces difíciles de obtener. El último puede tomarse como igual a 100000 $\text{líneas}/\text{pulg}^2$, que es un valor típico para transformadores modernos.

Para usar la fórmula, V_S es determinado de la ecuación 4.9 y B_{max} es luego calculado usando la ecuación 4.10. Sí B_{max} excede la densidad de saturación, allí puede haber errores apreciables en la corriente secundaria y el TC seleccionado puede no ser el apropiado.

Ejemplo 4.1.

Asumir que un TC con una relación de 2000/5 está disponible y tiene un núcleo de acero de alta permeabilidad, un área de sección transversal de 3.25 $pulg^2$ y un devanado secundario con una resistencia de 0.31Ω. La impedancia de los relevadores, incluyendo las conexiones es de 2Ω. Determinar si el TC puede estar saturado por una falla de 35000 A a 50 Hz.

Solución:

Si el TC no está saturado, luego la corriente secundaria, I_S, es $35000 \cdot \frac{5}{2000} = 87.5$ A;

$N = \frac{2000}{5} = 400$ vueltas y $V_S = 87.5 \cdot (0.31 + 2)$ V.

Usando la ecuación 3.10, B_{max} puede ahora ser calculado:

$$B_{max} = \frac{202.1 \cdot 10^{-8}}{4.44 \cdot 50 \cdot 3.25 \cdot 400} = 70030 \ \text{líneas}/\text{pulg}^2.$$

Como el transformador en este ejemplo tiene un núcleo de acero de alta permeabilidad, este es un valor relativamente bajo de densidad de flujo que no resultará en saturación.

4.1.7.2 *Usando la curva de magnetización.*

Las curvas típicas de saturación de TC que son suministradas por los fabricantes establecen la corriente rms obtenida al aplicar un voltaje rms al devanado secundario, con el devanado primario en circuito abierto. Las curvas dan la magnitud de la corriente de excitación requerida a fin de obtener un voltaje secundario específico. El método consiste en producir una curva que muestre la relación entre las corrientes primaria y secundaria para una derivación (tap) y condiciones especificadas de carga tal como se muestra en la figura 4.8.

Comenzando en cualquier valor de corriente secundaria y con la ayuda de las curvas de magnetización, el valor de la correspondiente corriente primaria puede ser determinado. El proceso es resumido en los siguientes pasos:

a) Asumir un valor para I_S.

b) Calcular V_S *de acuerdo con la ecuación 4.9.*

c) Localizar el valor de V_S *en la curva de magnetización para el tap seleccionado, y encontrar el valor asociado de la corriente de magnetización* I_e.

d) Calcular $I_P/n = I_S + I_e$ *y multiplicar este valor por n para referirlo al lado primario del TC .*

e) Esto proporciona un punto en la curva de I_S *contra* I_P *y el proceso es luego repetido para obtener otros valores de* I_S *y el valor resultante de* I_P.

Uniendo los puntos se obtiene la curva I_S contra I_P.

Este método incurre en un error en el cálculo de I_P/n sumando $I_S + I_e$ aritméticamente y no vectorialmente, lo que implica no tomar en cuenta el ángulo de la carga y la rama de magnetización del circuito equivalente. Sin embargo, este error no es grande y la simplificación hace fácil llevar a cabo los cálculos.

Después de la construcción, las curvas deben ser comprobadas para confirmar que la corriente máxima de falla primaria está dentro de la zona de saturación del transformador. Si no, será necesario repetir el proceso, cambiando el tap del TC hasta que la corriente de falla esté dentro de la parte lineal de la característica.

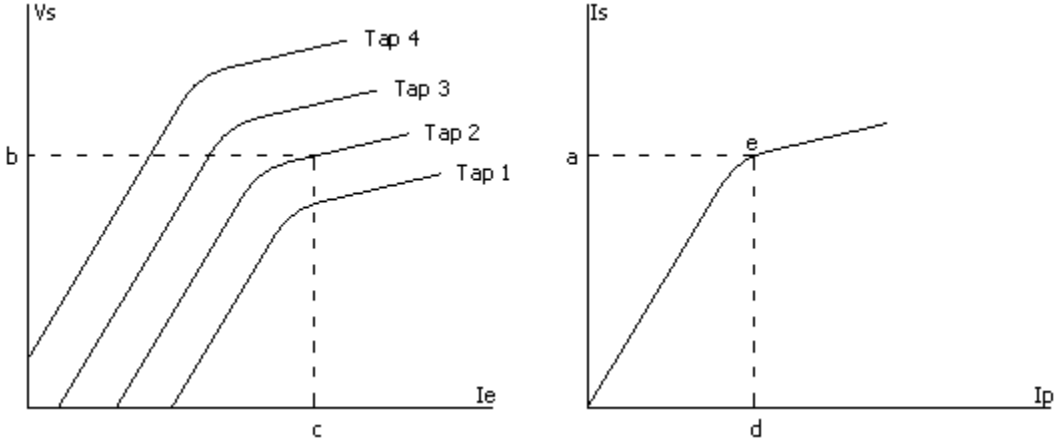


FIGURA 4.8 Usando la curva de magnetización.

En la práctica no es necesario dibujar la curva completa puesto que es suficiente con conocer la corriente de falla y referirla al devanado secundario asumiendo que no hay saturación para el tap seleccionado. este valor convertido puede tomarse como I_S inicialmente para el proceso descrito anteriormente. Si el tap es encontrado como conveniente después de finalizar los cálculos, luego el valor de I_P puede ser obtenido y como el que más se ajusta a la corriente de falla.

4.1.7.3 *Clases de exactitud establecidas por las normas ANSI.*

La clase de exactitud ANSI de un TC (Norma C57.13) está descrito por dos símbolos (una letra y un voltaje nominal); estos definen la capacidad del TC .

C indica que la relación de transformación puede ser calculada y T indica que la relación de transformación puede ser determinada por medio de pruebas.

La clasificación C incluye aquellos TC con devanados uniformemente distribuidos y otros TC con un flujo de dispersión que tiene un efecto despreciable sobre la relación de transformación dentro de límites definidos.

La clasificación T incluye aquellos TC con un flujo de dispersión que afecta considerablemente la relación de transformación.

Por ejemplo, con un TC de clase C-100 la relación puede ser calculada, y el error no debe exceder el 10% si la corriente secundaria no está fuera del rango de 1 a 20 veces la corriente nominal y si la carga no excede 1Ω $(1\Omega \cdot 5A \cdot 20 = 100V)$ a un factor de potencia mínimo de 0.5.

Estas clases de exactitud son solo aplicables a devanados completos. Cuando se considera un devanado con taps, cada tap tendrá una capacidad de voltaje proporcionalmente más pequeña, y en consecuencia puede solo alimentar una porción de la carga sin exceder el límite de error del 10%. La carga permisible está definida como $Z_B = (N_P V_C)/100$, donde Z_B es la carga permisible para un tap dado del TC , N_P es la fracción del número total de vueltas que está siendo usada y V_C es la capacidad de voltaje ANSI para el TC completo.

Ejemplo 4.2.

La corriente máxima de falla en un circuito dado es de 12000 A. la relación de transformación nominal del TC es 1200/5 y el TC a usarse es con un tap de 800/5. La clase del TC es C-200, la resistencia del secundario es de 0.2Ω, la carga total secundaria es de 2.4Ω y el factor de potencia es 0.6. Determinar si en la ocurrencia de falla el error excederá el 10%.

Solución:

La resistencia del devanado secundario del TC puede ser ignorada puesto que por definición, la clase C-200 indica que el TC puede resistir 200 V más la caída producida por la resistencia del secundario con un rango de corriente igual a 20 veces el valor nominal, y con un factor de potencia de la carga tan bajo como 0.5. No obstante, las caídas de voltaje en el secundario pueden ignorarse solo si la corriente no excede los 100 A.

Para el ejemplo dado, $I_S = 12000 \cdot \frac{5}{800} = 75$ A.

La carga permisible está dada por:

$$Z_B = (N_P V_C)/100 \qquad \textbf{(4.11)}$$

$$N_P = 800/1200 = 0.667$$

así que $Z_B = (0.667 \cdot 200\ \text{V})/100 = 1.334\Omega$.

Como la carga del circuito, 2.4Ω es mayor que la máxima permisible (1.334Ω), el error puede exceder el 10% durante una falla de 12000 A, lo que resulta en una corriente secundaria máxima de 75 A. Consecuentemente, es necesario reducir la carga incrementando el tap del TC o usar otro TC de mayor clase.

4.1.8 *Saturación DC.*

El comportamiento de un TC se ha discutido en términos de estado estable sin considerar la componente transitoria DC de la corriente de falla. Sin embargo, la componente DC tiene más influencia en la producción de una saturación severa que la componente AC.

La figura 4.9 muestra un ejemplo de la distorsión y reducción en la corriente secundaria que puede ser causada por la saturación DC. Sin embargo, la componente DC de una corriente de falla no produce saturación de TC si:

$$V_K \geq 6.28\ IRT \tag{4.12}$$

Donde:

V_K: Voltaje en el punto de inflexión de la curva de magnetización determinada por la extensión de la parte recta de la curva.
I: Corriente simétrica secundaria.
R: Resistencia total del secundario.
T: Constante de tiempo DC de la corriente primaria en ciclos.

$$T = \frac{L_P}{R_P}\ f \tag{4.13}$$

Donde:

I_P: Inductancia del circuito primario.

R_P: Resistencia del circuito primario.

f: Frecuencia.

La saturación DC es particularmente significativa en los esquemas de protección complejos, en el caso de fallas externas, circulan altas corrientes de falla a través de los TC . Sí la saturación ocurre en diferentes TC asociados con un arreglo particular de relevador, esto puede resultar en una circulación de corrientes secundarias desbalanceadas que pueden causar mal funcionamiento del sistema.

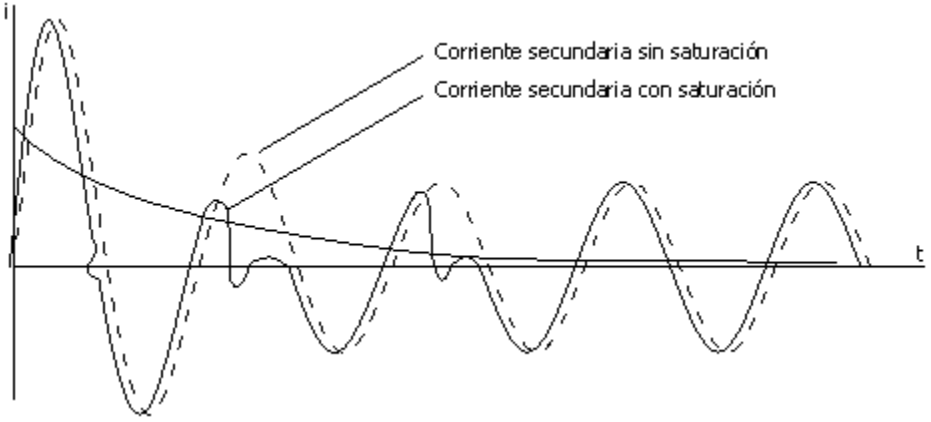


FIGURA 4.9 El efecto de la saturación DC sobre la corriente secundaria.

4.1.9 *Precauciones cuando se trabaja con TC .*

Cuando se trabaja con TC asociados con circuitos energizados puede ser extremadamente peligroso. En particular, la apertura del circuito secundario de un TC puede resultar en sobrevoltajes peligrosos que causan daños al personal de operación o dirigirlos a los equipos puesto que los TC están diseñados para emplearlos en sistemas de potencia que tienen una impedancia mucho más grande que la suya propia. Como consecuencia, cuando los circuitos secundarios son abiertos, la impedancia equivalente del circuito primario no es casi afectada pero un alto voltaje se desarrollará por el circuito primario pasando a través de la impedancia de magnetización. Así, los circuitos secundarios asociados con los TC siempre deben ser cortocircuitados para prevenir que ocurran esas situaciones adversas. Para ilustrar esto, se da el próximo ejemplo usando los datos típicos para un TC y un alimentador de 13.2 kV.

Ejemplo 4.3.

Considérese un alimentador de 13.2 kV que lleva una carga de 10 MVA a un factor de potencia de 1.0. Asociado con este circuito está un TC de 500/5 alimentando un sistema de medida que tiene una carga total de 10 VA. El circuito equivalente del TC referido al secundario es mostrado en la figura 4.10. Calcular el voltaje que se puede presentar en el circuito secundario del TC si el sistema de medida fue accidentalmente abierto.

Solución:

El diagrama unifilar y el circuito equivalente del TC referido al secundario se muestran en la figura 4.10.

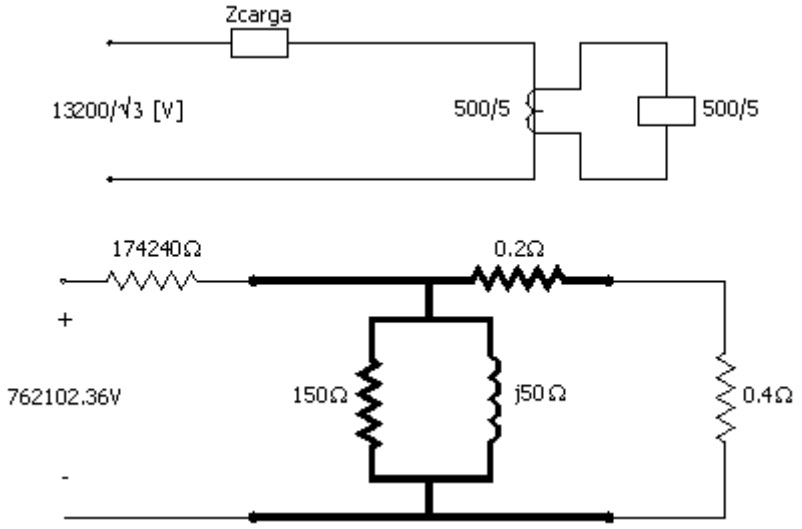


FIGURA 4.10 **Diagrama unifilar, circuito equivalente referido al secundario del TC y circuito equivalente.**

Refiriendo los valores al lado secundario del TBC se obtiene:

$$V = \frac{13200}{\sqrt{3}} \cdot \frac{500}{5} = 762102.36 \text{ V}.$$

$$Z_{carga} = \frac{(13.2)^2}{10} \cdot \left(\frac{500}{5}\right)^2 = 174240\Omega.$$

$$Z_{medida} = \frac{10}{5^2} = 0.4\Omega.$$

Cuando el circuito secundario es cerrado, el voltaje alrededor del sistema de medida puede calcularse aproximadamente, ignorando la rama shunt, así:

$$V_{medida} = \frac{762102.36}{174240 + 0.2 + 0.4} \text{ A} \cdot 0.4\Omega = 4.37 \text{ A} \cdot 0.4\Omega = 1.75 \text{ V}$$

Si el circuito secundario es abierto, la corriente solamente es capaz de circular alrededor de la rama shunt. En estas condiciones el voltaje que aparece en los terminales del TC es:

$$V_{CT} = \frac{762102.36}{174240 + (150 \parallel j50)} \cdot (150 \parallel j50) = 207.47 \angle 71.55° \text{ V}.$$

Por lo tanto, el voltaje se incrementa por casi 120 veces.

4.2 *TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP).*

En los TP el voltaje del devanado secundario debe ser proporcional al voltaje del devanado primario. Para obtener esto, los TP son diseñados de tal manera que las caídas de voltaje en los devanados sean pequeñas y la densidad de flujo en el núcleo este por debajo del valor de saturación así que la corriente de magnetización es pequeña; en esta forma, la impedancia de magnetización es obtenida y es prácticamente constante sobre el rango de voltaje requerido.

El voltaje secundario es de 115 o 120 V con los valores línea-neutro correspondientes.

La mayoría de los relevadores de protección tienen voltajes nominales de 120 o 69 V, dependiendo de si su conexión es línea-línea o línea-neutro.

4.2.1 *Características generales.*

Los TP tienen las siguientes finalidades:

- Aislar el circuito secundario (baja tensión) del circuito primario (alta tensión).
- Reproducir lo más fielmente posible en el circuito secundario los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito primario.
- Entregar en el secundario, un voltaje proporcional al voltaje primario a una potencia máxima dada en VA y dentro de ciertos errores límites especificados.
- Estar capacitados para sostener una carga de 10 veces su potencia nominal sin exceder los valores críticos de temperatura.
- El devanado primario se conecta en paralelo con el sistema en conexión fase-fase para tensiones menores de 34.5 kV; para tensiones mayores es fase-tierra según las necesidades.

4.2.2 *Circuito equivalente y diagrama vectorial.*

Los TP pueden considerarse como transformadores de potencia pequeños así que su circuito equivalente es idéntico al de los transformadores de potencia como se muestra en la figura 4.11 a). La rama de magnetización puede ser ignorada y el circuito equivalente se reduce al mostrado en la figura 4.11 b).

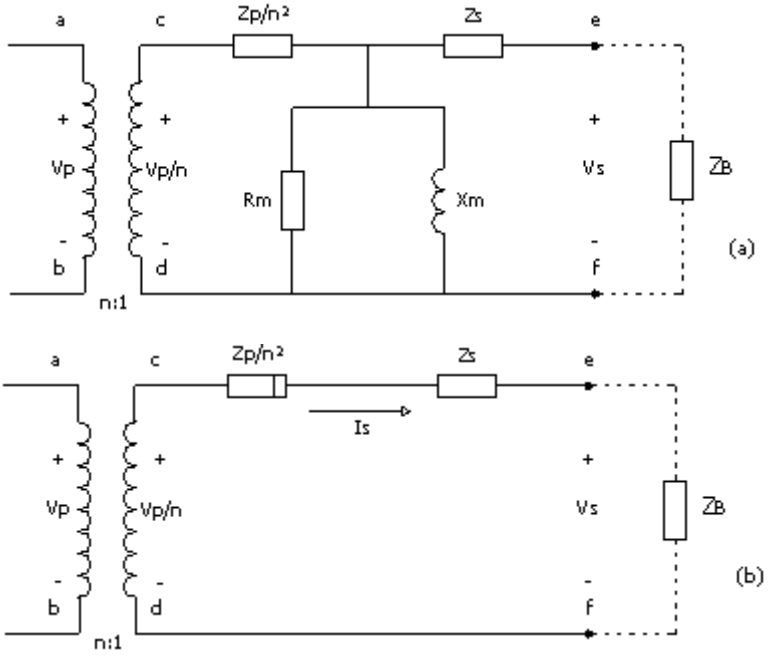


FIGURA 4.11 **Circuitos equivalentes del TP.**

El diagrama vectorial para un TP se muestra en la figura 4.12 con unas caídas de voltaje magnificadas para dar claridad. El voltaje secundario V_S se atrasa al voltaje V_P/n y es más pequeño en magnitud. A pesar de esto, los errores máximos nominales son relativamente pequeños. El TP tiene un excelente comportamiento transitorio y reproduce con exactitud los cambios abruptos en el voltaje primario.

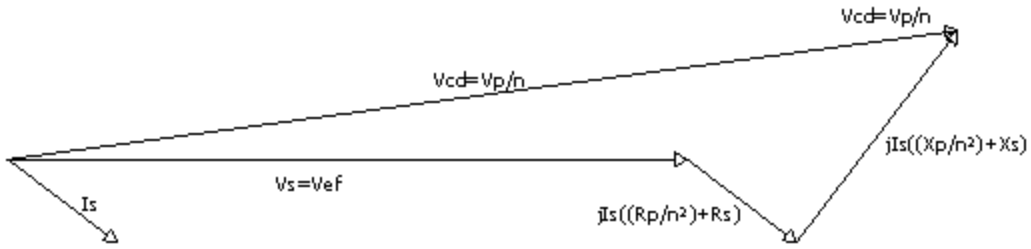


FIGURA 4.12 Diagrama vectorial para un TP inductivo.

4.2.3 *Tipos de TP.*

Fundamentalmente existen los siguientes tipos:

4.2.3.1 *TP inductivos*.

Poseen dos arrollamientos (primario y secundario) y un núcleo de hierro. Pueden ser construidos para conexión fase-tierra (un polo aislado) o para conexión fase-fase (doble polo aislado). En la figura 4.13 se muestra el TP de un polo aislado.

Son usados para tensiones comprendidas entre 600 y 69000 V. El circuito equivalente y el diagrama vectorial de un TP inductivo se muestra en las figuras 4.11 y 4.12.

4.2.3.2 *TP Capacitivos*.

En general, el tamaño de un TP inductivo es proporcional a su voltaje nominal y por esta razón, el costo aumenta de una manera similar a la de un transformador de alto voltaje. Una alternativa más económica es usar un transformador de voltaje capacitivo. Se trata de un divisor de voltaje capacitivo en el que el voltaje de salida en el punto de conexión es afectado por la carga. (en efecto, las dos partes del divisor tomadas juntas pueden ser consideradas como una impedancia fuente que produce una caída en el voltaje cuando la carga es conectada.

Un divisor capacitivo difiere del divisor inductivo en que la impedancia equivalente de la fuente es capacitiva y por el hecho de que esta impedancia pueda ser compensada conectando una reactancia en serie en el punto de conexión. Con una reactancia ideal no existen problemas de regulación. El divisor puede reducir el voltaje a un

valor que permite errores que se mantienen dentro de límites normalmente aceptables. Para mejorar la exactitud se usa un capacitor de alto voltaje para obtener un voltaje más grande en el punto de conexión, el cual puede ser reducido a un voltaje normal usando un transformador relativamente poco costoso como se muestra en la figura 4.14.

Un circuito equivalente simplificado de un TP capacitivo se muestra en la figura 4.15 en el cual V_i es igual al voltaje primario nominal, C es la impedancia equivalente numéricamente igual a $C_1 + C_2$, L es la inductancia de resonancia , R_i representa la resistencia del devanado primario del transformador T más las pérdidas en C y L, y Z_e es la impedancia de magnetización del transformador T.

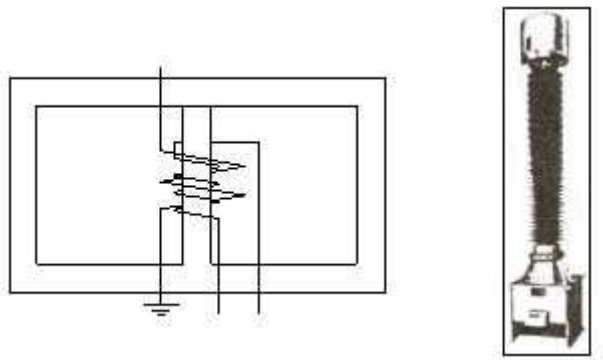


FIGURA 4.13 **Esquema de un transformador de potencial de polo aislado**

Referido al voltaje intermedio, la resistencia del circuito secundario y la impedancia de la carga son representadas por R'_S y Z'_B respectivamente, mientras que V'_S e I'_S representan el voltaje y la corriente secundaria.

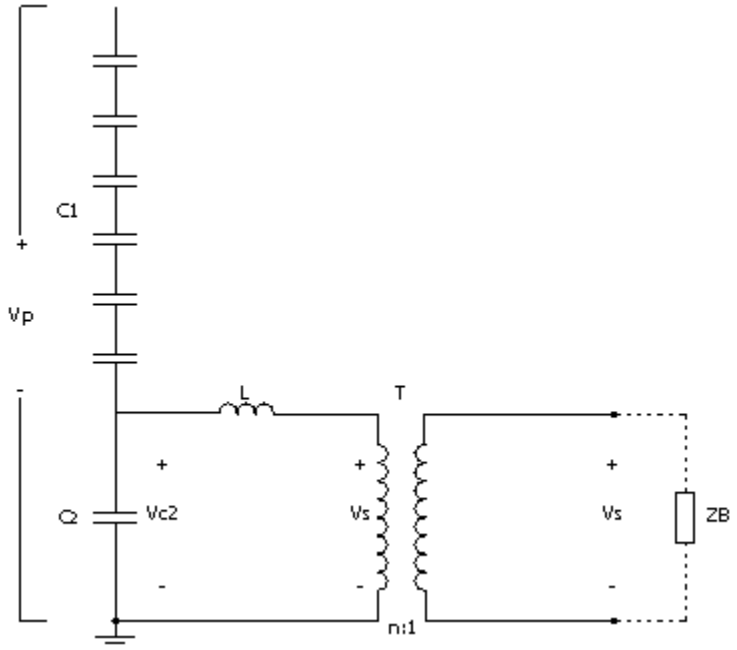


FIGURA 4.14 **Circuito básico de un TP capacitivo.**

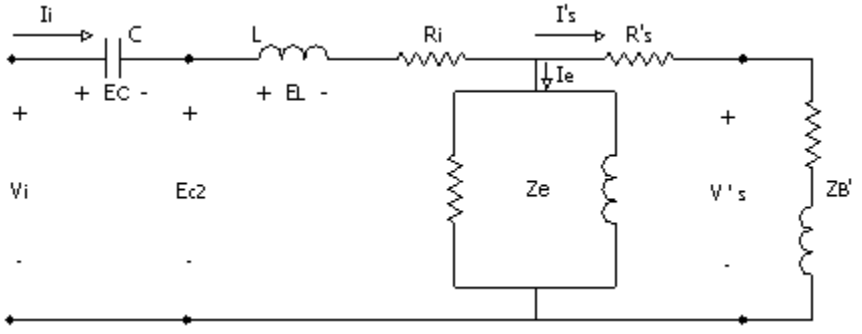


FIGURA 4.15 **Circuito equivalente de un TP capacitivo.**

Puede verse que, con excepción de C, el circuito de la figura 4.15 es el mismo del circuito equivalente de un transformador de potencia. Por lo tanto, a la frecuencia del sistema cuando C y L están en resonancia y se cancelan, bajo condiciones estables del sistema el TP capacitivo actúa como un transformador convencional. R_i y R'_S no son grandes y además, I_e es pequeña comparada con I'_S tal que la diferencia vectorial entre V_i y V'_S que constituye el error en el TP capacitivo es muy pequeña. Esto es ilustrado en el diagrama vectorial mostrado en la figura 4.16 que es dibujado para un factor de potencia ajustado a la unidad.

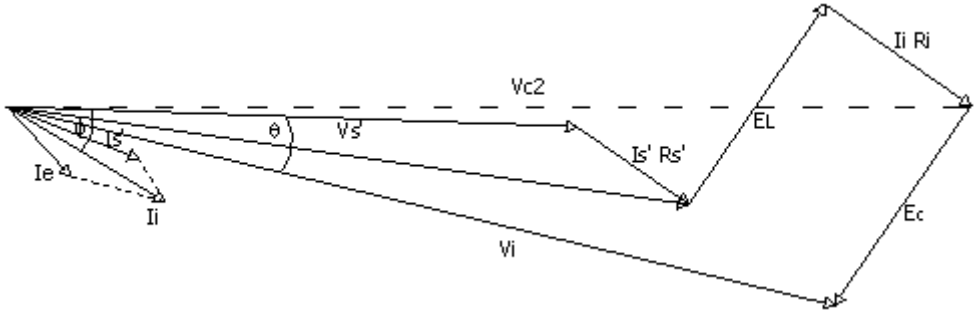


FIGURA 4.16 Diagrama vectorial de un TP capacitivo.

El error de voltaje es la diferencia en magnitud entre V_i y V'_S , mientras que el error de fase es indicado por el ángulo θ. Del diagrama puede verse que para frecuencias diferentes a la frecuencia de resonancia, los valores de E_L y E_C predominan causando serios errores en magnitud y fase.

Los TP capacitivos muestran mejor comportamiento transitorio que los TP inductivos a medida que las reactancias inductiva y capacitiva en serie son grandes en relación con la impedancia de carga referida al voltaje secundario, y así, cuando el voltaje primario colapsa, el voltaje secundario es mantenido por algunos milisegundos a causa de la combinación de los circuitos resonantes serie y paralelo representados por L, C y el transformador T. Los TP capacitivos se usan en sistemas con tensiones superiores a 138 kV.

4.2.4 *Errores*.

Cuando son usados para instrumentos de medida, por ejemplo para facturación y propósitos de control, la exactitud de un TP es importante, especialmente para aquellos voltajes que se ajustan al voltaje nominal del sistema. No obstante esto, aunque los requerimientos de precisión de un TP para aplicaciones de protección no son tan altos a voltajes nominales, debido a problemas de tener que hacer frente a variedad de relevadores

diferentes, los burdens de devanados secundarios y a la incertidumbre de los parámetros del sistema, los errores pueden estar contenidos dentro de límites estrechos sobre un amplio rango de voltajes posibles bajo condiciones de falla. El rango debe estar entre el 5 y el 173% del voltaje nominal primario para TP conectados entre línea y tierra.

Refiriéndose a la figura 4.11 a), los errores en un TP debidos a las diferencias en magnitud y fase entre V_P/n y V_S. Estas consisten en los errores bajo condiciones de circuito abierto cuando la impedancia de la carga es infinita, causada por la caída de voltaje debida a la circulación de la corriente de magnetización a través del devanado primario, y errores debidos a las caída de voltaje que resultan de la corriente de carga I_S que fluye por ambos devanados.

4.2.5 *Principales requisitos.*

4.2.5.1 *Niveles de aislamiento (Iguales a los de los TC).*

4.2.5.2 *Tensión máxima fase-fase de equipo (igual a tensión máxima del sistema).*

4.2.5.3 *Tensión nominal primaria del equipo (fase-tierra) (Igual Vmax fase-tierra).*

4.2.5.4 *Frecuencia nominal: 60 Hz.*

4.2.5.5 *Tensión nominal secundaria*:

Según IEC:

- *100 y 110 V*
- *200 V para circuitos secundarios largos.*

Según ANSI:

- *120 V para sistemas de distribución (Vm menor o igual a 34.5 kV)*
- *115 V para sistemas de transmisión (Vm> 34.5 kV)*
- *230 V para circuitos secundarios largos.*

Para transformadores monofásicos conectados fase-tierra en sistemas trifásicos donde la tensión primaria es dividida por $\sqrt{3}$, la tensión secundaria es uno de los valores mencionados arriba dividido por $\sqrt{3}$.

4.2.5.6 *Factor de tensión nominal.*

Es un factor que multiplica la tensión nominal primaria para determinar la tensión máxima a la cual el TP deberá cumplir con los requerimientos de exactitud especificados.

Es determinado por la tensión máxima de operación, la cual a su vez es dependiente de la condición de puesta a tierra del sistema y del devanado primario, tal como se indica en la tabla 4.8.

TABLA 4.8. factores de tensión nominal para TP.

Factor de tensión nominal	Tiempo nominal	Conexión del devanado primario y condiciones de puesta a tierra del sistema.
1.2	Continuamente	Entre fases de cualquier sistema. Entre el neutro de un transformador en Y y tierra, en cualquier sistema.
1.2	Continuamente	Entre fase y tierra en un sistema con neutro sólidamente aterrizado.
1.5	30 s	
1.2	Continuamente	Entre fase y tierra de un sistema con neutro que no está sólidamente aterrizado con disparo automático por fallas a tierra.
1.9	30 s	
1.2	Continuamente	Entre fase y tierra en un sistema con neutro aislado o en un sistema aterrizado resonante[a] sin disparo automático por fallas a tierra.
1.9	8 h	

a. Sistema aterrizado a través de una inductancia de neutro que suprime el efecto del arco secundario.

4.2.5.7 *Potencia o Capacidad Nominal.*

Es la potencia aparente (VA) a un factor de potencia especificado que suministra un TP en el secundario con la tensión nominal y de conformidad con los requerimientos de la clase de precisión. En un TP con varios devanados, la potencia total es la suma de las potencias individuales de cada devanado.

Los valores normalizados son:

Según IEC:

- ***10**, 15, **25**, 30, **50**, 75, **100**, 150, **200**, 300, 400, **500** VA.*

Los valores resaltados son los preferidos.

Según ANSI:

- *12 .5 (W), 25 (X), 35 (M), 75 (Y), 200 (Z), 400 (ZZ) VA.*

La tabla 4.9 da los burdens normalizados basados en la norma ANSI C57.13. Los TP están especificados en la publicación IEC 186A por las clases de precisión y el valor de los VA. Los límites de error permisible correspondientes a diferentes clases son mostrados en la tabla 4.10, donde V_n es el voltaje nominal.

TABLA 4.9. Burdens normalizados para TP.

Diseño	VA	Factor de potencia	Resistencia Ω	Inductancia H	Impedancia Ω	Resistencia Ω	Inductancia H	Impedancia Ω
W	12.5	0.10	115.2	3.040	1152	38.4	1.010	384
X	25.0	0.70	403.2	1.090	575	134.4	0.364	192
Y	75.0	0.85	163.2	0.268	192	54.4	0.089	64
Z	200.0	0.85	61.2	0.101	72	20.4	0.034	24
ZZ	400.0	0.85	31.2	0.0403	36	10.2	0.0168	12
M	35.0	0.20	82.3	1.070	411	27.4	0.356	137

4.2.5.8 *Error de tensión.*

Es el error que un TP introduce en la medida de una tensión, el cual refleja que la relación de transformación real difiere de la nominal.

El error de tensión, en %, está dando por:

$$\text{Error de tensión (\%)} = \frac{nV_s - V_p}{V_p} \cdot 100 \qquad \textbf{(4.14)}$$

Donde:

n: Relación de transformación nominal.
Vp: Tensión primaria real.
Vs: Tensión secundaria real.

Si el error es positivo, el voltaje secundario excede el valor nominal.

4.2.5.9 *Desplazamiento de fase*.

Es la diferencia del ángulo de fase entre las tensiones primaria y secundaria. Este desplazamiento es positivo cuando el vector de la tensión secundaria adelanta al vector de la tensión primaria.

a) TP para medición.

- *Precisión.*

Las clases de precisión normalizadas son:

Según IEC: 0.1, 0.2, 0.5, 1.0 y 3.0.

Según ANSI: 0.3, 0 .6 y 1.2.

- *Límites de error de tensión y desplazamiento de fase.*

A frecuencia nominal no se deben exceder los siguientes valores a cualquier tensión entre el 80 y el 120% de la tensión nominal y con cargas entre el 25 y el 100% de la capacidad nominal con un factor de potencia de 0.8 atrasado. La tabla 4.10 muestra los límites de error de TP.

b) TP para protección.

- *Precisión*

Las clases normalizadas de precisión según IEC son 3p y 6p.

El error de tensión y desplazamiento de fase a 60 Hz no debe exceder los valores dados en la tabla 4.11 desde el 5% de la tensión nominal hasta la tensión nominal (100%) multiplicada por el factor de tensión con la carga entre el 25% y el 100% de la carga nominal y un factor de potencia de 0 .8 atrasado.

- *Límites de error de tensión y desplazamiento de fase.*

Para los TP en servicio de protección son los mostrados en la tabla 4.11.

TABLA 4.10. Límites de error de TP (Vn: Voltaje nominal).

Clases	Voltaje primario	Error de voltaje (±%)	Error de fase (±min)
0.1	0.8 V_n, 1.0 V_n, 1.2 V_n	0.1	0.5
0.2		0.2	10
0.5		0.5	20
1.0		1.0	40
0.1	0.05 V_n	1.0	40
0.2		1.0	40
0.5		1.0	40
1.0		2.0	80
0.1	V_n	0.2	80
0.2		2.0	80
0.5		2.0	80
1.0		3.0	120

En cuanto a la aplicación de TP se puede decir que la clase 0.1 se utiliza para TP de laboratorio, la clase 0.2 para medidas de precisión, la clase 0 .5 para medición comercial, la clase 1 .0 para medición industrial y la clase 3 .0 para instrumentación.

TABLA 4.11. Límites de error en TP para protección.

Clase	Error en la relación de tensión (%)	Ángulo de fase mínimo
3 P	±3.0	±120
6 P	±6.0	±240

4.2.6 *Conexiones de los TP.*

Se utiliza para todos aquellos equipos que necesiten las tensiones fase-tierra del sistema. Por ejemplo: Vatímetros, relevadores de distancia, contadores de energía activa de tres sistemas.

La figura 4.17 muestra la conexión en Y y la figura 4.18 muestra la conexión para obtener voltaje residual en TP.

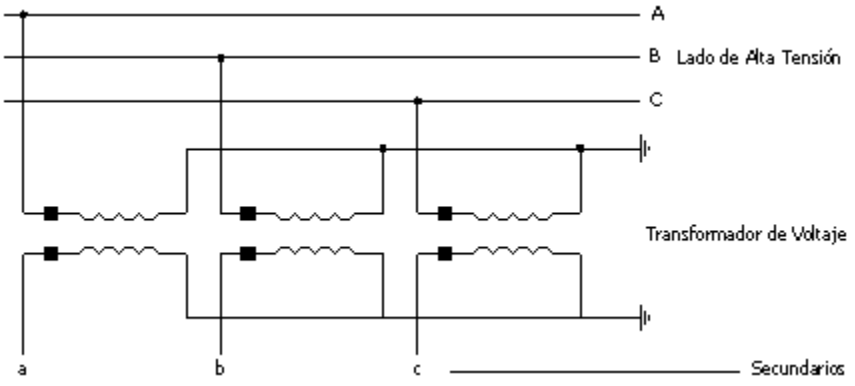


FIGURA 4.17 Conexión en Y de TP.

Se utiliza para polarizar los relevadores direccionales de falla a tierra, debido a que la conexión desarrolla un voltaje igual a tres veces el voltaje de secuencia 0, en condiciones de falla a tierra. En condiciones normales, la tensión que aparece en el vértice abierto del triángulo es $\approx cero$.

En la figura 4.19 se muestra la conexión en V para TP. Se utiliza cuando por razones de economía se tienen solamente dos TP en un sistema trifásico donde no sea necesaria la tensión fase-neutro. En el caso de sistemas aislados de tierra como el barraje de un generador, donde solo es necesaria la tensión fase-fase.

4.2.7 *Selección de TP.*

Los TP son conectados entre fases, o entre fase y tierra. La conexión entre fase y tierra es normalmente usada con grupos de tres unidades monofásicas conectadas en estrella en subestaciones operando con voltajes de 34.5 kV o más altos, o cuando es necesario medir el voltaje y el factor de potencia de cada fase separadamente.

El voltaje primario nominal de un TP es generalmente seleccionado con la tensión nominal más alta de aislamiento en kV y el voltaje de servicio más cercano en mente. Los voltajes secundarios nominales están generalmente normalizados en 115 y 120 V. Para seleccionar la potencia nominal de un TP es usual adicionar simultáneamente todas las cargas nominales en VA de los aparatos conectados al devanado secundario del TP. Además, es importante tener en cuenta las caídas de voltaje en el alambrado secundario, especialmente si la distancia entre los transformadores y los relevadores es grande.

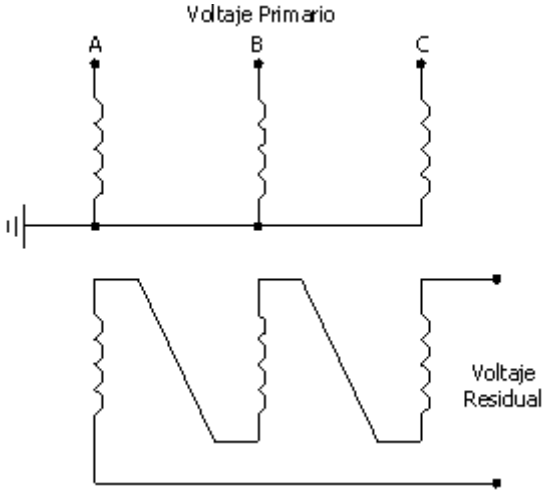


FIGURA 4.18 **Conexión Δ abierta para obtener voltaje residual en TP.**

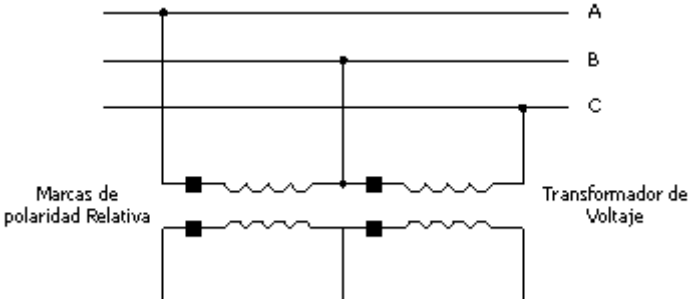


FIGURA 4.19 **Conexión en V para TP.**

CAPITULO 5

Principios y características fundamentales del funcionamiento de los relevadores

5.1 *PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.*

5.1.1 *Generalidades.*

La protección de sobrecorriente es la más antigua, sencilla, económica y relativamente confiable. Su principio de operación se basa en el parámetro de la corriente de falla. Los tipos de relevadores empleados utilizan dos principios fundamentales: Atracción electromagnética, inducción electromagnética y últimamente se están diseñando relevadores con elementos en estado sólido.

El objetivo primario de toda protección es el detectar la falla y dar orden al interruptor para que la aísle y esto lo cumple a cabalidad la protección de sobrecorriente. El segundo objetivo es la selectividad y velocidad de despeje de la falla, se puede conseguir en un menor grado en base a una adecuada coordinación de los relevadores de sobrecorriente por escalonamiento de corriente, de tiempo y direccionalidad.

Los niveles de corriente muy altos en sistemas eléctricos de potencia son usualmente causados por fallas en el sistema, estas corrientes pueden ser usadas para detectar la presencia de fallas y operar los dispositivos de protección, los cuales pueden variar en diseño dependiendo de la complejidad y exactitud requerida. Entre los tipos más comunes de protección están: los interruptores termomagnéticos, interruptores de caja moldeada, los fusibles y por supuesto los relevadores. Los primeros dos tipos, los cuales tienen una forma de operación simple son usados principalmente en la protección de equipos de baja tensión, los fusibles son también usados a bajas tensiones especialmente para proteger líneas y transformadores de distribución.

Los relevadores de sobrecorriente son la formamás común de protección en el manejo de las corrientes excesivas del sistema de potencia. Ellos no deben estar instalados únicamente como medio de protección contra sobrecargas (asociadas con la capacidad térmica de máquinas o líneas) ya que la protección de sobrecorriente primordialmente intenta operar solo bajo condiciones de falla. Sin embargo, los ajustes del relevador son establecidos para cubrir ambas condiciones (sobrecarga debido a fallas).

5.1.2 *Clases de relevadores de sobrecorriente de acuerdo a su principio de operación.*

Los principios físicos que gobiernan la operación de los relevadores de sobrecorriente producen fuerzas resultantes que actúan sobre elementos móviles que cierran finalmente los contactos del circuito de disparo del interruptor.

Los principios físicos usados son los de atracción electromagnética (AE) e inducción electromagnética (IE) y los elementos usados en el diseño de los relevadores producen diferentes características de operación aplicables para determinadas situaciones. Entre los diseños mas usados se encuentran: Armadura móvil, émbolo móvil, balanza, disco de inducción, y copa de inducción.

En la tabla 5.1 se muestran algunas características principales de estos tipos de relevadores de sobrecorriente.

TABLA 5.1. Características de relevadores de sobrecorriente.

Tipo	Principio	Cantidad actuante		Aplicación	Calibración
		Operación	Polarizante		
Armadura móvil	AE	I		50 Direccional DC	Taps
Embolo	AE	I		50 Direccional DC	Taps Posición reposo
Balanza	AE	I_1 I	I_2 V	87 21	Taps
Polarizados	AE	I_1 I	I_2 V	Direccional DC y AC rectifica- dor	
Disco de inducción	IE	I		51	Taps (I) Dial [T]
Copa de inducción	IE	I I_1	V I_2	Direccional AC	

Los de tipo balanza son poco usados actualmente como protección primaria por la poca precisión que tienen. Actualmente se están diseñando relevadores de sobrecorriente con elementos de estado sólido, los cuales ya están desplazando los relevadores de tipo de disco de inducción y émbolo. Los relevadores estáticos se combinan con relevadores electromecánicos y trabajan convirtiendo la señal de corriente a la señal de voltaje.

5.1.3 *Tipos de relevadores de sobrecorriente.*

Basado en las características de operación del relevador, los relevadores de sobrecorriente pueden clasificarse en tres grupos: De corriente definida, de tiempo definido, y de tiempo inverso. Las curvas características de estos tres tipos se muestran en la figura 5.1.

FIGURA 5.1 Características de operación tiempo-corriente de los relevadores de sobrecorriente.

5.1.3.1 *Relevadores de corriente definida.*

Este tipo de relevadores opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. El ajuste es seleccionado de manera que, en la subestación más alejada de la fuente, el relevador operará para un valor bajo de corriente y las corrientes de operación del relevador aumentan progresivamente en cada subestación rumbo a la fuente. Así, el relevador con ajuste más bajo opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano.

Este tipo de protección tiene el inconveniente de tener poca selectividad a altos valores de corriente de cortocircuito. Otra desventaja es la dificultad para distinguir entre la corriente de falla en uno u otro punto cuando la impedancia entre esos puntos es pequeña en comparación hacia el lado de la fuente, conduciendo hacia la posibilidad de que se presente pobre discriminación (ver figura 5.1 a)).

Lo anterior es visualizado revisando el método de coordinación por escalonamiento de corriente para lo cual se emplea el ejemplo de la figura 5.2.

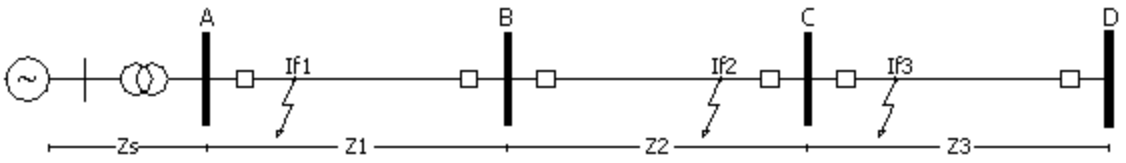


FIGURA 5.2 Efecto de las impedancias sobre el nivel de cortocircuito.

Debido a que la magnitud de la corriente de falla varía con la posición de esta por la variación de la impedancia involucrada, se puede realizar una coordinación en base a la corriente:

En el punto 1 la falla es $I_{f1} = \frac{E_g}{Z_s}$. **(5.1)**

En el punto 2 la falla es $I_{f2} = \frac{E_g}{Z_s + Z_1 + Z_2}$. **(5.2)**

En el punto 3 la falla es $I_{f3} = \frac{E_g}{Z_s + Z_1 + Z_2}$. **(5.3)**

Existen las siguientes limitaciones para el uso de esta técnica:

- Como los niveles de falla para puntos ubicados a los lados de un interruptor son iguales (puntos 2 y 3), la coordinación de los relevadores adyacentes se hace imposible.
- Debido a las variaciones de generación se producen variaciones en los niveles de falla, típicamente la relación Max/Min, 2/1, en el ajuste de los relevadores da un razonable escalonamiento para valores máximos pero para condiciones mínimas de generación, la coordinación se hace demasiado difícil.
- Si los niveles de falla en un sistema son similares, la coordinación se hace imposible.

Si los ajustes de la protección están basados en las condiciones nivel de falla máxima, luego pueden no ser apropiados para la situación que se presenta cuando el nivel de falla es más bajo. Sin embargo, si un valor más bajo de nivel de falla es usado cuando se calculan los ajustes del relevador, esto puede resultar en operación innecesaria del interruptor si los niveles de falla aumentan. Como consecuencia, los relevadores de corriente definida no son usados como la única protección de sobrecorriente, pero su uso como una unidad instantánea es común donde otros tipos de protección están en uso.

5.1.3.2 *Relevadores de tiempo definido o tiempo/corriente definidos.*

Este tipo de relevadores permite ajustes variables para hacer frente a diferentes niveles de corriente utilizando diferentes tiempos de operación. Los ajustes pueden hacerse de tal manera que el interruptor más cercano a la falla sea disparado en el tiempo más corto y luego los interruptores restantes son disparados sucesivamente, usando tiempos diferidos, moviéndose atrás hacia la fuente. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente es llamada el tiempo de discriminación. La coordinación entre estos relevadores se puede realizar con retardos de tiempo fijos de tal forma que el tiempo del más lejano sea el menor. El tiempo de operación es así independiente de los niveles de falla. la coordinación se denomina escalonamiento de tiempo.

Como el tiempo de operación para los relevadores de corriente definida pueden ajustarse en pasos fijos, la protección es más selectiva. La gran desventaja con este método de discriminación es que las fallas cercanas a la fuente, que resultan en corrientes más grandes, puede ser despejada en un tiempo relativamente grande. Los ajustes de este tipo de relevador son hechos con un tap de corriente para seleccionar el valor al cual el relevador arrancará, más un dial para definir el tiempo exacto de la operación del relevador. Debe notarse que el ajuste del tiempo diferido es independiente del valor de la sobrecorriente requerida para que el relevador opere. Estos relevadores son muy usados cuando la impedancia de la fuente es grande comparada con la de los elementos del sistema de potencia que están siendo protegidos, cuando los niveles de fallan en el punto del relevador son similares a las del extremo del elemento protegido. (véase figura 5.1 b)).

5.1.3.3 *Relevadores de tiempo inverso.*

La propiedad fundamental de los relevadores de tiempo inverso es que operan en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla como se ilustra en la figura 5.1 c). Su ventaja sobre los relevadores de tiempo definido es que para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de disparo mucho más cortos sin riesgo para la selectividad de la protección. Los relevadores de tiempo inverso están clasificados de acuerdo con su curva característica que indica la velocidad de operación (moderadamente inverso, inverso, muy inverso y extremadamente inverso).

5.2 *RELEVADORES DIRECCIONALES DE C.A.*

5.2.1 *Conceptos generales.*

Los relevadores direccionales de C.A están capacitados para distinguir el flujo de corriente de una dirección a la otra en un circuito de CA reconociendo las diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización. La capacidad para distinguir entre el flujo de corriente de una dirección a la otra depende de la selección de magnitud de polarización y del ángulo del torque máximo, y todas la variacionesen la función proporcionadas por los relevadores direccionales de C.A dependen de estas dos magnitudes.

La protección de sobrecorriente direccional es usada cuando es necesario proteger el sistemam contra corrientes de falla que pueden circular en ambas direcciones a través de un elemento del sistema , y cuando la protección de sobrecorriente bidireccional puede producir desconexión innecesaria de circuitos. Esto puede suceder en sistemas en anillo o enmallados y en sistemas con una variedad de puntos de alimentación. El uso de relevadores de sobrecorriente direccionales en estas dos situaciones se muestra en la figura 5.3.

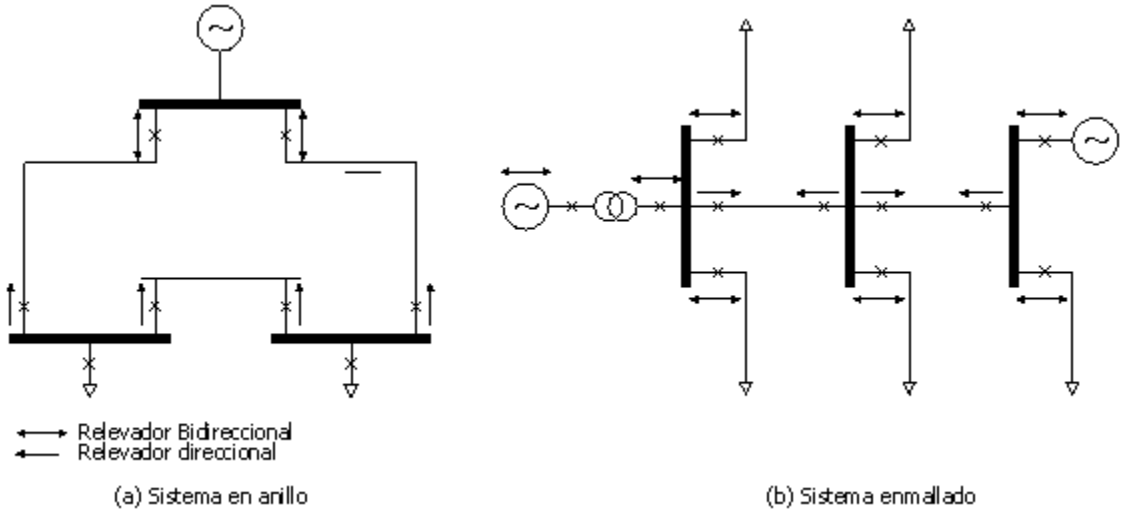


FIGURA 5.3 Aplicación de los relevadores de sobrecorriente direccionales.

5.2.2 *Construcción.*

Los relevadores de sobrecorriente direccionales son construidos usando una unidad de sobrecorriente normal más una unidad que puede determinar la dirección del flujo de potencia en el elemento del sistema asociado. En adición a la corriente del relevador, esta segunda unidad usualmente requiere una señal de referencia para medir el ángulo de la falla y así determinar si el relevador puede operar o no. Generalmente, la señal de referencia o de polarización es un voltaje, pero también puede ser una corriente de entrada.

Básicamente existen dos métodos para obtener la dirección del flujo de potencia: Superposición y control; ambos caso están ilustrados en la figura 5.4 donde D indica la unidad direccional y OC la unidad de sobrecorriente.

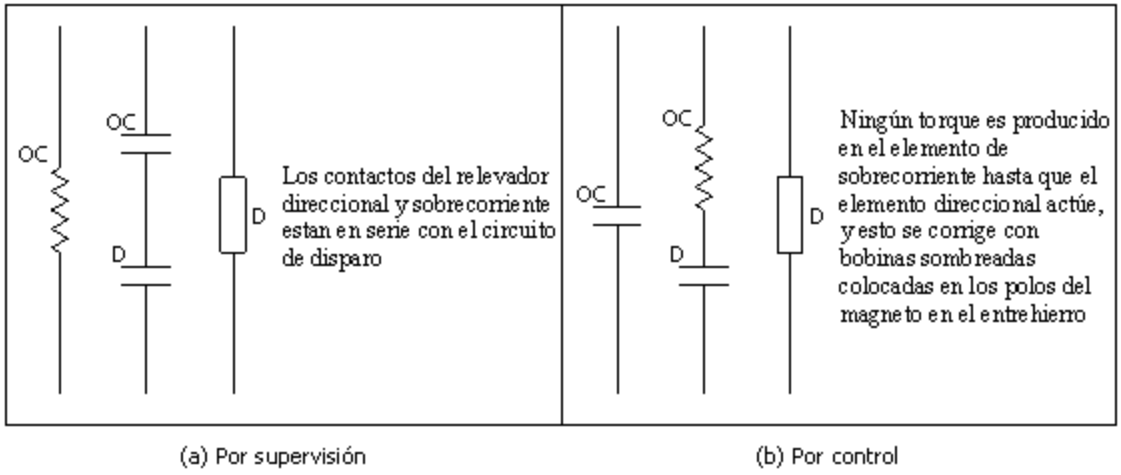


FIGURA 5.4 Métodos para obtener la dirección del flujo de potencia.

Es mejor usar el sistema de control para determinar la dirección del flujo de potencia, ya que la unidad de sobrecorriente solo se pone en marcha cuando el flujo está en la dirección correcta. Con el método de supervisión, la unidad de sobrecorriente puede ponerse en marcha para la dirección incorrecta del flujo de potencia. Además, cuando el interruptor es abierto en un sistema en anillo, los flujos de corriente cambiarán y esto puede conducir a la posibilidad de perder la coordinación.

5.2.3 *Principio de operación.*

Es el de un instrumento medidor de potencia en el que el voltaje es usado como referencia para establecer la dirección relativa o fase de la corriente de falla. El torque de operación puede definirse como:

$T = K\,\phi_1\,\phi_2\,\text{Sen}\,\theta\,.$

Donde ϕ_1 y ϕ_2 son los valores de polarización, ϕ_1 es proporcional a la corriente y ϕ_2 es proporcional a la tensión, con θ como el ángulo entre ϕ_1 y ϕ_2. El torque es positivo si $0° < \theta < 180°$, y negativo si $180° < \theta < 360°$. Debe notarse que θ está en fase con I pero atrasado con respecto al voltaje puesto que $V = -\frac{d\phi}{dt}$.

Si la corriente y el voltaje están en fase, los flujos están desfasados en 90°. Por lo tanto, el ángulo para máximo torque ocurre cuando la corriente y el voltaje del relevador están en fase. Esto puede obtenerse muy fácilmente usando la corriente y el voltaje de la misma fase. Sin embargo, esto no es práctico ya que para una falla en una fase, el voltaje de esa fase puede colapsar. Es por lo tanto, práctica común usar la corriente de una fase diferente.

El relevador direccional opera cuando la corriente va en su dirección de calibración sin importar la magnitud de la corriente. Si se sabe que nunca cambiará la dirección del flujo, a menos que suceda una falla, se podrían utilizar solo relevadores direccionales.

5.2.4 *Conexiones del relevador (esquemas de polarización).*

La conexión de un relevador direccional es definida sobre la base del número de grados en el que una corriente a un factor de potencia unitario adelanta el voltaje de polarización. El ángulo de máximo torque (AMT), es el ángulo por el que este desplazamiento produce el máximo torque y por tanto, está siempre alineado con el voltaje de polarización.

El ángulo de máximo torque está definido como el ángulo para el cual la corriente aplicada al relevador se encuentra en fase con el voltaje aplicado a dicho relevador. Se mide referido al voltaje de referencia de su propia fase protegida. Esto se ilustra en la figura 5.5.

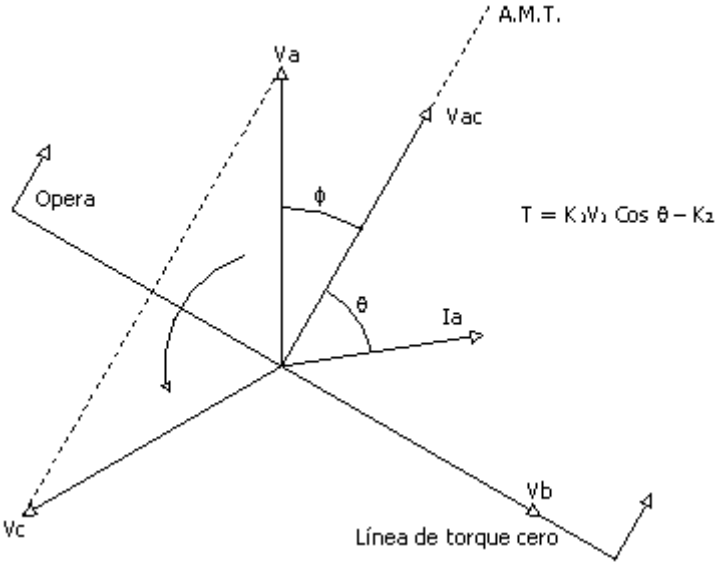


FIGURA 5.5 Diagrama vectorial del torque máximo para relevadores direccionales.

En la figura 5.5 se definen ahora los siguientes paámetros:

K_1 y K_2 : Constantes.
V: Voltaje aplicado al relevador.
I: Corrinte aplicada al relevador.
θ : Angulo de fase entre V e I.
ϕ : Angulo de máximo torque referido al voltaje V_a (El par máximo se conseguirá cuando $\theta = 0$.

La unidad direccional usa corriente de la línea protegida (corriente de fase para un relevador de fases y corriente residual para un relevador de tierra) en unión con un parámetro polarizante para determinar la dirección del flujo de potencia. Para los relevadores de fases, la cantidad polarizante es el voltaje, para los relevadores de tierra existen tres posibles cantidades polarizantes:

- Voltaje de secuencia cero (residual).
- Corriente de neutro de una fuente de corriente de secuencia cero.
- Voltaje de secuencia negativa (en unión con corriente de secuencia cero).

5.2.4.1 *Polarización con voltaje entre fases adyacentes-conexión 30° (0° AMT).*

- ***Alimentación de los relevadores***: Elemento fase A Φ_A : I_a, V_{ac} .
  Elemento fase B Φ_B : I_b, V_{ba} .
  Elemento fase C Φ_C : I_c, V_{cb} .

El circuito de voltaje se deriva entre la misma fase de la corriente y la fase anterior a esta, de forma que cuando el factor de potencia sea igual a 1, en el relevador la tensión se retrasa 30° respecto a la corriente tal como se muestra en la figura 5.6.

Cualquiera que sea el desfase dentro de los límites indicados en la figura 5.6, el vector representativo de la corriente formará un ángulo agudo, y el relevador trabajará en un sentido determinado que puede ser el de abrir o cerrar contactos. Al invertir el sentido de la potencia por causa de una falla, se invertirá también el sentido de la corriente respecto a la tensión y el relevador trabajará en sentido contrario.

- ***Torque máximo:*** Los relevadores conectados de esta forma deben tener el torque máximo cuando el voltaje V_a y la corriente I_a están en fase, o sea cuando la corriente de fase atrasa el voltaje línea-neutro en 30°.
- ***Angulo de operación:*** Angulos de corriente desde 60° adelantado hasta 120° atrasado.

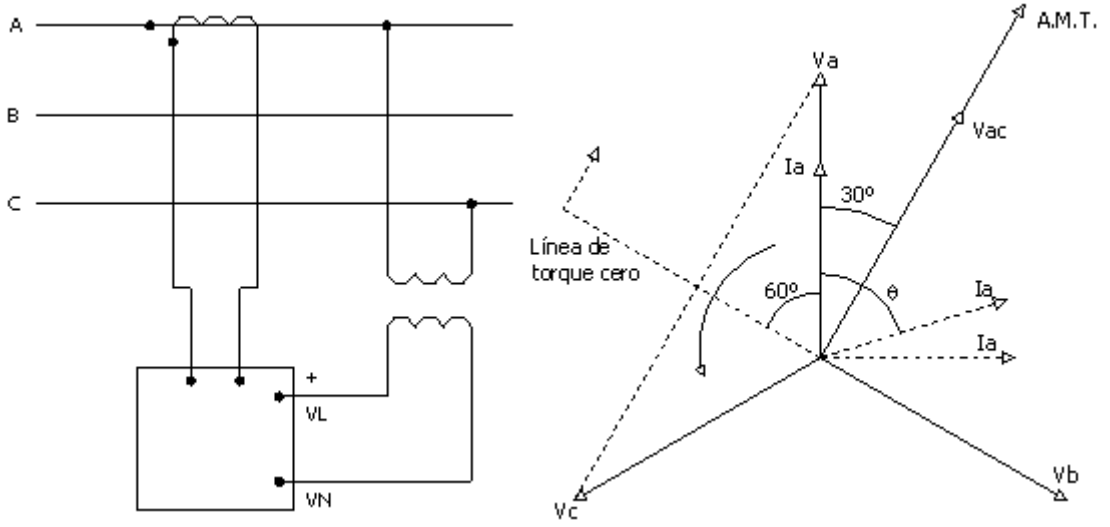


FIGURA 5.6 Conexión y diagrama fasorial para relevadores direccionales a 30°.

- ***Utilización:*** Este tipo de conexión se debe usar siempre en alimentadores a condición de que tenga tres elementos uno por fase, ya que dos elementos de fase y un elemento de tierra puede causar operación pobre. La unidad en arreglo trifásico no debe ser usada en transformadores cuando algunas fallas pueden resultar en un flujo de corriente inversa en una o más fases conduciendo a mala operación del relevador. La protección se usa entonces para proteger líneas contra fallas entre fases.

5.2.4.2 *Conexión 60° (0° AMT).*

- ***Alimentación de los relevadores:*** Elemento fase A Φ_A : I_a, V_{ac}.
  Elemento fase B Φ_B : I_b, V_{ba}.
  Elemento fase C Φ_C : I_c, V_{cb}.

El diagrama vectorial se muestra en la figura 5.7.

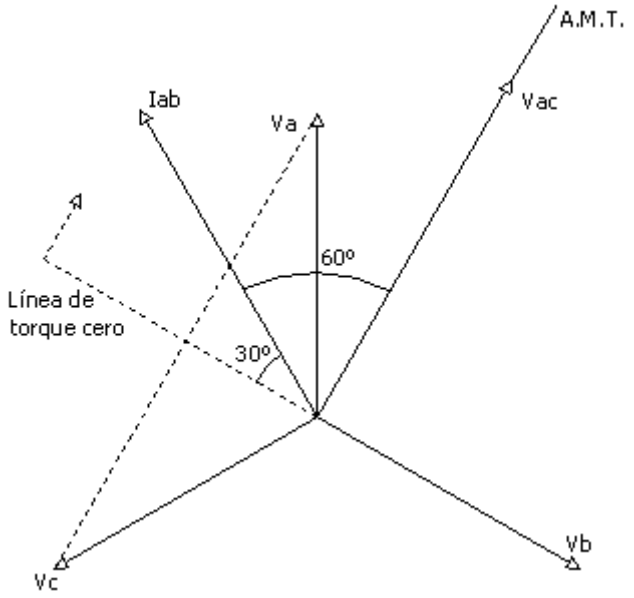


FIGURA 5.7 Diagrama vectorial para la conexión 60° (0° AMT).

- ***Torque máximo:*** Se produce cuando la corriente atrasa el voltaje fase-neutro por 60°, I_{ab} atrasa a V_{ac} por 60°. I_a atrasa a V_a por 60° a factor de potencia unitario.
- ***Angulo de operación:*** La corriente I_{ab} desde 30° adelantada hasta 150° atrasada, o I_a 30° adelantada o 150° atrasada, a factor de potencia unitario.
- ***Utilización:*** Se recomienda que los relevadores con esta conexión se usen solamente en alimentadores. Sin embargo, tienen la desventaja de que los TC tienen que ser conectados en delta. Por esta razón, y puesto que ellos no ofrecen las ventajas del caso anterior, son poco usados.

5.2.4.3 *Polarización con el voltaje entre fases opuestas - conexión 90° (30° AMT).*

- ***Alimentación de los relevadores:*** Elemento fase A Φ_A : $I_a, V_{bc} + 30°$.
  Elemento fase B Φ_B : $I_b, V_{ca} + 30°$.
  Elemento fase C Φ_C : $I_c, V_{ab} + 30°$.

El voltaje polarizante se toma de las fases diferentes a la que se tomó la corriente; de esta forma, cuando el factor de potencia es igual a la unidad (ángulo entre V_a e I_a es igual a cero), la tensión polarizante V_{bc} estará atrasado 90° respecto a la corriente I_a como se muestra en la figura 5.8.

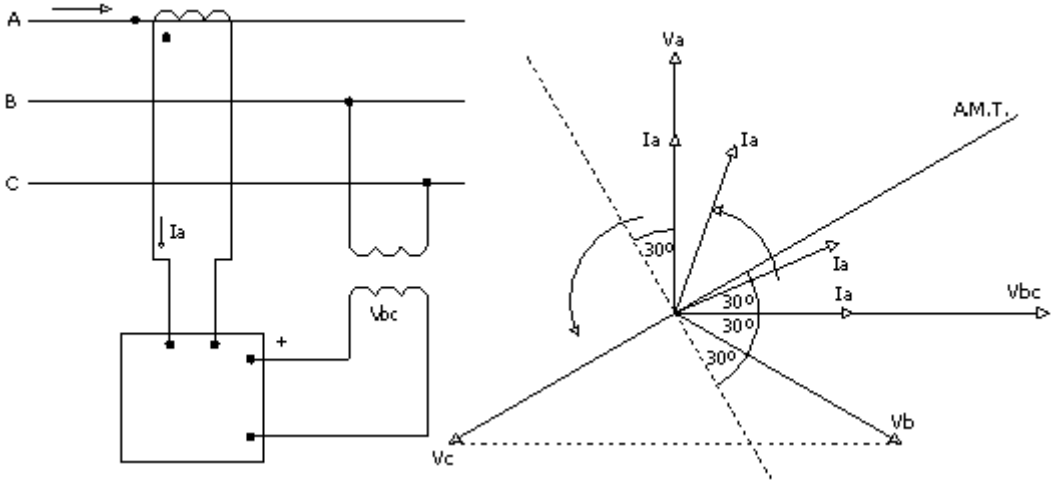


FIGURA 5.8 Conexión y diagrama fasorial para el relevador diferencial en cuadratura.

- ***Torque máximo**:* Se conseguirá cuando la corriente I_a se adelanta con respecto al voltaje polarizante línea-neutro en 90°.
- ***Angulo de operación**:* Angulos de corriente desde 30° adelantado hasta 150° atrasado.
- ***Utilización**:* En alimentadores donde la fuente de componentes de secuencia cero está detrás del punto de conexión del relevador.

5.2.4.4 *Conexión 90° (45° AMT).*

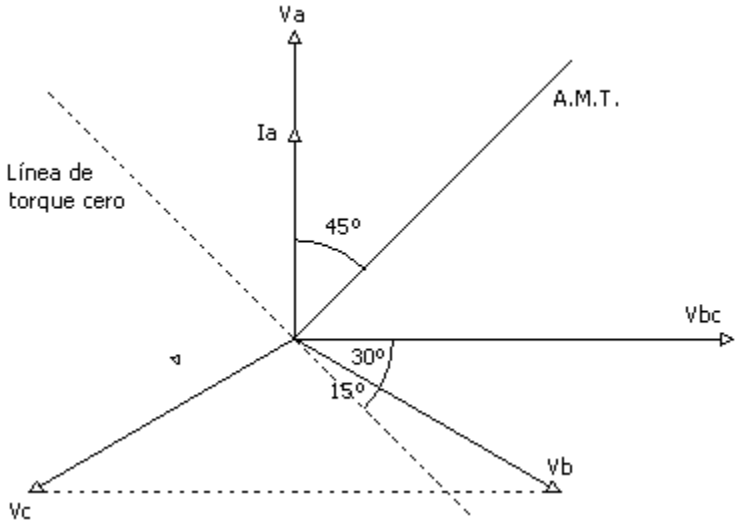


FIGURA 5.9 Diagrama vectorial para la conexión 90° (45° AMT).

- ***Alimentación de los relevadores:*** Elemento fase A $\Phi_A : I_a, V_{bc} + 45°$.
  Elemento fase B $\Phi_B : I_b, V_{ca} + 45°$.
  Elemento fase C $\Phi_C : I_c, V_{ab} + 45°$.

- ***Máximo torque:*** Se produce cuando la corriente atrasa al voltaje línea-neutro en 45°.
- ***Angulo de operación:*** Angulos de corriente desde 45° en adelanto hasta 135° en atraso.
- ***Utilización:*** Este arreglo es recomendado para protección de transformadores o alimentadores que tienen una fuente de componentes de secuencia cero frente al relevador. Esta conexión es esencial en el caso de transformadores en paralelo, o alimentadores de transformador, especialmente para garantizar la correcta operación de los relevadores para fallas más allá de los transformadores estrella-delta. Esta configuración siempre debe ser suada cuando los relevadores direccionales monofásicos son aplicados a circuitos que tienen distribución de corriente 2-1-1.

5.2.5 *Relevador direccional fase-tierra.*

Los relevadores direccionales fase-tierra son construidos sobre la base de que el voltaje residual es igual a tres veces la caída de voltaje de secuencia cero en la impedancia fuente, y desplazado con respecto a la corriente residual por el ángulo característico de la impedancia fuente. Cuando un conjunto de TP apropiados no son útiles para obtener el voltaje de polarización, la polarización de corriente es obtenida usando la corriente de tierra de un transformador local conectado a tierra. Esto está basado en el principio de que la corriente de neutro siempre circula hacia el sistema desde tierra, mientras que, dependiendo de la falla, la corriente residual puede fluir en cualquier dirección. Se debe enfatizar sin embargo, que la posibilidad de falla de un relevador direccional de voltaje polarizado es mínimo y por tanto, se recomienda que este arreglo sea usado donde sea posible.

5.3 *RELEVADORES DE EQUILIBRIO DE CORRIENTE (O TENSIÓN).*

Se utilizan básicamente dos tipos diferentes de relevador de equilibrio de corriente. Basados en la producción del par actuante, uno de ellos puede llamarse de sobrecorriente y el otro relevador direccional.

5.3.1 *Tipo sobrecorriente.*

El relevador de sobrecorriente del tipo equilibrio de corriente tiene un elemento de sobrecorriente arreglado para producir un torque en oposición a otro elemento semejante, actuando ambos elementos sobre una misma estructura móvil. La figura 5.11 muestra una estructura del tipo atracción electromagnética de balanza. Otra estructura comúnmente utilizada es el relevador del tipo inducción que tiene dos elementos de sobrecorriente que actúan en oposición sobre el rotor.

Si se desprecia el efecto del torque negativo del resorte de control, la ecuación del torque de cualquier tipo es:

$$T = K_1 I_1^2 - K_2 I_2^2 \qquad \textbf{(5.4)}$$

Cuando el relevador está en el límite de funcionamiento, el torque neto es cero, y:

$$K_1 I_1^2 = K_2 I_2^2 \qquad \textbf{(5.5)}$$

Por lo tanto, la característica de funcionamiento es:

$$\frac{I_1}{I_2} = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} = Constante \qquad \textbf{(5.6)}$$

La característica de funcionamiento de este relevador incluyendo el efecto del resorte de control, se muestra en la figura 5.10.

El efecto del resorte de control es requerir un cierto valor mínimo de I_1 para la puesta en marcha cuando I_2 es cero, pero el efecto del resorte viene a ser menor y menos notorio a los valores elevados de corriente. El relevador se pondrá en marcha para relaciones de I_1 a I_2 representadas para puntos que están hacia arriba de la característica de operación, la cual está especificada en % por la expresión de la relación de I_1 a I_2 requerida para la puesta en marcha cuando el relevador está funcionando sobre la parte recta de la característica, y al dar el valor mínimo de puesta en marcha de I_1 cuando I_2 es igual a cero, I_1 es conocida como la corriente de régimen pues produce torque o puesta en marcha positivos; I_2 es conocida como la corriente de retención o de restricción. Al proporcionar el número de espiras en las bobinas de operación y de retención, se puede obtener cualquier pendiente en %, como se llama algunas veces.

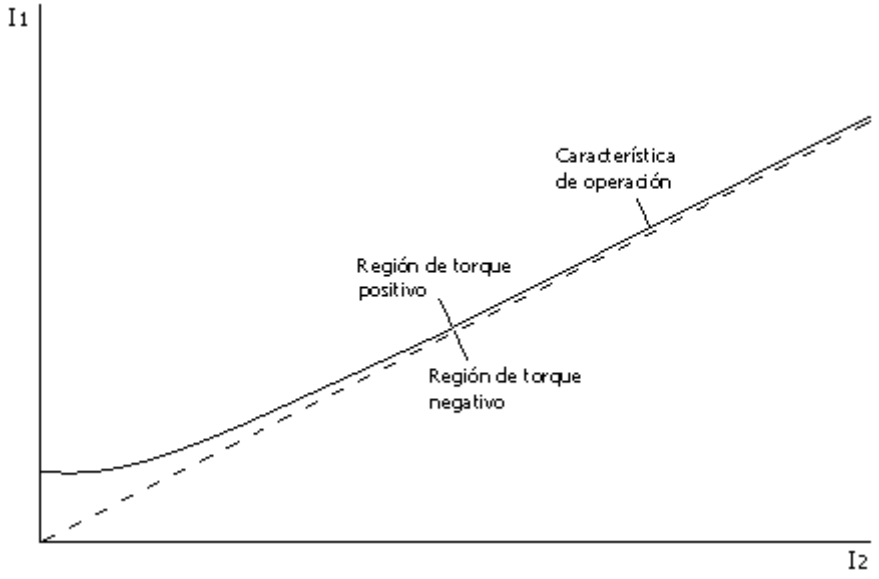


FIGURA 5.10 Característica de operación de un relevador de brazo balanceado.

Si se desea cerrar un circuito de contacto o cuando cualquiera de las dos corrientes excede a la otra por un determinado %, se utilizan dos elementos como se muestra en la figura 5.11. Para algunas aplicaciones pueden arreglarse los contactos de los dos elementos para disparar diferentes interruptores según sea el elemento que opere.

Por otros medios pueden compararse las corrientes en las fases diferentes de un circuito, en diferentes ramas del circuito de la misma fase, o entre fases correspondientes de diferentes circuitos. Cuando se aplica entre circuitos donde la relación de una de las corrientes a la otra nunca excede una cierta cantidad, excepto cuando ocurre un

cortocircuito en uno de los circuitos, un relevador de equilibrio de corriente proporciona inherentemente protección selectiva.

Aunque las ecuaciones del torque fueron escritas en el supuesto de que el ángulo de fase entre las dos magnitudes equilibradas no tuviera efecto , las características de dichos relevadores pueden afectarse en algo por el ángulo de fase. En otras palabras, la relación real del torque puede ser:

$$T = K_1 I_1^2 - K_2 I_2^2 + K_3 I_1 I_2 \operatorname{Cos}(\theta - \tau) \qquad \textbf{(5.7)}$$

donde se desprecia el efecto del resorte de control, y donde θ y τ están definidos como para relevadores direccionales. La constante K_3 es pequeña siendo incidental y disminuida a menudo por diseño intensionado la producción del torque direccional por la interacción de las corrientes inducidas y los flujos parásitos de los dos elementos. Con solo raras excepciones, puede despreciarse el efecto direccional

.

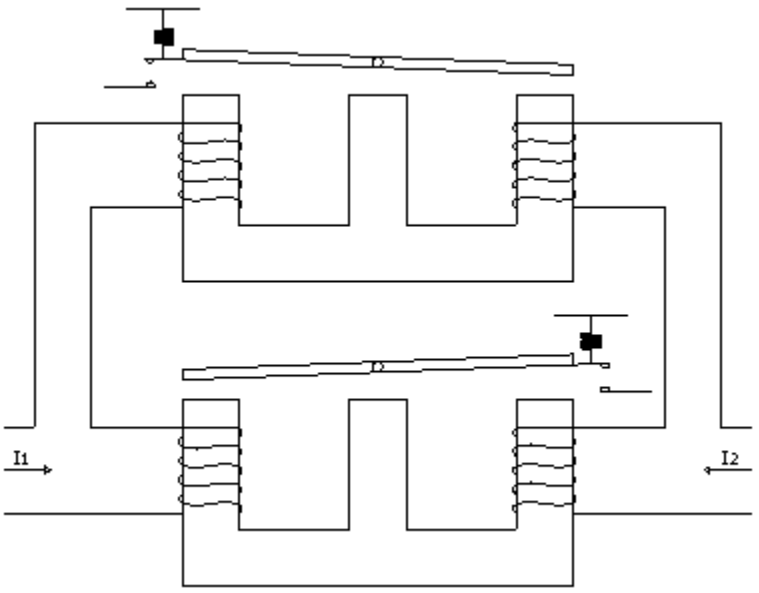


FIGURA 5.11 Relevador de equilibrio de corriente de dos elementos.

Será evidente que la característica de un relevador de equilibrio de tensión puede expresarse como la del relevador de equilibrio de corriente si se sustituye V_1 y V_2 por I_1 e I_2 . Además, puesto que el relevador de equilibrio de corriente funciona cuando una corriente excede un valor normal en comparación con la otra corriente, el relevador de equilibrio de tensión está arreglado para operar cuando una tensión cae por debajo de su valor normal.

Se dispone de los relevadores que tienen características de alta velocidad o características de tiempo inverso con o sin un dial de tiempo ajustable. El conjunto de curvas típicas se muestra en la figura 5.12 donde aparece el efecto de valores diferentes de corriente de retención (o restricción) en la forma de la curva del tiempo para un ajuste de tiempo. Dichas curvas no pueden atrasarse en base a un múltiplo de la puesta en marcha puesto que esta es diferente para cada valor de la corriente de retención.

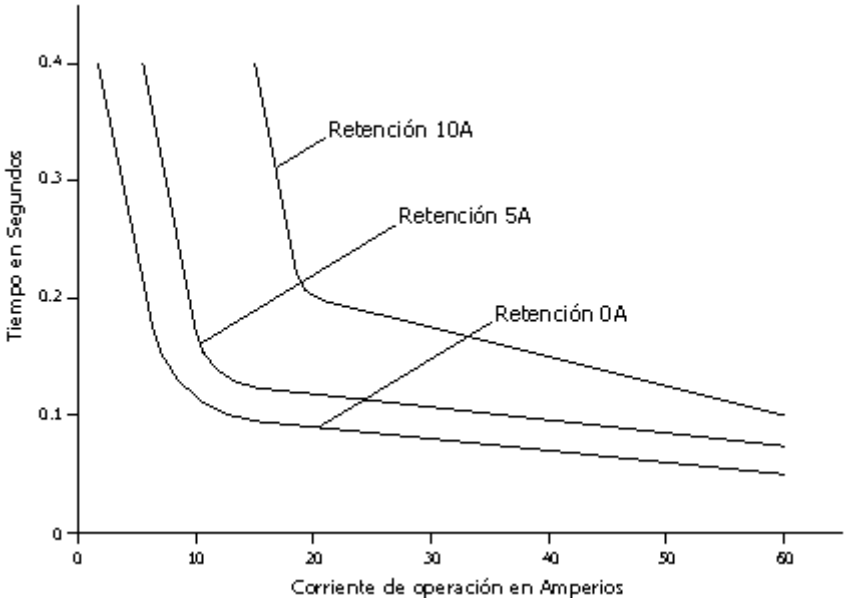


FIGURA 5.12 Curvas tiempo corriente de un relevador de equilibrio de corriente.

Los relevadores de alta velocidad pueden funcionar en forma no deseada en desequilibrios transitorios, si la pendiente está muy cercana al 100% y por esta razón dichos relevadores pueden requerir características más elevadas de pendiente en % que los relevadores de tiempo inverso.

5.3.2 *Tipo direccional.*

El relevador direccional del tipo equilibrio de corriente utiliza un elemento direccional de corriente-corriente en el que la magnitud de la polarización es el vector diferencia de dos corrientes, y la magnitud de influencia es el vector suma de estas dos. Si se supone que las corrientes están en fase y se desprecia el efecto del resorte de control, el torque es:

$$T = K_1(I_1 + I_2)(I_1 - I_2) \quad \textbf{(5.8)}$$

Donde I_1 e I_2 son valores eficaces. Por lo tanto, cuando las dos corrientes están en fase y son de igual magnitud, no se desarrollará torque de funcionamiento. Cuando una corriente es mayor que la otra se desarrolla el torque, dependiendo su dirección de la que sea mayor. Si la dos corrientes están desfasadas 180°, la dirección del torque para un desequilibrio dado será la misma, como cuando las corrientes están en fase, y puede verse cambiar el signo de cualquier corriente en la ecuación del torque . Este tipo de relevador puede tener contactos en dos direcciones que están normalmente abiertos, siendo arreglado el resorte de control para producir retención contra el movimiento en cualquier dirección de la posición media.

Este relevador no es de desequilibrio de corriente en el mismo sentido que el de sobrecorriente , como se muestra por una comparación de sus características de funcionamiento en la figura 5.13. El tipo direccional es más sensible al desequilibrio cuando las dos corrientes son grandes, y menos sensible cuando son pequeñas. Esto tiene sus ventajas y sus desventajas. Para la protección de líneas paralelas, que es la utilización principal del tipo direccional, no se requieren medios auxiliares para impedir el funcionamiento no deseado en corrientes de carga durante la conmutación, esto es porque la puesta en marcha es llevada a cabo cuando una línea está fuera de servicio, en cuyo tiempo una de las dos corrientes es cero. Por otra parte el tipo direccional se inclina más a funcionar en forma no deseada en desequilibrios transitorios del TC, cuando ocurre el cortocircuito lejos de los extremos de las líneas paralelas; esto es porque el relevador es más sensible al desequilibrio de corriente bajo condiciones de corriente elevada, cuando los errores de los TC tienden a ser máximos.

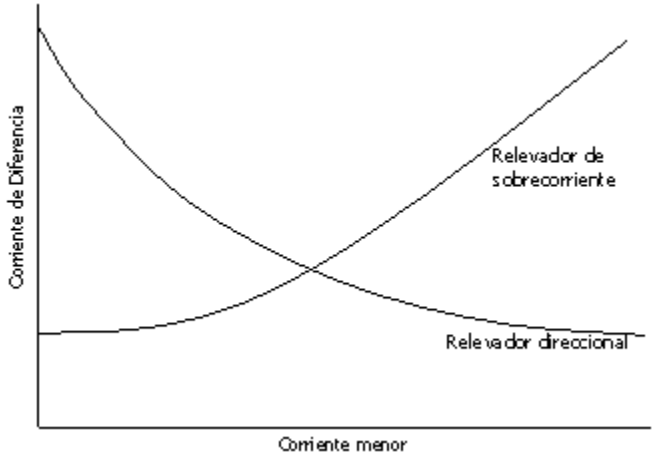


FIGURA 5.13 Comparación de las características de un relevador de equilibrio de sobrecorriente.

5.4 *LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.*

La protección diferencial funciona cuando el vector diferencia entre dos o más magnitudes eléctricas similares excede un valor predeterminado. Casi cualquier tipo de relevador puede funcionar como protección diferencial, no tanto por la construcción del relevador sino por el método de conexión en el circuito. La mayoría de las aplicaciones de relevadores diferenciales son del tipo diferencial de voltaje, operando sobre el mismo principio de los relevadores de sobrecorriente; la diferencia está en el hecho de que la señal de operación es derivada de un voltaje alrededor de una reactancia shunt.

La mayoría de las aplicaciones son del tipo "diferencial de corriente". Un ejemplo simple de un arreglo diferencial es mostrado en la figura 5.14. El rectángulo que se ubica entre los dos TC representa el elemento sistema que es protegido por el relevador diferencial. El elemento sistema puede ser una porción de circuito, un devanado de un generador, una porción de barra, etc. Un TC es mostrado en cada conexión al elemento sistema. Los secundarios de los TC están interconectados y la bobina de un relevador de sobrecorriente es conectada a través del circuito secundario del TC.

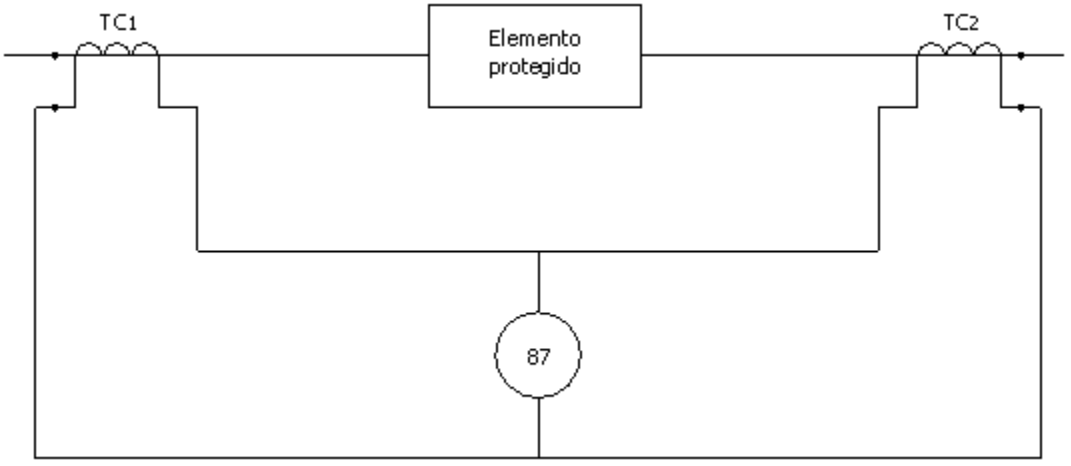


FIGURA 5.14 Una aplicación simple del relevador diferencial.

Ahora supóngase que fluye una corriente a través del circuito primario o hacia la carga (bajo condiciones de carga normal) o hacia un cortocircuito localizado en el punto x fuera de la zona de protección como se muestra en la figura 5.15. Si los dos TC tienen la misma relación de transformación y están adecuadamente conectados, sus corrientes secundarias simplemente circulan entre los dos TC y no fluirá corriente por el relevador diferencial (si fluye sería muy pequeña) y bajo estas condiciones no actúa

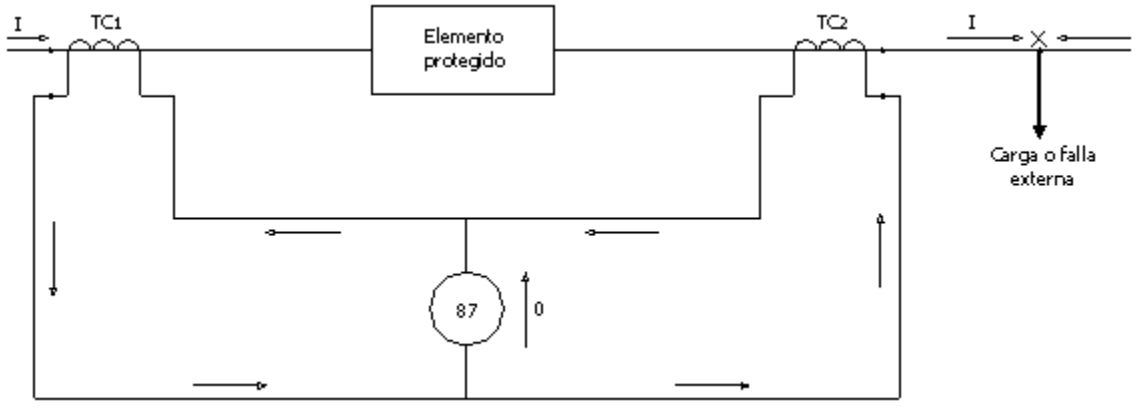


FIGURA 5.15 Condiciones para una carga externa o falla.

Pero cuando se presenta un cortocircuito entre los dos TC se presentarán las condiciones mostradas en la figura 5.16. Si la corriente fluye hacia el cortocircuito desde cada lado como se muestra, la suma de las corrientes secundarias de los TC circularán a través del relevador diferencial y lo harán operar.

No es necesario que la corriente de cortocircuito fluya desde ambos lados para provocar que una corriente secundaria circule a través del relevador diferencial. Un flujo de corriente por un solo lado o aún alguna corriente que salga de un lado mientras que una corriente grande entra por el otro lado, causará una corriente diferencial. En otras palabras, la corriente del relevador diferencial será proporcional al vector diferencia entre las corrientes que entran y salen del elemento protegido, y si la corriente diferencial excede el valor de puesta en marcha del relevador, este operará.

Un arreglo que es ampliamente usado es el relevador diferencial con una característica de % variable, que tiene una unidad adicional, la bobina de restricción además de la bobina de operación como se muestra en la figura 5.17. La corriente en la bobina de operación es proporcional a $(I_1 - I_2)$. Si N es igual al número de vueltas de la bobina de restricción, luego los Amp-vuelta totales son iguales a $I_1(N/2)$ más $I_2(N/2)$, lo cual es lo mismo como si $(I_1 + I2)/2$ fluyera a través de toda la bobina de restricción (o sea que la corriente equivalente en la bobina de restricción es proporcional a $(I_1 + I2)/2$ puesto que la bobina de operación es conectada en el punto medio de la bobina de restricción).

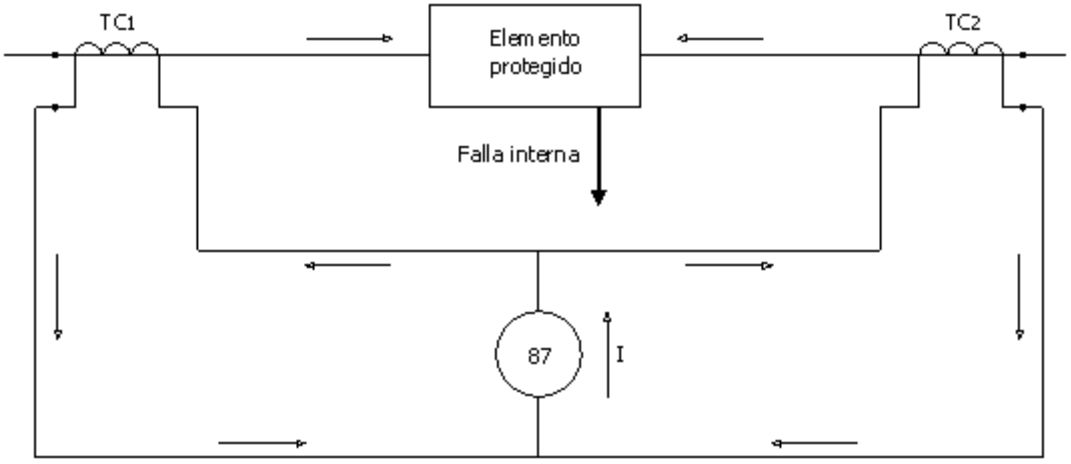


FIGURA 5.16 **Condiciones para una falla interna.**

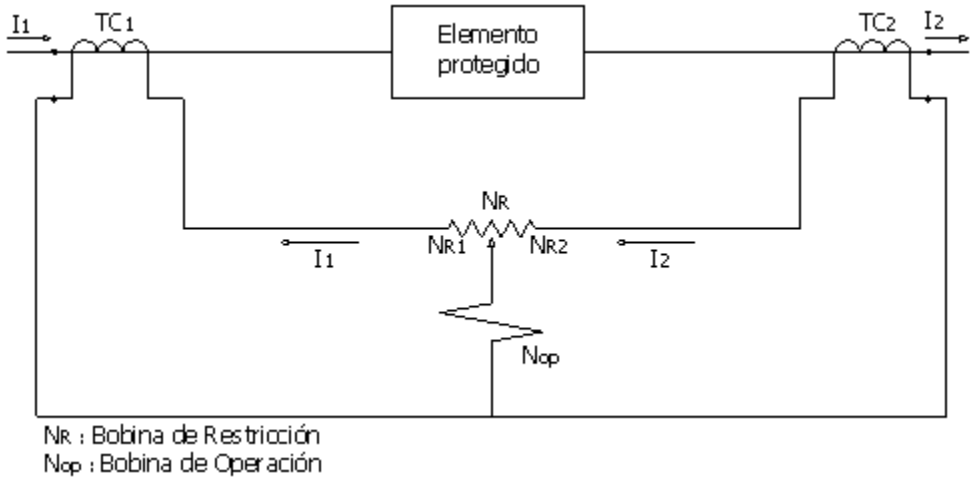


FIGURA 5.17 **Relevador diferencial con características de % variable.**

La característica de operación de un relevador con esta forma de restricción se muestra en la figura 5.18. Así, excepto por el ligero efecto del resorte de control a bajas corrientes, la relación de la corriente diferencial de operación a la corriente de restricción promedio es un % fijo, lo que explica el nombre del relevador.

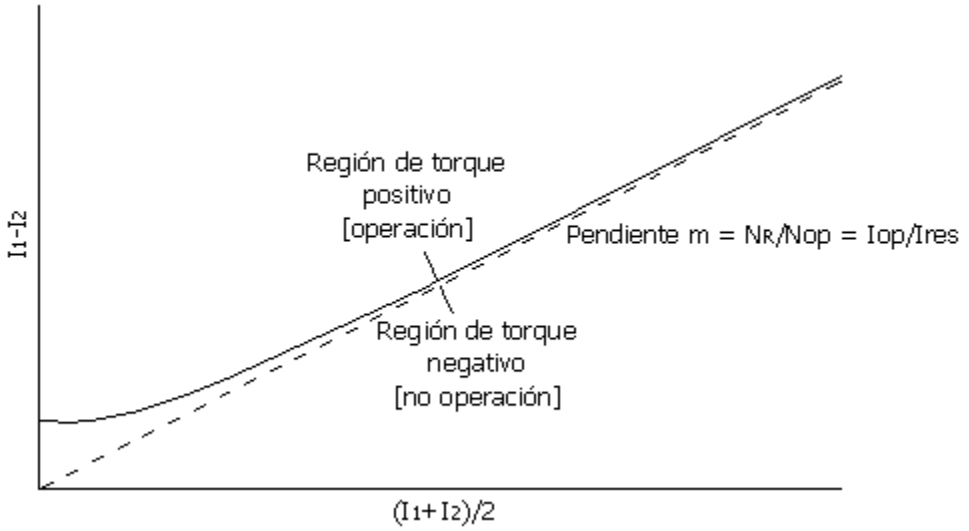


FIGURA 5.18 Característica de operación de un relevador diferencial de porcentaje.

Los TC, aunque producidos con las mismas especificaciones, no tienen corrientes secundarias idénticas para la misma corriente primaria a causa de las pequeñas diferencias en sus características de magnetización. La fuerza del relevador de restricción se incrementa con la magnitud de I_1 e I_2 y previniendo así el disparo innecesario debido a cualquier error de desbalance del TC. Además, el torque de restricción es aumentado en la presencia de corrientes de falla (I_2) produciendo una característica de operación más estable y previniendo la mala operación del relevador. En relevadores que tienen disparos variables en la bobina de restricción, los disparos pueden ser ajustados para equilibrar cualquier corriente resultante de las diferencias en los TC. Si los relevadores no tienen esos disparos variables, las corrientes que salen de los TC deben ser aproximadamente iguales para evitar la mala operación de los relevadores.

La figura 5.19 muestra la comparación entre un relevador de sobrecorriente simple con un relevador diferencial de porcentaje bajo tales condiciones. Un relevador de sobrecorriente que tiene el mismo valor de puesta en marcha del relevador diferencial de porcentaje puede operar de manera indeseada cuando la corriente diferencia escasamente excede el valor x, mientras que allí no debe existir la tendencia a que el relevador diferencial de porcentaje opere.

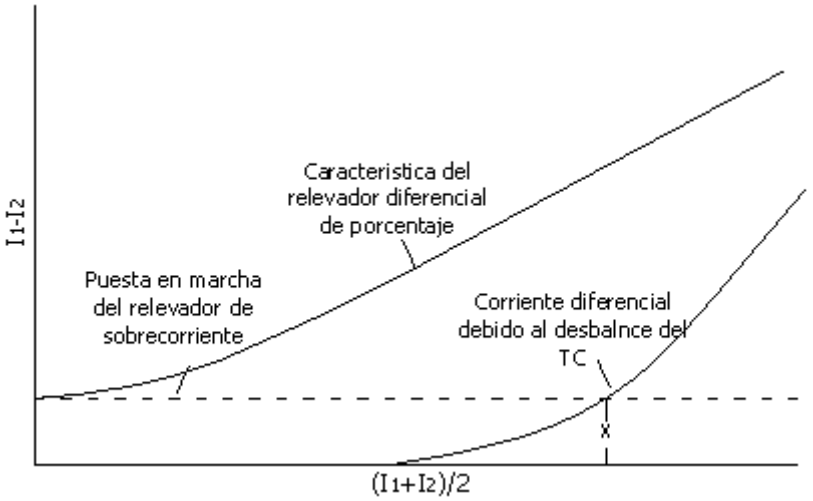


FIGURA 5.19 **Ilustración del valor de la característica diferencial de porcentaje.**

Es un paso simple el extender el principio a un elemento del sistema que tiene diversas conexiones. Considérese la figura 5.20 en la cual se involucran tres conexiones. Solo es necesario, como antes, que todos los TC tengan la misma relación de transformación y que estén conectados de tal manera que el relevador no reciba corriente cuando la corriente total que sale del elemento del circuito es vectorialmente igual a la corriente total que entra en el elemento del circuito.

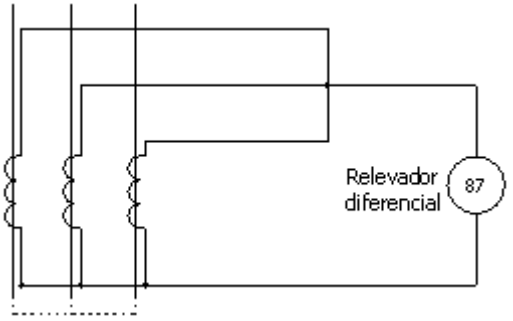


FIGURA 5.20 **Una aplicación diferencial de corriente de tres terminales.**

El principio puede ser donde se incluya un transformador de potencia, pero en este caso, las relaciones de transformación y las conexiones de los TC en los lados opuestos del transformador de potencia deben ser tales como para compensar el cambio de la magnitud y el ángulo de fase entre las corrientes del transformador de potencia en cualquier lado.

Los relevadores diferenciales de porcentaje pueden aplicarse a elementos del sistema que tienen más de dos terminales, como en la aplicación mostrada en la figura 5.21. Cada una de las tres bobinas de restricción o de retención de la figura 5.21 tiene el mismo número de espiras y cada bobina produce un par de retención independiente de las otras, y sus pares se suman aritméticamente.

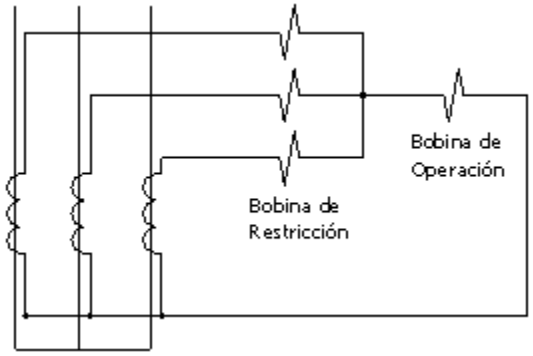


FIGURA 5.21 Protección diferencial de porcentaje para elementos con tres terminales.

La pendiente de la característica de operación de cada relevador varía dependiendo de la distribución de corrientes en las tres bobinas de retención. Los relevadores diferenciales de porcentaje son por lo general instantáneos o de alta velocidad. No se requiere la acción retardada para la selectividad ya que la característica diferencial de porcentaje y otras características suplementarias hacen virtualmente inmunes a estos relevadores contra los efectos de los transitorios cuando los relevadores son aplicados de modo adecuado.

Existen también otros tipos de relevadores diferenciales que usan elementos direccionales o de sobrevoltaje en lugar de los elementos de sobrecorriente. Así, todos los tipos son extensiones de los principios fundamentales que ya fueron descritos.

5.5 *RELEVADORES DE DISTANCIA*.

5.5.1 *Concepto general.*

Es esencial que cualquier falla en un sistema de potencia sea despejada rápidamente, de otro modo puede resultar en la desconexión de muchos consumidores, pérdidas de estabilidad en el sistema y daño a los equipos. La protección de distancia reúne los requerimientos de confiabilidad y de velocidad necesarias para proteger esos circuitos y por estas razones es ampliamente usado en la protección de líneas de transmisión. En los relevadores de distancia hay un equilibrio entre tensión y corriente que puede expresarse en función de le impedancia ya que esta es una medida eléctrica de la distancia de una línea de transmisión, lo que explica su nombre.

La protección de distancia tiene capacidad de distinguir entre fallas que ocurren en diferentes partes de un sistema, dependiendo de la impedancia medida. Esencialmente éste compara la corriente de falla vista por el relevador, contra el voltaje en el punto de localización del relevador para determinar la impedancia línea abajo hasta la falla. Para el sistema mostrado en la figura 5.22, un relevador ubicado en A utiliza la corriente de línea y el voltaje de línea para evaluar $Z = V/I$. El valor de la impedancia Z para una falla en F_1, sería Z_{AF1}, y $Z_{AB} + Z_{BF2}$ para una falla en F_2.

La ventaja principal del uso del relevador de distancia es que su zona de protección depende de la impedancia de línea protegida, la cual es virtualmente constante independiente de las magnitudes de voltaje y corriente. Así, el relevador de distancia tiene un alcance fijo, en contraste con las unidades de sobrecorriente donde el alcance varía dependiendo de las condiciones del sistema.

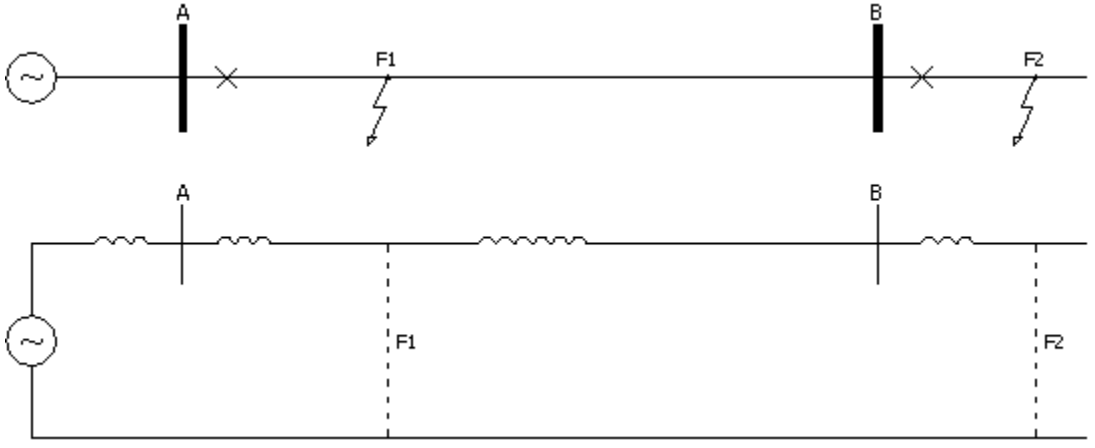


FIGURA 5.22 Fallas que ocurren en partes diferentes de un sistema de potencia.

5.5.2 *Tipos de relevadores de distancia.*

Los relevadores de distancia están clasificados de acuerdo a sus características en el plano X-R, el número de señales de entrada y los métodos usados para comparar dichas señales. El tipo más común compara la magnitud o fase de dos señales de entrada para obtener las características de operación, las cuales son líneas rectas o circulares cuando se dibujan en el plano X-R. Cualquier tipo de características obtenibles con un comparador también pueden ser obtenidas con las otras, aunque las cantidades comparadas serian diferentes en cada caso.

Si Z_R es la impedancia ajustada del relevador de distancia, operaria cuando $Z_R \geq V/I$, o cuando $IZ_R \geq V$. Como se muestra en la figura 5.23, esta condición puede obtenerse en el comparador de amplitud que opera cuando los amperios-vuelta del circuito de corriente son más grandes que los amperios-vuelta del circuito de voltaje. Sin embargo, es difícil prever un comparador de amplitud que funcione correctamente bajo estas condiciones cuando el desplazamiento de fase entre V e I tienden a ser de 90° y los transitorios están presentes, lo cual conduce a valores rms incorrectos de V e I requeridos para evaluar $IZ_R \geq V$. Por estas razones, el uso de comparadores de amplitud es limitado; es más conveniente comparar dos señales por su diferencia de fase que por sus amplitudes.

El siguiente análisis muestra que para dos señales S_0 y S_r las cuales son comparadas en magnitud, existen dos señales S_1 y S_2 que pueden ser comparadas por fase. Lla relación entre estas señales es:

$$S_0 = S_1 + S_2 \quad \text{y} \quad S_r = S_1 - S_2 \tag{5.9}$$

de estas ecuaciones se tiene que:

$$S_1 = \frac{S_0 + S_r}{2}, \qquad S_2 = \frac{S_0 - S_r}{2} \tag{5.10}$$

La comparación de amplitudes es dada por:

$$|S_0| \geq |S_r|$$

$$|S_1 + S_2| \geq |S_1 - S_2| \tag{5.11}$$

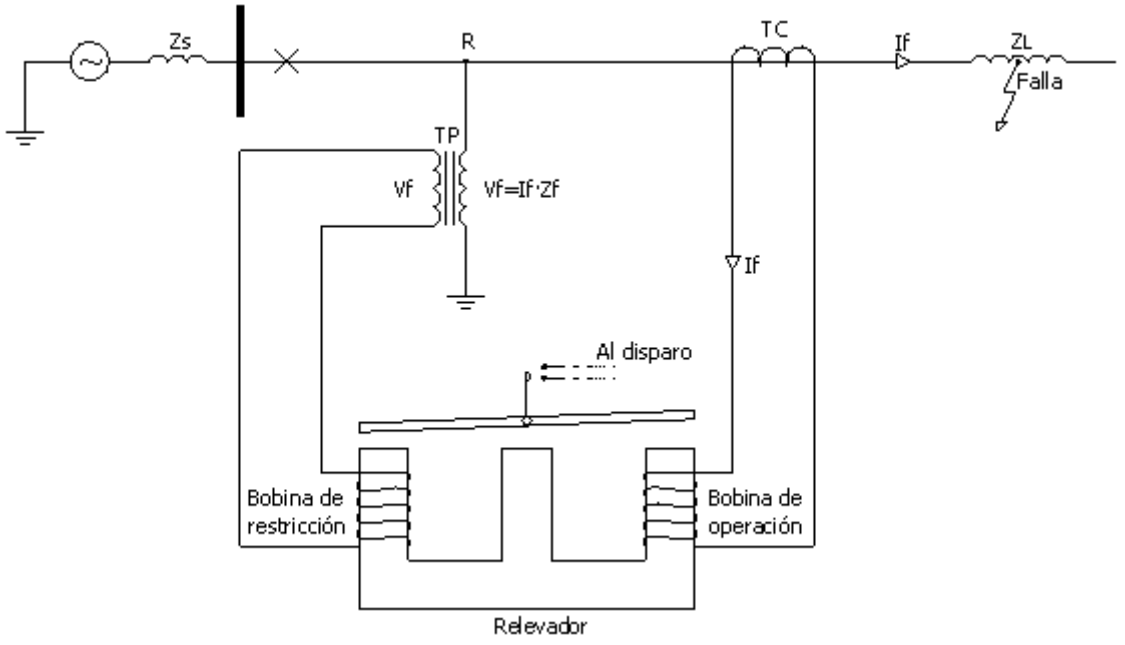


FIGURA 5.23 **Relevador basado en un comparador de amplitud.**

Definiendo $\frac{S_1}{S_2} = C$, la relación anterior puede ser expresada como:

$$|C + 1| \geq |C - 1| \tag{5.12}$$

Dibujando C en el plano X-R como se muestra en la figura 5.24 puede verse que la condición anterior es satisfecha en el semiplano de la derecha. Este semiplano está definido para todos los puntos $C\angle\theta$ de tal manera que $-90° \leq \theta \leq +90°$.

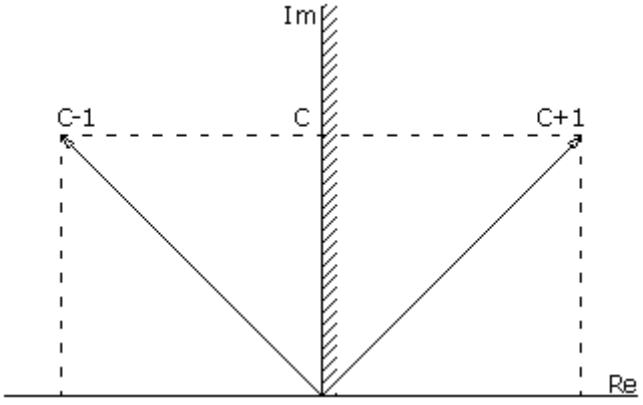


FIGURA 5.24 **Comparación de fases en el plano complejo** $C = S_1/S_2$.

Dado que $C\angle\theta = \dfrac{(S_1\angle\alpha)}{(S_2\angle\beta)}$, luego la relación 5.12 es satisfecha cuando:

$$-90° \le \alpha - \beta \le +90° \qquad \textbf{(5.13)}$$

Las releciones anteriores demuestran que dos señales, obtenidas para usar con un comparador de amplitud, puede convertirse para ser usado por un comparador de fase. Las señales a ser comparadas son analizadas en los siguientes párrafos para obtener las características de operación de los principales tipos de relevadores de distancia.

5.5.2.1 *Relevador de impedancia.*

El relevador de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente aplicada al relevador y por esta razón, su característica de operación en el plano X-R es un círculo con centro en el origen de coordenadas y un radio igual al ajuste de Z en Ω. El relevador opera para todos los valores de impedancia menores que la Z de ajuste, o sea, para todos los puntos dentro del círculo.

Así, si Z_R es la impedancia de ajuste, se requiere que el relevador opere cuando $Z_R \geq V/I$ o cuando $IZ_R \geq V$. Para que un relevador de impedancia trabaje como un comparador de fase, debe asignarse las siguientes señales para S_0 y S_r :

$$S_0 = IZ_R, \qquad S_R = KV \tag{5.14}$$

La constante K toma en cuenta las relaciones de transformación de los TC y de los TP. Las señales correspondientes para un comparador de fase son:

$$S_1 = KV + IZ_R \quad \text{y} \quad S_2 = -KV + IZ_R \tag{5.15}$$

Dividiendo la ecuación 5.15 por KI, tenemos:

$$S_1 = Z + Z_R/K \quad \text{y} \quad S_2 = -Z + Z_R/K \tag{5.16}$$

Donde $Z = V/I$.

Nótese que las magnitudes de las señales S_1 y S_2 han sido cambiadas cuando se divide por KI. Sin embargo, esto no es importante puesto que el propósito principal es conservar la diferencia de fase entre ellas. Deberá notarse que dibujando S_1 y S_2 en una u otra escala no afecta la relación de fase entre las dos señales.

Dibujando Z_R/K y las ecuaciones 5.16 en el plano X-R, la característica de operación del relevador está determinada por el emplazamiento de los puntos Z tal que θ, el ángulo de fase entre S_1 y S_2 está dado por $-90° \leq \theta \leq +90°$. La construcción se muestra en la figura 5.25.

Las ecuaciones 5.16 dan el origen del rombo OABC que tiene diagonales S_1 y S_2. De las propiedades del rombo, el ángulo entre S_1 y S_2 es 90° si $|Z| = |Z_R/K|$. Por lo tanto, el punto C es el límite de la zona de operación, y el emplazamiento del punto C para los diferentes valores de Z es un círculo de radio Z_R/K.

Si $Z < Z_R/K$, la situación mostrada en la figura 5.26 es obtenida. En este caso, θ es menor de 90° y consecuentemente el vector para Z está en el interior de la zona de operación del relevador. Si de otro lado, $Z > Z_R/K$ como en la figura 5.27, θ es mayor de 90° y Z está por fuera de la zona de operación del relevador que luego no operará.

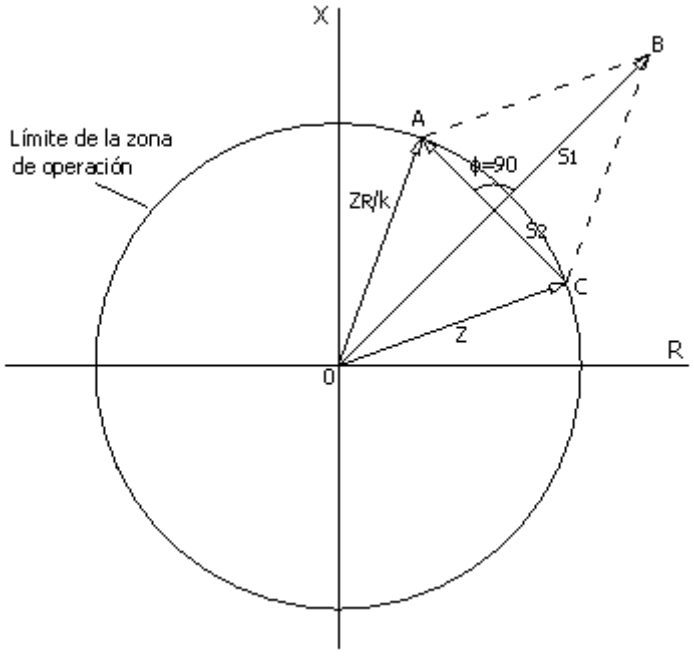


FIGURA 5.25 Característica de operación de un relevador de impedancia obtenida usando un comparador de fase.

Siendo no direccional, el relevador de impedancia operará para todas las fallas a lo largo del vector AB (ver figura 5.28) y para todas las fallas por detrás de la barra, a lo largo del vector AC. El vector AB representa la impedancia frente al relevador entre su localización y A en el extremo de la línea AB, y el vector AC representa la impedancia de la línea detrás de el sitio del relevador.

El relevador de impedancia tiene tres desventajas principales:

1. No es direccional; verá fallas en el frente y por detrás de su localización y por lo tanto, requiere de un elemento direccional para obtener la correcta discriminación. Esto puede obtenerse agregando un relevador direccional independiente para restringir o prevenir el disparo del relevador distancia cuando la potencia fluye fuera de la zona protegida durante una falla.
2. Es afectado por la resistencia de arco.
3. Es altamente sensible a las oscilaciones del sistema de potencia por su característica circular.

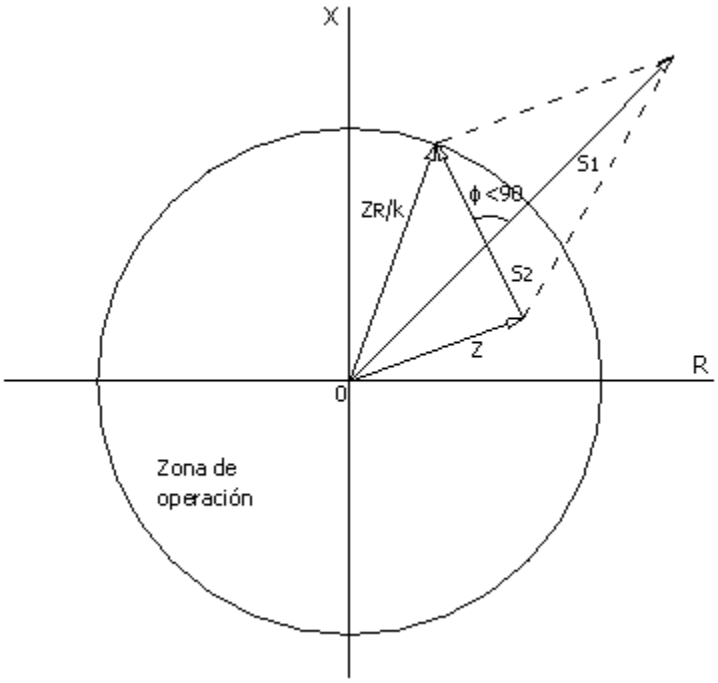


FIGURA 5.26 **Impedancia Z dentro de la zona de operación de un relevador de impedancia**

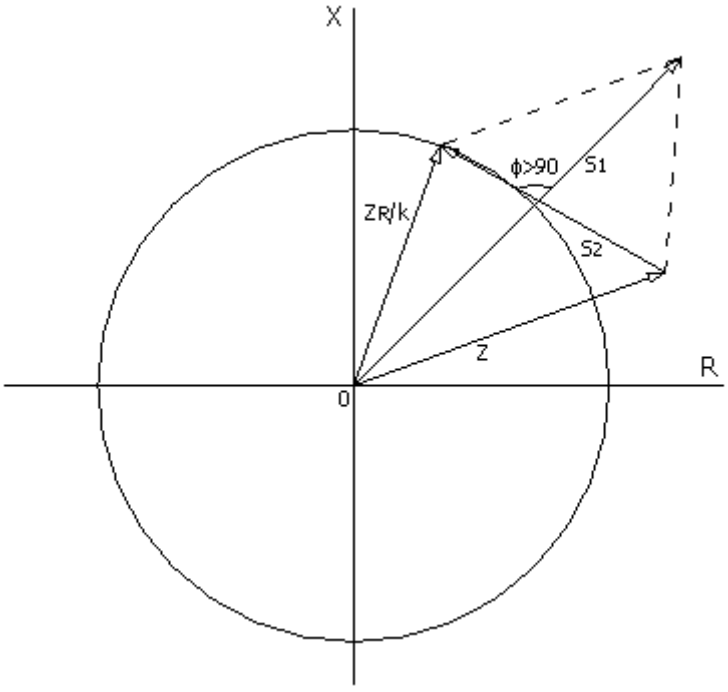


FIGURA 5.27 Impedancia Z fuera de la zona de operación de un relevador de impedancia.

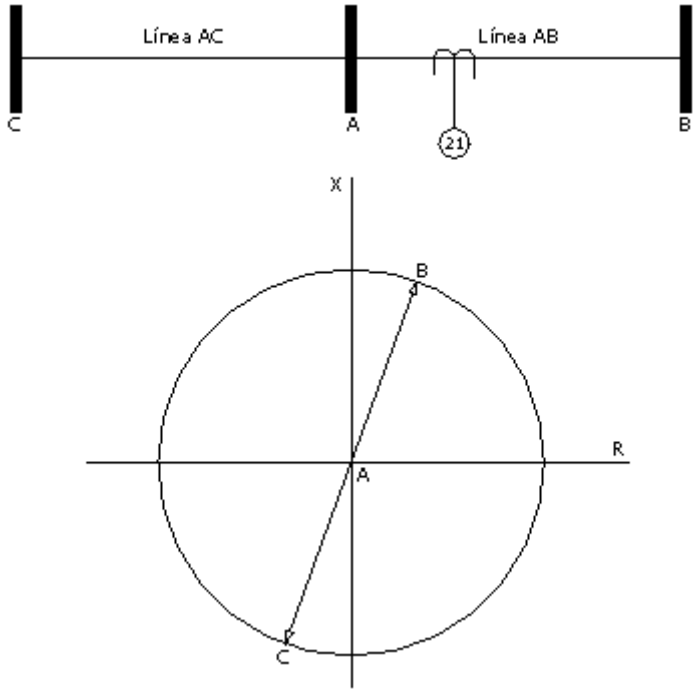


FIGURA 5.28 Características del relevador de impedancia en el plano complejo.

5.5.2.2 *Relevador direccional.*

Los relevadores direccionales son elementos que producen disparo cuando la impedancia media está situada en la mitad del plano X-R. Ellos son comúnmente usados simultáneamente con los relevadores de impedancia para limitar la zona de operación a un semicírculo.

La característica de operación es obtenida desde una comparación de fase de las siguientes señales:

$$S_1 = KV, \quad S_2 = Z_R I \tag{5.17}$$

Dividiendo entre KI, y definiendo $Z = V/I$, da:

$$S_1 = Z, \quad S_2 = Z_R/K \tag{5.18}$$

La zona de operación de un relevador direccional esta definida por los valores de Z y Z_R, que resulta en una diferencia de fase entre S_1 y S_2 de menos de 90°. La construcción de la característica es mostrada en la figura 5.29 en la cual se dibujan S_1 y S_2.

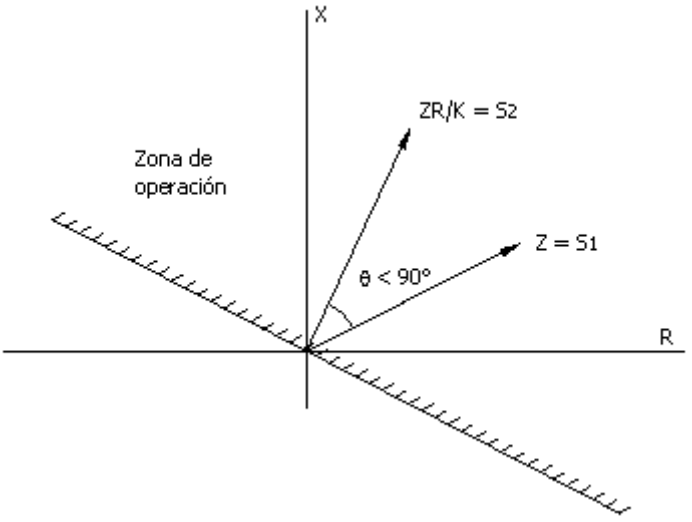


FIGURA 5.29 Zona de operación de un relevador direccional.

5.5.2.3 *Relevador de reactancia.*

El relevador de reactancia es diseñado para medir solamente la componente reactiva de la impedancia de la línea; consecuentemente, su ajuste es obtenido usando un valor determinado por la reactancia . En este caso, el par de ecuaciones para S_1 y S_2 es como sigue:

$$S_1 = -KV + X_R I, \qquad S_2 = X_R I \tag{5.19}$$

Y dividiendo entre KI, da:

$$S_1 = -Z + X_R/K, \qquad S_2 = X_R/K \tag{5.20}$$

Las características de operación son obtenidas dibujando las ecuaciones 5.20 en el plano complejo y determinando esos valores de Z para los cuales θ es menor de 90°. La construcción se muestra en la figura 5.30; aquí, el límite de la zona de operación es una línea recta paralela al eje de resistencia, dibujada para un ajuste de reactancia de X_R/K.

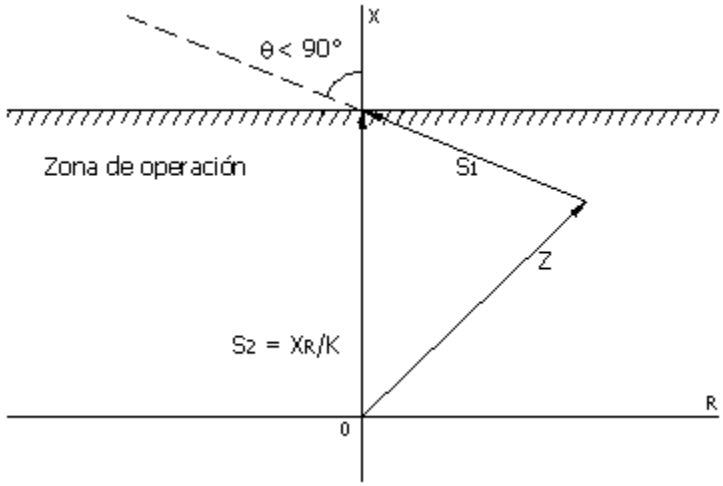


FIGURA 5.30 Zona de operación de un relevador de reactancia.

Como la impedancia de una falla es casi siempre resistiva, puede asumirse que la resistencia de la falla no tiene efecto sobre el relevador de reactancia. En un sistema radial esto es generalmente cierto, pero no necesariamente si la falla es alimentada desde dos o más puntos ya que la caída de voltaje en la resistencia de la falla es adicionada a la caída en la línea y afecta el voltaje del relevador.

A menos que la corriente en el relevador esté exactamente en fase con la corriente de falla, la caída de voltaje en la resistencia de la falla resultará en una componente desfasada 90° con respecto a la corriente del relevador, produciendo un efecto similar a la reactancia de la línea. Esta reactancia aparente puede ser positiva o negativa y sumarse a, o restarse de la impedancia medida por el relevador, afectando así su operación. Si la resistencia de la falla es grande en comparación con la reactancia de la línea, luego el efecto puede ser serio y este tipo de relevador puede no ser usado.

La figura 5.31 muestra el voltaje visto por el relevador en la presencia de fallas con resistencia de arco y dos fuentes de alimentación. Del diagrama se verá que el relevador medirá un valor que es más pequeño que la reactancia real entre el punto del relevador y la falla.

5.5.2.4 *Relevador mho.*

El relevador mho combina las propiedades de los relevadores de impedancia y direccional, su característica es inherentemente direccional y el relevador solo opera para fallas ubicadas delante del punto de ubicación del relevador; además, tiene la ventaja de que el alcance del relevador varía con el ángulo de la falla. La característica dibujada en el plano X-R, es una circunferencia que pasa por el origen de coordenadas y es obtenida asignando a las señales los siguientes valores:

$$S_1 = -KV + Z_R I, \qquad S_2 = KV \tag{5.21}$$

Por el cual:

$$S_1 = -Z + Z_R/K, \qquad S_2 = Z \tag{5.22}$$

Dibujando Z_R/K y las ecuaciones 5.22 en el plano X-R, la característica del relevador está determinada por el lugar geométrico para los valores de Z que son satisfechos cuando θ es menor de 90°. En este caso, el límite de la zona de operación $(\theta = 90°)$, como se muestra en la figura 5.32 es delineada por un círculo de diámetro Z_R/K y una circunferencia que pasa por el origen de coordenadas. Para valores de Z ubicados en el interior de la circunferencia, θ será menor de 90°, como se muestra en la figura 5.33, y esto resultará en operación del relevador.

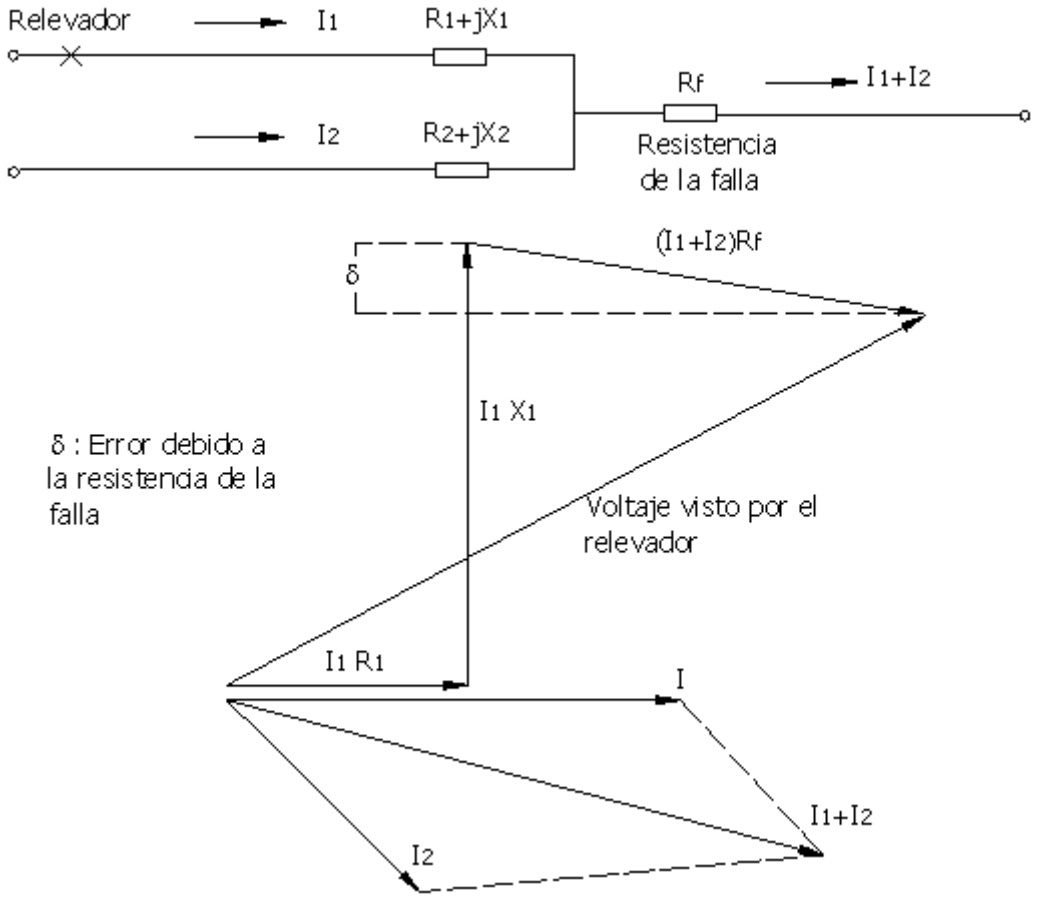


FIGURA 5.31 **Voltaje visto por un relevador de reactancia en la presencia de fallas con resistencia de arco y dos fuentes de alimentación.**

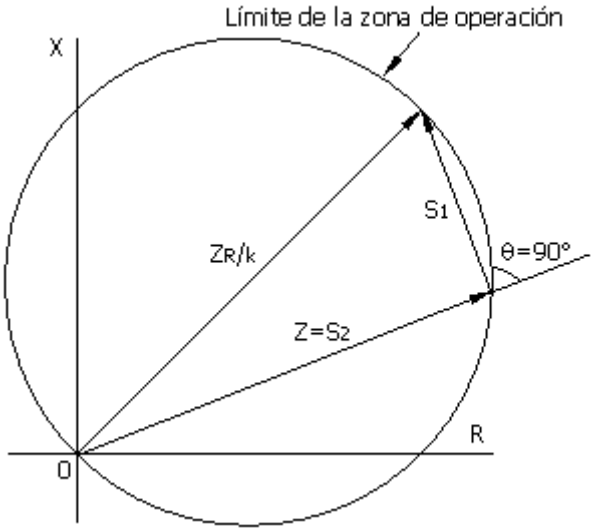


FIGURA 5.32 Característica de operación del relevador mho.

5.5.2.5 *Relevador mho completamente polarizado.*

Una de las desventajas de un relevador mho autopolarizado es que cuando se usa a lo largo de una línea y el alcance no cubre la sección suficientemente a lo largo del eje R, es incapaz de detectar fallas con arco grande o resistencias de arco. El fenómeno es agravado en el caso de líneas cortas puesto que el ajuste es bajo y la cantidad de eje R cubierta por el círculo mho es pequeña en relación con los valores de resistencia de arco esperadas.

Una solución práctica a este problema es usar un relevador mho completamente polarizado donde la característica circular es extendida a lo largo del eje R para todas las fallas desbalanceadas, como se ilustra en la figura 5.34 esta característica puede obtenerse por medio de un comparador de fase que es alimentado por las siguientes señales:

$$S_1 = V_{pol}, \qquad S_2 = V - IZ_R \tag{5.23}$$

donde:

V: Voltaje en el punto de localización del relevador; en la fase o fases falladas.
V_{pol} : Voltaje de polarización tomado de la fase, o fases no involucradas con la falla.
I: Corriente de falla.
Z_R : Ajuste del relevador de distancia.

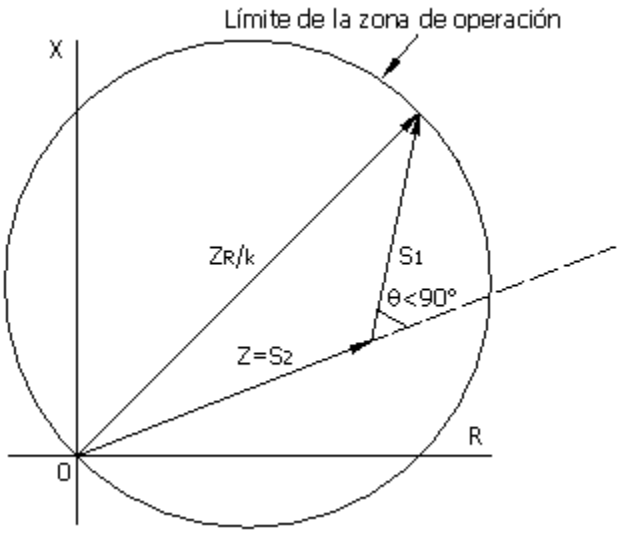


FIGURA 5.33 Impedancia Z en el interior de la zona de operación de un relevador mho.

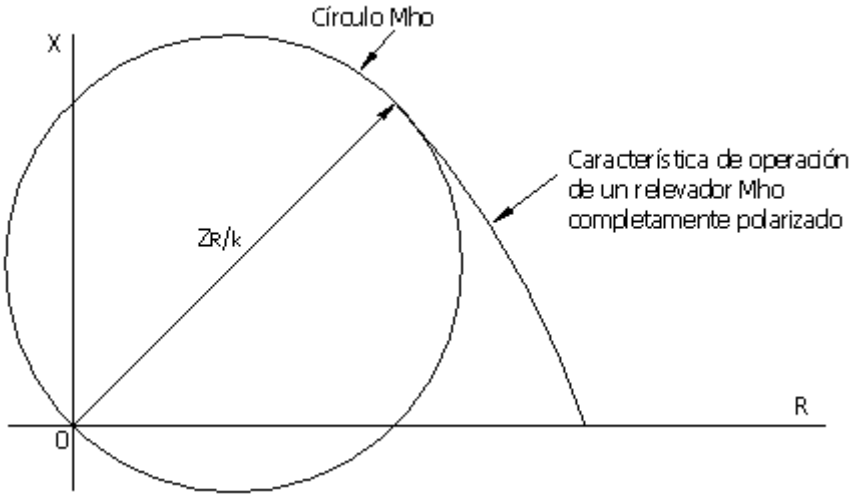


FIGURA 5.34 Característica de operación de un relevador mho completamente polarizado.

5.5.2.6 *Relevadores con características lenticulares.*

Los relevadores de distancia con características lenticulares son muy útiles para proteger líneas de alta impedancia que tienen altas transferencias de potencia. Bajo estas condiciones los valores de impedancia de línea que son iguales a V^2/S, llegan a ser pequeños y aproximarse a las características de impedancia del relevador, especialmente la de la zona tres. Esta característica lenticular descentrada, la cual puede ser ajustada para compensar la característica circular del relevador mho como se muestra en la figura 5.35, es común en algunos relevadores.

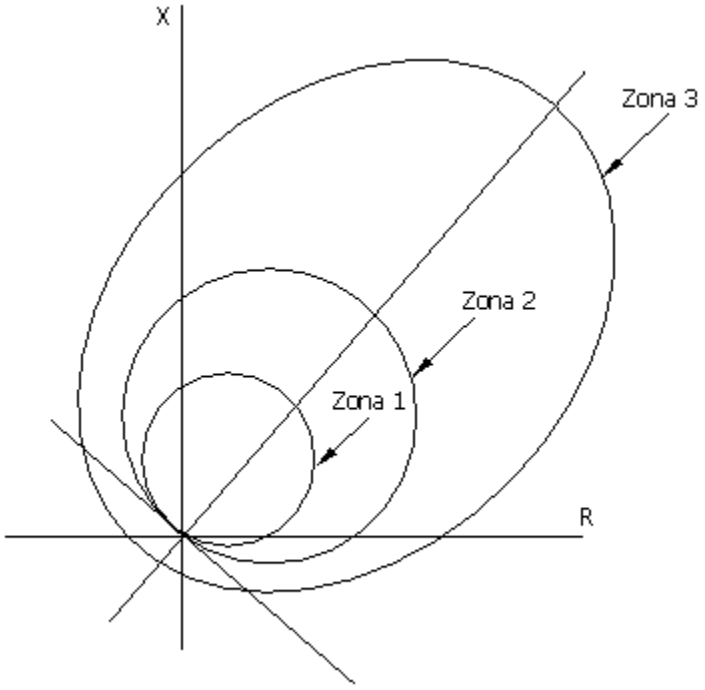


FIGURA 5.35 Característica lenticular descentrada (compensación) de la zona tres.

5.5.2.7 *Relevadores con características poligonales.*

Estos relevadores proporcionan un alcance extendido para cubrir la resitencia de la falla en particular para líneas cortas, ya que la posición de la resistencia de la línea puede ajustarse en la característica de disparo (ver línea 2 de la figura 5.36, la cual muestra una característica típica de operación poligonal).

La característica de disparo poligonal es obtenida desde tres elementos independientes de medida: reactancia, resistencia y direccional. Para obtener esta característica, los elementos de medida son convenientemente combinados. El relevador es disparado solo cuando los tres elementos han operado; en esta forma, es obtenida la característica poligonal.

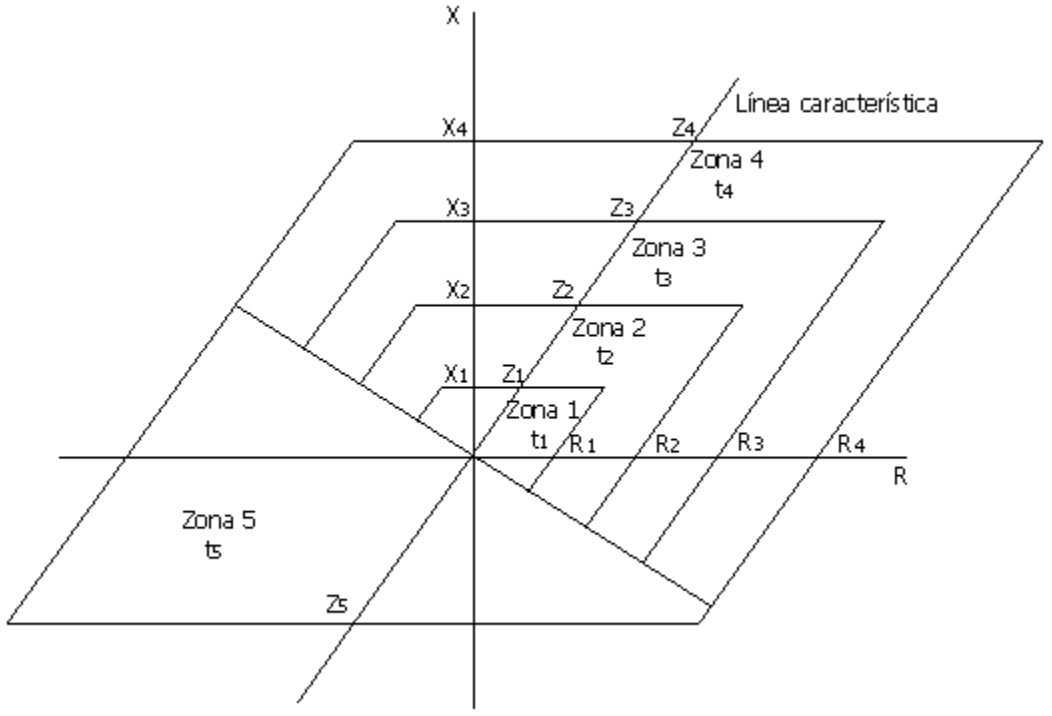


FIGURA 5.36 Característica de operación poligonal.

5.5.2.8 *Relevadores con características combinadas.*

Una característica típica de operación combinada es definida en el plano de impedancia por líneas que van paralelas a los ejes R y X las cuales cruzan a las demás en el punto de ajuste para Z_K como se muestra en la figura 5.37. Para obtener la direccionalidad requerida, un círculo mho que pasa por Z_K es empleado. En relevadores con esta característica el alcance en las direcciones R y X tienen los mismos rangos de calibración y pueden ser ajustados independientemente de las demás.

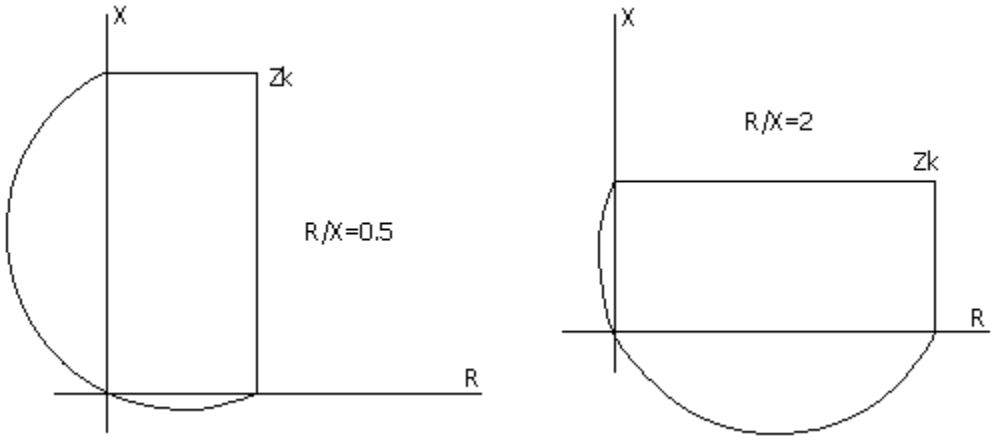


FIGURA 5.37 Características de operación combinadas típicas del relevador.

5.6 *RELEVADORES COMPUTARIZADOS.*

Los sistemas basados en computador se han incluido para ejecutar tareas complicadas tales como control de generación, despacho económico y análisis de flujo de carga para planeamiento y operación.

La tecnología del microprocesador se ha usado en los relevadores computarizados a partir de la década de los 80's para reemplazar los relevadores electromecánicos, los relevadores de estado sólido proporcionan varias ventajas mientras reúnan la filosofía básica de protección como requerimiento de descentralización.

Los siguientes son los beneficios de un sistema de relevadores digitales: Economía, confiabilidad, flexibilidad, interacción del sistema.

Los principales elementos de un relevador basado en computador digital son indicados en la figura 5.38.

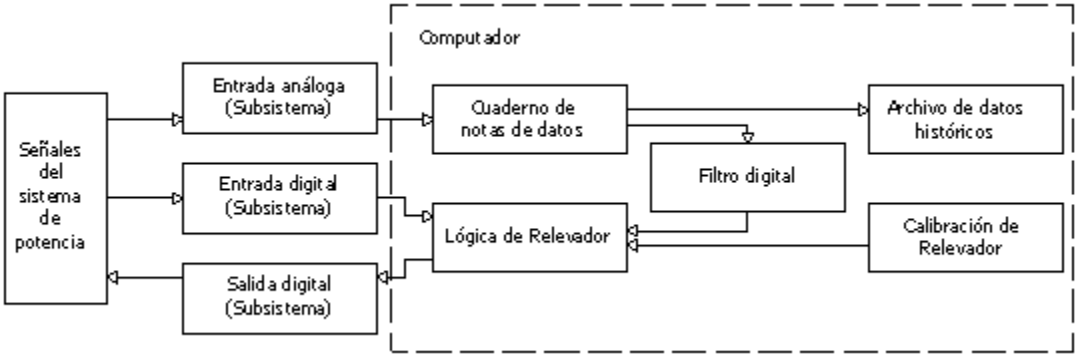


FIGURA 5.38 Señales del sistema de potencia.

Las señales de entrada al relevador son análogas (continuas) y las variables del SP son digitales. Las entradas digitales son del orden de 5 a 10 e incluyen cambios de estado (on-off) de contactos y cambios en los niveles de voltaje en el circuito.

Las señales análogas son corrientes y voltajes de 60 Hz. El número de señales análogas necesarias dependen de la función del relevador pero está en el rango de 3 a 30 en todos los casos. Las señales análogas son atenuadas a niveles de entrada aceptables para computador (max +/- 10V) y posteriormente convertidas a señales discretas mediante convertidores análogo/digital (ADC)

Estas funciones son ejecutadas en el subsistema "entrada análoga". La salida digital del relevador se dispone mediante un puerto paralelo de salida del computador. De 5 a 10 salidas digitales son suficientes para la mayoría de las aplicaciones. Las señales análogas son muestreadas a una rata de 240Hz y 2000Hz.

El muestreo de señales entra al cuadernillo de notas (RAM) y están almacenadas en un archivo secundario de datos para registro histórico. Un filtro digital remueve los efectos de ruido de las señales muestreadas. El programa lógico del relevador determina las operaciones funcionales del relevador y usa las señales muestreadas ya filtradas para llegar a una decisión de disparo o no disparo, el cual es luego comunicado al sistema.

El corazón del programa lógico del relevador es un algoritmo de relevador que es diseñado para ejecutar funciones del relevador tales como: detección de sobrecorriente, protección diferencial o protección de distancia, etc.

Por ejemplo, para detección de corriente pico que es una función del relevador de sobrecorriente digital. Considerar una corriente sinusoidal pura descrita por:

$$i_{(t)} = I_m Sen(wt + \phi)$$

La rata de cambio de i(t) con respecto al tiempo es:

$$i'_{(t)} = wI_m Cos(wt + \phi)$$

Así:

$$\frac{i_{(t)}}{I_m} = Sen(wt + \phi)$$

$$\frac{i'_{(t)}}{wI_m} = Cos(wt + \phi)$$

Elevando al cuadrado y sumando

$$I_m^2 = i_{(t)}^2 + \left[\frac{i'_{(t)}}{w}\right]^2$$

Se puede también concluir que

$$tan(wt + \phi) = \frac{wi_{(t)}}{i'_{(t)}}$$

Es claro que para detectar el pico de la onda sinusoidal es necesario conocer el valor de la corriente y su derivada en un instante de tiempo. En forma digital se necesitan al menos tres puntos de muestra para definir la corriente y su derivada. Para ver esto asúmase que la corriente es muestreada cada cierto intervalo de tiempo en segundos. Con las tres muestras :

$$K-1,\ K \quad \text{y} \quad K+1$$

Se concluye con ayuda de la figura 5.39 que:

$$i'_k = \frac{i_{k+1} - i_{k-1}}{2\Delta}$$

Se hace un estimativo de Im basado en las tres muestras como la raíz cuadrada de

$$I_m^2 = i_k^2 + \frac{1}{4w^2\Delta^2}(i_{k+1} - i_{k-1})^2$$

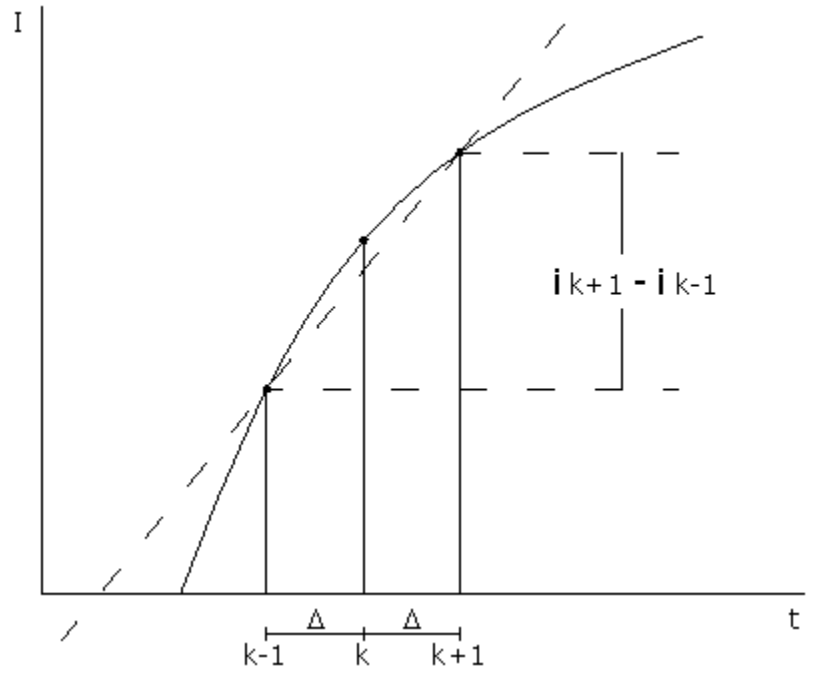


FIGURA 5.39 Muestras K-1, K y K+1 para definir la corriente y su derivada.

Claramente esto permite la detección de cualquier cambio repentino en Im. La implementación real debe tener en cuenta las condiciones de transitorio y efectos de ruido.

CAPITULO 6

Protección del Generador

6.1 *CONDICIONES ANORMALES QUE SE PUEDEN PRESENTAR EN UN GENERADOR.*

La protección de un generador supone la consideración de las máximas posibilidades de condiciones de funcionamiento anormal, en comparación de la protección de cualquier otro elemento del sistema, dichas condiciones anormales son las siguientes:

- *Falla en los devanados.*
- *Pérdida de excitación.*
- *Efecto motor de los generadores.*
- *Sobrecarga.*
- *Sobrecalentamiento.*
- *Sobrevelocidad.*
- *Operación desbalanceada.*
- *Operación fuera de sincronismo.*

Muchas de estas condiciones pueden ser corregidas mientras la unidad está en servicio y deben ser detectadas y señalizadas por alarmas. Las fallas, requieren de pronto disparo y son el resultado de la ruptura del aislamiento o de arcos que ocurren alrededor del aislamiento en algún punto.

El resultado de una falla es una trayectoria conductiva entre puntos que normalmente están a una diferencia de potencial. Si la trayectoria tiene una alta resistencia, la falla es acompañada por un notable cambio de voltaje en el área afectada. Si la trayectoria es de baja resistencia, resulta una corriente grande, la cual puede causar serios daños.

Los tipos de fallas que pueden ocurrir en el sistemas de aislamiento de los devanados de un generador son:

1. Cortocircuito entre fases.
2. Cortocircuito entre espiras.
3. Falla a tierra del estator.
4. Falla a tierra del rotor.
5. Cortocircuito entre espiras en el rotor

TABLA 6.1. Protecciones del Generador de acuerdo al origen de la falla

	Origen de la Falla	Efecto	Protección	Principal	Respaldo
EXTERNAS	Maniobra	Sobrevoltaje	Relevadores de Voltaje		59G/27G
	Atmosférico	Sobrevoltaje	Pararrayos	PY	Coord. - Aisl.
	Cortocircuito	Sobrecorriente	Relevadores > I, >I-<V	51/51V-27G	
	Sobrecarga	Sobrecorriente	Relevadores > I, Imagen Térmica	 49G	51V- 49E
	Carga asimétrica	Sobrecorriente Sec (-)	Relevadores. Sec (-)	46G	46G
	Inversión carga	Motriz. Z	Relevador pot-inv.	32G	32G
INTERNAS	Estator F-$\phi - \phi$	Sobrecorriente	Relevadores-Dif Relevadores Z	87G	87GT 21G
	Estator F-Espiras	Sobrecorriente	Relevador Dif	87G	87GT
	Estator F-$\phi - T$	Sobrecorriente, Sobrevoltaje	Relevadores Dif Relevadores >I, >V Neutro	87G 64N	87GT 59
	Rotor F-$\phi - T$	Sobrecorriente-T Perd/sincronismo	Relevador tierra Relevador Perd. cam	64E	49R 40G
	Exct.-Pérd	Sobrevelocidad Gen-Induc	Relevador>veloc Frenos (hid)		12
	Perd. Veloc.	Transitorios	Relevadores <F Relevadores de Z	81G	 78-21G
OTRAS	Refrig.-Máq	Sobretemperatura	Sensores temperatura		
	Refrig.-cojinet	Sobretemperatura	Sensores temperatura		
	Vibraciones	Sobre-mu	Sensores vibración		
	Sobretemperatura	Humos	Sensores humo		
	Fuego	Incendio	Contraincendios-CO_2		

En la figura 6.1 se muestra la ubicación de cada uno de los tipos de falla en el interior del generador (su sistema de aislamiento).

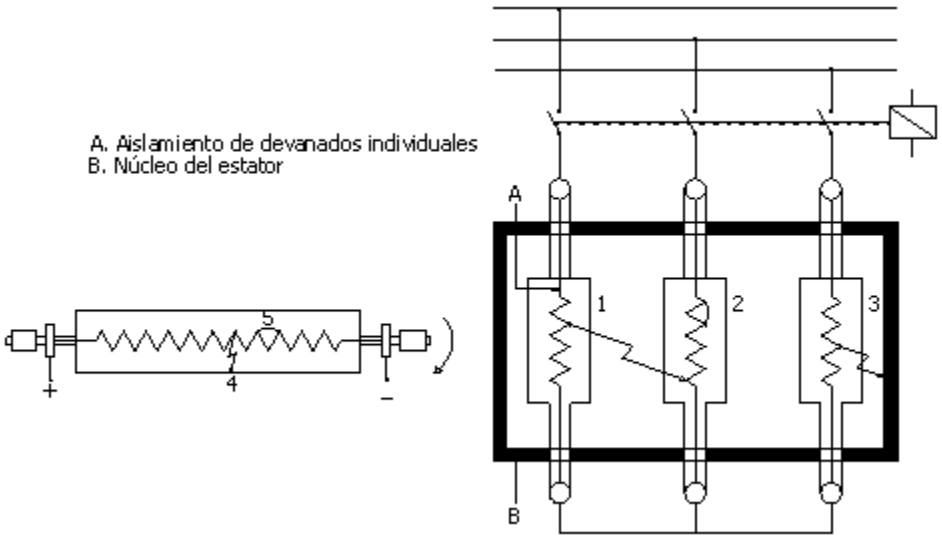


FIGURA 6.1 **Diferentes tipos de fallas de aislamiento dentro de un generador.**

Las fallas 1 y 2 resultan en una severa corriente dentro de la máquina, que suelen ser muy destructivas pues se presentan daños graves. Una consecuencia de esto es una diferencia entre las corrientes al neutro y los terminales de un devanado particular, lo cual es detectado por un sistema de *protección diferencial*, donde las corrientes a cada lado del aparato protegido por cada fase son comparadas en un circuito diferencial y cualquier diferencia entre las corrientes entrante y saliente hará operar el relevador de sobrecorriente.

En la Tabla 6.1 se muestran los diferentes tipos de protección usados en el generador de acuerdo al origen de la falla. En lo que sigue se verá en detalle el funcionamiento de cada uno de ellos.

6.2 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA GENERADORES.*

La práctica normalizada es recomendar la protección diferencial para proteger contra cortocircuito a los generadores de 1 MVA nominales o mayores hasta 10 MVA y la mayoría de estos están protegidos con relevadores diferenciales. Por encima de los 10 MVA se usan los relevadores diferenciales de porcentaje.

La protección diferencial para generadores y otras máquinas rotativas es similar a la de los transformadores en muchas formas. Las fallas internas de los devanados del generador incluyen: cortocircuitos fase-fase,

cortocircuitos entre espiras, circuitos abiertos y fallas a tierra, y el generador debe ser desconectado mediante la apertura del circuito tan rápido como sea posible. Con el fin de obtener la más efectiva forma de protección diferencial, el neutro del generador debe estar bien aterrizado, o sólidamente o por medio de un resistor o de un reactor. La protección diferencial debe satisfacer los siguientes requerimientos:

1. Debe ser lo suficientemente sensible para detectar daños del estator del generador y no operarán para fallas externas a la máquina.
2. Debe operar rápidamente de tal manera que el generador sea desconectado antes de que resulte un daño grave.
3. Debe ser diseñado para que abra el interruptor principal, así como el interruptor del neutro y el interruptor del campo.

El tamaño del generador no es el que necesariamente determina la calidad de la protección; lo importante es el efecto de una falla prolongada en el generador en el resto del sistema, y qué tan grandes serían los trastornos si el generador sufre un daño considerable y tiene que quedar fuera de servicio por largo tiempo.

En la figura 6.2 se muestra el arreglo de los TC y de los relevadores diferenciales de porcentaje para un generador conectado en estrella, y en la figura 6.3 para un generador conectado en delta. Si la conexión del neutro se hace dentro del generador y solo sale al exterior el terminal del neutro y se aterriza mediante una impedancia baja, solo puede proporcionarse la protección diferencial de porcentaje para fallas a tierra, como en la figura 6.4. Las conexiones para el arreglo de la unidad generador-transformador se muestran en la figura 6.5; nótese que los TC en el terminal del neutro pueden usarse en común por los equipos de protección diferencial del generador y del transformador.

6.3 *PROTECCIÓN CONTRA FALLAS ENTRE ESPIRAS EN DEVANADOS DEL ESTATOR.*

El método convencional para proporcionar protección de fallas entre espiras es el relevador de fase partida como se ilustra en la figura 6.6. Si hay más de dos circuitos por fase, estos están divididos en dos grupos iguales de circuitos paralelos con un TC para cada grupo. El relevador de fase partida operará para cualquier tipo de cortocircuito en los devanados del generador, aunque no proporciona tan buena protección como la diferencial para algunas fallas. Los relevadores de fase partida harían funcionar el mismo relevador auxiliar de disparo de reposición manual que hace funcionar los relevadores diferenciales.

Se utiliza un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso para la protección de fase partida en vez de un relevador diferencial de porcentaje instantáneo, para obtener la sensibilidad requerida y debe responder cuando hay solo una espira en cortocircuito, y no debe responder a cualquier desequilibrio transitorio que pueda haber cuando ocurren fallas externas.

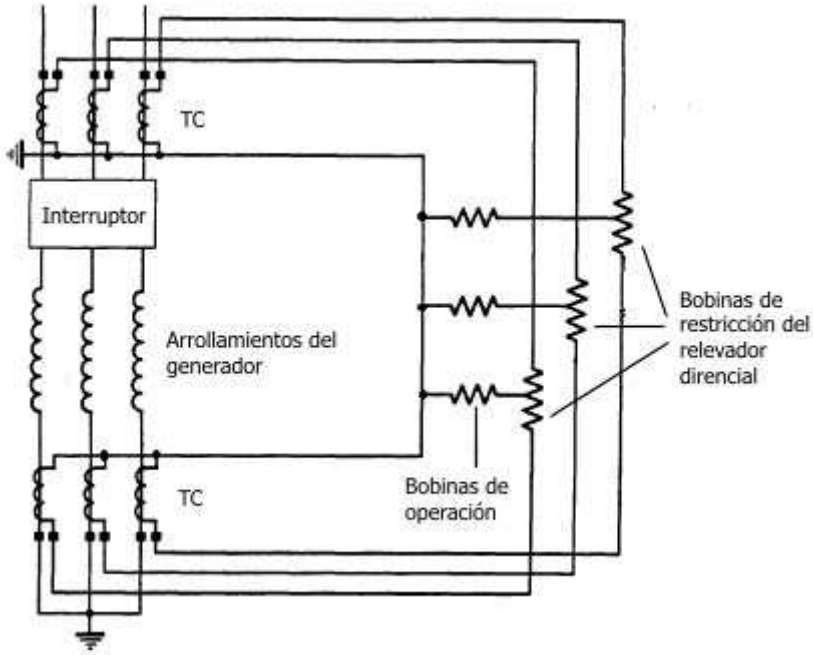


FIGURA 6.2 Protección diferencial de porcentaje para un generador conectado en estrella.

Puede proporcionarse protección más rápida, más sensible si se usa un TC de doble primario y un solo secundario, como se ve en la figura 6.7. El TC de doble primario elimina todos los desequilibrios transitorios excepto aquellos que existen en las propias corrientes primarias.

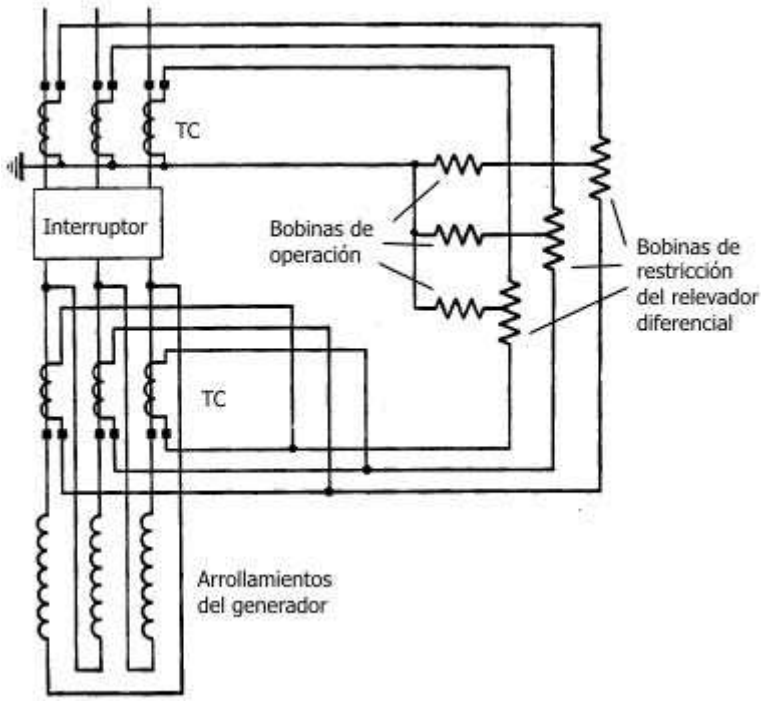


FIGURA 6.3 Protección diferencial de porcentaje para un generador conectado en delta.

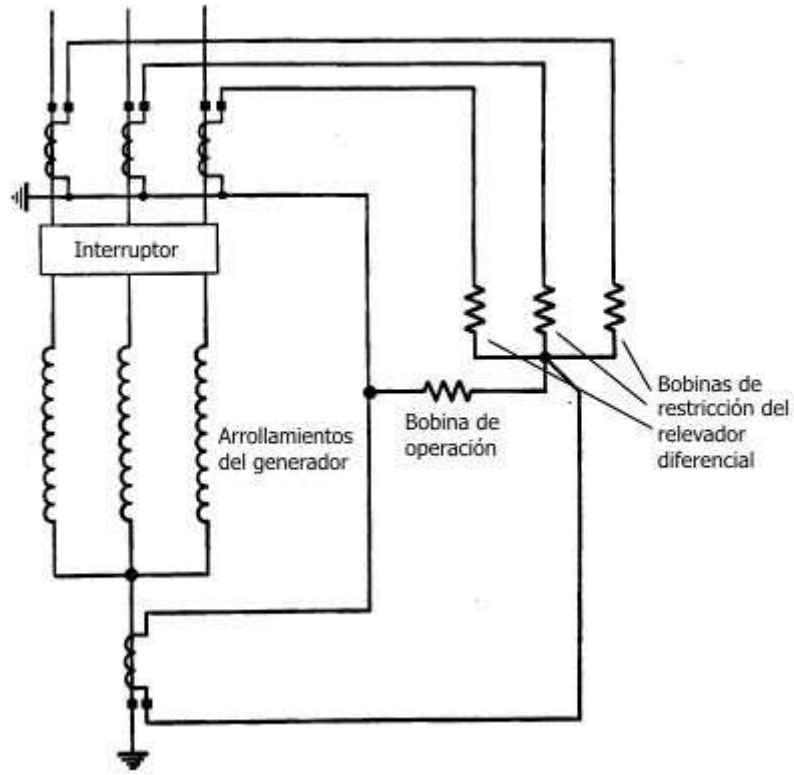


FIGURA 6.4 Protección diferencial de porcentaje para un generador conectado en estrella con solo cuatro terminales accesibles en el exterior.

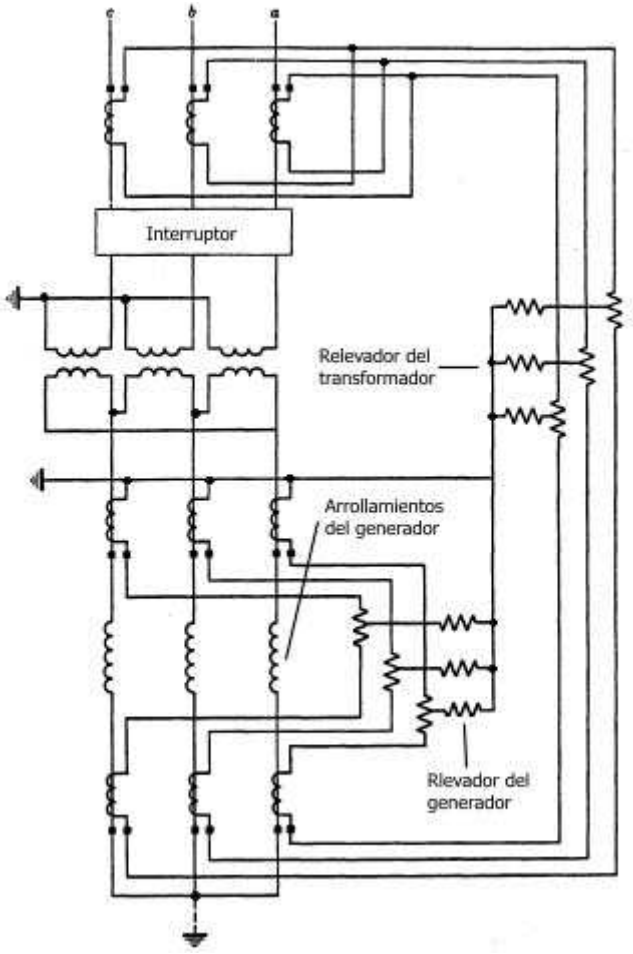


FIGURA 6.5 Protección diferencial de porcentaje unidad generador-transformador (secuencia de fases: a, b, c).

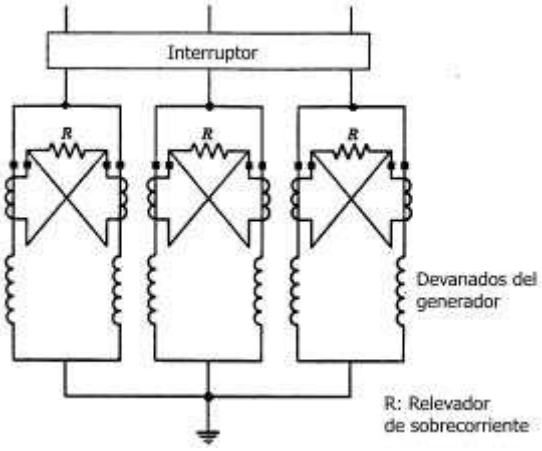


FIGURA 6.6 **Protección de fase partida para un generador multicircuito.**

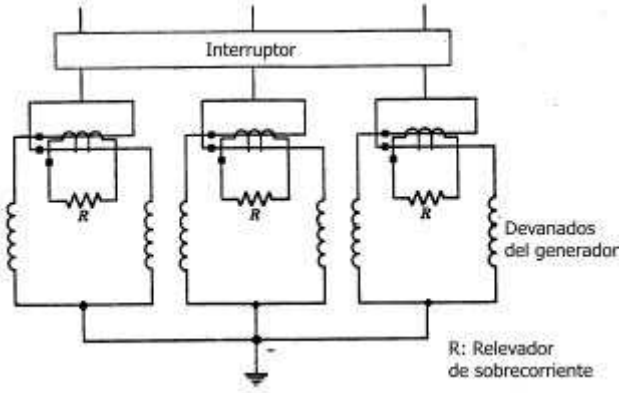


FIGURA 6.7 **Protección de fase partida que usa TC de doble primario.**

6.4 *PROTECCIÓN COMBINADA DE FASE PARTIDA Y DIFERENCIAL TOTAL.*

La figura 6.8 muestra un arreglo que se ha usado para tratar de obtener los beneficios de las protecciones de fase partida y diferencial con un ahorro en TC y relevadores.

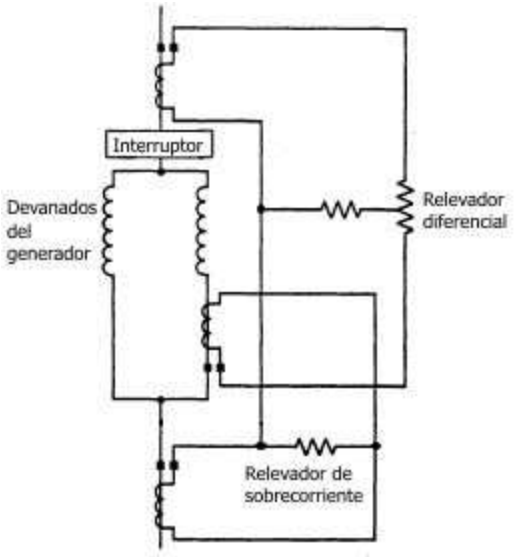


FIGURA 6.8 Protección combinada de fase partida y diferencial (se muestra para una sola fase).

6.5 *PROTECCIÓN DE FALLAS ENTRE ESPIRAS PARA GENERADORES CON UN DEVANADO POR FASE.*

En generadores con un devanado por fase, un TP es conectado entre cada terminal de fase y el neutro del devanado. Los terminales secundarios son conectados en delta abierta al relevador de voltaje polarizado como se muestra en la figura 6.9.

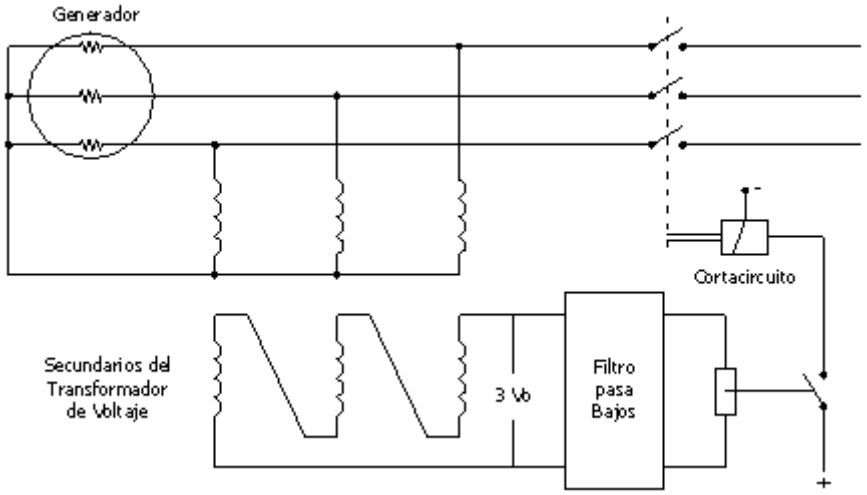


FIGURA 6.9 **Esquema de protección de fallas entre espiras para generadores con un devanado por fase.**

En el evento de una falla entre espiras, un voltaje aparece en los terminales de la Δ abierta y causa el disparo del relevador.

En el diagrama fasorial de la figura 6.10, $3V_0$ es el voltaje resultante en las terminales de la Δ abierta. Así:

$$3V_0 = V_1 + V_2 + V_3 \tag{6.1}$$

donde V_0 es el voltaje de secuencia cero.

6.6 *PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA DEL ESTATOR.*

Para proteger contra fallas a tierra del estator, el punto neutro del generador es conectado a tierra a través de una alta resistencia. Con una falla a tierra, fluirá una corriente a través de la resistencia, produciendo una diferencia de potencial alrededor de la resistencia entre el punto neutro y tierra. Esta diferencia de potencial es captada por un TP conectado a un relevador de voltaje polarizado, el cual dispara el interruptor del generador como se muestra en la figura 6.11.

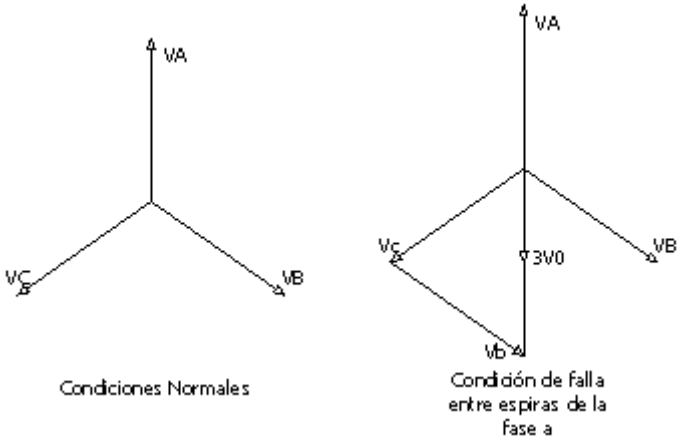


FIGURA 6.10 **Diagrama fasorial para voltajes normales y de falla en la protección de falla entre espiras.**

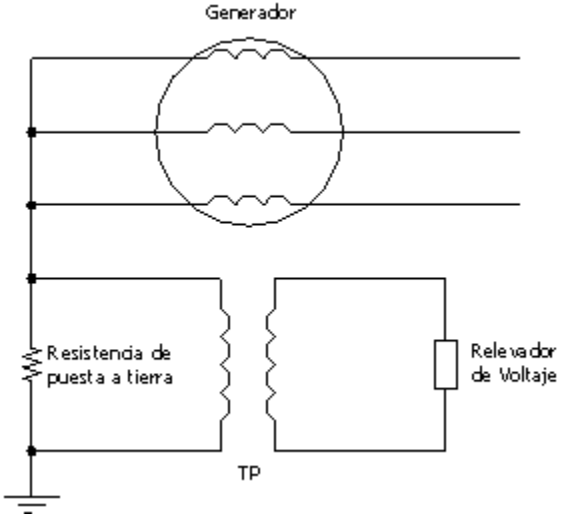


FIGURA 6.11 **Esquema para protección de falla a tierra del estator de un generador puesto a tierra a través de una resistencia alta.**

6.7 *PROTECCIÓN SENSIBLE CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR.*

Aquí, el neutro del generador está puesto a tierra a través de una impedancia tan elevada que el equipo de protección diferencial convencional de porcentaje no es lo suficientemente sensible. El problema es obtener la sensibilidad requerida y evitar al mismo tiempo la posibilidad de una operación indeseada debido a los errores de los TC con grandes corrientes de falla externas. La figura 6.12 muestra una solución al problema donde un relevador direccional corriente-corriente, cuya bobina de polarización está alimentada mediante un TC en el neutro del generador.

Un relevador polarizado proporciona mayor sensibilidad sin carga excesiva de la bobina de operación; el TC de polarización puede tener una relación bastante baja de tal forma que la bobina de polarización estará saturada para una falla de corta duración.

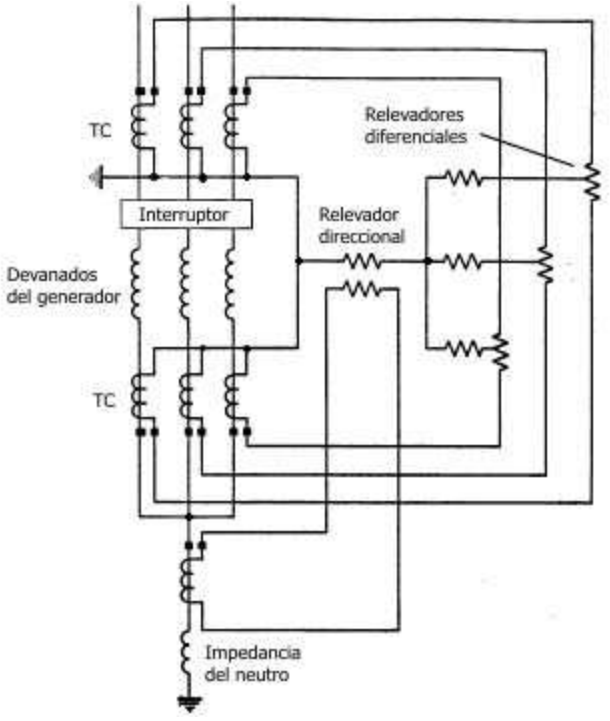


FIGURA 6.12 **Protección sensible contra fallas a tierra del estator.**

6.8 *PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR DEL GENERADOR QUE ESTÁ FUNCIONANDO CON SU TRANSFORMADOR DE POTENCIA.*

La figura 6.13 muestra la forma preferida. El neutro del generador está puesto a tierra a través del arrollamiento primario de un transformador de distribución. A través del devanado secundario se conectan una resistencia y un relevador de sobretensión.

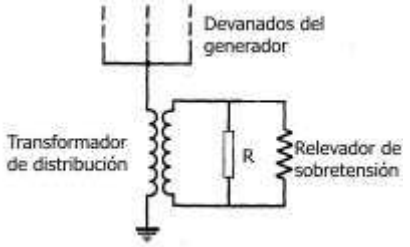


FIGURA 6.13 Protección contra fallas a tierra para unidades generadoras de conjuntos generador-transformador de potencia.

Para evitar sobretensiones muy elevadas transitorias debido a la ferrorresonancia, el valor de la resistencia no debe ser mayor de

$$R = \frac{X_c}{3N^2} \ [\Omega] \qquad \textbf{(6.2)}$$

donde:

X_c : Reactancia capacitiva total de fase a tierra por fase de los devanados del estator, de los condensadores de protección de ondas de impulso o pararrayos si se usan, de los terminales de los transformadores de potencia y de los servicios propios de la estación y de los devanados del transformador de potencia en el lado del generador.

N: Relación de tensión de circuito abierto (o relación de espiras) de los devanados de alta tensión a los de baja tensión del transformador de distribución.

6.9 *PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITOS DE LOS DEVANADO DEL ESTATOR POR MEDIO DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.*

Si los TC no están conectados en los extremos neutros de los devanados del generador conectado en estrella, o si solo se sacan los terminales de salida, los dispositivos de protección pueden accionarse como se muestra en la figura 6.14 solo por la corriente de cortocircuito proporcionada por el sistema.

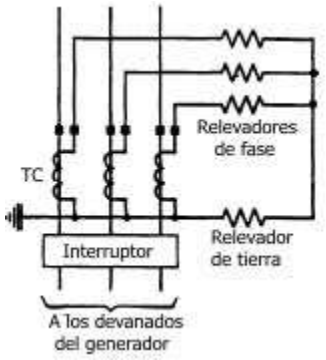


FIGURA 6.14 Protección de sobrecorriente del estator del generador.

Si el neutro del generador no está puesto a tierra, puede proporcionarse protección de sobrecorriente de tierra sensible y rápida; pero si el neutro está puesto a tierra, debería utilizarse la protección direccional de sobrecorriente para protección de falla de fase para la mayor sensibilidad y velocidad. En cualquier caso, deberían usarse los relevadores direccionales de sobrecorriente para la protección de falla de fase para la mayor sensibilidad y velocidad.

Si se usan relevadores de sobrecorriente no direccionales de tensión de restricción o controlada para protección de respaldo de fallas externas, también podrían servir para proteger al generador contra fallas de fases.

6.10 *PROTECCIÓN DE SOBRECALENTAMIENTO DEL ESTATOR.*

Los relevadores térmicos se usan como protección contra sobrecargas e intervienen cuando el devanado protegido ha alcanzado límites de temperatura inadmisibles.

El sobrecalentamiento del estator es originado por la sobrecarga o por falla en el circuito de enfriamiento. Se colocan detectores de temperatura en las ranuras de los devanados del estator de generadores de 500 a 1500 kVA

y mayores. Varios de los detectores indican la temperatura máxima admisible a la cual funciona un relevador que hace sonar una alarma. Los relevadores térmicos de sobrecorriente temporizados con constantes de tiempo moderadas están instalados en los circuitos de salida del generador de voltaje.

La figura 6.15 muestra una forma del equipo de protección accionado por el detector que usa un circuito puente y un relevador direccional.

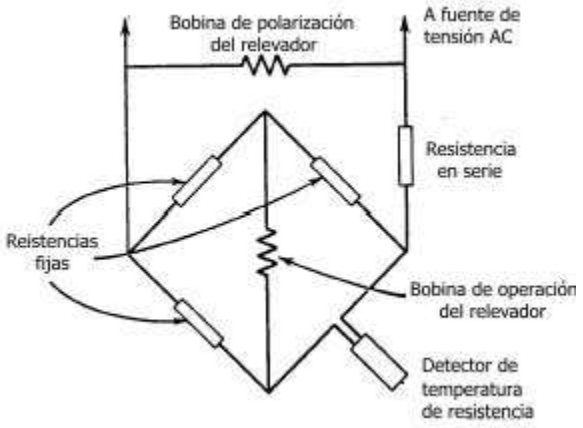


FIGURA 6.15 Protección de sobrecalentamiento del estator con detectores de temperatura de resistencia.

En estaciones no atendidas, se arreglan los relevadores de temperatura para reducir la carga o parar la unidad si esta está sobrecalentada, pero en una estación atendida, el relevador, si se utiliza, solo hace sonar una alarma.

6.11 *PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN.*

Se recomienda para todos los generadores hidroeléctricos o de turbinas a gas que están sujetos a sobrevelocidad y en consecuencia de sobretensión por pérdida de carga. Esta protección se proporciona mediante el equipo de regulación de la tensión. Si no es así, debe proporcionarse mediante un relevador de sobretensión de AC. Este relevador tendrá una unidad de acción retardada con puesta en marcha de casi 110% de la tensión nominal, y una unidad instantánea con puesta en marcha de casi 130% a 150% de la tensión nominal. Ambas unidades se compensarán contra el efecto de la variación de la frecuencia. El relevador se alimenta de un TP diferente al usado para el regulador de tensión.

Su funcionamiento deberá originar primero una resistencia adicional que va a insertarse en el circuito del campo del generador o del excitador. Si persiste la sobretensión, se dispararán después el interruptor principal del generador y el de su campo o el del excitador.

Se usan además pararrayos conectados entre las fases de entrada y el punto central de la estrella del devanado y tierra para limitar los esfuerzos inducidos en los devanados debido a las descargas atmosféricas.

6.12 *PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL CAMPO.*

Debido a que los circuitos del campo funcionan sin puesta a tierra, una sencilla falla a tierra no originará ningún daño o afectará el funcionamiento del generador en forma alguna. Sin embargo, la existencia de una sencilla falla a tierra aumenta la resistencia a tierra en otros puntos del arrollamiento del campo cuando se inducen tensiones en este por transitorios en el estator. De este modo, se aumenta la probabilidad de que ocurra una segunda falla a tierra, lo cual pone en derivación parte del arrollamiento de campo y se aumenta la corriente a través de la parte restante y se desequilibran los flujos del entrehierro y así las fuerzas magnéticas en los lados opuestos del rotor.

La práctica más segura es utilizar el equipo de protección por relevadores para disparar en forma inmediata los interruptores principal y del campo del generador cuando ocurre la primera falla a tierra.

El equipo de protección por relevadores se muestra en la figura 6.16. Puede aplicarse cualquier tensión de AC o DC entre el circuito de campo y tierra a través de un relevador de sobretensión. Una tierra en cualquier parte del circuito del campo pondrá en marcha el relevador. Si se usa DC, el relevador de sobretensión puede ser más sensible que si se usa AC, y con esta, el relevador no debe ponerse en marcha con la corriente que fluye en forma normal a través de la capacidad electrostática a tierra, y debe tenerse cuidado para evitar la resonancia entre esta capacidad y la inductancia del relevador.

Si más de una falla a tierra en el circuito rotor (campo)ocurre, se presentan desbalances magnéticos y por lo tanto, tienen lugar las vibraciones en la máquina. Esto hace que la detección de fallas a tierra en el circuito del rotor sea de fundamental importancia. Un esquema que usa DC como el de la figura 6.17 es utilizado.

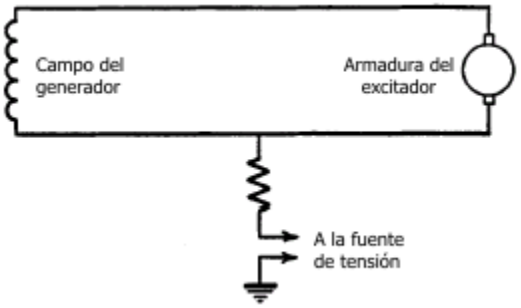


FIGURA 6.16 **Protección contra fallas a tierra en el campo del generador.**

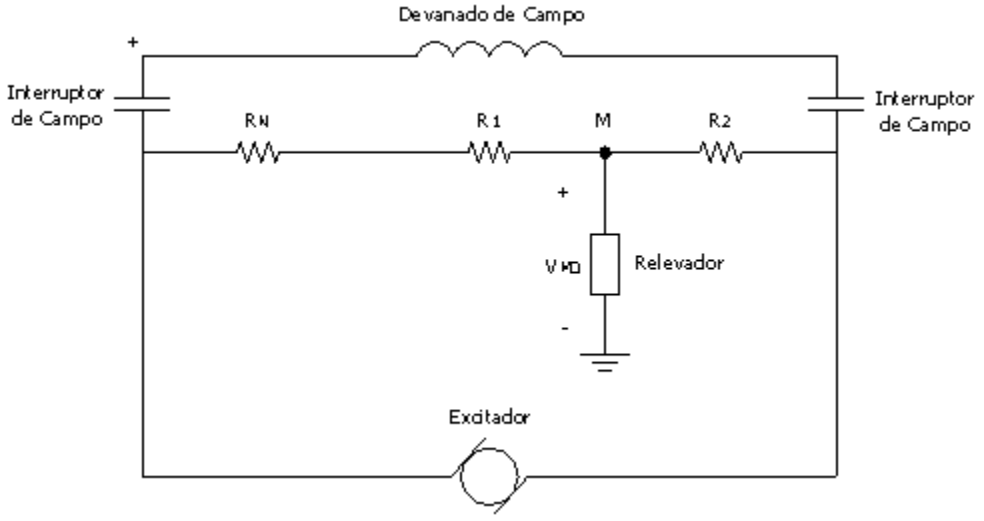


FIGURA 6.17 **Esquema de protección contra fallas de campo a tierra.**

Se usa el principio de divisor de voltaje con R_1 y R_2 como resistencias fijas (típicamente $R_1 = 5k\Omega$ y $R_2 = 23k\Omega$ para un excitador con un voltaje nominal de 250 V). Nótese que R_N es una resistencia que varía con el voltaje aplicado a ella (típicamente $45k\Omega$ a 60 V y $4.7k\Omega$ a 150 V). Cuando el campo es aterrizado, un voltaje (cuya magnitud depende del voltaje del excitador en el punto de falla sobre el campo) aparece entre el punto M y tierra. Este voltaje V_{MO} será máximo si la falla está en cualquiera de los terminales del campo.

Un punto en el campo donde $V_{MO} = 0$ se conoce como *Punto Nulo*. Sí $R_2 = R_1 + R_N$, el punto nulo está en la mitad del devanado de campo. Un relevador DC tipo instrumento detecta valores anormales de V_{MO} y por lo tanto, fallas en el rotor.

6.13 *PROTECCIÓN CONTRA SOBRECALENTAMIENTO DEL ROTOR DEBIDO A CORRIENTES TRIFÁSICAS DESEQUILIBRADAS DEL ESTATOR.*

Las corrientes trifásicas desequilibradas del estator originan corrientes de doble frecuencia que se inducen en el hierro del rotor. Estas corrientes producen sobrecalentamiento rápido del rotor y vibración severa. La duración de estas corrientes desequilibradas del estator sin peligro de daño puede expresarse en la forma:

$$\int_0^T i_2^2 \, dt = K \tag{6.3}$$

donde i_2 es la componente de secuencia negativa de la corriente del estator como una función del tiempo, K es una constante igual a 40 para generadores con turbinas hidráulicas y generadores manejados por máquinas, y K es igual a 30 para generadores con turbina de vapor, condensadores síncronos y grupos convertidores de frecuencia. Si el valor integrado es mayor que dos veces el valor dado para K, puede esperarse un daño serio.

El tipo de equipo de protección recomendado es un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso conectado a la salida de un filtro de corriente de secuencia negativa alimentado de los TC del generador como se muestra en la figura 6.18. El relevador debe conectarse para disparar el interruptor principal del generador. Algunas formas de relevador incluyen una unidad muy sensible para controlar una alarma para pequeños desequilibrios.

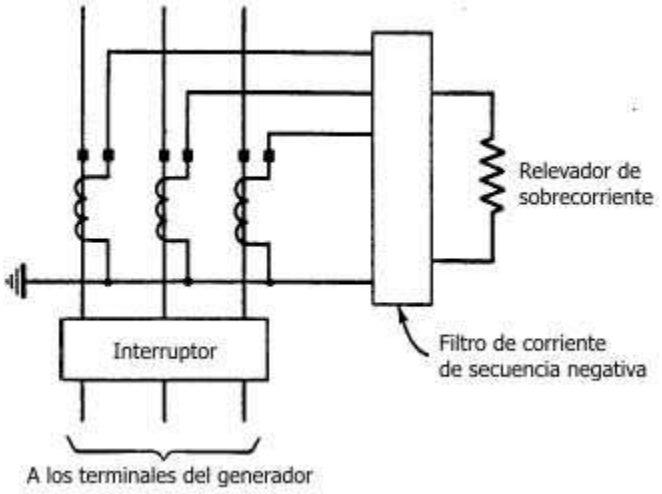


FIGURA 6.18 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa para corrientes desequilibradas del estator.

6.14 *PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDAS DE SINCRONISMO.*

No es posible que un generador pierda el sincronismo con otros generadores de la misma central a menos que pierda la excitación, para la que por lo general se provee la protección. Si una central tiene uno o más generadores, y si esta pierde el sincronismo con otra central, el disparo necesario para separar los generadores que están fuera de sincronismo se hace por lo general en el sistema de transmisión que las interconecta.

Todos los convertidores de frecuencia de inducción síncronos para la interconexión de dos sistemas deberán tener protección contra pérdida de sincronismo en el lado síncrono de la máquina. La operación del relevador debe disparar el interruptor principal en el lado donde se localiza el relevador.

6.15 *PROTECCIÓN PARA PÉRDIDA DE CAMPO.*

La desconexión de la excitación de un generador sincrónico que opera en paralelo con el sistema de potencia, hace que la unidad tome la excitación de la red en forma de potencia reactiva, quedando como generador de inducción que gira por encima de la velocidad síncrona.

Si esta condición se prolonga se producirán sobretemperaturas en el generador o en las unidades que funcionan en paralelo con él. Lo más probable es que la máquina salga de sincronismo ocasionando transitorios que pueden arrastrar otras maquinas y desarrollar inestabilidad general, y paro del sistema a menos que otros generadores absorban la carga reactiva adicional.

Es práctica común en protecciones usar un relevador de mínima corriente para proteger generadores que no posean excitatriz piloto, que controle la intensidad del circuito principal del campo, ya que la corriente no puede descender en servicio por debajo de cierto valor, adicionalmente se coloca un temporizado para evitar operaciones indeseadas. Cuando el generador posee excitatriz piloto; como estas máquinas pueden operar subexcitadas, se usa un relevador tipo admitancia (Mho) desplazado con temporizador, para evitar disparos por transitorios en el sistema

En la figura 6.19 se muestra en el diagrama X-R las diferentes posibilidades de operación normal y anormal del generador síncrono. En el primer cuadrante se encuentra en operación normal, exportando activa y reactiva, o sea, trabajando excitado y sobreexcitado. En el cuarto cuadrante operará cuando este subexcitado, para consumir reactivos de la red y controlar voltaje.

En la figura 6.20 se muestra la característica del relevador para pérdida de campo, tipo Mho desplazado y la ruta del punto de carga es caso de pérdida de la excitación.

La calibración del relevador se hace en base a la reactancia sincrónica (el diámetro) y la reactancia transitoria (el desplazamiento).

Los relevadores de reactancia capacitiva mínima son usados para generadores donde el riesgo está presente. Este relevador es combinado con un relevador de sobrevoltaje retrasado de tal forma que cuando comienza la autoexcitación, ambos relevadores operan y disparan el interruptor del generador inmediatamente.

A través de una segunda salida, un relevador de tiempo retrasado es conectado, el cual, al terminar el tiempo de retraso, causa que los hidrogeneradores sean desconectados, o suprimiendo el campo de los turboalternadores o para dar una señal sostenida de marcha asincrónica.

El relevador también detecta interrupciones o cortocircuitos en el circuito de excitación. Para tales fallas, el generador o es desconectado inmediatamente, o permanece en el circuito mientras es producida la resincronización en la red.

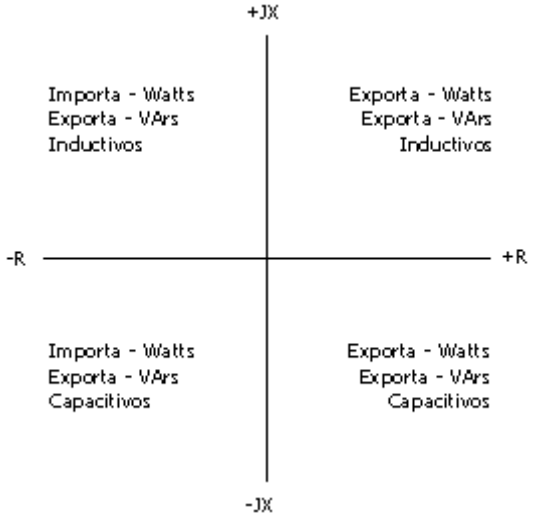
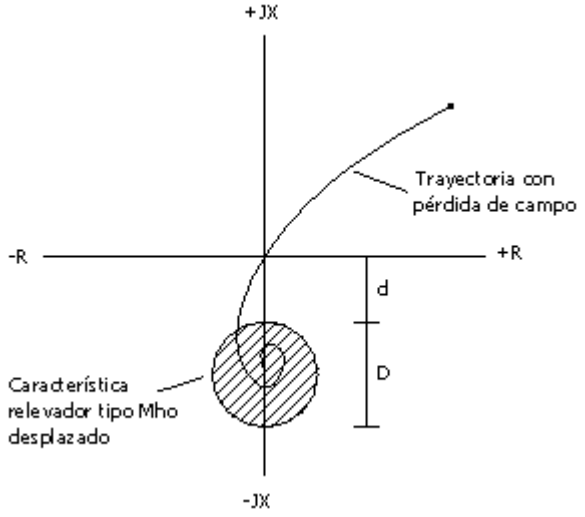


FIGURA 6.19 Diagrama X-R Operación Generador.



$D = X_d =$ Reactancia sincrónica.

$d = \frac{1}{2}X_d^1 = \frac{1}{2}$(Reactancia transitoria).

FIGURA 6.20 Diagrama X-R, Protección de pérdida de campo del relevador tipo MHO (o del relevador de reactancia capacitiva mínima en la zona de reactancia negativa).

6.16 *FALLAS POR PÉRDIDA DE FUERZA IMPULSORA*.

Cuando el fluido que acciona la turbina se suprime sin desconectar el generador del sistema, el generador quedará actuando como motor síncrono dando suficiente potencia para mover la turbina impulsora, produciendo calentamiento inadmisible de la máquina motriz. Si se trata de turbogeneradores aún existe otro peligro pues la turbina puede embalarse si se abre el interruptor del generador sin que la admisión de vapor en la turbina esté completamente cerrada.

Como se ve, la marcha del generador como motor es el resultado de una deficiencia en la alimentación de la máquina motriz, por lo que el generador toma energía del sistema y marcha como un motor síncrono prácticamente en vacío, moviendo a la turbina a velocidad normal

La protección recomendada es un relevador de potencia inversa (relevador direccional de potencia tipo vatimétrico) con un temporizador de tiempo definido para evitar que para oscilaciones de potencia opere el relevador. El relevador de potencia inversa se usa para desconectar el generador cuando marcha a plena velocidad como un motor.

Para la calibración se debe tener en cuenta la clase de máquina motriz pues dependiendo de ésta se tienen los límites de la protección.

En la Tabla 6.2 se muestran valores típicos de toma de carga necesaria para mover la máquina motriz en base al porcentaje de la potencia nominal de la máquina. La figura 6.21 muestra la conexión del relevador de potencia inversa.

En algunos sistemas, en lugar del relevador de potencia inversa se emplea un relevador direccional de potencia muy sensible con bajo ajuste.

TABLA 6.2. Pérdida de Máquina Motriz.

Clase de máquina	% carga a tomar
Turbinas de vapor	0.5% al 3%
Turbinas hidráulicas	0.2% al 2%
Máquinas diesel	15% al 25%
Turbinas de gas	10% al 50%

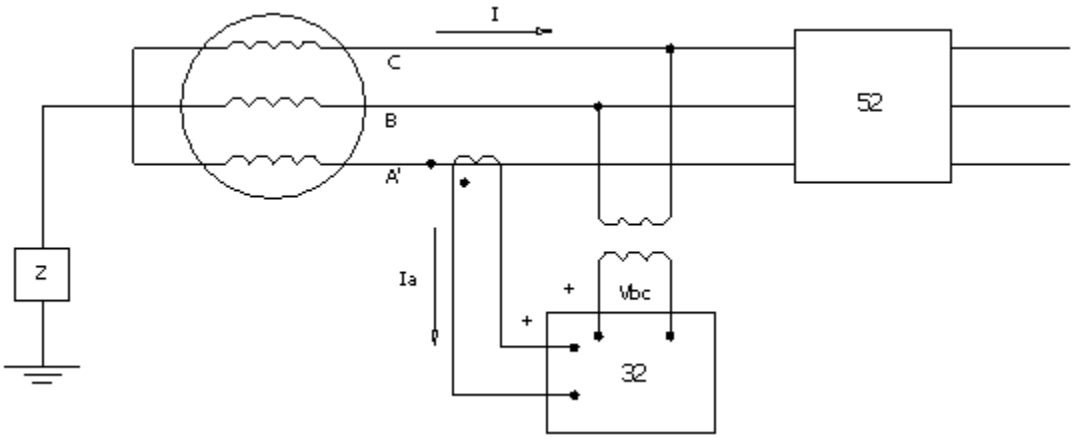


FIGURA 6.21 **Conexión del Relevador de potencia inversa (32).**

6.17 *PROTECCIÓN DE SOBREVELOCIDAD.*

El elemento de sobrevelocidad debe responder a la velocidad de la máquina por conexión mecánica (o eléctrica equivalente); si es eléctrica, el elemento de sobrevelocidad no debe estar afectado en forma adversa por la tensión del generador.

El elemento de sobrevelocidad puede proporcionarse como parte del primomotor, o de su gobernador de velocidad, o en cuanto esté provisto otro medio de paso, para el primomotor. Disparará también el interruptor del generador; esto con el objeto de impedir el funcionamiento de sobrefrecuencia de las cargas conectadas al sistema alimentado por el generador. El dispositivo de sobrevelocidad deberá también disparar el interruptor de los auxiliares. En ciertos casos, puede ser apropiado un relevador de sobrefrecuencia para proporcionar ambas formas de protección. Sin embargo, se prefiere un interruptor centrífugo conectado directamente.

El elemento de sobrevelocidad debe ajustarse para funcionar del 3 al 5% por encima de la velocidad de rechazo de plena carga. Se precisa de la protección suplementaria de sobrevelocidad para algunos tipos de turbinas de gas. En el evento de sobrevelocidad en la turbina, debe actuar una protección de sobrevoltaje para suprimir el campo, lo que también es necesario para fallas en el regulador y en el excitador.

En unidades hidráulicas se usan relevadores de sobrevoltaje de tiempo diferido con una etapa de alta velocidad. En turbogeneradores es adecuado un relevador de sobrevoltaje instantáneo.

6.18 *PROTECCIÓN DE RESPALDO CONTRA FALLAS EXTERNAS.*

Los generadores deben tener dispositivos contra el suministro continuo de la corriente de cortocircuito a una falla en un elemento adyacente del sistema debido a una falla de la protección primaria. Una sencilla protección de sobrecorriente de tiempo inverso es suficiente para fallas monofásicas a tierra. Para fallas de fase, se prefiere un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso de tensión o retención (o restricción) o tensión controlada, o un relevador de distancia de un solo escalón con acción retardada definida.
Si los circuitos adyacentes tienen protección de sobrecorriente de tiempo inverso, deberá usarse el relevador de sobrecorriente de tiempo inverso de tensión de retención o controlada. Pero, si los circuitos adyacentes tienen protecciones de alta velocidad piloto o de distancia, entonces debe usarse el relevador de distancia. Donde se cuenta con generadores de devanado compuesto cruzado, solo es necesario aplicar a una unidad el equipo de protección de respaldo para fallas externas.

6.19 *PROTECCIÓN DE SOBRECALENTAMIENTO DE COJINETES.*

El sobrecalentamiento del cojinete puede detectarse por un relevador accionado por un bulbo tipo termómetro insertado en un agujero del cojinete, o por un relevador detector de temperatura de resistencia. O bien, puede controlarse la temperatura del aceite, donde se hace circular el aceite de lubricación a presión a través del cojinete a condición de que el sistema tenga un dispositivo para dar la alarma si el aceite deja de fluir.
Dicha protección debe suministrarse en todos los generadores no atendidos cuyo tamaño o importancia lo justifica. En caso de generadores atendidos por lo general, la protección solo hace sonar una alarma.
Para eliminar las corrientes en los cojinetes, al menos un cojinete y su tubería auxiliar deben estar aislados de tierra. Una posible falla en este aislamiento o un cortocircuito inadvertido es detectado por la protección de corriente del cojinete, la cual determina la corriente que fluye en el cojinete directamente.

6.20 *ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR.*

Los mecanismos de protección discutidos anteriormente se muestran en la figura 6.22 y son diseñados para reaccionar a fallas que ocurren en el generador. La figura 6.23 muestra a manera de resumen, las diferentes funciones de protección, su localización en la máquina y las fallas cubiertas por las diferentes protecciones del generador.
La protección del generador debe tener en cuenta la importancia del generador y sus características técnicas tales como potencia, voltaje, sistema de puesta a tierra y consideraciones económicas. Un esquema completo de protección debe garantizar que el generador este protegido contra todas las fallas que puedan ocurrir; sin embargo, es improbable que los costos puedan ser justificados para todas las centrales generadoras, especialmente para las estaciones con unidades pequeñas. Es por lo tanto, necesario definir un esquema de protección que sea adecuado para el tamaño de la máquina

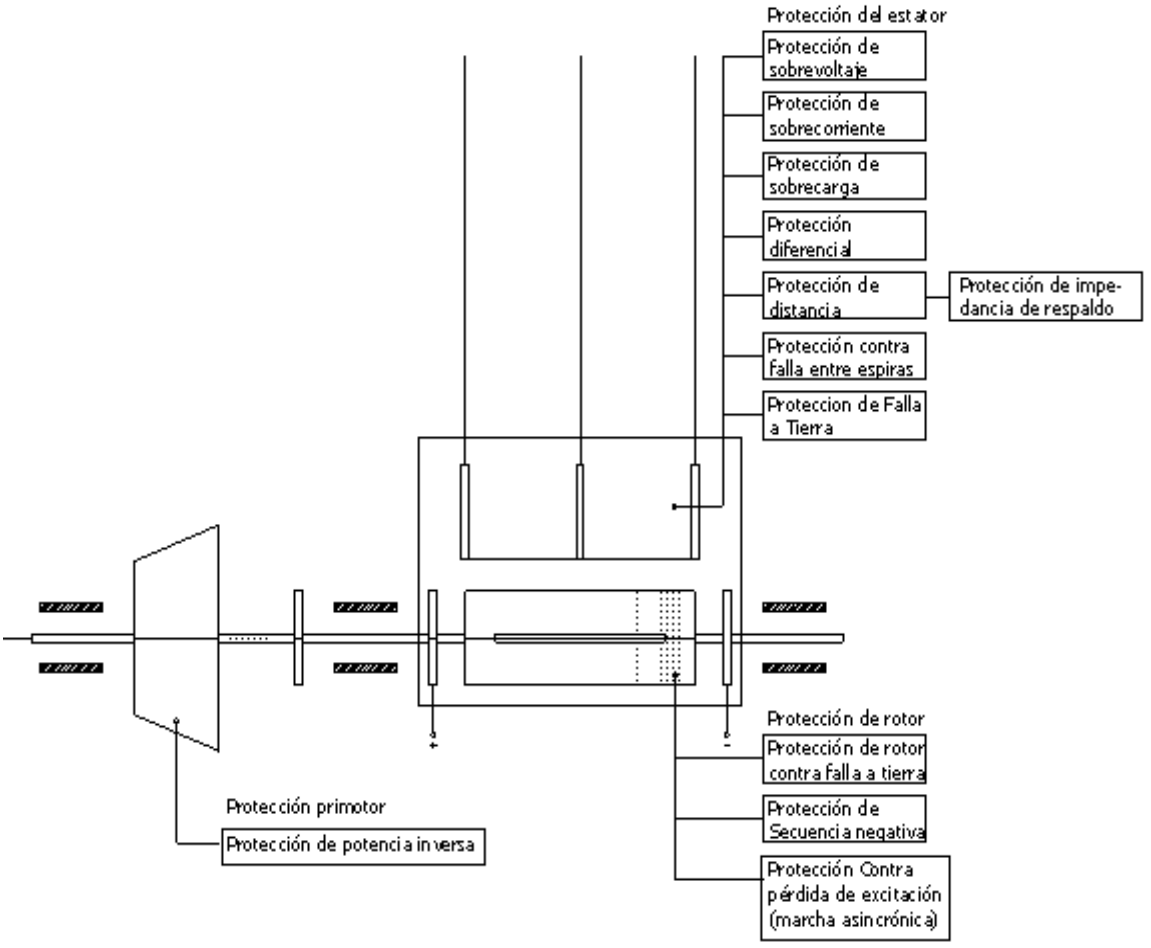


FIGURA 6.22 Ubicación de los mecanismos de protección dentro del sistema de generación.

6.20.1 *Esquema de protección para pequeños generadores.*

Para pequeños generadores, típicamente hasta 5 MVA, se considera necesario tener:

- Protección contra fallas internas.
- Protección de respaldo para fallas externas usando relevadores de sobrecorriente con restricción de voltaje.
- Protección de potencia inversa.
- Protección contra sobrecargas por medio de relevadores térmicos.

Este esquema es ilustrado en la figura 6.24.

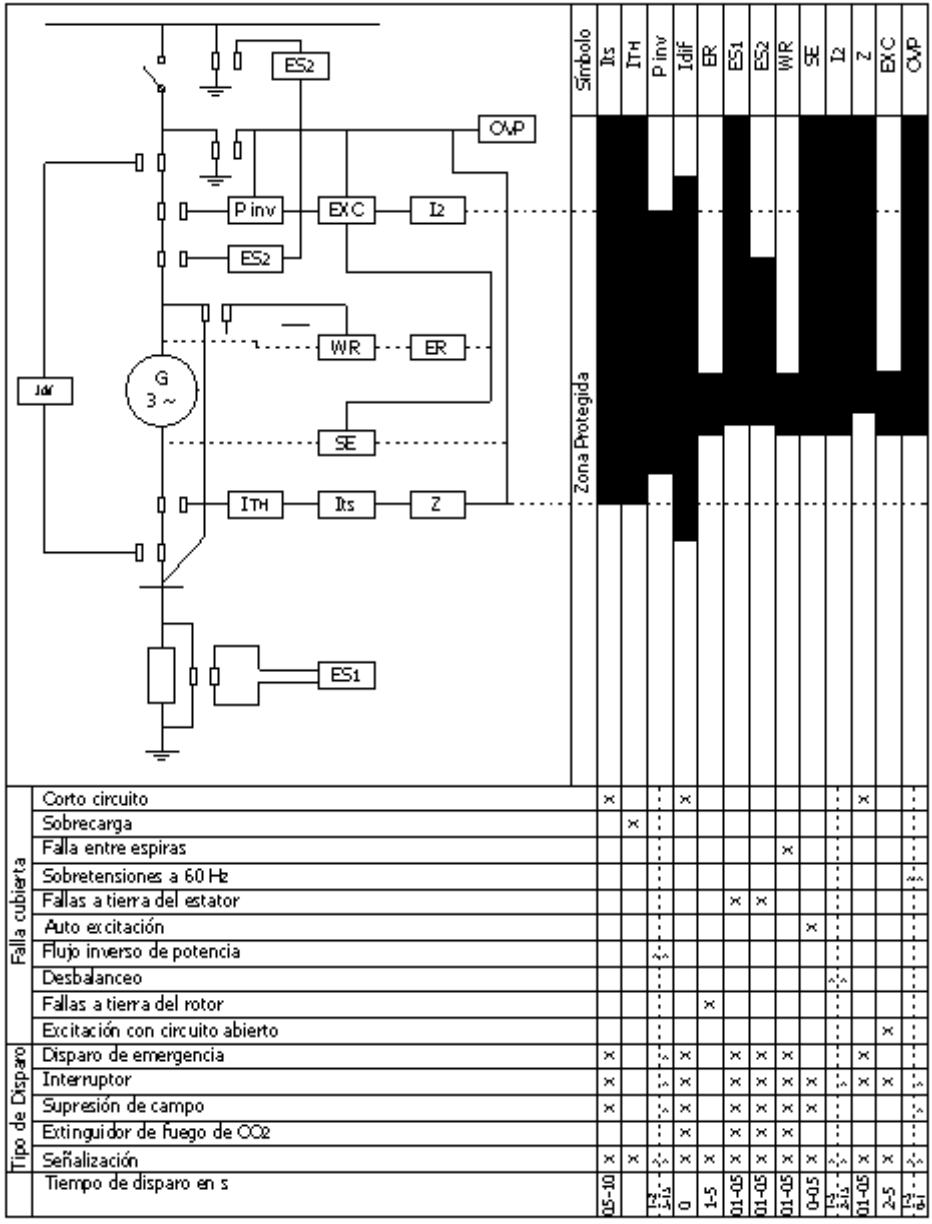


FIGURA 6.23 **Las funciones de protección y las fallas que ellas cubren dentro del generador.**

La siguiente es la simbología usada en la figura 6.23.

Símbolo	Función
Its	Protección de tiempo contra sobrecorriente
ITH	Protección de sobrecarga
P inv	Protección de potencia inversa
Idif	Protección diferencial
ER	Protección de falla a tierra del rotor
ES1	Protección de falla a tierra del estator (Unid) 95%
ES2	Protección de falla a tierra del estator (Por gen) 95%
WR	Fallas entre espiras
SE	Autoexitación
I2	Asimetría (Secuencia negativa)
Z	Protección de impedancia mínima
EXC	Protección contra pérdida de la exitación
OVP	Protección de sobrevoltaje

6.20.2 *Esquemas de protección para generadores grandes.*

Para grandes generadores, por encima de los 5 MVA, el esquema de protección mostrado en la figura 6.25, normalmente debe contener:

- Protección diferencial para cubrir fallas internas.
- Protección de falla a tierra usando relevadores de alta impedancia.
- Protección de respaldo por medio de protección de distancia o de sobrecorriente con restricción de voltaje.
- Protección de potencia inversa.
- Protección contra pérdida de excitación.
- Protección contra sobrecarga usando relevadores térmicos.

Las protecciones de sobrevoltaje y de bajo voltaje, así como aquellas para alta y baja frecuencia, son recomendadas para unidades muy grandes; ellos están incluidos como items opcionales indicados con círculos punteados en la figura 6.25.

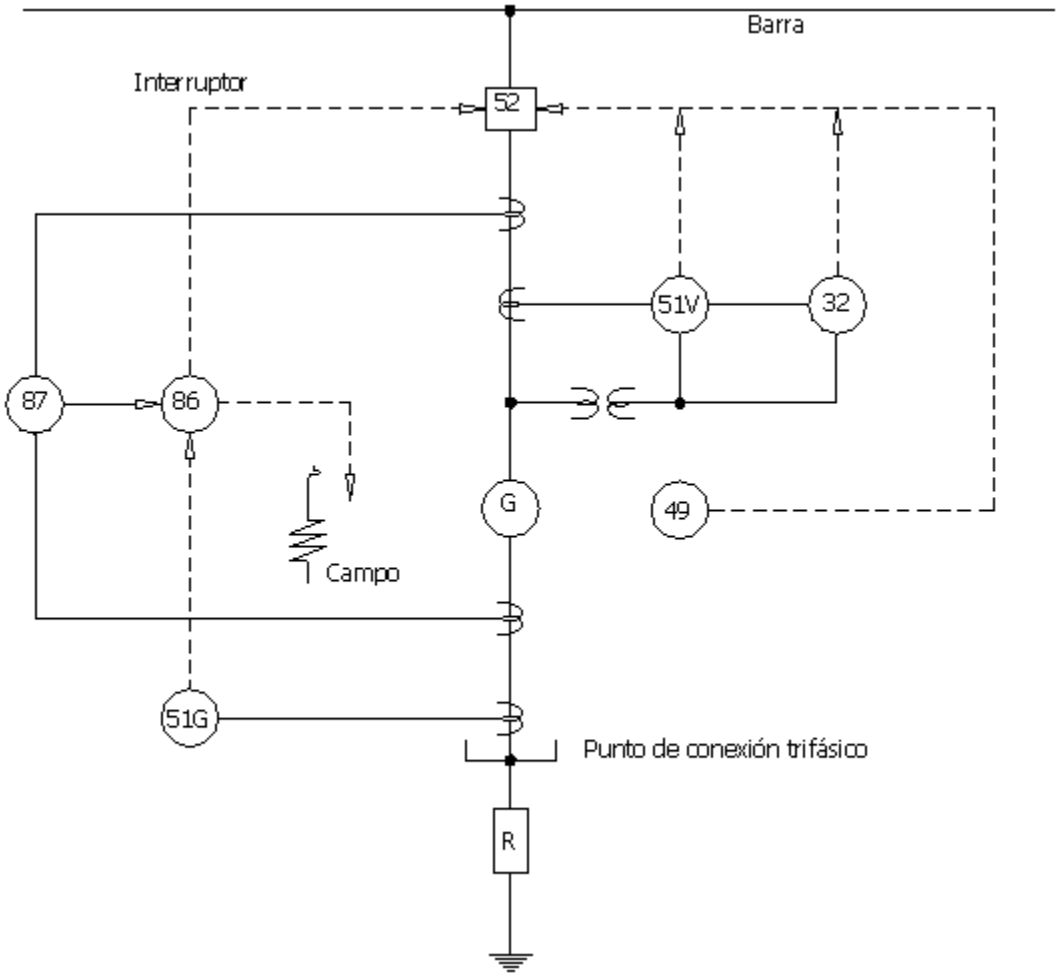


FIGURA 6.24 **Esquema de protección para generadores hasta 5 MVA.**

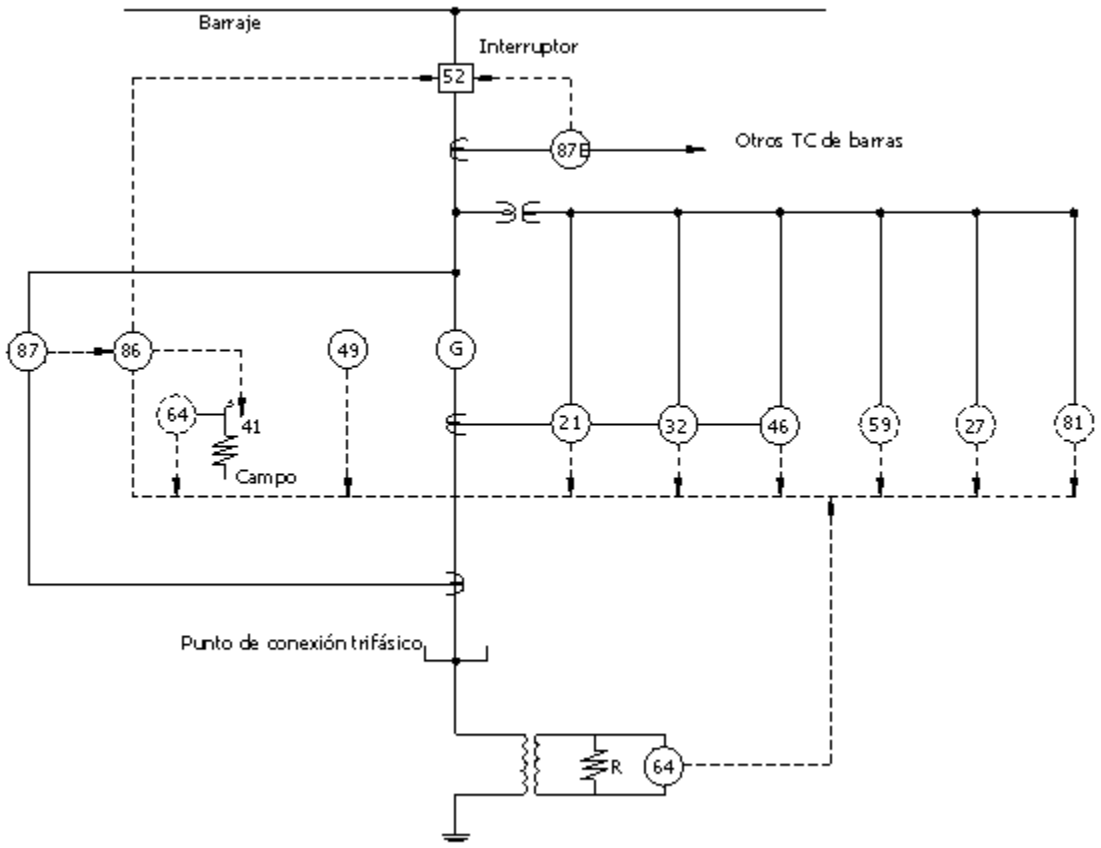


FIGURA 6.25 **Esquema de protección para generadores por encima de 5 MVA.**

La figura 6.26 muestra el esquema de protección de un grupo generador transformador.

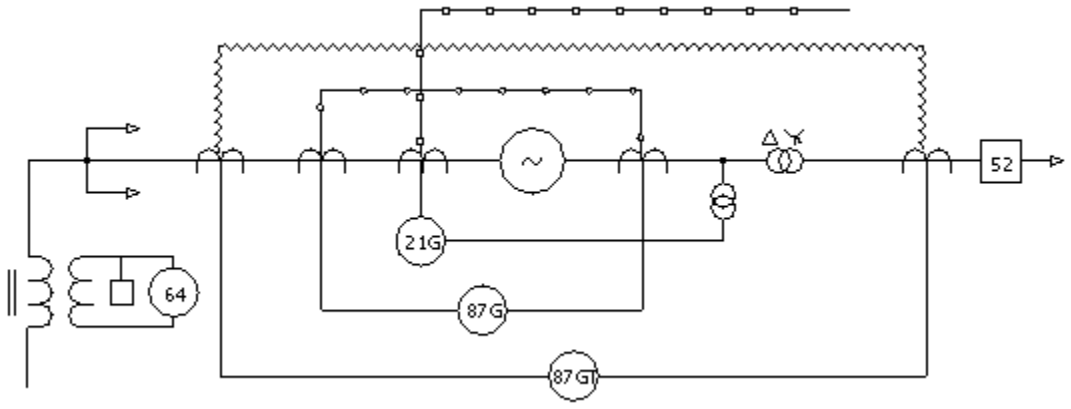


FIGURA 6.26 **Esquema de protección grupo generador-transformador. Protección estator.**

CAPITULO 7

Protección del Transformador de Potencia

7.1 *INTRODUCCIÓN.*

Se describen a continuación las prácticas de protección para transformadores trifásicos mayores de 500 kVA. Dichos transformadores pueden ser de los siguientes tipos:

- Transformadores de potencia.
- Autotransformadores de potencia.
- Transformadores de regulación.
- Reguladores de voltaje escalonados.
- Transformadores de puesta a tierra.
- Transformadores de hornos de arco eléctrico.
- Transformadores rectificadores.

En contraste con los generadores, en los cuales pueden surgir muchas condiciones anormales, los transformadores pueden sufrir solo cortocircuitos de devanados, circuitos abiertos, o sobrecalentamiento. En la práctica no se provee de protección con relevadores contra circuitos abiertos puesto que ellos no son perjudiciales. En la práctica general no se provee contra sobrecarga ni contra sobrecalentamiento; ellos pueden ser accesorios térmicos que hacen sonar una alarma o controlan un banco de ventiladores, pero con solo pocas excepciones, el disparo automático de los interruptores del transformador no es practicado generalmente. Una excepción es cuando el transformador suministra una carga previsible determinada. La protección de respaldo contra fallas externas puede ser considerada como una forma de protección de sobrecarga, pero el pickup de tales equipos de protección es usualmente alto para proporcionar protección efectiva al transformador excepto para cortocircuitos prolongados. Allí permanece, luego, solo la protección contra cortocircuitos en los transformadores o sus conexiones, y la protección de respaldo contra fallas externas.

7.2 *CONDICIONES DE FALLA MÁS COMUNES.*

7.2.1 *Condiciones anormales debido a factores internos.*

Las siguientes son las condiciones de falla que se presentan en un transformador de potencia:

Fallas a tierra.

Una falla en un devanado del transformador resultará en corrientes que dependen de la fuente, de la impedancia de puesta a tierra del neutro, de la reactancia de dispersión del transformador y de la posición de la falla en los devanados. Las conexiones de los devanados también influyen en la magnitud de la corriente de falla. En el caso de un devanado conectado como se muestra en la figura 7.1, la corriente de falla depende de Zg y es proporcional a la distancia entre la falla y el punto neutro.

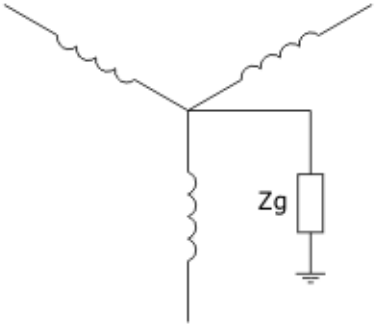


FIGURA 7.1 Conexión de devanados en estrella con neutro puesto a tierra mediante una impedancia Zg.

Si Zg = 0 (Neutro sólidamente puesto a tierra), la corriente de falla es controlada por la reactancia de dispersión, la cual depende de la localización de la falla. La reactancia disminuye a medida que la falla se acerca al punto neutro. Como resultado, la corriente de falla es más alta para una falla muy cercana al punto neutro.

En la figura 7.2 se compara la variación de la corriente de falla con la localización de la falla en el devanado para un devanado conectado en Y. En el caso de una falla en un devanado conectado en Δ, la corriente de falla es menor que para un devanado conectado en Y, con el valor real controlado por el método de puesta a

tierra usado en el sistema. Las corrientes de falla de fase pueden bajar para un devanado conectado en Δ debido a la alta impedancia de la falla del devanado conectado en Δ. Este factor debe ser considerado en el diseño del esquema de protección para tal devanado.

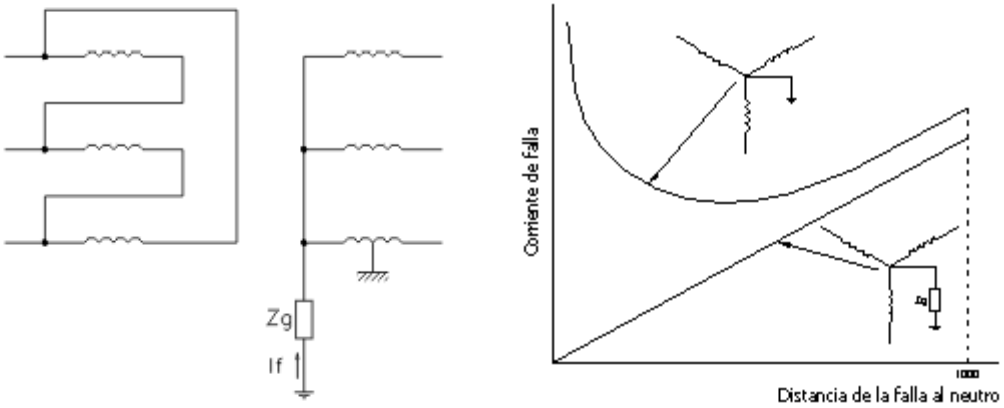


FIGURA 7.2 Variación de la corriente de falla a tierra con la localización de la falla.

Fallas al núcleo.

Debido al rompimiento del aislamiento, lo cual permite el flujo de suficiente corriente de Eddy que causa sobre calentamiento y puede alcanzar gran magnitud como para dañar el devanado.

Fallas entre espiras.

Ocurren debido a arcos en los devanados causados por descargas en la línea. Un cortocircuito de unas pocas espiras del devanado generará corrientes altas en los lazos cortocircuitados, pero las corrientes en los terminales serán bajas.

Fallas Fase-Fase.

Es raro que ocurran pero si se presentan, resultarán en elevadas corrientes de magnitudes similares a las corrientes de falla a tierra.

Fallas del tanque.

Que ocasionan pérdidas de aceite y se reduce el aislamiento de los devanados así como elevaciones anormales de temperatura.

7.2.2 *Condiciones anormales debido a factores externos.*

Estas condiciones resultan en esfurzos severos sobre el transformador. Ellas son:

Sobrecarga.

Que incrementa las pérdidas de I^2R y la elevación asociada de temperatura.

Fallas del sistema.

Que producen efectos similares a la sobrecarga y algunas veces más severos.

Sobrevoltajes.

Debido a descargas transitorias o a incrementos de voltaje a frecuencia 60 Hz produciendo esfuerzos al aislamiento e incremento en el flujo.

Operación a baja frecuencia del sistema.

Resultará en incremento de flujo, causando un aumento en las pérdidas en el núcleo y la correspondiente elevación de la temperatura. Cuando un transformador es suicheado en cualquier punto de la onda de voltaje, los valores pico de la onda de flujo del núcleo dependerán del flujo residual así como del tiempo de suicheo. El valor pico del flujo será más alto que el valor de estado estable correspondiente y estará limitado por la saturación del núcleo.

La corriente de magnetización necesaria para producir el flujo en el núcleo puede tener un pico de 8 a 10 veces el pico normal a plena carga y no tiene equivalente en el lado secundario. Este fenómeno es llamado corriente Inrush magnetizante y aparece como una falla interna. El Inrush máximo ocurre si el transformador es conectado cuando el voltaje de suministro es cero.

Es importante que al diseñar los relés diferenciales para la protección del transformador, el disparo no se produzca debido a la corriente Inrush de magnetización. Varios esquemas basados en las propiedades armónicas de la corriente Inrush son usados para prevenir el disparo debido a las corrientes Inrush grandes.

7.3 *PROTECCIÓN CONTRA SOBRECALENTAMIENTO.*

Por razones de diseño, los transformadores tienen un valor nominal basado en el aumento de temperatura, bajo ciertas condiciones ambientales asumidas. A baja temperatura ambiente, alguna sobrecarga se puede admitir. Para medir la temperatura se usan sensores térmicos en la parte superior del tanque dentro de un compartimiento en el cual se coloca un pequeño calentador (o resistencia eléctrica) alimentado por un TC del terminal de bajo voltaje de cada una de las fases. Este calentador produce una imagen de la temperatura del devanado, la cual siempre es mayor que la del aceite en la parte superior.

Otro método usado es el termómetro de dial, que consiste en un tubo capilar conectado a un bulbo en contacto con el aceite. El tubo capilar se llena con un líquido que transmita el cambio.

El relevador de sobretemperatura es un lemento sensible a los cambios de temperatura, dispone de contactos de control de acuerdo a las necesidades. Los hay de imagen térmica o de tubo capilar y es usado para arrancar sistemas de refrigeración automática y para dar alarma o producir señal de disparo según la magnitud del aumento de temperatura. Este relevador se muestra en la figura 7.3.

7.4 *RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.*

Sirven como respaldo al relevador diferencial y a fallas externas. Los relevadores de sobrecorriente son usualmente suministrados con un elemento instantáneo y un elemento de tiempo diferido dentro de la misma unidad. Cuando los relevadores electromagnéticos fueron muy populares, la protección de sobrecorriente fue hecha de unidades monofásicas separadas. La protección a base de microprocesadores más moderna tiene una unidad de sobrecorriente trifásica y una unidad de falla a tierra dentro de la misma caja. El ajuste de los relevadores de sobrecorriente incluye la selección de parámetros que definen las características t-I de ambas unidades (instantánea y de tiempo diferido). Este proceso tiene que ser realizado dos veces, una vez por los relevadores de fase y luego repetido por los relevadores de tierra. Aunque los dos procesos son similares, la corriente de cortocircuito trifásica debe usarse para calibrar los relevadores de fase pero la corriente de falla fase-tierra debe usarse para los relevadores fase-tierra

Cuando se calculan las corrientes de falla, el sistema de potencia se asume en estado de operación normal. Sinembargo, en una barra que tiene dos o más transformadores conectados a ella y operando en paralelo, la mejor discriminación es obtenida si los cálculos son realizados sobre la base de que cada uno de los transformadores están fuera de servicio, uno a la vez.

7.4.1 *Calibración de unidades instantáneas.*

Las unidades instantáneas son más efectivas cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que está siendo protegido son grandes en comparación con la impedancia fuente. Ellas ofrecen dos ventajas:

- Reducir el tiempo de operación de los relevadores para fallas severas del sistema.
- Evitar la pérdida de selectividad en un sistema de protección que contiene relevadores con características diferentes; esto es obtenido mediante el ajuste de las unidades instantáneas, asi que ellos operan antes del cruce de las características del relevador como se muestra en la figura 7.4.

El criterio para calibrar las unidades instantáneas varía dependiendo de la ubicación y tipo de elemento del sistema que se está protegiendo. En el caso de transformadores de potencia las unidades instantáneas de los relevadores de sobrecorriente instalados en el lado primario del transformador se debe ajustar a un valor entre el 125% y el 150% de la corriente de cortocircuito que existe en la barra de bajo voltaje, referida al lado de alto voltaje. Este valor es más alto que el mencionado antes; a fin de evitar la falta de coordinación con las corrientes más altas encontradas debido a las corrientes inrush de magnetización el transformador cuando este se energiza.

Si las unidades instantáneas de la protección de sobrecorriente del devanado secundario del transformador y los relevadores de alimentadores están sometidos al mismo nivel de cortocircuito, luego las unidades instantáneas del transformador necesitan ser sobrerrecorridas para evitar la pérdida de selectividad. Esto se aplica a menos que existan enlaces de comunicación entre estas unidades que pueden permitir la incapacidad de la protección de sobrecorriente instantánea del transformador para fallas detectadas por la protección de sobrecorriente instantánea del alimentador

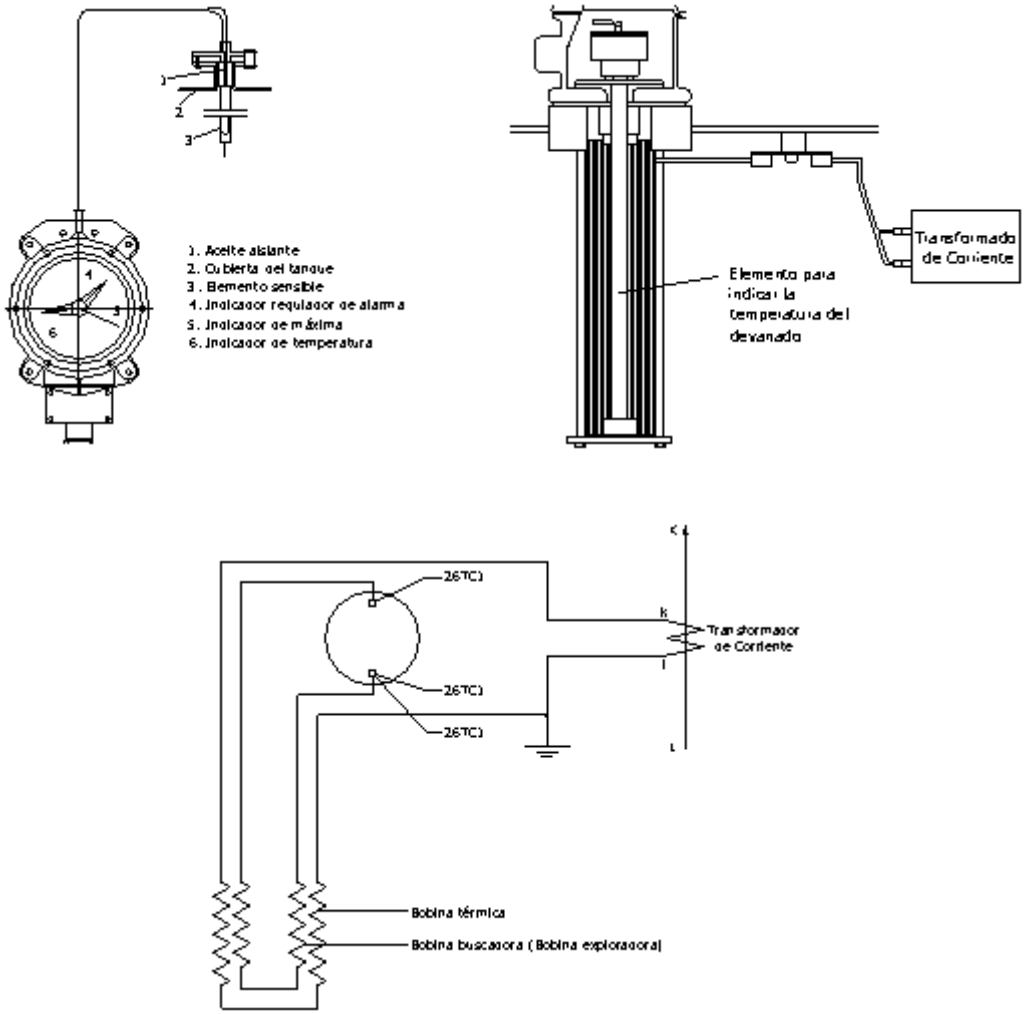


FIGURA 7.3 Relevador de sobretemperatura (Detalles constructivos).

Los relevadores de sobrecorriente son muy usados en potencias medias y donde se disponga de interruptores automáticos comandados por este tipo de relevadores. También se usan como respaldo con tiempos de retraso más altos que los de la protección principal, en transformadores de potencia y en devanados terciarios sin carga.

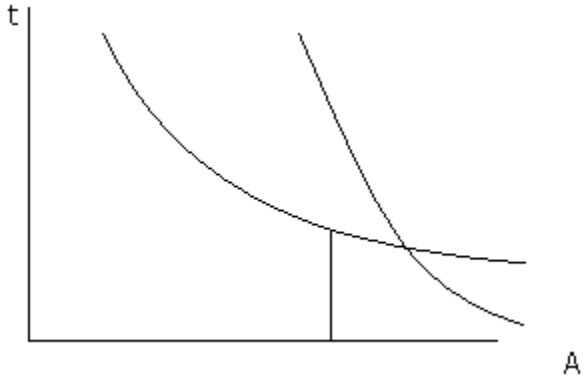


FIGURA 7.4 Preservación de la selectividad usando unidades instantáneas.

7.4.2 *Protección de falla a tierra restringida.*

Es usada para transformadores con devanados conectados en Y como se muestra en la figura 7.5. La suma de las corrientes de fase es balanceada contra la corriente del neutro y por tanto, el relevador no responderá a las fallas externas al devanado.

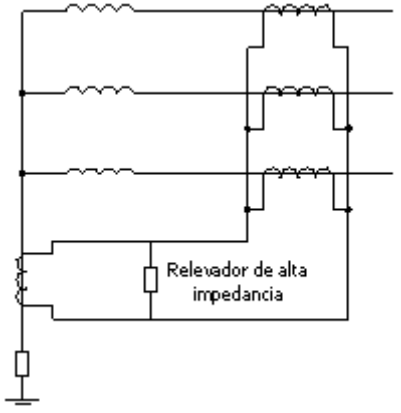


FIGURA 7.5 Protección de falla a tierra restringida para devanado conectado en Y.

7.5 *LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.*

Un sistema diferencial puede proteger efectivamente a un transformador debido a la confiabilidad inherente de los relevadores, los cuales son altamente eficientes en la operación y al hecho de que los amperios-vuelta equivalentes son desarrollados en los devanados primario y secundario del transformador. Los TC son conectados de tal forma que ellos forman un sistema de corriente circulante como se ilustra en la figura 7.6. Las fallas en los terminales o en los devanados están dentro de la zona de protección del transformador y debe ser despejada tan rápidamente como sea posible a fin de evitar esfuerzos internos y el peligro de incendio. La mayoría de las fallas internas que ocurren son a tierra (a través del nucleo) o entre espiras, con una severidad que depende del diseño del transformador y del tipo de puesta a tierra.

La protección diferencial también puede detectar y depejar fallas de aislamiento en los devanados del transformador. La causa principal de estas fallas es la formación de arcos en el interior de los pasatapas y fallas en el cambiador de derivaciones. Este tipo de protección no solamente responde a las fallas fase a fase y fase a tierra sino también en algún grado a las fallas entre espiras. Sinembargo, las fallas fase a fase entre los devanados de un transformador trifásico son menos comunes. Una falla interna que no constituye un peligro inmediato es definida como una falla incipiente y, si no es detectada con el tiempo, puede resultar en una falla mayor. Las principales fallas en este grupo son las fallas en el núcleo causadas por el deterioro del aislamiento entre las láminas que constituyen el núcleo.

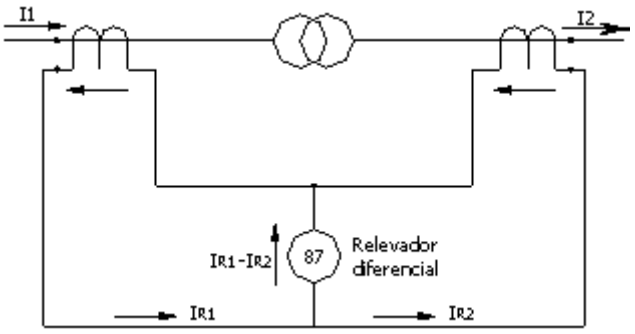


FIGURA 7.6 Protección diferencial del transformador.

7.5.1 *Consisderaciones básicas.*

Con el fin de aplicar los principios de la protección diferencial a transformadores trifásicos, los siguientes factores deben ser tenidos en cuenta:

a) Relación de transformación.

Las corrientes nominales en los lados primario y secundario de un transformador varían en relación inversa a los voltajes correspondientes. Esto debe compensarse mediante el uso de relaciones de transformación diferentes para los TC sobre los lados primario y secundario del transformador. Además, los TC deben tener valores nominales que correspondan a las corrientes nominales del devanado del transformador al cual ellos son aplicados, y que sus corrientes secundarias sean aproximadamente iguales.

b) Conexiones del transformador.

Cuando un transformador es conectado en estrella -delta, la corriente secundaria tiene un desplazamiento de fase de un múltiplo de 30° relativo al primario dependiendo del grupo vectorial. Este corrimiento puede ser compensado por las conexiones secundarias convenientes del TC. Además, la corriente de secuencia cero que fluye en el lado estrella del transformador no inducirá corriente en el devanado delta sobre el otro lado. La corriente de secuencia cero puede por lo tanto, ser eliminada del lado estrella conectando los TC en delta. Por la misma razón, los TC en el lado delta del transformador deben ser conectados en estrella. Cuando los TC son conectados en delta, sus valores nominales secundarios deben ser multiplicados por $\sqrt{3}$ así que las corrientes que fluyen en la delta están balanceadas por las corrientes secundarias de los TC conectados en estrella.

c) Cambiador de derivaciones.

Si el transformador tiene cambiador de derivaciones es posible variar la relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de hacer frente a esta variación. Como no es práctico variar las relaciones de transformación de los TC, la protección diferencial debe tener un rango de tolerancia conveniente para poder modificar la sensibilidad de su respuesta de operación. Por esta razón es necesario incluir alguna forma de polarización en el sistema de protección junto con algunas marcas de identificación de los terminales de entrada de corriente más alta.

Debe entonces tenerse en cuenta la variación de la relación de transformación debido al cambiador de derivaciones. Al gunos relevadores vienen con ajustes en la restricción que pueden usarse para compensar esto y garantizar la estabilidad de la protección. En fallas externas pueden aparecer corrientes que hagan operar el relevador debido a una relación de transformación diferente.

d) Corriente inrush de magnetización.

Este fenómeno ocurre cuando el transformador es energizado, o cuando el voltaje primario retorna a su valor normal después de despejar una falla externa. El inrush de magnetización produce un flujo de corriente en el devanado primario, el cual no tiene equivalente en el devanado secundario. El efecto neto es similar a la situación donde hay una falla interna en el transformador. Puesto que el relevador diferencial ve la corriente de magnetización como una falla interna, es necesario tener algún método para distinguir entre la corriente de magnetización y la corriente de falla. Estos métodos incluyen:

- La utilización de un relevador diferencial con la sensibilidad adecuada para hacer frente a la corriente de magnetización, usualmente obtenida por una unidad que introduce un retraso de tiempo para cubrir el período del pico inrush inicial.
- El empleo de una unidad de restricción de armónicos, o una unidad de supervisión en conjunto con una unidad diferencial.
- Inhibici+ón del relevador diferencial durante la energización del transformador.

7.5.2 *Selección y conexión de los TC.*

Los siguientes factores deben ser tenidos en cuenta cuando se considera la aplicación del sistema de protección diferencial:

a) En general, los TC en el lado estrella de un transformador estrella-delta deben ser conectados en delta, y los del lado delta deben ser conectados en estrella. Este arreglo compensa el desplazamiento de fase al otro lado del trandformador, y bloquea la corriente de secuencia cero en el evento de fallas externas a tierra.

b) Los relevadores deben ser conectados para admitir la corriente de carga que entra por un lado del transformador y que sale por el otro. Si existen más de dos devanados, es necesario considerar todas las combinaciones, tomando dos devanados a la vez.

c) Las relaciones de los TC deben seleccionarse para producir el máximo balance posible entre las corrientes secundarias de ambos lados del transformador bajo condiciones de carga máxima. Si hay más de dos devanados, deben considerarse todas las combinaciones, tomando dos devanados a la vez y la potencia nominal del devanado primario. Las relaciones de los TC disponibles no permiten hacer la adecuada compensación para cualquier variación en la corriente secundaria de los TC, luego los transformadores de compensación pueden ser usados para contrarrestar el desplazamiento de fase al otro lado del transformador.

Los siguientes ejemplos muestran las conexiones de los TC, el cálculo de sus relaciones de transformación y la conexión de los relevadores diferenciales aplicados a los esquemas de protección de transformadores.

Ejemplo 7.1.

Protección diferencial para transformador Yd_1.

Considerar un transformador de 30 MVA, 11.5/69 kV, Yd_1 como se muestra en el diagrama unifilar de la figura 7.7.

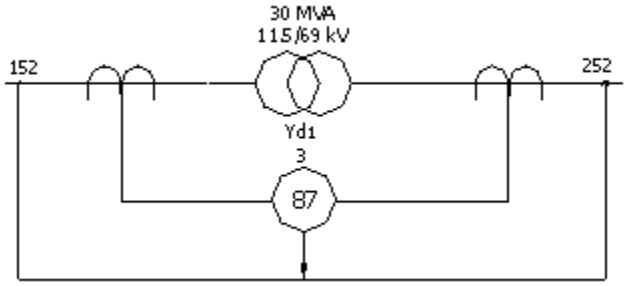


FIGURA 7.7 Diagrama unifilar para el ejemplo 7.1.

Detreminar la relación de transformación y las conexiones de los TC requeridos para arreglar los relevadores diferenciales. TC con relaciones desde 50/5 hasta 250/5 y en pasos de 100/5 después, pueden usarse. Utilizar relevadores con una característica de porcentaje variable. Las derivaciones de corriente disponibles son: 5.0-5.0, 5.0-5.5, 5.0-6.0, 5.0-6.6, 5.0-7.3, 5.0-8.0, 5.0-9.0 y 5.0-10.0 A.

Solución.

La figura 7.8 muestra el esquema completo de la conexión trifásica. Las corrientes en los devanados y en las líneas son indicadas y se muestra que las corrientes de restricción en los lados estrella y delta del relevador están en fase.

Para un transformador de 30 MVA las corrientes de carga son:

$$I_{carga}\,(69\text{ kV}) = \frac{30\text{ MVA}}{\sqrt{3}\cdot\ 69\text{ kV}} = 251.0\ \text{A}..$$

$$I_{carga}\,(11.5\text{ kV}) = \frac{30\text{ MVA}}{\sqrt{3}\cdot\ 11.5\text{ kV}} = 1506.13\ \text{A}..$$

Para incrementar la sensibilidad, la relación del TC a 11.5 kV es seleccionada tan cerca como sea posible a la corriente máxima de carga y, por lo tanto, la relación del TC a 11.5 kV es 1500/5. Cuando se calcula la otra relación del TC se debe obtener un balance de corrientes, o sea: $1506.13\cdot\ (5/1500)\cdot\ \sqrt{3} = 251\cdot\ 5/X\ \ \text{A}\rightarrow X = 144$ .Esto sugiere una relación para el TC de 150/5. Sinembargo, teniendo en cuenta el hecho de que el relevador diferencial tiene muchos taps, no es necesario tener exactamente los mismos valores de corriente en sus terminales y por tanto, se puede usar otra relación para el TC.

En este caso, se prefiere un valor que se aproxime a la corriente nominal y se selecciona la relación 250/5. Finalmente, esta realción es comprobada para ver si es compatible con las derivaciones que están disponibles en el relevador.

Con las dos relaciones seleccionadas en esta forma, las corrientes en los devanados del relevador para condiciones nominales son:

$I_{relevador}$ a 69 kV $= 251 \cdot (5/250) = 5.02$ A .

$I_{relevador}$ a 11.5 kV $= 1506.13 \cdot (5/1500) \cdot \sqrt{3} = 8.69$ A .

Por lo tanto se selecciona un rango de derivación de 5-9 A.

Ejemplo 7.2.

Protección diferencial para transformador Dy1.

Para el transformador mostrado en la figura 7.9, determinar las relaciones de transformación y las conexiones requeridas por los transformadores de compensación. Utilizar relevadores diferenciales del mismo tipo usados en el ejemplo 7.1. Dibujar el esquema completo para las conexiones trifásicas e identificar las corrientes en cada uno de los elementos.

Solución.

Conociendo el grupo vectorial del transformador, es posible determinar las conexiones de los devanados. Una vez obtenido esto, el diagrama esquematico completo de las conexiones se puede dibujar, indicando como circulan las corrientes para chequear el correcto funcionamiento del relevador diferencial. El esquema completo se muestra en la figura 7.10.

Las corrientes de carga son:

$$I_{carga}\,(13.2\text{ kV}) = \frac{12.5\text{ MVA}}{\sqrt{3}\cdot 13.2\text{ kV}} = 546.7\text{ A.}.$$

$$I_{carga}\,(115\text{ kV}) = \frac{12.5\text{ MVA}}{\sqrt{3}\cdot 115\text{ kV}} = 62.75\text{ A.}$$

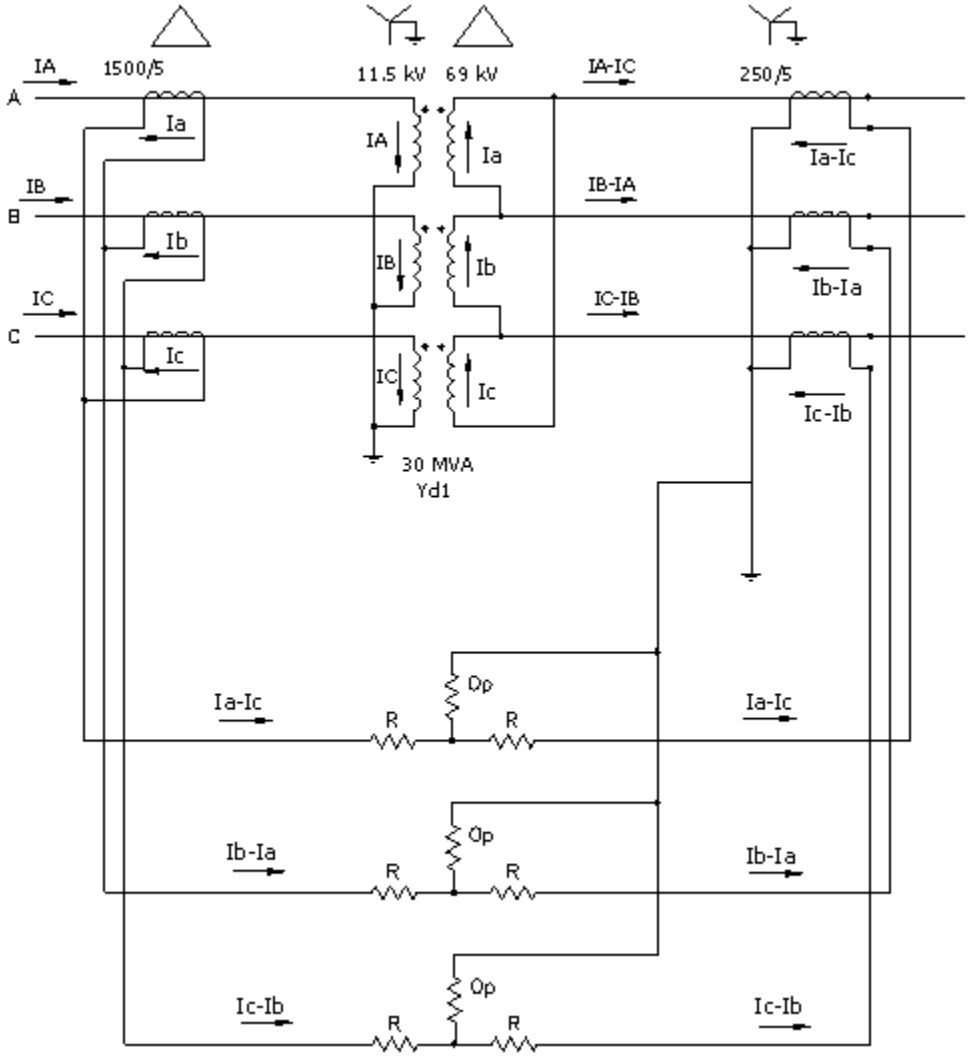


FIGURA 7.8 **Protección diferencial de un transformador** Yd_1 (diagrama de conexión trifásica para el ejemplo 7.1)

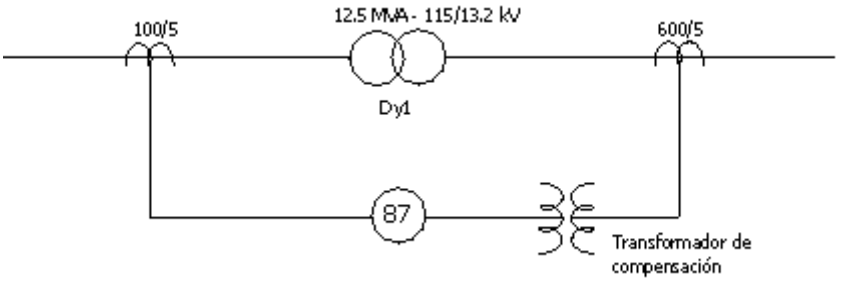


FIGURA 7.9 Diagrama unifilar del ejemplo 7.2.

Para seleccionar la relación de los transformadores de compensación es necesario obtener un balance correcto de corrientes, teniendo en cuenta la conexión delta en uno de los lados. O sea:

$$62.75 \text{ A} \cdot (5/100) = 546.7 \text{ A} \cdot (5/600) \cdot (1/a) \cdot \sqrt{3} \text{ lo que da } a = 2.51 .$$

Siembargo, se asume que este valor de a no está incluído en los relevadores disponibles comercialmente, pero el valor de $a = \sqrt{3}$ es un valor muy típico proporcionado para este tipo de relevador. Sobre esta base las corrientes de alimentación del relevador son:

$$I_{relevador} \ (115 \text{ kV}) = 62.75 \cdot (5/100) = 3.13 \text{ A} .$$
$$I_{relevador} \ (13.2 \text{ kV}) = 546.7 \cdot (5/600) \cdot (1/\sqrt{3}) = 4.55 \text{ A} .$$

Selección del Tap (derivación) de calibración:

$$\frac{4.55}{3.13} = \frac{X}{5} \rightarrow X = 7.26 \text{ A}$$

asi que para estas condiciones, el tap a seleccionarse es 5-7.3 A.

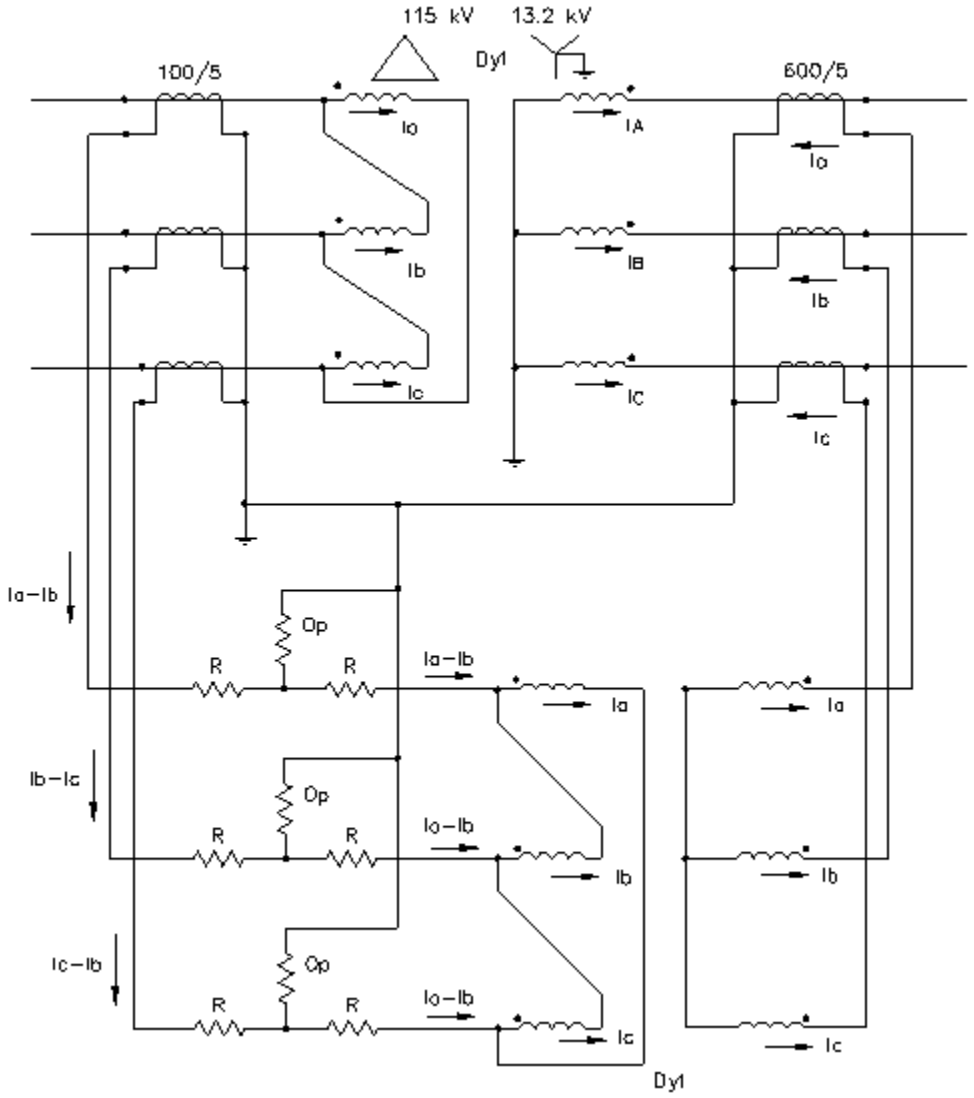


FIGURA 7.10 **Protección diferencial de un transformador Dy1 con transformador de compensación** (diagrama de conexión trifásica para el ejemplo 7.2)**.**

Ejemplo 7.3.

Protección diferencial de un transformador con devanado terciario y con transfomadores de compensación.

En el sistema de la figura 7.11, dada la potencia nominal y la relación de voltaje del transformador de potencia y las realciones de los TC, determinar las relaciones de transformación y las conexiones de los transformadores de compensación requeridos para calibrar los relevadores diferenciales, los cuales no están provistos con taps. Realizar el esquema completo de conexión trifásica e identificar las corrientes de cada uno de los elementos.

Solución.

El diagrama trifásico de conexiones está dado en la figura 7.12; las conexiones de los devanados del transformador de potencia pueden obtenerse del grupo vectorial. Si los relevadores diferenciales están conectados en le lado Y, el transfomador de compensación número 2 debera conectarse en Yd5 para compensar la diferencia trifásica entre las corrientes primaria y secundaria. No es necesaria la compensación de fase entre el primario y el devanado terciario y la conexión Yy0 para el transformador de compensación 1 es por lo tanto, el arreglo más apropiado. Debe notarse que el punto común de las bobinas de operación y los puntos neutros de los transformadores de compensación y los TC deben conectarse a un solo punto de tierra a fin de evitar la mala operación durante fallas externas. Si se usan muchos puntos de tierra, las corrientes circulantes se pueden inducir durante las fallas externas causando que los relevadores se pongan en marcha inadvertidamente.

Cuando se determinan las relaciones de los transformadores de compensación, los cálculos que involucran los devanados primario y secundario deben ser realizados sobre la base de que el transformador principal tenga solo dos devanados sin corriente circulante en el terciario. Los cálculos que involucran los devanados primario y terciario deben tratarse en forma similar. Este método asegura que una selección correcta es hecha la cual cubrirá cualquier falla o corriente de carga.

Considerando las corrientes en los lados primario y secundario:

$$I_{relevador}\ (115\ \text{kV}) = \left[\frac{25\ \text{MVA}}{\sqrt{3}\cdot\ 115\ \text{kV}}\right]\cdot\ \frac{5}{150} = 125.51\cdot\ \frac{5}{150} = 4.18\ \text{A}\,.$$

La corriente en el relevador asociado con el lado de 115 kV deberá ser igual a 4.18 A, tal que:

$$I_{relevador}\ (34.5\ \text{kV}) = 4.18\ \text{A} = \frac{25\ \text{MVA}}{\sqrt{3}\cdot\ 34.5\ \text{kV}}\cdot\ \frac{5}{500}\cdot\ \frac{1}{\sqrt{3}}\cdot\ \frac{1}{a_2}\,,\ \text{por lo que}\ a_2 = 0.578\,.$$

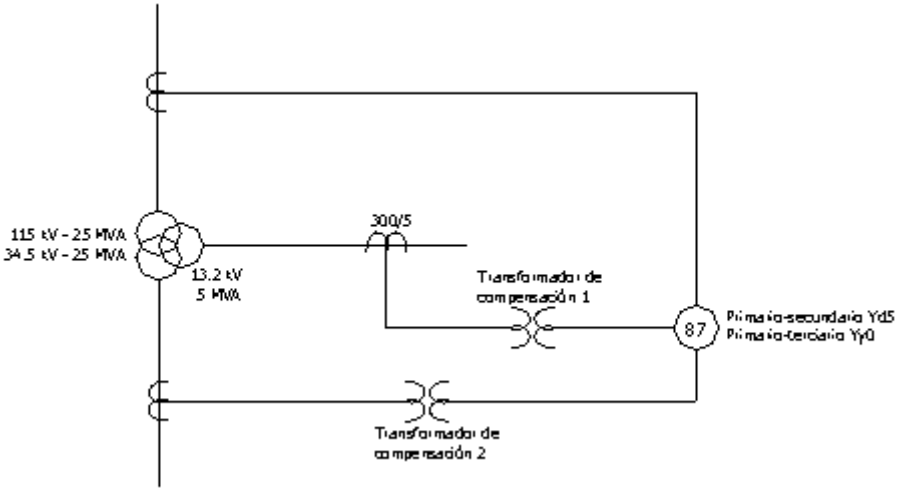


FIGURA 7.11 **Diagrama unifilar para el ejemplo 7.3.**

La relación de transformación del compensador 2 es por lo tanto de 1/0.578 = 1.73, la condición de que el lado delta tiene el más alto número de espiras.

La corriente en el relevador para el lado de 13.2 kV es calculada asumiendo que la potencia del devanado terciario es igual a la del devanado primario, obteniendo así un correcto balance de magnitudes. Esta conexión es equivalente a coger el primario y el terciario y tratarlos como a un transformador con dos devanados de tal manera que:

$$I_{relevador}\ (13.2\ \text{kV}) = \frac{25\ \text{MVA}}{\sqrt{3}\cdot\ 13.2\ \text{kV}} \cdot \frac{5}{300} \cdot \frac{1}{a_1}\text{, por lo que } a_1 = 4.36\,.$$

Con este ajuste, se puede mostrar que para cualquier distribución de carga, la corriente de restricción primaria es igual a la suma de las corrientes de restricción secundaria y terciaria.

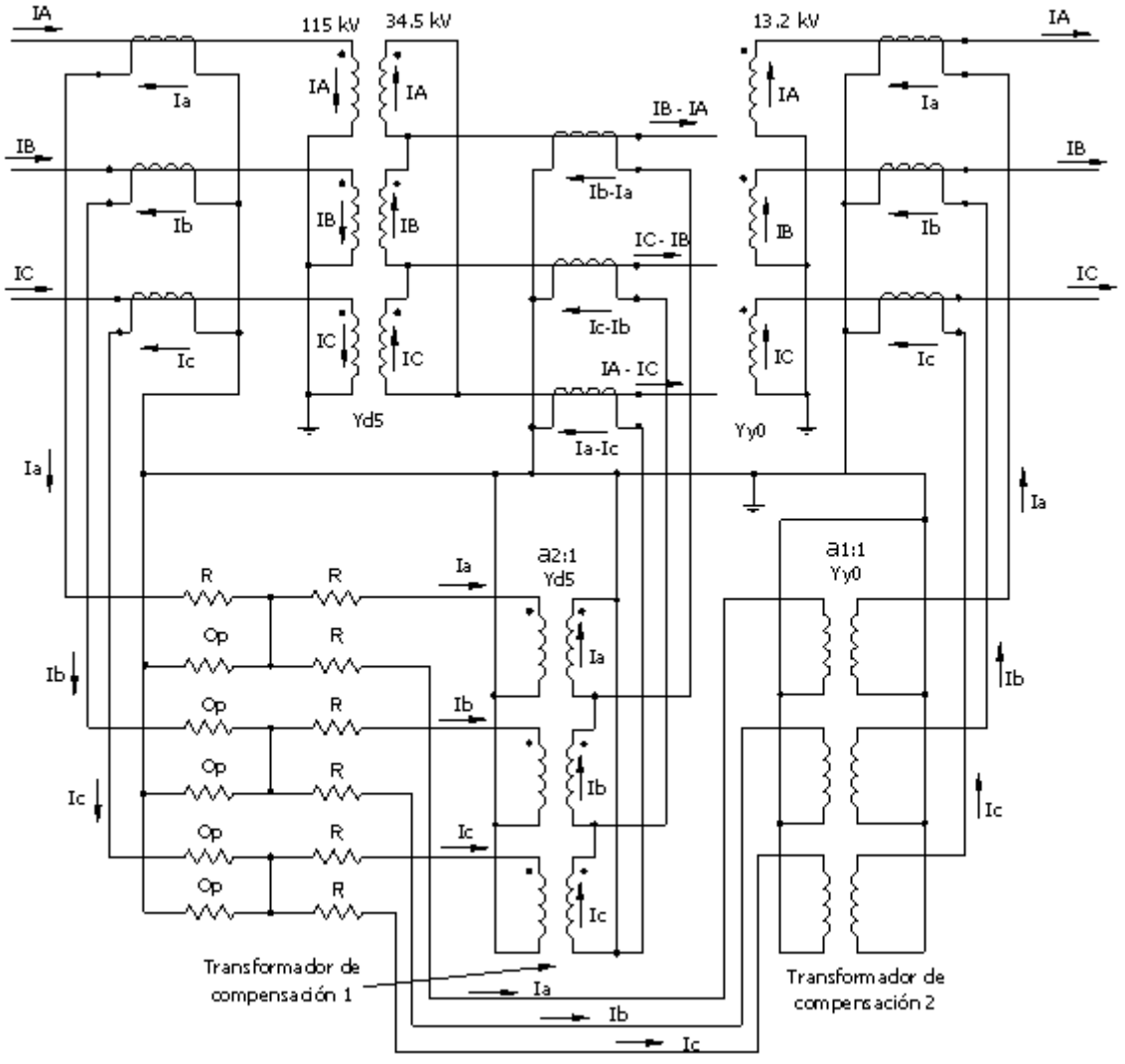


FIGURA 7.12 Protección diferencial de un transformador con devanado terciario con transformadores de compensación (diagrama de conexión trifásica para el ejemplo 7.3)**.**

Ejemplo 7.4.

Protección diferencial de un transformador tridevanado sin transformadores de compensación.

La figura 7.13 muestra las conexiones para la protección diferencial del transformador tridevanado Y-Δ-Y sin transformadores de compensación.

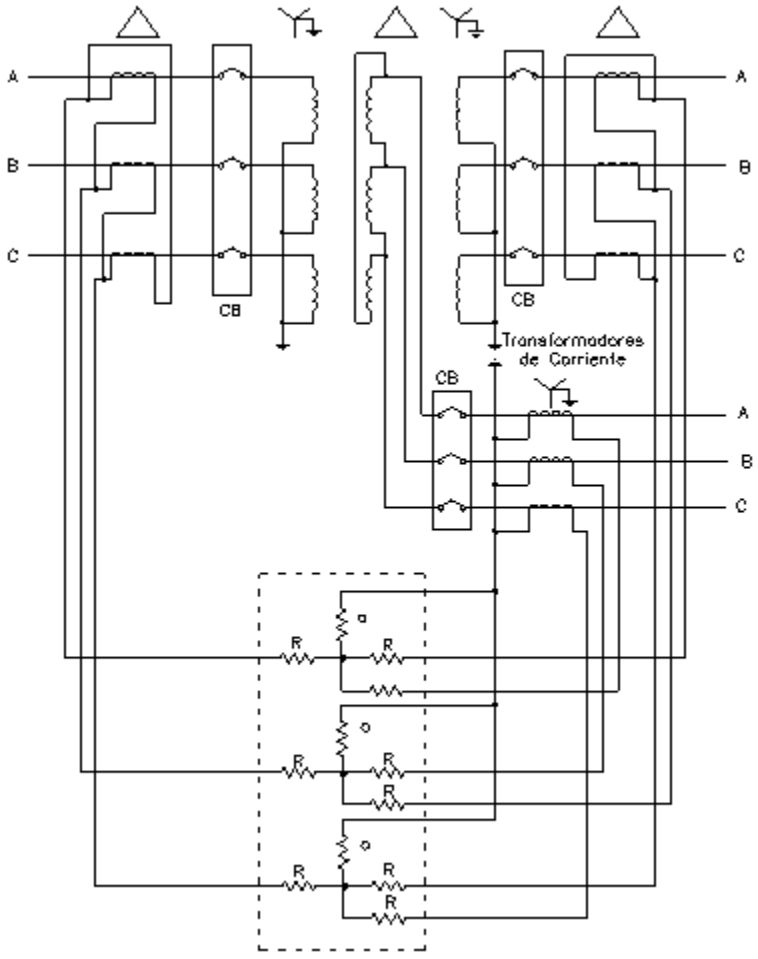


FIGURA 7.13 Protección diferencial para un transformador tridevanado.

Ejemplo 7.5.

Considerar un transformador de 15 MVA, 33/11 kV, conexión Δ Y. Este transformador tiene aplicada una protección diferencial con TC cuyas relaciones se indican en la figura 7.14. Calcular las corrientes a plena carga de los relevadores y encontrar la corriente mínima del ajuste del relevador para permitir una sobrecarga del 125%.

Solución.

La corriente de línea en el primario es:

$$I_P = \frac{15 \cdot 10^6}{\sqrt{3}(33 \cdot 10^3)} = 262.43\ A$$

La corriente de línea en el secundario es:

$$I_S = \frac{15 \cdot 10^6}{\sqrt{3}(11 \cdot 10^3)} = 787.3\ A$$

La corriente del TC en el lado primario es:

$$i_P = 262,43\left(\frac{5}{300}\right) = 4.37\ A\ .$$

La corriente del TC en el lado secundario es:

$$i_S = 787.3\left(\frac{5}{2000}\right)\sqrt{3} = 3.41\ A$$

Se multiplica por $\sqrt{3}$ para obtener los valores en el lado de línea de los TC conectados en Δ.

la corriente del relevador en carga normal es:

$$i_r = i_P - i_S = 4.37 - 3.41 = 0.96\ A$$

Con una sobrecarga del 125% el ajuste del relevador debe ser:

$$I_r = 1.25(0.9648) = 1.2\ A$$

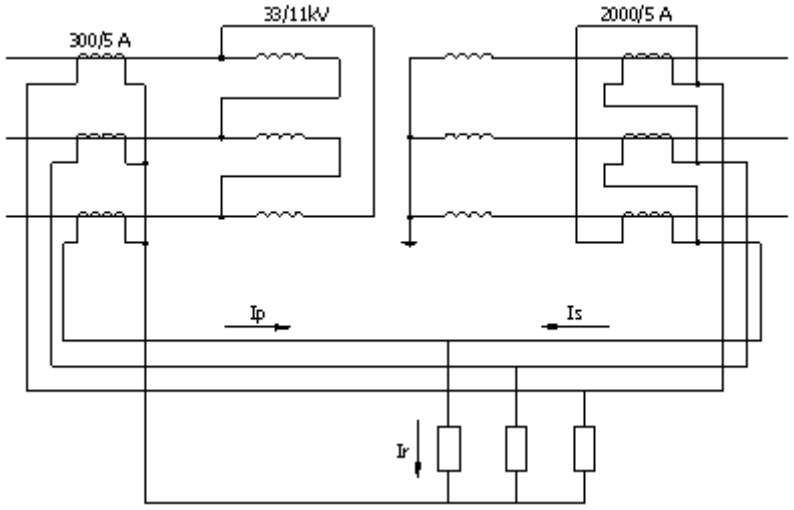


FIGURA 7.14 Conexión de la protección diferencial para el transformador del ejemplo 7.5.

7.5.3 *Porcentaje de devanado protegido por el relevador diferencial durante una falla a tierra.*

Aunque la protección diferencial es muy confiable para proteger transformadores de potencia, los devanados no siempre están totalmente protegidos, especialmente en el caso de fallas monofásicas. Considérese el caso de un transformador delta-estrella que se muestra en la figura 7.15 a), en el cual el devanado en estrella ha sido aterrizado mediante un resistor. Asúmase que una falla interna a tierra ocurre en el punto F a una distancia X del punto neutro, involucrando X% espiras y que el resistor ha sido ajustado tal que la corriente nominal I_{nom} fluirá hacia la falla en los terminales (con un voltaje pleno línea-neutro aplicado entre fase y tierra). El número de espiras es N_p y N_s respectivamente.

La corriente secundaria para una falla en F es producida por el X% del voltaje línea-neutro. Por lo tanto, por relación directa, la corriente será XI_{nom}. Además, el número de espiras involucradas en la falla es XN_s. La distribución de corriente en el lado delta para una falla a tierra en el lado en estrella resulta en una corriente de línea I_L' igual a la corriente de fase.

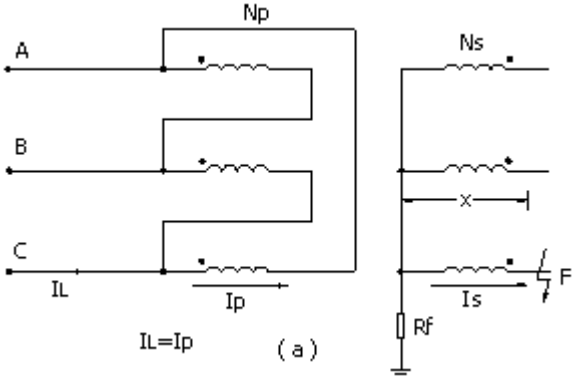
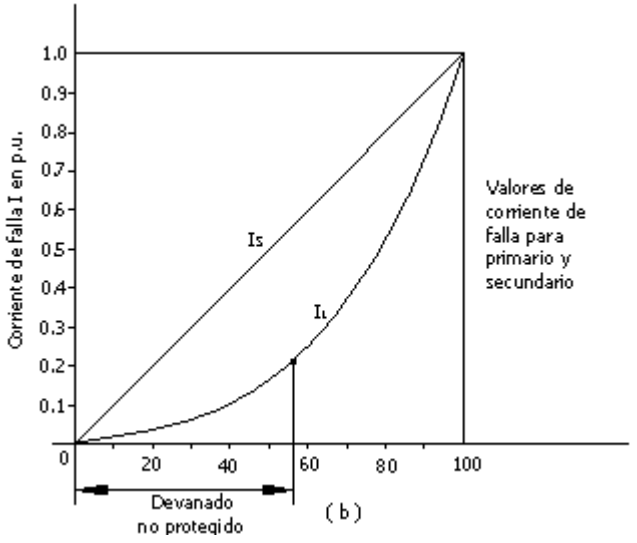


Diagrama de conexión.



Distancia X desde la falla al neutro (%).

FIGURA 7.15 Transformadores delta-estrella, la estrella puesta a tierra mediante resistor con una falla en el lado estrella.

Por lo tanto:

$$I_L' = XI_{nom} \cdot (XN_s/N_p) = X^2 I_{nom}(N_s/N_p)\,. \tag{7.1}$$

Bajo condiciones normales, la corriente de línea en el lado delta, I_L es:

$$I_L = \sqrt{3} I_{nom} \cdot (N_s/N_p) \tag{7.2}$$

Si el relevador diferencial se ajusta para operar al 20% de la corriente nominal de línea, para que el relevador opere, se debe aplicar: $I_L' \geq 0.2\, I_L$, entonces $X^2 I_{nom}(N_s/N_p) \geq 0.2 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{nom} \cdot (N_s/N_p)$ y $X^2 \geq 0.2\,\sqrt{3}$ o sea $X \geq 59\%$.

Por lo tanto, el 59% del devanado secundario permanecerá desprotegido. Debe notarse que para proteger el 80% del devanado $(X \geq 0.2)$ se requiere un ajuste efectivo del relevador del 2.3% de la corriente nominal primaria. Este nivel de ajuste puede ser muy difícil de obtener con ciertos tipos de relevadores diferenciales.

La figura 7.15 b) ilustra las corrientes primaria y secundaria típicas para transformadores delta-estrella, donde el devanado secundario en estrella es aterrizado mediante un resistor, y también se muestra el efecto de la localización de la falla a lo largo del devanado estrella sobre la puesta en marcha de los relevadores diferenciales.

7.5.4 *Determinación de la pendiente.*

El ajuste de la pendiente de los relevadores diferenciales es realizado con la seguridad de que no operará mal a causa de las diferencias en las corrientes en los devanados de restricción debido a las relaciones de transformación de los TC y a la operación de los cambiadores de taps bajo condiciones de carga. Para determinar la pendiente, los torques de restricción y de operación son calculados sobre las bases de las corrientes y el número de espiras en las bobinas respectivas como se propone enseguida.

$$T_{\text{restricción}} = I_1\, N_{R1} + I_2\, N_{R2} \tag{7.3}$$

$$T_{\text{operación}} = |I_1 - I_2|\, \mathrm{N}_{op} \tag{7.4}$$

donde:

I_1, I_2 = Corrientes en los secundarios de los TC.

$N_{R1} = N_{R2}$ = Número de espiras en las bobinas de restricción.

Para que el relevador opere, $T_{\text{operación}} > T_{\text{restricción}}$ o sea

$$|I_1 - I_2| N_{\text{operación}} > I_1 N_{R1} + I_2 N_R \tag{7.5}$$

Si $N_{R1} = N_{R2} = N_R/2$, esto luego da: $T_{\text{restricción}} = (I_1 + I_2)(N_R/2)$ **(7.6)**

Para que el relevador opere, la pendiente es:

$$m = \frac{N_{\text{restricción}}}{N_{\text{operación}}} \leq \frac{|I_1 - I_2|}{0.5\ |I_1 + I_2|} \tag{7.7}$$

7.5.5 *Distribución de la corriente de falla en transformadores de potencia.*

Cuando se considera la operación de la protección diferencial es importante tener en cuenta la distribución de la corriente de falla en todos los devanados para asegurar que los ajustes que han sido seleccionados tienen una sensibilidad conveniente. Este es particularmente crítico para fallas monofásicas en transformadores que están aterrizados mediante una impedancia. Los siguientes ejemplos ilustran el procedimiento.

Ejemplo 7.6.

Un transformador de 25 MVA, conexión Dy1 tiene una protección diferencial como se indica en la figura 7.16. El transformador está conectado a un sistema radial con la fuente en el lado de 115 kV. La corriente mínima de operación de los relevadores es 1 A. El devanado de 13.2 kV del transformador es aterrizado mediante un resistor, el cual es ajustado de tal manera que la corriente para una falla monofásica en los terminales secundarios es igual a la corriente nominal de carga. Dibujar el diagrama trifásico completo e indicar sobre él los valores de corriente en todos los elementos para:

i. Condiciones de plena carga.
ii. Cuando ocurre una falla en el punto medio del devanado de la fase T, en el lado de 13.2 kV, asumiendo que el transformador no está cargado.

Para ambos casos indicar si hay alguna operación del relevador.

Solución.

i. *Condiciones de plena carga*.

Las condiciones de plena carga para la máxima carga del transformador son:

$$I_{nom}\ (13.2\ \text{kV}) = \frac{25 \cdot 10^6\ \text{VA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \cdot 10^3\ \text{V}} = 1093.47\ \text{A}.$$

$$I_{nom}\ (115\ \text{kV}) = \frac{25 \cdot 10^6\ \text{VA}}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3\ \text{V}} = 125.51\ \text{A}.$$

Se debe notar que, basado en las corrientes primarias dadas, la rotación de fase R-S-T es negativa (sentido horario). Por lo tanto, las corrientes respectivas en el secundario adelantan a las corrientes primarias por 30° para proporcionar el desplazamiento de fase requerido para el grupo vectorial Dy1 del transformador. La figura 7.16 muestra los valores de corriente a través de las conexiones HV y LV, y es claro que se presentan corrientes balanceadas en los relevadores diferenciales y por lo tanto, no se ponen en marcha como se esperaba.

ii. Falla en la mitad del devanado de la fase T en el lado de 13.2 kV.

Como el transformador es puesto a tierra mediante un resistor que limita la corriente para falla en los pasatapas de 13.2 kV del transformador al valor nominal del devanado, y puesto que la falla está en la mitad del devanado, la corriente de falla es luego igual a la mitad del valor nominal como sigue:

$$I_{falla} = \frac{I_{nom}\ (13.2\ \text{kV})}{2} = \frac{1093.47}{2} = 546.74\ \text{A}.$$

La corriente primaria dentro del devanado delta es:

$I_{prim} = I_{falla}\dfrac{(N_2/2)}{N_1}$, puesto que $\dfrac{N_2}{N_1} = \dfrac{V_2}{\sqrt{3}V_1}$ luego:

$$I_{prim} = I_{falla}\frac{V_2}{2\sqrt{3}V_1} = 546.47 \cdot \frac{13.2}{2\sqrt{3} \cdot 115} = 18.12\ \text{A}.$$

La figura 7.17 muestra los valores de corriente a través de las conexiones HV y LV, de la cual se puede ver que, para este caso, los relevadores diferenciales tampoco operan puesto que la corriente a través de sus bobinas de operación es solo de 0.6 A que es menor de 1 A requerido para la operación del relevador.

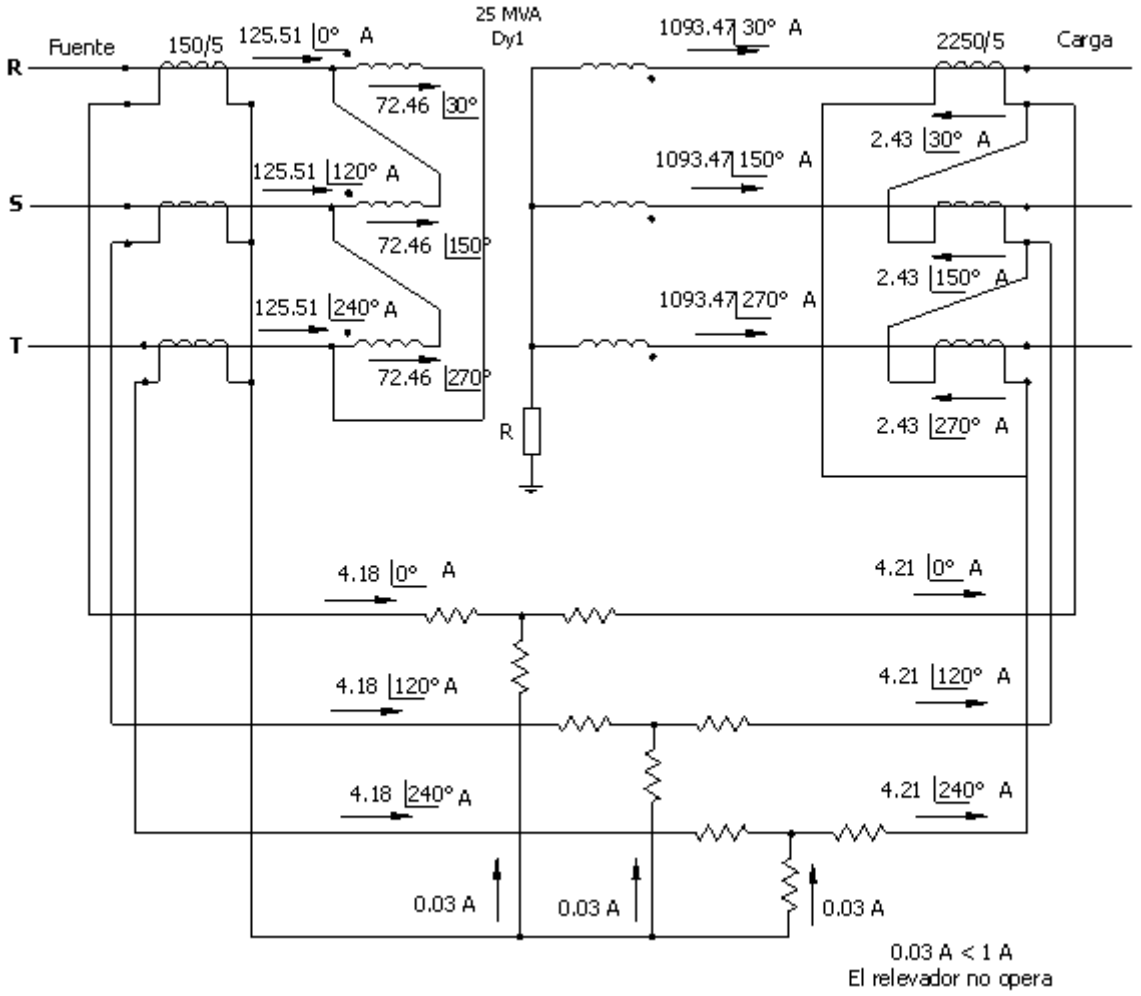


FIGURA 7.16 **Diagrama de conexión trifásica para el ejemplo 7.6.**

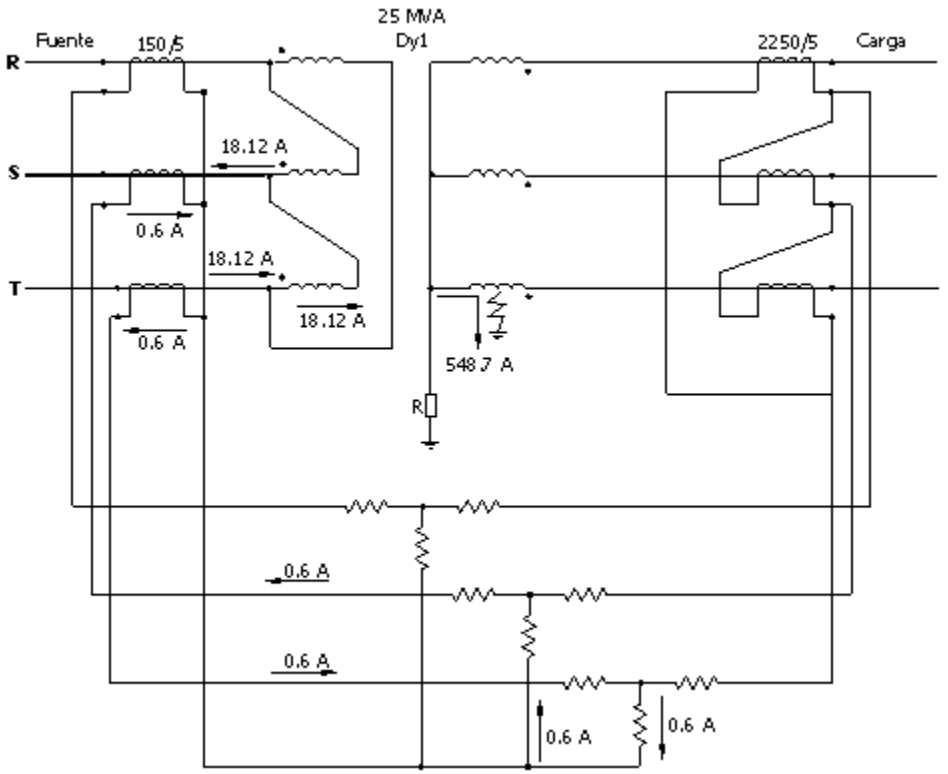


FIGURA 7.17 **Condiciones para uan falla en la mitad del devanado fase T en el lado 13.2 kV** (ejemplo 7.6)**.**

7.6 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA AUTOTRANSFORMADORES.*

Para autotransformadores se utiliza el relevador diferencial, auque en algunos casos es más usado el sistema de corriente circulante que se basa en la aplicación de la leyes de Kirchhoff a una malla y sugiere que la suma de las corrientes que fluyen en todas las conexiones externas a la malla es cero. Todos los TC deben tener la misma relación de transformación. Se pueden utilizar varios esquemas de conexión; a manera de ejemplo se muestran dos esquemas en la figura 7.18.

7.7 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA (Método de corriente circulante)*

Empleada para prevenir las operaciones erradas de los relevadores diferenciales debidas a la posible saturación de los TC para fallas externas al transformador. Este arreglo hace posible que las falsas corrientes producidas por la saturación de un TC, tiendan a circular por las bobinas de los TC y no por el relevador, puesto que la impedancia del relevador es mucho mayor que la de las bobinas de los TC. La figura 7.19 muestra las conexiones básicas de la protección diferencial de alta impedancia.

Tiene un comportamiento estable para fallas externas a la zona protegida puesto que la tensión que aparece en los terminales del relevador es casi cero. En fallas internas se desarrollan altas tensiones que aparecen en los terminales del relevador y lo hacen operar. La figura 7.20 muestra el diagrama de alambrado de la protección diferencial para un tarnsformador Y-Δ.

La protección diferencial de alta impedancia exige las siguientes condiciones especiales para su máxima seguridad en la operación:

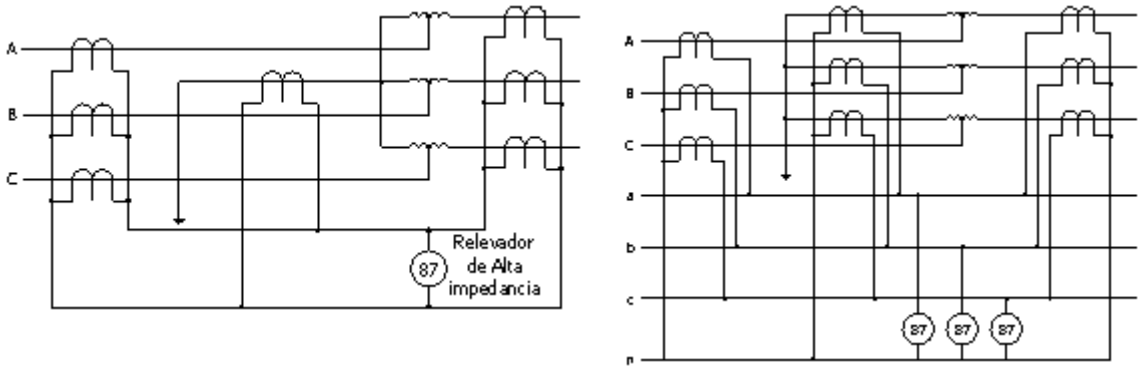
- Todos los TC deben tener la misma relación de transformación, y en lo posible la resistencia secundaria muy similar.
- La resistencia de todo el cableado secundario debe ser lo más baja posible.

7.8 *PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE PUESTA A TIERRA*.

Existen dos tipos de transformadores de puesta a tierra: El transformador delta-estrella y el transformador Zig-Zag. El neutro de cualquiera de estos tipos puede ponerse a tierra a través de una impedancia limitadora de corriente. Se supone que ni la carga ni la fuente de generación están conectadas al devanado delta del transformador delta-estrella y que el transformador Zig-Zag no tiene otro devanado conectado a la carga o a la fuente de generación.

El transformador de puesta a tierra se utiliza para dar camino a todas las corrientes de secuencia cero en sistemas no aterrizados. Para protegerlos, se utilizan relevadores de sobrecorriente (51). la conexión de los TC que alimentan los relevadores se realiza en delta para atrapar allí las corrientes de secuencia cero que circulan en condiciones normales.

El punto de unión debe estar lo más cercano posible de los TC y equidistante de todos ellos.



a) Esquema para fallas a tierra.

b) Esquema para fallas entre fases y a tierra.

FIGURA 7.18 Protección diferencial para autotransformadores sin restricción (bias).

Este tipo de protección para autotransformadores presenta las ventajas y desventajas que se describen a continuación:

Ventajas	*Desventajas*
Sencillez del relevador usado.	No responde a fallas entre espiras.
Gran sensibilidad.	No responde a fallas en el devanado terciario. Sin embargo el terciario se protege colocándolo a tierra a través de un TC de un extremo de la conexión Δ o usando transformadores Zig-Zag de puesta a tierra junto con relevadores de sobrecorriente
Alta velocidad.	
Inmune a corrientes inrush.	
No es afectado por el cambio de relación de transformación debido a los cambiadores de tap's.	

La figura 7.21 muestra la forma recomendada para proteger cualquier tipo de banco.

En las fallas a tierra externas, solo fluyen las corrientes de secuencia cero a través de los primarios de los TC conectados en delta. Por lo tanto, la corriente solo fluirá en el relevador de sobrecorriente de respaldo contra falla externa y su acción retardada deberá ser bastante larga para ser selectiva con otros relevadores que funcionarán en fallas externas. Los otros tres relevadores proporcionarán protección contra cortocircuitos en el lado de los TC del transformador de puesta a tierra. Estos relevadores pueden ser sensibles y completamente rápidos, porque solo fluirá corriente cuando ocurran cortocircuitos que requieren el disparo, excepto para la corriente magnetizante. La puesta en marcha de los relevadores de sobrecorriente debraá ser 25% a 50% de la corriente de capacidad continua del transformador de puesta a tierra, y la corriente primaria de los TC deberá estar alrededor de la corriente de capacidad continua del transformador de potencia.

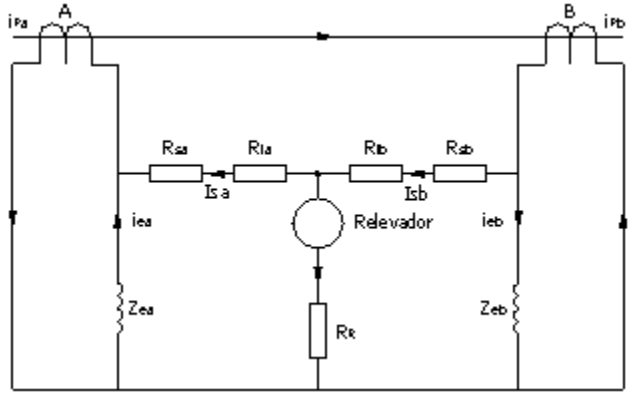


FIGURA 7.19 **Conexiones de la protección diferencial de alta impedancia.**

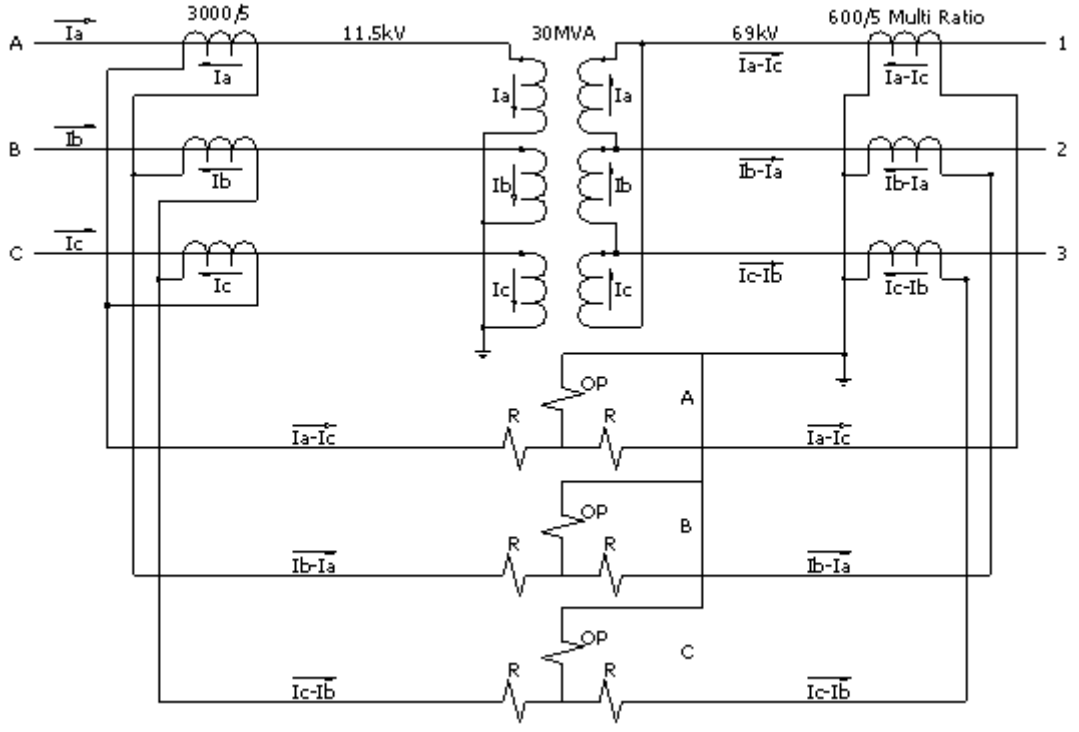


FIGURA 7.20 **Diagrama de alambradode la protección diferencial para un transformador Y-Δ.**

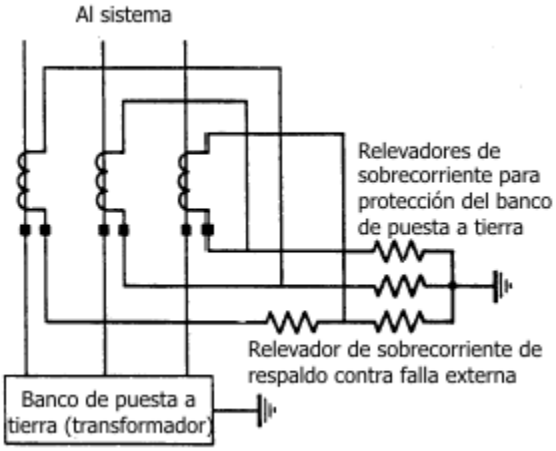


FIGURA 7.21 **Protección del banco de puesta a tierra.**

7.9 *LA PROTECCIÓN BUCHHOLZ.*

Se emplea en la protección de transformadores de potencia que tienen tanque conservador. Esta protección opera contra fallas internas con gran rápidez en el caso de ser severas, es muy sensible a fallas incipientes que tienen inicialmente un deprendimiento de gas. estos relevadores actúan como trampas de gases entre el tanque principal y el tanque conservador y detectan el flujo inverso de aceite. La figura 7.22 muestra la ubicación del relevador Buchholz.

El relevador se compone de uno o dos flotadores colocados sobre un pivote metálico y encerrados en un pequeño recipiente hermético colocado en la tubería que conduce el gas desde el tanque principal hasta el tanque conservador. Cada flotador dispone de un interruptor de mercurio para detectar cambios en su posición. Los detalles constructivos se muestran en la figura 7.23.

El relevador es sensible a la aparición y movimiento de los gases que se desprenden de los aislamientos cuando hay ruptura de estos debido a los esfuerzos eléctricos y a la aparición del arco. La descomposición del dieléctrico produce gases tales como hidrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos livianos. Dichos gases son expulsados lentamente cuando hay fallas menores (el relevador da una alarma) y rápidamente cuando hay fallas con arcos más severos (el relevador da la señal de disparo) a los interruptores de baja y alta tensión.

Los relevadores Buchholz detectan los siguientes tipos de falla:

1. Puntos calientes en el núcleo producidos por cortocircuitos en el aislamiento de las láminas.
2. Fallas en el aislamiento de los tornillos del núcleo.
3. Fallas entre espiras.
4. Fallas entre devanados (ya sea entre fases o a tierra).
5. Uniones o juntas defectuosas.
6. Pérdidas de aceite por fugas en la cuba.
7. Fallas severas a tierra.

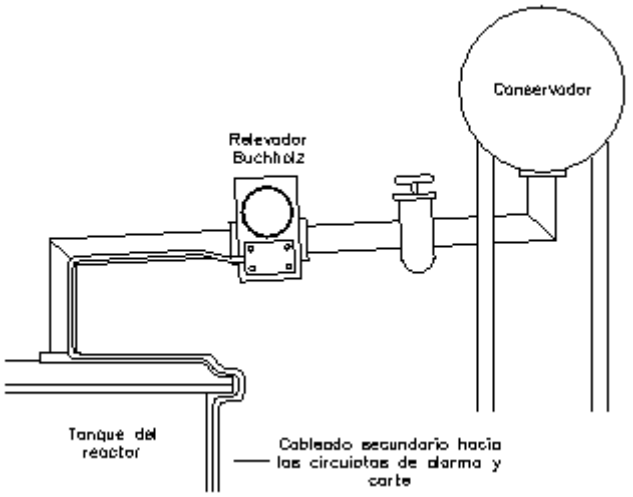


FIGURA 7.22 Ubicación del relevador Buchholz.

Normalmente los tiempos de enganche de estos relevadores fluctúan entre 0.05 y 0.1 s. Se puede considerar el elemento más útil en la protección de transformadores.

El mecanismo de operación se resume así: Al producir gases por la ruptura lenta del aislamiento, suben a través del aceite y se acumulan en el tanque conservador, el nivel de aceite baja y los flotadores del relevador también bajan y operan el interruptor de mercurio para sonar una alarma. Si la falla es muy severa (como falla entre devanados), el arco produce gas con alta velocidad de escape que al pasar por el relevador acciona el mecanismo causando disparo mediante el cierre de los contactos sujetos a este.

En condiciones normales el recipiente del relevador está lleno de aceite manteniendo los flotadores arriba y los contactos abiertos. La actuación del relevador Buchholz debe ser considerada un incidente importante y en consecuencia actuar con celeridad antes de que se produzcan daños irreparables. El análisis de la composición de los gases indicará el origen y orientará las actuaciones posteriores. Para que la toma sea representativa conviene que el transformador se halle en servicio, adoptando las necesarias medidas de seguridad y conservando las distancias a las partes activas. El procedimiento, que se proporciona, está resumido en la norma CEI 60567. La muestra es analizada en un cromatógrafo de gases. En la figura 7.24 se observa un detalle de la toma de la muestra.

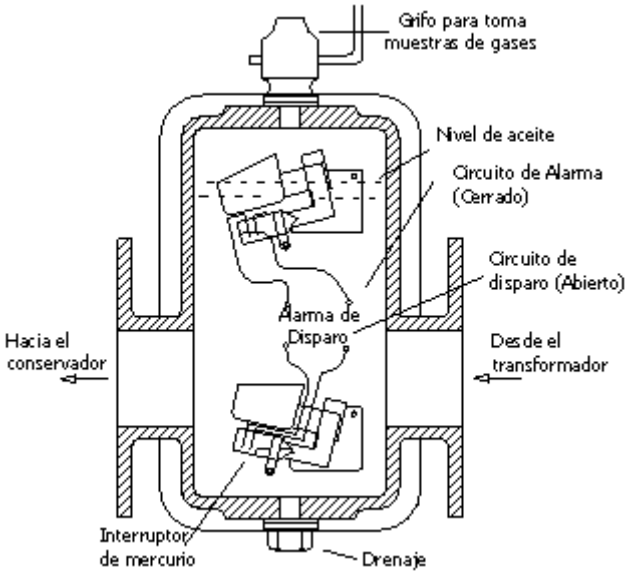


FIGURA 7.23 **Detalles constructivos del relevador Buchholz.**

FIGURA 7.24 **Toma de muestras de gases del relevador Buchholz**

7.10 *RELEVADOR DE PRESIÓN SÚBITA.*

Los relevadores de presión súbita (Sudden pressure relays) brindan un excelente ejemplo del dilema clásico de la confiabilidad contra la seguridad de las protecciones. Aunque para confiabilidad de fallas internas del transformador, los relevadores de presión únicamente han limitado su protección contra disparo para eventos externos.

Estos relevadores son dispositivos especializados de protección para detectar problemas del transformador (y también de reactores), detectando cambios súbitos en la presión del transformador o gas debidas a fallas internas. El relevador de presión súbita tiene una característica de tiempo inverso. Este opera más rápido para fallas severas, además puede ser usado en conjunto con otros tipos de transformadores de potencia o dispositivos de protección de reactores en derivación. Pueden ser usados en cualquier tipo de transformador.

Es posible medir los cambios con relevadores ubicados encima del nivel de aceite del transformador que detectan los cambios en la presión del gas. El relevador ubicado abajo del nivel de aceite mide un cambio en la presión del aceite. Todos los relevadores son diseñados calibrando de manera fina la presión con el fin de prevenir falsas operaciones.

Este relevador detecta algunos tipos de fallas que otros relevadores tales como los diferenciales y de sobrecorriente normalmente no pueden detectar. El relevador de presión súbita puede detectar fallas internas tales como las fallas entre devanados y tiene un tiempo de operación den 0.5 0 37 ciclos.

Los relevadores de presión súbita montados en tanque han estado propensos a fallas. Estos han operado erróneamente gran número de veces debido a la vibración producida por: terremotos, trenes y muchos otros eventos que no están relacionados con fallas. El relevador Buchholz es inmune a tales operaciones erróneas. En la figura 7.25 se muestran las partes constitutivas del relevador de presión súbita.

Las mejoras de diseño realizadas a los relevadores de presión súbita han reducido su tendencia a operar erróneamente por fallas a través de estos u otras vibraciones que producen este fenómeno. Los cambios han mejorado la seguridad de los relevadores de presión súbita pero no lo han eliminado totalmente. Algunas versiones de relevadores también tienen dos o más ajustes de sensitividad. La disminución de sensitividad hace al relevador más inmune a eventos externos. Es de gran importancia conectar apropiadamente el relevador al dipositivo auxiliar de disparo. Los contactos normalmente cerrados aislan la bobina auxiliar de diparo, mientras los contactos normalmente abiertos energizan la bobina de disparo. Este diseño reduce la posibilidad de disparo falso para el contacto de rebote. Se recomienda para unidades de mas de 5 MVA.

Es más sensible a fallas internas fuertes que el mismo relevador diferencial. Su tiempo de operación varía entre 0.5 y 37 ciclos dependiendo de la gravedad de la falla.

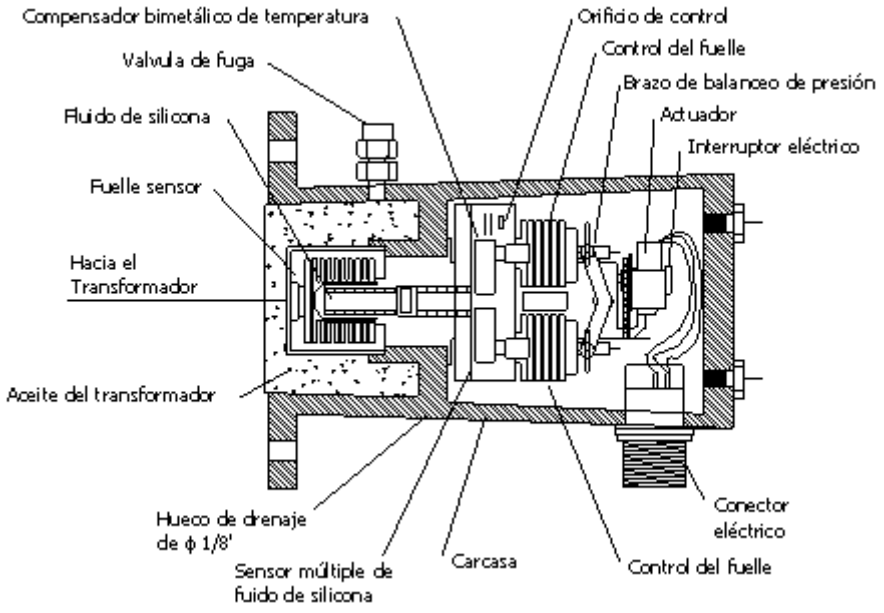


FIGURA 7.25 Relevador de presión súbita

El mantenimiento de transformadores equipados con este tipo de relevador, debe ser hecho con cuidado. La toma de muestras del aceite del transformador involucran algun riesgo de una falsa operación si no se siguen procedimientos apropiados. Se recomienda pruebas periódicas si es posible por el fabricante. Esto asegura la confiabilidad del circuito de disparo completo.

7.11 *PROTECCIÓN DEL TANQUE A TIERRA (Howard).*

Usada cuando el tanque del transformador está aislado de tierra. Se coloca un TC entre el tanque y la tierra conectando un relevador de sobrecorriente 50 o 51en el secundario del TC.

7.12 *ESQUEMAS UNIFILARES DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES.*

La protección del transformador debe tener en cuenta la potencia, el voltaje, el grupo vectorial y la importancia de la unidad dentro de un sitema particular. Dependiendo de estos factores, los transformadores pueden ser asignados a uno de los dos grupos siguientes:

7.12.1 *Transformadores MV/LV.*

La protección de estas unidades debe incluir protección de sobrecorriente para ambos devanados MV y LV, más dispositivos tales como protección de sobrepresión y protección térmica como se indica en la figura 7.26. Las relaciones para estos transformadores MV/LV en la subestación son: 33/11, 34.5/13.2 y 13.2/4.16 kV.

7.12.2 *Transformadores y autotransformadores HV/MV/LV.*

Además de las protecciones indicadas para los transformadores MV/LV, la protección para transformadores de este grupo debe incluir la protección diferencial por su confiabilidad y velocidad de operación. En este caso, mostrado en la figura 7.27 para el transformador tridevanado que requiere de una protección diferencial de tres terminales. El diagrama también incluye la protección diferencial de barra, la cual es usualmente instalada sobre transformadores grandes conectados a barras HV. Como el transformador tiene un devanado LV, la protección de sobrecorriente para este devanado ha sido incluida. Las relaciones típicas para transformadores HV/MV son: 132/33, 145/11, 132/11, 115/34.5 y 115/13.2 kV.

Es común usar autotransformadores donde existen grandes potencias y la relación de voltaje es de 2:1. Las relaciones típicas de los autotransformadores son 275/132 y 230/115 kV. Los esquemas de protección para autotransformadores son muy similares a aquellos vistos para transformadores HV/MV/LV ya que los autotransformadores pueden ser tratados como unidades tridevanadas para propósitos de protección. la protección para este tipo de transformador es esncialmente la misma anterior teniendo en cuenta las modificaciones a las conexiones del relevador de sobrecorriente y se muestra en la figura 7.28.

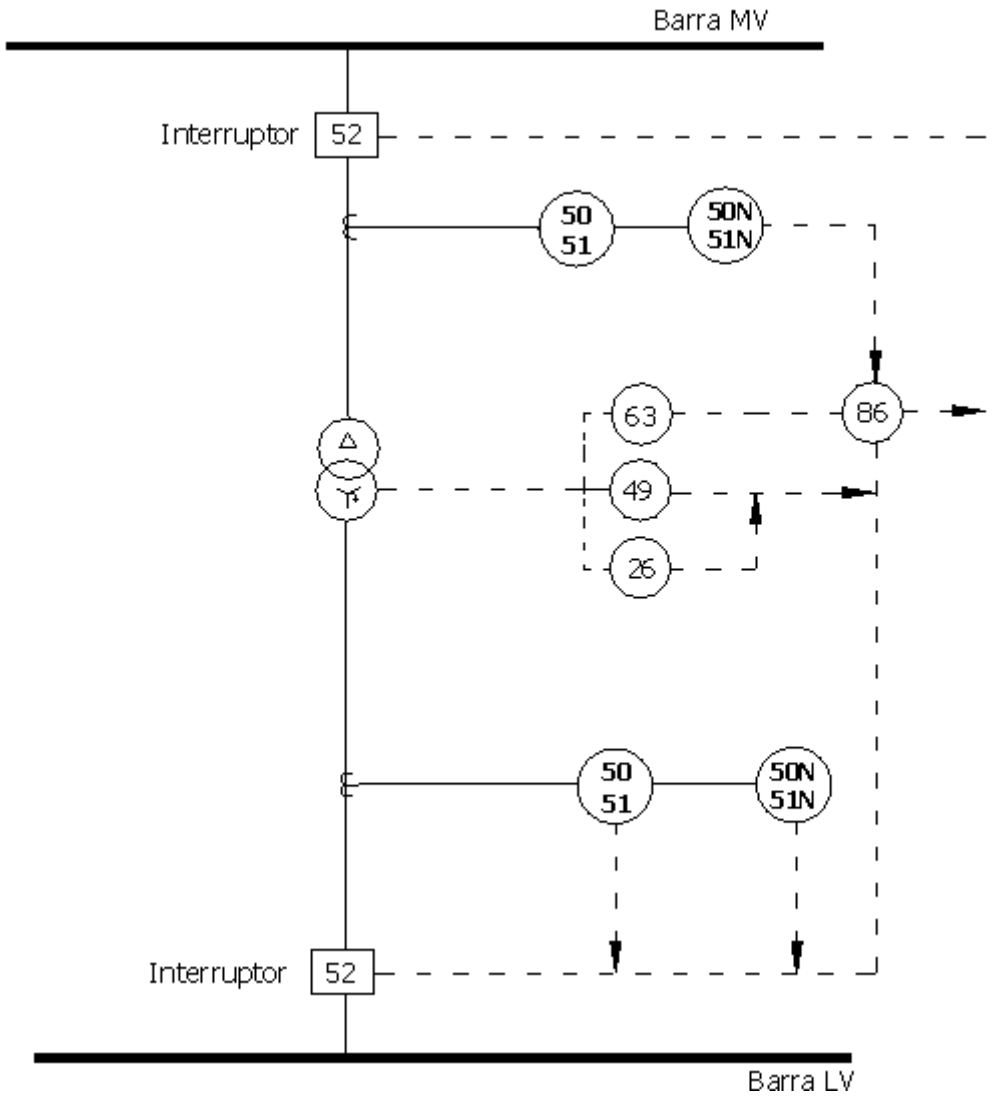


FIGURA 7.26 **Esquemja de protección para transformadores MV/LV.**

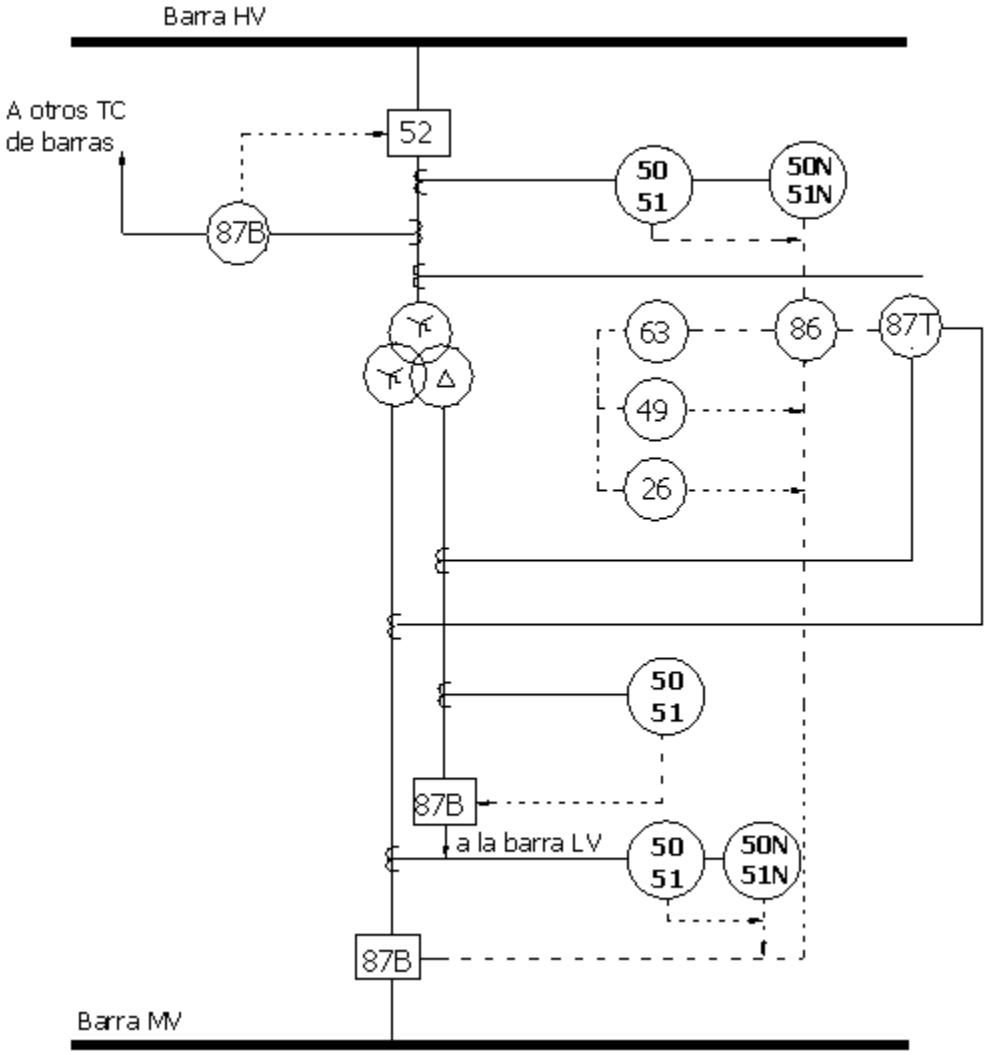


FIGURA 7.27 **Esquema de protección para transformadores HV/MV/LV.**

CAPITULO 8

Protección de Barras

8.1 *INTRODUCCIÓN.*

Aunque la protección de barras colectoras para las nuevas instalaciones son hoy un simple problema de aplicación, en el pasado no fué tan sencillo. Una barra colectora no tiene características de falla peculiares y esta se presta facilmente a la protección diferencial de corriente si sus TC fueran adecuados. En tiempos pasados se empleo la protección por medio de relevadores de respaldo, también se uso la barra colectora para fallas y la protección por comparación direccional.

Las barras son un enlace esencial en el sistema de potencia, y los cortocircuitos en su zona tienen que ser interrumpidos en el tiempo más corto posible.

8.2 *PROTECCIÓN CON RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADOS.*

En los sistemas de distribución (6-20kV) alimentados mediante transformadores, los relevadores de sobrecorriente temporizados proporcionan un fácil mecanismo de protección. Los relevadores interrumpen la alimentación a la barra si uno o más fuentes de alimentación (pero no alimentadores) están conduciendo una corriente de falla como se muestra en la figura 8.1. Los relevadores direccionales de potencia son usados en el lado de alimentación del transformador para responder a una falla en las barras.

La protección de barras colectoras con relevadores de sobrecorriente temporizados ha entrado en desuso pues existen hoy varias modalidades de protección diferencial que se están utilizando con éxito en subestaciones de distribución por ser mucho más veloces y confiables.

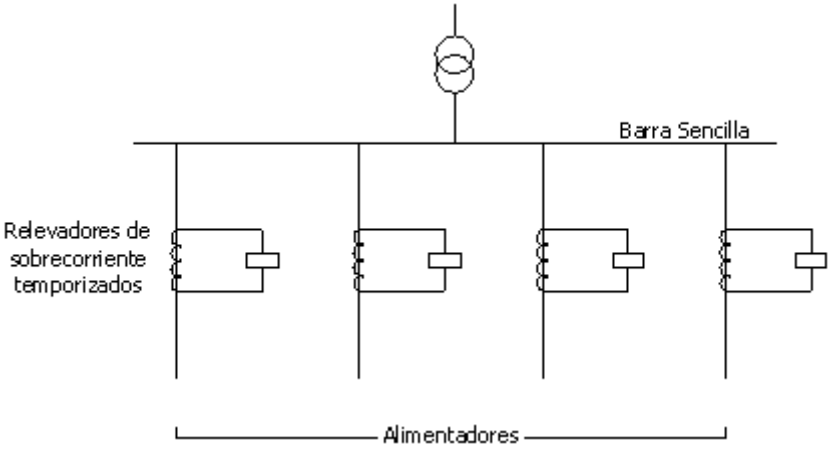


FIGURA 8.1 Protección de barras con relevadores de sobrecorriente temporizados.

8.3 *UTILIZACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS (Concepto general).*

La protección diferencial de barras está basada en los mismos principios de operación de la protección diferencial del transformador y el generador. Bajo condiciones normales del sistema, la potencia que entra a una barra es idéntica a la potencia que sale; una falla dentro del circuito diferencial desbalancea el sistema y fluyen así corrientes en la bobina de operación del relevador que luego resulta en el disparo de todos los interruptores asociados con esa barra.

Pueden existir muchos circuitos conectados a la barra, lo que necesariamente implicala conexión de un número fijo de secundarios de TC en paralelo. En los esquemas diferenciales de barras que involucran TC tipo bushing (pasatapas), de 6 a 8 secundarios pueden usualmente ser conectados en paralelo sin dificultad. Aunque algunos esquemas de protección diferencial aún usan caraterísticas de restricción muiltiple, los relevadores de alta impedancia predominan a causa de su mejor comportamiento. La mayoría de las fallas en un barraje involucran una fase y tierra y son debidas a muchas causas tales como descargas atmosféricas e imperfecciones en el aislamiento de los equipos de interrupción o de las cadenas de aisladores, pero una gran proporción de fallas de barras son el resultado de errores humanos. La protección diferencial es el método más confiable de protección de barras. Como se involucran muchos circuitos, se encuentran diferentes niveles de corriente.

8.4 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE CORRIENTE CON RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.*

La figura 8.2 muestra esta aplicación a una barra colectora con cuatro circuitos. Todos los TC tienen la misma relación nominal y están interconectados de tal forma, que para la corriente de carga o para la corriente que fluye hacia una falla externa más allá de los TC de cualquier circuito, no deberá fluir corriente a través de la bobina del relevador, suponiendo que los TC no tienen errores de relación o de ángulo de fase.

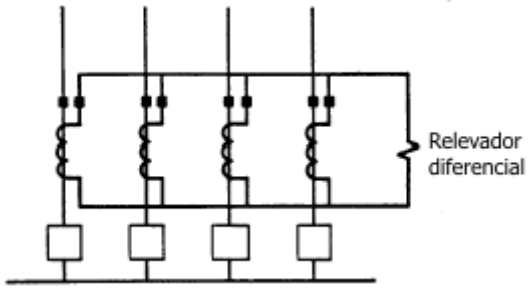


FIGURA 8.2 Protección de barra colectora por protección diferencial de corriente.

Sin embargo, los TC en el circuito defectuoso pueden estar tan saturados por la corriente total de falla que tendrán errores muy grandes, los otros no y serán precisos. Como consecuencia, el relevador diferencial puede tomar una corriente muy grande, y a menos que tenga una puesta en marcha bastante elevada o una acción retardada lo suficientemente larga, funcionará en forma indeseada y causará disparo de todos los interruptores de la barra colectora.

La causa principal y más molesta de la saturación de un TC es la componente transitoria de DC de la corriente de cortocircuito. Es fácil determinar si los TC en un circuito defectuoso estarán tan saturados por una onda de corriente de falla que tiene una componente DC, utilizando la siguiente fórmula.

$$B_{\text{máx}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 10^8 \cdot R_2 I_1 T N_1}{A N_2^2} \qquad \textbf{(8.1)}$$

donde:

$B_{\text{máx}}$: Densidad de flujo máxima en el núcleo del TC [líneas/pulg^2].

R_2 : Resistencia del devanado secundario del TC y de los terminales hasta el circuito del relevador pero sin incluir este [Ω].

I_1 : Magnitud eficaz de la componente simétrica de la corriente de falla [A].

T : Constante de tiempo de la componente primaria de DC [s].

A : Area de la sección transversal del núcleo del TC [pulg^2].

N_1 : Número de espiras del primario (igual a 1 para TC de boquilla).

N_2 : Número de espiras del secundario.

Para valores de $B_{máx}$ mayores de 125000 [líneas/pulg^2] habrá saturación apreciable. Para relevadores instantáneos $B_{máx}$ no deberá ser mayor de 40000 [líneas/pulg^2]. Las constantes de tiempo de DC típicas son: 0.3 s para generadores, 0.04 s para transformadores y 0.01 s para líneas.

Conociendo la magnitud de la corriente que fluirá por el relevador diferencial y la magnitud de puesta en marcha para fallas en la barra colectora, se pueden seleccionar los ajustes de puesta en marcha y de tiempo que darán la mejor protección a la barra colectora y que proporcionará selectividad en las fallas externas. La figura 8.3 muestra un circuito equivalente del TC en el alimentador fallado. Si se supone que ese TC está saturado, su reactancia magnetizante es cero, despreciando la reactancia mutua del núcleo de aire, la corriente secundaria I de los otros TC se dividirá entre la rama diferencial y el secundario del TC saturado, y el valor eficáz de la corriente diferencial I_d no será mayor de:

$$I_d = I\frac{R_2}{R_d + R_2} \tag{8.2}$$

donde R_2 incluye la resistencia del devanado secundario del TC en el circuito defectuoso. Debe tomarse en cuenta el efecto de la saturación de la bobina del relevador al usar esta relación. Desde luego, I_d disminuirá en forma rápida a medida que es simétrica la onda de la corriente de falla. Una regla que se sigue por lo general, es seleccionar los valores nominales de los TC de tal forma que la magnitud máxima de la corriente de falla externa sea menor de 20 veces el valor nominal de estos. En instalaciones existentes con TC de boquilla de relación múltiple se debe usar la relación de espiras más elevada.

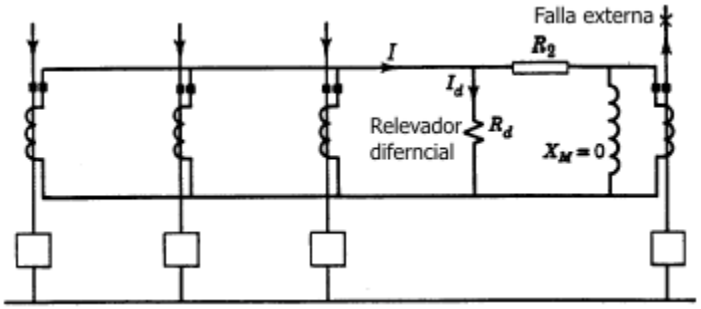


FIGURA 8.3 Distribución de la corriente para una falla externa.

Se utilizan algunos relevadores de sobrecorriente instantáneos para protección diferencial de corriente, pero los relevadores del tipo de inducción de tiempo inverso son los más comunes; el principio de inducción hace que estos relevadores ofrezcan menor respuesta a las componentes de DC y a los armónicos de la corriente diferencial que resultan de los errores del TC debidos a la saturación. La acción retardada es más útil para retrasar el funcionamiento de un relevador diferencial el tiempo suficiente para que la corriente transitoria diferencial debida a los errores del TC disminuya abajo de la puesta en marcha del relevador; para la mayoría de las aplicaciones es suficiente con 0.2 a 0.5 s. Deberá tomarse en cuenta el hecho de que un relevador tenga sobrerrecorrido después que la corriente haya caído por debajo del valor de puesta en marcha.

8.5 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARCIAL.*

Es una modificación de la protección diferencial de corriente, en la cual solo los circuitos de los TC en la fuente de generación (ya sea local o distante) están en paralelo, como se muestra en la figura 8.4.

Se han usado dos tipos de protección diferencial parcial, uno que emplea relevadores de sobrecorriente (figura 8.4) y el otro que emplea relevadores de distancia. La protección proporcionada por el de sobrecorriente es muy parecida a la proporcionada por relevadores de respaldo en los circuitos individuales de la fuente. El tipo de sobrecorriente debe tener acción retardada suficiente para ser selectivo con los relevadores de los circuitos de carga para fallas externas en estos. Deben tener también, una puesta en marcha más elevada que la corriente total de carga máxima de todos los circuitos de la fuente. Las únicas ventajas de la protección diferencial parcial con relevadores de sobrecorriente son :

1. Que el equipo de protección local ha sido previsto para la protección de la barra colectora.
2. Que la protección de respaldo está prevista para los circuitos de carga.

Un segundo tipo de protección diferencial parcial usa relevadores de distancia. Este tipo se aplica donde todos los circuitos de carga tienen reactores limitadores de corriente como se muestra en la figura 8.5. En tanto que dos o más circuitos de carga no están en paralelo una distancia corta desde la barra colectora, los reactores introducen suficiente reactancia en los circuitos para que los relevadores de distancia puedan seleccionar entre fallas en el lado de la barra colectora y fallas en el lado de la carga de los reactores. Debido a que cualquier falla en uno de los circuitos de la fuente que satura los TC, tenderá a originar que los relevadores de distancia funcionen mal, debe hacerse una cuidadosa presición ante tal posibilidad.

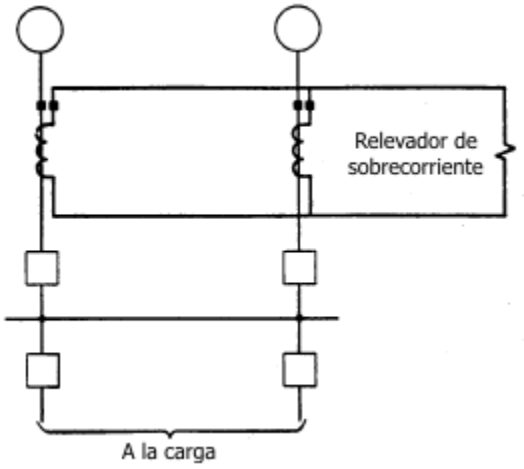


FIGURA 8.4 Protección diferencial parcial con relevadores de sobrecorriente.

8.6 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TENSIÓN CON ACOPLADORES LINEALES.*

La corriente de los TC en el alimentador fallado debe desbalancear la suma de las corrientes de los TC en los alimentadores no fallados. Esta opera el TC a un alto nivel de saturación y puede conducir a un falso disparo. Se usan varias técnicas para contrarrestar esto. Una de estas técnicas es usar acopladores lineales, los cuales son simples TC (Iron Less). El voltaje secundario del acoplador está dado por:

$$E = Z_m I_P \tag{8.3}$$

Donde:

Zm = Impedancia Mutua (Tipicamente $0.05\,\Omega$).

La figura 8.6 muestra un sistema acoplador lineal, que es esencialmente un esquema diferencial de voltaje. El voltaje en el relevador es E_r y esta dado por:

$$E_r = \sum_{j=1}^{n} (Z_m i_j - E_0) \tag{8.4}$$

Nótese que en el circuito con carga normal o con fallas fuera del barraje, $i_0 = \sum_{j=1}^{n} i_j$ y asi $E_r = 0$. **(8.5)**

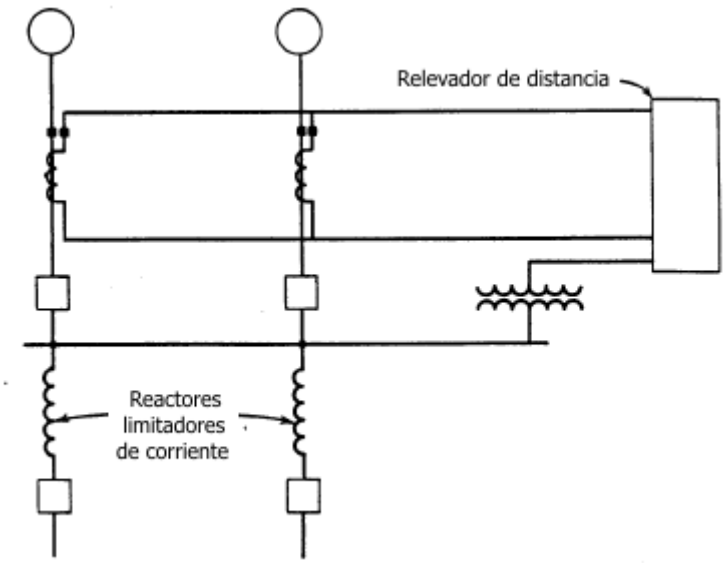


FIGURA 8.5 **Protección diferencial parcial con relevadores de distancia.**

Para una falla en el barraje, este balance será ajustado y la corriente en el relevador es:

$$I_r = \frac{E_r}{Z_r + \sum_{j=0}^{n} Z_{cj}} \tag{8.6}$$

donde Z_{cj} son las autoimpedancias del acoplador y Z_r es la impedancia del relevador.

El problema de la saturación del TC se elimina en su fuente por los TC de núcleo de aire llamados acopladores lineales. Estos TC son parecidos a los de boquilla pero no tienen hierro en su núcleo y el número de espiras secundarias es mucho mayor. La característica de excitación secundaria de estos TC es una línea recta que tiene una pendiente de casi 5 V/100 A-vuelta. En contraste con los TC convencionales, los acopladores lineales pueden hacerse funcionar sin daño con sus secundarios en circuito abierto. De hecho, puede tomarse muy poca corriente del secundario, debido a que la mayor parte de la fuerza magnetomotriz primaria se consume en la magnetización del núcleo.

Lo anterior explica porque se conectan los acopladores lineales en un circuito diferencial de tensión, como se muestra en la figura 8.6. Para consideraciones de carga normal o falla extrema, la suma de las tensiones inducidas en los secundarios es cero, y no hay tendencia para que fluya corriente en el relevador diferencial. Cuando ocurre una falla en una barra colectora, se suman las tensiones de los TC en todos los circuitos de la fuente para provocar el flujo de corriente a través de todos los secundarios y la bobina del relevador diferencial, el cual requiere de muy poca energía para operar, proporcionará protección de alta velocidad para una tensión neta relativamente pequeña en el circuito diferencial.

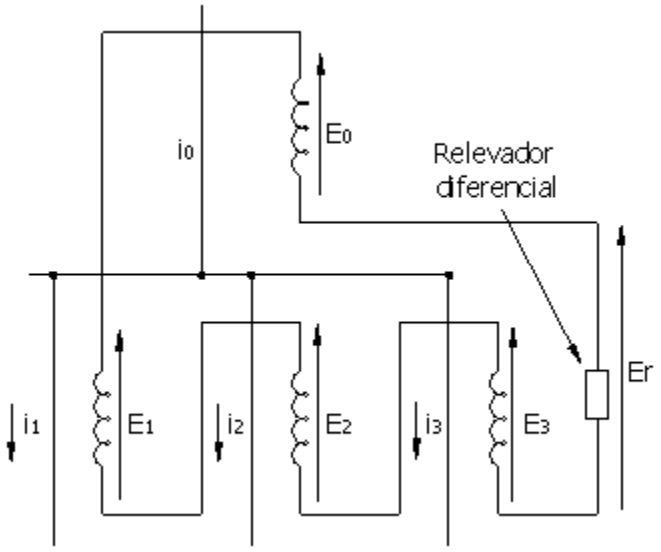


FIGURA 8.6 Esquema acoplador lineal para protección de barras.

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

La protección diferencial con acopladores lineales se acomoda facilmente a cambios del sistema, puede aplicarse a un número ilimitado de circuitos y es de fácil mantenimiento, aplicación y ajuste.

Los ajustes de estos relevadores se realizan aplicando la ley de ohm. Una vez que se ha determinado la corriente máxima de falla externa, se divide este valor por 25 para obtener el mínimo ajuste y debe compararse con la mínima corriente de falla interna ($I_r = I_{máx}/25$) y el voltaje de operación será entonces:

$$V_r = I_{máx} \cdot \frac{0.005}{25} \qquad \textbf{(8.7)}$$

Los acopladores lineales se usan donde se saturan con frecuencia los TC y donde la protección de las barras sea indispensable. Por lo general se puede diseñar para que sea selectiva, excepto cuando la corriente de falla está limitada por la impedancia del neutro.

8.7 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE CORRIENTE CON RELEVADORES DE PORCENTAJE (Con restricción múltiple).*

Como en la protección diferencial de generadores y transformadores, el principio de la protección diferencial de porcentaje es una gran mejora sobre los relevadores de sobrecorriente en un circuito diferencial de TC. El problema de proporcionar suficientes circuitos de protección se ha resuelto por los relevadores de restricción múltiple. Mediante un agrupamiento adecuado de los circuitos y por la utilización de dos relevadores por fase en donde son necesarios, pueden proporcionar suficientes circuitos de restricción. Una mejora más amplia en selectividad, es proporcionada por la característica de porcentaje variable, con la cual deberá asegurarse que las corrientes de falla interna muy elevadas no originarán retención suficiente para impedir el disparo.

Se dispone de este tipo de protección con tiempos de operación de 3 a 6 ciclos. No es adecuado donde se precisa de funcionamiento de alta velocidad.

Como en la protección diferencial de corriente con relevadores de sobrecorriente, el problema de calcular los errores del TC es muy dificil. La utilización de las características de restricción de porcentaje y de porcentaje variable hacen insensible al relevador a los efectos del error del TC. La desventaje de este tipo de protección es que todos los terminales secundarios del TC deben ir al tablero de relevadores.

Los relevadores diferenciales con característica de porcentaje variable deben ser usados en un esquema que involucre la restricción múltiple, como se muestra en la figura 8.7. Los secunadarios de los TC en los alimentadores sobre el lado de salida de la barra son conectados en paralelo y a través del relevador diferencial, junto con los secundarios de los TC de los circuitos en el lado de entrada de la barra que también son conectados en paralelo.

Este relevador se diseña para fallas fase-tierra y fase-fase y utiliza TC convencionales, los cuales pueden saturarse debido a las fallas externas que se pueden presentar. Permite diferentes relaciones de transformación

tan grandes como 10:1 y de igual manera los TC pueden tener diferentes características. La velocidad de operación de este sistema es rápida (de menos de 13 ms) y su diseño y ajuste son independientes del voltaje de la subestación.

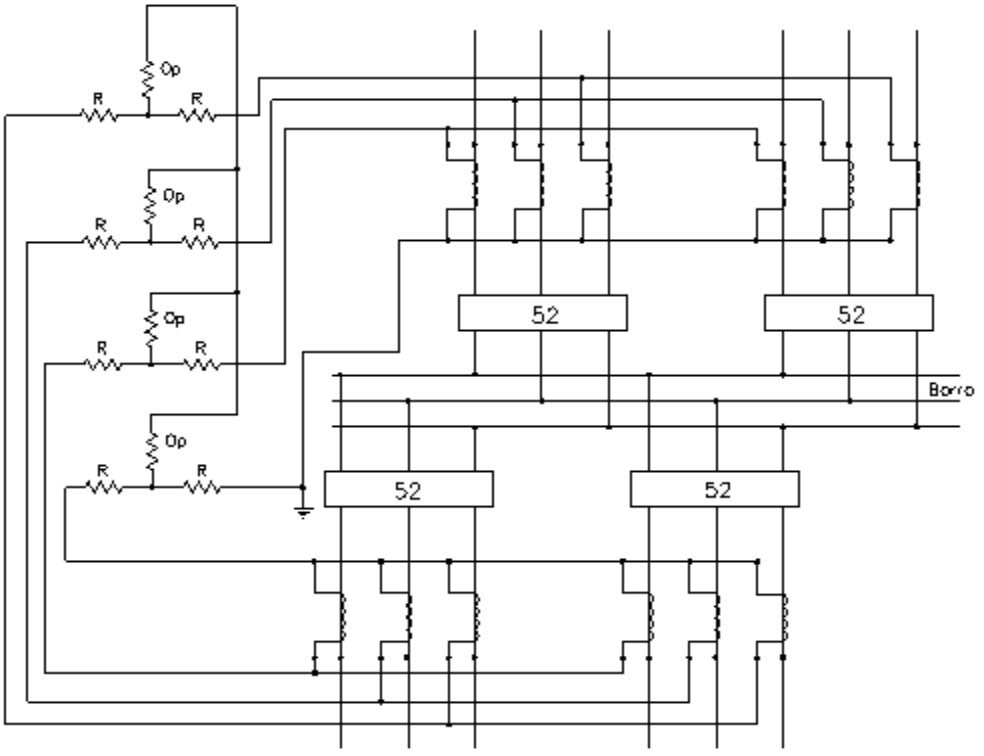


FIGURA 8.7 Protección diferencial de restricción múltiple de barras (conexión trifásica).

8.7.1 *Operación.*

En condiciones normales de operación pueden aparecer algunas corrientes diferenciales debido a las diferentes relaciones de transformación, sin embargo, estas corrientes no son lo suficientemente grandes como para hacer que el voltaje de operación sea mayor que el voltaje de restricción.

Si ocurre una falla externa, el relevador se comporta igual que bajo condiciones normales, pero si uno de los TC se satura, entran en juego las curvas de estabilidad donde el relevador no operará mientras no se cumpla la siguiente relación:

$$I_d = S \cdot I_t \tag{8.8}$$

donde:

I_d: Corriente diferencial.

I_t: Corriente total entrante.

S: Constante de estabilidad (pendiente de la curva de estabilidad)

Por lo tanto, el relevador no opera si la corriente diferencial que aparece en el circuito diferencial es el *S%* de la corriente total del relevador. *S* puede variar entre 0.5 y 0.8 s dependiendo de la estabilidad requerida y de la resistencia del secundario.

8.7.2 *Ajuste*.

La mínima corriente de operación del relevador diferencial está dada por:

$$I_{d\ \min} = k/(1 - S) \tag{8.9}$$

donde k es una constante cuyo valor es 0.13. Los valores de estas corrientes mínimas dependen en gran parte del valor de *S*.

El voltaje requerido para la operación del relevador está dado por la resistencia del circuito multiplicada por la mínima corriente de operación del circuito.

$$V_{op} = I_{d\ \min} \cdot R \tag{8.10}$$

donde *R* es la resietencia del circuito ($R < 250\ \Omega$).

8.7.3 *Estabilidad*.

Este sistema es estable para fallas externas, incluso bajo las condiciones más extremas de operación. Bajo condiciones de falla interna se debe asegurar que la unidad de restricción, restrinja la corriente necesaria para que la corriente mínima de operación produzca el voltaje de operación del relevador o el disparo se realice. La impedancia de este relevador entre 100 y 250 Ω puede provocar que uno de los TC se sature cuando por el circuito diferencial circule una corriente de falla interna; sin embargo, esto no sucederá porque el tiempo de operación del circuito es menor que el tiempo que se demora en saturarse el TC. La estabilidad del relevador es independiente del nivel de falla del sistema y de las constantes de tiempo del mismo.

8.7.4 *Aplicaciones.*

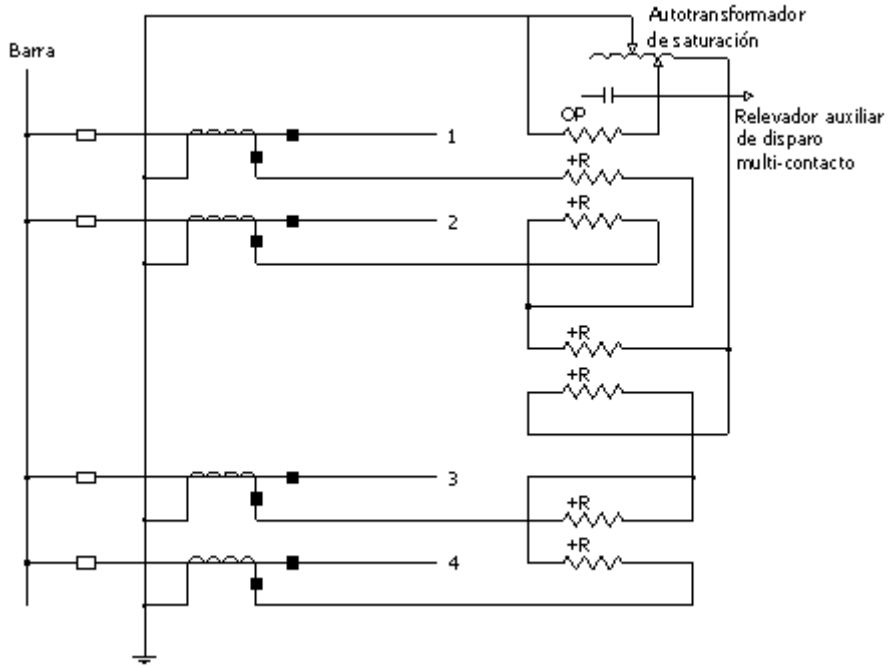
El sistema se puede usar en subestaciones de múltiples barrajes o sencillos donde no se requiere una protección selectiva. La desventaja de este tipo de protección es que todos los terminales secundarios de los TC deben ir al tablero de relevadores. Es muy usado en subestaciones de alta tensión.

8.8 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE CORRIENTE CON RELEVADORES DE PORCENTAJE VARIABLE (con restricción múltiple y autotransformador de saturación).*

En este sistema las inexactitudes resultantes de la saturación de los TC durante fallas grandes son compensadas usando un relevador diferencial de porcentaje variable. Este relevador consiste de tres unidades de restricción del tipo inducción y de una unidad de operación del tipo inducción. Dos de las unidades operan con un disco común. Los dos discos tienen un eje común con los contactos móviles. La corriente fluye a través de los devanados de las cuatro unidades causando el torque de operación del contacto por la unidad de restricción o el torque de cierre del contacto por la unidad de operación.

Los dos devanados en las unidades de restricción están dispuestos de tal manera que las corrientes en la misma dirección suministran restricción proporcional a la suma, mientras que las corrientes en la dirección opuesta suministran restricción proporcional a la diferencia. Cuando las corrientes en los dos devanados son iguales y opuestas no resulta torque de restricción. Este relevador es llamado relevador diferencial de porcentaje variable con autotransformador de saturación. Con corrientes ligeras (bajas), el desempeño de los TC es aceptable y el porcentaje es pequeño para máxima sensitividad. Para fallas externas muy severas donde el desempeño de los TC es probablemente pobre, un gran porcentaje está disponible.

Esta característica es obtenida energizando la unidad de operación a través de un autotransformador saturado. La figura 8.8 muestra la conexión de una sola fase para un sistema diferencial multirestringido aplicado a una barra con cuatro alimentadores.



OP = Bobina de operación

R = Bobinas de restricción emparejadas.

FIGURA 8.8 Esquema unifilar (para una sola fase) de conexiones de un relevador diferencial multirestringido con autotransformador de saturación para proteger una barra con cuatro circuitos.

8.9 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA*.

El arreglo de alta impedancia tiende a forzar cualquier corriente diferencial incorrecta para que circule a través de los TC en lugar de que lo haga a través de las bobinas de operación del relevador y asi evitar mala operación para fallas externas o para condiciones de sobrecarga cuando las corrientes secundarias de todos los TC no son las mismas a causa de las diferencias en las características de magnetización. Este sistema protege los barrajes contra fallas a tierra y contra fallas entre fases. está diseñado para trabajar aún bajo condiciones de saturación, permanece estable bajo condiciones de falla externas.

Este arreglo requiere solo de un relevador de alta impedancia, conectado a través de los terminales de los secundaris de TC convencionales /tipo bushing o de boquilla con secundarios de baja impedancia) los cuales se conectan en paralelo con los TC como se muestra en la figura 8.9.

Sin embargo, con las conexiones hechas de esta forma, la barra es protegida solo contra fallas a tierra. Para que el sistema sea efectivo, la resistencia de las conexiones secundarias del TC deben ser lo más bajas posible. Los TC están cargados con un relevador de alta impedancia para anular el problema del comportamiento de los TC desiguales.

El relevador consiste básicamente en una unidad de voltaje instantáneo tipo solenoide operado mediante un rectificador de onda completa. Dicha unidad se ajusta calculando el voltaje máximo en los terminales del relevador para una falla externa, tomando en cuenta la corriente máxima de falla primaria, la resistencia de los devanados secundarios y de las conexiones secundarias, y las relaciones de transformación de los TC más un márgen de seguridad. Dispone además de un varistor para evitar daños en los secundarios de los TC causados por el voltaje desarrollado cuando se saturan los TC. Por medio de este varistor este voltaje se puede limitar a un valor seguro por debajo de los 3000 V.

Para eliminar las corrientes magnetizantes residuales existentes en los núcleos de los TC y las componentes de CC que aparecen por los cortos tiempos de disparo, se coloca un filtro pasabandas que bloquee todas las señales transitorias y de armónicos

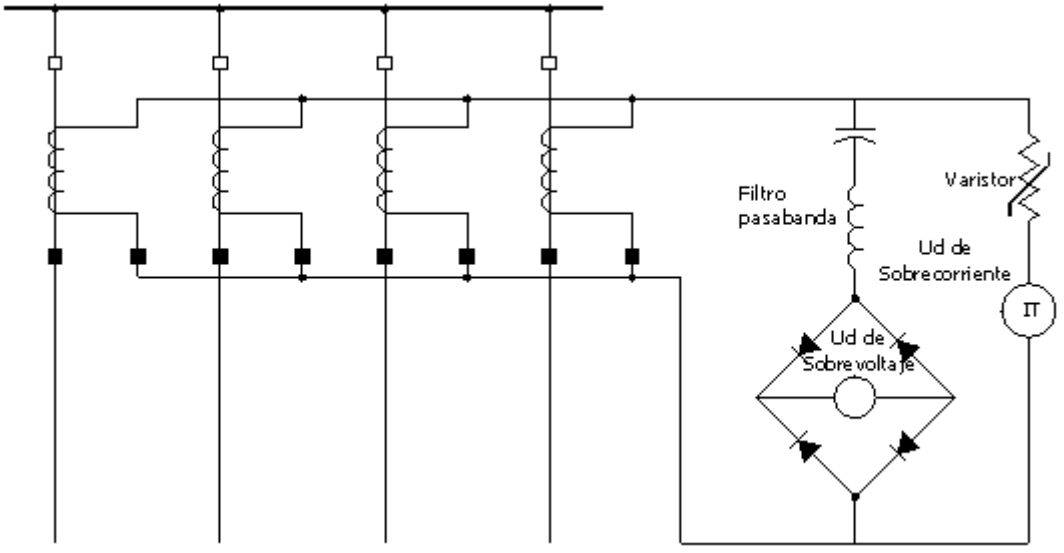


FIGURA 8.9 Sistema diferencial de Voltaje de alta impedancia

La capacitancia y la inductancia sintonizan el circuito a la frecuencia fundamental para reducir las respuestas a todos los armónicos y se evitan disparos intempestivos. La impedancia de esta rama es aproximadamente 3000 Ohm, lo que significa que los secundarios de los TC y el relevador están sujetos a altos voltajes durante una falla de la barra.

Una unidad de sobrecorriente instantánea se conecta en serie con esta combinación y se ajusta para operar a magnitudes de fallas internas muy altas. Se ajusta alto para evitar la operación durante fallas externas.

Durante una falla externa, el voltaje a través de los terminales del relevador es relativamente bajo y el relevador no opera. Durante fallas internas el voltaje a través de los terminales del relevador es más alto y resulta en operación de la unidad instantánea de sobrevoltaje el cual envía la señal de disparo a los interruptores apropiados. Esta protección es adecuada para aquellas subestaciones con configuraciones de barra sencilla, interruptor y medio y barrajes múltiples en los que no sea necesario diseñar una protección selectiva.

8.10 *PROTECCIÓN DIFERENCIAL POR COMPARACIÓN DIRECCIONAL.*

Este mecanismo de protección evita la necesidad de igualdad en la relación de transformación, los tiempos de respuesta son cortos entre 6 y 20 ms , con una tolerancia de 10 ms. Una falla en los barrajes puede ser eliminada entre 60 y 100 ms incluyendo el tiempo de disparo del interruptor.

8.10.1 *Circuito básico.*

Los TC principales alimentan los circuitos de medida a través de transformadores de acople TX, los cuales permiten relaciones diferentes de transformación de los TC principales y además brindan un aislamiento entre los circuitos principales y los de medida. El circuito se muestra en la figura 8.10.

Estos TC auxiliares están conectados en paralelo a traves de unidades rectificadoras de media onda que permiten el paso de los ciclos de onda positiva solamente, el cual dará una señal de corriente para operar el relevador cuando todas las corrientes de los circuitos presenten la misma direccion (hacia el barraje).

8.10.2 *Operación.*

Este relevador funciona según el principio de comparación direccional de todas las corrientes entrantes y salientes del barraje. Bajo condiciones normales, las corrientes fluyen en diferentes direcciones. En condiciones de falla externa, las líneas no falladas y desde la barra hacia el punto de falla de la línea fallada. Pero en condiciones de falla interna, las corrientes de todos los circuitos conectados al barraje fluirán hacia el punto de la falla en el barraje, es decir, tendrán la misma dirección ya que la energía será conducida hacia el barraje.

8.10.3 *Ajuste*.

Este relevador no necesita de cálculos de ajuste de voltaje puesto que su operacion depende de la dirección de la corriente y no del voltaje ni de la corriente de falla del sistema.

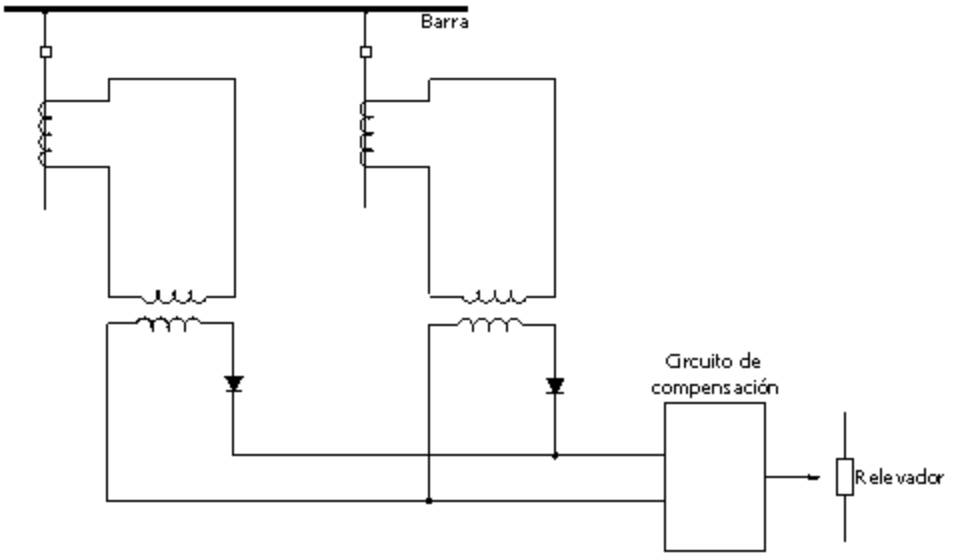


FIGURA 8.10 Circuito básico de la protección por compensación direccional.

8.10.4 *Estabilidad*.

Permanece sin ser afectado por la saturación de los TC ya que tiene medias efectivos de estabilización para eliminar los posibles fenómenos de saturación en los TC tales como mantener las señales por 4 ms en los rectificadores. Sin embargo, si uno de los TC se satura, el relevador responderá con seguridad a la mínima corriente de cortocircuito en la instalación si el voltaje de operación es correcto.

8.10.5 *Aplicaciones*.

La protección diferencial por comparación direccional es muy utilizada en sistemas de distribución.

CAPITULO 9

Protección de líneas de Transmisión

9.1 *TIPOS DE FALLAS.*

Las líneas de transmisión, como los demás equipos asociados al sistema de potencia, están expuestos a fallas que pueden ser producidas por diferentes causas:

9.1.1 *Descargas atmosféricas.*

Producen sobretensiones en las líneas y a su vez en el equipo de la subestación, capaces de perforar el aislamiento y/o el deterioro del equipo de patio e inclusive el de control y protección. Son producidas por el medio ambiente. Existen zonas de alto nivel isoceráunico donde se presentan con mayor frecuencia. El nivel isoceráunico da el número de días al año en los que se presentan tormentas que involucran descargas eléctricas.

9.1.2 *Cortocircuitos.*

Producen altas corrientes que se manifiestan por el calentamiento excesivo de los conductores que se dilatan y por tanto, van a presentarse acercamientos con tierra y con las otras fases. Estas corrientes también circulan por el equipo de patio asociado, deteriorando el mismo debido a los efectos dinámicos y térmicos.

Los cortocircuitos pueden originarse por las siguientes causas:

- *Fallas entre fases: Cortocircuitos producidos por aves, mala operación, arcos ocasionados por ionización del aire.*
- *Fallas a tierra: ocasionadas por animales, mala operación, arcos, deterioro de aisladores, alta vegetación, desprendimiento del conductor a tierra o sobre estructura, etc.*

9.1.3 *Sobrecargas*.

Producen sobrecorrientes que conllevan a calentamiento de los conductores cuando estas son sostenidas también pueden averiar el aislamiento en el equipo asociado de la subestación. Si el deterioro del aislamiento es severo y progresivo puede producir un arco eléctrico provocando incendio, destruyendo total o parcialmente el equipo involucrado.

Las sobrecargas son producidas por altas transferencias de energía que proporcionan aumentos considerables de corriente y que producen a su vez efectos mecánicos destructivos.

Es necesario que cuando una de las fallas mencionadas anteriormente suceda, sea despejada, aclarada o aislada lo más rápidamente posible, por los interruptores involucrados en las fallas. Para ello, se debe proveer la línea con un adecuado sistema de protección.

9.2 *SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN*.

Para proteger las líneas y equipo asociado en la subestación contra fallas ocasionadas por descargas atmosféricas (sobretensiones,) se utilizan los pararrayos y un buen sistema de puesta a tierra que incluya la malla de tierra de la subestación, buenas puestas a tierra de las torres y cables de guarda. Además, se recomienda la puesta a tierra de todo el equipo de la sala de control y en general, de todas las partes metálicas para garantizar la protección humana y del equipo mismo.

Es de anotar que para protección contra fallas por sobretensión ocasionadas por agentes externos (descargas atmosféricas) o por agentes internos (desconexiones de líneas largas), se debe contar con una muy buena coordinación de aislamiento. Se aconstumbra también en líneas largas de gran capacitancia, compensadas con transformadores de potencial tipo inductivo o reactores.

Para la protección contra cortocircuitos (producidos por fallas entre fases y fallas fase-fase), se utilizan en las líneas, relevadores de distancia y relevadores de sobrecorriente (direccionales y no direccionales). Para protección contra sobrecargas sostenidas, se utilizan relevadores de sobrecorriente.

Para selecionar el esquema de protección más adecuado para una determinada línea de transmisión, se debe analizar una serie de componentes, tales como:

a) Configuración del sistema de potencia.
b) Parámetros del sistema: Longitud e impedancia de las líneas y transformadores.
c) Estudio de cortocircuito.
d) Carga máxima.
e) Localización de transformadores de potencial y de corriente, entre otros.

Desde el punto de vista cualitativo, se indica en la tabla 9.1, la utilización de los diferentes relevadores para protección de líneas. Se observa que la protección de sobrecorriente y la protección de distancia son las más utilizadas en las líneas, aunque existen otras tales como la protección diferencial por hilo piloto que es supremamente costosa para líneas largas.

TABLA 9.1. Características y usos de los relevadores para protección de líneas.

Relevadores / Característica	SOBRECORRIENTE								DISTANCIA		
	DIRECCIONAL				NO DIRECCIONAL				IMPEDANCIA	REACTANCIA	ADMITANCIA
	Escalonamiento				Escalonamiento						
	Corriente		Tiempo		Corriente		Tiempo				
	T.Cte	T. Inv	T. Cte	T. Inv	T.Cte	T. Inv	T. Cte	T. Inv			
Cantidad actuante	I	I	I	I	I	I	I	I	V, I	V, I	V, I
Selectividad	R	A	R	A	M	M	M	R	A	A	B*
Rapidez	M	M*	R	B	M	M*	R	B	B	B	B*
Sensibilidad	M*	R	R*	A	M	M*	R	B	B	B*	B
Confiabilidad	M*	R	R	A*	M	M*	M	A	B	B	B*
Sencillez	R	R	R	R	A	A	A	A	A*	A*	A*
Economía	A	R*	A	R*	B	A*	B	A*	R*	R*	R*

USOS PRINCIPALES											
Para Lineas De Baja y Media Tension									Para Lineas De Alta Tension		
Para Lineas Cortas Y Medias Como Proteccion Principal Entre Fases Y a Tierra									Proteccion Principal Y Respaldo		
									Lin Med	Lin Cort	Lin Larg
Para Sistemas De Poca Variacion En La Generacion									Lineas Radiales		Lineas en Anillo
I Grand	I Med	I Grand	I Med	I Grand	I Med	I Grand	I Med		R.Arco Medias	R Arco Grandes	R Arco Pequeñas
RespaldoTierra				RespaldoFases					Prot Fases	Prot Tierra	Prot Fases
Para lineas en anillo				Para lineas radiales					Lineas de gran importancia		
Lineas regular importancia				Lineas poca importancia							

Se puede resumir que la protección de sobrecorriente se utiliza principalmente en líneas de subestación (33 kV) y en líneas de distribución (13.2 kV) o como protección de respaldo de líneas de transmisión y algunas veces como

protección principal si son sistemas radiales. Como protección principal para las líneas de transmisión, se usa la protección de distancia

Conveciones usadas en la tabla 9.1 .

I: Coriente	V: Tensión	M: Mala	R: Regular
A: Aceptable	B: Buena	* Incrementa la calificación	

9.3 *PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.*

La protección de sobrecorriente es la más sencilla y la más barata, la más difícil de aplicar y la que más rápido necesita reajuste o reemplazo a medida que cambia el sistema. Se le usa por lo general para protección contra la falla fase-fase o fase a tierra, en los circuitos de servicios propios de la subestación, en los circuitos de distribución y en los sitemas industriales.

Para protección de líneas de transmisión en sistemas interconectados, es necesario proporcionar la selectividad deseada de tal manera que la operación del relevador resulte en la mínima interrupción del servicio mientras se aisla la falla. Esto es referido como coordinación del relevador. Existen varias formas posibles para obtener la selectividad deseada. Los escalonamientos tiempo/corriente están involucrados en los tres métodos básicos que se discuten enseguida para circuitos radiales o anillados donde existen muchas secciones de línea en serie.

9.3.1 *Métodos y clases de relevadores de sobrecorriente.*

9.3.1.1 *Método de escalonamiento de tiempo.*

El propósito del escalonamiento de tiempo es asegurar que el interruptor más cercano a la falla abra primero mediante la selección del ajuste de tiempo adecuado para cada relevador .Los ajustes de tiempo aumentan a medida que el relevador se acerca a la fuente. Se muestra a continuación el principio de escalonamiento de tiempo para un sistema radial (véase figura 9.1).

En cada uno de los puntos 2, 3, 4 y 5, es instalada una unidad de protección que contiene un relevador de sobrecorriente de tiempo diferido definido. El tiempo diferido del relevador proporciona los medios para la selectividad .

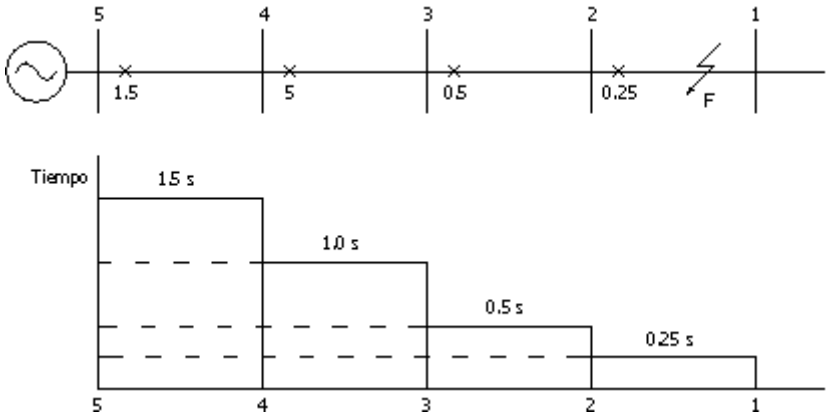


FIGURA 9.1 Principio de escalonamiento de tiempo para un sistema radial.

El relevador en el interruptor dos se ajusta al tiempo posible más corto necesario para operar el interruptor (tipicamente 0.25 segundos). El ajuste del relevador en 3 es seleccionado aquí como 0.5 segundos, el del relevador 4 es de 1 segundo, y así sucesivamente. En el evento de una falla en F el relevador en 2 operará y la falla será aislada antes de que los relevadores en 3, 4, y 5 tengan suficiente tiempo para operar. El defecto de este método es que el tiempo de despeje de falla más largo está asociado con las secciones más cercanas a la fuente donde las fallas son más severas.

La mayor desventaja de este método de discriminación es que el tiempo de eliminación de la falla es mayor cuando ocurren fallas en la sección más cecana a la fuente, donde el nivel de falla es mayor.

9.3.1.2 *Escalonamiento de corriente.*

Los relevadores de discriminación por corriente atienden al hecho de que la corriente de falla varía con la posición de la misma, debido a la diferencia en los valores de impedancia entre la fuente y el punto de la falla. El relevador más cercano a la falla debe abrir el interruptor.

Esta discriminación por corriente no es practicable para corrientes entre dos interruptores cuya sección de línea tenga una impedancia insignificante.

El hecho de que las corrientes de falla son más altas a medida que la falla se acerca a la fuente es utilizado en este método. Los relevadores se calibran para operar al ajuste de corriente disponible que disminuye a medida que la distancia desde la fuente es aumentada.

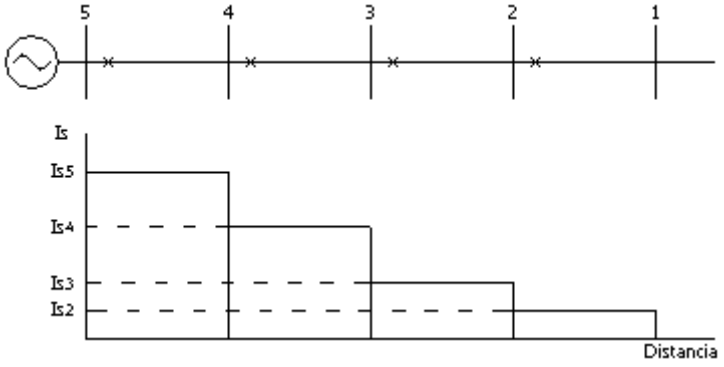


FIGURA 9.2 Escalonamiento de corriente para un sistema radial.

La figura 9.2 muestra el caso de un sistema radial con escalonamiento de corriente. Las ventajas y desventajas del escalonamiento de corriente son mejor ilustradas en los siguientes ejemplos.

Ejemplo 9.1.

Considerar el sistema radial mostrado en la figura 9.3. Calcular las corrientes de falla F_A, F_B, F_C, F_D y F_E. Proponer los ajustes de los relevadores sobre la base del escalonamiento de corriente, asumiendo un margen de error de relevador de 30%.

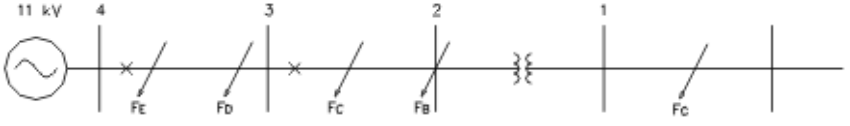


FIGURA 9.3 Sistema radial para el ejemplo 9.2.

$X_s = 0.5\Omega$, $X_{43} = 0.25\Omega$, $X_{32} = 0.05\Omega$, $X_T = 2.1\Omega$

Solución:

El voltaje del sistema es de 11 kV; la corriente de falla está dada por $I = \frac{V}{X_f} = \frac{11000}{X_f\sqrt{3}}$, donde X_f es la reactancia desde la fuente hasta el punto de falla.

Para la falla F_A: $X_{FA} = 0.5 + 0.25 + 0.05 + 2.1 = 2.9\ \Omega$

Así la corriente de falla es: $I_{FA} = \frac{11000}{2.9\sqrt{3}} = 2189.95$ A

Para la falla F_B: $X_{FB} = 0.5 + 0.25 + 0.05 = 0.8\ \Omega$

Así la corriente de falla es: $I_{FB} = \frac{11000}{0.8\sqrt{3}} = 7938.57$ A

Para la falla F_C: $X_{FC} = 0.5 + 0.25 = 0.75\ \Omega$

Así la corriente de falla es: $I_{FC} = \frac{11000}{0.75\sqrt{3}} = 8467.8$ A

Como F_D está muy cerca a F_C: $I_{FD} = I_{FC} = 8467.8$ A

Para la falla $F_E = X_{FE} = 0.5\Omega$, la corriente de falla es: $I_{FE} = \frac{11000}{0.5\sqrt{3}} = 12701.71$ A

El relevador en 1 no podrá responder a las fallas F_B y F_C y deberá ajustarse al 130% de la corriente de falla en F_A, así,

$I_{S1} = 1.3I_{FA} = 2846.93\ A$

El relevador 2 deberá responder a las fallas F_E y F_D y deberá ajustarse a

$I_{S2} = 1.3I_{FC} = 11008.14\ A$

Nótese que el relevador 2 no responderá a F_A, F_B y F_C.

En la práctica, debe existir variaciones en el nivel de fallas en la fuente que resulta típicamente en la reducción en un 50% de la potencia aparente de la fuente. Esta reducción de potencia aparente puede considerarse como un incremento en la impedancia de la fuente (el doble de Xs). Como resultado, elevación de corrientes más baja y cuyas consecuencias se ilustran en el siguiente ejemplo:

Ejemplo 9.2.

Suponer que para el sistema del ejemplo anterior, las variaciones a nivel de fuente resultan en un cambio de Xs de 0.5 a 1Ohm. Encontrar las corrientes de falla resultantes y estudiar sus efectos sobre las respuestas del relevador.

Solución:

Las siguientes son las corrientes revisadas:

$$I_{FA} = \frac{11000}{3.4\sqrt{3}} = 1867.90A\,,\ I_{FB} = \frac{11000}{1.3\sqrt{3}} = 4885.27A\,,\ I_{FC} = I_{FD} = \frac{11000}{1.25\sqrt{3}} = 5080.68\ A$$

$$I_{FE} = \frac{11000}{1\sqrt{3}} = 6350.85\ \text{A}\,.$$

El Relevador 1 aún responderá a las fallas F_B y F_C, el relevador 2 no responderá a cualquier falla incluyendo F_E. Nótese que la presencia del transformador con X = 2.1 Ω es la principal razón para que el relevador 1 no opere adecuadamente.

El escalonamiento de corriente no es por tanto, un método práctico para proteger el circuito entre los interruptores 1 y 2. Sin embargo, cuando existe una impedancia considerable entre los interruptores, el esquema es práctico.

9.3.1.3 *Discriminación por tiempo y corriente.*

Cada uno de los métodos descritos tiene desventajas fundamentales, en el caso de la discriminación por tiempo, la desventaja es que las fallas más grandes son eliminadas en un tiempo de operación mayor.

La discriminación por corriente puede aplicarse únicamente cuando hay una impedancia significativa entre los dos interruptores implicados, esto es debido a las limitaciones impuestas por el uso independiente de la coordinación de tiempo o corriente que involucren las características del relevador de sobrecorriente de

tiempo inverso. Con esta característica, el tiempo de operación es inversamente proporcional al nivel de corriente de falla y la característica real es una función de ambas, tiempo y corriente.

9.3.1.4 *Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso.*

Este método se ha impuesto debido a las limitaciones y desventajas de los métodos anteriores. Con este método, el tiempo de operación es inversamente proporcional al nivel de corriente de la falla y las características reales están en función de ambos (tiempo y corriente). La figura 9.4 muestra las curvas características de los relevadores de tiempo inverso. El relevador tipo CO-7 es de uso común.

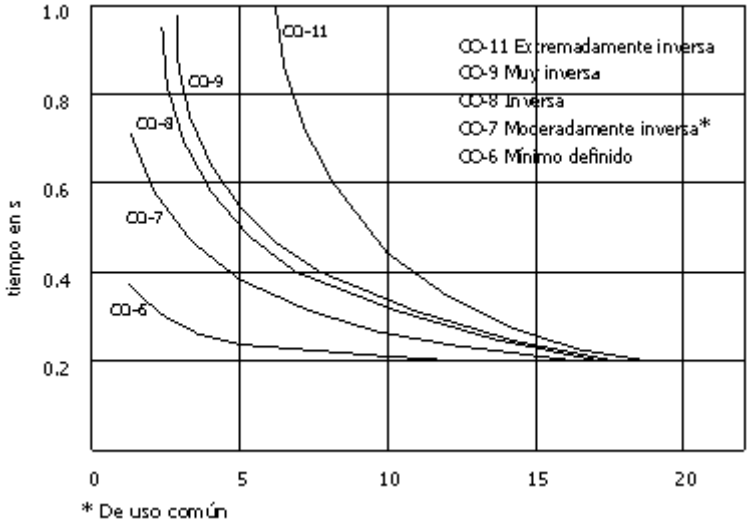


FIGURA 9.4 Características típicas de los relevadores de tiempo inverso.

La figura 9.5 muestra un sistema radial con relevadores de tiempo inverso escalonados aplicados a los interruptores 1, 2 y 3.

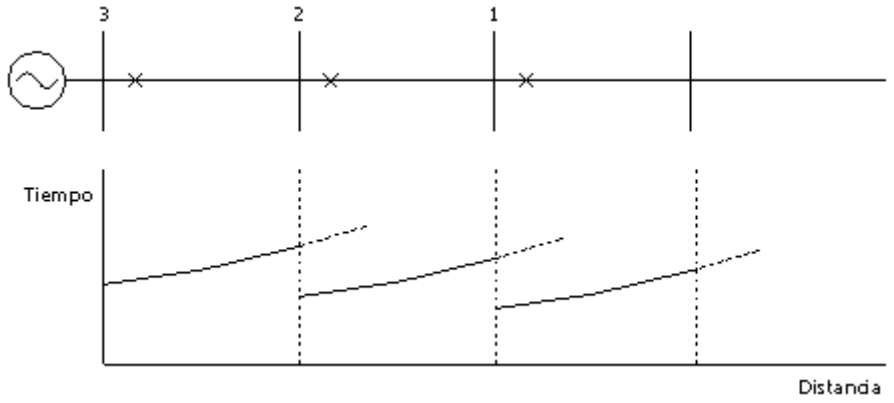


FIGURA 9.5 Protección de tiempo inverso escalonada aplicada a un sistema radial.

Para fallas muy cercanas a los puntos de ubicación de relevadores, el método de sobrecorriente de tiempo inverso puede obtener apreciables reducciones en los tiempos de despeje de fallas.

El tiempo de operación del relevador de sobrecorriente temporizado varía con la magnitud de la corriente. Existen dos ajustes para este tipo de relevadores:

1. ***Corriente de puesta en marcha (Pickup Current)***. Que es determinada por el ajuste de las derivaciones (tap's) de la bobina de corriente o ajustes del tap de corriente (CTS). La corriente de puesta en marcha es la corriente que causa que el relevador opere y cierre sus contactos
2. ***Dial de tiempo (Time Dial)***. Se refiere a la posición de restablecimiento del contacto móvil, y varía el tiempo de operación para un ajuste del tap y magnitud de la corriente dados.

Las características de tiempo son dibujadas en términos del tiempo versus múltiplos del tap de corriente (ajustes de corriente de puesta en marcha) para una posición dada del dial de tiempo dada. Existen cinco formas de curvas diferentes referidas por los fabricantes y se muestran en la figura 9.4.

Los relevadores de sobrecorriente más importantes son los siguientes:

Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso (CO-8).

Son particularmente convenientes si hay una reducción sustancial de corriente de falla debido a la distancia de la fuente de potencia. Las cracterísticas de este relevador son tales que el tiempo de operación es

aproximadamente el doble para reducir la corriente desde 7 a 4 veces la corriente nominal del relevador. Esto permite el uso del mismo múltiplo de corriente asignado para varios relevadores en serie.

Para los cálculos se deben tener en cuenta las siguientes suposiciones:

a) *Los errores del relevador entre interruptores adyacentes se asumen como positivos en un lado y negativos en el otro.*
b) *La discriminación del tiempo de sobrealcance con valores bajos no son tenidos en cuenta. Se considera un tiempo constante para todos los múltiplos de tiempo asignados.*
c) *Los errores de los relevadores son tomados como el 7.5%. Es por esto que las compañias electrificadoras tienen un márgen de error menor del 7.5% en corrientes de 4 a 20 veces la corriente asignada al relevador.*

Las curvas o características inversas se usan:

a) *Cuando exista alta impedancia de retorno.*
b) *Cuando no varía considerablemente la corriente de cortocircuito desde el principio hasta el final de la línea.*
c) *Cuando no se requiere coordinar con los dispositivos de protección de las cargas.*
d) *Cuando se requiere un disparo reletivamente rápido para corrientes bajas.*
e) *Cuando varía la magnitud de la corriente de cortocircuito con los cambios de generación.*

En términos generales, en sistemas de alta tensión se requiere una característica menos inversa que para sistemas de distribución o para sistemas industriales. Las figuras 9.6 y 9.7 muestran las curvas características detalladas para los relevadores CO-7 y CO-8.

Relevadores de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso (CO-11).

Otra alternativa de relevadores con características extremedamente inversas la constituyen los electromecánicos tipo CDG 14 y los estáticos MCGG utilizando su curva extremadamente inversa. En esta curva, el tiempo de operación es aproximadamente proporcional al cuadrado de la corriente aplicada.

Las curvas o características extremadamente inversas se usan para:

a) *Coordinación con fusibles.*
b) *Coordinación con corrientes normales momentáneamente altas como las de magnetización inicial de transformadores y las de arranque de motores.*
c) *Cuando no varía mucho la corriente de cortocircuito con los cambios de generación, como en el caso de sistemas de distribución.*
d) *Cuando la corriente de cortocircuito varía considerablemente desde el principio hasta el final de la línea.*

Relevadores de sobrecorriente instantáneos.

Se utilizan cuando la corriente de cortocircuito en el sitio del relevador es por lo menos tres veces la corriente de cortocircuito en el extremo opuesto de la línea. Los relevadores se ajustan a la corriente que resultaría de tener una falla localizada en un punto equivalente al 70% de la longitud de la línea. El uso de estos relevadores reduce el tiempo de operación para la mayoría de las fallas y permite escoger una curva inferior ya que el factor de coordinación se aplica al punto de cubrimiento del relevador instantáneo.

Adicionando unidades de disparo instantáneo a los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, se suministra una operación de alta velocidad para fallas cercanas, permitiendo hacer ajustes en los relevadores adyacentes.

9.3.2 *Datos requeridos para la aplicación de relevadores de sobrecorriente.*

La aplicación de los relevadores de sobrecorriente requiere el conocimiento de :

a) Diagrama unifilar del sistema de potencia mostrando el tipo de dispositivo de protección, sus TC asociados y las corrientes de falla en cada parte de la red.
b) Las impedancias en % o en p.u. de todos los transformadores de potencia, máquinas rotativas y circuitos de alimentación.
c) Los valores de cortocircuito máximos y mínimos y la corriente que ve cada protección.
d) La corriente de arranque de motores y el tiempo inicial de motores de inducción.
e) El valor máximo de la corriente a través de las protecciones.
f) Las curvas de decrecimiento mostrando la rata de disminución de la corriente de falla que asume el generador.
g) Las curvas promedio de la corriente de los transformadores.

La calibración del relevador se determina primero para dar los tiempos cortos de operación a niveles de falla máxima y luego son chequeados para ver si en operación con la corriente de falla mínima esperada son satisfactorios.

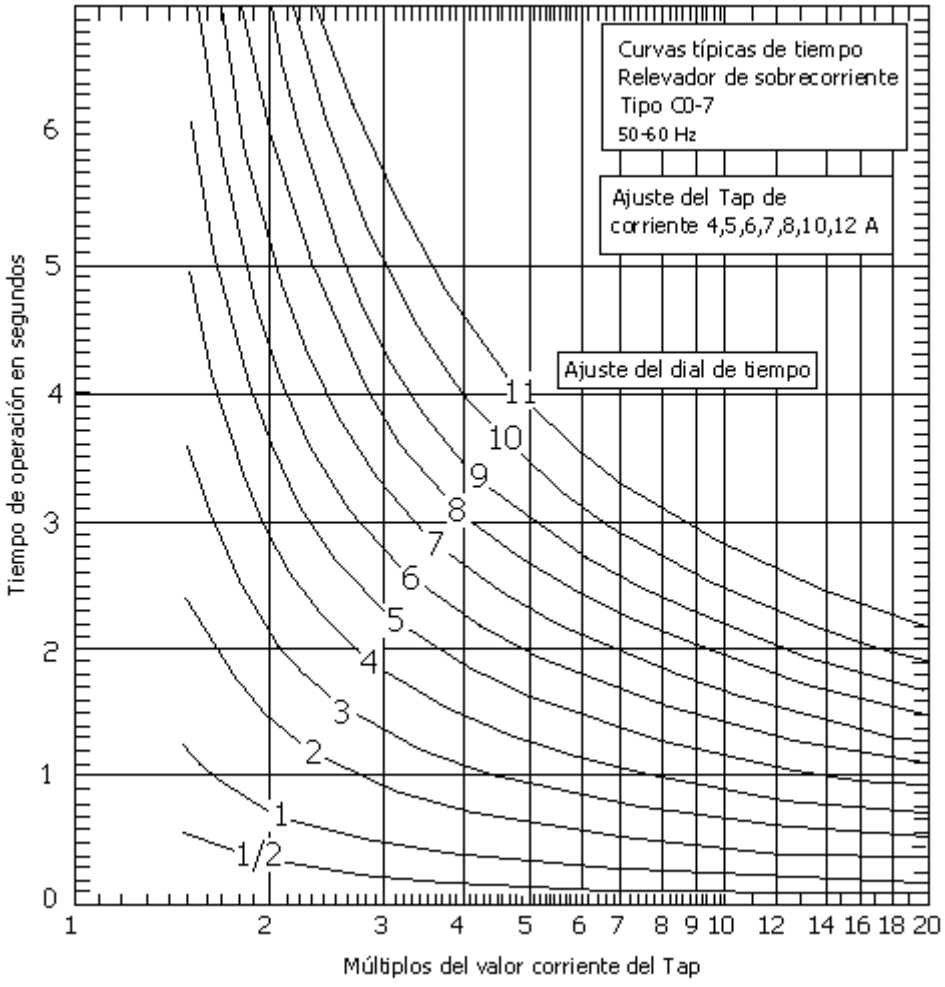


FIGURA 9.6 **Características del relevador de sobrecorriente de tiempo diferido CO-7.**

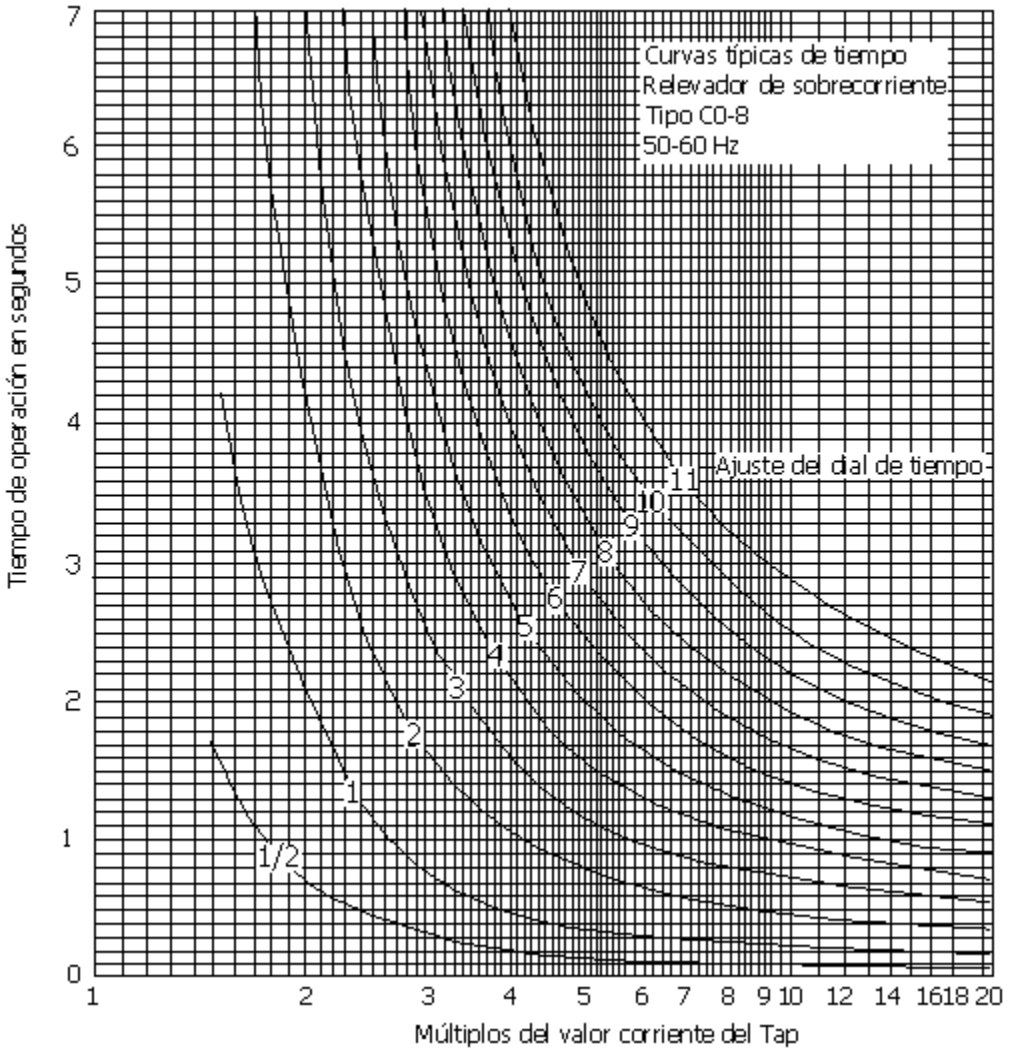


FIGURA 9.7 **Curvas características tiempo-corriente del relevador tipo CO-8.**

Ejemplo 9.3.

Considerar el sistema radial de la figura 9.8. Asumir que las cargas tienen el mismo factor de potencia. Determinar los ajustes del relevador para proteger el sistema asumiendo un relevador tipo CO-7 (cuyas características se muestran en la figura 9.6).

Solución:

Las corrientes de carga son calculadas así:

$$I_1 = \frac{4 \cdot 10^6}{\sqrt{3}(11 \cdot 10^3)} = 209.95\ A\ , \quad I_2 = \frac{2.5 \cdot 10^6}{\sqrt{3}(11 \cdot 10^3)} = 131.22\ A\ , \quad I_3 = \frac{6.75 \cdot 10^6}{\sqrt{3}(11 \cdot 10^3)} = 354.28\ A$$

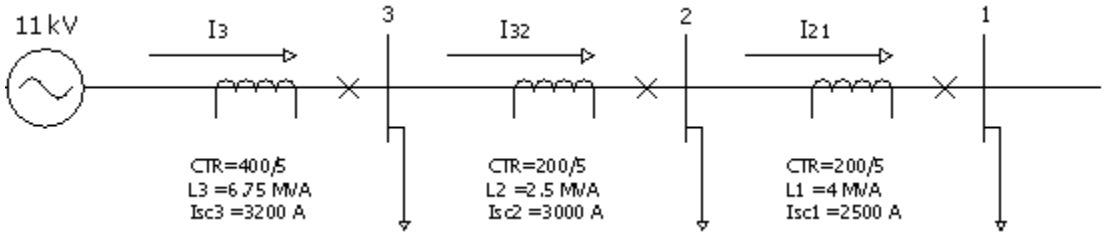


FIGURA 9.8 Diagrama unifilar de un sistema radial para el ejemplo 9.3.

Las corrientes normales en cada uno de los tramos son:

$$I_1 = I_{21} = 209.95\ A$$

$$I_{32} = I_{21} + I_2 = 341.16\ A$$

$$I_S = I_{32} + I_3 = 695.44\ A$$

Con las relaciones del transformador de corriente (CTR) dadas, las corrientes normales de relevadores son:

$$i_{21} = \frac{209.95}{200/5} = 5.25\ A\ ; \qquad i_{32} = \frac{341.16}{200/5} = 8.53\ A\ ; \qquad i_S = \frac{695.44}{400/5} = 8.69\ A$$

Se pueden obtener los ajustes del Tap de corrientes (CTS) o las corrientes de puesta en marcha de tal forma que el relevador no dispare bajo condiciones de corriente normal. Para este tipo de relevadores los ajustes disponibles de los tap's de corriente son 4, 5, 6, 7, 8, 10 y 12 A. Para la posición 1, la corriente normal en el relevador es 5.25 A y así, se selecciona $(CTS)_1 = 6$A. Para la posición 2, la corriente normal en el relevador es 8.53A y así se selecciona $(CTS)_2 = 10$A. Similarmente para la posición 3 : $(CTS)_3 = 10$A

Obsérvese que se selecciona el ajuste más cercano por encima de la corriente normal.

Se selecciona ahora el retraso intencional indicado para el ajuste del dial de tiempo (TDS). Se usan las corrientes de corto circuito calculadas para coordinar los relevadores.

La corriente en el relevador 1 para un corto circuito en 1 es:

$$i_{SC1} = \frac{2500}{200/5} = 62.5\ A$$

Expresando como un múltiplo de la corriente de puesta en marcha se tiene :

$$\frac{i_{SC1}}{(CTS)_1} = \frac{62.5}{6} = 10.42$$

Se selecciona el TDS más bajo para este relevador y para acción más rápida. Así,

$$(TDS)_1 = 1/2$$

Por referencia a las características del relevador, se toma el tiempo de operación para el relevador 1 y para una falla en 1como:

$$T_{11} = 0.15\ s$$

Para ajustar el relevador en 2 respondiendo a una falla en 1 se permite 0.1 s para la operación del interruptor y un margen de error de 0.3 s para agregarlo a T_{1_1} así:

$$T_{21} = T_{11} + 0.1 + 0.3 = 0.55\ s$$

El cortocircuito para una falla en 1 como un múltiplo de CTS en 2 es:

$$\frac{i_{SC1}}{(CTS)_2} = \frac{62.5}{10} = 6.25$$

De las características para un tiempo de operación de 0.55s y una relación de 6.25, se obtiene:

$(TDS)_2 \cong 2$

Los últimos pasos permitirán ajustar el relevador en 3. Para una falla en la barra 2 la corriente de cortocircuito es de 3000A, para la cual el relevador responde en un tiempo T_{22} que se obtiene así:

$$\frac{i_{SC2}}{(CTS)_2} = \frac{3000}{(200/5)10} = 7.5$$

Para $(TDS)_2 = 2$, se obtiene de las características del relevador $T_{22} = 0.5$s.

Permitiendo el mismo márgen para el relevador 3 para responder a una falla en 2, así como para el relevador 2 respondiendo a una falla en 1 se tiene:

$$T_{32} = T_{22} + 0.1 + 0.3 = 0.9 \text{ s}$$

La corriente en el relevador expresada como un múltiplo de la corriente de puesta en marcha es:

$$\frac{i_{SC2}}{(CTS)_3} = \frac{3000}{(400/5)10} = 3.75$$

Así para $T_3 = 0.9$s y la relación anterior se tiene de las características del relevador $(TDS)_3 \cong 2.5$

Los cálculos realizados aquí no tienen en cuenta las corrientes de arranque que pueden ser de 5 a 7 veces los valores nominales. En la práctica se deberán tener en cuenta. El siguiente ejemplo trata el problema para encontrar el tiempo de respuesta de los relevadores a las diferentes fallas.

Ejemplo 9.4.

Considérese el sistema radial del ejemplo anterior. Se requiere construir las características de respuesta tiempo-distancia del relevador sobre la base del diseño obtenido como sigue:

a) Asumiendo que la impedancia de la línea es puramente reactiva, calcular la reactancia de la fuente y las reactancias entre las barras 3 - 2, y 2 - 1.
b) Encontrar la corriente de cortocircuito en el punto medio del circuito entre las barras 3 - 2 y entre las barras 2- 1.
c) Calcular los tiempos de respuesta del relevador para fallas identificadas en el ejemplo anterior y en la parte b) del presente y hacer un bosquejo de las características de respuesta tiempo-distancia del relevador.

Solución:

a) El circuito equivalente del sistema se muestra en la figura 9.9.

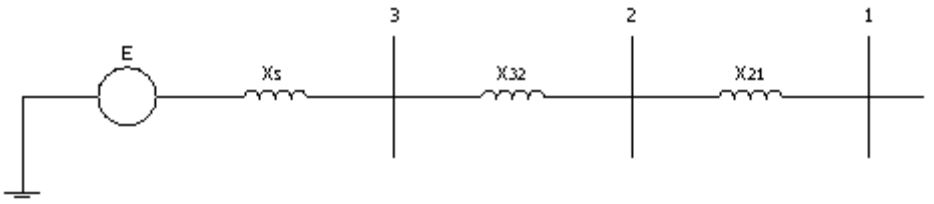


FIGURA 9.9 Circuito equivalente para el ejemplo 9.4.

Asumir $E = \frac{11 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 6350.85\ V$

Para un cortocircuito en la barra 3, se tiene que:

$$3200 = \frac{6350.85}{X_3}$$

Así, la reactancia de la fuente es: $X_S = 1.9846\ \Omega$

Para un cortocircuito en la barra 2, se tiene

$$3000 = \frac{6350.85}{X_S + X_{32}}$$

Así, la reactancia entre las barras 3 - 2 es: $X_{32} = 0.1323\ \Omega$

Para un cortocircuito en la barra 1, se tiene:

$$2500 = \frac{6350.85}{X_S + X_{32} + X_{21}}$$

Así, la reactancia entre las barras 2 - 1 es: $X_{21} = 0.4234\ \Omega$

b) Para un cortocircuito en la mitad del tramo entre las barras 3 - 2, marcada como A en la figura 9.10, se tiene:

$$I_{SCA} = \frac{6350.85}{X_S + 0.5X_{32}} = 3096.77\ A$$

Para un cortocircuito en la mitad del tramo entre las barras 2 - 1, marcada como B en la figura 9.10, se tiene:

$$I_{SCB} = \frac{6350.85}{X_S + X_{32} + 0.5X_{21}} = 2727.27\ A$$

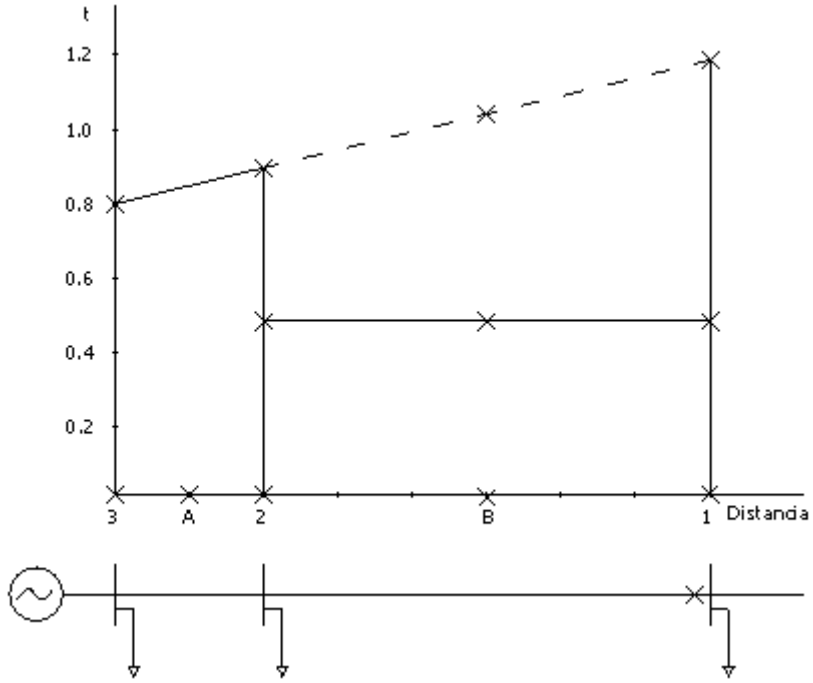


FIGURA 9.10 Curvas tiempo-distancia para el sistema del ejemplo 9.4.

c) Considerar el relevador en 3, la relación del TC es 400/5, el ajuste de la derivación de corriente es 10A, y la calibración del dial de tiempo es 2.5.

La siguiente lista muestra los pasos para obtener los puntos en la curva tiempo-distancia deseada:

Paso 1: Para una falla en 3:

$$i_{relevador} = \frac{3200}{400/5} = 40A \Rightarrow \frac{i_{relevador}}{CTS} = \frac{40}{10} = 4$$

De la característica del relevador CO-7: $T_{33} = 0.8\ s$

Paso 2: Para una falla en A:

$$i_{relevador} = \frac{3096.77}{400/5} = 38.71\ A \Rightarrow \frac{i_{relevador}}{CTS} = \frac{38.71}{10} = 3.871\ A$$

De la característica del relevador CO-7: $T_{3A} = 085\ s$

Paso 3: Para una falla en 2, se encuentra en el ejemplo anterior que: $T_{32} = 0.9\ s$

Paso 4: Para una falla en B; por un procedimiento similar: $T_{3B} = 1.05\ s$

Paso 5: Para una falla en 1: $T_{31} = 1.2\ s$

Considerar el relevador en 2, la relación del TC es 200/5, CTS =10A y TDS = 2. Se obtienen los siguientes tiempos de operación:

$T_{22} = 0.5\ s$, $T_{2B} = 0.53\ s$, $T_{21} = 0.55\ s$

La variación del tiempo de operación del relevador con la localización de la falla se muestra en la figura 9.10.

Ejemplo 9.5.

Se ha señalado antes que las corrientes de arranque de motores y de magnetización de transformadores deben tenerse en cuenta. Asumir ahora que el diseño es para corrientes de arranque del 300% así como las corrientes normales de carga y que se usa el mismo tipo de relevador. Sin embargo, las relaciones de transformación de los TC son aún negociables.

a) Calcular las nuevas relaciones de transformación de los TC.
b) Calibrar los relevadores para esta condición más real.

Solución:

a) Las corrientes de arranque serán:

$I_{normal} \cdot 3 = I_{arranque}$

$I_{21} = 629.85\ A$, $I_{32} = 1023.48\ A$, $I_S = 2086.32\ A$.

Usando las relaciones especificadas de los TC en el ejemplo 9.3.

$i_{21} = 15.75\ A$, $i_{32} = 25.59\ A$, $i_S = 26.07\ A$.

Para el relevador CO-7, las corrientes de arranque son todas más altas que la corriente de calibración de Tap's disponible.

Usando CT en 1 con relación 400/5 resulta en una corriente de relevador en el arranque de $i_{21} = 7.88\ A$

Se toma $CTS_1 = 8$ (Current tap setting)

Usando un TC en 2 con una relación 400/5 resulta una corriente en el relevador durante el arranque que es más alta que la corriente CTS disponible. Se toma entonces un TC en 2 con relación 600/5. Así,

$$i_{32} = \frac{1023.48}{600/5} = 8.53\ A \Rightarrow CTS_2 = 10A$$

Tomando un TC en 3 con relación 1200/5, da

$$i_S = \frac{2086.36}{1200/5} = 8.69\ A \Rightarrow CTS_3 = 10A$$

b) Para seleccionar el TDS se tiene para el relevador 1 con un cortocircuito en 1

$$i_{SC1} = \frac{2500}{400/5} = 31.25\ A$$

Expresando como un múltiplo del valor CTS, se tiene

$$\frac{i_{SC1}}{CTS_1} = \frac{31.25}{8} = 3.91$$

Se selecciona el TDS más bajo como: $(TDS)_1 = 0.5$

De la característica del relevador, $T_{11} = 0.15\ s$

Para calibrar el relevador en 2 se permite un margen de 0.4s, $T_{21} = 0.55\ s$

La corriente de cortocircuito por falla en 1 como un múltiplo del CTS en 2 es:

$$\frac{I_{SC1}}{(CT)_2(CTS)_2} = \frac{2500}{10\left(\frac{600}{5}\right)} = 2.08$$

Para un tiempo de operación de 0.55s con una corriente de 2.08A como un múltiplo de la calibración del tap $(TDS)_2 = 0.75$

Para calibrar el relevador en 3, considerar la falla en la barra 2, la corriente de cortocircuito es 3000A, a la cual el relevador 2 responde en el tiempo T_{22}, asi:

$$\frac{i_{SC2}}{CTS_2} = \frac{3000}{\frac{600}{5} \cdot 10} = 2.5$$

Para $TDS_2 = 0.75$ se tiene $T_{22} = 0.4$ s

Permitiendo el márgen de 0.4 s, se tiene $T_{32} = \dot{0}.4 + 0.4 = 0.8$ s

La corriente de cortocircuito en 2 vista por el relevador en 3 es:

$$\frac{I_{SC2}}{(CT)_3(CTS)_3} = \frac{3000}{10\left(\frac{1200}{5}\right)} = 1.25$$

Para $T_{32} = 0.8\ s$ y de la característica del relevador $(TDS)_3 = 0.5$. Se requiere extrapolar las características dadas. Esto completa la calibración del relevador.

Ejemplo 9.6.

Para el sistema 13.8 kV que se muestra en la figura 9.11, determínese las calibraciones de los relevadores y la relación de los TC para proteger el sistema.

Asumir los siguientes datos:

$L_1 = 9\ MVA,\ L_2 = 4\ MVA,\ fp_1 = 0.9$ en atraso , $fp_2 = 0.85$ en atraso

Las corrientes máximas de falla son:

$I_{SC\ \max 1} = 3200A\ ,\ I_{SC\ \max 2} = 2800A$

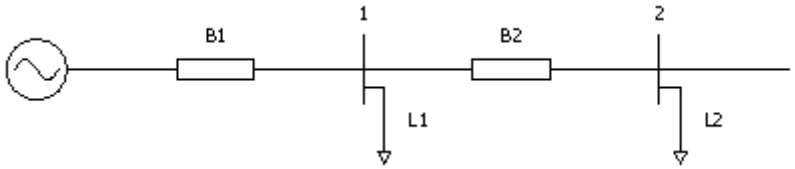


FIGURA 9.11 Sistema para el ejemplo 9.6.

Asumir relevadores tipo CO-8 mostrado en la figura 9.7 y que los ajustes del tap de corrientes CTS disponibles son los mismos del tipo CO-7.

Solución:

Las corrientes de carga normal son calculadas como:

$$I_1 = \frac{9 \cdot 10^6}{13.8 \cdot 10^3\sqrt{3}} \angle -Cos^{-1}(0.9) = 376.53\angle -25.84°$$

$$I_2 = \frac{4 \times 10^6}{13.8 \times 10^3\sqrt{3}} \angle -Cos^{-1}(0.85) = 167.35\angle -31.79°$$

La corriente normal de la fuente es: $I_S = I_1 + I_2 = 543.26\angle -27.67°$

La corriente normal a través de línea es 167.35 A y se puede seleccionar un TC con: $CTR_2 = \frac{200}{5}$.

La corriente normal de la fuente es de 563.26A y se puede seleccionar un TC con: $CTR_1 = \frac{400}{5}$ y así las co-rrienes normales de los relevadores son:

$$i_2 = \frac{167.35}{200/5} = 4.18\ A\ ,\ i_S = \frac{543.26}{400/5} = 6.79\ A\ .$$

Por tanto, los ajustes del tap de corriente son:

$$CTS_2 = 5 \text{ y } \quad CTS_1 = 7$$

Con un cortocircuito en 2, la corriente del relevador es:

$$i_{SC2} = \frac{2800}{200/5} = 70A$$

Seleccionando el ajuste del dial de tiempo más bajo, $TDS_2 = 0.5$.

La corriente de cortocircuito en 2 expresada como un múltiplo del ajuste del tap de corriente es $\frac{i_{SC2}}{CTS_2} = \frac{70}{5} = 14$.

De las características del relevador, $T_{22} = 0.05\ s$

Para ajustar el relevador en 1, se permite un margen de 0.4 s para responder a la falla en 2. Así, $T_{12} = 0.45\ s$

La corriente de cortocircuito en 2 vista por el relevador 1 es:

$$i_{SC12} = \frac{2800}{400/5} = 35A$$

Esta corriente es expresada como un múltiplo del CTS (Ajuste del Tap de corriente):

$$\frac{i_{SC12}}{CTS_1} = \frac{35}{7} = 5A$$

Correspondiendo a 5 A y 0.45 s, se obtiene de las características del relevador. $TDS_1 = 1.2$.

Esto completa los ajustes del relevador.

El relevador 1 responderá a un cortocircuito en 1 como sigue:

$$\frac{i_{SC11}}{CTS_1} = \frac{3200}{(400/5)7} = 5.71\ A$$

De las características del relevador $T_{11} = 0.4\ s$, lo cual es más bajo que T_{12}

9.3.3 *Ajuste de las unidades de sobrecorriente instantáneas.*

9.3.3.1 *Para líneas de transmisión entre subestaciones.*

El ajuste de las unidades se lleva a cabo tomando al menos el 125% de la corriente simétrica rms para el nivel de falla máxima en la próxima subestación. El procedimiento debe empezarse desde la subestación más lejana, luego se continúa moviendo la fuente hacia atras. Cuando las características de los dos relevadores cruzan un nivel de falla particular del sistema, haciendo así difícil obtener la coordinación correcta, es necesario ajustar la unidad instantánea del relevador en la subestación que está más lejana de la fuente a un valor tal que el relevador opere para un nivel de corriente ligeramente más bajo, evitando así pérdida de coordinación. El márgen del 25% evita sobreposición de la unidad instantánea aguas abajo si una componente DC considerable está presente. En sistemas HV que operan a 220 kV o mayor, un valor más alto debe usarse puesto que la relación X/R llega a ser más grande, como la componente DC.

9.3.3.2 *Para líneas de distribución.*

El ajuste de los elementos instantáneos de los relevadores sobre líneas de distribución que alimentan transformadores montados en postes MV/LV es tratado de manera diferente al caso anterior, ya que estas líneas están al final del sistema MV. Ellos por lo tanto no tienen que satisfacer las condiciones de coordinación, que tienen que ser cumplidas por las líneas entre subestaciones y así uno de los siguientes dos valores pueden ser usados para calibrar estas unidades:

1. 50% de la corriente máxima de cortocircuito en el punto de conexión del relevador.
2. Entre 6 y 8 veces la corriente máxima (nominal) del circuito.

9.3.4 *Alcance de las unidades de sobrecorriente instantáneas que protegen líneas entre subestaciones.*

El porcentaje de cobertura de una unidad instantánea que protege una línea X, puede ser ilustrado considerando el sistema mostrado en la figura 9.12.

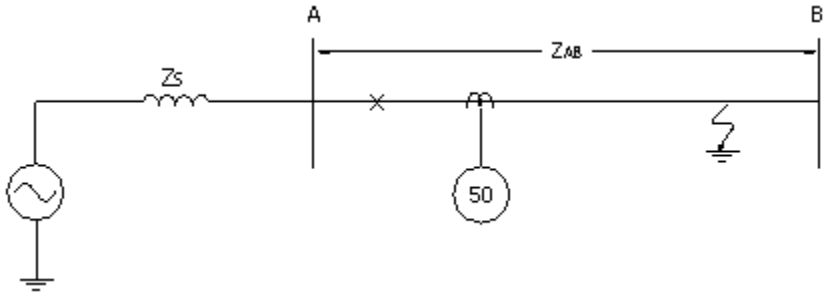


FIGURA 9.12 **Alcance de las unidades instantáneas.**

Se definen los siguientes parámetros:

$$K_i = \frac{\text{I de puesta en marcha}}{\text{I al final}} \text{ y } K_s = \frac{Z \text{ fuente}}{Z \text{ elemento}}$$

De la figura 9.12:

$$\text{I de puesta en marcha} = \frac{V}{Z_s + XZ_{AB}} \tag{9.1}$$

donde:

V: Voltaje en el punto de ubicación del relevador.

Z_s: Impedancia de la fuente.

Z_{AB}: Impedancia del elemento que está siendo protegido.

X: Porcentaje de línea protegida.

$$\text{I al final} = \frac{V}{Z_s + Z_{AB}} \tag{9.2}$$

$$K_i = \frac{Z_s + Z_{AB}}{Z_s + XZ_{AB}} \quad \Rightarrow \quad X = \frac{Z_s + Z_{AB} - Z_s K_i}{Z_{AB} K_i} \tag{9.3}$$

lo que da:

$$K_s = \frac{Z_s}{Z_{AB}} \quad \Rightarrow \quad X = \frac{K_s(1 - K_i) + 1}{K_i} \tag{9.4}$$

Por ejemplo, si $K_i = 1.25$ y $K_s = 1$, luego $X = 0.6$, o sea que la protección cubre el 60% de la línea.

Ejemplo 9.7.

El efecto de la reducción de la impedancia de la fuente Z_s sobre la cobertura proporcionada por la protección instantánea puede apreciarse considerando el sistema de la figura 9.13 y usando un valor de 1.25 para K_i en la ecuación 9.4.

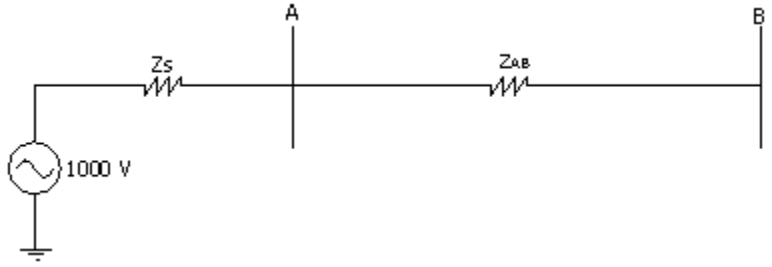


FIGURA 9.13 Circuito equivalente para el ejemplo 9.7.

Los resultados son los siguientes:

$Z_s(\Omega)$	$Z_{AB}(\Omega)$	$I_A(A)$	$I_B(A)$	**% Cobertura**
10	10	100	50	60
2	10	500	83	76

9.3.5 *Ajuste de las unidades de tiempo diferido en los relevadores de sobrecorriente.*

El tiempo de operación de un relevador de sobrecorriente puede ser retrasado para asegurar que, en presencia de una falla, el relevador no dispare antes de la operación de cualquier otra protección localizada más cerca a la falla. Las curvas de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso asociados con dos interruptores sobre el mismo alimentador en un sistema típico son mostradas en al figura 9.14, ilustrándose en ellas la diferencia en el tiempo de operación de los relevadores en los mismos niveles de falla, para satisfacer el denominado "Márgen de discriminación".

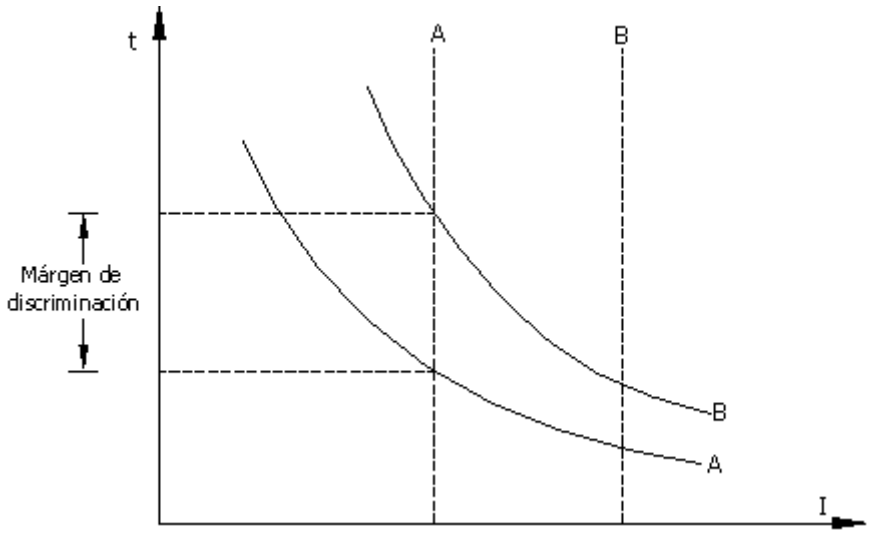


FIGURA 9.14 **Curvas del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso asociadas con dos interruptores en el mismo alimentador.**

9.3.5.1 *Ajuste de parámetros.*

Los relevadores de tiempo definido y los de tiempo inverso, puden ajustarse seleccionando dos parámetros: el DIAL y el TAP. El ajuste del dial representa el retraso de tiempo antes que el relevador opere cada vezque una corriente de falla alcanza un valor igual a, o mayor que el ajuste de corriente del relevador. Elretraso de tiempo es usualmente obtenido ajustando la distacia física entre los contactos móviles y los contactos fijos mediante la alteración del ajuste del dial. En ambos casos, un valor de DIAL más pequeño resulta en un tiempo de operación más corto.

El TAP, es un valor que define la corriente de puesta en marcha del relevador, y las corrientes son expresadas como múltiplos de ésta. Para relevadores de fase, el valor del TAP es determinado asignando un márgen para sobrecarga por encima de la corriente nominal, como en la siguiente expresión:

$$TAP = \frac{(1.5 \cdot \mathrm{I}_{\mathrm{nominal}})}{CTR} \tag{9.5}$$

I_{nom} : Corriente nominal del circuito.

CTR : Relación de transformación del TC.

1.5 : Multiplicador que toma en cuenta la sobrecarga más un factor de seguridad.

En sistemas de distribución donde es posible aumentar la carga de los alimentadores bajo condiciones de emergencia, el factor de 1.5 se puede incrementar a 2.0 para calcular el TAP.

Para relevadores de falla a tierra, el valor del TAP es determinado tomando en cuenta el máximo desbalance que puede existir en el sistema bajo condiciones normales de operación. Un desbalance típico permitido es del 20%, asi que la expresión de la ecuación 9.5, llega a ser:

$$TAP = \frac{(0.2 \cdot I_{\text{nom}})}{CTR} \tag{9.6}$$

En líneas de transmisión HV el porcentaje puede aumentarse hasta el 10% y alimentadores de distribución rurales el valor puede elevarse al 30%.

9.3.5.2 *Criterio de Coordinación.*

El criterio y procedimiento para calcular los valores de ajustes del relevador de sobrecorriente para obtener la protección y coordinación adecuada para el sistema que se verá enseguida es aplicable principalmente a los relevadores de tiempo inverso, aunque la misma metodologáa es válida para relevadores de tiempo definido:

1. Seleccionar el valor del TAP para todos los relevadores de la ecuación 9.5 o 9.6 como el apropiado.
2. Determinar el tiempo de operación requerido t_1, del relevador más alejado de la fuente usando el ajuste más bajo del DIAL y considerando el nivel de falla para el cual la unidad instantánea de este relevador se pongan en marcha. Este ajuste de DIAL puede ser más alto si la carga que fluye es alta cuando el circuito es reenergizado después de una pérdida de suministro (la puesta en marcha de carga fría), o si es necesario coordinar con dispositivos instalados aguas abajo, por ejemplo fusibles o restauradores.
3. Determinar el tiempo de operación de un relevador asociado con el interruptor en la próxima subestación hacia la fuente, $t_{2a} = t_1 + t_{\text{márgen}}$, donde t_{2a} es el tiempo de operación del relevador de respaldo asociado con el interruptor 2 y $t_{\text{márgen}}$ es el márgen de discriminación. El nivel de falla usado para este cálculo es el mismo usado para determinar el tiempo t_1 del relevador asociado con el interruptor anterior.
4. Conociendo t_{2a}, y habiendo calculado el valor del TAP para el relevador 2, repetir la instrucción del numeral 2 para obtener el ajuste del dial para el relevador 2.
5. Determinar el tiempo de operación t_{2b} del relevador 2, pero ahora utilizando el nivel de falla justo antes de la operación de su unidad instantánea.

6. Continuar con la secuencia, comenzando por el numeral 3.

Este procedimiento es apropiado si puede asumirse que los relevadores tienen las curvas características graduadas en segundos. Para aquellos relevadores donde el ajuste de tiempo es dado como un porcentaje de la curva de operación para 1 s, el ajuste del DIAL puede determinarse comenzando desde el multiplicador más rápido aplicado a la curva para el DIAL 1. El tiempo de operción es obtenido como en el numeral 3. En los relevadores más modernos los ajustes de tiempo pueden comenzar desde valores tan bajos como 0.1 s, en pasos de 0.1 s.

Un márgen de discriminación de tiempo entre dos características tiempo-corriente sucesivas del orden de 0.3 a 0.5 s debe usarse. Este valor evita pérdida de selectividad debido a uno o más sucesos tales como:

- Tiempo de apertura del interruptor.
- Tiempo de sobrerrecorrido del relevador después de que la falla ha sido despejada.
- Variaciones en el nivel de falla, desviaciones de las curvas características de los relevadores (por ejemplo, debido a tolerancias de fabricación), y errores en los TC.

En los relevadores modernos, el sobrerrecorrido es despreciable o no existe y por tanto, el márgen puede seleccionarse en el mínimo indicado, 0.3 s.

Las fallas monofásicas en el lado estrella de un transformador Dy no son vistas en el lado delta. Por lo tanto, cuando se ajustan los relevadores de falla a tierra, el ajuste del dial disponible más bajo puede aplicarse a los relevadores en el lado delta, lo cual hace posible reducir considerablemente los ajustes y así los tiempos de operación de los relevadores de falla a tierra más cercanos a al fuente de alimentación.

El procedimiento indicado para unidades de fase y de tierra puede facilmente usarse cuando las características de operación de los relevadores son definidas por fórmulas matemáticas en lugar de curvas sobre papel log-log. Las normas IEC 255 y BS 142 definen matemáticamente el tiempo de operación con la siguiente expresión:

$$t = \frac{k \times \beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} \qquad \textbf{(9.7)}$$

donde:

t : Tiempo de operación del relevador [s].

k : DIAL, o ajuste del multiplicador de tiempo.

I : Nivel de corriente de falla en A secundario.

I_s : TAP o corriente de pueste en marcha seleccionada.

Las conatantes α y β determinan la pendiente de las cracterísticas del relevador. Para los tres tipos de relevadores de sobrecorriente estándar, sus valores se dan en la tabla 9.2.

TABLA 9.2. Constantes IEC para relevadores de sobrecorriente estándar.

Tipo de relevador	α	β
Inverso	0.02	0.14
Muy inverso	1.00	13.50
Extremedamente inverso	2.00	80.00

Dada la característica del relevador, es fácil calcular el tiempo de respuesta para un DIAL k dado, para el TAP y otros valores de la ecuación 9.7. Igualmente, si un tiempo y TAP particular han sido determinados, el DIAL es encontrado resolviendo k de la misma ecuación. Por lo tanto, el procedimiento dado en los 6 pasos pueden ser completados para obtener la discriminación requerida.

9.3.6 *Coordinación con fusibles.*

Cuando se coordinan relevadores de sobrecorriente puede ser necesario considerar las características tiempo corriente de los fusibles que son utilizados para proteger transformadores de subestaciones MV/LV. Cuando un fusible opera, la línea queda en una condición de circuito abierto hasta que se reemplaza el fusible. Es por lo tanto necesario considerar la prevención de operación del fusible a causa de los problemas de reemplazo de fusibles después de que ellos operan. En estos casos puede ser preferible renunciar a la selectividad del sistema de protección por no tener en cuenta la curva característica del fusible, así que el fusible luego actuará como un respaldo.

Ejemplo 9.8.

Para el sistema mostrado en la figura 9.15 y comenzando con los datos mostrados en ella, realizar lo siguiente:

1. Calacular las corrientes nominales y los niveles de cortocircuito trifásicos en cada interruptor.
2. Seleccionar las relaciones de transformación de los TC.
3. Determinar los valores del TAP, DIAL y ajustes instantáneos para asegurar un sistema de protección coordinado.
4. Encontrar el porcentaje de protección de la línea BC por parte de las unidades instantáneas del relevador de sobrecorriente asociado con el interruptor 2.

5. Dibujar las características de los relevadores en el sistema.

Tener en cuenta las siguientes consideraciones:

a) El márgen de discriminación es de 0.4 s.

b) El relevador asociado con el interruptor 1 es uno de tipo tiempo definido. Todos los demás tienen características de tiempo inverso.

c) Datos del relevador de tiempo definido:

- Corriente nominal: 2.5 A (conexión serie). 5.0 A (conexión paralelo).
- Rango de corriente: Entre 1 y 2 veces el valor nominal de la corriente en pasos de 0.2 s.
- Rango de tiempo: 0.2 a 10 s en pasos de 0.1 s.
- Rango de unidades instantáneas: 3 a 20 veces I_{nom} en pasos de 1A.

d) Datos de los relevadores de tiempo inverso.

TAP: 1 a 12 A en pasos de 1 A.

DIAL: Como se muestra en la figura 9.16.

Instantáneo: 6 a 144 A en pasos de 1 A.

Solución:

1 a) Cálculo de las impedancias:

De la figura 9.15 se puede obtener el nivel de cortocircuito en la barra y la impedancia de la línea BC.

$$Z_{fuente} = \frac{V^2}{P_{sc}} = \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{950 \cdot 10^6} = 13.92\ \Omega \quad \text{referido a 115 kV.}$$

$$Z_{transformador} = Z_{pu} \cdot Z_{base} = 0.048 \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 25.39\ \Omega \quad \text{referido a 115 kV.}$$

$$Z_{\text{línea BC}} = 85.35\ \Omega \quad \text{referido a 115 kV.}$$

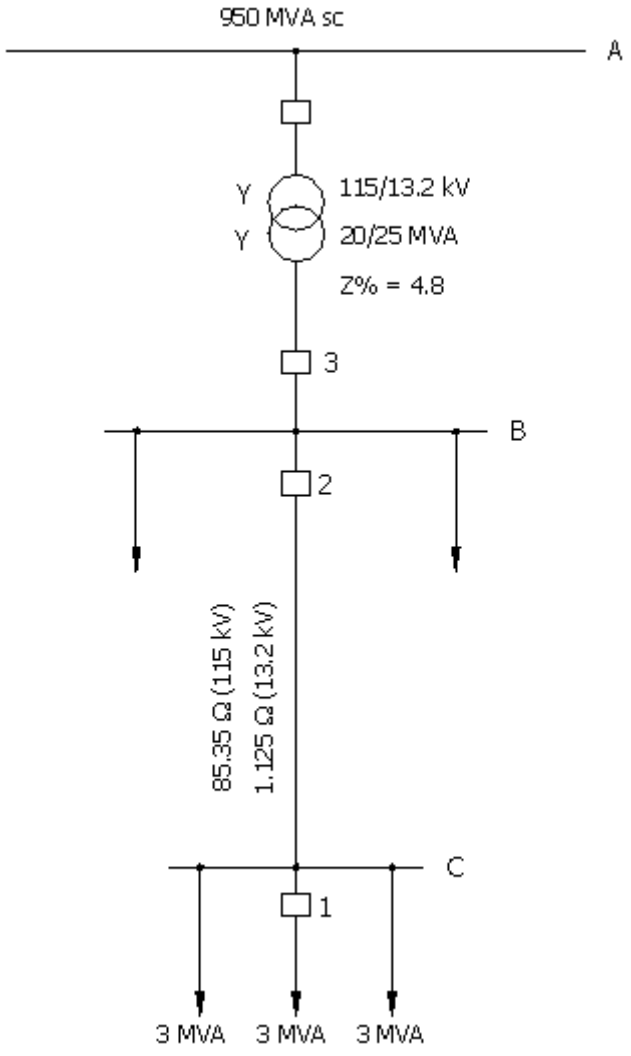


FIGURA 9.15 **Diagrama unifilar para el sistema del ejemplo 9.8.**

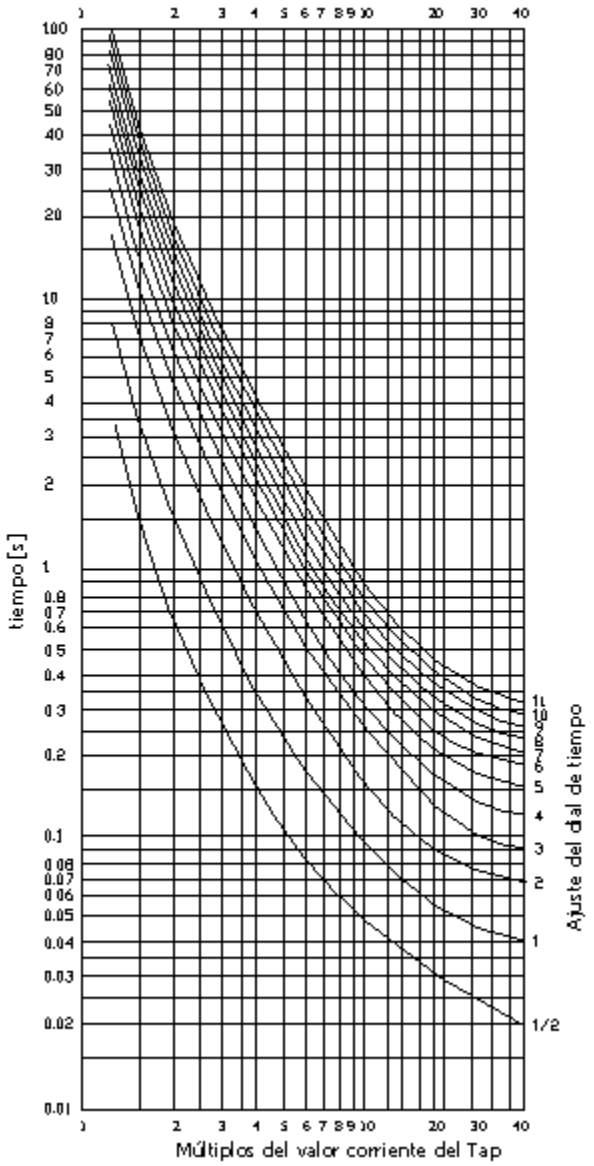


FIGURA 9.16 **Curvas típicas de operación para relevadores de tiempo inverso.**

El circuito equivalente del sistema referido a 115 kV se muestra en la figura 9.17

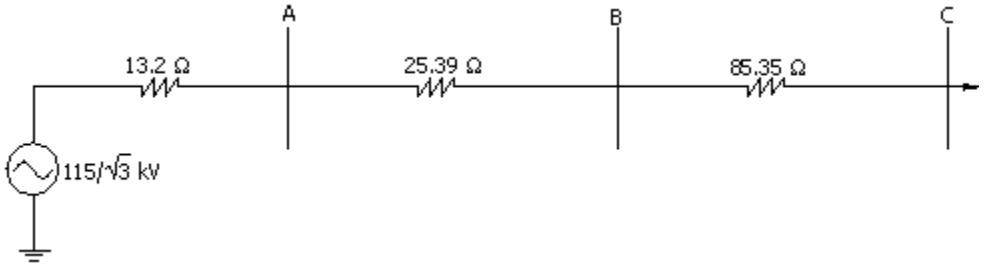


FIGURA 9.17 **Circuito equivalente del sistema mostrado en la figura 9.15.**

1 b) Cálculo de las corrientes nominales:

$$I_{\text{nom }1} = \frac{P}{\sqrt{3}\cdot V} = \frac{3\cdot 10^6}{\sqrt{3}(13.2\cdot 10^3)} = 131.2 \text{ A.}$$

$$I_{\text{nom }2} = 3I_{\text{nom }1} = 3\cdot 131.2 \text{ A} = 393.6 \text{ A.}$$

$$I_{\text{nom }3} = \frac{25\cdot 10^6}{\sqrt{3}(13.2\cdot 10^3)} = 1093.5 \text{ A.}$$

$$I_{\text{nom }4} = \frac{25\cdot 10^6}{\sqrt{3}(115\cdot 10^3)} = I_{\text{nom }3}\cdot\left(\frac{13.2}{115}\right) = 125.5 \text{ A.}$$

1 c) Niveles de cortocircuito:

El circuito equivalente da:

$$I_{\text{falla C}} = \frac{115\cdot 10^3}{\sqrt{3}(13.92+25.39+85.35)} = 532.6 \text{ A referido a 115 kV..}$$

$$I_{\text{falla C}} = 532.6\left(\frac{115}{13.2}\right) = 4640.2 \text{ A referido a 13.2 kV.}$$

$$I_{\text{falla B}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(13.92 + 25.39)} = 1689.0 \text{ A referido a 115 kV.}$$

$$I_{\text{falla B}} = 1689\left(\frac{115}{13.2}\right) = 14714.8 \text{ A referido a 13.2 kV.}$$

$$I_{\text{falla A}} = \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13.92} = 4769.8 \text{ A referido a 115 kV.}$$

2. Selección de la relación de transformación de los TC:

La relación de transformación de los TC es determinada por el mayor de los siguientes valores.

i. I_{nom}.

ii. Corriente máxima de cortocircuito sin saturación presente.

Por lo tanto, $I_{sc}(5/X) \leq 100$ A, asi que $X \geq (5/100)I_{sc}$ donde I_{sc} es la corriente de cortocircuito. La tabla 9.3 resume los cálculos.

3 a) Cálculo de los TAP:

Relevador 1: (131.2) 5/300 = 2.19 A; conexión serie (2.5 A).

Relevador 2: 1.5 (393.6) 5/800 = 3.69 A; TAP 4 A.

Relevador 3: 1.5 (1093.5) 5/1100 = 7.16 A; TAP 8 A.

Relevador 4: 1.5 (125.5) 5/300 = 3.14 A; TAP 4 A.

TABLA 9.3. Corrientes nominales, corrientes de cortocircuito y relaciones de transformación de los TC para el ejemplo 9.8

Interruptor	P_{nom} MVA	I_{nom} A	I_{sc} A	(5/100) I_{sc} A	Relación de transformación del TC
1	3	131.2	4640.0	232.0	300/5
2	9	393.6	14714.8	735.7	800/5
3	25	1093.5	14714.8	735.7	1100/5
4	25	125.5	4769.8	238.5	300/5

3 b) Determinación del DIAL y calibración del ajuste instantáneo:

Relevador 1:

$I_{\text{puesta en marcha}} = 1.5 \cdot I_{\text{caraga}} \cdot (1/CTR) = 1.5\,(131.2)\,5/300 = 3.28$ A.

Rango de corriente:

$$I_{\text{puesta en marcha}} = 2.5(1.4)\frac{300}{5}$$

Posición del tambor: 3.28/2.5 = 1.3; la posición del tambor se ajusta a 1.4.

Tiempo de operación: 0.2 s (mínimo).

Ajuste del elemento instantáneo = $(0.5I_{sc})(1/CTR) = (0.5 \cdot 4640)(5/300) = 38.67$ A.

Ajuste: 38.67 A/ 2.5 A = 15.47; ajuste = 16 I_{nom}.

$I_{\text{disparo instantáneo}} = 16(2.5)(300/5) = 2400$ A primario a 13.2 kV.

Relevador 2:

2400 A deberían producir operación de t_{2a} en al menos $0.2 + 0.4 = 0.6$ s.

$MULT_a = 2400 \text{ A} \cdot 5/800 \cdot 1/4 = 3.75$ veces.

Con 3.75 veces, y t_{op} al menos de 0.6 s, de la figura 9.16, DIAL = 2.

Ajuste instantáneo = $(1.25\ I_{\text{falla C}})$ (1/CTR) = $1.25 \cdot 4640 \cdot \frac{5}{800} = 38.25$ A; se ajusta en 37 A.

$$I_{\text{instantáneo primario}} = (37)\frac{800}{5} = 5920 \text{ A a } 13.2 \text{ kV}.$$

$MULT_b = 5920 \text{ A} \cdot 5/800 \cdot 1/4 = 9.25$ veces.

Con 9.25 veces de multiplicador y DIAL 2 $\Rightarrow$ $t_{2b} = 0.18$ s (figura 9.16).

Relevador 3:

Para discriminación del relevador 2, tomar $I_{\text{instantáneo primario 2}} = 5920$ A.

Requiere operación de t_{3a} en al menos $0.18 + 0.4 = 0.58$ s.

$MULT_a = 5920 \text{ A} \cdot 5/1100 \cdot 1/8 = 3.36$ veces.

Con 3.36 veces y $t_{op} = 0.58$ s $\Rightarrow$ DIAL $= \dot{2}$

Sin embargo, el elemento instantáneo del relevador asociado con el interruptor 3 está sobrerrecorrido y el tiempo de discriminación es aplicado para una falla en la barra B para evitar falta de coordinación con las unidades instantáneas de los relevadores asociados con los alimentadores de la barra.

Basados en $I_{sc} = 14714.8$ a 13.2 kV.

$MULT_b = 14714.8 \text{ A} \cdot 5/1100 \cdot 1/8 = 8.36$ veces.

Con 8.36 veces y DIAL $= 2$ $\Rightarrow$ $t_{3b} = 0.21$ s.

Relevador 4:

Para 14714.8 A, $multiplicador = (14714.8 \text{ A})(13.2/115)\left(\frac{5}{300}\right)\left(\frac{1}{4}\right) = 7.04$ veces.

Requiere $t_4 = 0.21 + 0.4 = 0.61$ s.

Con 7.04 veces y $t_{op} = 0.61$ s $\Rightarrow$ DIAL $= 5$

TABLA 9.4. Resumen de ajustes para el ejmplo 9.8.

Relevador asociado con el interruptor número	TAP A	DIAL	Instantáneo I_{sec}, A	Instantáneo I_{prim}, A
1	2.5		40	2400
2	4.0	2	37	5920
3	8.0	2		
4	4.0	5	36	18818

3 c) Calibración de las unidades instantáneas.

$$\text{Calibración de unidades instantáneas} = (1.25 \cdot I_{\text{falla B}})(1/CTR) = 1.25 \cdot 1689 \cdot \frac{5}{300} = 35.19 \text{ A.}$$

Calibración = 36 A.

$$I_{\text{inst prim}} = 36\left(\frac{300}{5}\right) = 2160 \text{ A referido a 115 kV.}$$

$$I_{\text{inst prim}} = 2160\left(\frac{115}{13.2}\right) = 18818.2 \text{ A referido a 13.2 kV.}$$

La tabla 9.4 resume la calibración de los cuatro relevadores.

4. El porcentaje de línea AB protegida por el elemento instantáneo de los relevadores asociados con el interruptor 2.

$$X\% = \frac{K_s(1 - K_i)}{K_i}.$$

$$K_i = \frac{\text{I}_{\text{sc}} \text{ puesta en marcha}}{\text{I}_{\text{sc}} \text{ al final}} = \frac{5920}{4640} = 1.28.$$

$$K_s = \frac{Z_{\text{fuente}}}{Z_{\text{elemento}}} = \frac{13.92 + 25.39}{85.35} = 0.46 .$$

$$\text{y } X\% = \frac{(0.46)(1 - 1.28) + 1}{1.28} = 0.68 .$$

Por lo tanto, el elemento instantáneo cubre el 68% de la línea AB.

5. Las curvas de coordinación de los relevadores asociados con este sistema se muestran en la figura 9.18. Debe notarse que todas ellas están dibujadas para corrientes al mismo voltaje, en este caso 13.2 kV.

9.3.7 *Coordinación de relevadores de sobrecorriente a través de transformadores Dy.*

La distribución de corrientes en estos transformadores debe ser comprobada para las fallas trifásicas, fase-fase y fase-tierra sobre el devanado secundario. Se puede asumir que los voltajes entre las fases del transformador son los mismos, para los devanados primario y secundario. Así, $N_1 = \sqrt{3}N_2$ donde N_1 es el número de espiras del primario y N_2 es el número de espiras del secundario.

Los reultados de los tres casos están resumidos en la tabla 9.5 donde se puede ver que el caso crítico para la coordinación de relevadores de sobrecorriente es la falla trifásica. En este caso, los relevadores instalados en el secundario llevan una corriente menor que la corriente equivalente que fluye a través de los relevadores primarios, lo cual puede conducir a una situación donde la coordinación entre los dos relevadores este en riesgo. Por esta razón, el márgen de discriminación entre los relevadores está basado en el tiempo de operación de los relevadores secundarios a una corriente igual a $(\sqrt{3}/2)I$, y el tiempo de operación para los relevadores primarios para la corriente plena de falla I_f, como se muestra en la figura 9.19.

TABLA 9.5. Resumen de condiciones de falla en el secundario de un transformador Dy.

Falla	I relevador asociado con el primario	I relevador asociado con el secundario
Trifásica	I	I
Fase a fase	I	$(\sqrt{3}/2)I$
Fase a tierra	I	$\sqrt{3}I$

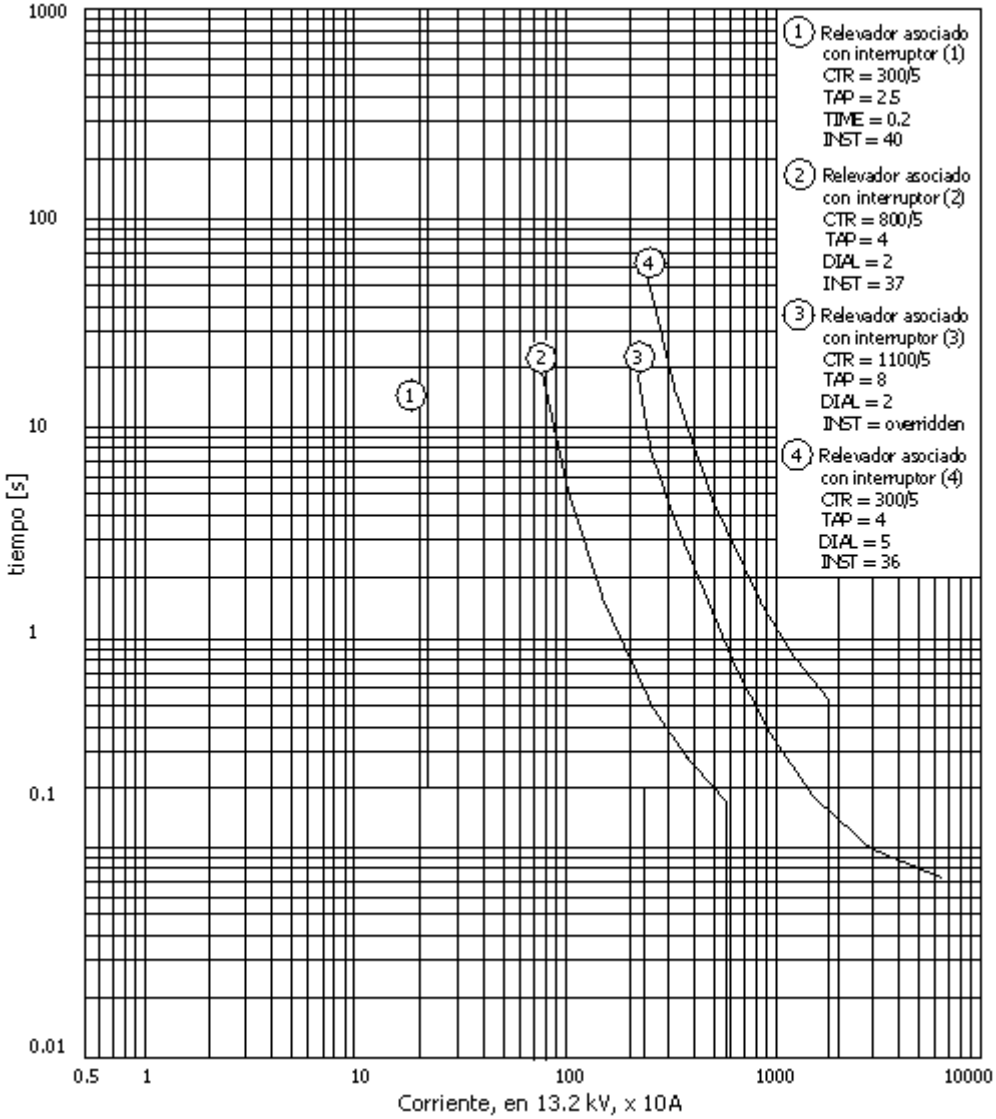


FIGURA 9.18 **Curvas de coordinación de relevadores para el ejemplo 9.8.**

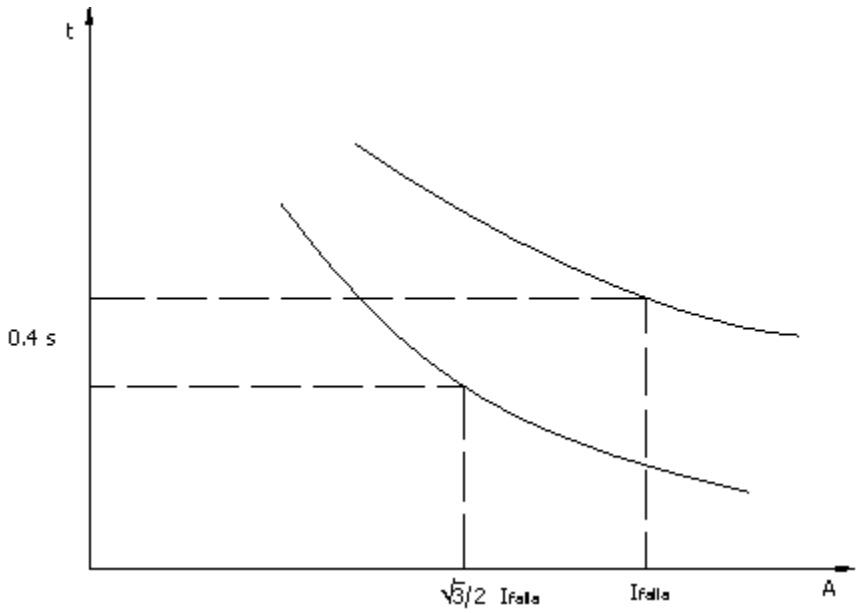


FIGURA 9.19 Coordinación de relevadores de sobrecorriente para un transformador Dy.

9.4 *RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES.*

9.4.1 *Relevadores direccionales de falla a tierra.*

Los relevadores direccionales de falla a tierra son construidos sobre la base de que el voltaje residual es igual a 3 veces la caída de voltaje de secuencia cero en la impedancia fuente, y desplazada con respecto a la corriente residual por el ángulo característico de la impedancia fuente. Cuando un conjunto de TP convenientes no está disponible para obtener el voltaje de polarización, se emplea la polarización de corriente usando la corriente de tierra de un transformador local conectado a tierra. Esto está basado en el principio que indica que la corriente del neutro siempre fluye hacia el sistema de tierra, mientras que, dependiendo de la falla, la corriente residual puede fluir en cualquier dirección. Debe recalcarse sin embargo, que la posibilidad de falla de un relevador de protección direccional de voltaje polarizado es mínima y es por tanto recomendado que este arreglo por lo que se debe usar siempre que sea posible.

9.4.2 *Polarización de relevadores de tierra.*

Para proteger el equipo contra falla a tierra se usa un relevador direccional de sobrecorriente (67 N) alimentado con la corriente residual y una cantidad polarizante que dependiendo del equipo a proteger puede

ser el voltaje residual para líneas y la corriente de secuencia cero en los transformadores. El voltaje residual se consigue alimentando el relevador del secundario del T.P. conectado en delta abierto y la corriente residual del neutro de los TC. En la figura 9.20 a) se muestra la conexión del relevador diferencial de tierra.

Mientras el sistema está balanceado la tensión residual será de cero Voltios (ver figura 9.20 b), cuando exista una falla a tierra, el voltaje de la fase afectada caerá y ya la suma de Va, Vb, Vc es diferente de cero (ver figura 9.20 c), apareciendo en bornes del relevador una tensión residual igual a 3Vo con la cual se polarizará el relevador para determinar la dirección de la corriente residual de falla.

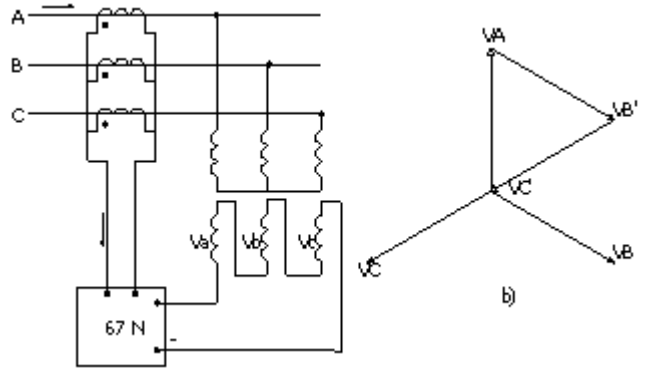
Cuando el neutro del sistema está aterrizado a través de una resistencia, esta será la impedancia dominante y un relevador de ángulo de máximo torque de cero grados será satisfactorio.

En el caso de sistemas sólidamente aterrizados la impedancia reactiva será la predominante y será necesario introducir algún grado de compensación; relevadores con conexión de 45º y 60º son los más usados. En el caso de no ser posible obtener el voltaje residual, se utilizará la corriente del neutro de una fuente de secuencia cero.

En la figura 9.21 se muestran varias alternativas para obtener la corriente de polarización para transformadores de diferentes tipos.

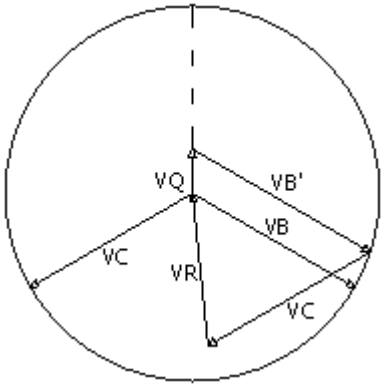
En la figura 9.22 se muestran las conexiones para la unidad direccional polarizada y distribución de la corriente de secuencia cero para una falla línea a tierra en el lado secundario de un transformador Ydy.

Polarización Relevadores de tierra *(Conexión)*



a) Sistema balanceado $V_R = 0$

Diagrama fasorial RD de tierra (67 N)



c) Sistema con falla en fase A
$V_R \neq 0$

FIGURA 9.20 Conexión y diagramas fasoriales del relevador diferencial de tierra.

Ejemplo 9.9.

Una falla sólida a tierra en las fases S y T es representada en el punto F del sistema de potencia mostrado en la figura 9.23. Determinar las señales de corriente y de voltaje que van en cada uno de los relevadores direccionales que tienen una conexión 30° y son alimentados como se indica a continuación:

$\Phi_R = I_R, V_{RT}$; $\Phi_S = I_S, V_{SR}$; $\Phi_T = I_T, V_{TS}$

Indicar cuales relevadores operan ante la ocurrencia de una falla. En la solución ignórese las corrientes de carga y asúmase un voltaje de prefalla igual a 1.0 p.u. Las bases en el punto de ubicación del generador son 13.2 kV y 100 MVA.

Nota: Aunque el sistema es radial, la instalación de un relevador de sobrecorriente direccional se justifica asumiendo que este circuito puede hacer parte de un anillo en un futuro sistema.

Solución:

Las condiciones para una falla doble fase a tierra, S-T-N son:
$I_R = 0, \quad V_S = 0, \quad V_T = 0$.
Los tres circuitos de secuencia se muestran en la figura 9.24. El circuito equivalente es obtenido conectando los tres circuitos de secuencia en paralelo como se muestra en la figura 9.25.

De la figura 9.24: $Z_0 = 0.11 \parallel 1.5 \quad \Rightarrow \quad Z_0 = 0.102$

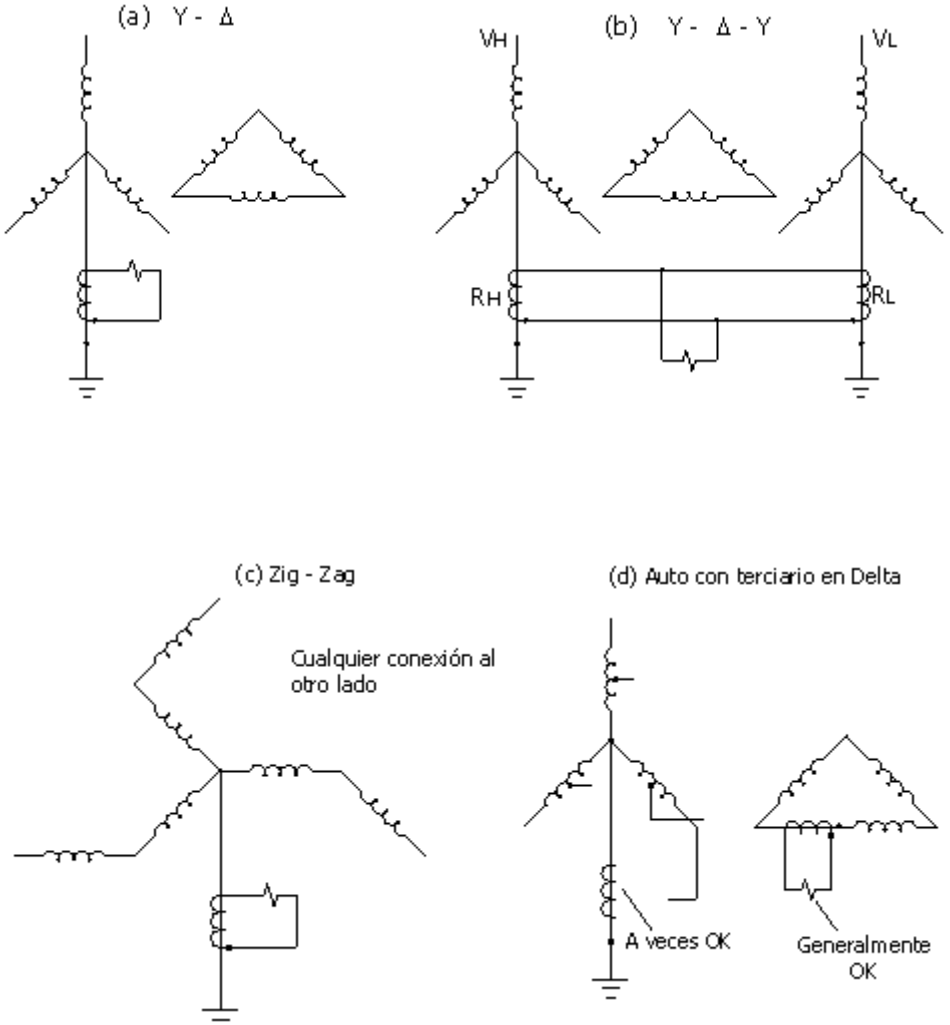
Las tres corrientes de secuencia en el circuito son:

$$I_{R1} = \frac{1}{j0.26 + \dfrac{j0.26 + j0.102}{j0.362}} = -j3.0 \text{ pu}.$$

$$I_{R2} = \frac{-(-j3.0)j0.26}{j0.26 + j0.102} = j0.485 \text{ pu}.$$

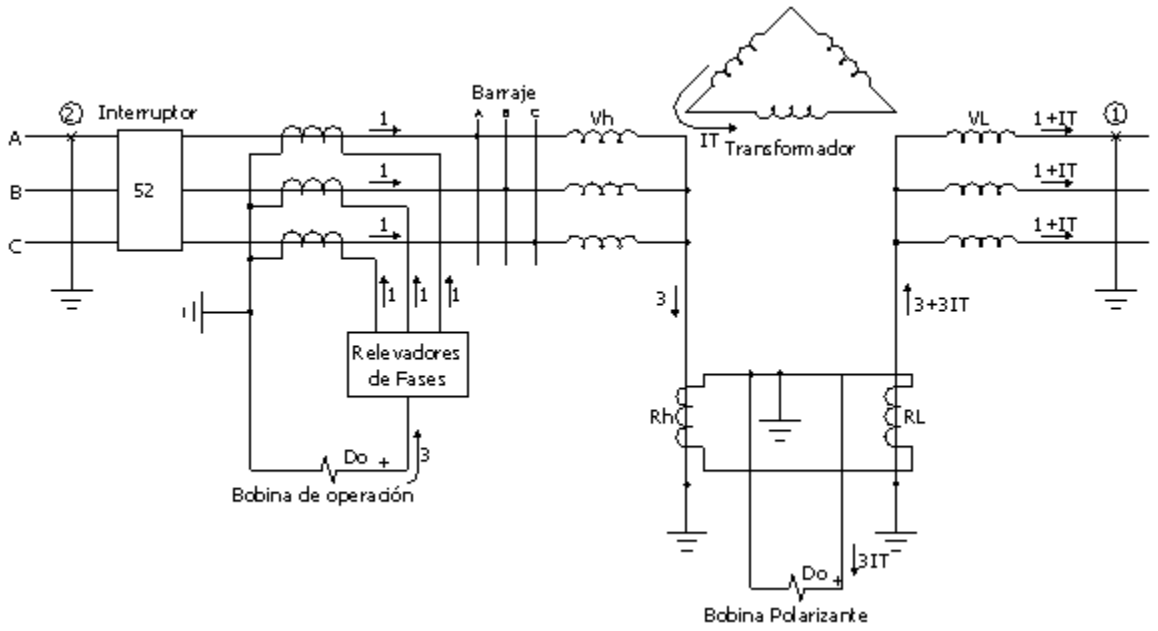
$$I_{R0} = -(-j3.0)\frac{j0.102}{j0.26 + j0.102} = j2.155 \text{ pu}.$$

En el punto de falla se tiene: $I_R = I_{R1} + I_{R2} + I_{R0} = 0$



$$\frac{R_L}{R_H} = \frac{V_L}{V_H}$$

FIGURA 9.21 **Fuentes de corriente polarizante.**



$\frac{R_L}{R_h} = \frac{V_H}{V_L}$ donde R_L, R_h son las relaciones de T.C.

FIGURA 9.22 Conexiones para la unidad direccional polarizada.

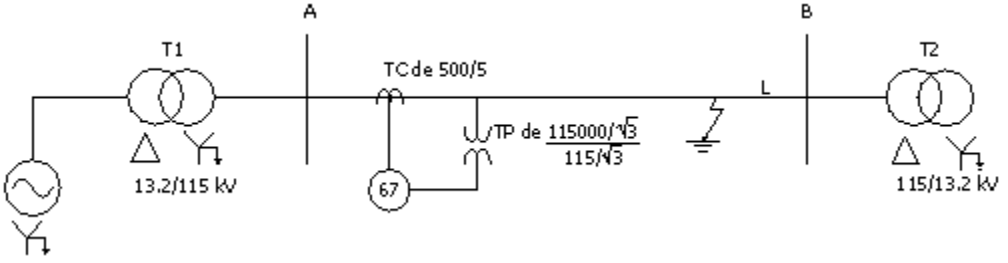


FIGURA 9.23 Diagrama unifilar del sistema del ejemplo 9.9

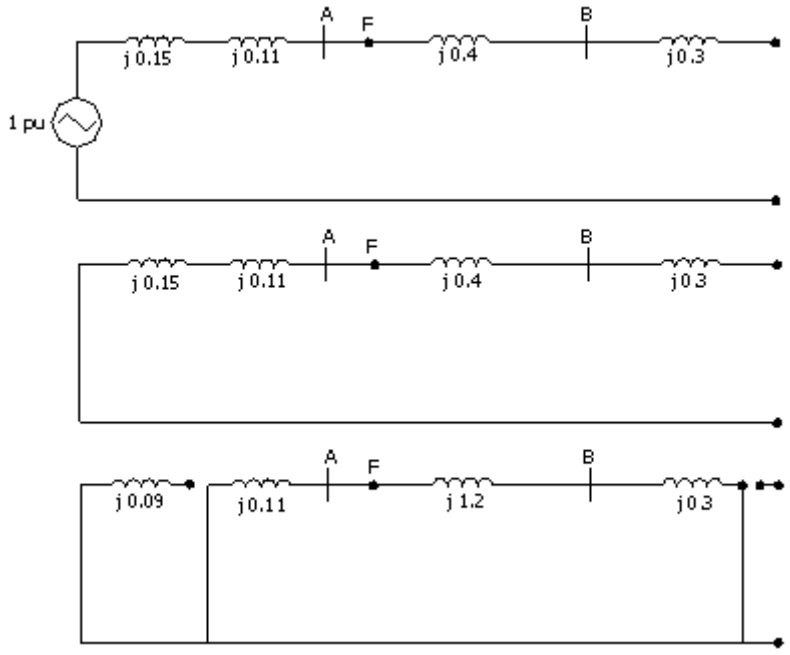


FIGURA 9.24 **Circuitos de secuencia para el ejemplo 9.9.**

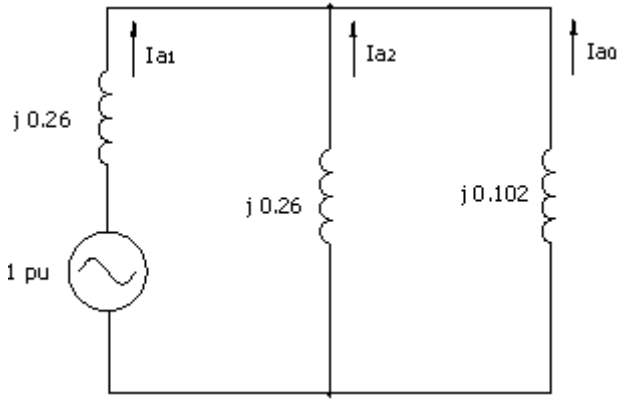


FIGURA 9.25 **Circuito equvalente para la figura 9.24 (ejemplo 9.9).**

Como era de esperarse para una falla S-T-N.

$$a^2 = 1\angle 240°, \quad a = 1\angle 120°.$$
$$I_S = a^2 I_{R1} + a I_{R2} + I_{R0} = -3.33 + j3.2315 = 4.64\angle 135.86°.$$
$$I_T = a I_{R1} + a^2 I_{R3} + I_{R0} = 3.33 + j3.2315 = 4.64\angle 44.14°$$

En el punto de falla sobre el circuito (no en el relevador):

$$V_{R1} = V_{R2} = V_{R3} = -I_{R2}(j0.26) = 0.220.$$
$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = 3V_{R1} = 3 \times 0.22 = 0.66.$$
$$V_S = V_T = 0.$$
$$V_{RT} = V_R - V_T = 0.66.$$
$$V_{SR} = V_S - V_R = -0.66.$$
$$V_{TS} = V_T - V_S = 0.$$

Las bases en el punto de falla son: $V = 115$ kV, $P = 100$ MVA.

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3}V} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 115 \times 10^3} = 502.04 \text{ A}.$$

Por lo tanto, los valores en el punto de la falla son:

$$I_R = 0.$$
$$V_{RT} = 0.66 \times \frac{115000}{\sqrt{3}} \times \frac{115}{\sqrt{3}} \times \frac{\sqrt{3}}{115000} = 43.82\angle 0° \text{ V}.$$
$$I_S = 4.64\angle 135.86 \times 502.04 \times \frac{5}{500} = 23.29\angle 135.86° \text{ A}.$$
$$V_{SR} = -0.66 \times \frac{115000}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{1000} = 43.82\angle 180°.$$
$$I_T = 4.64\angle 44.14° \times 502.04 \times \frac{5}{500} = 23.29\angle 44.14° \text{ A}.$$
$$V_{TS} = 0.$$

Corolario:

$$I_{3\phi} = \frac{1}{j0.26} = -j3.48, \qquad I_{1\phi} = I_{R1} + I_{R2} + I_{R0} = 3I_{R1}.$$

$$I_{R1} = \frac{1}{j0.26 + j0.26 + j0.102} = -j1.6077, \text{ asi que } I_{1\phi} = 3(-j1.6077) = -j4.823.$$

En el punto donde el relevador está ubicado los valores de corriente de secuencia positiva y negativa son iguales, así como en el punto de la falla. Sin embargo, la corriente de secuencia cero en el relevador mismo es diferente, a causa de la división de corriente.

En el relevador, $I_{RS} = j2.154(1.5/1.61) = j2$ pu, así que en el relevador:

$I_R = I_{R1} + I_{R2} + I_{R0} = -j3.0 + j0.845 + j2 = -j0.155$ y se verá en este caso, $I_R \neq 0$.

$I_S = a^2 I_{R1} + aI_{R2} + I_{R0} = -3.33 + j3.077 = 4.534\angle 137.26$ A.

$I_T = aI_{R1} + a^2 I_{R3} + I_{R0} = 3.33 + j3.077 = 4.534\angle 42.73°$ V.

$V_{R1} = V_{R2} = I_{R2}(j0.26) = 0.22$ V.

$V_{R0} = -I_{R0}(j0.11) = 0.22$ V.

$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = 3V_{R1} = 0.66$ V.

$V_S = V_T = 0$.

El TC es alimentado desde el mismo punto de falla, así que:

$V_{RT} = V_R - V_T = 0.66$ V.

$V_{SR} = V_S - V_R = -0.66$ V.

$V_{TS} = V_T - V_S = 0$.

Las señales que alimentan el relevador son:

ϕ_R.

$$I_R = 0.155\angle -90° \times 502.04 \times \frac{5}{500} = 0.728\angle -90° \text{ A}.$$

$$V_{RT} = 0.66 \times \frac{115000}{\sqrt{3}} \times \frac{115\sqrt{3}}{115000/\sqrt{3}} = 43.82\angle 0° \text{ V}.$$

ϕ_S

$$I_S = 4.534\angle 137.26° \times 502.04 \times \frac{5}{500} = 22.76\angle 137.26° \text{ A}.$$

$$V_{RS} = -0.66 \times \frac{115000}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{1000} = 43.82\angle 180° \text{ V}.$$

ϕ_T

$$I_T = 4.534\angle 42.73° \times 502.04 \times \frac{5}{500} = 22.76\angle 42.73° \text{ A}.$$

$V_{ST} = 0$.

***Análisis de la operación de los relevadores direccionales**:*

Polarización:

ϕ_R	ϕ_S	ϕ_T
I_R	I_S	I_T
V_{RT}	V_{SR}	V_{TS}

Relevador fase R: $I_R = 0.728\angle -90° \text{ A}.$

$V_{RT} = 43.82\angle 0° \text{ V}.$

Para operación $-90° <$ ángulo de $I_R < 270°$. El relevador en la fase R está en el límite de funcionamiento (ver figura 9.26 a)), creando así alguna duda acerca de la operación de su unidad direccional.

Relevador fase S: $I_S = 22.76\angle 127.26 \text{ A}.$

$V_{SR} = 43.82\angle 180° \text{ V}.$

Para la operación $90° <$ ángulo de $I_S < 270°$. El relevador en la fase S opera, ya que el ángulo de I_S es 137.26° (ver figura 9.26 b)).

Relevador fase T: Este relevador no opera puesto que $V_{TS} = 0$.

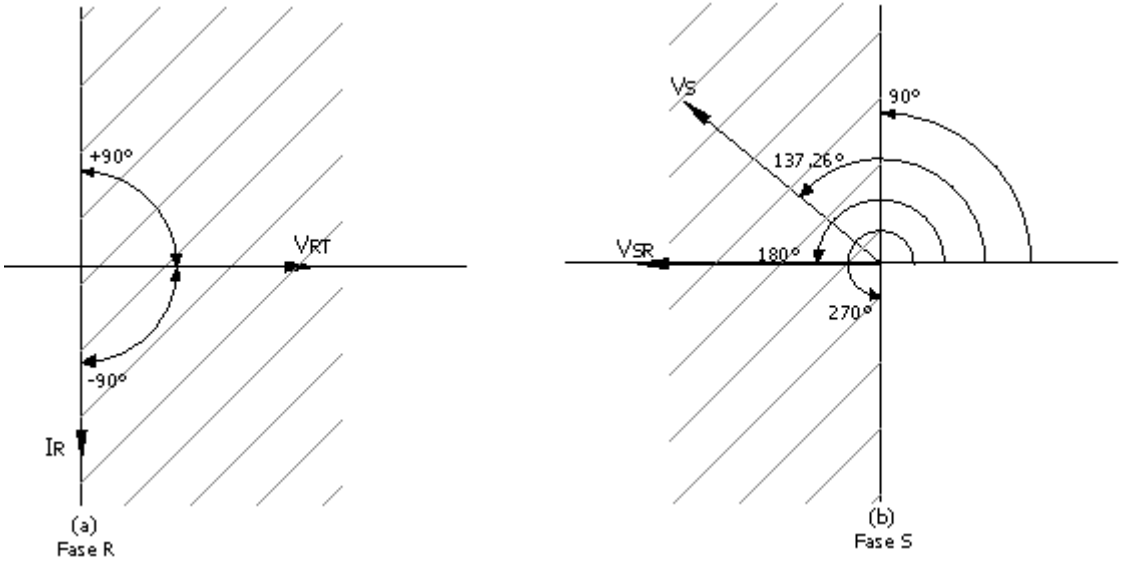


FIGURA 9.26 **Análisis de la operación del relevador para las fases R y S.**

9.4.3 *Coordinación de unidades instantáneas.*

Los cálculos para el ajuste de una unidad instantánea en un sistema en anillo son realizados usando el nivel de cortocircuito en el próximo relevador aguas abajo, con el anillo abierto, multiplicado por un factor de seguridad de 1.25 para mantener la coordinación, teniendo en cuenta la componente transitoria DC de la corriente. El criterio usado aquí es el mismo que se emplea para ajustar los relevadores de sobrecorriente bidireccionales para proteger líneas entre subestaciones. Cuando el anillo tiene solamente una fuente, los relevadores instalados en subestaciones adyacentes a la subestación fuente nunca deben registrar ninguna corriente desde la subestación hasta la fuente. Por lo tanto, es recomendable que para estos relevadores, las unidades instantáneas deben ajustarse a 1.5 veces la corriente máxima de carga. Un valor más bajo no debe ser usado ya que esto puede resultar en un falso disparo si el elemento direccional se pone inadvertidamente en marcha bajo severas condiciones de transferencia de carga. Con estos ajustes, las unidades instantáneas tienen luego el mismo valor de corriente de puesta en marcha de las unidades de tiempo diferido asi que la coordinación no está comprometida.

Ejemplo 9.10.

Para el sistema mostrado en la figura 9.27, determínense las corrientes máximas de carga, las relaciones de transformación de los TC y el ajuste de corriente de las unidades instantáneas para garantizar un esquema de protección coordinado. Los ajustes instantáneos deben ser dados en amperios del primario, ya que las referencias para especificar los modelos de relevadores no están dadas.

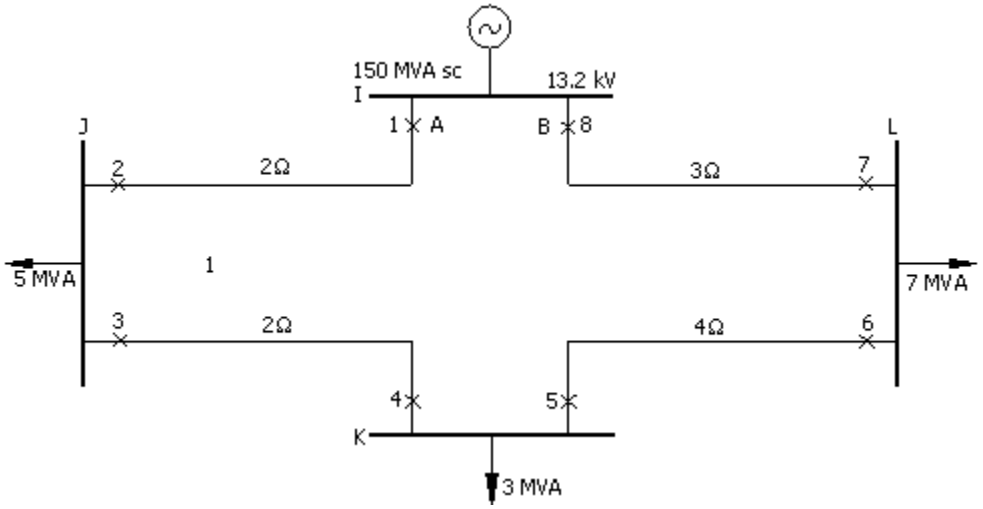


FIGURA 9.27 Diagrama unifilar para un sistema en anillo con una fuente de generación para el ejemplo 9.10.

a) Cálculo de las corrientes de falla máximas:

En la tabla 9.6 se muestran estos cálculos y los relevadores correspondientes.

b) Selección de los TC.

Se asume que los TC que están disponibles tienen espiras primarias en múltiplos de 100 hasta 600, y después en múltiplos de 200. Las relaciones de los TC son calculadas para las condiciones de carga máxima primero. Asi, las relaciones seleccionadas de los TC (CTR) son:

$I_{\text{máx }1} = 656.08$ A, CTR = 800/5 .

$I_{\text{máx }2} = 656.08$ A, CTR = 800/5 .

$I_{\text{máx }3} = 437.38$ A, CTR = 500/5 .

$I_{\text{máx }4} = 437.38$ A, CTR $= 500/5$.

$I_{\text{máx }5} = 349.90$ A, CTR $= 400/5$.

$I_{\text{máx }6} = 349.90$ A, CTR $= 400/5$.

$I_{\text{máx }7} = 656.08$ A, CTR $= 800/5$.

$I_{\text{máx }8} = 656.08$ A, CTR $= 800/5$

Para confirmar esta selección, es necesario comprobar si la saturación está presente o no en el nivel de falla máxima en cada interruptor, utilizando los CTR anteriores. Con los valores más críticos de falla como los que se calculan enseguida, se puede mostrar que los TC no están saturados puesto que el valor $0.05 \cdot I_{sc}$ está bién por debajo del número de espiras del primario para cada uno.

TABLA 9.6. Cálculo de las corrientes máximas de carga y relevadores asignados.

Con el anillo abierto en	Corriente total de carga		Relevadores en
	Ubicación en el sistema	Cálculo	
A	Que fluye a través de B	$(7+3+5)MVA/(\sqrt{3}\cdot 13200) = 656.08$ A	(7) (8)
	Desde L hasta K	$8MVA/(\sqrt{3}\cdot 13200) = 349.9$ A	(5) (6)
	Dede K hasta J	$5MVA/(\sqrt{3}\cdot 13200) = 218.69$ A	(3) (4)
	Fluyendo desde J	0 A	(1) (2)
B	Que fluye a través de A	$15MVA/(\sqrt{3}\cdot 13200) = 656.08$ A	(1) (2)
	Desde J hasta K	$10MVA/(\sqrt{3}\cdot 13200) = 437.38$ A	(3) (4)
	Desde K hasta L	$7MVA/(\sqrt{3}\cdot 13200) = 306.17$ A	(5) (6)
	Fluyendo desde L	0 A	(7) (8)

c) Cálculo de las corrientes de falla:

En la barra I:

$I_{SC} = (150 \text{ MVA})/(\sqrt{3}\cdot 13200) = 6560.8$ A.

$Z_{\text{fuente}} = (13200)^2/150 \text{ MVA} = 1.16\ \Omega$.

En la barra j:

El circuito equivalente para una falla en J se muestra en la figura 9.28.

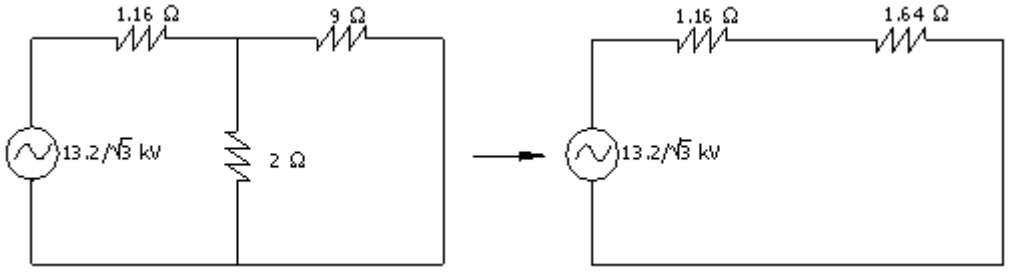


FIGURA 9.28 Circuito equivalente para una falla en j (ejemplo 9.10).

$$I_{scj} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 1.64)} = 2721.79 \text{ A} \text{ con el anillo cerrado.}$$

Repartiendo los flujos de corriente en proporción inversa a las impedancias del circuito.

$$I_{scj} \text{ (en el lado derecho)} = 2721.79 \cdot \frac{2}{11} = 494.87 \text{ A}.$$

$$I_{scj} \text{ (en el lado izquierdo)} = 2721.79 \cdot \frac{9}{11} = 2226.92 \text{ A}.$$

Con el interruptor A abierto: $I_{scj} = \dfrac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 9)} = 750.1 \text{ A}.$

Con el interruptor B abierto: $I_{scj} = \dfrac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 2)} = 2411.71 \text{ A}.$

En la barra k:

El circuito equivalente para una falla en k se muestra en la figura 9.29.

$$I_{sck} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 2.54)} = 2059.74 \text{ A}, \text{ con el anillo cerrado.}$$

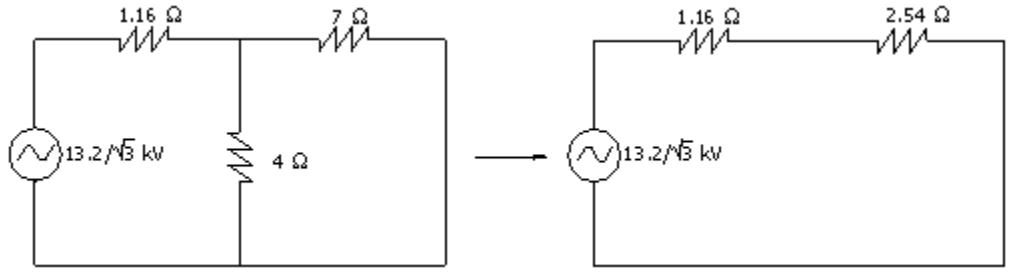


FIGURA 9.29 **Circuito equivalente para una falla en k (ejemplo 9.10).**

Repartiendo los flujos de corriente en proporción inversa a las impedancias del circuito.

I_{sck} (en el lado derecho) $= 2059.74 \cdot \dfrac{4}{11} = 748.99$ A .

I_{sck} (en el lado izquierdo) $= 2059.74 \cdot \dfrac{7}{11} = 1310.74$ A .

Con el interruptor A abierto: $I_{sck} = \dfrac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 7)} = 933.94$ A .

Con el interruptor B abierto: $I_{sck} = \dfrac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 4)} = 1476.94$ A .

En la barra L:

El circuito equivalente para una falla en L se muestra en la figura 9.30.

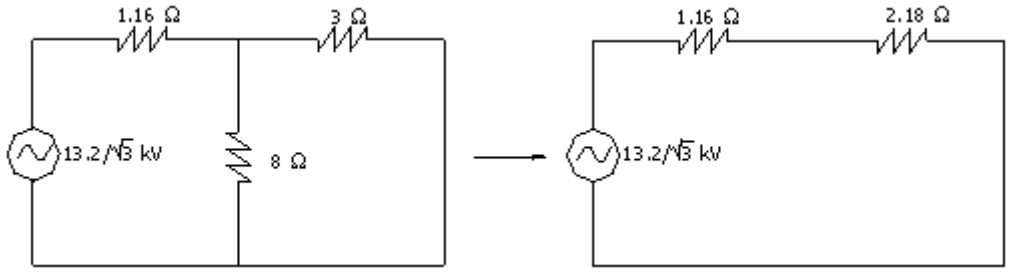


FIGURA 9.30 **Circuito equivalente para una falla en L (ejemplo 9.10).**

$$I_{scL} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 2.18)} = 2281.74 \text{ A, con el anillo cerrado.}$$

Repartiendo los flujos de corriente en proporción inversa a las impedancias del circuito.

$$I_{scL} \text{ (en el lado derecho)} = 2281.74 \cdot \frac{8}{11} = 1659.45 \text{ A}.$$

$$I_{scL} \text{ (en el lado izquierdo)} = 2281.74 \cdot \frac{3}{11} = 622.29 \text{ A}.$$

Con el interruptor A abierto: $I_{scL} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 3)} = 1831.97 \text{ A}.$

Con el interruptor B abierto: $I_{scL} = \frac{13200}{\sqrt{3}(1.16 + 8)} = 831.99 \text{ A}.$

Ajuste de las unidades instantáneas:

Dirección horaria:

Relevador 7: $1.50 \cdot 656.08 = 984.12$ A.

Relevador 5: $1.25 \cdot 831.99 = 1039.99$ A.

Relevador 3: $1.25 \cdot 1476.94 = 1846.17$ A.

Relevador 1: $1.25 \cdot 2411.71 = 3014.64$ A.

Dirección antihoraria:

Relevador 2: $1.50 \cdot 656.08 = 984.12$ A.

Relevador 4: $1.25 \cdot 750.10 = 937.62$ A.

Relevador 6: $1.25 \cdot 933.94 = 1167.42$ A.

Relevador 8: $1.25 \cdot 1831.97 = 2289.96$ A.

9.4.4 *Calibración de unidades direccionales de sobrecorriente de tiempo diferido.*

Como en el caso de los relevadores de sobrecorriente bidireccionales, las unidades de tiempo diferido de los relevadores de sobrecorriente direccionales en anillo, son ajustadas seleccionando los valores convenientes de TAP y DIAL. El procedimiento para cada uno es el siguiente:

9.4.4.1 *Ajuste del TAP.*

El ajuste del TAP de un relevador de sobrecorriente direccional se calcula considerando la máxima transferencia de carga que puede ser vista por el relevador en cualquier dirección, multiplicado por el factor 1.5. La transferencia de carga en ambas direcciones es tomada en cuenta para evitar la posibilidad de mala operación del relevador si la unidad direccional es incorrectamente activada por la polarización incorrecta, especialmente bajo condiciones de transferencia pesada.

9.4.4.2 *Ajuste del DIAL.*

El ajuste del DIAL puede definirse por medio de dos procedimientos. El primero de estos está basado en valores de ajuste instantáneos, mientras que el segundo tiene en cuenta el recorrido del contacto y es más riguroso ya que requiere cálculos de fallas para varias topologías en anillo. Sin embargo, hay que enfatizar que ambos métodos garantizan coordinación adecuada aunque el primer método puede producir valores de DIAL ligeramente altos y es más empleado en sistemas simples o cuando las ubicaciones de las curvas de coordinación no son críticas.

a) Ajuste de DIAL por método directo.

El ajuste de las unidades de DIAL por el método directo está basado en los valores de falla usados para ajustar las unidades instantáneas. Como en el caso de los relevadores bidireccionales, el valor del DIAL es ajustado de tal forma que, tomando el ajuste de corriente instantáneo dado al relevador aguas abajo, su tiempo de operación es superior al del relevador aguas arriba por el márgen de tiempo de discriminación requerido. Este procedimiento debe ser realizado para todos los relevadores del anillo, en sentido horario y en sentido antihorario, normalmente comenzando desde los relevadores asociados con la barra fuente principal. La ilustración de este método es dada en los ajustes instantáneos calculados para los relevadores del ejemplo 9.10.

b) Ajuste del DIAL considerando el recorriedo del contacto.

El ajuste del DIAL de relevadores direccionales, teniendo en cuenta el recorrido del contacto de las unidades temporizadas, requiere un proceso iterativo como el que se describe a continuación:

1. Determinar los valores iniciales del DIAL de los relevadores en el anillo de tal manera que la coordinación sea garantizada con los relevadores asociados con las líneas y máquinas alimentadas por la barra adyacente en la dirección del disparo.
2. Calcular el tiempo requerido para que el primer relevador opere para una falla en los terminales del interruptor asociado, con el anillo cerrado. Puede seleccionarse cualquier relevador como el primero, aunque es usual tomar uno de los relevadores asociados con el equipo conectado al barraje fuente principal. Para esta condición se debe hacer un chequeo para asegurar que existe discriminación adecuada entre el relevador seleccionado y los relevadores de respaldo en las subestaciones adyacentes. Si no, los valores del DIAL de los relevadores en las subestaciones adyacentes deben ser modificados. Además, el tiempo de operación del

relevador en el interruptor en el terminal opuesto de la línea debe ser calaculado así como los tiempos pra sus relevadores de respaldo.

3. Considerar una falla en el terminal opuesto de la línea con el anillo abierto y, para esta condición, calcular el tiempo de operación del relevador más cercano a la falla y chequear que existe discriminación adecuada entre él y los relevadores de respaldo en las subestaciones adyacentes. Como en el caso anterior, si la coordinación no es obtenida, los valores del DIAL deben ser aumentados. Para este caso, es importante tener en cuenta el recorrido del contacto durante la falla antes de que el anillo se abra por la operación del primer relevador. Para hacer esto, se deben usar las siguientes expresiones:

$$t_{\text{relevador próximo a la falla}} = t_{\text{relevador adyacente con anillo cerrado}} + t_{\text{relevador próximo a la falla con anillo abierto}}\left(1 - \frac{t_{\text{relevador adyacente con anillo cerrado}}}{t_{\text{relevador próximo a la falla con anillo cerrado}}}\right)$$

$$t_{\text{relevador de respaldo}} = t_{\text{relevador remoto con anillo cerrado}} + t_{\text{relevador respaldo con anillo abierto}}\left(1 - \frac{t_{\text{relevador remoto con anillo cerrado}}}{t_{\text{relevador respaldo con anillo cerrado}}}\right)$$

$$t_{\text{relevdor respaldo}} \geq t_{\text{relevador próximo a la falla}} + t_{\text{márgen de discriminación}}$$

4. Se repite el mismo procedimiento para cada relevador, o sea, considerando una falla en los terminales del interruptor asociado con el anillo cerrado, y luego para una falla en el terminal opuesto de la línea con el anillo abierto. El procedimiento es completado cuando no se requieren más cambios del DIAL.

Debe notarse que calcular el ajuste del DIAL basado en el recorrido del contacto garantiza la adecuada coordinación de los relevadores en el anillo, ya que el ajuste es realizado para las condiciones más severas, es decir, para una falla en diferentes barras con el anillo cerrado, y con el anillo abierto.

Ejemplo 9.11.

Para ilustrar el anterior procedimiento, considerar el sistema de la figura 9.31 con un anillo de 34.5 kV conectando 3 barrajes. Después de ajustar el TAP y los valores instantáneos, los pasos para ajustar los valores del DIAL considerando el recorrido del contacto son los siguientes:

1. Los valores de DIAL de los relevadores son inicialmente ajustados de tal manera que la coordinación con los relevadores asociados con las líneas o máquinas alimentadas desde las 3 barras del anillo sea garantizada.
2. Una falla en terminales del interruptor asociado con el relevador R_{21} con el anillo cerrado es considerada primero. El nivel de cortocircuito trifásico es calaculado en 5157 A.
3. Los tiempos de operación de los relevadores R_{13} y R_{14} deben chequearse para asegurar que existe coordinación adecuada con el relevador R_{21}. Si no es así, sus ajustes de DIAL se deben incrementar.

4. Los tiempos de operación del relevador R_{11} y de su respaldo R_{22}, son calculados para determinar el tiempo de recorrido del contacto que es requerido en las expresiones del paso 6.
5. El valor de la corriente de cortocircuito para una falla en las terminales del interruptor asociado con el relevador R_{11} es calculado con el anillo abierto. Este valor es 2471 A.

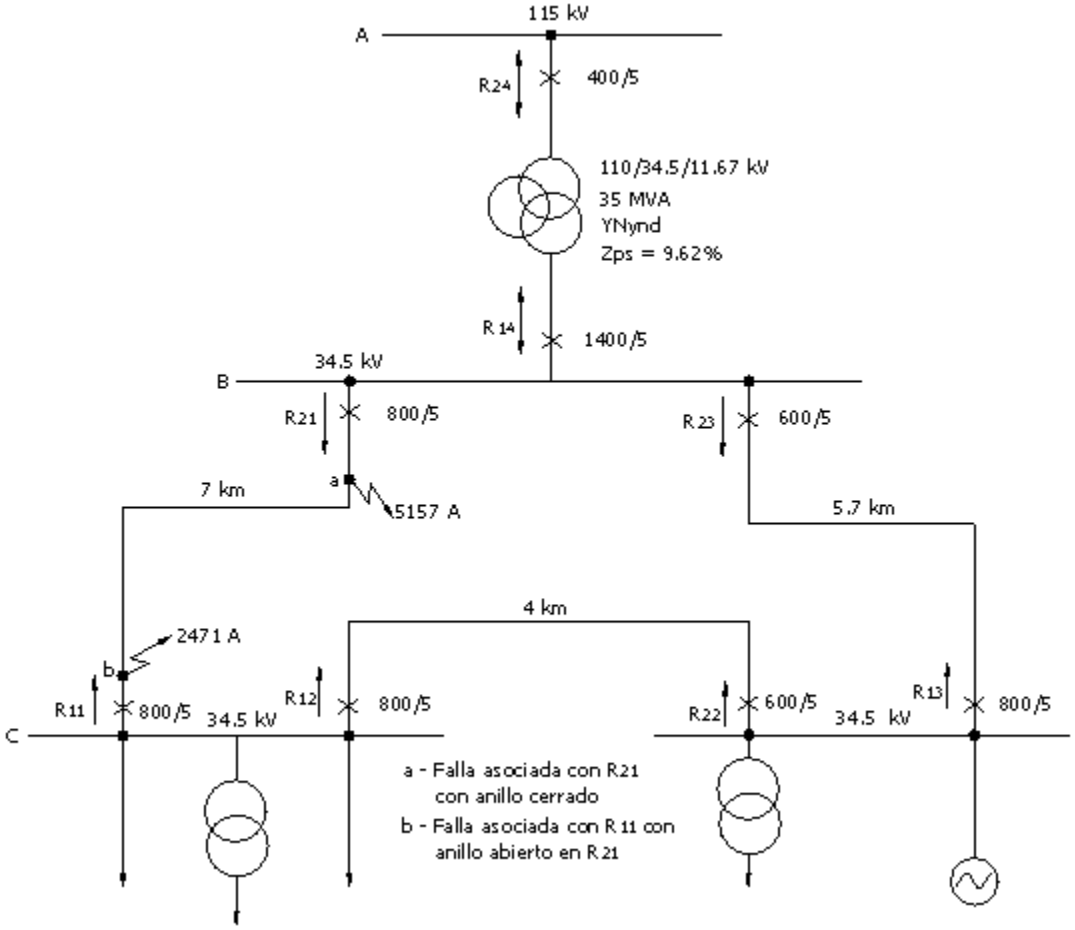


FIGURA 9.31 **Sistema en anillo para ilustrar el procedimiento de ajuste de relevadores de sobrecorriente direccionales (ejemplo 9.11).**

6. Los tiempos de apertura del relevador R_{11} y de su respaldo R_{22} son calculados para esta condición con las siguientes expresiones:

$$t''_{R_{11}\text{ relevador próximo a falla}} = t_{R_{21}\text{ relevador adyacente con anillo cerrado}} + t'_{R_{11}\text{ relevador próximo a falla con anillo abierto}} \left(1 - \frac{t_{R_{21}\text{ relevador adyacente con anillo cerrado}}}{t_{R_{22}\text{ relevador próximo a falla con anillo cerrado}}}\right)$$

$$t''_{R_{22}\text{ relevador de respaldo}} = t_{R_{21}\text{ relevador remoto con anillo cerrado}} + t'_{R_{22}\text{ relevador respaldo con anillo abierto}} \left(1 - \frac{t_{R_{21}\text{ relevador remoto con anillo cerrado}}}{t_{R_{22}\text{ relevador respaldo con anillo cerrado}}}\right)$$

donde:

t : Tiempo de operación del relevador para la falla inicial con el anillo cerrado.

t' : Tiempo de operación del relevador con la nueva topología después de que el primer relevador opera.

t'' : Tiempo de operación del relevador considerando la nueva topología y teniendo en cuenta el recorrido del contacto.

7. Finalmente, el ajuste del DIAL del relevador R_{22} debe ser chequeado para confirmar que satisface la siguiente expresión:

$$t''_{R_{22}} \geq t''_{R_{11}} + t_{\text{márgen de discriminación}}$$

Este procedimiento es luego repetido para el resto de los relevadores del anillo. La tabla 9.7 resume los pasos como una guía para completar este ejercicio de coordinación.

9.5 *LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA*.

La primera protección utilizada para líneas de transmisión trabajaba con el principio de sobrecorriente. Cuando los sistemas se extendieron y se convirtieron en enmallados, esta protección fué insuficiente para ser la protección principal de la línea. Fué casi imposible alcanzar un ajuste selectivo sin retardar notoriamente la protección. Adicionalmente, algunas corrientes de falla son inferiores a la corriente máxima de carga, lo cual hacía muy difícil utilizar protecciones de sobrecorriente.

TABLA 9.7. Resumen del procedimiento para ajustar el DIAL de los relevadores del ejemplo 9.11, figura 9.31.

Falla en	Topología del anillo	Cálculo	Chequeo de coordinación
B_{21}	Cerrado	$t_{R_{21}}$, $t_{R_{11}}$, $t_{R_{22}}$	$t_{R_{13}}$, $t_{R_{14}}$
B_{11}	Abierto	$t'_{R_{11}}$, $t'_{R_{22}}$, $t''_{R_{11}}$	$t''_{R_{22}}$
B_{12}	Cerrado	$t_{R_{12}}$, $t_{R_{22}}$, $t_{R_{23}}$	$t_{R_{21}}$
B_{22}	Abierto	$t'_{R_{22}}$, $t'_{R_{23}}$, $t''_{R_{22}}$	$t''_{R_{23}}$
B_{13}	Cerrado	$t_{R_{13}}$, $t_{R_{23}}$, $t_{R_{14}}$, $t_{R_{11}}$	$t_{R_{12}}$
B_{23}	Abierto	$t'_{R_{23}}$, $t'_{R_{14}}$, $t'_{R_{11}}$, $t''_{R_{23}}$	$t''_{R_{14}}$, $t''_{R_{11}}$
B_{11}	Cerrado	$t_{R_{11}}$, $t_{R_{21}}$, $t_{R_{14}}$, $t_{R_{13}}$	$t_{R_{22}}$
B_{21}	Abierto	$t'_{R_{21}}$, $t'_{R_{14}}$, $t'_{R_{13}}$, $t''_{R_{21}}$	$t''_{R_{13}}$, $t''_{R_{14}}$
B_{22}	Cerrado	$t_{R_{22}}$, $t_{R_{12}}$, $t_{R_{21}}$	$t_{R_{23}}$
B_{12}	Abierto	$t'_{R_{12}}$, $t'_{R_{21}}$, $t''_{R_{12}}$	$t'_{R_{21}}$
B_{23}	Cerrado	$t_{R_{23}}$, $t_{R_{13}}$, $t_{R_{12}}$	$t_{R_{14}}$, $t_{R_{11}}$
B_{13}	Abierto	$t'_{R_{13}}$, $t'_{R_{12}}$, $t''_{R_{13}}$	$t''_{R_{12}}$

Fué necesario entonces encontrar un principio de protección que fuera independiente de la magnitud y de las variaciones de las corrientes de cortocircuito con la impedancia de la fuente (la cual varía con los cambios del sistema). Esta protección fué la protección de distancia, ya que la impedancia de la línea era independiente de las variaciones de la impedancia de la fuente. Cabe anotar que la protección de sobrecorriente todavía es usada como protección principal de circuitos de media y baja tensión y como protección de respaldo de circuitos no muy importanates de alta tensión.

La protección de distancia utiliza la corriente y el voltaje al comienzo de la línea en un esquema de comparación que esencialmente determina la posición de la falla. La medición de la impedancia se realiza utilizando

relevadores comparadores. Un relevador de distancia simple está compuesto por un sistema de brazo balanceado (núcleo en E) como se muestra en la figura 3.11. Dicho relevador tiene una bobina alimentada por una corriente proporcional a la corriente de falla y la otra alimentada por una corriente proporcional al voltaje de falla. Bajo condiciones normales, la atracción desarrollada por el electroimán de voltaje excede la desarrollada por el electroimán de corriente, y los contactos están abiertos. Para un cortocircuito dentro del alcance del relevador, la corriente en la bobina de corriente se incrementa, mientras que en la bobina de voltaje disminuye, y así el relevador opera para disparar el interruptor.

9.5.1 *Ajuste del alcance y tiempo de operación del relevador de distancia.*

Los relevadores de distancia son calibrados sobre la base de la impedancia de secuencia positiva desde la posición del relevador hasta el punto que se va a proteger. Las impedancias de la línea son proporcionales a las longitudes de línea y esta es la propiedad que es empleada para determinar la posición de la falla empezando por la ubicación del relevador. Sin embargo, este valor es obtenido empleando las corrientes y voltajes del sistema tomados de los TC y TP que alimentan los relevadores. Sin embargo, para convertir la impedancia primaria en un valor en el secundario que es empleado para ajustar el relevador de distancia, se debe usar la expresión:

$$\frac{V_{\text{prim}}}{I_{\text{prim}}} = Z_{\text{prim}} = \frac{V_{\text{sec}} \cdot VTR}{I_{\text{sec}} \cdot CTR} \tag{9.8}$$

Así, $Z_{\text{sec}} = Z_{\text{prim}} \cdot (CTR/VTR)$. **(9.9)**

donde CTR y VTR son las relaciones de transformación de los TC y TP respectivamente.

Para hacer el ajuste del relevador de distancia, se requiere la siguiente información:

1. Configuración del sistema asociado a la línea a proteger, incluyendo líneas adyacentes en los barrajes extremos.
2. Impedancias de secuencia positiva y negativa de la línea a proteger y de las otras líneas adyacentes en los extremos.
3. Longitud de la línea a proteger
4. Posición, valores nominales y reactancia de cualquier TP conectado al sistema.
5. Detalles, incluyendo alimentaciones intermedias.
6. Relación de transformación de los TC y los TP.
7. Tiempos de protección de circuitos adyacentes no incluidos en la protección de distancia.
8. Si los valores de impedancia de secuencia positiva o cero están dados en p.u., es necesario conocer los MVA base y los kV base o directamente la impedancia base.

Normalmente se usan tres zonas de protección en la dirección de la falla para cubrir una sección de línea y proporcionar protección de respaldo a secciones remotas, como se ve en la figura 9.32. Al gunos relevadores tienen una o dos zonas adicionales en la dirección de la falla más otra en la dirección opuesta, esta actúa como respaldo para proteger las barras. En la mayoría de los casos, el ajuste del alcance de las tres zonas principales de protección se determinan de acuerdo con el siguiente criterio:

Zona 1:

Es práctica normal tomar la primera zona al 80% o al 85% de la impedancia de secuencia positiva de línea protegida; esto permite incluir los errores de tensión y de corriente (errores inherentes al relevador) producidos por los transformadores de medida. Ajustes por encima del 80% o del 85% son permitidos pero de debe tener cuidado que el relevador no se sobrepase y pueda en su zona 1 ver fallas más allá del barraje remoto.

Zona 2:

Usualmente se toma el 120% de la impedancia de secuencia positiva pero teniendo cuidado de no pasar por las segundas zonas de las líneas adyacentes en el extremo opuesto. Existen los siguientes criterios:

Criterio 1: Proteger hasta el 50% de la línea más corta adyacente en el extremo remoto siempre y cuando las longitudes de la líneas adyacentes sean comparables.

Criterio 2: Aplicable cuando hay una línea muy corta comparada con las demás adyacentes en el extremo remoto; en este caso, se amplía el alcance de la zona 2 según el caso, pero teniendo cuidado de no sobrealcanzar el relevador para que este pase por transformadores o generadores adyacentes.

Zona 3:

El 100% de la línea protegida más 100% de la línea más larga adyacente en el extremo remoto más 25% de esta línea. Es decir, 100% de la línea protegida más 125% de la línea adyacente más larga.

En adición a la unidad para ajustar el alcance, cada unidad de zona tiene una unidad temporizada. El tiempo de operación para la zona 1, t_1 es normalmente ajustado por el fabricante para disparar instantáneamente ya que cualquier falla sobre la línea protegida detectada por la unidad de la zona 1 debe ser despejada inmediatamente sin necesidad de esperar a que cualquier otro dispositivo opere. El tiempo de operación para la zona 2 es usualmente del orden de 0.25 a 0.4 s y el de la zona 3 está en el rango de 0.6 a 1.0 s. Cuando hay transformadores de potencia en subestaciones adayacentes a la zona 2 el tiempo debe tener un márgen de protección de 0.2 s. En el caso de la zona 3, cuando los ajustes de los relevadores en diferentes ubicaciones se sobreponen, luego el tiempo para la zona 3 del relevador más alejado debe incrementarse por al menos 0.2 s para evitar coordinación incorrecta. Sin embargo, el tiempo de operación para las unidades de la zona 3 deben también ajustarse a un valor que asegurará que la estabilidad del sistema es mantenida y por tanto, si es necesario, se debe considerar la posibilidad de reducir el tiempo de operación de la zona 3 en tales circunstancias.

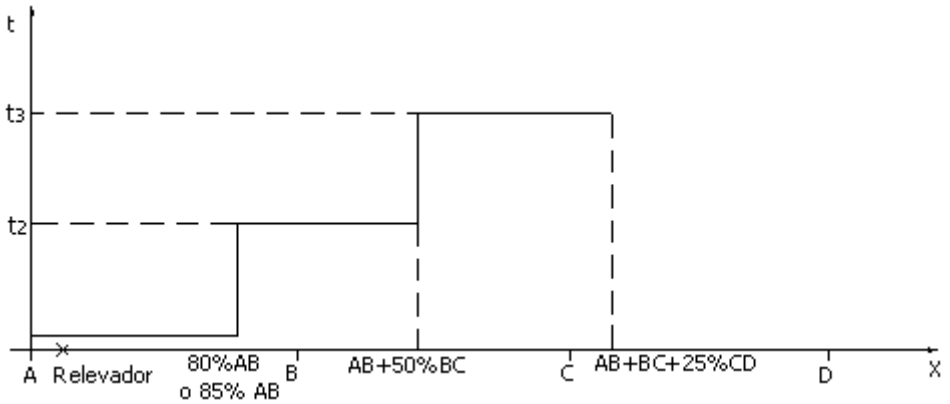


FIGURA 9.32 Zonas de protección del relevador de distancia para un sistema radial.

Puesto que el disparo producido por la unidad de la zona 1 es instantáneo, ella no alcanzaría hasta la barra en el final de la primera línea (ver figura 9.32), así que ella se ajusta para cubrir solo el 80% o el 85% de la línea protegida. El restante 20% o 15% proporciona un factor de seguridad para suavizar los errores introducidos por los TC y TP y por los cálculos de impedancia de líneas. El restante 20% o 15% hacia el final de la línea es protegido por la unidad de la zona 2 que opera en t_2 s. La zona 3 proporciona el respaldo y opera con un retraso de t_3 s. Como el alcance y por tanto el tiempo de operación de los relevadores de distancia son fijos, su coordinación es mucho más fácil que para los relevadores de sobrecorriente.

Para ilustrar la filosofía referida antes, considerar el caso del sistema de la figura 9.33 en el cual se requiere proteger las líneas AB y BC. Para esto, es necesrio tener 3 relevadores en A para ajustar las 3 zonas. Todas las 3 unidades deben operar para una falla dentro de las características de operación de la zona 1. Para una falla en la línea BC, pero dentro de la cobertura de la unidad de la zona 2 en A, ambas unidades de la zona 1 y la zona 2 deben operar. Como también existe protección de distancia en al subestación B, el relevador en A debe dar una oportunidad para que el interruptor en B despeje la falla; es por esta razón que las unidades de la zona 2 y la zona 3 operan con un tiempo de retraso apropiado para obtener la discriminación entre las fallas en las líneas AB y BC. El diagrama de tiempos de operación está dado en la figura 9.33.

Algunos métodos para ajustar relevadores de distancia usan criterios diferentes a los ya mencionados, principalmente con respecto al alcance de las zonas 2 y 3. En particular, se debe hacer referencia al método donde se recomienda que el alcance de la zona 2 debe ser el 120% de la impedancia de la línea a proteger, y que para la zona 3 debe ser el 120% de la suma de impedancias de la línea protegida y de su línea adyacente más larga.

En este caso, los tiempos para las zonas 2 y 3 no deben tener un valor fijo, pero deben estar basados en los tiempos de apertura de los interruptores y en el alcance de los relevadores para garantizar que no estará sobrepuesto en la misma zona cubierta por los relevadores adyacentes. Como la misma filosofía es usada como base para uno u otro método, una recomendación no específica es hecha para usar el uno o el otro, dado que la selección real depende generalmente de las características del sistema en cuestión.

Los relevadores de distancia modernos, especificamente los de tipo numérico, ofrecen 4 o 5 zonas para reforzar las funciones de respaldo como se muestra en la figura 5.37. En estos casos, las zonas 3 y 4 proporcionan cubrimiento solo hacia adelante y la zona 5 hacia atrás; el ajuste de la primeras 3 zonas es el mismo que se discutió antes, pero el ajuste de las zonas 4 y 5 puede variar de empresa a empresa. Un criterio generalmente aceptado sugiere ajustar la zona 4 con el 120% de la zona 3 y la zona 5 con el 20% de la zona 1. El tiempo de retraso para las zonas 4 y 5 es normalmente el mismo de la zona 3 pero incrementado por un márgen de 400 ms (típicamente). Se debe poner cuidado para asegurar que las zonas con los ajustes más altos, o sea las zonas 3 y 4 no se sobrepongan a niveles de voltaje diferentes a través de transformadores elevadores o reductores, o a valores de impedancia de carga.

Ejemplo 9.12.

Calcular las impedancias secundarias por zonas para la línea Esmeralda - La Mesa para ajustar el relevador de distancia ubicado en la subestación Esmeralda.

1. Configuración del sistema (ver figura 9.33)

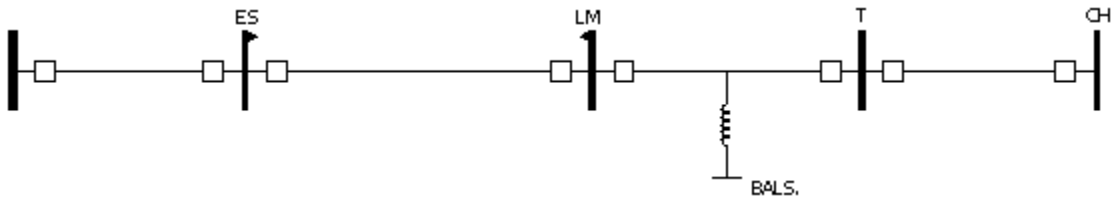


FIGURA 9.33 Diagrama unifilar de la línea Esmeralda - La Mesa - Torca - Chivor.

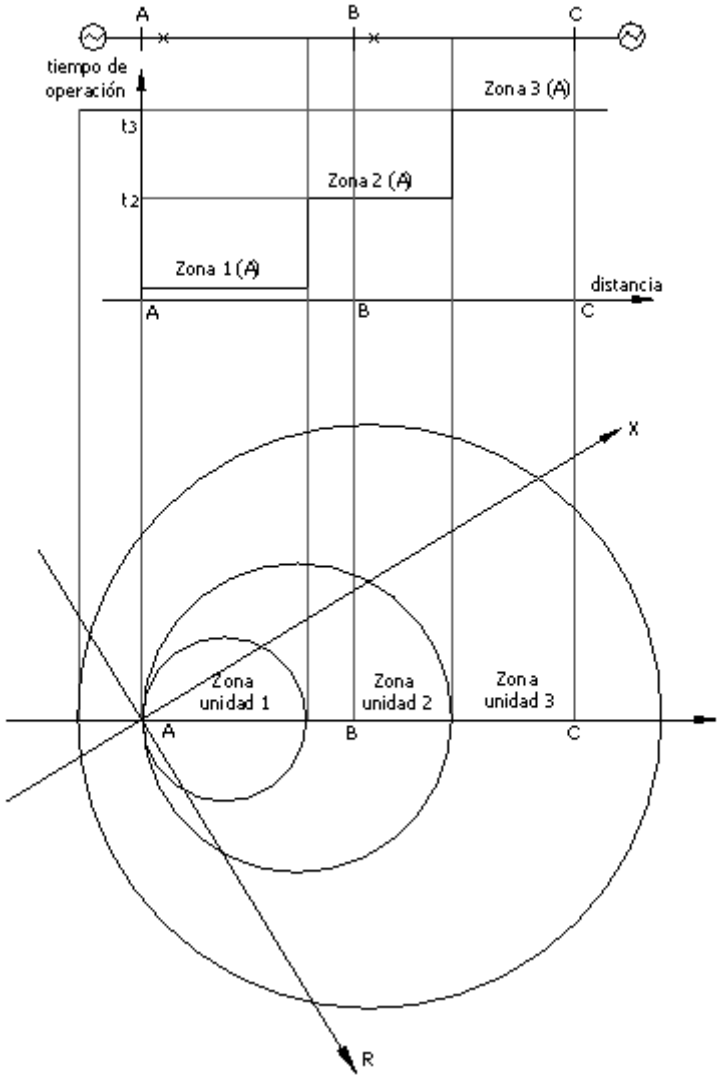


FIGURA 9.34 **Característica y tiempos de operación para el relevador de distancia localizado en la subestación A.**

2. Impedancias de secuencia positiva y cero y longitudes de la línea a proteger y líneas asociadas (ver tabla 9.8).

TABLA 9.8. Datos de la línea Esmeralda - La Mesa - Torca - Chivor.

Línea	Long (km)	Z+ (p.u)	Z+ real (Ω)	Z+ real sec. (Ω)	Zo (p.u)	Zo real sec. (Ω)
Esm-La Mesa	174	0.02231 + j0.17393	84.87∠82.69	21.22∠82.69	0.09389 + j0.39151	48.72∠76.51
La Mesa-Torca	54	0.00736 + j0.05437	26.56∠82.29	6.64∠82.29	0.02934 + j0.12251	15.24∠76.53
Torca-Chivor	102	0.01307 + j0.010158	49.56∠82.70	12.39∠82.70	0.05433 + j0.22950	28.54∠76.68

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\text{real}}}{Z_{base}},\ Z_{base} = \frac{(kVbase)^2}{MVAbase}.$$

Para este caso la impedancia base es 484 Ω

$$Z_{\text{real}} = Z_{pu} \cdot Z_{base}$$

$$Z_{\text{sec}} = Z_{relevador} = Z_{\text{real prim}} \cdot \frac{CT}{PT}$$

3. Impedancia de ajuste (Fase - Fase)

$$Zona\ 1 = 80\%\ \text{(Z+) (Esm-LM)} = \dot{0}.8 \cdot 21.22\angle 82.69 = 16.98\angle 82.69$$

El ajuste de impedancia en todos los relevadores es casi siempre continuo; pero el ángulo de fase no. Por tanto, es necesario realizar una corrección a la impedancia para ajustar correctamente el relevador. Generalmente los relevadores de distancia traen la posibilidad de ajustar el ángulo a 45°, 60° ó 75°. Los ángulos de fase de las impedancias de las líneas son variables, es decir, no todos son iguales y solamente por una coincidencia serán iguales a 45°, 60° ó 75°.

Para realizar tal corrección, se utiliza la expresión que a continuación se obtiene.

De la figura 9.35 se puede observar:

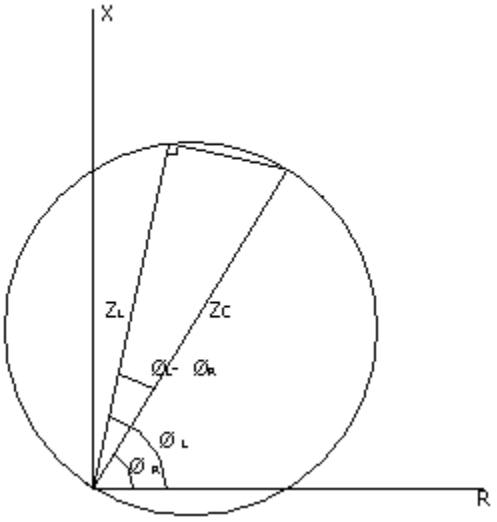


FIGURA 9.35 Diagrama R-X Característica MHO Zona 1 o Zona 2.

$$Cos(\theta_l - \theta_r) = \frac{Z_l}{Z_c}$$

$$Z_c = \frac{Z_l}{Cos(\theta_l - \theta_r)}$$

Luego:

$$\text{Zona 1 Corregida} = \frac{16.98}{Cos(82.69° - 75°)} = 17.13\ \Omega$$

*Zona 1 = 17.13 Ω∠75°

$Zona\ 2 = 100\%$ (Z+) (Esm-LM)+20%Z + (línea adyacente más corta)

$Zona\ 2 = 100\%$ Z+ (Esm-LM)+20%Z + (LM-Torca)

$Zona\ 2 = 21.22\angle 82.69° + 0.2 \cdot 6.64\angle 82.29°$

$Zona\ 2 = 2.88 + j22.37 = 22.55\angle 82.66°$

Zona 2 Corregida = $\dfrac{22.55}{Cos\ (82.66° - 75°)} = 22.75\ \Omega$

*Zona 2 = $22.75\Omega\angle 75°$

$Zona\ 3 = 100\%\ (Z+)\ (Esm\text{-}LM)+100\%Z + (LM\text{-}T) + 20\%Z + (T - CH)$

Zona 3 = $21.22\angle 82.69° + 6.65\angle 82.29° + 0.2 \cdot\ 12.39\angle 82.7° = 30.34\angle 82.61°$

Zona 3 Corregida = $\dfrac{30.34}{Cos(\ 82.61° - 61.75°)} = 30.61\Omega$

*Zona 3 = $30.61\Omega\angle 75°$.

9.5.2 *Efecto de las fuentes de alimentación en puntos intermedios (infeed) sobre el relevador de distancia.*

El efecto de las fuentes de alimentación en las barras de subestaciones intermedias necesita ser tenido en cuenta cuando hay una o más fuentes de generación dentro de la zona de protección de un relevador de distancia. Dichas fuentes pueden contribuir a la corriente de falla sin que esté siendo vista por el relevador de distancia.

Analizando el caso ilustrado en la figura 9.36, se puede apreciar que la impedancia vista por el relevador de distancia en A para una falla más allá de la barra B es más grande que la que realmente ocurre. En efecto, si se presenta una falla sólida a tierra en el punto F, el voltaje en el relevador del punto A sería:

$$V_A = I_A Z_A + (I_A + I_B) Z_B \qquad \textbf{(9.10)}$$

de la cual $\dfrac{V_A}{I_A} = Z_A + \left(1 + \dfrac{I_B}{I_A}\right) Z_B$. **(9.11)**

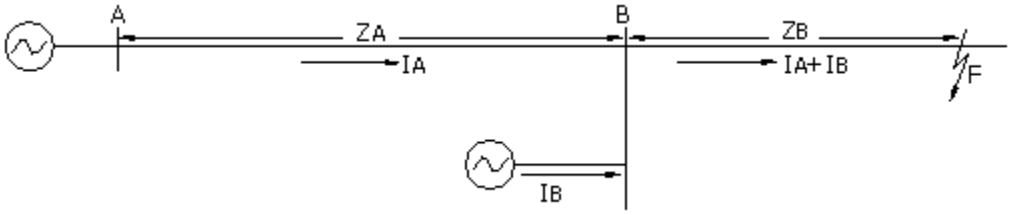


FIGURA 9.36 Efecto sobre la protección de distancia de una fuente de generación ubicada dentro de la zona de protección.

Por lo tanto, el relevador ve una impedancia de KZ_B, el infeed constante K es igual a I_B/I_A, además de la impedancia de la línea Z_A, lo que implica que su alcance es reducido. El ajuste de las zonas 2 y 3 para el relevador en A debe luego tomar la siguiente forma:

$$Z_{\text{relevador}} = Z_A + (1 + K)Z_B \tag{9.12}$$

donde K está dado como $K = \dfrac{I_{\text{total infeed}}}{I_{\text{relevador}}}$. (9.13)

Es necesario tener en cuenta el hecho de que el relevador de distancia puede sobrealcanzarse si las fuentes que representan el infeed son desconectadas, así que se debe hacer un chequeo para esas condiciones y asegurar que no hay sobreposición con la zona adyacente 2. Para sistemas en los cuales las zonas 2 y 3 cubren líneas que no son parte de un anillo, el valor de K es constante e independiente de la localización de la falla, dada la linealidad del sistema eléctrico.

9.5.3 *Efecto de la resistencia del arco sobre la protección de distancia.*

Para una falla sólida, la impedancia medida por el relevador es igual a la impedancia hacia el punto de falla. Sin embargo, la falla puede no ser sólida, es decir, pueden involucrar un arco eléctrico o una impedancia adicional. Con fallas de arco se ha encontrado que la caída de voltaje en la falla y al corriente resultante están en fase, indicando que la impedancia es puramente resistiva. Cuando se relaciona con una falla a tierra, la resistencia de la falla está compuesta por la resistencia del arco y la resistencia de tierra. Las fallas con resistencia de arco son críticas cuando se encuentran localizadas cerca a los límites de la zona de protección del relevador ya que, aunque la impedancia de la línea está dentro de las características de operación, la resistencia del arco puede asumir la resistencia total vista por el relevador por fuera de esta característica resultando en un insuficiente alcance en el relevador. La situación para un relevador tipo impedancia donde el efecto es particularmente crítico, se da en la figura 9.37.

De la figura 9.37 puede cerse que si el ángulo característico del relevador ϕ, ha sido ajustado para que sea igual al ángulo característico de la línea θ, luego bajo condiciones de falla con presencia de arco, el relevador tendrá alcance insuficiente. Por esta razón, es práctica común ajustar ela ángulo ϕ de tal forma que quede un poco menor que θ (por aproximadamente 10°) para que tenga capacidad para aceptar una pequeña cantidad de resistencia de arco sin producir alcance insuficiente.

De la figura 9.37 y tomando en cuenta de que el ángulo inscrito dentro de un semicírculo es un ángulo recto:

$$Z = (Z_R/K)Cos(\theta - \phi) \tag{9.14}$$

Si el ángulo de la línea protegida es igual al del relevador, los ajustes son correctos. Sin embargo, si el ángulo de la línea excede al ángulo del relevador en 10°, las características del relevador cubrirán el 98.5% de su alcance, lo que es aceptable cuando el cubrimiento más alto a lo largo del eje horizontal es tenido en cuenta ya que se obtiene una resistencia de cobertura más grande.

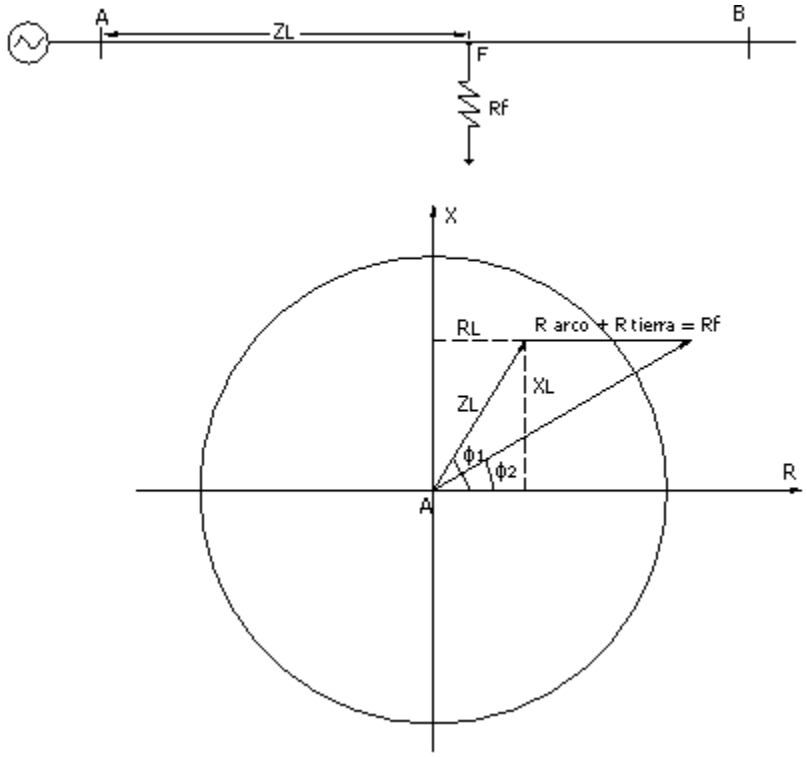


FIGURA 9.37 Alcance insuficiente de un relevador de distancia debido a la resistencia de arco.

9.5.4 *Compensación residual.*

Las unidades de falla a tierra son alimentadas por voltajes línea-tierra y una combinación de corrientes de fase y corrientes residuales que dependen de la relación entre las impedancias de secuencia positiva y cero de la línea. Si ocurre una falla línea-tierra, los circuitos de secuencia son conectados en serie y por tanto, el voltaje aplicado al relevador es:

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = I_{R1}(Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{L0}) \quad \textbf{(9.15)}$$

y sobre la base que las impedancias de secuencia positiva y negativa de la línea pueden asumirse iguales, la ecuación 9.15 puede reescribirse como:

$$V_R = V_{R1} + V_{R2} + V_{R0} = I_{R1}(2Z_{L1} + Z_{L0}) \quad \textbf{(9.16)}$$

Como la falla es línea-tierra, $I_{R1} = I_{R2} = I_{R0}$ asi que $I_R = 3I_{R1}$. La relación V_R/I_R es por tanto $(2Z_{L1} + Z_{L0})/3$, la cual no es igual a Z_{L1}.

El valor de la corriente residual a ser inyectada es calculada de tal manera que un relevador es ajustado a la impedancia de secuencia positiva de la línea, opera correctamente. Por lo tanto, aplicando las corrientes de línea y residuales al relevador:

$$I_R = 3KI_{Ro} = I_R(1 + K) \quad \textbf{(9.17)}$$

y $$\frac{V_R}{I_R(1 + K)} = Z_{L1} \quad \textbf{(9.18)}$$

Reemplazando $\frac{V_R}{I_R}$ da:

$$\frac{2Z_{L1} + Z_{L0}}{3} = Z_{L1}(1 + K) \quad \textbf{(9.19)}$$

de la cual $K = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}}$. **(9.20)**

9.5.5 *Impedancias vistas por los relevadores de distancia.*

Los relevadores de distancia son diseñados para proteger sistemas de potencia contra cuatro tipos básicos de falla (trifásicas, fase a fase, fase fase a tierra y fase a tierra). Para detectar cualquiera de estas fallas, cada una de las zonas de los relevadores de distancia requiere de seis unidades: tres unidades para detectar fallas entre fases (R-S, S-T, T-R) y tres unidades para detectar fallas de fase a tierra (R-E, S-E, T-E). Un esquema completo debe tener un conjunto de esas seis unidades en cada zona, aunque los esquemas de suicheo usan un conjunto para una o más zonas. El ajuste de los relevadores de distancia es siempre calculado sobre la base de la impedancia de secuencia positiva. Dada la imposibilidad de seleccionar exactamente los voltajes y corrientes correctos para cubrir todos los tipos de fallas, cada unidad recibe una alimentación que es independiente de las otras para obtener la operación requerida del relevador.

9.5.5.1 *Unidades de fase.*

Las unidades de fase son conectadas en delta y consecuentemente reciben voltajes línea-línea y la diferencia de las corrientes de línea. Las impedancias que ellos miden son:

$$Z_{RS} = \frac{V_{RS}}{I_R - I_S}, \quad Z_{ST} = \frac{V_{ST}}{I_S - I_T}, \quad Z_{TR} = \frac{V_{TR}}{I_T - I_R} \tag{9.21}$$

9.5.5.2 *Unidades de falla a tierra.*

Las unidades de falla a tierra son alimentadas por voltajes línea-tierra y una combinación de corrientes de fase y residuales. Las impedancias medidas por las unidades de falla a tierra de los relevadores de distancia para las tres fases son:

$$Z_R = \frac{V_R}{I_R\left[1 + \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}\right]} = \frac{V_R}{I_R + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_0} \tag{9.22}$$

$$Z_S = \frac{V_S}{I_S\left[1 + \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}\right]} = \frac{V_S}{I_S + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_0} \tag{9.23}$$

$$Z_T = \frac{V_T}{I_T\left[1 + \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}\right]} = \frac{V_T}{I_T + \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} I_0} \tag{9.24}$$

9.5.6 *Alcance efectivo de los relevadores de distancia.*

En sistemas de potencia interconectados en los cuales existen fuentes de generación, el alcance efectivo de los relevadores de distancia no necesariamente corresponde al valor de ajuste en ohmios. Es posible calcular la relación entre ambos, usando las constantes infeed ya definidas. El valor de ajuste de los relevadores de distancia para las zonas 2 y 3 se determina mediante las siguientes expresiones:

$$Z_2 = Z_{L1} + (1 + K_1) X_2 Z_{L2} \tag{9.25}$$

$$Z_3 = Z_{L1} + (1 + K_2) X_2 Z_{L2} + (1 + K_3) X_3 Z_{L3} \tag{9.26}$$

donde X_2 y X_3 son los porcentajes de alcance efectivo y que equivalen al 50% y 25% respectivamente. Sin embargo, en algunos casos, principalmente a causa de las limitaciones en el alcance de los relevadores, no es posible ajustar los valores calculados de Z_2 y Z_3 en el relevador, es por lo tanto necesario fijar el alcance efectivo dado por el relevador sobre las líneas adyacentes contra el valor de ajuste real.

De las ecuaciones anteriores, la expresión para calcular el alcance de la zona 3 sobre las líneas adyacentes puede ser calculado a partir de la ecuación:

$$X_2 = \frac{Z_2 - Z_{L1}}{Z_{L2}(1 + K_1)} \tag{9.27}$$

Esta ecuación se basa en la figura 9.38.

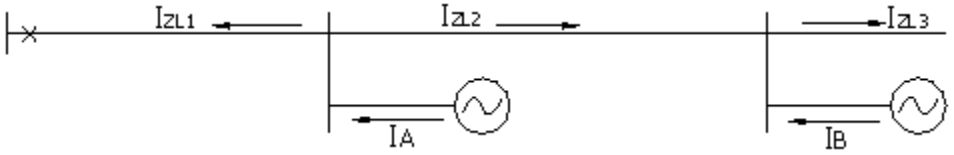


FIGURA 9.38 Sistema de potencia con múltiples fuentes de generación.

donde:

Z_2 : Ajuste para la zona 2 en ohmios.

$X_2 Z_{L2}$: Alcance efectivo sobre la línea adyacente en ohmios.

Z_{L1} : Impedancia de la línea asociada con el relevador.

K_1 : Constante infeed para la línea adyacente más corta.

De las ecuaciones anteriores se puede encontrar que la expresión para calacular el alcance efectivo del relavador sobre las líneas remotas es:

$$X_3 = \frac{Z_3 - Z_{L1} - (1 + K_2)Z_{L2}}{Z_{L3}(1 + K_3)} \tag{9.28}$$

donde:

Z_3 : Ajuste de la zon 3 en ohmios.

$X_3 Z_{L3}$: Alcance efectivo sobre la línea remota en ohmios.

Z_{L1} : Impedancia de la línea asociada con el relevador.

K_2 : Constante infeed de la línea adyacente más larga.

Z_{L2} : Impedancia de la línea adyacente más larga.

K_3 : Constante infeed para la línea remota.

Usando estas ecuaciones, y las constantes infeed apropiadas, es posible calcular el alcance efectivo del relevador sobre cualquiera de las líneas adyacentes a la línea protegida.

9.5.7 *Chequeo de la carga máxima.*

El chequeo se hace para asegurar que la máxima impedancia de carga nunca estará dentro de la característica extrema (normalmente la zona 3). Para cumplir esto, la distancia entre la característica de la zona 3 y el punto de máxima carga debe ser al menos el 25% de la distancia entre el origen y el punto de máxima carga para líneas simples, y el 50% para líneas de doble circuito.

9.5.7.1 *Relevadores MHO.*

Típicamente la característica de operación del relevador mho para la zona 3 tiene un desplazamiento (offset) del 10% del valor del ajuste, como se ilustra en la figura 9.39. El punto de máxima carga es definido como:

$$Z_c = \frac{V^2}{S_{\text{máx}}} \angle 30° \qquad \textbf{(9.29)}$$

En el diagrama, Z_a y ϕ son el ajuste y el ángulo característico del relevador respectivamente.

De la figura 9.39: $D = Z_a - \dfrac{1.1 Z_a}{2} = 0.45\ Z_a$. **(9.30)**

Aplicando al teoría senoidal:

$$\frac{Sen\beta}{Sen(\phi - 30)} = \frac{0.45\ Z_a}{0.55\ Z_a} \qquad \textbf{(9.31)}$$

de la cual: $Sen\beta = 0.818\ Sen(\phi - 30)$

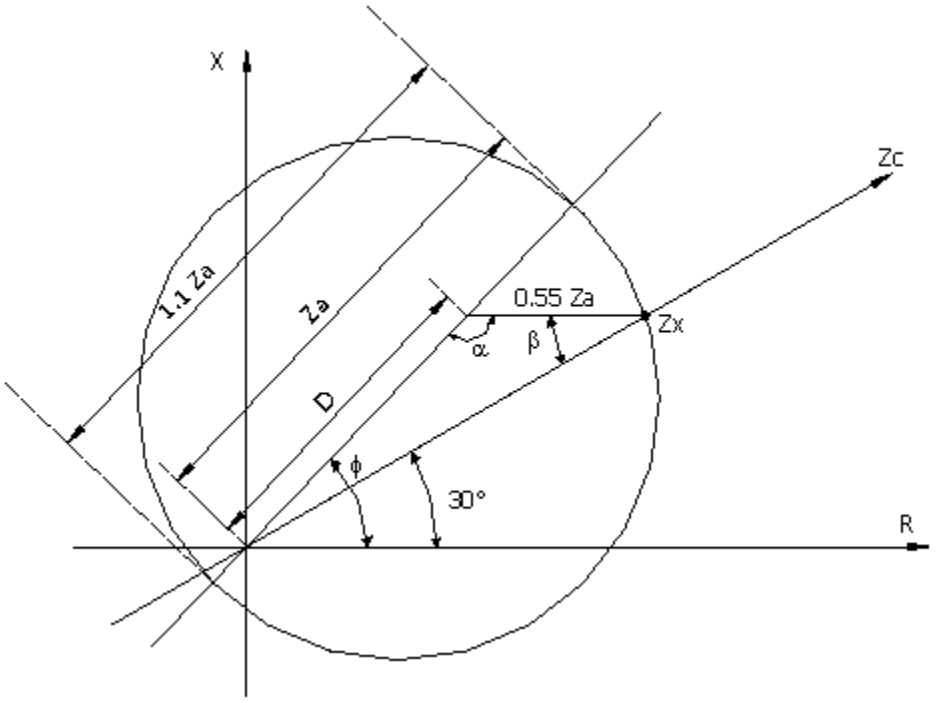


FIGURA 9.39 Chequeo de la máxima carga para el relevador mho.

De la figura 9.39: $\alpha = 180 - \beta - (\phi - 30)$

y $$\frac{Sen\alpha}{Sen(\phi - 30)} = \frac{Z_x}{0.55\ Z_a} \quad \textbf{(9.32)}$$

por lo tanto, $$Z_x = \frac{0.55\ Z_a\ Sen\alpha}{Sen(\phi - 30)}\ . \quad \textbf{(9.33)}$$

Para todos los casos, es posible calcular el alcance del relevador en la dirección de la carga pero aplicando la ecuación 9.33. El chequeo consiste en verificar que:

$$\frac{Z_c - Z_x}{Z_c} \cdot \ 100 \geq P \qquad \textbf{(9.34)}$$

donde: P = 0.5 para líneas de doble circuito.
P = 0.25 para líneas de circuito simple.

9.5.7.2 *Relevadores con característica poligonal.*

La zona 3 será determinada por los ajustes reactivo y resistivo, X_3 y R_3 respectivamente. La situación es mostrada en la figura 9.40.

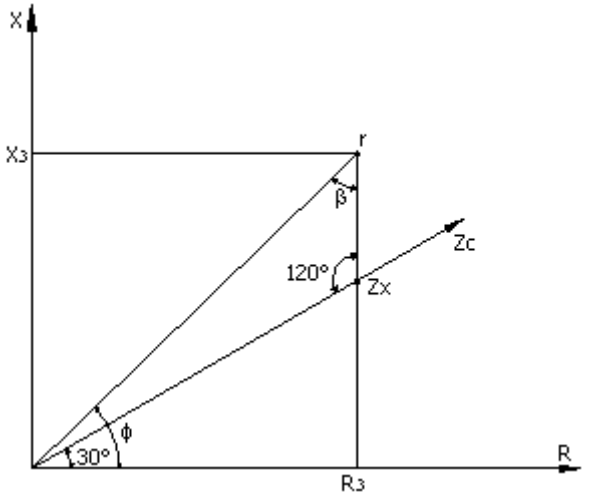


FIGURA 9.40 Chequeo de la carga máxima para el relevador poligonal.

De la figura 9.40 puede verse que:

$$\phi = \text{atan}\frac{X_3}{R_3}, \quad r = \sqrt{R_3^2 + X_3^2}$$

$$(\phi - 30°) + 120° + \beta = 180°$$

$$\beta = 90° - \phi \qquad \textbf{(9.35)}$$

Aplicando la teoría senoidal:

$$\frac{Sen\beta}{Sen\ 120°} = \frac{Z_x}{r} \quad \Rightarrow \quad Z_x = r\frac{Sen\beta}{Sen\ 120°} \tag{9.36}$$

La ecuación anterior permite determinar el alcance de los relevadores poligonales en la dirección de la carga. La distancia Z_x debe satisfacer la condición definida por la desigualdad dada por la expresión 9.34.

Ejemplo 9.13.

El siguiente estudio de caso ilustra el procedimiento que se debe seguir para obtener los ajustes de un relevador de distancia. La determinación de los ajustes es un proceso bien definido, a condición de que el criterio sea correctamente aplicado, pero la implementación real variará dependiendo del fabricante y del tipo de relevador.

Para el estudio de caso, considerar un relevador de distancia instalado en la subestación 11 en el circuito que vá a la subestación 11 del sistema mostrado en la figura 9.41, donde se indican las impedancias vistas por el relevador. Las relaciones de transformación de los TC y TP son 600/5 y 1000/1 respectivamente.

Solución:

Ajuste para la zona 1:
$Z_1 = 0.85\ Z_{10-11} = 0.85(7.21\angle 80.5°) = 6.13\angle 80.5°$ primario.

Ajuste para la zona 2:
$Z_2 = Z_{10-11} + 0.5(1 + K_1)Z_{11-9}$.

En este caso la constante infeed se define como:
$K_1 = \dfrac{I_{14-11} + I_{17-11} + I_{5-11} + I_{18-11}}{I_{10-11}}$ para una falla en la barra 11.

Utilizando los datos de la tabla 9.9:
$$K_1 = \frac{1333.8\angle -85.54° + 0 + 0.5364\angle(94.12° - 180°) + 449.9\angle -86.3°}{2112.6\angle(94.46° - 180°)}.$$

$K_1 = 3.38\angle -0.37°$, así que $1 + K_1 = 4.38\angle -0.29°$.

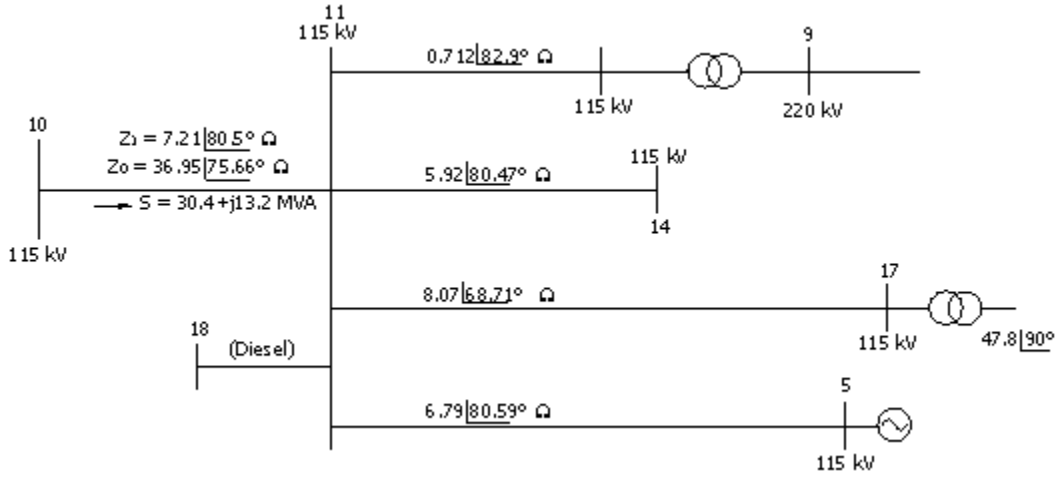


FIGURA 9.41 **Diagrama de impedancias para el ejemplo 9.13 mostrando las impedancias vistas por el relevador ubicado sobre el circuito 10-11 en la subestación 10**

TABLA 9.9. Corrientes de falla en los elementos del sistema de la figura 9.41 dados en A (fase A) referidos a la barra de recepción.

Línea	Corriente de cortocircuito A
11-9	$1167.17\angle 89.93°$
11-10	$2112.6\angle 94.46°$
11-5	$5364.6\angle 94.12°$
14-11	$1333.83\angle -85.54°$
17-11	0
18-11	$449.9\angle -86.34°$

Al hacer este cálculo se debe notar que los valores de corriente de la tabla 9.9 están referidos a la barra receptora. Por lo tanto, si el flujo de corriente está en dirección contraria, es necesario ajustar el valor del ángulo. Así, en la tabla 9.9 aparace por ejemplo, $I_{11-5} = 5364.6\angle 94.12°$, entonces $I_{11-5} = 5364.6\angle(94.12° - 180°) = 5364.6\angle -85.88°$ A.

Por lo tanto el ajuste para la zona 2 es:
$Z_2 = 7.21\angle 80.5° + 0.5 \times 4.38\angle -0.29° \times 0.712\angle 82.9° = 8.77\angle 80.88°$ Ω

Ajuste para la zona 3:
$Z_2 = Z_{10-11} + (1 + K_2)Z_{11-17} + 0.25(1 + K_3)Z_{transformador}$ Ω.

En este caso, la constante infeed K_3 se tomará igual a K_2 puesto que el alcance insuficiente sobre esa sección no es significativo. Esta aproximación es común cuando se determinan los ajustes de la zona 3.

Para una falla en la barra 11, la constante infeed se define como:

$$K_2 = \frac{I_{9-11} + I_{14-11} + I_{5-11} + I_{18-11}}{I_{10-11}}$$

De la tabla 9.9 $I_{11-9} = 1167.17\angle 89.93°$ referido a 220 kV (barra de recepción)

por tanto, $I_{9-11} = \frac{220}{115} \cdot 1167.17\angle(89.93° - 180°) = 2232.8\angle -90.07°$ A.

Así,

$$K_2 = \frac{2232.8\angle -90.07° + 1333.8\angle -85.54° + 5364.6\angle -85.88° + 449.9\angle -86.3°}{2112.6\angle(94.46° - 180°)}.$$

$K_2 = 4.44\angle -1.36°$, así que $1 + K_2 = 5.44\angle -1.1°$.

Por lo tanto el ajuste para la zona 3 es:
$Z_3 = 7.21\angle 80.5° + 5.44\angle -1.1° \cdot 8.07\angle 68.71° + 0.25 \cdot 5.44\angle -1.1° \cdot 47.8\angle 90°$.
$Z_3 = 114.35\angle 80.2°$.

Los ajustes del relevador, en ohmios del primario son los siguientes:

$Z_1 = 6.13\angle 80.5°, \quad Z_2 = 8.77\angle 80.93°, \quad Z_3 = 114.35\angle 80.2°$.

Los ohmios del secundario son calculados usando la siguiente expresión:

$$Z_{\text{secundario}} = Z_{\text{primario}} \times \frac{CTR}{VTR} = Z_{\text{primario}} \times \frac{120}{1000} = Z_{\text{primario}} \times 0.12 \text{ y por lo tanto,}$$

$$Z_1 = 0.736\ \Omega, \quad Z_2 = 1.052\ \Omega, \quad Z_3 = 13.72\ \Omega.$$

Ajuste de las unidades de arranque.

La unidad de arranque es ajustada tomando el 50% de la máxima impedancia de carga. Del estudio de flujo de carga, la potencia transferida desde la barra 10 hasta la barra 11 es: $S = 30.4 + j13.2$ MVA $= 33.14$ MVA.

Así, $Z_c = \frac{V^2}{P} = \frac{(115)^2}{33.14} = 309.03\ \Omega$ primario $= 47.88\ \Omega$ secundario.

Ajuste de la constante de compensación residual.

$$k_1 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}$$

donde: k_1 : Constante de compensación residual.

Z_1, Z_0 : Impedancias de secuencia positiva y negativa.

$$k_1 = \frac{36.95\angle 75.66° - 7.21\angle 80.5°}{3 \cdot 7.21\angle 80.5°} = 1.377\angle -6°$$

Ajuste del tiempo.

Tiempo diferido para la zona 2: 0.4 s.

Tiempo diferido para la zona 3: 1.0 s.

Chequeo de carga.

El ajuste de la unidad que determina la característica de operación más larga del relevador debe ser chequeada para estar seguro de que no se sobreponga a la zona de carga. En este ejemplo la carga es 33.14 MVA que es equivalente a una impedancia de carga de 399.03 Ω primario = 47.88 Ω secundario.

El alcance del relevador en la dirección de la carga se determina como sigue:

$$Sen\beta = 0.818\ Sen(\phi - 30°)$$

donde del relevador $\phi = 75°$, entonces $Sen\beta = 0.818\ Sen\ 45°$ por lo tanto $\beta = 35.34°$.

$$\alpha = 180° - \beta - (\phi - 30°) = 99.66°.$$

Así que el alcance será:

$$Z_x = \frac{0.55\ Z_3\ Sen\ 99.66°}{Sen\ 45°} = \frac{0.55 \cdot\ 114.35 \cdot\ Sen\ 99.66°}{Sen\ 45°} = 87.68\ \Omega \text{ primario.}$$

La distancia al punto de carga, expresda como porcentaje, es:

$$\% = \frac{399.03 - 87.68}{399.03} \cdot\ 100 = 78.03\%.$$

Por lo tanto, se concluye que el ajuste es apropiado y no requiere reajustar el alcance como consecuencia de la carga.

Determinación del cubrimiento efectivo.

De acuerdo con los ajustes calculados, en la zona 2 el relevador cubre el 50% de la línea 11-9. Sin embargo, es importante determinar el alcance de este ajuste a lo largo de la línea 11-5 de 115 kV, y para esto, se usa la siguiente expresión:

$$X_2 = \frac{Z_2 - Z_{L1}}{Z_{L2}(1 + K_1)}$$

La constante infeed en la subestación 11 está dada por:

$$K_1 = \frac{I_{9-11} + I_{14-11} + I_{17-11} + I_{18-11}}{I_{10-11}}$$ para una falla en la barra 11 .

Como se sabe que los ángulos de las constantes infeed se acercan a cero, sus valores puede calcularse usando solamente las magnitudes:

$$K_1 = \frac{1167 \cdot \frac{220}{115} + 1338.38 + 0 + 449.9}{2112.6} = 1.9$$

Por lo tanto, el alcance efectivo a lo largo de la línea 11-5 es: $X_2 = \frac{8.77 - 7.21}{6.79(1 + 1.9)} = 0.079 = 7.9\%$.

Como se esperaba, el alcance de la zona 2 es menor del 50% de la línea 11-5, ya que la línea más corta es el circuito 11-9. Los alcances de los relevadores están dados en al figura 9.42.

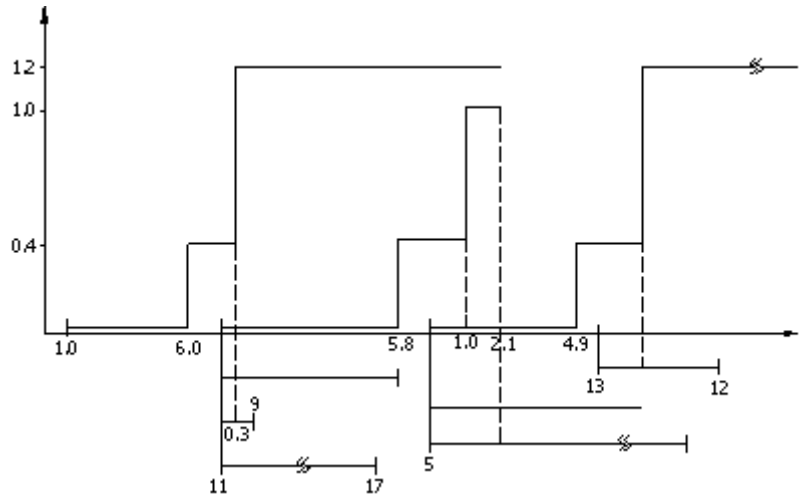


FIGURA 9.42 Alcance de los relevadores de distancia para el ejemplo 9.13.

Ejemplo 9.14.

Para el sistema de la figura 9.43, calcular el ajuste de la zona 2 para el relevador ubicado en 12 con una constante infeed basada en los resultados de una falla en la subestación 13. Determinar las impedancias reales que el relevador ve para una falla en la línea 13-5 y sobre la barra 5 y usando estos, determinar si el relevador de la zona 2 opera para esas fallas. Al calcular el alcance de la zona 2, chequear la cantidad de línea cubierta si la contribución de la línea 5-13 es despreciable. Trabajar con impedancias primarias.

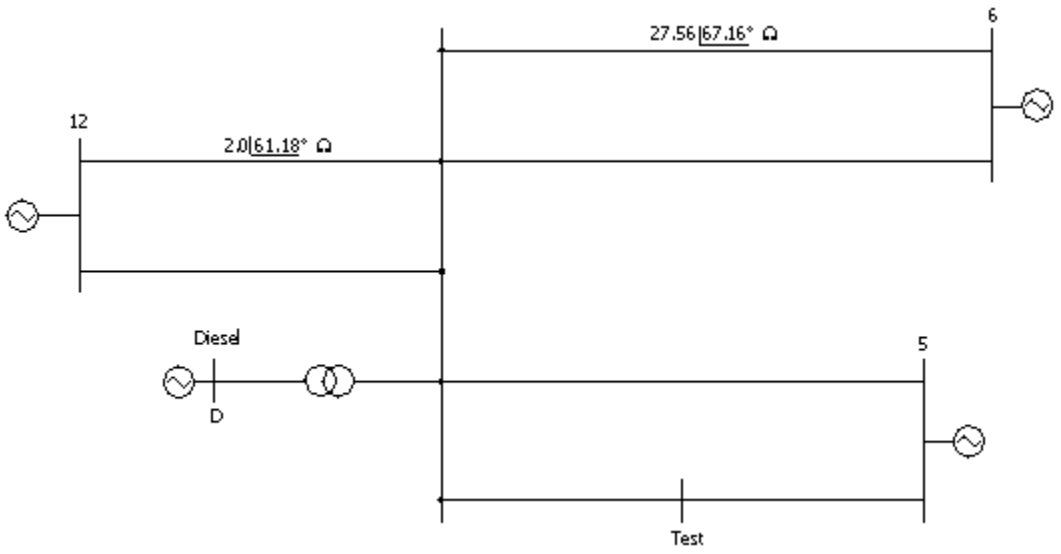


FIGURA 9.43 Sistema de potencia para el ejemplo 9.14.

Solución:

La segunda zona del relevador se extiende hasta la línea 13-5 que es la línea adyacente más corta vista por el relevador en 12. En el proceso, el punto de falla inicial fué tomado en 13 y luego transladado en pasos del 10% a lo largo de uno de los circuitos 13-5. Con la ayuda de un computador fué posible determinar el valor de K para cada punto por medio de un barraje llamado TEST como el punto de falla. En esta forma, el valor de K para cada caso fué calculado usando la siguiente expresión:

$$K = \frac{\frac{I_{12-13}}{2} + I_{6-13} + I_{D-13} + I_{5-13}}{\frac{I_{12-13}}{2}}$$

Puede verse que en este caso, $I_{\text{infeed}} + I_{\text{relevador}} = I_{13-TEST}$.

Ahora, $\frac{I_{\text{infeed}} + I_{\text{relevador}}}{I_{\text{relevador}}} = K + 1$

y por lo tanto, el valor de $K + 1$ puede calcularse de la fórmula:

$$\frac{I_{13-TEST}}{(I_{12-12})/2}$$

Los resultados para una falla en diferentes puntos entre 13-5 se dan en la tabla 9.10. Conociendo el valor de K para cada punto de falla, el valor de la Z_{real} vista por el relevador puede calacularse.

TABLA 9.10. Valores de corriente e impedancia para fallas en la línea 13-5.

Ubicación de la falla %	$I_{\text{relevador}} = (I_{12-13})/2$	I_{13} **Falla**	I_{5-13} **en la linea paralela**	**Corriente infeed**	$1 + K$	$Z_{\text{real de 13}} = (1 + K)/Z_L$
0(13)	1534.8∠–87°	7748.6∠–83°	3243.5∠–82°	6227.1∠–83°	5.048	0
10	1295.7∠–87°	6117.8∠–85°	2175.9∠–83°	4822.1∠–85°	4.721	2.733
20	1213.0∠–86°	5591.5∠–85°	1858.8∠–83°	4378.5∠–85°	4.609	5.337
30	1135.0∠–86°	5084.6∠–85°	1546.6∠–84°	3949.9∠–85°	4.479	7.780
40	1061.2∠–85°	4594.5∠–85°	1237.8∠–84°	3533.5∠–84°	4.329	10.025
50	990.7∠–85°	4114.6∠–85°	928.1∠–85°	3123.9∠–85°	4.153	12.022
60	922.7∠–84°	3638.2∠–85°	612.7∠–87°	2715.2∠–85°	3.943	13.697
70	8556.2∠–84°	3158.9∠–85°	288.2∠–92°	2302.3∠–85°	3.689	14.951
80	790.6∠–83°	2669.0∠–84°	70.8∠ + 132°	1878.4∠–84°	3.375	15.633
90	725.5∠–82°	2164.6∠–84°	422.0∠ + 101°	1439.0∠–84°	2.983	15.544
100(5)	576.8∠–80°	1115.8∠–81°	1115.8∠ + 99°	539.8∠–83°	1.934	11.197

En la figura 9.44 se muestran las siguientes curvas:

- Impedancia de la línea en función de la distancia a 13.
- Impedancia real de 13 vista por el relevador en 12.
- Valor de $(1 + K)$.

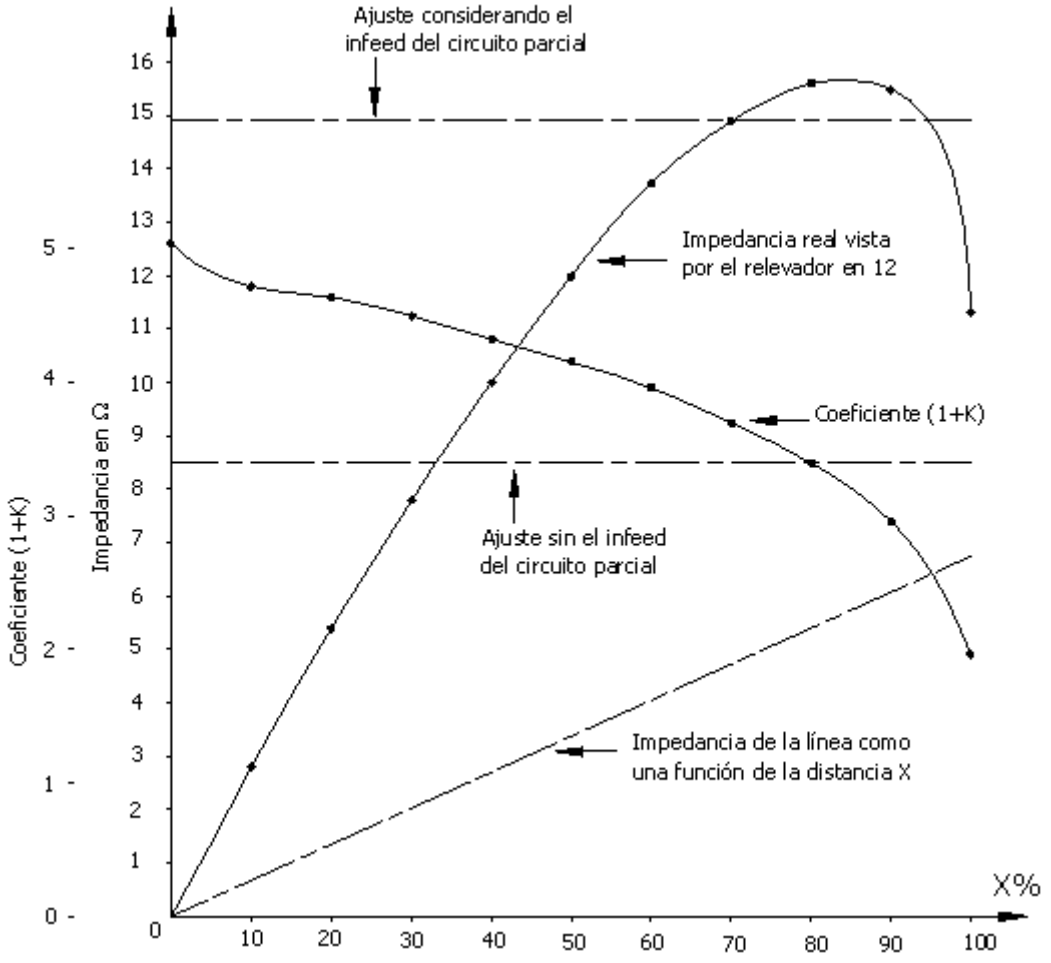


FIGURA 9.44 **Curvas de impedancia para el ejemplo 9.14.**

Los valores de ajuste para una falla en 13 también han sido dibujados con y sin la contribución de 5 la cual es variable. Debe notarse que, considerando la contribución de la línea paralela 13-5, el alcance de la zona 2 va hasta el 68% y luego del 94% hasta el final de la línea. Esto significa que puede ocurrir sobreposición al final de la zona 2 del relevador en 13.

9.6 *PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR POR HILO PILOTO*

La aplicación de sistemas de sobrecorriente escalonados para protección de alimentadores tiene dos desventajas:

1. Los ajustes escalonados pueden conducir a tiempos de disparo que son demasiado grandes para prevenir daños e interrupciones de servicio.
2. El escalonamiento satisfactorio para redes complejas es muy difícil de lograr.

Esto conduce al concepto de "Protección unitaria" que involucra las medidas de las corrientes de falla en cada extremo de una zona limitada del alimentador y la transmisión de la información entre el equipo en la zona límite.

El principio usado aquí es el esquema de protección diferencial. Para alimentadores cortos, los esquemas de hilo piloto son usados para transmitir la información. Los sistemas diferenciales por hilo piloto para protección de alimentadores están clasificados en tres tipos:

1. Sistema de corriente circulante
2. Sistema de voltaje balanceado
3. Sistema de comparación de fase

Todos dependen del hecho de que la corriente capacitiva es ignorada, el valor instantáneo de la corriente que fluye en un conductor sano en un terminal de circuito es igual a la corriente instantánea que fluye fuera del conductor en el otro extremo, así que la corriente neta instantánea que circula dentro o fuera del conductor es igual a cero si el conductor está sano. Si, de otro lado, el conductor es cortocircuitado a tierra o a otro conductor en el mismo punto, la corriente neta que fluye dentro o fuera del conductor es igual al valor instantáneo de la corriente que fluye dentro o fuera del conductor en el punto de falla.

9.6.1 *Sistemas de Corriente Circulante*.

El principio básico de operación de este sistema se muestra en la figura 9.45, la cual ilustra su aplicación en un alimentador monofásico.

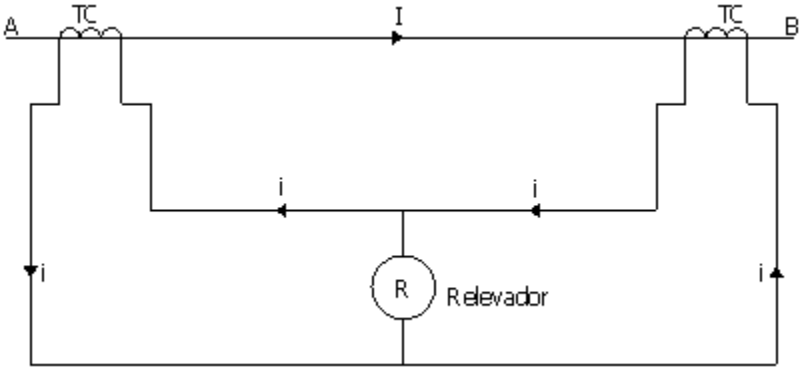


FIGURA 9.45 Sistema de corriente circulante.

Los dos T.C. tienen igual relación de transformación, uno a cada extermo del circuito de protección, tienen sus devanados secundarios conectados en serie de tal manera que bajo carga o bajo condiciones de falla externa, sus voltajes secundarios inducidos simultáneamente se suman para producir una corriente circulante en el circuito de hilo piloto. El relevador R, conectado en el punto medio del circuito piloto, lleva la diferencia entre las dos corrientes secundarias de los T.C. Esta diferencia de corriente es cero ya que las corrientes secundarias de los dos T.C. son idénticas (en condiciones normales). Bajo condiciones de cortocircuito interno, sin embargo, esta igualdad no es válida y existe una corriente resultante en el relevador, el cual opera para disparar el alimentador fallado del sistema.

El sistema simple descrito antes no es práctico puesto que requiere que el disparo sea iniciado desde un relevador situado en la mitad del circuito de protección.

Para asegurar que el disparo sea iniciado desde los relevadores situados en los extremos de la línea, se desarrolló un sistema de hilo piloto de corriente circulante de autocompensación, como el mostrado en la figura 9.46.

En el sistema de la figura 9.46 los dos relevadores (uno en cada terminal del circuito protegido) están conectados en serie por medio de un tercer hilo piloto. El hilo piloto y sus dos relevadores llevan la diferencia de corriente de las dos salidas de los transformadores suma. Los shunt r en el circuito piloto y los TP de compensación mantienen el tercer hilo piloto a la mitad del potencial de los dos pilotos externos bajo todas las condiciones de corriente. Las corrientes capacitivas del piloto en el relevador son mantenidas así en un valor tolerable.

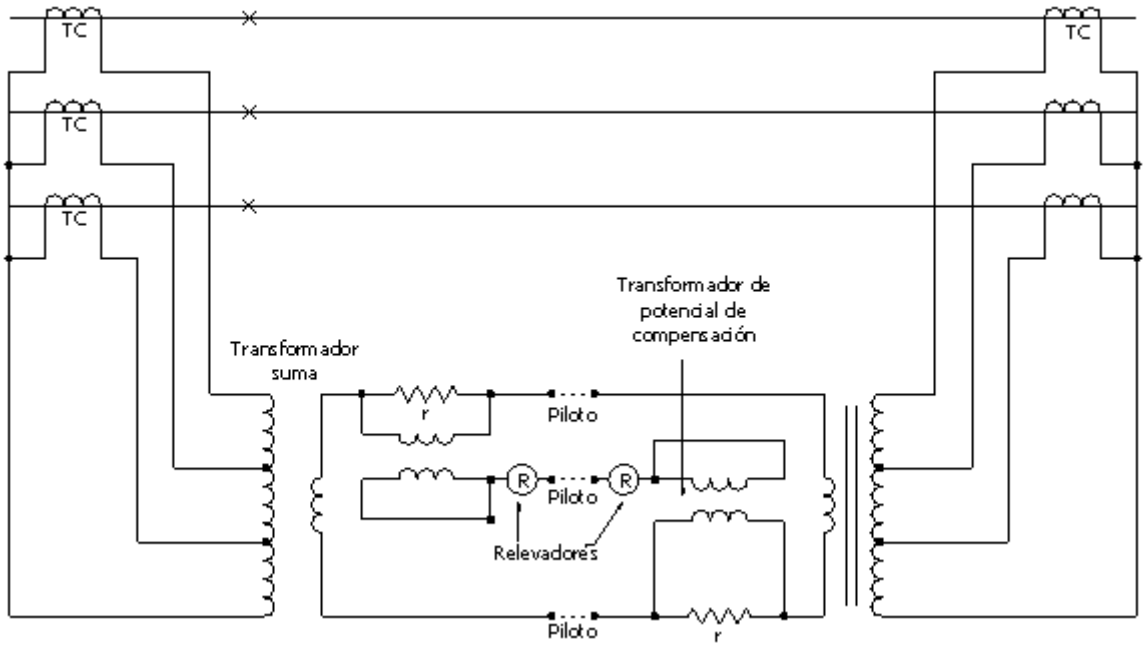


FIGURA 9.46 **Versión de autocompensación de la figura 9.45.**

9.6.2 *Sistemas de voltaje balanceado.*

El principio de operación de los sistemas de voltaje balanceado de protección diferencial se ilustra para un circuito monofásico en la figura 9.47.

En éste sistema, los dos T.C. en los terminales del circuito protegido tienen sus devanados secundarios conectados en serie como se muestra en la figura 9.47, así que bajo condiciones de carga o de falla externa, no hay corriente en el relevador que ésta conectado en serie con los hilos piloto. Bajo condiciones de falla interna, los voltajes secundarios de los T.C no son igualmente grandes y además son opuestos, y el voltaje resultante produce una corriente en los hilos piloto y relevadores. La operación de el relevador desconecta el circuito fallado del sistema.

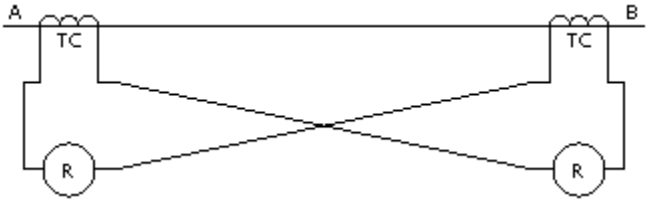


FIGURA 9.47 Principio del sistema de voltaje balanceado.

9.7 *PROTECCION CON ONDA PORTADORA POR LÍNEA DE POTENCIA (PLC).*

Esta protección utiliza las líneas de transmisión aéreas como circuitos piloto. Una señal de frecuencia portadora de 30 a 200 kHz es llevada por dos de los conductores de línea para proporcionar medios de comunicación entre los terminales de la línea. La señal portadora es aplicada a los conductores a través de circuitos sintonizados a la señal de frecuencia portadora para ejecutar varias funciones. Las señales de onda portadora viajan solo por la línea de potencia y no por partes no deseadas del sistema como las barras..

El equipo de comunicaciones que opera a niveles de impedancia del orden de 50 a 150 Ohm está acoplado a la línea que tiene impedancia en el rango de 240 a 500 Ohm. La figura 9.48 muestra un arreglo típico para un sistema de acople PLC.

La trampa de onda L1 y C1 está sintonizada a la mitad de la banda portadora requerida y así se tiene una baja impedancia a 60 Hz y alta impedancia a las señales de alta frecuencia de la portadora y por tanto, estas no entran a las barras. El circuito serie de sintonización L_2, C_2 y C_3 está sintonizado a la mitad de la banda de la portadora y es la inversa de la trampa de onda en la que ofrece baja impedancia a las señales portadoras, pero alta impedancia a las ondas de 60 Hz.

T_1 es un transformador de aislamiento que también sirve como una bobina de puesta a tierra para C_3, así que el capacitor tendrá potencial de tierra a la frecuencia de potencia (60Hz). T_2 es también un transformador de aislamiento y de impedancia de acoplamiento (o de igualación por dispositivo de acoplamiento). C_4 es usado para sintonizar la reactancia shunt de T_1 y T_2 a la frecuencia portadora de media banda para minimizar las pérdidas.

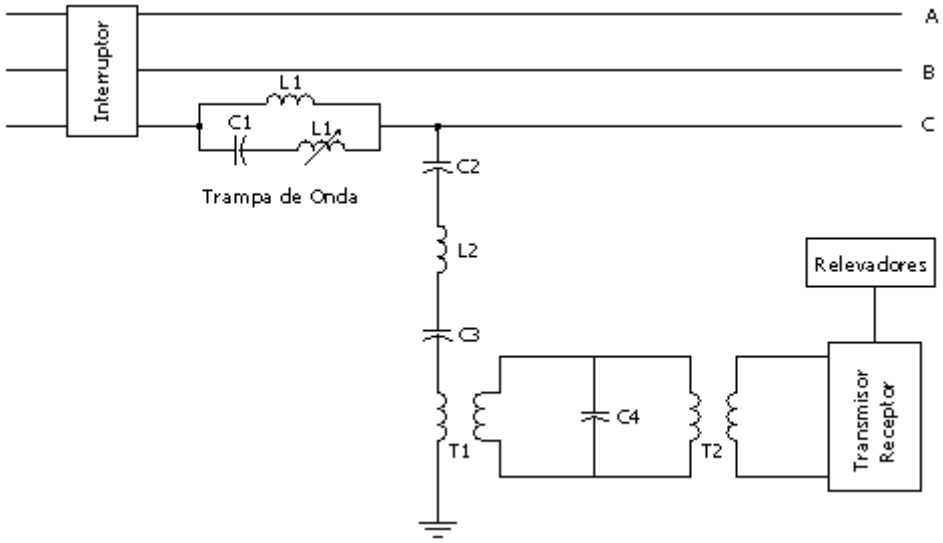


FIGURA 9.48 **Sistema de acople PLC.**

Las trampas de onda modernas que se diseñan para operación multicanal incluyen un circuito serie RLC a través de la trampa para que esta presente una resistencia casi constante sobre un ancho de banda de frecuencias para compensar el efecto de la reactancia de la barra. Los valores típicos para C_2 y C_3 son 2000 pf, y para L_1 200 μH correspondientes a una frecuencia portadora de 150 kHz.

Los sistemas PLC son usados para dos propósitos. El primero involucra la medida, y el segundo lleva señales desde un extremo de la línea al otro con la medida que se está dando en cada extremo por los relevadores. Cuando el canal de portadora es utilizado para medida, no es práctico transmitir medidas de amplitud de un extremo al otro ya que la atenuación de la señal más allá del control del sistema se lleva a cabo. Como resultado, la sola medida factible del sistema de portadora compara el ángulo de fase de una corriente derivada en cada extremo del sistema de una manera similar a la protección diferencial.

El principio de la *protección por comparación de fase* es ilustrado en la figura 9.49 para una falla interna. Si la corriente en el punto del relevador es de magnitud suficiente, una señal de portadora es transmitida a los sistemas de protección en ambos extremos de la línea A y B. La señal de portadora es transmitida solo durante el semiciclo positivo de la onda de corriente. Considérese una falla interna en F; la corriente i_A que circula en la línea AB medida en A se asume que es senoidal como se muestra en el gráfico [1]. La señal portadora generada

en A y transmitida al equipo de protección en A y B es denotada por f_{CA} y es mostrada en el grafico [3]. La corriente i_B que fluye en la línea AB medida en B tendrá una magnitud diferente a la de i_A pero estará casi en fase con i_A como se muestra en el gráfico [2]. La señal portadora correspondiente generada en B y transmitida a A y a B es f_{CB} y es mostrada en el gráfico [4]. El detector A suma a f_{CA} y f_{CB} y rectifica el resultado para producir f_D mostrada en el gráfico [5]. Cuando la señal f_{DA} es cero para un tiempo especificado, el equipo de protección en A se activa para disparar el interruptor en A.

En la figura 9.50 se ilustra la situación de una falla externa G. Obsérvese ahora que i_B está en la dirección opuesta a la presentada para una falla interna. La secuencia de los gráficos es autoexplicativa. Nótese que f_{DA} no asume un valor de cero, y el equipo de protección no dispara el interruptor en A.

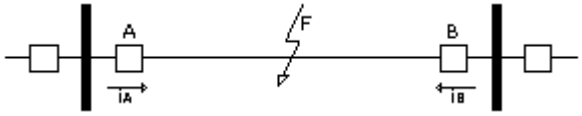
Los enlaces de radio y de microondas están siendo ahora aplicados en sistemas de potencia para proporcionar canales de comunicación asi como para control supervisorio y adquisición de datos.

9.8 *ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA LÍNEAS.*

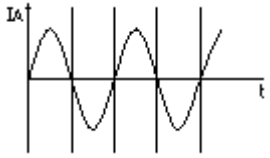
La protección de la línea generalmente consiste en relevadores de sobrecorriente, de sobrecorriente direccional y de distancia y, dependiendo del nivel de voltaje al cual opera la línea, los esquemas siguientes son de uso general.

9.8.1 *Líneas de media tensión.*

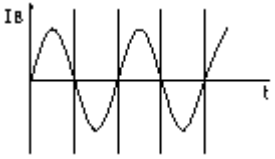
Estas deben protegerse con relevadores de sobrecorriente, los relevadores de sobrecorriente direccional deben usarse en anillos de media tensión mientras que los circuitos radiales de media tensión deben incluir relevadores de recierre en el esquema de protección. El diagrama para estos dos casos se muestra en la figura 9.51. Es práctica común en alimentadores de media tensión que para el disparo de los relevadores instantáneos se enrute la vía para los relevadores de recierre. esto asegura que el relevador de recierre este energizado desde un relevador de disparo para comenzar la operación de recierre. Las unidades de tiempo diferido son usadas con frecuencia para producir un disparo de tiempo definido, es decir, sin la posibilidad de que ocurra una operación de recierre.



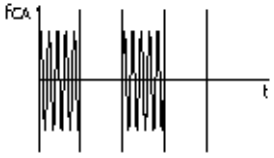
Considerando una falla interna

[1] 

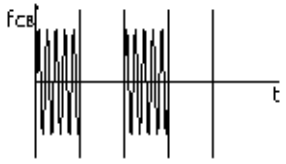
Señal senoidal medida en A

[2] 

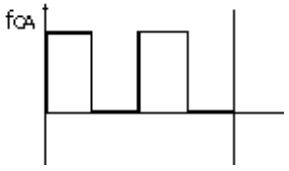
Señal senoidal medida en B de magnitud diferente a i_A pero que está casi en fase con i_A.

[3] 

Señal portadora generada en A y transmitida al equipo de relevadores en A y B.

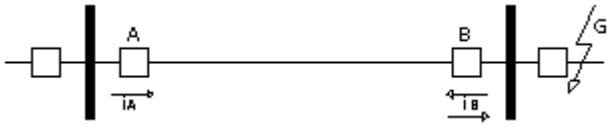
[4] 

Señal portadora generada en B y transmitida al equipo de relevadores en A y B.

[5] 

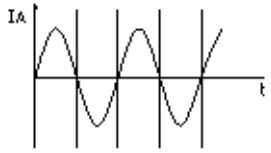
Cuando la señal f_{DA} es cero para un tiempo especificado, el equipo de relevadores en A se activa para disparar el interruptor en A.

FIGURA 9.49 Principio de comparación de fase para una falla interna.

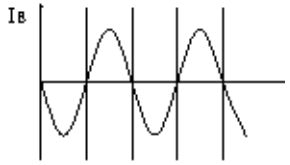


Considerando una falla externa

[1]

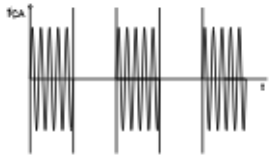


[2]

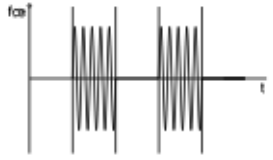


Está en dirección opuesta a la de la falla.

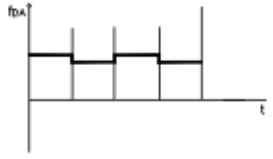
[3]



[4]



[5]



No asume un valor cero y el equipo de los relevadores no dispara el interruptor A

FIGURA 9.50 Principio de comparación de fase con una falla externa.

9.8.2 *Líneas de alta tensión.*

Las líneas de alta tensión normalmente tiene protección de sobrecorriente direccional y protección de distancia, más recepción de onda portadora y de relevadores de recierre. la duplicación de la protección principal puede algunas veces estar justificada en líneas importantes, o el uso de algún otro tipo tal como la protección diferencial. Cuando los circuitos radiales están involucrados, los relevadores de sobrecorriente direccional pueden ser reemplazados por relevadores de sobrecorriente no direccional. El diagrama de un arreglo típico de protección para líneas de alta tensión se ilustra en la figura 9.52.

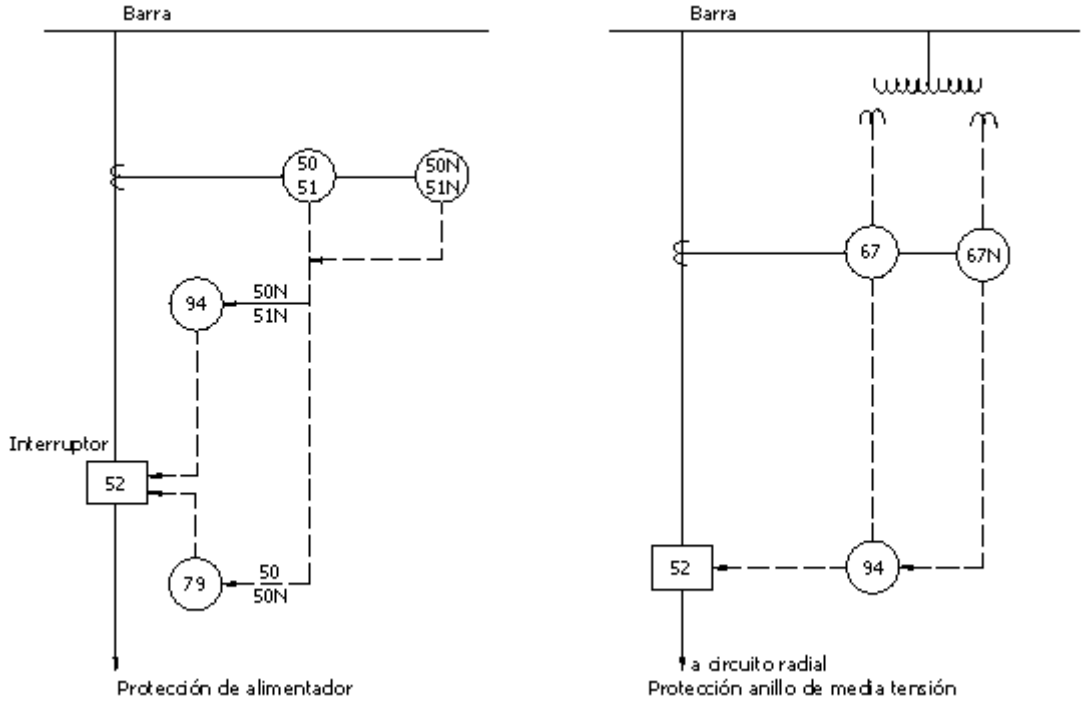


FIGURA 9.51 **Arreglos de protección para alimentadores y anillos de media tensión.**

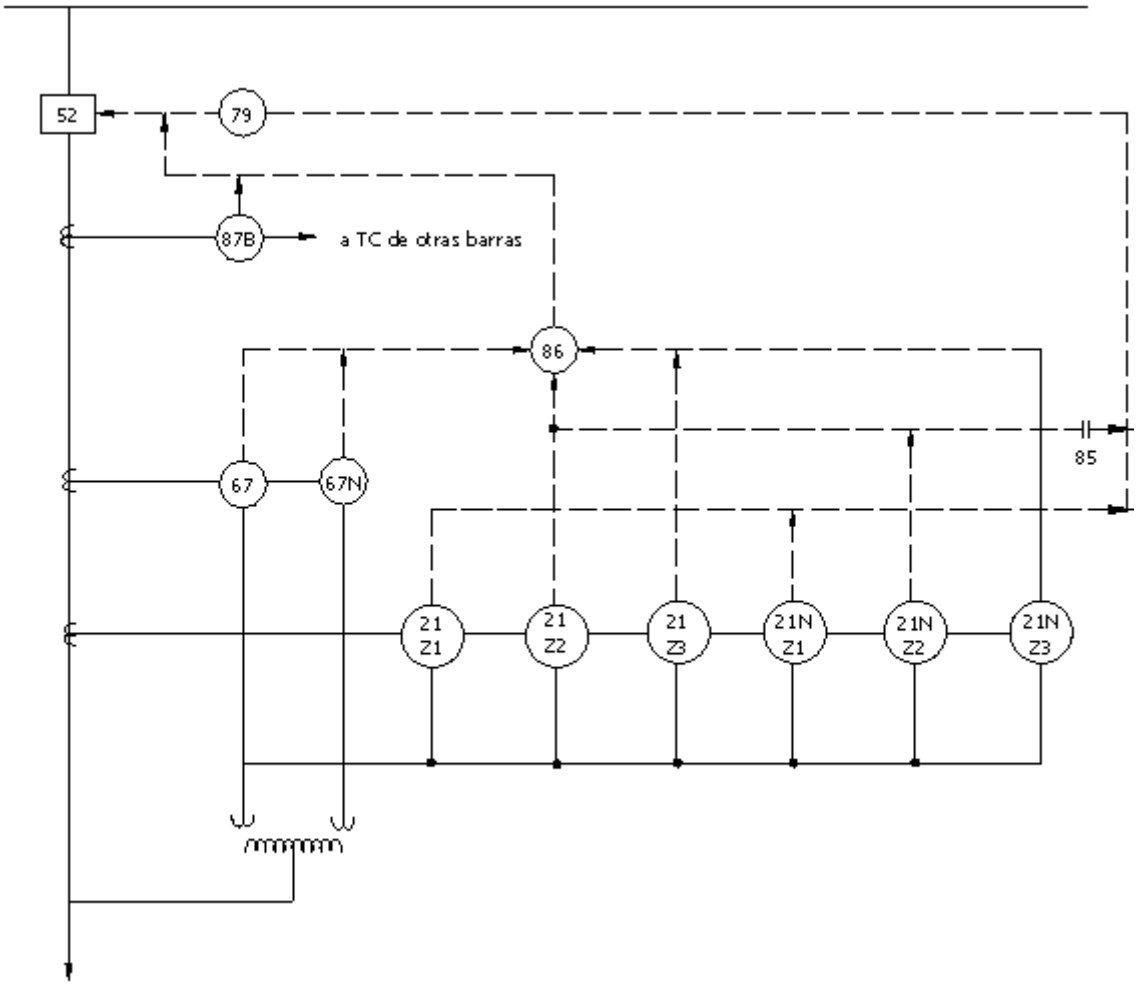


FIGURA 9.52 **Arreglo típico para protección de líneas de alta tensión.**

CAPITULO 10

Protección de redes de distribución contra sobrecorriente

10.1 *CONCEPTOS BÁSICOS.*

Las fallas en los sistemas de distribución se clasifican, de acuerdo con su naturaleza, en temporales o permanentes. Una falla temporal se define como aquella que puede ser liberada antes de que ocurra algún daño serio al equipo o a las instalaciones. Un ejemplo de fallas temporales o transitorias son los arqueos que se producen en los aisladores debido a sobretensiones por descargas atmosféricas, "galopeo" de los conductores (debido a fuertes vientos o sismos) o a contactos temporales de ramas de árbol con los conductores. Una falla que en un inicio puede ser de naturaleza temporal puede convertirse en permanente si no se despeja rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza. Si dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo de distribución se juntan debido a rotura de postes, crucetas o conductores, la falla será permanente. Un arqueo entre fases de un circuito con conductor aislado puede ser inicialmente temporal, pero si la falla no se despeja rápidamente los conductores pueden romperse y la falla se volvería permanente.

Casi todas las fallas en los sistemas de distribución subterráneos son de naturaleza permanente. Fallas de aislamiento del cable debido a sobrevoltajes y roturas mecánicas del cable son ejemplos de fallas permanentes en cables subterráneos.

Si un circuito de distribución fuera instalado sin el equipo de protección de sobrecorriente, las fallas podrían causar una falta de suministro de energía a todos los consumidores servidos desde el alimentador. Esto trae como consecuencia una reducción en los niveles de confiabilidad (continuidad del servicio) que son inaceptables. Para incrementar el nivel de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica existen dos opciones:

- Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.
- Instalar equipo de protección contra sobrecorrientes de tal forma que reduzca el efecto de las fallas.

Se deben analizar las dos alternativas para que el servicio al consumidor tenga un nivel de confiabilidad aceptable al más bajo costo.

10.1.1 *Funciones de un sistema de protección contra sobrecorrientes.*

Un sistema de distribución consiste de un alimentador trifásico principal (troncal) protegido por un interruptor de potencia o restaurador tripolar en la subestación, un restaurador central en el alimentador principal y circuitos laterales monofásicos o trifásicos conectados al alimentador principal a través de seccionalizadores o fusibles (figura 10.1). Se utilizan cuchillas operadas manual o remotamente para seccionar y conectar por emergencia con alimentadores adyacentes.

10.1.1.1 *Aislar fallas permanentes.*

La primera de las funciones del sistema de protección contra sobrecorrientes es aislar fallas permanentes de secciones no falladas del sistema de distribución.

En el sistema de la figura 10.1 una falla permanente en un circuito lateral puede ser aislada por la fusión de un elemento fusible lateral, o por la operación de un seccionalizador. Sin embargo, si se omite el restaurador central, los seccionalizadores y fusibles, una falla en un lateral deberá ser despejada por la operación del interruptor de potencia o del restaurador en la subestación. Esto podría causar un "apagón" de tipo permanente a todos los consumidores.

El restaurador central utilizado en el alimentador tiene como función aislar la sección no fallada cuando ocurra una falla permanente. En este caso el número de consumidores afectados es grande y, por tanto, se deben tomar medidas que lleven a minimizar las fallas en el alimentador cuando sean de naturaleza permanente.

10.1.1.2 *Minimizar en número de fallas permanentes y de salidas.*

La segunda función del sistema de protección contra sobrecorriente es desenergizar rápidamente fallas transitorias antes de que se presente algún daño serio que pueda causar una falla permanente. Cuando la función se realiza exitosamente, los consumidores experimentan sólo una falta de energía transitoria si el dispositivo que desenergiza la falla, ya sea un restaurador o un interruptor de potencia, es automáticamente restaurado para reenergizar el circuito. Sin embargo, no es posible prevenir que la totalidad de las fallas transitorias no se vuelvan permanentes o causen "apagones" permanentes debido al tiempo limitado requerido para desenergizar el circuito fallado. La velocidad a la cual el circuito fallado se desenergiza en un "factor crítico" que determina cuando una falla transitoria se vuelve permanente o causa una falla permanente. Indistintamente, la aplicación de dispositivos de operación rápidos y de restauración automática reducen el número de fallas permanentes y minimizan el número de interrupciones.

10.1.1.3 *Minimizar el tiempo de localización de fallas.*

Esta es otra función del sistema de protección contra sobrecorrientes. Por ejemplo, si los circuitos laterales estuvieran sólidamente conectados al alimentador principal y no se instala el restaurador central en el alimentador, una falla permanente en cualquiera de los circuitos laterales o en el alimentador principal obligaría al restaurador o al interruptor de potencia en la subestación a operar y pasar a la posición de "bloqueo" permanente, causando un "apagón" a todos los consumidores. Estos consumidores, “fuera de servicio”, al quejarse a la compañía suministradora de energía eléctrica, no proporcionarían un patrón que ayude a localizar la falla, y un tiempo muy prolongado podría requerir el recorrido de línea para localizarla. Por el contrario, con la instalación de dispositivos de seccionalización en los laterales y el alimentador principal, los usuarios “fuera de servicio” ayudarían en la definición del área donde la falla se localiza. Asimismo, los dispositivos de seccionalización usualmente dan una indicación visual de operación que asiste a la localización de fallas. Para reducir el tiempo requerido, los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben ser cuidadosamente coordinados, para que sólo el dispositivo más cercano a la parte con falla permanente opere y entre a la posición de bloqueo.

10.1.1.4 *Prevenir contra daño al equipo.*

La cuarta función es prevenir contra daño al equipo no fallado (barras conductoras, cables, transformadores, etc.). Todos los elementos del sistema de distribución tienen una curva de daño, de tal forma que si se excede ésta, la vida útil de los elementos se ve considerablemente reducida. El tiempo que dure la falla y la corriente que lleva consigo, combinadas, definen la curva de daño. Estas curvas deben ser tomadas en cuenta en la aplicación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

10.1.1.5 *Minimizar la probabilidad de caída de conductores.*

La quinta función es minimizar la posibilidad de que el conductor se queme y caiga a tierra debido al arqueo en el punto de falla. Es muy difícil establecer valores de corriente contra tiempo para limitar el daño en los conductores durante fallas de arqueo debido a las múltiples condiciones variables que afectan este hecho. Esto incluye valores de corriente de falla, velocidad y dirección del viento, calibre de conductores y tiempo de despeje de los dispositivos de protección.

Para fallas de arqueo en conductores cubiertos donde las terminales que definen el arco no se mueven o lo hacen sólo en una corta distancia, el conductor puede resultar quemado.

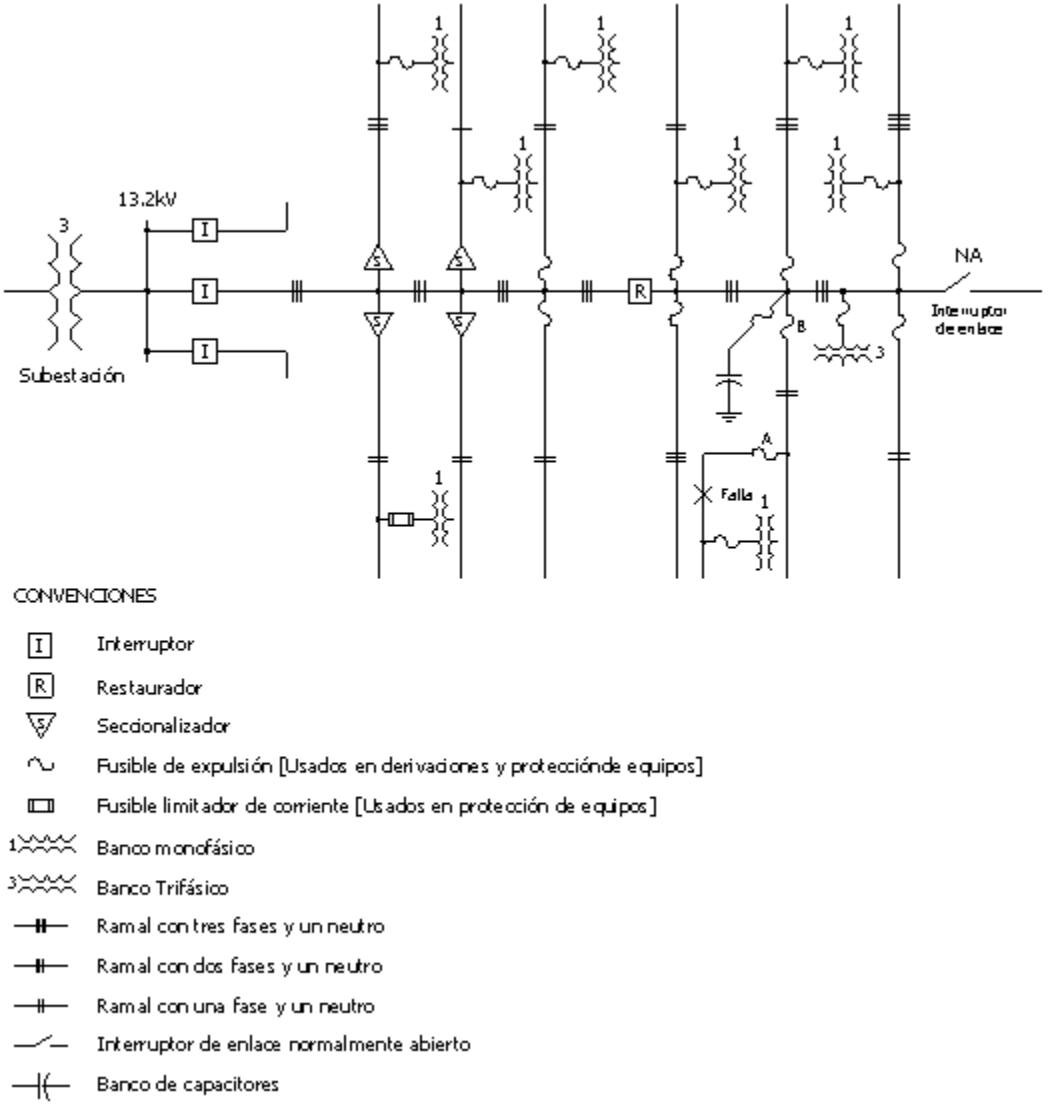


FIGURA 10.1 **Diagrama unifilar simplificado de un alimentador de distribución con los diferentes tipos de protección de sobrecorriente**

10.1.1.6 *Minimizar las fallas internas de los equipos*.

Esta función consiste en minimizar la probabilidad de fallas en equipos que están sumergidos en líquidos, tales como transformadores y capacitores.

Una falla disruptiva es aquella que causa grandes presiones, fuego, o cantidades excesivas de líquido que son expulsados del interior de los equipos. Pruebas y experiencias han demostrado que la probabilidad de fallas disruptivas debido a arcos de alta energía y potencia puede ser minimizada con la aplicación correcta de fusibles limitadores de corriente.

10.1.1.7 *Minimizar los accidentes mortales*.

La última función del sistema de protección contra sobrecorrientes es desenergizar conductores en sistemas de distribución aéreos que se queman y caen a tierra y, por consiguiente, minimizar los accidentes mortales. Aún con la actual tecnología, no existen métodos conocidos para detectar el cien por ciento de todos los conductores caídos en un sistema con un neutro multiaterrizado. Esto se debe a que un conductor puede caer sin hacer contacto de baja impedancia.

Bajo estas condiciones, la resistencia de contacto a tierra puede ser muy elevada y la corriente asociada puede ser mucho menor que la corriente de carga normal. Los fusibles, restauradores e interruptores de potencia no operarán bajo estas condiciones y el conductor que ha caído, permanecerá energizado hasta que se ejecute una interrupción manual. Sin embargo, cualquier ser vivo en contacto con este conductor caído podría recibir daños fatales.

La protección contra sobrecorrientes se considera hoy en día corno una ciencia y un arte. Principios de ingeniería bien fundamentados son aplicados cuando se calculan corrientes de falla, determinando los valores nominales requeridos en los equipos y su coordinación. Sin embargo, otros aspectos de protección contra sobrecorrientes en cuanto a principios de ingeniería no están aún bien definidos:

- Reglas para especificar zonas de protección.
- Reglas para la localización de los equipos de protección contra sobrecorriente.
- Reglas para especificar el tipo de equipo en cada localización.

Para una misma situación, los ingenieros pueden diseñar sistemas de protección que sean diferentes desde el punto de vista del tipo de equipo, localización y operación, aunque todos ejecuten satisfactoriamente las condiciones locales de protección a lo largo del circuito.

10.1.2 *Condiciones que debe cumplir el sistema de protección de sobrecorriente.*

Los sistemas de protección contra sobrecorrientes deberán ofrecer las funciones definidas como seguridad, sensitividad y selectividad.

10.1.2.1 *Seguridad.*

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas.

10.1.2.2 *Sensitividad.*

El sistema debe tener suficiente sensitividad, de manera que pueda realizar sus funciones. Por ejemplo, el interruptor de potencia o el restaurador en la subestación debe detectar fallas transitorias o permanentes al final del alimentador principal y prevenir la fusión de los fusibles instalados en los más remotos ramales debido a fallas transitorias en los mismos.

Sin embargo, cuando el circuito alimentador principal es largo y cargado de tal forma que requiera un alto punto de disparo para el interruptor de potencia de la subestación, su sensibilidad no será lo suficientemente buena para los puntos remotos; luego, será necesario instalar un restaurador o restauradores en la troncal para cubrir el fin del alimentador. Por consiguiente, deben ser establecidas nuevas zonas de protección.

10.1.2.3 *Selectividad.*

El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeje. Si dos o más dispositivos de protección se encuentran en serie, sólo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en una falla permanente.

Observando la figura 10.1 se diría que una falla permanente en *x* debe quemar el fusible A y no el fusible B y mucho menos hacer operar R o I. El propósito es sacar del servicio el menor número de usuarios posible.

10.1.3 *Efecto de la distancia sobre la corriente de falla.*

Como se observa en la figura 10.2, la corriente de falla disminuye a medida que la distancia a la subestación se incrementa por el efecto de la impedancia de la línea. La figura 10.2 se refiere a un ejemplo específico y solo se aplica a él (no es general).

10.2 *CORTACIRCUITOS FUSIBLE.*

También son conocidos como cuchillas fusible o cajas primarias y son de uso común en sistemas de distribución. Están diseñados para la protección de transformadores y otros equipos (incluyendo el seccionamiento de derivaciones de red) en circuitos de hasta 34.5 kV y 200 A continuos, cumpliendo con las Normas ANSI C37.41 1981 (Incontec 2132), ANSI C37.42 – 1981 (Incontec 2133).

Su construcción fuerte en bronce o aluminio, contactos resortados plata–plata y otros buenos materiales lo hacen prácticamente libre de mantenimiento durante toda su vida útil. Se pueden encontrar comercialmente de acuerdo con su aplicación clasificados como: tipo interior, tipo intemperie (con y sin portafusibles), tipo hilo de apertura y fusión, en aceite, en arena (empleados en sistemas de distribución subterráneos).

10.2.1 *Componentes.*

La figura 10.3 muestra un cortacircuitos fusible tipo intemperie (usado en redes aéreas) y se indican cada uno de sus componentes. La tabla 10.1 muestra las dimensiones generales de los cortacircuitos fusible tipo estándar y para operación con carga.

TABLA 10.1. Dimensiones generales de cuchilla - fusible. Tipo estándar

Clase de tensión kV	Dimensiones en pulgadas						
	A	B	C	D	E	F	G
7.8	17 5/8	5 1/2	10 5/8	3 1/2	23 5/8	5 1/2	6 7/8
15.0	18	6 7/8	12 1/4	3 1/8	26 1/2	5 3/8	7
27.0	19 1/4	9 1/2	14 1/8	2 1/8	34	2 3/4	5 3/4
	Para operación con carga						
7.8	18 1/4	5 1/2	10 5/8	2 5/8	23 5/8	5 1/2	6 7/8
15.0	18	6 7/8	12 1/4	2 1/4	26 1/2	5 3/8	7
27.0	19 1/4	9 1/2	14 1/8	1 3/4	34	2 3/4	5 3/4

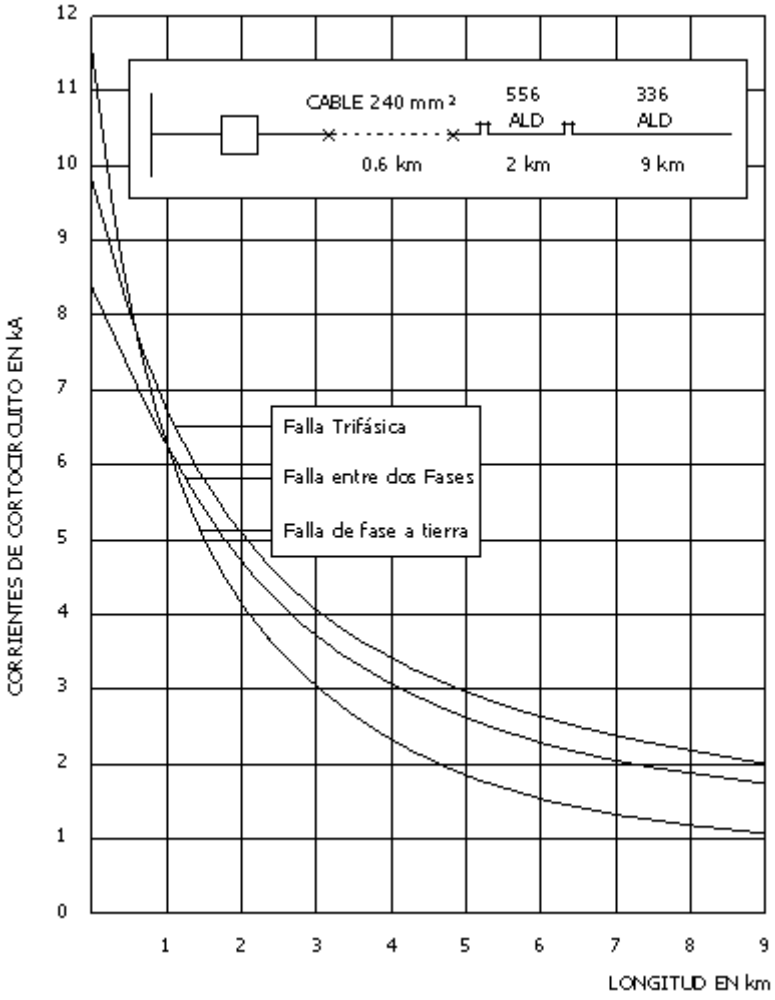


FIGURA 10.2 **Corrientes de cortocircuito en función de la distancia a la subestación.**

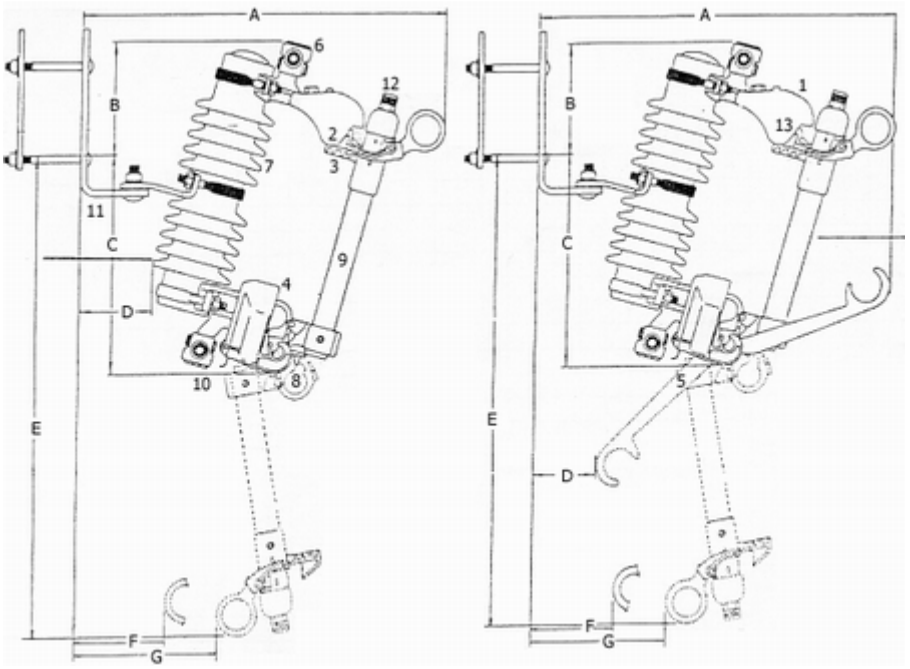


FIGURA 10.3 **El cortacircuitos fusible y sus componentes.**

A continuación se identifican y describen los componentes del cortacircuitos fusible mostrado en la figura 10.3.

1. Coraza: Guía los contactos durante la operación de cerrado garantizando un ajuste perfecto. Cuando el cortacircuito está cerrado la coraza provee de aseguramiento por enganche positivo de modo que el aparato no se abra debido a vientos fuertes o vibraciones del poste.
2. Contactos (Plata-Plata): Los contactos se fabrican en aleación especial de cobre al berilio (material de propiedades eléctricas y mecánicas ideales para contactos eléctricos) con baño de plata. Los contactos son autolimpiantes y están provistos de topes que evitan daños por operaciones bruscas.
3. Anillo de operación: Estos componentes diseñados para trabajo pesado dan completo control al operario para la remoción y colocación de la cañuela cuando se necesite cambiar el fusible.
4. Anillo de remoción de la vela: igual que el anterior.
5. Articulación: La alta resistencia de esta estructura permite cerrar el cortacircuito con fuerza, desde posiciones diferentes a la frontal.
6. Terminal tipo tornillo de ojo (Fundición de bronce, galvanizado en caliente): Adaptables para cualquier calibre estándar de cable de Aluminio o Cobre, desde No 6 sólido hasta 4/0 A.C.S.R.

7. Aislador: En porcelana sólida, con herrajes de sujeción embutidos para mayor fortaleza estructural.
8. Sistema de eyección: Compuesto por un trinquete resortado en acero inoxidable el cual evita que al cerrar el cortacircuito el fusible se someta a esfuerzos excesivos, también ayuda a la separación rápida del fusible en el momento de una falla. Adicionalmente el Portafusible tiene otro resorte de acero inoxidable que facilita la operación de apertura y garantiza que no se quedará pegado en caso de una corriente de falla.
9. Tubo Portafusible: En fibra de vidrio reforzada con resinas epóxicas (o resinas fenólicas para bajas capacidades de interrupción), en el momento de una falla libera gases a alta presión que contribuyen a la extinción de arco.
10. Tope de fin de carrera: Limita el recorrido de la cañuela al abrirse el cortacircuito.
11. Herraje de montaje tipo NEMA.
12. Tapón renovable: Durante fallas de baja intensidad el tapón permanece en su sitio causando una gran turbulencia en los gases liberados de modo que actúen más eficientemente en la extinción del arco. Durante fallas de alta intensidad, la alta presión alcanzarla por los gases hace que el disco del tapón sea expulsado permitiendo la expulsión de gases por ambos lados de la vela, el doble venteo hace mínimo el esfuerzo (causado por la reacción a chorro de los gases liberados) sobre el cortacircuito y sus estructuras de soporte. Los tapones de repuesto son suministrados por la fábrica a un costo mínimo.
13. Ganchos para apertura bajo carga con Load-Break -tool (Herramienta para apertura con carga).

10.2.2 *Operación.*

La mayoría de las cuchillas fusible operan bajo el principio de expulsión para lo cual, el tubo que contiene el elemento fusible (listón fusible) que puede ser de fibra emite gases desionizantes para confinar el arco eléctrico producto de la interrupción. En la tabla 10.2 se indican los valores comunes de corrientes interruptivas y en las tabla 10.3 se consignan otras características.

El principio de operación es relativamente simple. Cuando se interrumpe la corriente de falla, el tubo de fibra de vidrio (con recubrimiento de ácido bórico en su interior) se calienta cuando se funde el elemento fusible emitiendo gases desionizantes que se acumulan dentro del tubo, forzando, comprimiendo y refrigerando el arco, los gases escapan por la parte inferior del tubo.

La presencia de los gases desionizantes impide el restablecimiento del arco eléctrico auxiliándose en esta función por la turbulencia y presión de los gases, haciendo que se aumente la resistencia dieléctrica del aire atrapado dentro del tubo.

La fusión y separación del elemento fusible libera también el mecanismo de enganche del cortacircuito, de modo que el soporte del fusible (cañuela portafusible) cae a la posición de abierto y puede ser localizado con facilidad por el personal de operaciones. La cañuela portafusible también puede conmutarse en forma manual con un bastón de maniobra (pértiga). También puede adicionársele al cortacircuitos accesorios de ruptura de carga de modo que se puede operar como un interruptor de ruptura de carga.

TABLA 10.2. Capacidad de corriente de interrupción para cortacircuitos fusible.

Corriente de régimen continuo Amperios	Tipo estándar			
	Clase de tensión kV	Tensión aplicada kV	Capacidad interruptiva en Amperios	
			Asimétrica	Simétrica
100	7.8	7.8	5.000	3.550
	15	15.0	4.000	2.800
	Servicio pesado			
	7.8	7.8	10.000	7.100
		15.0	8.000	5.600
	15	7.8	10.000	7.100
	27	27.0	6.000	4.000
		15.0	8.000	5.600
	Servicio super pesado			
	7.8	7.8	20.000	14.500
		15.0	16.000	11.500
	15	7.8	20.000	14.500
	27	27.0	12.000	8.000
		15.0	16.000	11.500
200	**Tipo estándar**			
	7.8	7.8	5.000	3.550
	15.0	15.0	4.000	2.800
	Servicio super pesado			
	7.8	7.8	20.000	14.500
	15	15.0	16.000	11.500
		7.8	20.000	14.500

TABLA 10.3. BIL y distancias de fuga de los cortacircuitos fusible.

Voltaje Nominal kV *	Amperios continuos	Capacidad interruptiva (Amp.Asym)	BIL (kV) +	Distancia mínima de fuga a tierra (mm)
Portafusible en resina fenolica (Tapón renovable)				
8.3/15 Grd. Y	100	10.000	95	254
8.3/15 Grd. Y	200	12.000	95	254
15/26 Grd. Y	100	8.000	110	343
15/26 Grd. Y	200	10.000	110	343
27/34.5 Grd. Y	100	6.000	125	457
27/34.5 Grd. Y	200	6.000	125	457
Portafusible en resina epóxica reforzada con fibra de vidrio (Tapón renovable)				
8.3/15 Grd. Y	100	20.000	95	254
8.3/15 Grd. Y	100	16.000	95	254
8.3/15 Grd. Y	200	16.000	95	254
15/26 Grd. Y	100	16.000	110	343
15/26 Grd. Y	200	16.000	110	343
27/34.5 Grd. Y	100	12.000	125	457
27/34.5 Grd. Y	200	12.000	125	457
Cuchilla solida de bronce				
8.3/15 Grd. Y	300	20.000	95	254
15/26 Grd. Y	300	20.000	110	343
27/34.5 Grd. Y	300	20.000	125	457

* Sistemas monofásicos: Para usarse en sistemas con un voltaje máximo línea-línea (o línea-tierra) que no sobrepase los valores a la izquierda de la diagonal, excepto los cortacircuitos para 8.3/15 kV., los cuales pueden usarse para tensiones hasta de 15 kV línea-línea (o línea-tierra).

* Sistemas estrella con neutro a tierra: Para ser utilizados en un sistema estrella multiaterrizado con un voltaje máximo línea-línea que no sobrepase los valores a la derecha de la línea diagonal.

* Sistema en estrella o delta no aterrizados: Los máximos voltajes línea-línea aplicables son iguales a los estipulados en sistemas monofásicos.

+ Mínimo exigido por normas ANSI pueden ser mayor para algunas marcas.

10.3 *LISTÓN FUSIBLE O ELEMENTO FUSIBLE.*

El fusible es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en la protección de sistemas de distribución. Es también uno de los más confiables pues prestan servicio sin mantenimiento por muchos años.

10.3.1 *Función.*

Interrumpir y disponer de un ambiente dieléctrico para prevenir el restablecimiento del arco cuando la corriente pasa por cero. El siguiente es el proceso:

1. Detección: $\rightarrow$ Calentamiento y fusión.
2. Iniciación del arco: $\rightarrow$ Separación.
3. Manipulación del arco: $\rightarrow$ Alargamiento, refrigeración desionización, presurización.
4. Interrupción de corriente: $\rightarrow$ Corriente cero.

Para que el fusible funcione apropiadamente, este debe:

1. Detectar las condiciones difíciles de proteger.
2. Interrumpir la falla rápidamente.
3. Coordinarse con otros dispositivos de protección para minimizar el número de usuarios afectados por la acción del fusible.

10.3.2 *Tipos de fusibles.*

10.3.2.1 *Fusibles de potencia.*

Usados en subestaciones y equipos de interrupción encapsulados, tienen rangos de corriente más altos y las características nominales de interrupción y de corriente están dados a voltajes más altos.

Existen los siguientes tipos básicos:

- De expulsión: Ácido bórico, tubo de fibra.
- Limitadores de corriente: Arena.
- Sumergibles en liquido: Tretracloruro de carbón.
- Fusible electrónico.

10.3.2.2 *Fusibles de distribución.*

Existen los siguientes tipos:

De expulsión: Usado principalmente donde la expulsión de los gases no causa problemas como en los circuitos aéreos y equipos no cubiertos.

Existen las siguientes clases:

- En tubo de fibra (encerrado y de intemperie).
- Sin portafusible (listón a la intemperie).

Limitadores de corriente: Usados en interiores, para proteger transformadores Pad Mounted, equipos encerrados donde se requiere limitación de energía.

Ambos tipos son empleados en sistemas de distribución, diferenciándose principalmente en su capacidad interruptiva y tensión de aplicación.

Los fusibles inmersos en aceite tienen aplicación principalmente en instalaciones subterráneas, siendo necesario en ciertas ocasiones instalarlos en equipos sumergibles.

De la selección adecuada de un fusible, cualquiera que sea su tipo dependerá del éxito que se tenga en su aplicación. De manera general, para una correcta selección, es necesario conocer:

- Tensión del sistema.
- Nivel de aislamiento.
- Máxima corriente de cortocircuito en el lugar de instalación.
- Relación X / R.
- Máxima corriente de carga (incluyendo tasa de crecimiento).
- Tipo de sistema aéreo o subterráneo, en delta o en estrella multiaterrizado.

Estos factores permitirán establecer la tensión, corriente de operación y capacidad interruptiva que deberá tener el fusible seleccionado.

10.3.3 *Aspectos generales para la selección de fusibles de media tensión.*

10.3.3.1 *Fusibles de distribución.*

En fusibles de distribución, la selección depende de la filosofía de protección que se aplique al sistema, en general, los fusibles K (rápidos) desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los relevadores.

Los fusibles T (lentos) soportan corrientes transitorias mayores (corrientes de arranque de motores, etc) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase o diferentes.

Para escoger el tamaño mínimo del fusible se debe considerar no sólo la máxima carga normal del lugar de la instalación sino la corriente de arranque y carga fría. En la tabla 10.4 se indican las capacidades de fusibles (K y T, de acuerdo con normas NEMA) que puede llevar una carga continua del 15 % de su valor nominal.

Las temperaturas ambiente extremas y precargas grandes afectan las curvas tiempo-corriente de los fusibles; por tanto, deben considerarse cuando la instalación del fusible trabaje bajo estas condiciones.

TABLA 10.4. Capacidad continua de corriente de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño.

Fusible de alta descarga	Corriente continua (A)	Nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T nominal	Corriente continua (A)
1 H	1	25	25	6	9	40	60*
2 H	2	30	30	8	12	50	75*
3 H	3	40	40	10	15	65	95
5 H	5	50	50	12	18	80	120+
8 H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
N Nominal		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150				
15	15	200	200				
20	20						

* Solo cuando es usado en cortacircuitos de 100 o 200 Amperios.

\+ Solo cuando es usado en cortacircuitos de 200 Amperios.

Limitado por corriente de régimen continuo del cortacircuito.

10.3.4 *Fusibles de potencia.*

En lo que respecta a tensión, estos fusibles deben ser seleccionados con base en la máxima tensión entre fases que se puede presentar en el sistema en donde se apliquen, independientemente de la clase de puesta a tierra que tenga.

La capacidad interruptiva del fusible de potencia debe ser mayor siempre a la máxima disponible en el lugar de instalación. Estos fusibles están normalizados con base en una relación X / R mayor a 15 para capacidad de cortocircuito simétrico y $(1.6 \cdot I_{\text{simétrica}})$ para su capacidad de cortocircuito asimétrico. En cuanto a su capacidad de corriente de trabajo nominal, deberán tomarse en consideración todos los aspectos indicados para los fusibles tipo distribución.

En la selección de fusibles de potencia tipo limitadores, además de las consideraciones anteriores se deberán tomar en cuenta también otras más tales como: tipo de conexión del transformador, efecto del arco de operación en los pararrayos, etc.

TABLA 10.5. Valores nominales de fusibles limitadores (de potencia).

Tensíon (kV) del sistema		Tensión nominal recomendada			
Nominal	Máxima	4 - Hilos multiaterrizado		Delta	
		1ϕ	3ϕ	1ϕ	3ϕ
6.9 6.93/12	7.26 7.3/12.7	-- 8.3	-- 15.5	8.3 --	8.3 --
13.2 13.2/22.9	14.5 14/24.2	-- 15.5	-- 23	15.5 --	15.5 --
34.5 19.9/34.5	36.5 21.1/36.5	-- 23	-- 38	38 --	38 --

En la tabla 10.5 se resumen algunos de los valores nominales de fusibles limitadores y su aplicación.

Para la correcta selección del tipo de fusible adecuado, cualquiera que sea su clase, será necesario siempre conocer sus curvas tiempo-corriente de operación.

Existen tres tipos de curvas: las curvas características promedio de fusión tiempo-corriente, las curvas instantáneas de corriente pico y las curvas I^2t .El primer tipo se aplica para toda clase de fusibles y las dos últimas para fusibles limitadores de corriente.

La escala del tiempo consta de cinco secciones de: 0.01 a 0.1, de 0.1 a 1.0, de 1.0 a 10, de 10 a 100 y de 100 a 1000 segundos. Las cinco secciones tienen idénticas subdivisiones y son de la misma longitud. La escala de la corriente en amperios consta de cuatro divisiones: de 1 a 10, de 10 a 100, de 100 a 1000 y de 1000 a 10000 A.

Los amperios en la escala de corriente son amperios simétricos. La escala del tiempo empieza en 0.01 segundos, valor poco menor que un ciclo (0.0167 segundos). Las curvas características de fusión no empiezan en un tiempo igual a cero debido a que cuando los fusibles operen en el rango entre cero y un ciclo una sola línea no llega a tener significado. Esta es el área donde las curvas de corriente pico y las I^2t proporcionan la información necesaria para una aplicación adecuada de fusibles. Si se observa la parte superior de la escala del tiempo, se nota que las curvas de fusión terminan en 300 segundos; sin embargo, algunas normas consideran hasta 600 ó 1000 segundos.

Las curvas características tiempo-corriente de fusión son curvas promedio; esto se debe a que a pesar de que se usen los mismos elementos en la fabricación de los fusibles y las mezclas sean las mismas en cada

proceso, es imposible fabricar dos fusibles exactamente iguales y cuyas características sean idénticas. Consecuentemente, dos fusibles de una capacidad de conducción igual y de la misma clase no se fundirán en el mismo tiempo cuando circule por ellos la misma corriente.

La corriente de fusión no debe variar más o menos del 10 % para un tiempo dado. Así, en vez de una sola línea que muestre la característica tiempo corriente de un fusible, es más conveniente hablar de una banda que se considera puede variar más o menos 10 % de la línea promedio.

En la figura 10.4 se muestra la curva promedio característica de un fusible de 225 amperios de baja tensión en la que se ha indicado con líneas punteadas el ancho de la banda para cinco diferentes valores de corriente a 700, 1500, 2500, 5000 y 10000 amperios. En la escala del tiempo en el lado izquierdo se han indicado los tiempos mínimos, promedio y máximo para cada una de las corrientes consideradas. La línea punteada de la izquierda representa la mínima característica de fusión del fusible y la de la derecha representa la máxima característica de fusión.

Las curvas tiempo - corriente se grafican con las siguientes bases:

- Los fusibles no han sido sometidos a precarga, es decir, los fusibles no han conducido ninguna corriente antes de la prueba.
- La temperatura ambiente en que se hace la prueba es de 25 ºC.

La instalación del fusible es al aire, no en un interruptor u otro dispositivo.

La interrupción de un circuito por la operación de un fusible se lleva a cabo en dos partes:

1. La corriente que pasa por el elemento fusible debe calentar al elemento y cambiarlo al estado líquido.
2. En el instante en que el elemento fusible cambia al estado líquido el elemento se empieza a abrir y se establece un arco a través de los extremos del elemento en el punto donde este se interrumpió. Las otras partes se siguen fundiendo y el arco se alarga hasta que finalmente no puede continuar y se extingue, interrumpiédose el circuito.

El tiempo del arco se mide en ciclos y varía de 0.5 a 2 ciclos.

La curva total de tiempo de interrupción está compuesta por el tiempo de fusión y el tiempo de arqueo. El tiempo de fusión es muy grande en comparación con el tiempo de arqueo, de tal modo que dos ciclos de tiempo de arqueo en el área entre 0.01 y 0.08 segundos aumenta solamente 0.03 segundos en el total del tiempo.

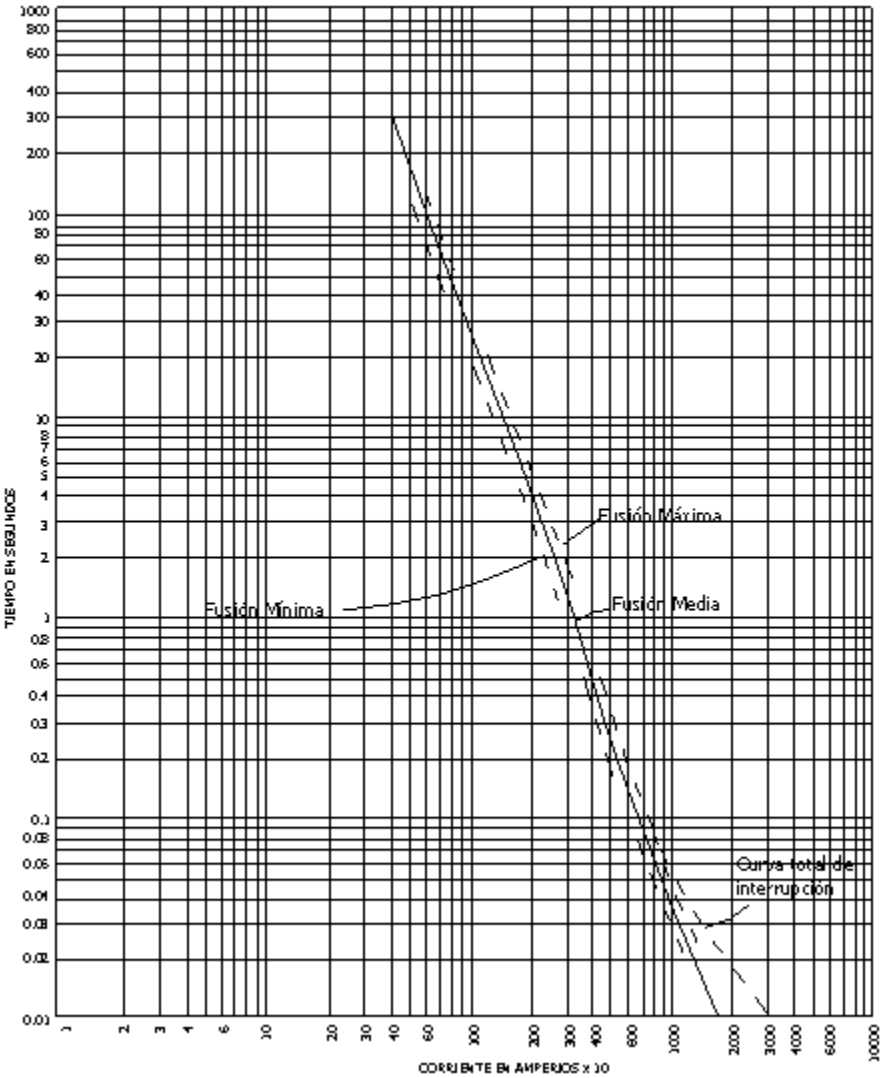


FIGURA 10.4 **Curva característica de un fusible de baja tensión**

Por lo regular el fabricante de fusibles proporciona dos juegos de curvas características tiempo-corriente para cada clase de fusibles: una es la familia de curvas de tiempo mínimo del fusión y la otra la familia de curvas de tiempo total de interrupción. En el área entre 0.08 y 0.01 segundos, la zona de mayor cortocircuito, lo más probable es que la línea de fusión máxima no sea igual al tiempo total de interrupción. En esta región de operación del fusible el tiempo de arqueo puede ser igual o mayor que el tiempo de fusión, lo cual depende de:

- El valor instantáneo de la onda de tensión en que ocurre el cortocircuito.
- El valor de la relación X / R.
- La rapidez de crecimiento de la corriente de cortocircuito durante el primer medio ciclo.

Cuando los fusibles operan en un rango comprendido entre cero y un ciclo, en las curvas características de tiempo-corriente, este rango está representado en una parte muy pequeña de la escala logarítmica. Para ayudar a representar la característica de los fusibles en esta región se emplean las curvas de corriente pico de entrada y las curvas de energía I^2t. Las primeras se muestran en las figuras 10.28 y 10.29 y las segundas se observan en las figuras 10.22 a 10.25.

El eje horizontal marca la corriente de cortocircuito simétrica y el eje vertical la corriente pico de entrada de cualquier fusible; este se puede encontrar seleccionando la curva del fusible en cuestión y leyendo el valor de la corriente de falla.

El punto en que la curva intercepta la línea le corriente simétrica pico es el punto de entrada, es decir, el punto donde el fusible empieza a operar como limitador de corriente. Estas curvas sirven para comparar las corrientes pico de entrada de los fusibles con la energía I^2t de daño de los equipos que protegen. Las curvas de energía I^2t de los fusibles permiten coordinar fusibles en tiempos menores de 0.01 segundos. Para esto se debe mantener el valor de energía I^2t del fusible dado arriba del valor I^2t del fusible de menor capacidad instalado dentro del circuito que se considere. De acuerdo con lo anterior, la coordinación con fusibles incluye una comparación de curvas de fusión mínima y de interrupción total para corrientes que funden al elemento en tiempos mayores de 0.01 segundos y una comparación de valores de energía I^2t para corrientes que funden al fusible en tiempos de 0.01 segundos. Las curvas de corriente pico de entrada sirven para verificar que la energía de entrada al equipo que se protege con un fusible no sobrepase a la energía I^2t del equipo protegido.

10.4 *FUSIBLES DE EXPULSIÓN.*

10.4.1 *Diseño.*

Este tipo de fusibles consta básicamente de los siguientes componentes: Un cilindro interior aislante de material ablativo, el cual puede ser fibra vulcanizada, papel aislante impregnado de resina fenólica, resinas termoplásticas o termofijas con o sin material de relleno. El elemento sensible a la corriente (fusible) esta constituido por un

alambre o cinta, de sección transversal casi siempre constante y de longitud muy corta (entre 2 y 5 cm). El material de este elemento puede ser plata, cobre, aleaciones de plata o cobre, aleación níquel-cromo, plomo, estaño, o aleaciones de plomo-estaño. Además tiene un botón cabezal y el conductor inferior. Cada una de sus partes se observa en la figura 10.5.

Los diseños más comunes son:

1. Una combinación de soldadura eutéctica y elemento de alta corriente para eslabones fusible de descarga ratados de 1 a 8 A.
2. Un elemento de hilo para fusibles de estaño ratados de 5 a 20 A y de fusibles de plata ratados de 5 a 100 A.
3. Un elemento fundido a troquel para fusibles de estaño ratados de 25 a 100 A.
4. Un elemento de disparo para fusibles de estaño ratados sobre 100 A.

Los eslabones fusibles descritos por 2, 3, 4 tienen un hilo tensionado de alta resistencia que protege el elemento fusible contra rotura mecánica accidental. La longitud y el diámetro del elemento fusible determinan la corriente y el tiempo necesario para fundir el elemento.

El elemento puede ser largo o corto.

- *El elemento largo*: a bajas corrientes gradualmente desarrolla un punto caliente en el centro y rompe tan pronto se alcanza la temperatura de fusión.
- *El elemento corto*: a la misma corriente desarrolla un punto caliente que no alcanza la temperatura de fusión dejando el fusible calentado pero no fundido.

A altas corrientes ningún elemento tiene tiempo de sacar el calor hacia afuera.

10.4.2 *Operación.*

Una vez que ha operado el elemento sensible a la corriente, la interrupción se logra no sólo por la reacción del tubo aislante de material ablativo y por la expulsión del cable de cobre estañado, sino también por la acción de caída del tubo portafusible, haciéndose visible la operación y la ubicación de la falla.

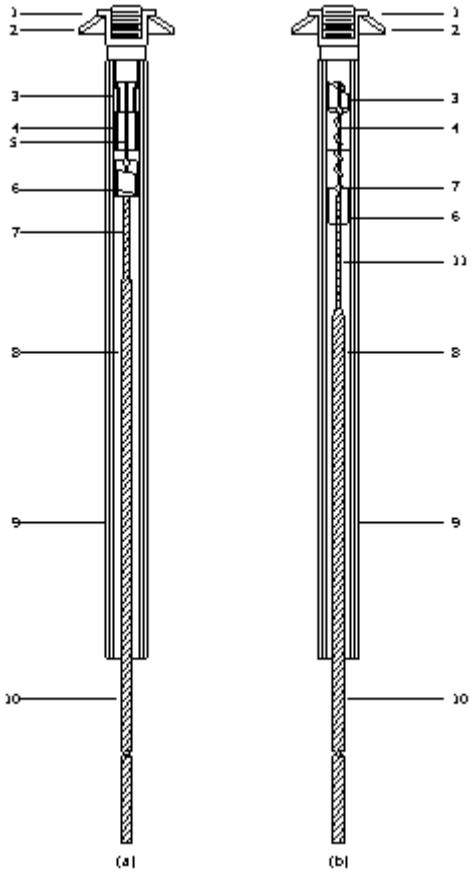
En algunos diseños de fusibles de baja corriente nominal se agrega un resorte interior de tensión o compresión que ayuda a separar más rápido al cable de cobre estañado del contacto interior fijo, sujetado de alguna forma al contacto superior.

Inmediatamente después de que ocurre la fusión (o prearqueo) del elemento sensible a la corriente aparece el arco, cuya temperatura es superior a 12 000 ºK, que al estar en contacto con el material ablativo forma una

capa envolvente de vapor a una temperatura del orden de los 3000 ºK. En este tipo de fusibles el arco es enfriado por convección, siendo el flujo refrigerante generado por la vaporización del material aislante por el arco. La extinción del arco se logra por la acción de dos agentes

- Enfriamiento por convección de los gases desionizantes que se generan a alta presión.
- La expulsión hacia el exterior del cable de cobre estañado, al cual estuvo conectado previamente el elemento sensible a la corriente

.



1. Cabezal del botón de contacto con rosca.
2. Arandela.
3. Terminal superior.
4. Elemento fusible.
5. Pantalla protectora contra corona.
6. Terminal inferior.
7. Hilo tensor (o muelle de tensión)
8. Cable interior.
9. Coraza protectora (también sirve como soporte al muelle de tensión).
10. Cable exterior.
11. Hilo forjado.

a) Para menos de 1A

b) Entre 10 y 100A.

FIGURA 10.5 Eslabón fusible típico usado en cortacircuitos de distribución tipo intemperie.

Existen dos formas para la expulsión de los gases generados:

- La expulsión por un extremo de tubo portafusible.
- La expulsión de los gases por ambos extremos del tubo portafusible.

El cilindro de material aislante de una sola pieza puede soportar varias operaciones que dependen de la magnitud de la corriente que se pretende interrumpir, del material utilizado en su construcción y de la construcción del elemento sensible a la corriente.

Dicho de otra manera, cuando ocurre una falla, el elemento fusible se funde y se establece un arco (trayectoria conductiva de partículas ionizadas como iones metálicos y gas ionizado). Dicho arco debe ser extinguido rápidamente a fin de prevenir daño al sistema y a los equipos. El fusible de expulsión típico usa elementos relativamente cortos para detectar sobrecorrientes y empezar la interrupción.

Los elementos que producen gas desionizado son uno o varios de los siguientes: fibra, melamina, ácido bórico, aceite y tretracloruro de carbón. Estos gases se mezclan rápidamente con los gases ionizados y los desioniza, crean turbulencia de alta presión y cuando la corriente alcanza el cero se recupera la fortaleza del dieléctrico y se extingue el arco, se presenta un transitorio de voltaje antes de recuperar el voltaje del sistema.

En la medida que la corriente de falla es mayor, la duración del periodo de arqueo será menor. Sin embargo, la interrupción siempre ocurrirá hasta que la corriente pase por su valor cero en uno o más semiciclos. En las figuras 10.6 y 10.7 se representa la característica de operación de estos fusibles bajo la acción de corriente de falla de baja y alta magnitud a la tensión del sistema.

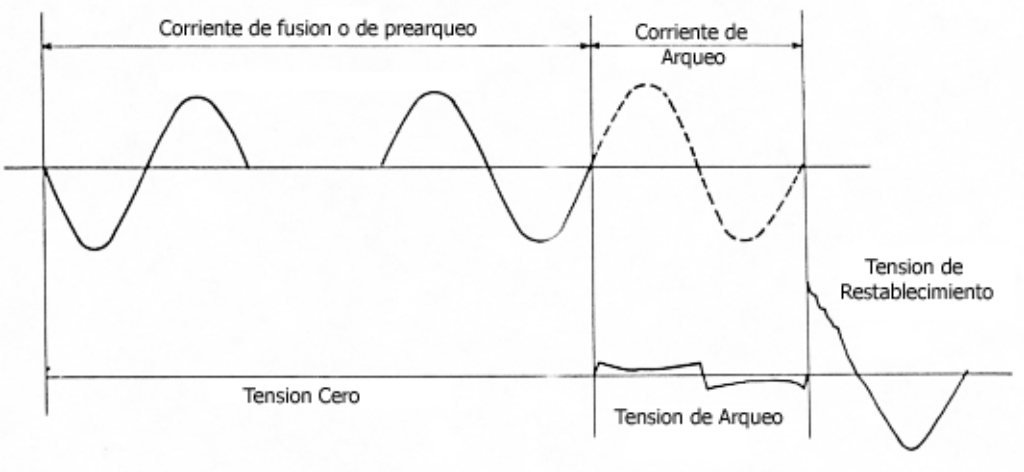


FIGURA 10.6 Interrupción de una corriente de falla de baja magnitud

La figura 10.7 muestra las señales típicas de corriente, voltaje y tiempo que se presentan durante la interrupción normal del fusible de expulsión. Puede observase que no hay limitación de corriente y al final del tiempo de interrupción el voltaje puede rápidamente restablecerse pero antes se presenta un alto transitorio de recuperación de voltaje.

Una ventaja del fusible de expulsión es que una vez quemado el fusible, puede ser recargado con mucha facilidad. Otra ventaja es que el portafusible admite una amplia variedad de eslabones fusible y de posibilidades de coordinación. Después que la corriente de arco se reduce a cero, para asegurar la interrupción definitiva de la corriente de falla, la rigidez dieléctrica del fusible debe ser mayor que la tensión de restablecimiento (Ver figura 10.8).

Hasta el instante de interrupción de la corriente de arco, la tensión en los bornes del fusible tiene un valor muy reducido, pero inmediatamente después la tensión de restablecimiento se incrementa para alcanzar o rebasar el valor cresta de la tensión del sistema. Sin embargo, debido a la presencia de la capacitancia C y de la inductancia L de la red, esa transición ocurre con una oscilación amortiguada por la resistencia R siempre presente. El circuito que representa la condición anterior se ilustra en la figura 10.9.

La frecuencia natural de oscilación se determina por:

$$fn = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \qquad \textbf{(10.1)}$$

y el factor de amplitud es:

$$fa = \frac{V_c}{V_m} \qquad \textbf{(10.2)}$$

donde

V_c = Cresta máxima de la tension transitoria de restablecimiento.

V_m = Cresta de la tensión del sistema en estado estable.

El trabajo que desarrolla un fusible durante su operación por cortocircuito está en función del incremento de temperatura y la presión generada en su interior, de manera que cuando su magnitud es excedida más allá de su capacidad interruptiva, el fusible se puede dañar, o en el caso más extremo, explotar.

El trabajo desarrollado (Wa) durante el periodo de arqueo se expresa de la siguiente forma:

$$W_a = \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} E_a\, i_a\, dt \quad [watts - seg] \qquad \textbf{(10.3)}$$

en donde:

E_a = Tensión de arco.

i_a = Corriente de arco.

t_{a1} = Instante en que termina la fusión.

t_{a2} = Instante en que se logra la extinción de arco.

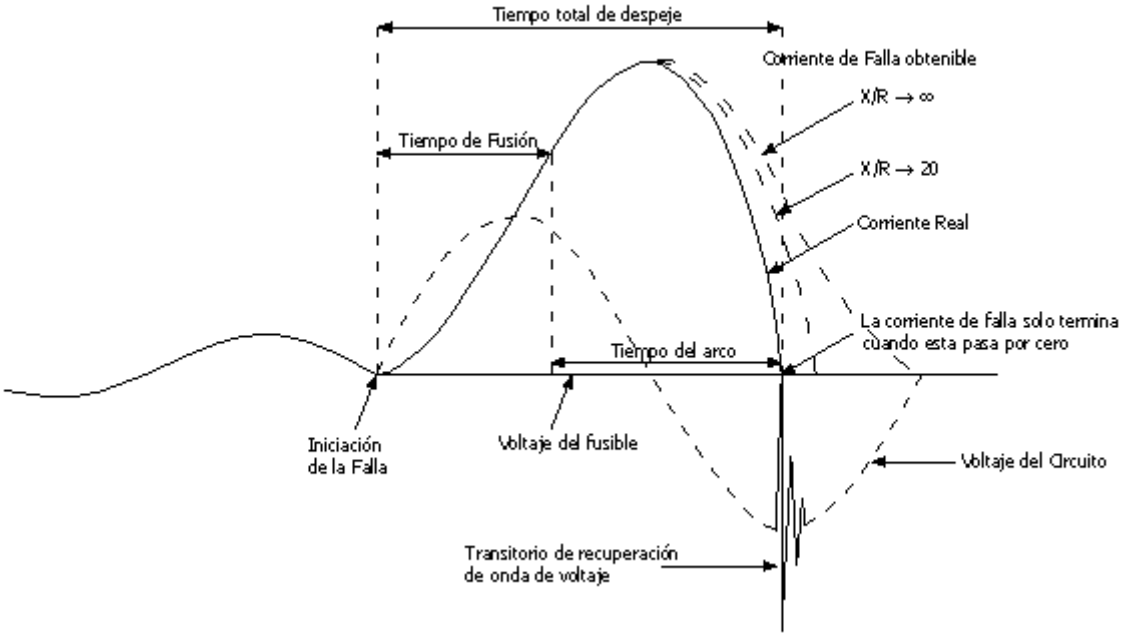


FIGURA 10.7 Interrupción de una corriente de falla de alta magnitud y diferentes asimetrías.

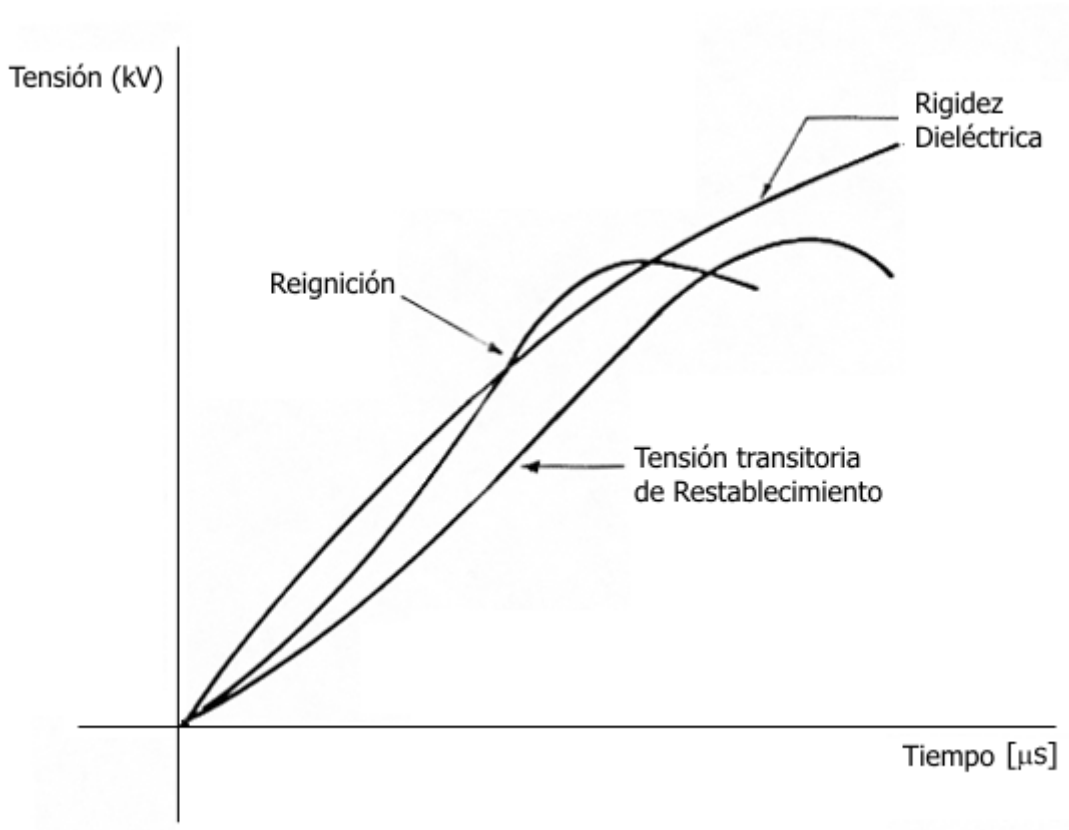


FIGURA 10.8 **Rigidez dieléctrica y tensión de restablecimiento entre los bornes del fusible.**

Si se considera el circuito monofásico de la figura 10.9, despreciando en este caso capacitancia (C) de la red, se obtiene la siguiente ecuación:

$$E_a = e(t) - i_a R - L\frac{di_a}{dt} \tag{10.4}$$

Sustituyendo en 10.3:

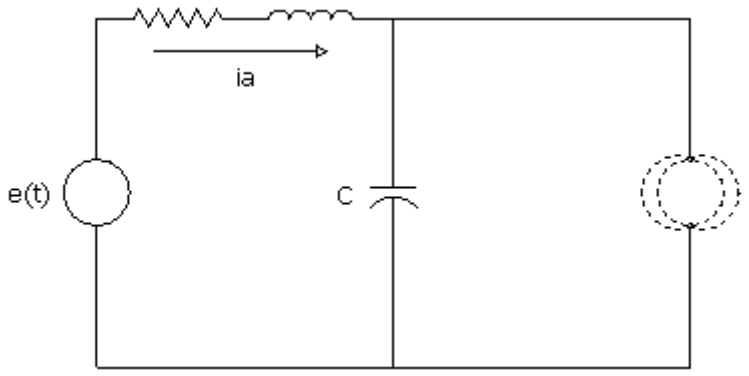


FIGURA 10.9 **Circuito RLC.**

$$W_a = \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} e(t) i_a dt - \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} i_a^2 R dt - \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} L i_a \frac{di_a}{dt} dt \qquad \textbf{(10.5)}$$

Se tiene que:

$\int_{t_{a1}}^{t_{a2}} e(t) i_a dt$: Energía suministrada por la fuente durante el periodo de arqueo.

$\int_{t_{a1}}^{t_{a2}} i_a^2 R dt$: Energía consumida en la resistencia del circuito.

En el instante . . . . . t_{a2} se tiene que $i_a = 0$

y en el instante . . . . . .t_{a1} se tiene que $i_a = i_f$ = corriente de fusión.

Por tanto:

$$\int_{i_f}^{0} L i_a \frac{di_a}{dt} dt = -\left[\frac{1}{2} L i_a^2\right]_{i_f}^{0} = \frac{1}{2} L i_f^2 \qquad \textbf{(10.6)}$$

donde:

$\frac{1}{2} L i_f^2$: Energía magnética almacenada en el circuito durante el comienzo del arqueo.

La relación de fusión se define como el cociente entre la corriente nominal de un fusible primario y la corriente nominal del transformador correspondiente. Es deseable trabajar con las relaciones de fusión lo más bajas posible siempre y cuando se tome en consideración el efecto de las corrientes transitorias de energización de los transformadores y las corrientes de energización de otras cargas que fluyen en un circuito, después de una interrupción momentánea.

Los fusibles de expulsión se ven sometidos a diferentes condiciones de operación del sistema durante el tiempo que duran instalados en la red, lo que afecta sus características eléctricas y mecánicas. Estos cambios son producidos principalmente por:

- El efecto de las sobretensiones inducidas en las redes por las descargas atmosféricas.
- Las interrupciones en el servicio.
- Las características de la carga.

Debido al efecto de esos agentes, los fusibles envejecen a consecuencia de cambios en su estructura metalográfica. En algunos casos el cambio se manifiesta por la fusión parcial del elemento sensible a la corriente, condición bajo la cual llegan a operar en ausencia de sobrecargas o fallas de cortocircuito.

En el caso particular de las unidades fusibles de 3 amperios tipo K, por estar su elemento sensible a la corriente sometido a la acción simultánea del efecto térmico de la corriente eléctrica y el esfuerzo de tensión mecánica que durante su vida útil ejerce el resorte de comprensión que trae consigo, el índice de fusibles operados es realmente alto. Los cambios que se originan en el elemento sensible a la corriente debido a la acción de estos agentes hacen que las curvas características corriente–tiempo de fusión se desplacen hacia la izquierda con respecto a su posición original, perdiéndose parcialmente la coordinación con otros elementos de protección contra sobrecorrientes conectados en serie.

De acuerdo con estudios realizados en alimentadores de distribución de 23 kV, las corrientes producidas por sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas y corrientes magnetizantes de energización causan la operación del 32.4 % de las unidades fusibles 3 K, que se utilizan en la protección de los transformadores de 75 y 112.5 kVA.

Aún cuando los transformadores se encuentren protegidos con pararrayos siempre estarán sometidos al efecto de las sobretensiones de corta y larga duración inferiores o iguales a la tensión de descarga del pararrayos. Los

pararrayos de clase distribución limitan las sobretensiones a 50 kV, magnitud suficiente para producir saturación en los núcleos de los transformadores.

Las interrupciones en el servicio traen consigo la aplicación de pulsos de corriente a 60 Hz en forma de corrientes magnetizantes de energización a los fusibles de protección primarios de los transformadores conectados a un alimentador.

En una serie de pruebas de aplicación de corrientes de magnetización a un transformador de 75 kVA 23 / 0.22 kV, conexión delta-estrella aterrizada, a unidades fusibles 3K (conectando en serie en cada fase), se encontró que su resistencia eléctrica sufrió un incremento de acuerdo con las características constructivas o de aplicación de cada una de ellas. En la figura 10.10 se muestran los incrementos de resistencia de los fusibles instalados en una de las fases del circuito de pruebas.

El distinto comportamiento de los fusibles de 3 A tipo K se puede apreciar en la figura 10.11, en donde se muestra la variación de la resistencia óhmica de los fusibles instalados en alimentadores con carga mixta y residencial.

Los efectos producidos por las sobretensiones de origen atmosférico en las redes de distribución se han estudiado desde dos puntos de vista diferentes:

- En relación al aislamiento, se consideran los impulsos de tensión con frente de onda muy escarpado, los cuales producen flameos tanto en aisladores como en terminales de transformadores. En este último caso, se provoca la falla de fase o de fases a tierra en el lado de media tensión, con la consecuente operación de las unidades fusibles.
- Desde el punto de vista de la operación de los transformadores, las sobretensiones a considerar son las llamadas de larga duración (del orden de milisegundos), cuyo efecto se refleja en el transformador como un cambio en el flujo de operación en el instante de aplicación de la sobretensión y, portanto, en la presencia de corrientes anormales que pueden hacer operar a los fusibles o al menos dañarlos.

Con la aplicación de un impulso de tensión aparecen varias componentes de corrientes transitorias. De ellas las que más daño causan a los fusibles son:

- La componente impulsiva de la corriente, posterior a la saturación del núcleo.
- La corriente transitoria de magnetización a la frecuencia de estado estable.

Por otra parte, se tiene que todo impulso de tensión, sin importar cuán pequeño sea, provoca cambios en el flujo de operación del transformador y, por tanto, la aparición de corrientes transitorias de magnetización, cuya magnitud depende del tamaño del impulso y del punto de incidencia sobre la onda de tensión a 60 Hz.

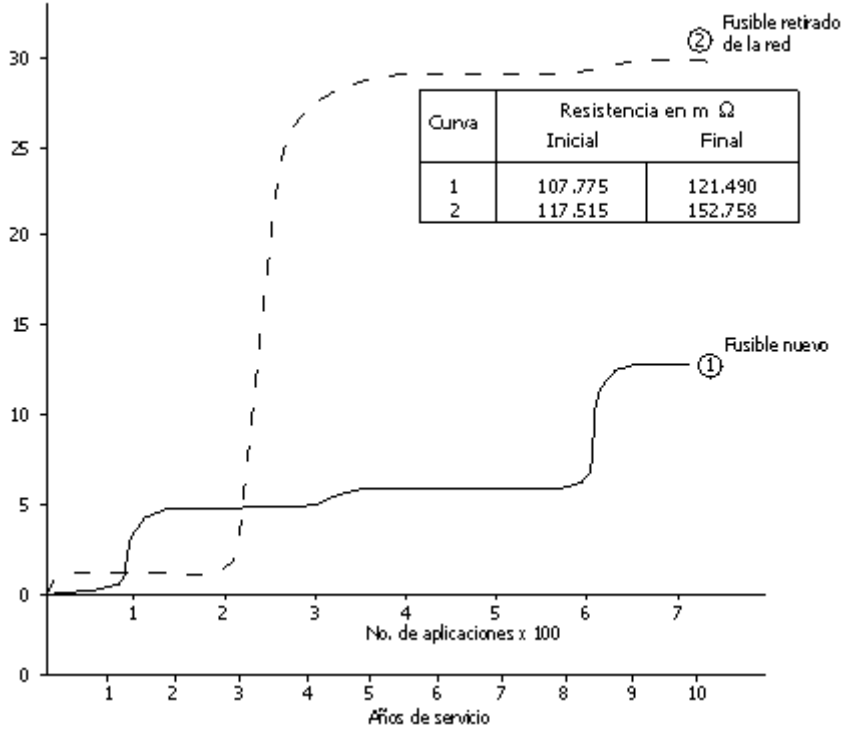


FIGURA 10.10 **Incremento de la resistencia en fusibles de expulsión.**

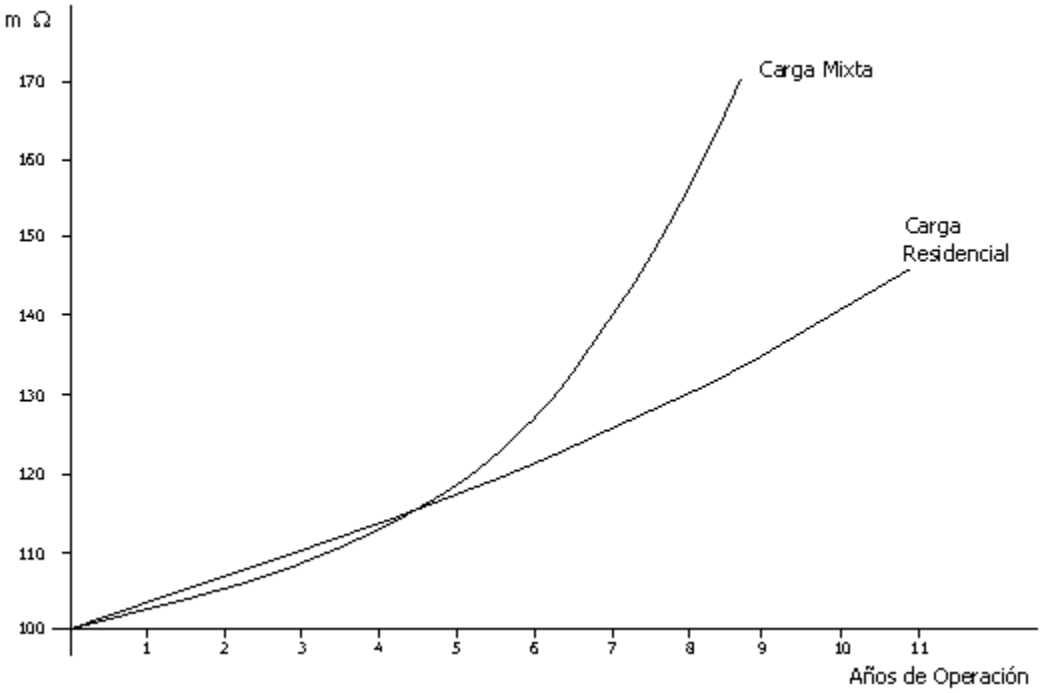


FIGURA 10.11 Variación de la resistencia de fusibles dependiendo de su carga de expulsión.

10.4.3 *Relación tiempo – corriente (Curvas características t - i).*

La figura 10.12 muestra las siguientes curvas:

- Tiempo de fusión mínima.
- Tiempo de despeje total.

Son determinadas por pruebas en escala log–log. Ambas curvas son herramientas esenciales para la aplicación apropiada de eslabones fusible en un sistema coordinado.

Las curvas deben contener información para 3 intervalos de tiempo a:

- 300 o 600 segundos de acuerdo a la corriente nominal que se tenga.
- A 0.1 segundos.
- A 10 segundos.

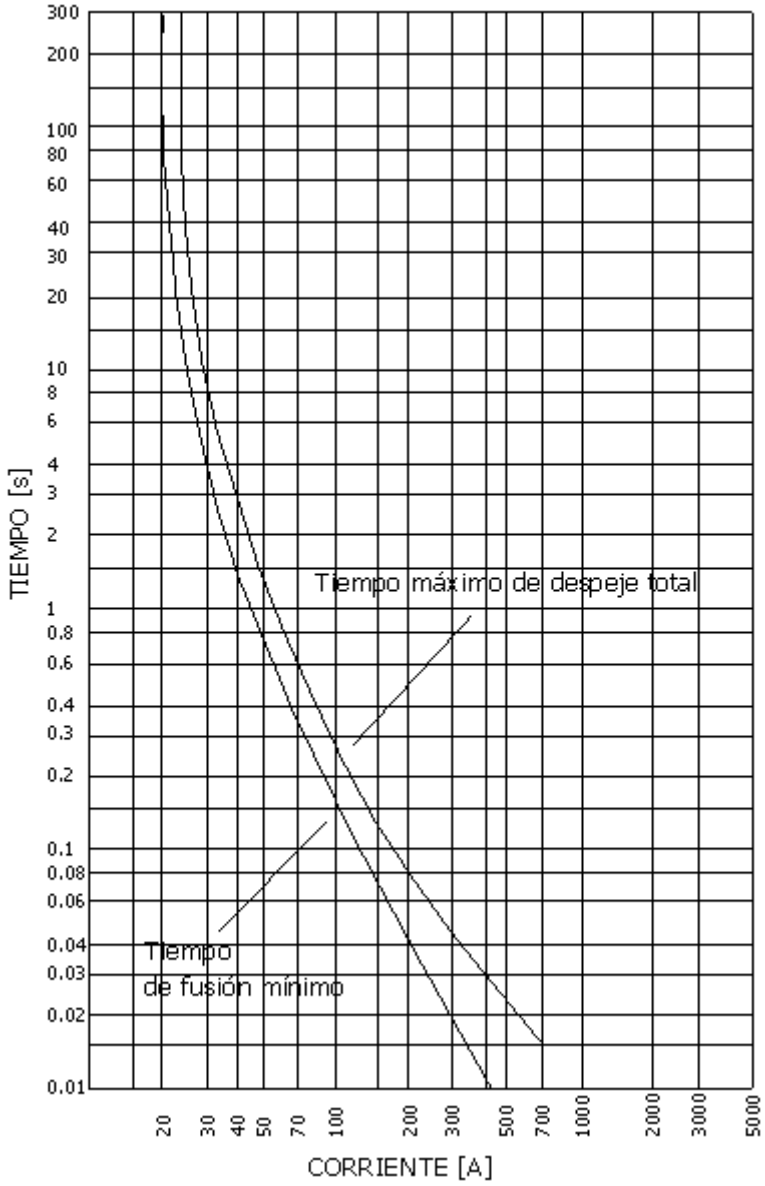


FIGURA 10.12 **Curvas t - I de fusión mínima y de despeje total para un fusible 10 K.**

Valores nominales de fusibles de expulsión.

- Voltaje nominal del fusible $V_{nf} \geq V_{f-t}$ Sistema cuando se aplica sobre f-t en un sistema trifásico.
- Corriente de interrupción $I_i \geq$: Corriente de falla máxima presente en el punto de ubicación del fusible.
- Corriente nominal continua $I_n \geq$ Corriente de carga máxima.

Los fusibles pueden operar en la porción asimétrica de la corriente de falla basados en la relación X/R. Las corrientes de carga y de sobrecarga permitidas por el crecimiento de la carga y los transitorios de corriente tales como:

- Corriente Inrush de los transformadores
- Corrientes de puesta en marcha en frío de motores.

Ambas deben ser consideradas.

Fueron establecidas Normas (EEI–NEMA) que especifican los valores nominales de corrientes y las características t–i para prever la intercambiabilidad eléctrica de fusibles de todos los fabricantes de la misma característica nominal. Las categorías de las corrientes nominales son las siguientes:

1. Tamaños preferidos: 6, 10, 15, 25, 45, 65, 100, 140, 200 A.
2. Tamaños no preferidos: 8, 12, 20, 30, 50, 80 A.
3. Por debajo de 6 Amperios: 1, 2, 3, 5 A.

Si se mezclan fusibles adyacentes de categorías 1 y 2 se limita el rango de coordinación.

10.4.4 *Fusibles lentos, fusibles rápidos y de alta descarga.*

Las normas EEI-NEMA han dividido a los fusibles de expulsión en dos tipos: rápidos y lentos, los cuales son designados por las letras K y T, respectivamente. Los eslabones K y T del mismo valor nominal tienen puntos idénticos a los 300 segundos. La figura 10.13 muestra que tienen curvas distintas de tiempo-corriente y que el tipo T es más lento en altas corrientes de falla que el tipo K.

La diferencia entre los dos tipos es la relación de velocidad, la cual es la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y 300 segundos para los eslabones nominales por debajo de 100 amperios, y de 0.1 segundos y 600 segundos para eslabones nominados por encima de 100 amperios. Por ejemplo, un fusible tipo K

nominado en 10 amperios tiene en 0.1 segundos, una corriente de fusión de 120 amperios, y en 300 segundos una corriente de fusión de 18 amperios; la relación de velocidad es, entonces, 120/18 = 6.67.

Se han diseñado otros eslabones fusibles con relaciones de velocidad diferentes a la de los tipos K y T; dichos eslabones son designados por las letras H y N. Los tipo H son diseñados para proveer protección de sobrecarga y evitar la operación innecesaria durante las ondas de corrientes transitorias de corta duración asociadas con arranque de motores y descargas atmosféricas; los eslabones N se diseñan con valores nominales de uno, dos, tres, cinco y ocho amperes. La tabla 10.6 muestra las corrientes mínimas y máximas de fusión y la relación de rapidez para fusibles tipo K y T.

TABLA 10.6. Datos característicos de eslabones tipo K y T.

Tipo del fusible	300 s		10 s		0.1 s		Relación de rapidez	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo		
	x In.	x In.	x In.	x In.	x In.	x In.		
K	2	2.4	2.25	3.4	12	14.3	6	7.6
T	2	2.4	2.5	3.8	20	24	10	13

Los fusibles T y K del mismo valor nominal tienen diferentes puntos 300 segundos 600 segundos, pero como lo muestra la figura 10.13 tiene diferentes curvas t–i. A altas corrientes el fusible T es más lento que el fusible k del mismo tamaño.

La diferencia entre los 2 fusibles la da la relación de velocidad así:

$$\text{Relación de velocidad} = \frac{\text{I de fusión a 0.1 s}}{\text{I de fusión a 300 s}} \quad \text{para fusibles} < 100 \text{ A} \tag{10.7}$$

$$\text{Relación de velocidad} = \frac{\text{I de fusión a 0.1 s}}{\text{I de fusión a 600 s}} \quad \text{para fusibles} > 100 \text{ A} \tag{10.8}$$

Los fusibles lentos T tiene relación de velocidad entre 10 y 13 (Véase figuras 10.14 y 10.15).

Los fusibles rápidos K tiene relación de velocidad entre 6 y 8.1 (Véase figuras 10.16 y 10.17).

Los fusibles de alta descarga de 1, 2, 3, 5, 8 A para la protección de pequeños transformadores, son tipo H y sus curvas características se muestran en las figura 10.18 y 10.19. Protegen contra sobrecarga y evitan operación durante descargas de corriente transitoria de corto tiempo asociadas con arranques de motores y descargas atmosféricas.

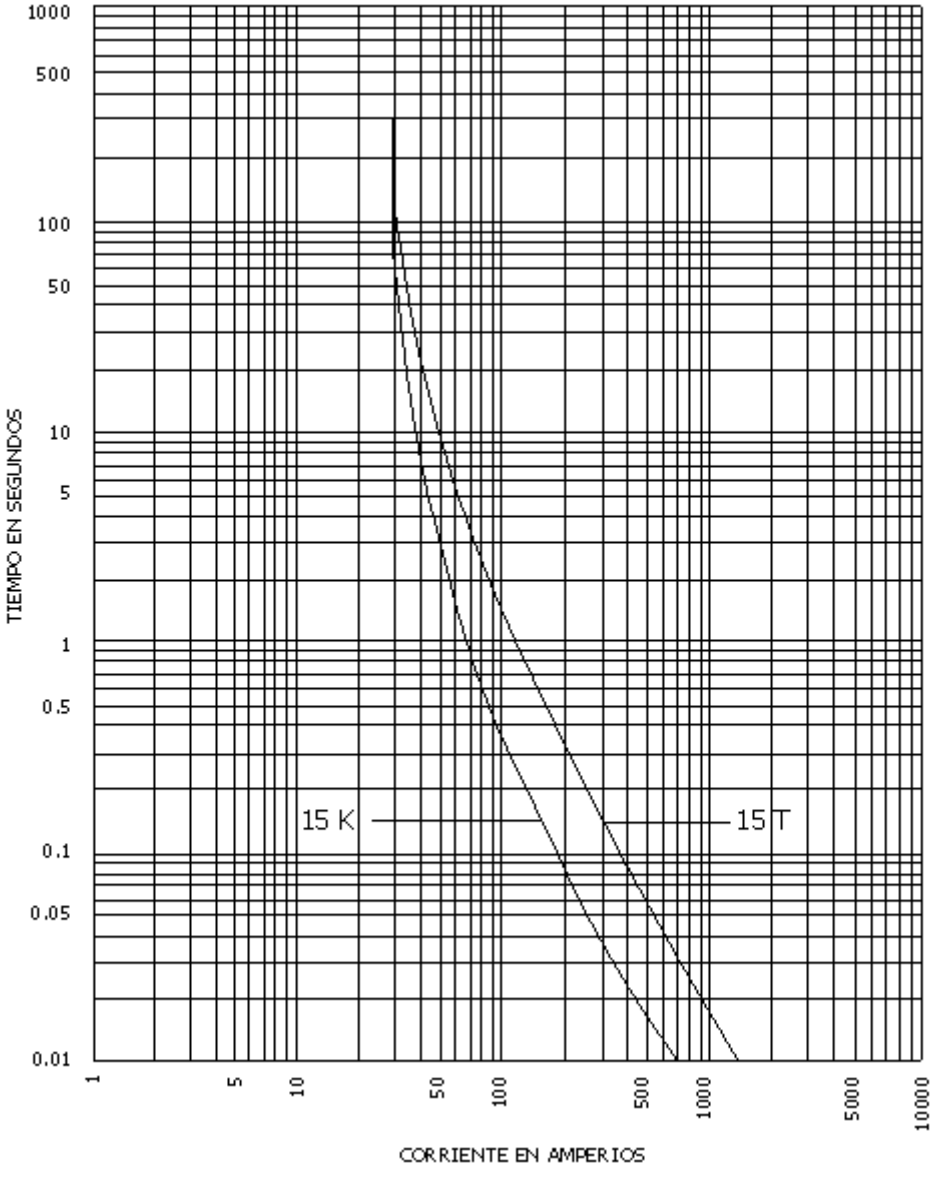


FIGURA 10.13 **Curvas de fusión mínima de fusibles 15K y 15T**

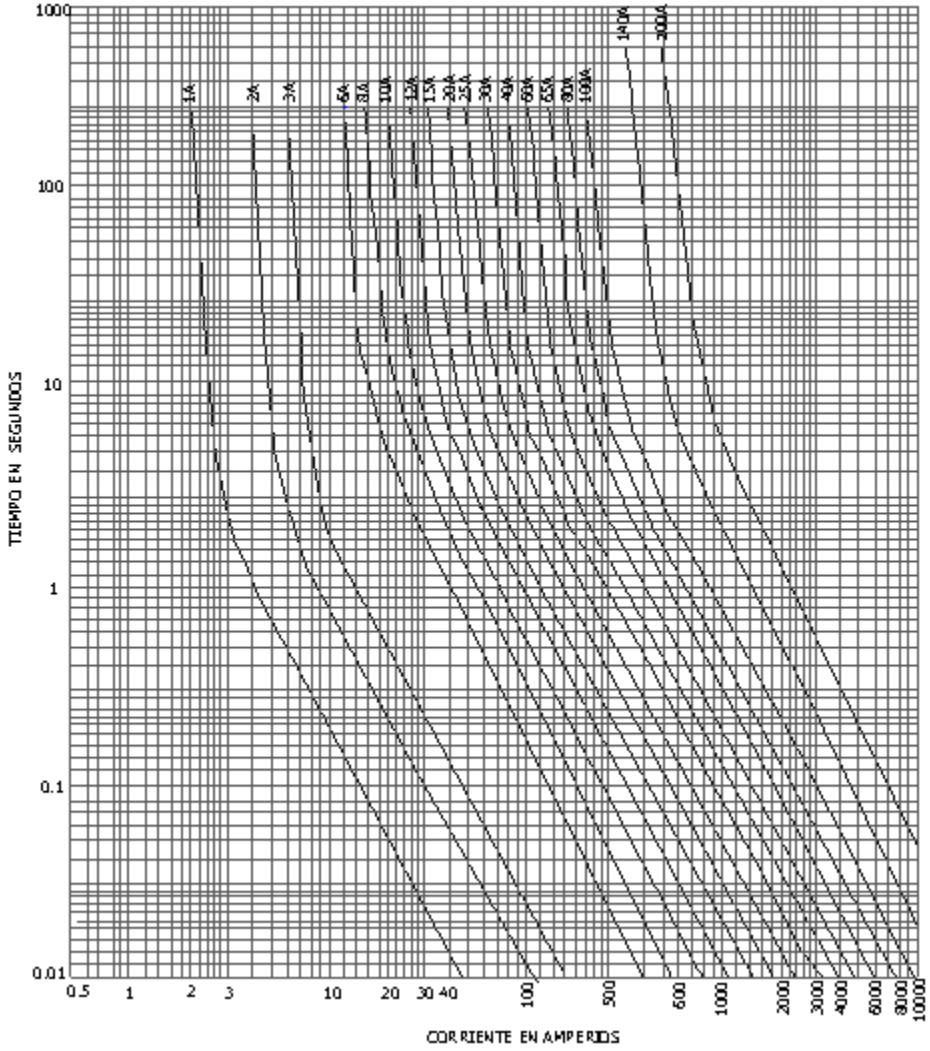


FIGURA 10.14 **Curvas características t-I de fusión mínima para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.**

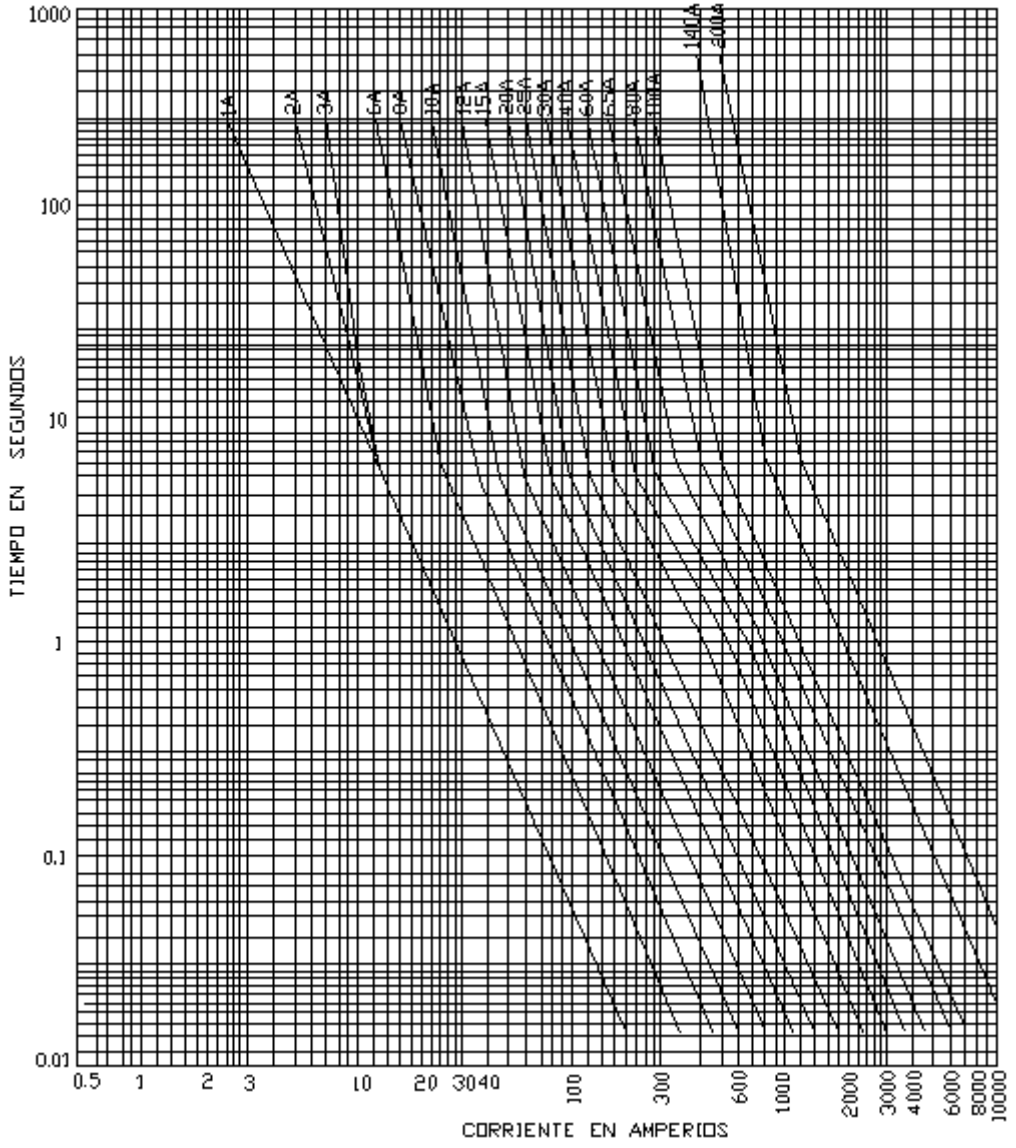


FIGURA 10.15 **Curvas características t-I de despeje máximo para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.**

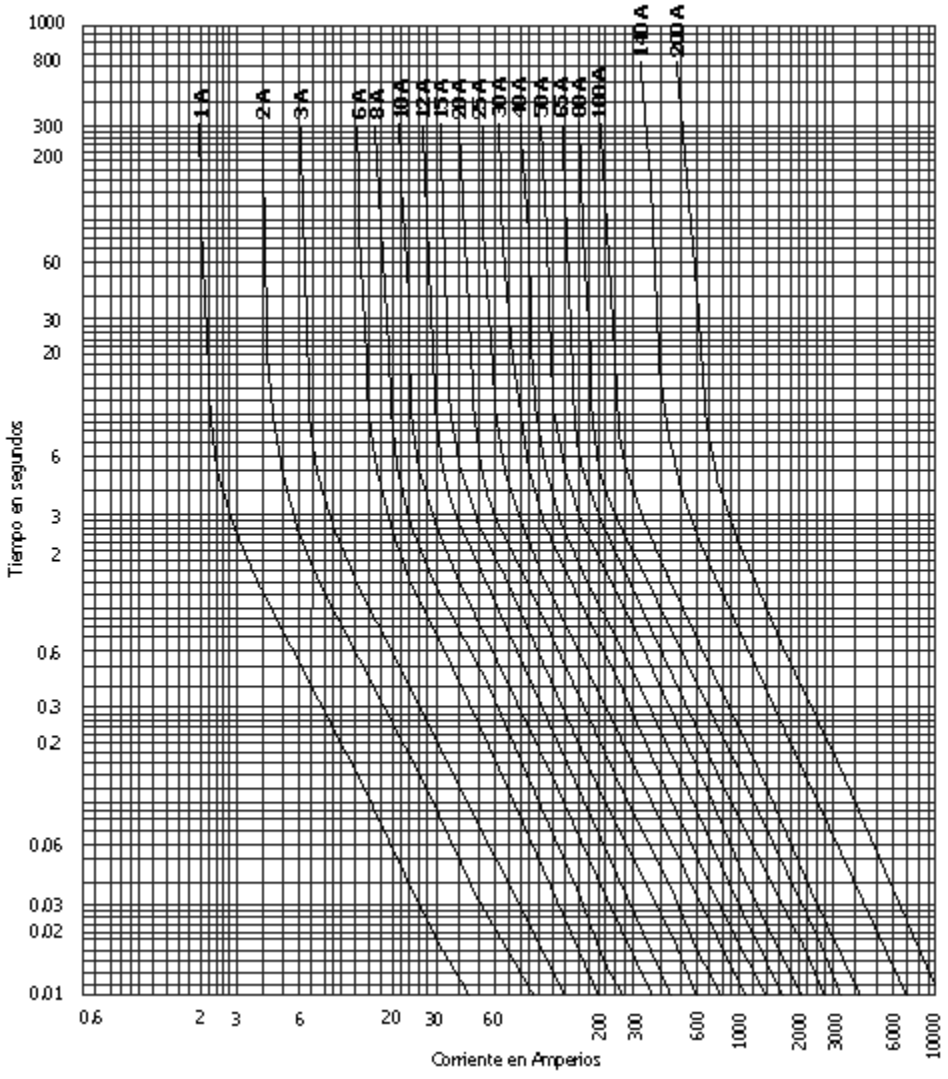


FIGURA 10.16 **Curvas características t-I de fusión mínima para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.**

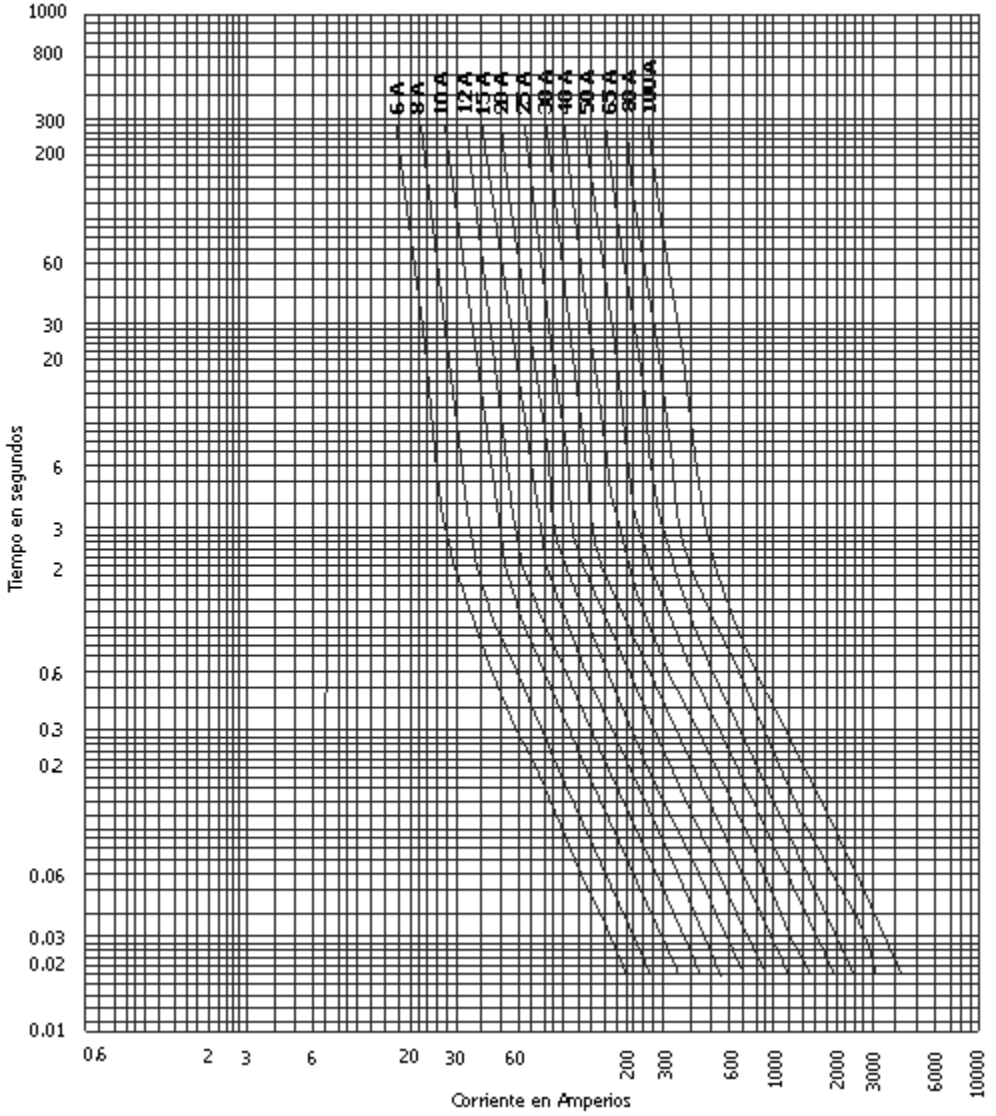


FIGURA 10.17 Curvas características t-I de despeje máximo para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

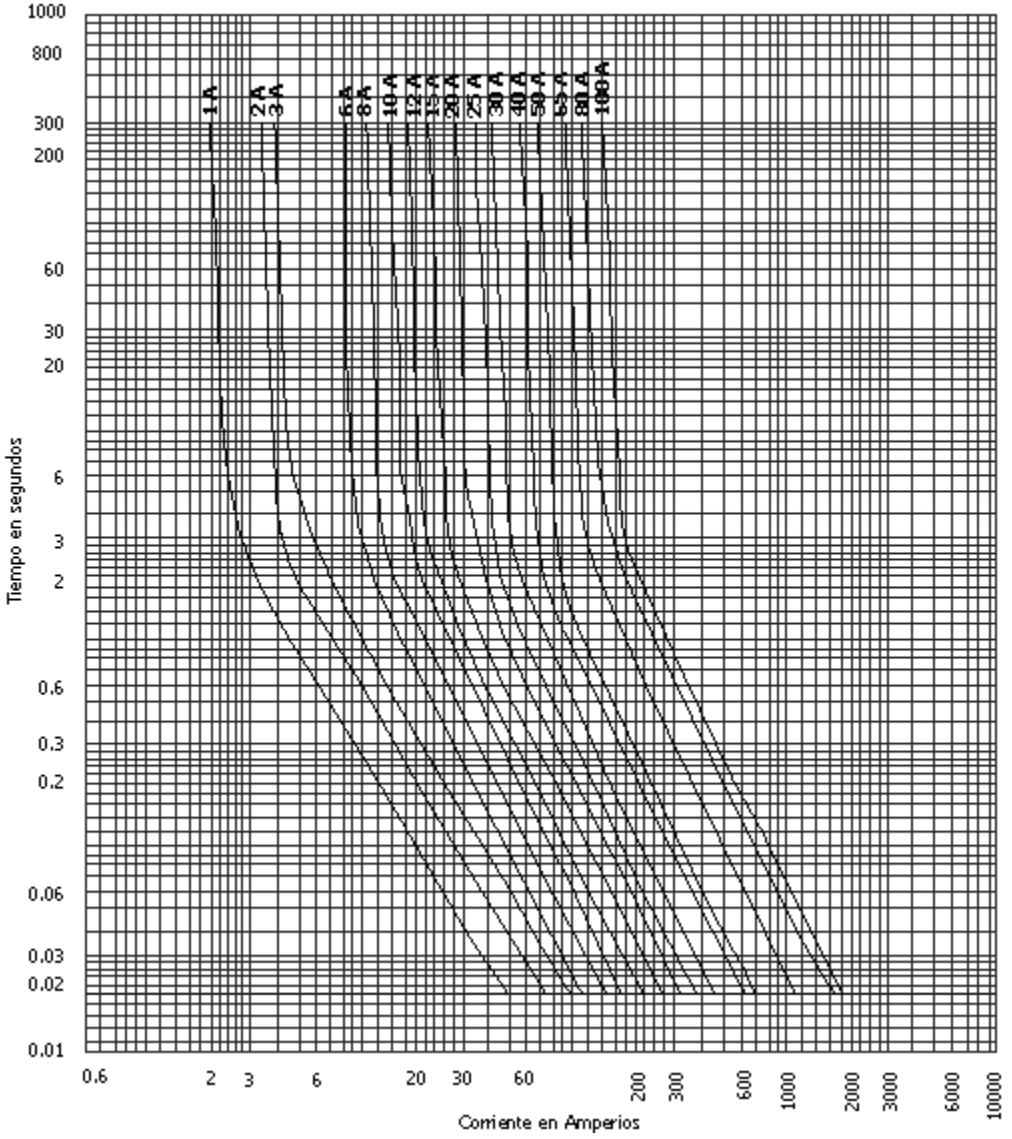


FIGURA 10.18 **Curvas características t-I de fusión mínima para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.**

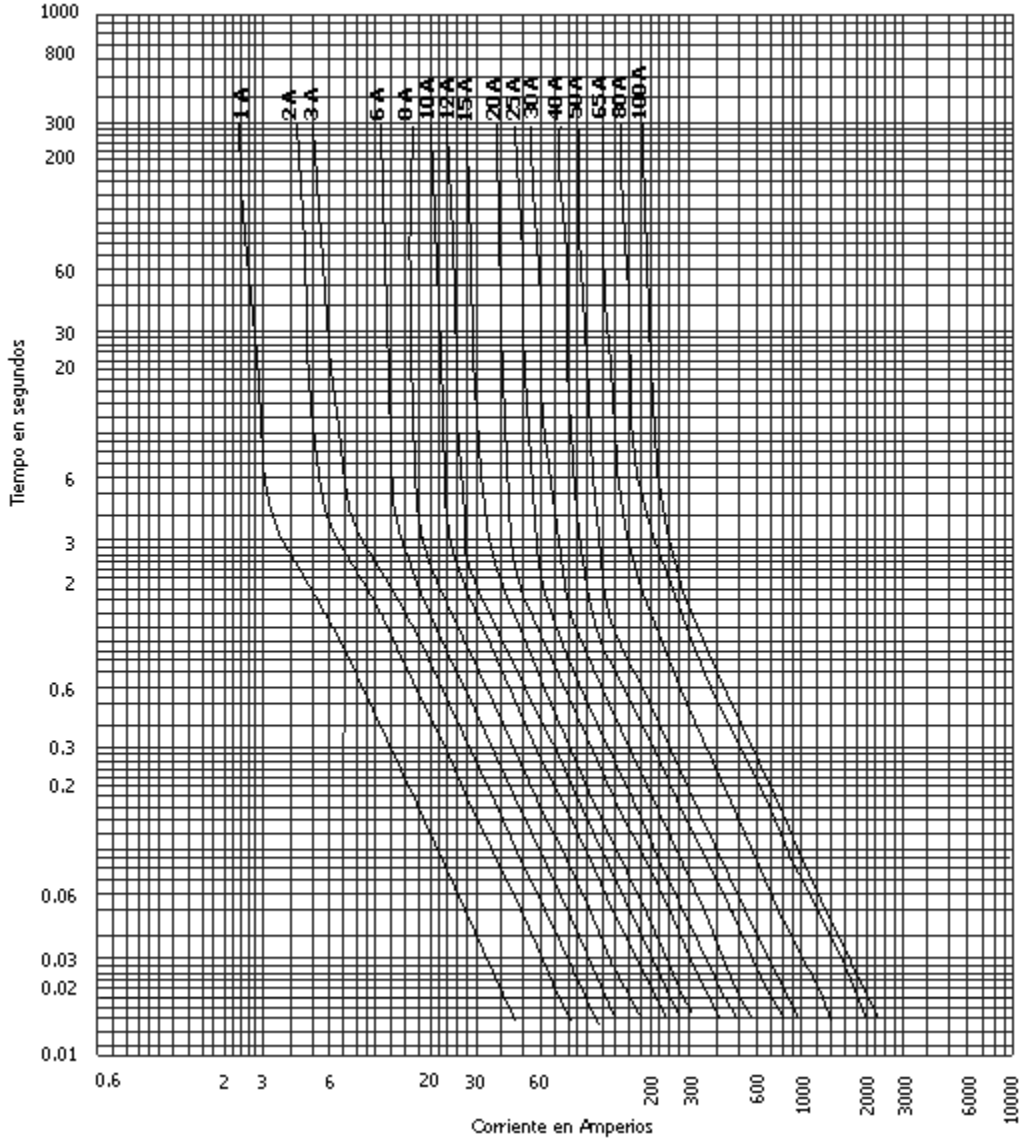


FIGURA 10.19 **Curvas características t-I de despeje máximo para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.**

10.5 *FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.*

En las últimas décadas el incremento de los niveles de cortocircuito en los sistemas de distribución ha generado la necesidad de buscar elementos fusibles que los limiten a valores aceptables, desarrollándose para ello los fusibles limitadores de corriente. La aplicación actual es la protección de transformadores y bancos de capacitores donde se prevean niveles de cortocircuito altos.

Un fusible limitador se define como un dispositivo de protección limitador de corriente que cuando opera reduce el flujo de corriente en el circuito fallado a una magnitud considerablemente menor que la que se obtiene en el mismo circuito si el dispositivo se reemplaza con un conductor sólido de igual impedancia.

Desde el punto de vista constructivo, el fusible está formado por un elemento sensible a la corriente, un tubo contenedor, un núcleo o araña y arena de cuarzo.

10.5.1 *Construcción.*

El elemento sensible a la corriente está formado por cintas o alambres fusibles conectados en paralelo. Cuando se trata de alambres, éstos son de sección transversal circular constante a lo largo de toda su longitud. Estos fusibles producen tensión de arco directamente relacionada con la corriente de falla, sin relación alguna con la tensión del circuito.

Cuando se trata de cintas, éstas son de sección transversal variable, contándose con un número definido de sitios cuya sección transversal es mínima. Estos fusibles producen tensiones de arco máximas, independientes de la magnitud de la corriente de falla, pero proporcionales a la tensión del circuito.

A través del tiempo, en el diseño y la construcción de fusibles limitadores de corriente se han utilizado diferentes materiales (metales puros, aleaciones binarias o terciarias y metales compuestos), con los cuales se ha podido obtener una gama muy amplia de características de funcionamiento con las que se cubren diferentes requerimientos de aplicación. Entre los requisitos básicos se tienen los siguientes:

- Alta conductividad térmica.
- Baja resistencia eléctrica.
- Excelentes características de tensión de arco.
- No degradación de sus propiedades físico-químicas con temperaturas de operación alta.

El metal más ampliamente utilizado es la plata electrolítica o sus aleaciones, cuyas principales características son: buena conductividad térmica, que implica que en el arco se disipa solamente una masa muy pequeña; es excelente en la interrupción de altas corrientes de falla, pero debido a su punto de fusión relativamente alto (960º C) presenta problemas en la interrupción de pequeñas sobrecorrientes.

Esta dificultad se supera aplicando pequeños puntos de estaño o aleaciones plomo - estaño a lo largo del o de los elementos sensibles a la corriente.

En los fusibles limitadores de corriente para media tensión se acostumbra utilizar un alambre de alta resistividad y alto punto de fusión, que sirve para activar al disparador o percutor que se utiliza en algunos fusibles. Uno de los elementos más importantes que entran en juego durante la operación de estos fusibles es el material de relleno, el cual absorbe la mayor parte de la energía I^2t generada durante el proceso de interrupción.

Se exige que la arena de cuarzo sea de alta pureza y con un tamaño de grano bien definido. Un contenido muy bajo de impurezas metálicas garantiza la obtención de una alta resistencia ohmica de la fulgurita que se forma alrededor de las cintas fusibles durante la interrupción, y el tamaño uniforme del grano asegurará una conductividad térmica adecuada.

La función del núcleo es sostener las cintas fusibles, las cuales generalmente se devanan en forma helicoidal sobre él. En fusibles modernos se ha empezado a utilizar arañas de mica, material que es estructuralmente estable a temperaturas hasta de 750º C. El tubo contenedor se construye de fibra de vidrio o cerámica de alta pureza. Tanto la forma de la sección transversal de la araña como el montaje de las cintas fusibles son fundamentales para el buen funcionamiento del fusible durante los ciclos de calentamiento-enfriamiento a que se ven sometidos.

10.5.2 *Operación.*

Cuando a través del elemento sensible a la corriente fluye una corriente de falla de magnitud elevada, se calienta uniformemente a lo largo de toda su longitud hasta alcanzar su temperatura de fusión. Bajo esa condición, cuando el elemento es de sección transversal constante se rompe en multitud de puntos formando glóbulos debido a la tensión superficial del metal líquido y al efecto de "pellizco" del campo magnético que rodea al conductor. Lo anterior causa la aparición de una multitud de arcos en serie que provocan alta tensión de arco; después de que ha fundido el elemento sensible a la corriente, continúa siendo sobrecalentado y pasa a formar un vapor a muy alta presión, condición bajo la cual presenta una resistencia ohmica muy alta, forzando de esta forma el valor de la corriente de falla a cero. El resultado de esto es que reduce la magnitud de la corriente de falla y cambia el factor de potencia bajo a uno relativamente alto. Altera la corriente cero normal al punto de cierre del voltaje normal cero.

La rápida variación di/dt produce una alta tensión transitoria en la inductancia del circuito, hasta que se disipa la energía almacenada. Cuando la tensión de arco alcanza un valor suficientemente alto o cuando el vapor metálico presurizado se condensa, ocurre una descarga en el canal de arco formado en la fulgurita y se tiene una reignición hasta el cero natural de la corriente, pero a una tensión de arco muy reducida. En la figura 10.20 se muestra un oscilograma típico de la operación de un fusible limitador.

La energía que se requiere para que un fusible intercalado en un circuito se funda, se puede expresar en la siguiente forma:

$$\text{Energìa} = I^2 R \ [Watts] \tag{10.9}$$

donde:

R = Resistencia eléctrica del fusible en ohms.

I = Valor simétrico de la corriente de falla.

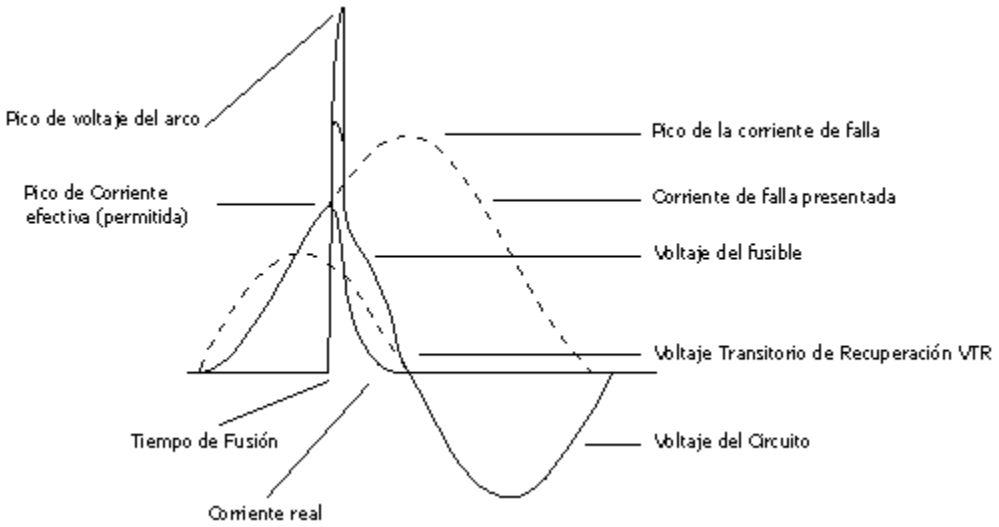


FIGURA 10.20 Relación t - I - V que muestra la operación del fusible limitador de corriente.

El trabajo desarrollado es:

$$W_a = I^2 Rt \ [watts - s] \tag{10.10}$$

Al circular por el fusible la corriente de falla I, su resistencia se incrementa con la caída de tensión a través de él hasta que ocurre la fusión, lo que el término I^2Rt no se mantiene constante. Por tanto, si se elimina a R se obtiene el término I^2t, con el cual se evalúan los efectos térmicos provocados por la corriente de falla. La rápida

inserción de la resistencia por la acción de la fusión causa un voltaje de arco alto como reacción al intento de parar la corriente en la inductacia del circuito. El muy alto factor de potencia del circuito bajo esta condición ocasiona que la corriente alcance el cero muy cercano al cero de la tensión normal. En este punto ocurre la recuperación y el VTR es muy pequeño.

Para un tipo de arco, la energía I^2t o la de la integral $\int i^2 dt$ y la de energía medida en Watts–s están directamente relacionadas. En la clasificación de las características de los fusibles limitadores el término I^2t se compone de dos términos:

- La energía I^2t de fusión.
- La energía I^2t de arqueo.

La energía I^2t de fusión determina la rapidez con que el fusible se funde y, por tanto, la acción limitadora de corriente. Un valor reducido se traduce en un valor reducido de la corriente de paso libre. El límite inferior de esa energía está dado por las condiciones de operación con corrientes transitorias con las cuales se pueden dañar fusibles. Entonces, un fusible con la menor energía I^2t total proporciona mayor márgen de protección.

La energía I^2t de fusión se incrementa con el cuadrado de la sección transversal del elemento sensible a la corriente, de manera que al duplicar el número de cintas fusibles se cuadriplica dicha energía. Una magnitud alta de la I^2t de fusión se refleja en una energía I^2t de interrupción total mayor y, por lo tanto, en una mayor cantidad de energía generada en la falla. Estos conceptos se ilustran en la figura 10.21.

El tiempo total de despeje está dado por:

$$t_T = t_f + t_a \qquad \textbf{(10.11)}$$

t_f: Tiempo de falla.

t_a Tiempo de arqueo.

La excelente habilidad de limitación de corriente del FLC le permite tener valores de interrupción ilimitados.

Como no expele gas permite instalarlo en armarios confinados y aplicaciones internas: transformadores pad mounted, equipos encapsulados, etc, donde la limitación de energía es requerida. También se aplican en circuitos aéreos.

El diseño del FLC debe ser cuidadoso ya que el transitorio de voltaje puede causar operación innecesaria del pararrayos, para lo cual la resistencia debe ser introducida a una rata controlada y el pico de voltaje de arco debe ser menor o igual a 2.1 veces el voltaje pico del sistema donde no ocurrirán problemas de operación.

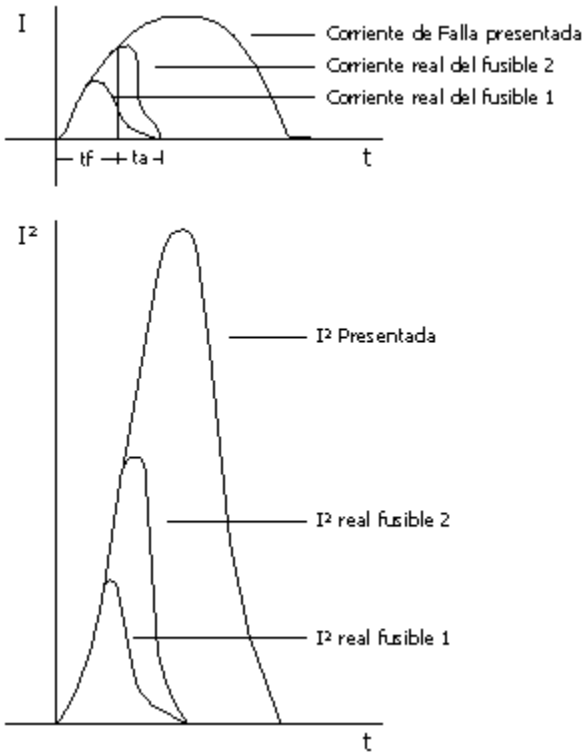


FIGURA 10.21 Relaciones $I-t$ e I^2-t que muestran la operación del fusible limitador de corriente (FLC).

El FLC limita la capacidad de corriente y la energía potencial.

Los fabricantes han usado conjuntos de corrientes pico permitidas relacionados con las corrientes de falla presentes y las figuras 10.28 y 10.29 muestran las familias de curvas. Sin embargo, a causa del desplazamiento de la corriente normal cero existe una reducción mucho más grande de corriente de falla efectiva y puede solo identificarse satisfactoriamente usando el factor I^2t en A^2–s, que representa el calentamiento que ocurre por

incremento de resistencia en la trayectoria de la corriente. Y relaciona la energía potencial disponible en cualquier parte del sistema que está siendo afectada por la corriente de falla.

$$I^2t \text{ de fusión } A^2s = KA^2 \text{ con a en } in^2 \qquad \textbf{(10.12)}$$

donde:

K (constante)	material del elemento fusible
$3 \cdot 10^{10}$	plata
$4.03 \cdot 10^{10}$	cobre
$0.18 \cdot 10^{10}$	estaño

La fusión mínima y los factores I^2t total son necesarios para estudios de coordinación. La figura 10.21 muestra de que modo el factor I^2t puede ser comparado con la relación t–I. Los fabricantes de fusibles deben suministrar el I^2t de fusión mínima y el I^2t máxima total de sus FLC. Las figuras 10.22 a 10.25 muestran las curvas características I^2t para fusibles limitadores de corriente.

.

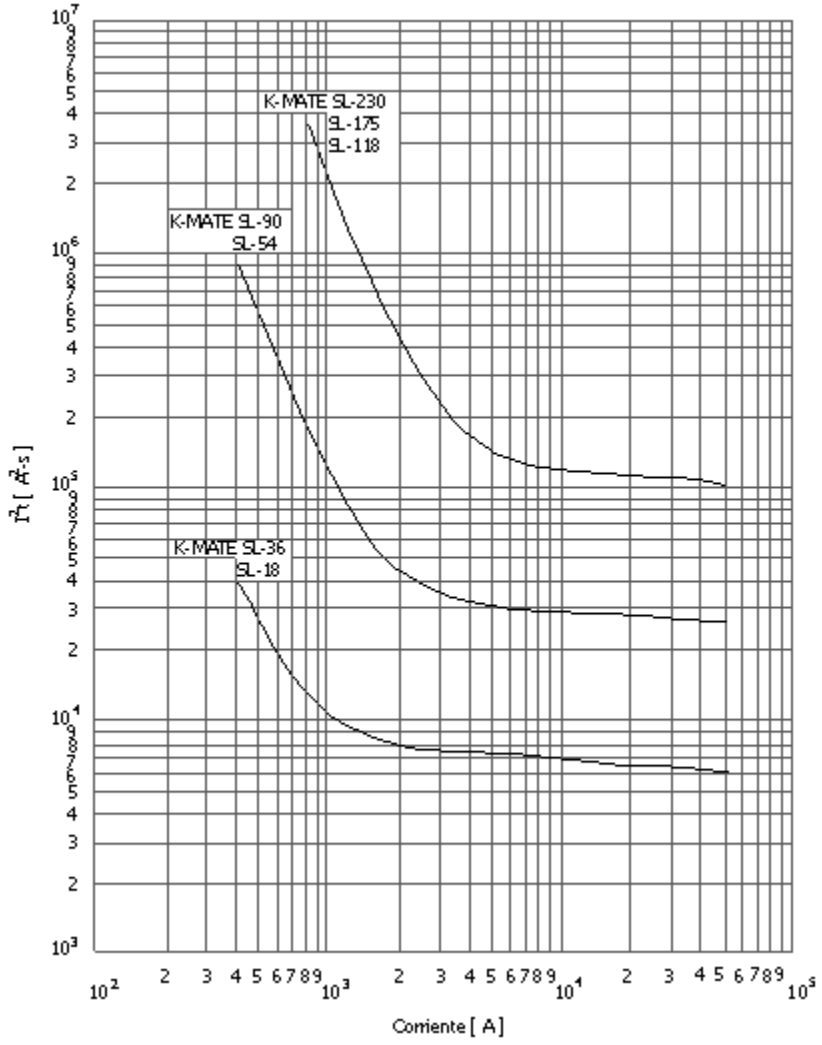


FIGURA 10.22 **Curvas características I^2t de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV.**

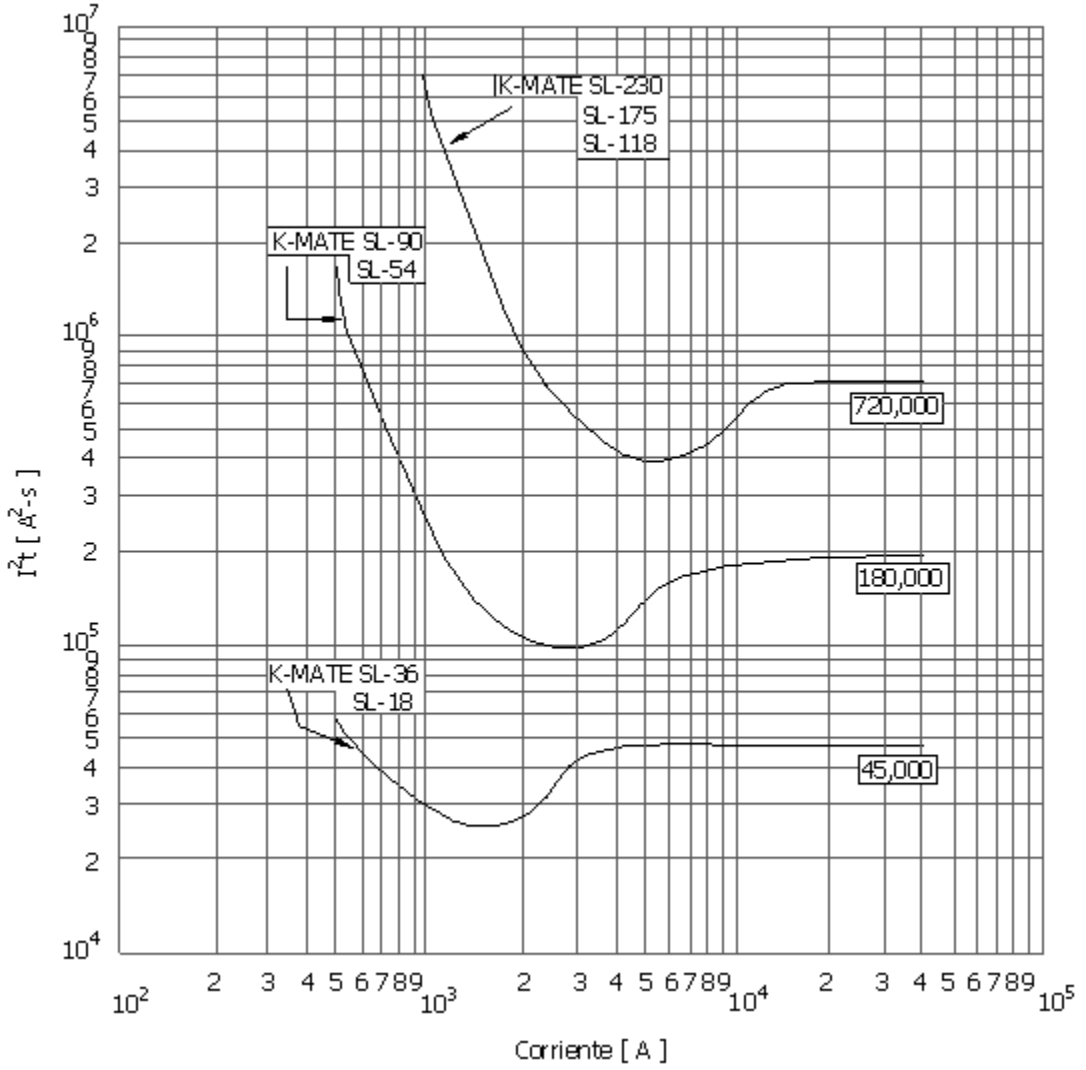


FIGURA 10.23 **Curvas características I^2t de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV**

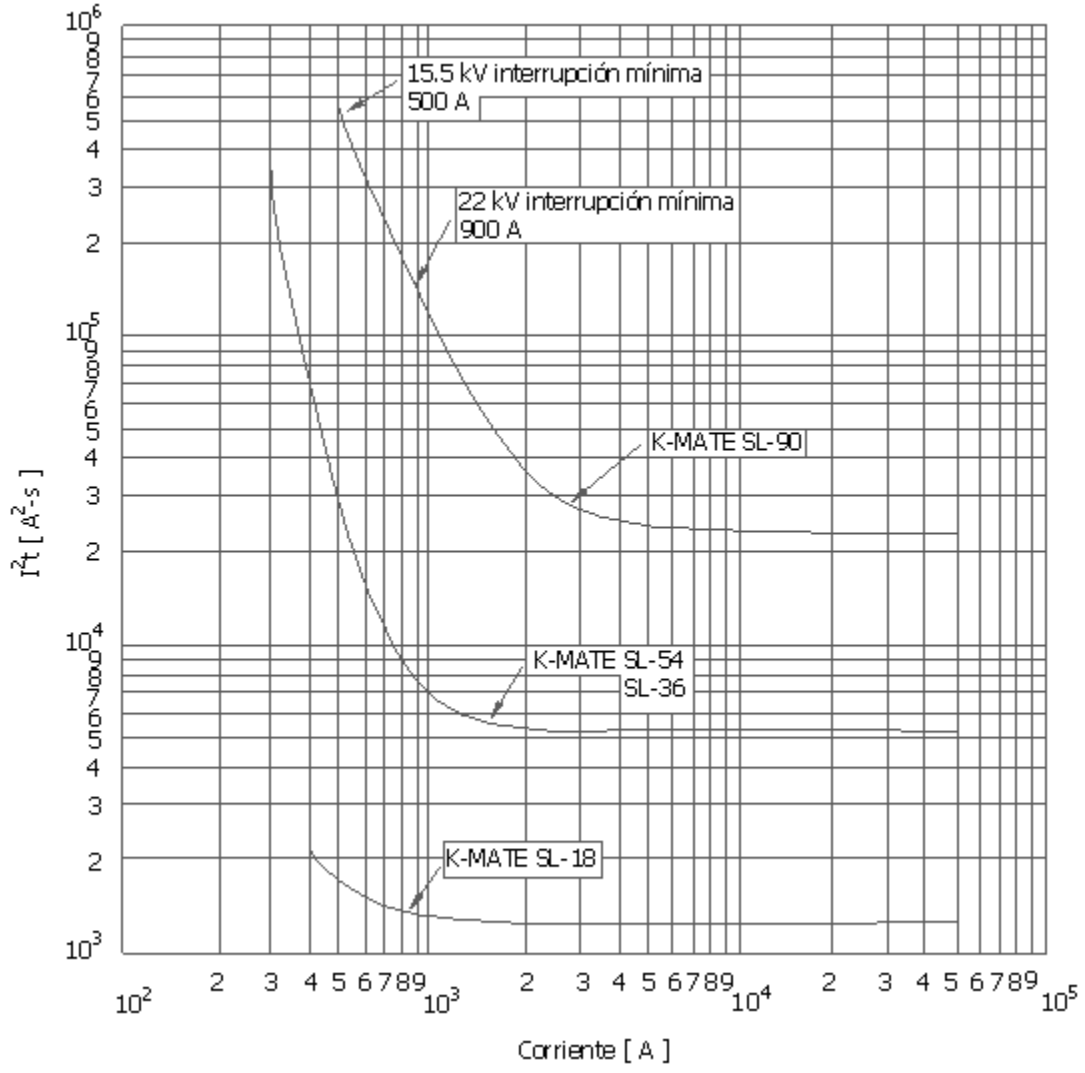


FIGURA 10.24 **Curvas características I^2t de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 kVy 22 kV.**

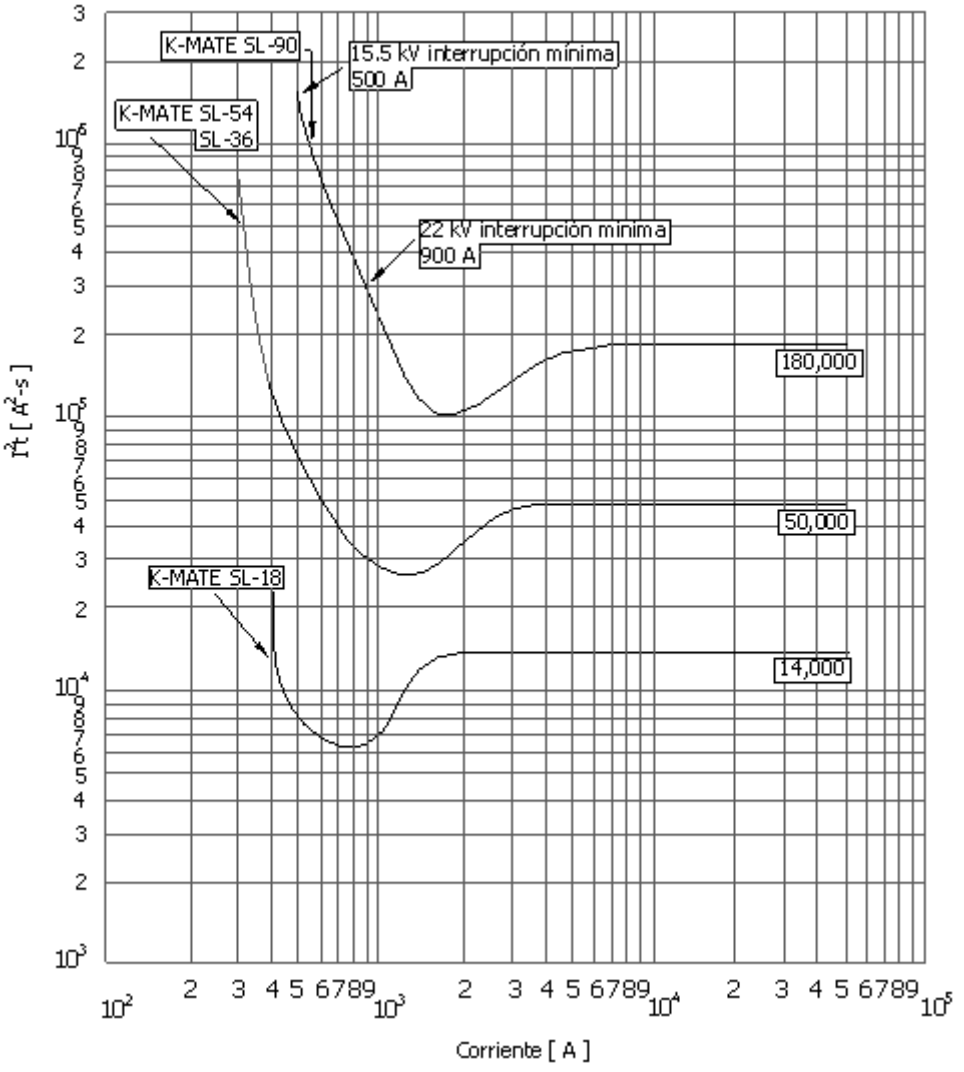


FIGURA 10.25 **Curvas características I^2t de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 kVy 22 kV**

10.5.3 *Tipos de fusibles limitadores de corriente.*

10.5.3.1 *De propósito general.*

Es un fusible capaz de interrumpir satisfactoriamente todas las corrientes desde la corriente de interrupción máxima nominal hasta la corriente que causa la fusión del elemento fusible en una hora o menos (T amb = 25 ºC). Cubre corrientes que están entre 150 y el 200% del valor nominal del fusible. En la industria existen los siguientes:

La RTE lo fabrican bajo la denominación ELS.
La McGraw lo fabrica bajo la denominación NX.
La GE lo fabrica bajo la denominación Surge Guard GP.
La Westinghouse lo fabrica bajo la denominación CX.

La figura 10.26 representa dos curvas características t–I de fusibles limitadores de propósito general de 23 kV

10.5.3.2 *Fusibles de respaldo.*

Son fusibles capaces de interrumpir todas las corrientes desde la corriente de interrupción máxima nominal hasta la corriente de interrupción mínima nominal. En la industria existen los siguientes:

La RTE lo fabrican bajo la denominación ELSP y ELD.
La McGraw lo fabrica bajo la denominación companion (solo 40 k)
La GE lo fabrica bajo la denominación OSP , ETP, EJO.
La Westinghouse lo fabrica bajo la denominación Tipo CL.
La S & C lo fabrica bajo la denominación Fault Filter.
La Chance lo fabrica bajo la denominación K mate.

El fusible de respaldo despeja solamente las corrientes de falla altas. El despeje de fallas bajas es realizado mediante los fusibles de expulsión conectados en serie con el FLC de respaldo. Las características t–I están compuestas por dos fusibles como se muestra en la figura 10.26 y cada fusible trabaja en su rango óptimo. Estos fusibles son llamados de primera generación y su campo de funcionamiento satisfactorio en términos de corriente está definido por:

- Su corriente mínima de interrupción.
- Su máxima capacidad interruptiva.

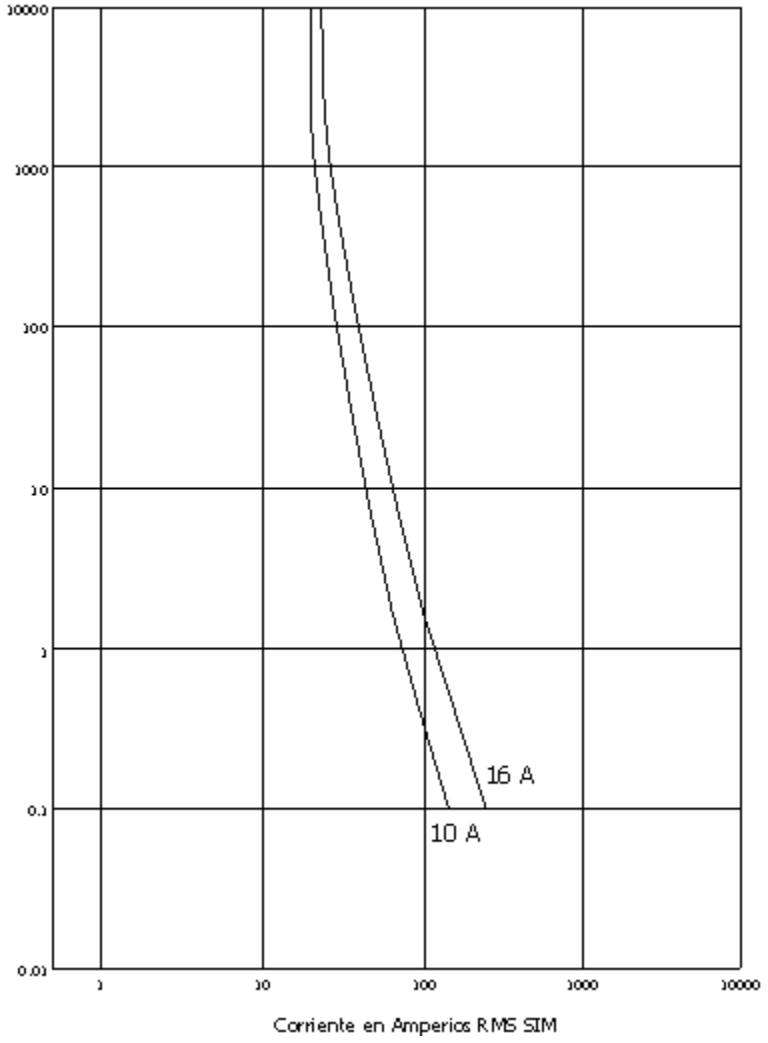


FIGURA 10.26 **Curvas de corriente - tiempo de fusión de FLC de propósitos generales para 23 kV**

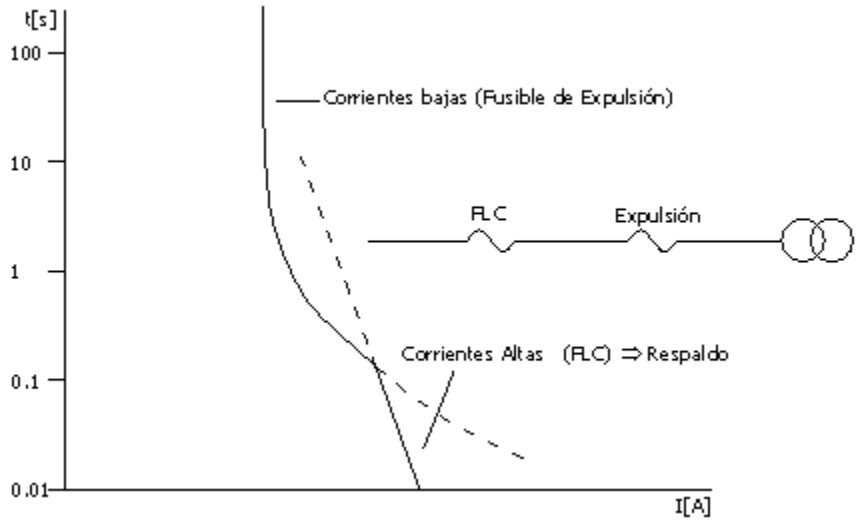


FIGURA 10.27 Operación del fusible limitador de corriente como respaldo

En el extremo correspondiente a la corriente mínima de interrupción se puede encontrar fusibles con tiempos de fusión tan pequeños como 0.02 segundos o tan grandes como 1000 segundos, dependiendo de su diseño. Es práctica común utilizar este tipo de fusibles en serie con fusibles de expulsión (ver figura 10.27) o con cualquier otro tipo de dispositivo de protección contra sobrecorriente que cubra el rango de protección contra sobrecargas.

10.5.3.3 *Fusibles de rango completo (full range).*

Estos fusibles son capaces de interrumpir satisfactoriamente, bajo condiciones especificadas de uso y comportamiento, todas las corrientes que causan la fusión del elemento sensible a la corriente. Los tiempos máximos de fusión que se tienen para estos fusibles son hasta de ocho horas.

Las características de limitación de corriente representan la relación entre la corriente disponible de falla en un circuito dado y el valor de la corriente de paso libre que un fusible permite fluir. En las figuras 10.28 y 10.29 se muestran las características de limitación de corriente para fusibles de 35, 25, 22, 15 y 8.3 kV.

Se observa que las curvas son esencialmente rectas y paralelas entre sí. Para cada valor de la corriente disponible de falla se tiene un valor de la corriente de paso libre permitida para cada uno de los fusibles que se indican. La recta diagonal define la magnitud instantánea de la corriente simétrica de falla que se podría presentar sin la

inclusión del fusible de un circuito con una relación X/R dada, precisamente cuando la falla se inicia en el cero de la onda de tensión del circuito.

Cuando un fusible limitador de corriente opera, siempre genera un voltaje de arqueo. Esta sobretensión depende tanto del tiempo o instante de iniciación de la falla sobre la onda de tensión del sistema como del tipo de diseño del fusible. Cuando se aplica un fusible limitador de corriente debe tomarse siempre en consideración esta sobretensión, pues existe el peligro de que se dañen los pararrayos con su operación. Dado el diseño especial que tienen los fusibles limitadores de corriente, la sobretensión que se genera con su operación depende principalmente de la tensión del sistema.

En la mayoría de los casos la coordinación se cumple; sin embargo, es necesario comprobar siempre esta condición. Para tal efecto se pueden seguir los siguientes pasos (tomando como base la figura 10.30).

- Se escoge la tensión del sistema sobre el eje de las abscisas (fase-neutro en sistemas Y aterrizados, fase-fase en otros sistemas).
- Se extiende una línea vertical de ese punto hasta interceptar la recta diagonal, continuando la línea en forma horizontal hacia la izquierda hasta encontrar el eje de las ordenadas, y ese será el correspondiente voltaje de arco máximo o sobretensión máxima que tendrá que soportar el sistema.
- Se compara el valor de voltaje obtenido con los niveles de chispeo de los pararrayos escogidos para la protección contra sobretensiones del transformador, de tal forma que exista una buena coordinación fusible-pararrayos. La tensión de arco máximo producida por el fusible limitador de corriente siempre debe ser menor que la tensión mínima de chispeo del pararrayos.

Tomando como ejemplo que la tensión máxima de operación del sistema sea de 20 kV y la tensión mínima de chispeo del apartarrayos de 45 kV, se tiene:

$V_{\text{máx arco}} = 54$ kV de la figura 10.30.

$V_{\text{chispeo}} = 45$ kV .

Comparando estos valores:

$54 < \sqrt{2} \cdot 45 , \qquad 54 < 63.63 .$

Por tanto, la operación del fusible no dañará a los pararrayos.

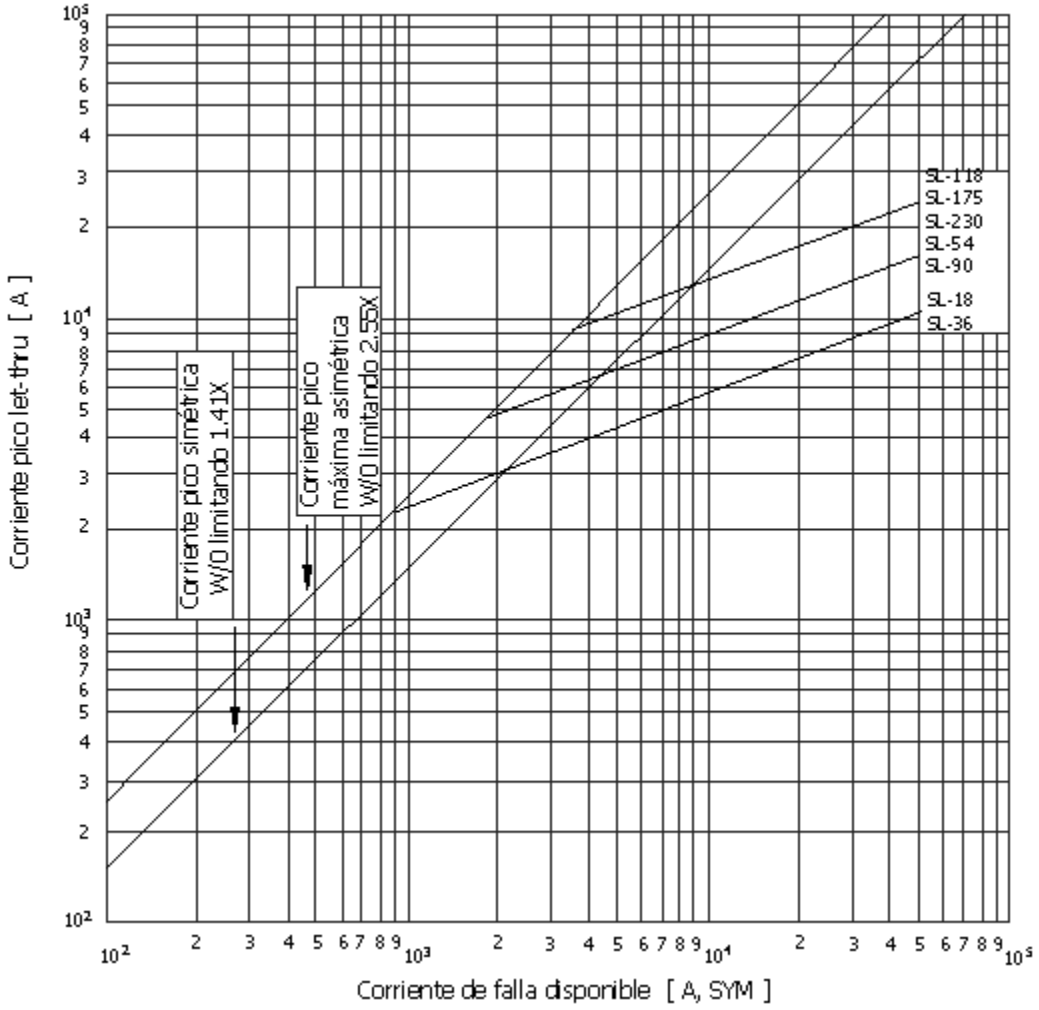


FIGURA 10.28 **Características de corriente de paso libre para FLC (sistemas 3ϕ - 15 kV y 1ϕ - 8.3 kV) CHANCE K-MATE.**

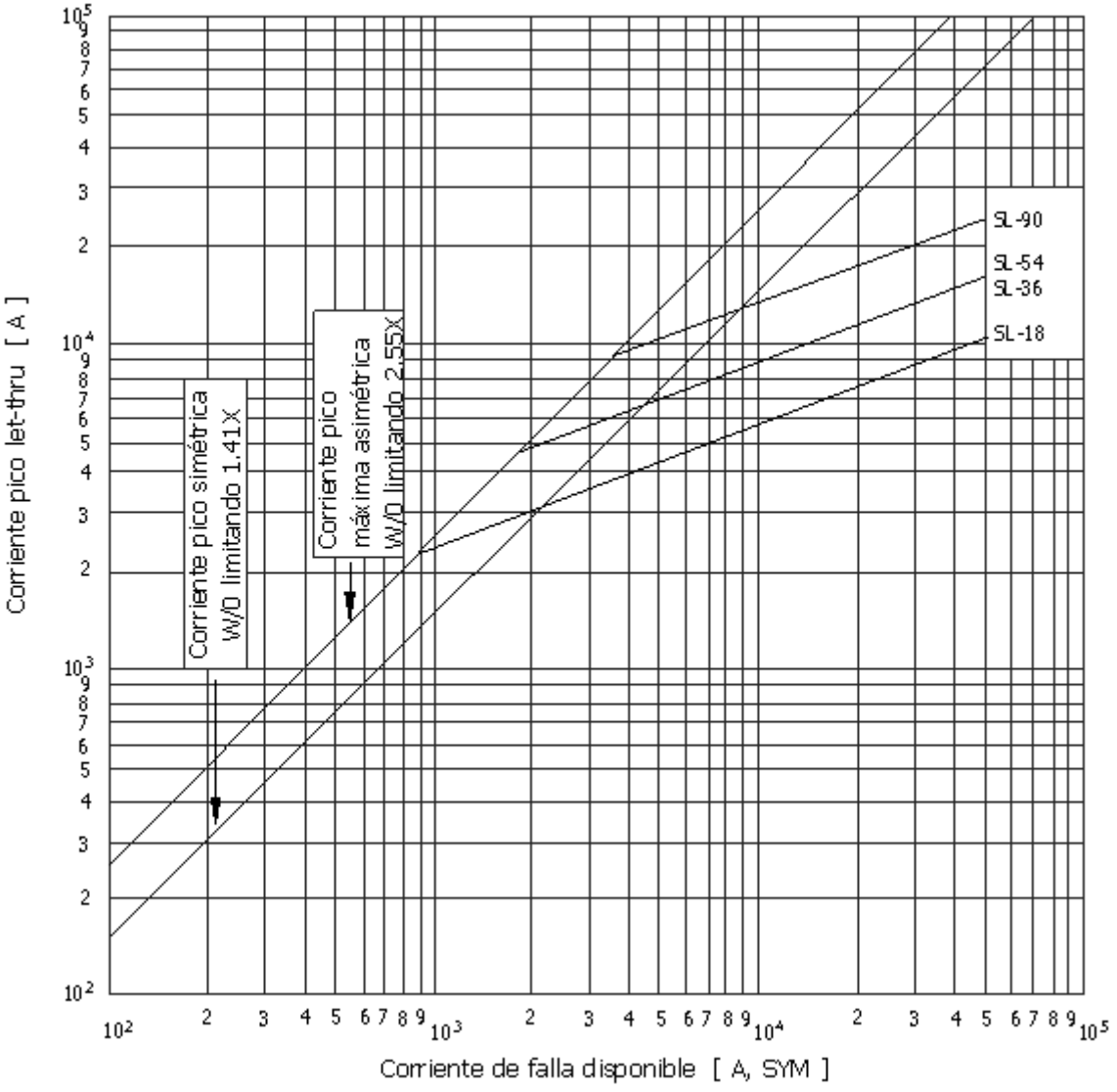


FIGURA 10.29 **Características de corriente de paso libre para FLC (sistemas 3ϕ - 25 kV, 1ϕ - 15.5 kV, 3ϕ - 35 kV, 1ϕ - 22 kV) CHANCE K-MATE.**

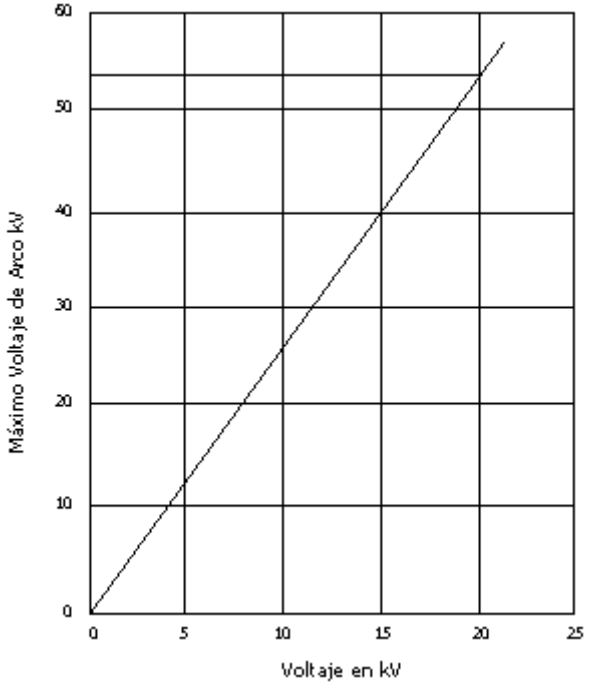


FIGURA 10.30 Coordinación de fusibles limitadores con pararrayos

Los fusibles de rango total causan fusión del elemento bajo operación normal a una temperatura ambiente elevada.

En las figuras 10.31 y 10.32 se muestran las características t–I de los fusibles limitadores de corriente K-Mate de la Chance para 8.3 kV y en las figuras 10.33 y 10.34 para 15.5 y 22 kV.

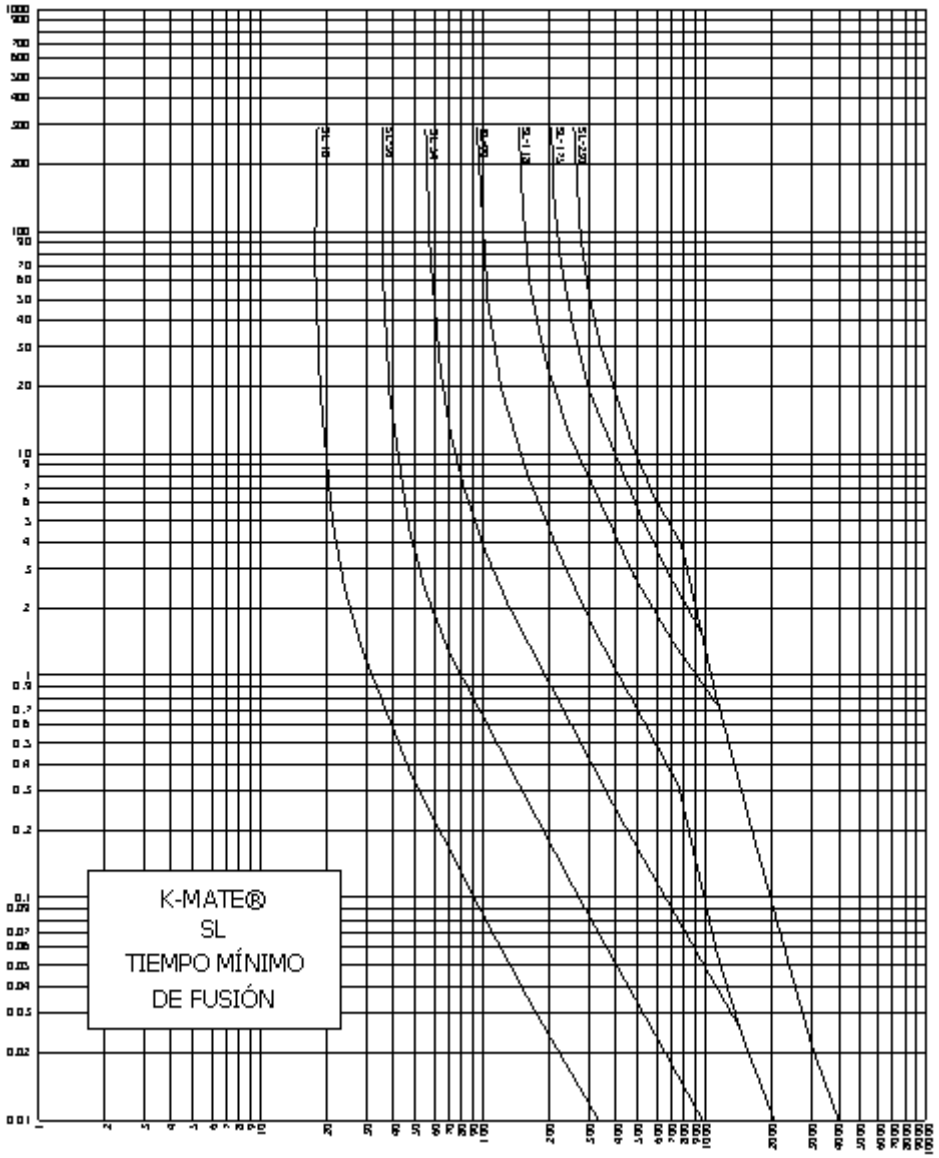


FIGURA 10.31 **Característica *t-I* de fusión mínima para los FLC CHANCE K-MATE de 8.3 kV.**

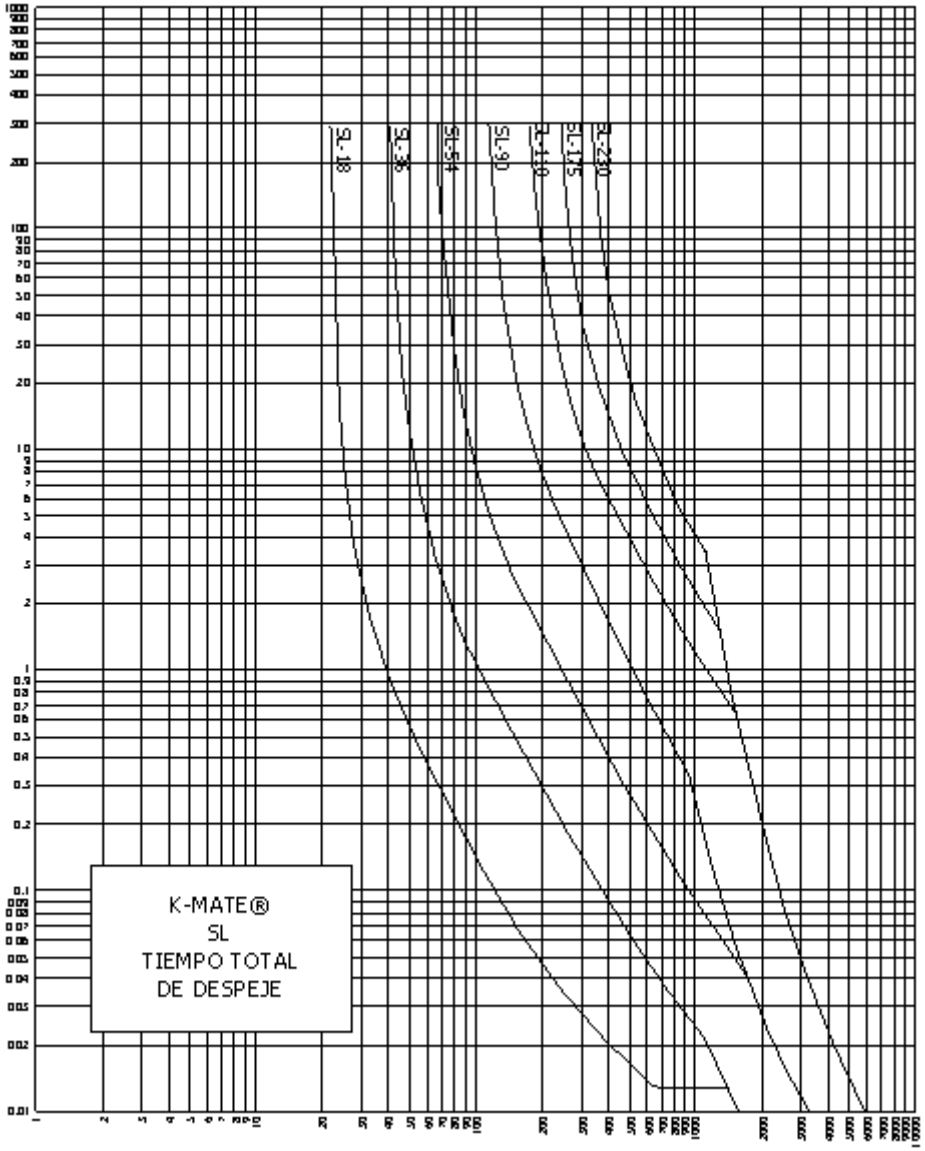


FIGURA 10.32 **Característica *t-I* de despeje total para los FLC CHANCE K-MATE de 83 kV.**

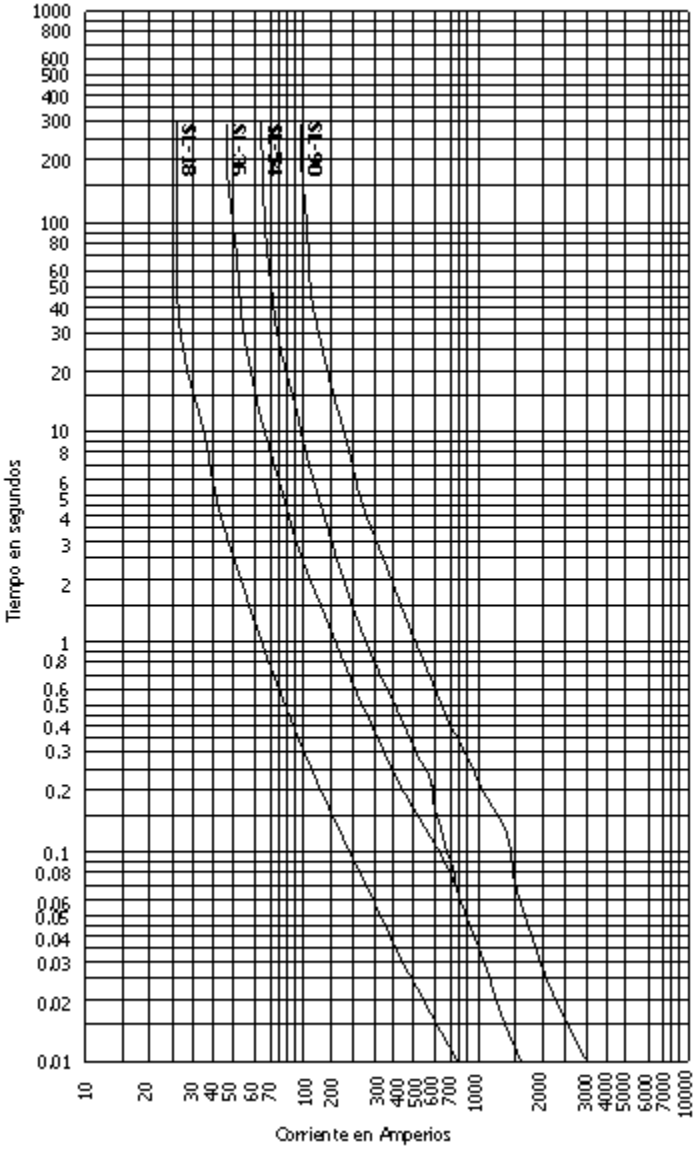


FIGURA 10.33 **Curvas características t-I de fusión mínima para FLC CHANCE K-MATE de 15.5 y 22 kV.**

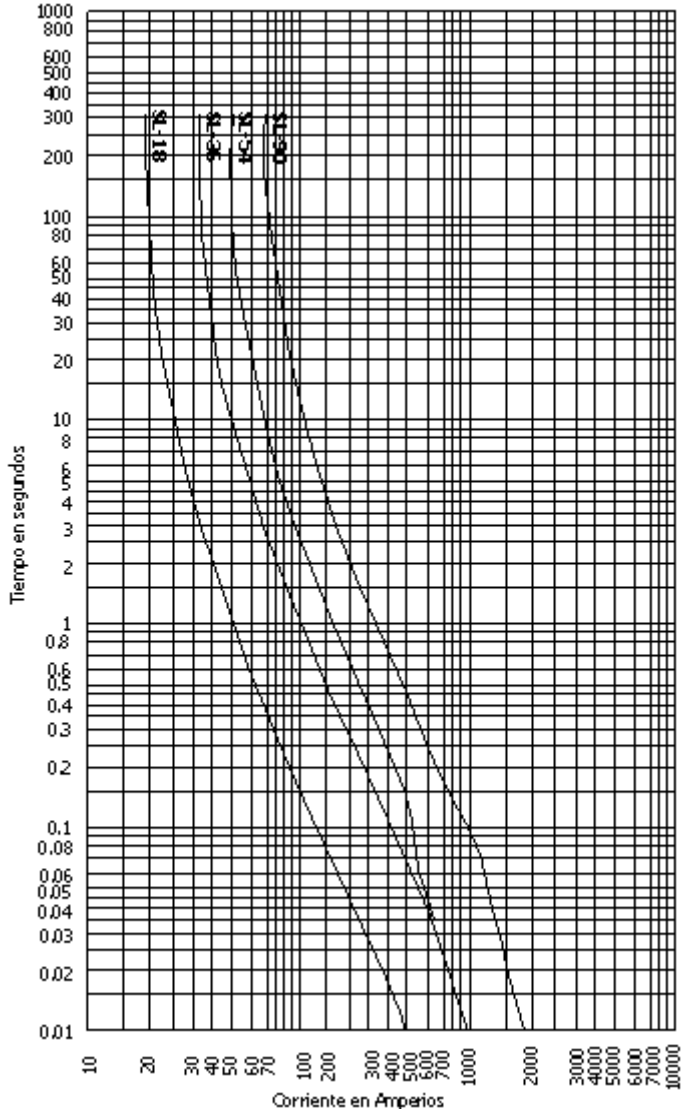


FIGURA 10.34 **Curvas características t-I de despeje total para FLC CHANCE K-MATE de 15.5 y 22 kV.**

10.6 *FUSIBLE ELECTRÓNICO*.

El fusible electrónico en media tensión se caracteriza por conducir corrientes nominales hasta de 600 A y capacidad interruptiva de 40 kA simétricos. Ofrece una variedad de curvas especiales I-t ajustables de tipo inverso, ideales para circuitos de potencia, de distribución, subestaciones, protección primaria de transformadores y alimentadores de plantas industriales.

Los fusibles de este tipo son de operación más rápida que los interruptores de potencia para fallas de cortocircuito. En la actualidad se han diseñado en varios tipos de tensiones nominales, desde 4.16 kV hasta 25 kV, de servicio interior. La unidad está formada por un módulo de control y un módulo de interrupción, como se muestra en la figura 10.35.

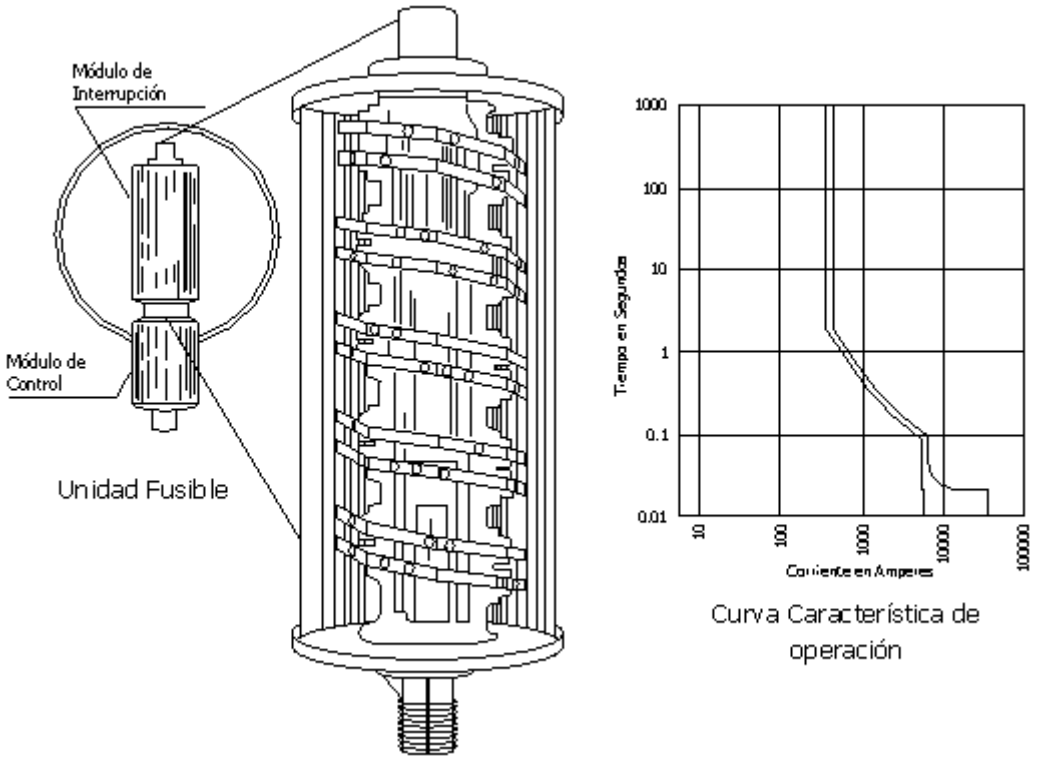


FIGURA 10.35 **Fusible electrónico**

El módulo de control está previsto de un transformador de corriente y circuitos electrónicos que sensan la intensidad de corriente. El módulo de interrupción opera en respuesta a una señal del módulo de control debido a una sobrecorriente y está formado por dos secciones dispuestas coaxialmente, como se muestra en la figura 10.35.

La sección principal de circulación de corriente consiste de un tubo de cobre plateado, localizado en el centro que conduce la corriente en condiciones normales de operación. En paralelo con la sección principal se encuentra conectada la sección limitadora de corriente, formada por dos cintas de cobre sumergidas en arena sílica.

A diferencia de los fusibles limitadores de corriente, los elementos fusibles del módulo de interrupción no llevan corriente continuamente; por tanto, no se sujeta a la protección caprichosa que puede introducirse cuando los elementos fusibles de corriente tradicionales se exponen a cargas cíclicas o sobrecorrientes continuas que alteren la curva I-t.

10.7 *FUSIBLE EN VACIO.*

El diseño y la operación de este fusible son muy parecidos al del fusible de expulsión, ya que también utiliza un elemento fusible de corta longitud y tiene una relación de las ondas de corriente y de tensión semejantes a las de un fusible limitador. La principal diferencia consiste en que está contenido en una unidad completamente sellada y no presenta expulsión de gases. La interrupción se presenta cuando la rigidez dieléctrica que existe entre los contactos llega a un valor relativamente alto después de que la onda de corriente alcanza su cero natural. El diseño del fusible es el del típico interruptor de vacío, en el que se aplica un movimiento rotatorio a los electrodos para cortar el arco e interrumpir satisfactoriamente altas corrientes de cortocircuito. La ventaja principal del fusible de vacío es que es un dispositivo de alta capacidad interruptiva que no expele gases durante su operación y se puede instalar en un gabinete muy compacto.

10.8 *FACTORES DE SELECCIÓN PARA ELEMENTOS FUSIBLE Y CORTACIRCUITOS.*

10.8.1 *Para selección de cortacircuitos.*

Los valores nominales para cortacircuitos de distribución son listados en las tablas 10.2 y 10.3.
Los datos requeridos para facilitar la selección de los cortacircuitos de un sistema de distribución son:

- La seguridad.
- La economía.
- La localización
- Uso preferente.
- Voltaje del sistema.

- Tipo de sistema.
- Relación X/R.
- Corriente de falla máxima presentada.
- Corriente de carga.
- Régimen continuo de corriente.
- Capacidad de interrupción.

10.8.1.1 *Selección de la corriente nominal.*

I nominal continua ≥ Corriente de carga continua máxima.
En la determinación de la corriente de carga del circuito se debe considerar la corriente de sobrecarga normal incluyendo los armónicos sostenidos.

10.8.1.2 *Selección de voltajes nominales (Fusibles de expulsión).*

El voltaje nominal es determinado por las siguientes características:

- Voltaje f-t ó f-f máximo del sistema.
- Sistema de puesta a tierra.
- Circuitos 1ϕ ó 3ϕ.

Voltaje de restauración ≤ Voltaje máximo nominal del cortacircuito.

10.8.1.3 *Reglas de selección.*

1. En sistemas subterráneos: V régimen máx ≥ V f-f máximo del sistema.
2. En sistemas 3ϕ efectivamente puestos a tierra:

a) Para cargas 1ϕ de derivaciones de línea:

V régimen máximo fusible ≥ V máximo f-t del sistema.

b) Para aplicaciones 3ϕ.

Las reglas dictan el uso de voltajes nominales f-f.

Sin embargo, las fallas que producen condiciones donde un cortacircuitos 1ϕ pueda interrumpir voltaje f-f son raras en estos sistemas. Existe entonces la tendencia a emplear cortacircuitos que tienen voltajes nominales duales como 7.8/13.5 kV y 15/26 kV. La tabla 10.7 lista los voltajes nominales recomendados para varios sistemas.

Selección de voltajes nominales (FLC):

V nominal máximo ≥ *V máximo f-t del sistema* 3ϕ.
V nominal máximo ≥ V máximo f-t del sistema 1ϕ.

Selección de los valores nominales de interrupción.

Interrupción nominal simétrica fusible ≥ I de falla máxima posible calculada sobre el lado de carga del fusible.

TABLA 10.7. Recomendaciones para la correcta aplicación de cortacircuitos en los diferentes voltajes de sistemas de distribución

Voltaje nominal del sistema	Voltaje nominal de cortacircuitos cuando es usado	
	Línea a Tierra	En la línea
2400 Delta		5200
2400/4160 Y Aterrizado	5200	5200
2400/4160 Y No aterrizado		5200
4800 Delta		5200
7200 Delta		7800
4800/8320 Y Aterrizado	5200	5200
4800/8320 Y No aterrizado	5200	7800/13500
12000 Delta		15000
7200/12470 Y Aterrizado	7800	7800/13500
7200/12470 Y No aterrizado		7800/13500
13200 Delta		15000
7620/13200 Y Aterrizado	7800	7800/13500
7620/13200 Y No aterrizado		7800/13500
13800 Delta		15000
7960/13800 Y Aterrizado	7800	7800/13500
7960/13800 Y No aterrizado		7800/13500
14400 Delta		15000
14400/24900 Y Aterrizado	27000	15000/26000
19900/34500 Y Aterrizado	27000	38000

Ejemplo 10.1

Para el circuito subterráneo en Δ de la figura 10.36.

Cortacircuitos para A (Línea): 5.2 kV, 100A, I nominal de interrupción simétrica = 4000 A, Tipo: encerrado.

Cortacircuitos para B (Transformador): 5.2 kV, 50 A, I nominal de interrupción simétrica = 1600 A, Tipo: encerrado.

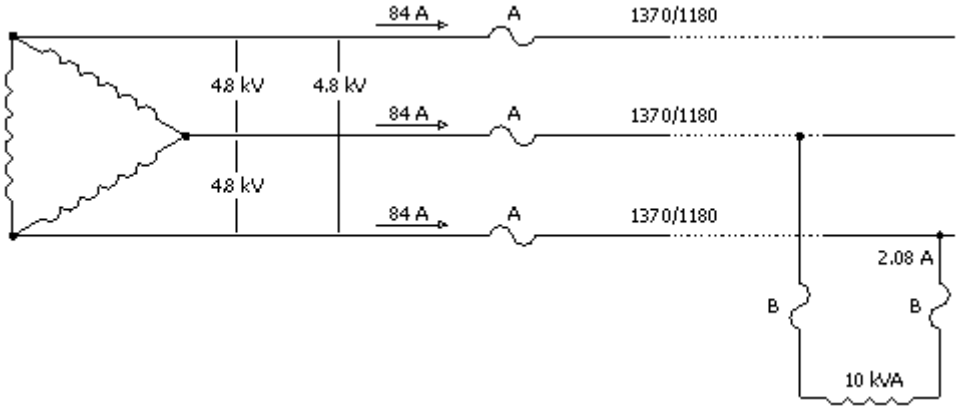


FIGURA 10.36 **Circuito subterráneo en Δ**

Ejemplo 10.2

Para un circuito Y aterrizado como se muestra en la figura 10.37, Y aterrizado.

Cortacircuitos para A (Línea): 15/26 kV, 100 A, I nominal de interrupción simétrica = 2800 A.

Cortacircuitos para B (Transformador): 15 kV, 100 A, I nominal de interrupción simétrica = 3000 A.

Ambos casos según Tablas 10.2 y 10.3.

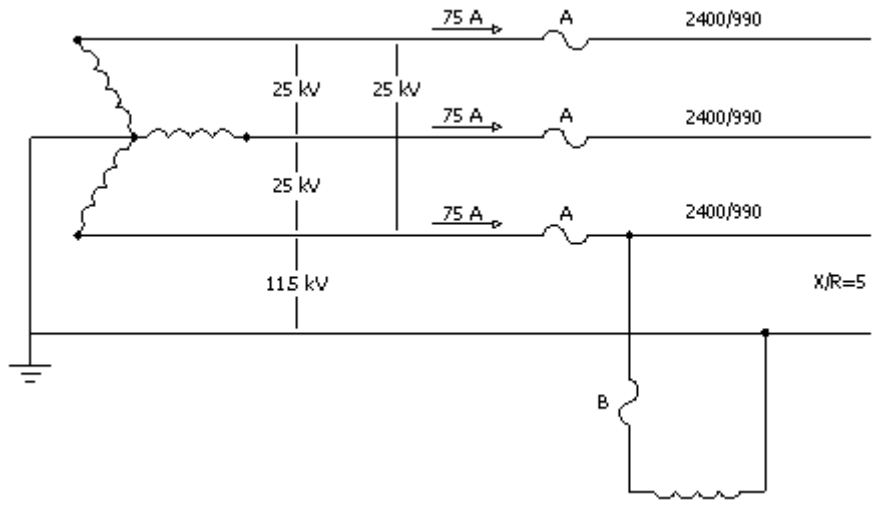


FIGURA 10.37 **Circuito en Y aterrizado.**

10.8.2 *Aplicación de los eslabones fusible*.

10.8.2.1 *Para fusibles en líneas con propósito de seccionamiento.*

Se deben considerar los siguientes aspectos:

1. Corrientes normales y de sobrecarga del circuito incluyendo armónicos prolongados.
2. Corrientes transitorias del circuito:
    - I de magnetización de transformadores.
    - I de arranque de motores.
    - I inrush de capacitores.
    - I de puesta en marcha en frío.
3. Características de Burn-down de los conductores (quema).
4. Coordinación con otros dispositivos de protección.

10.8.2.2 *Para protección de equipos.*

Se deben considerar los siguientes factores:

1. Capacidad de sobrecarga de corto tiempo de los equipos.
2. Corrientes transitorias del circuito: descritas en el numeral anterior.
3. Importancia relativa de protección del equipo contra el provisionamiento de servicio continuo.
4. Coordinación con otras protecciones.

10.8.3 *Variables de operación de los fusibles.*

10.8.3.1 *Precarga.*

A causa de corrientes de carga previas, la precarga incrementa la temperatura del fusible causando que el tiempo de fusión sea reducido para todos los valores de la corriente de falla.

10.8.3.2 *Temperatura ambiente.*

Cuando aumenta por encima de 25°C el tiempo de fusión decrece y cuando la temperatura ambiente disminuye el tiempo de fusión aumenta.

10.8.3.3 *Calor de Fusión.*

Calor adicional requerido para convertir un sólido a su temperatura de fusión en un líquido a la misma temperatura.

10.8.4 *Reglas de aplicación (para coordinación).*

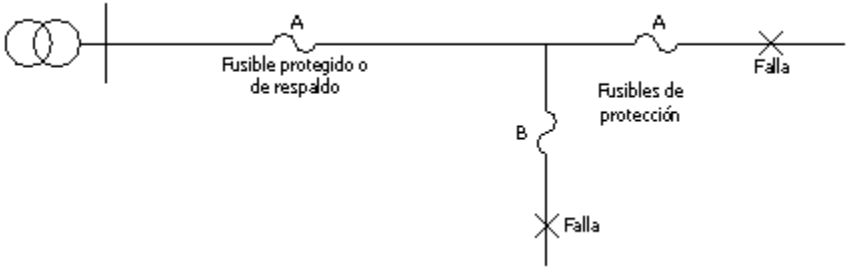


FIGURA 10.38 Localización de los fusibles de protección y protegido.

La figura 10.38 proporciona la definición convencional de dispositivos de protección basados en la localización.

- Una regla esencial para aplicación de fusibles establece que el tiempo de despeje máximo del fusible de protección no excederá el 75% del tiempo de fusión mínimo del fusible protegido, lo que asegura que el fusible de protección despejará la falla antes de que el fusible protegido se dañe. El factor del 75% compensa los efectos de las variables de operación.
- Otra regla sostiene que la corriente de carga en el punto de aplicación no debe exceder la capacidad continua de corriente del fusible. La capacidad continua de corriente es aproximadamente 150% del valor nominal para fusibles T y K con elementos fusibles de estaño y aproximadamente 100% para fusibles H y N y fusibles K de plata.

La tabla 10.4 lista las corrientes de régimen continuo que los fusibles H, N, T y K transportarán sin sobrecalentarse cuando son instalados en cortacircuitos de tamaño apropiado.

10.9 *PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CON FUSIBLES.*

La principal función en la protección de transformadores es la desconexión de estos del sistema de distribución, reduciendo daños y disturbios al mínimo. Los tipos de protección pueden abarcar los siguientes aspectos:

- Protección contra sobrecarga, requerida debido a la elevación de temperatura causada por las sobrecorrientes de gran duración que pueden deteriorar el aislamiento de los devanados.
- Protección contra cortocircuito para prevenir efectos electrodinámicos y térmicos causados por cortocircuitos externos al transformador.
- Protección contra fallas internas, para minimizar el daño dentro del transformador fallado y aislado del resto del sistema.

10.9.1 *Factores a considerar.*

Idealmente los fusibles deben:

- Remover el transformador fallado del sistema de distribución.
- Prevenir fallas disruptivas en el transformador.
- Proteger el transformador de sobrecargas severas.
- Resistir sobrecargas de corto tiempo no dañinas.
- Resistir corrientes de puesta en marcha de cargas en frío.
- Resistir corrientes Inrush.
- Resistirse a daño por sobretensiones inducidas.
- Coordinarse con el próximo dispositivo de protección aguas arriba.

10.9.2 *Criterios de selección de fusibles.*

10.9.2.1 *Consideraciones de daño del tanque del transformador.*

Al ocurrir fallas dentro del transformador, se producen altas presiones internas por la descomposición del aceite y puede causar rotura del tanque o soplado de la tapa acompañado de incendio. Los fusibles limitadores de corriente proporcionan mejor protección y es práctica común limitar el uso de fusibles de expulsión a puntos donde la corriente de falla es menor o igual a 3000 A. Las curvas de daño de los equipos y materiales son proporcionadas por los fabricantes; sin embrago para el caso del transformador se puede tomar el criterio establecido en la "Guía de duración de corrientes de transformadores" P784/D4 de la norma ANSI C 57.12.00 para transformadores autoenfriados en aceite de 1 a 500 kVA. (Véase Tabla 10.8).

TABLA 10.8. Valores I-t para definir las curvas de daño y la curva de energización (Inrush) en transformadores de 1 a 500 kVA.

Evento (Daño o corriente)	N° de veces I nominal	Tiempo (s)
Daño térmico	2	2000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12.5
	15	5.8
	20	3.3
	25	2.0
Daño mecánico	30	1.5
	40	0.8
	50	0.5
Corriente Inrush	25	0.01
	12	0.10
Corriente de carga fría	6	1.00
	3	10.00

Esta curva indican la vida útil del transformador, la cual disminuye al alcanzar dichos valores de corriente y tiempo.

10.9.2.2 *Corriente de energización o puesta en servicio (Inrush).*

Al energizar un transformador se presenta la corriente de excitación o Inrush cuyas magnitudes y duraciones son determinadas por el flujo residual del núcleo del transformador y por el punto de la onda de voltaje que coincida al cerrar el circuito (cuando ocurre la energización). Esto sucede al energizar el transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente.
El criterio que generalmente se usa puede apreciarse en la tabla 10.8 y una curva Inrush pude observarse en las figuras 10.41 a 10.44 , construida con los datos de la tabla 10.8.

10.9.2.3 *Corrientes de puesta en marcha en frío.*

El fusible debe resistir las corrientes de reenergización del transformador después de una salida. El valor de estas corrientes y su duración dependen del tipo de sistema y de las cargas conectadas al transformador. Esta corriente alta es causada por la pérdida de diversidad (que se produce al energizar súbitamente el transformador con cierto tipo de carga y que había experimentado previamente una interrupción larga) y por las corrientes de arranque de motores.
El criterio empleado complementa la curva Inrush y puede apreciarse en la tabla 10.8 con cuyos datos se construye las curvas de las figuras 10.41 a 10.44 donde se muestran las curvas Inrush, arranque en frío y daño de un transformador monofásico de 50 kVA, 12.47/ 7.2 kV y también incluyen los 2 puntos de la corriente Inrush. La curva del fusible debe estar siempre a la derecha de la curva Inrush y de puesta en marcha en frío y no de cruzarla especialmente en la región por debajo de 0.1 s.

10.9.2.4 *Daño térmico del transformador.*

Las figuras 12.41 a 12.44 muestran la curva de daño térmico de un transformador monofásico de 50 kVA 12.47/ 7.2 kV construida con base en los datos de la tabla 10.8. No es una curva de falla del transformador y fue establecida para una elevación de 55°C a la cual puede operar sin sufrir pérdida de vida útil.
Al seleccionar el fusible se debe verificar que las curvas t-I se encuentren entre la curva de daño del trasformador que se va a proteger desplazada a la derecha y las curvas de energización (Inrush) y de carga fría desplazadas a la izquierda.

10.9.3 *Filosofía de protección con fusibles.*

La función básica del fusible es interrumpir cualquier falla por sobrecorriente que afecte al transformador o al sistema de alimentación del lado primario, teniéndose que coordinar con la protección del lado secundario para complementar la protección del equipo.
Las compañías electrificadoras han establecido la siguiente práctica para asegurar la protección efectiva del trasnsformador de tal manera que el fusible quede bien seleccionado: con la filosofía de baja relación de fusión, los fusibles son seleccionados tan pequeños como sea posible para proveer máxima protección contra sobrecarga.

La relación de fusión está definida como:

$$\text{Relación de fusión} = \frac{\text{corriente de fusión mínima del fusible}}{\text{corriente de plena carga del trasformador}} = 2 \text{a } 4 \qquad \textbf{(10.13)}$$

y da la corriente a plena carga del transformador que causa operación del fusible, pero relaciones de fusión tan bajas como 1 y tan altas como 15 son usadas algunas veces.

Existen ventajas y desventajas de ambas relaciones de fusión (altas y bajas) que deben ser consideradas para establecer una filosofía de protección con fusibles, la figura 10.39 muestra en forma gráfica el efecto que la relación de fusión tiene sobre la continuidad del servicio, sobre los costos de repotenciación de fusibles, sobre las fallas de los transformadores debido a sobrecarga y sobre la coordinación con otros fusibles del sistema.

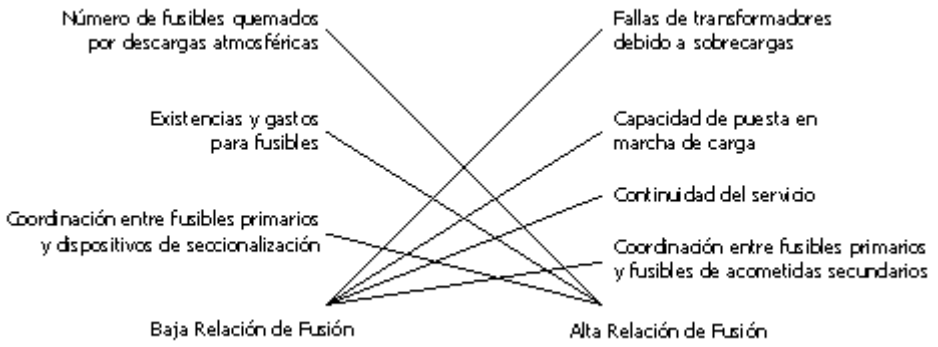


FIGURA 10.39 Efecto de la relación de fusión.

La capacidad del transformador para soportar fallas sin que se dañe es una función de la energía desarrollada durante aquella, la cual es proporcional al cuadrado de la corriente multiplicado por el tiempo y por la impedancia R del arco. La magnitud de esta energía (ecuación 10.10) queda determinada por la característica de energía de paso libre que el fusible permite que se genere.

Los fusibles de expulsión que no limitan la energía disponible de falla debido a que pueden interrumpir la corriente de falla hasta su paso por cero tienen valores altos de la energía de paso libre.

Estos valores se pueden calcular en forma aproximada con la siguiente ecuación:

$$i^2t = K \cdot 10^{-3} I^2 \qquad \textbf{(10.14)}$$

Donde:
I = Valor rms de la corriente de falla.
K = Factor que es función de la relación X/R del circuito dado por la figura 10.40.

En contraste, los fusibles limitadores de corriente reducen drásticamente la energía de entrada al limitar el pico de la corriente y forzar la corriente a cero, por la creación de una tensión de arco que es sustancialmente mayor que la tensión de cresta del sistema en estado estable.

En la tabla 10.9 se presenta un resumen de las características I-t de los FLC para proteger transformadores, en la cual no se consideró la inmunidad contra el efecto de las sobretensiones inducidas por rayos. El grado de inmunidad está dado por la relación de rapidez (ecuación 10.7). Un fusible con una relación de rapidez de 6 a 7 asegura un buen grado de protección e inmunidad contra las corrientes de magnetización transitorias. Un buen grado de inmunidad contra impulsos de rayo se puede asegurar para transformadores de 50 kVA-15 kV, 100 kVA-25 kV y 100 kVA-34.5 kV, lo cual se logra con fusibles que tienen una relación de rapidez igual a 6. Para capacidades mayores se utilizan fusibles secundarios con las siguientes relaciones de rapidez de 12 para 15 kV, de 18 para 25 kV y de 23 para 34.5 kV.

En la tabla 10.10 se presentan las capacidades nominales de los fusibles y las relaciones de rapidez que se recomiendan para la protección de transformadores.

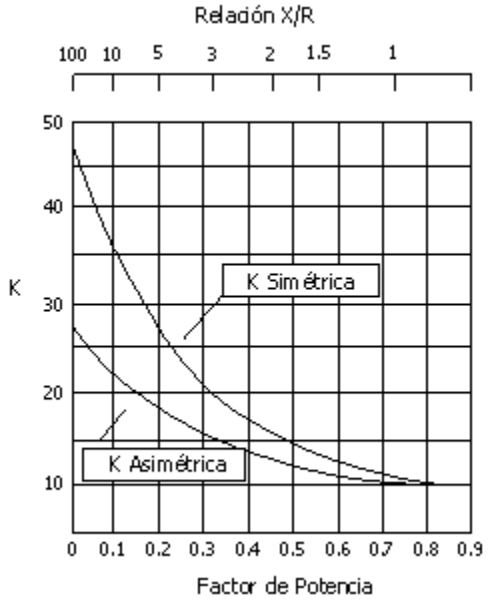


FIGURA 10.40 **Factor dependiente de la relación X/R y del factor de potencia.**

TABLA 10.9. Características requeridas de los fusibles

Tiempo de Fusión	Corriente de fusión en pu. de la I nominal del transformador.	Protección contra
1 h	2.2 pu. (2 a 2.5 pu.)	Sobrecarga y fallas secundarias de baja magnitud
100 s	> 3 pu. < 6 pu.	Arranque de motores, sobrecarga de corta duración.
10 s	> 6 pu. < 11 pu.	Arranque de motores (50 a 75: In), sobrecarga de corta duración.
1 s	> 10 pu. < 35 pu.	Arranque de motores, todo tipo de fa-llas.
0.1 s	> 12 pu.	Corriente de magnetización.
0.01 s	> 25 pu. > 74 A > 370 A > 740 A	Corriente de magnetización. Impulso de rayo, 2 kA. Impulso de rayo, 10 kA. Impulso de rayo, 20 kA.
0.001 s	> 230 A > 1150 A > 2300 A	Impulso de rayo, 2 kA. Impulso de rayo, 10 kA. Impulso de rayo, 20 kA.
Máxima energía I^2t de paso libre: (Transformadores de 50 a 75 kVA tipo pedestal)		$1 \cdot 10^5 (A^2.S)$ para transformadores clase 35 kV $3 \cdot 10^5 (A^2.S)$ para transformadores clase 25 kV $5 \cdot 10^5 (A^2.S)$ para transformadores clase 15 kV.

TABLA 10.10. Relación de rapidez para protección de transformadores

kVA del Transformador		Tensión nominal (kV)					
		15 kVA		25 kVA		35 kVA	
1ϕ	3ϕ	Fusión 1 h	R.R	Fusión 1 h	R.R	Fusión 1 h	R:R
10	30	3.2 15*	6 ± 12 6	1.6 15*	6 ± 18 6	1.1 12*	6 ± 23 6
25	75	8 15*	6 ± 8 6	4 15*	6 ± 15 6	2.7 12*	6 ± 14 6
50	150	15	6	8 15*	6 ± 13 6	5.5 12*	6 ± 10 6
100	300	32	6	15*	6	12	6
167	500	54	6	25	6	20	6
250	750	80	6	40	6	40	6
333	1000	110	6	50	6	40	6
500	1500	150	6	80	6	80	6

R.R: Relación de rapidez - $\frac{\text{corriente de fusión para 0.1 s}}{\text{corriente de fusión para 300 s}}$

* : Se requiere protección secundaria.

Valores de I fusión en Amperios.

10.9.4 *Efecto de las descargas atmosféricas.*

Durante tormentas o descargas se experimentan numerosas salidas por quema de fusibles en transformadores y con daño en transformadores. Estudios han revelado que la quema de fusibles se debe principalmente a corrientes transitorias Inrush producidas por la saturación del núcleo del transformador por transitorios de voltaje inducidos. La experiencia ha mostrado que el uso de fusibles lentos tipo T con una relación de fusión mínima de 3 reduce enormemente el número de operaciones del fusible en arcos de alto nivel.

10.9.5 *Características del sistema de suministro.*

- Tipo de red (aérea o subterránea)
- Tensión nominal
- Nivel básico de aislamiento
- Capacidad de interrupción en el punto de alimentación.

10.9.6 *Ejemplos.*

1. La figura 10.41 muestra las curvas t-I de despeje máximo y de fusión mínima de un fusible 8T sobrepuesta a las curvas de daño Inrush del transformador y bien ajustadas entre estas dos curvas. La parte superior de las curvas del fusible y de daño del transformador convergen y son asintóticas a 1800 s (aproximadamente con 20 A).

La relación de fusión es $\frac{20}{6.94} \cong 2.8$

2. La figura 10.42 muestra un fusible 10 K con relación de fusión 3.4 (23.6/6.94). La curva t-I de fusión mínima va muy pegada a la curva Inrush ya que el fusible 10 K es más rápido que le fusible 8T.
3. La figura 10.43 muestra el FLC 12 LC, relación de fusión 20/6.94 = 2.9. Para FLC el punto de corriente a 4 h sobre el tiempo de despeje máximo de la curva t-I es usada para determinar la relación de fusión.
4. La figura 10.44 muestra un fusible de expulsión 8T y un FLC en serie (combinación que ha alcanzado amplio uso). El fusible de expulsión sólo opera con sobrecargas y bajas corrientes de falla. Por encima de 500 A el FLC opera y proporciona la limitación de energía para prevenir falla disruptiva del transformador.

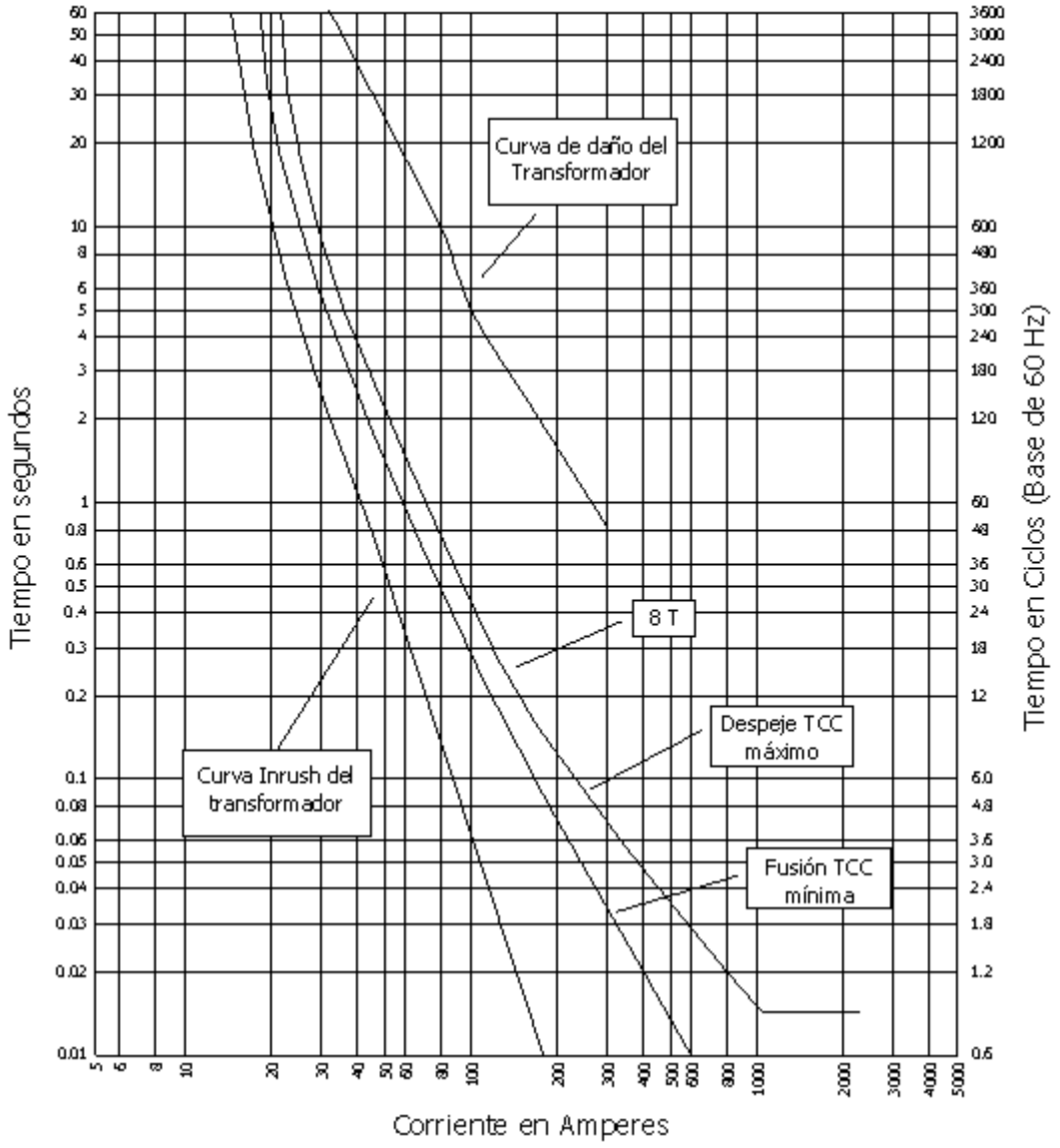


FIGURA 10.41 **Protección del transformador de 50 kVA 1ϕ con fusible 8T.**

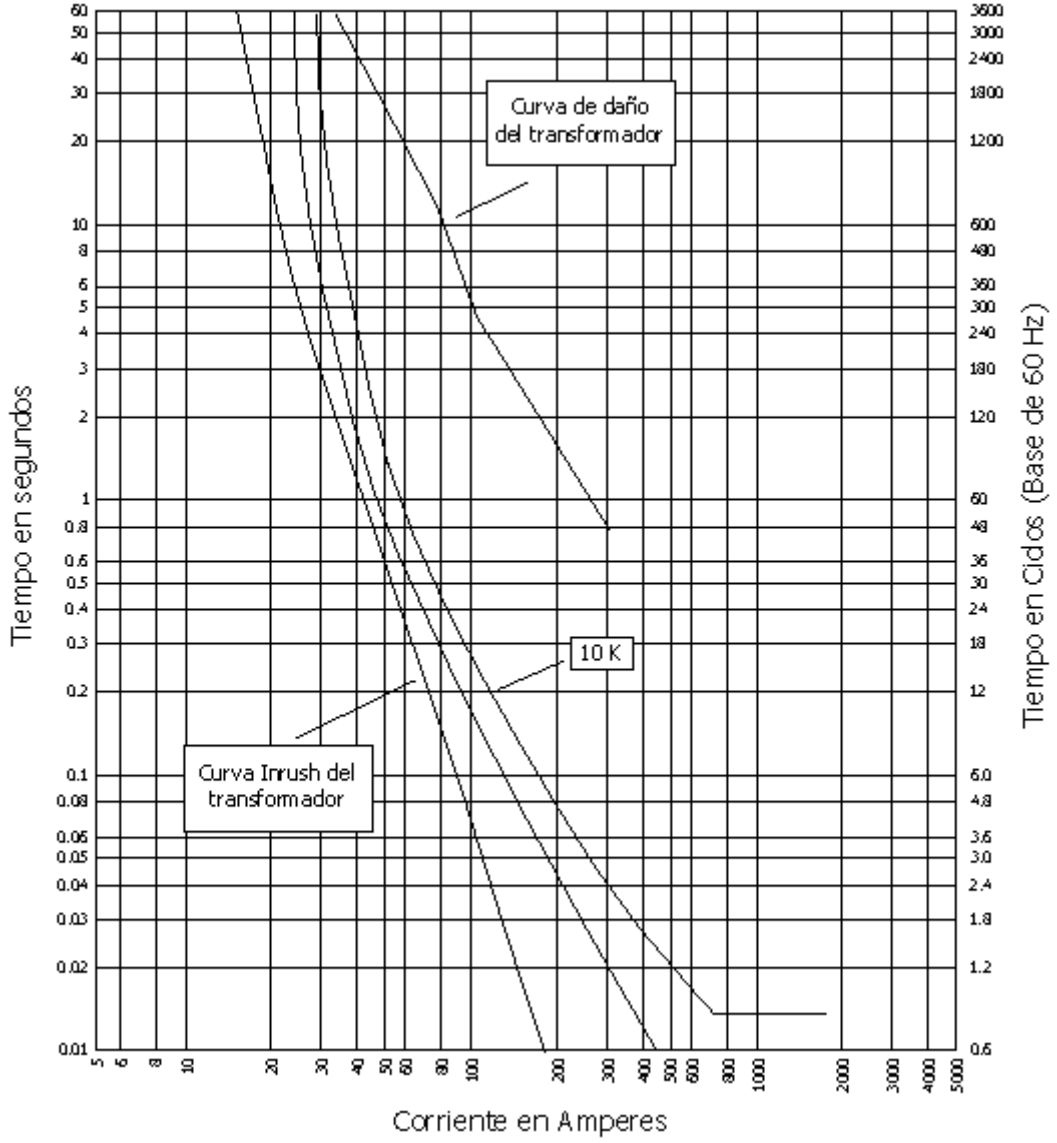


FIGURA 10.42 **Protección del transformador de 50 kVA 1ϕ con fusible 10K.**

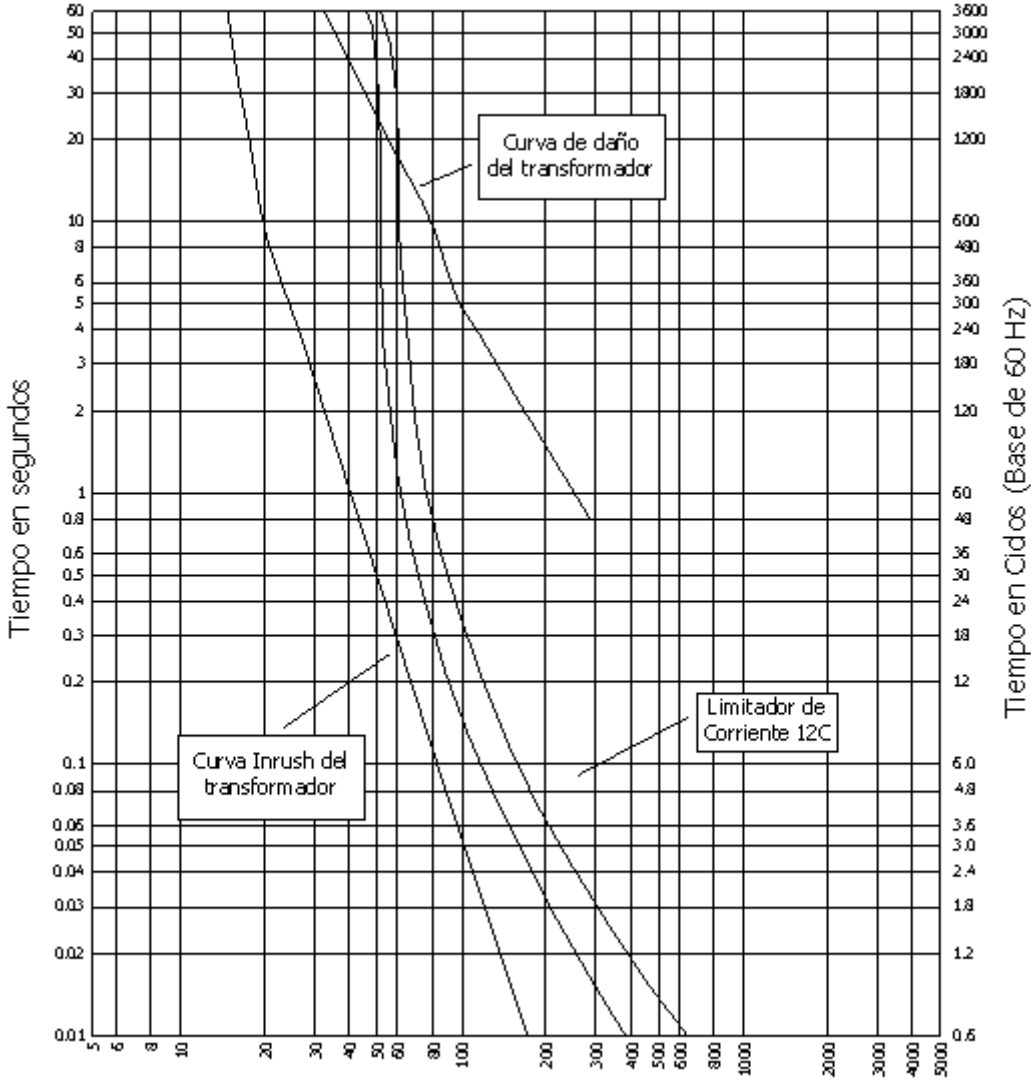


FIGURA 10.43 **Protección del transformador de 50 kVA 1ϕ con fusible limitador de corriente de 12 A.**

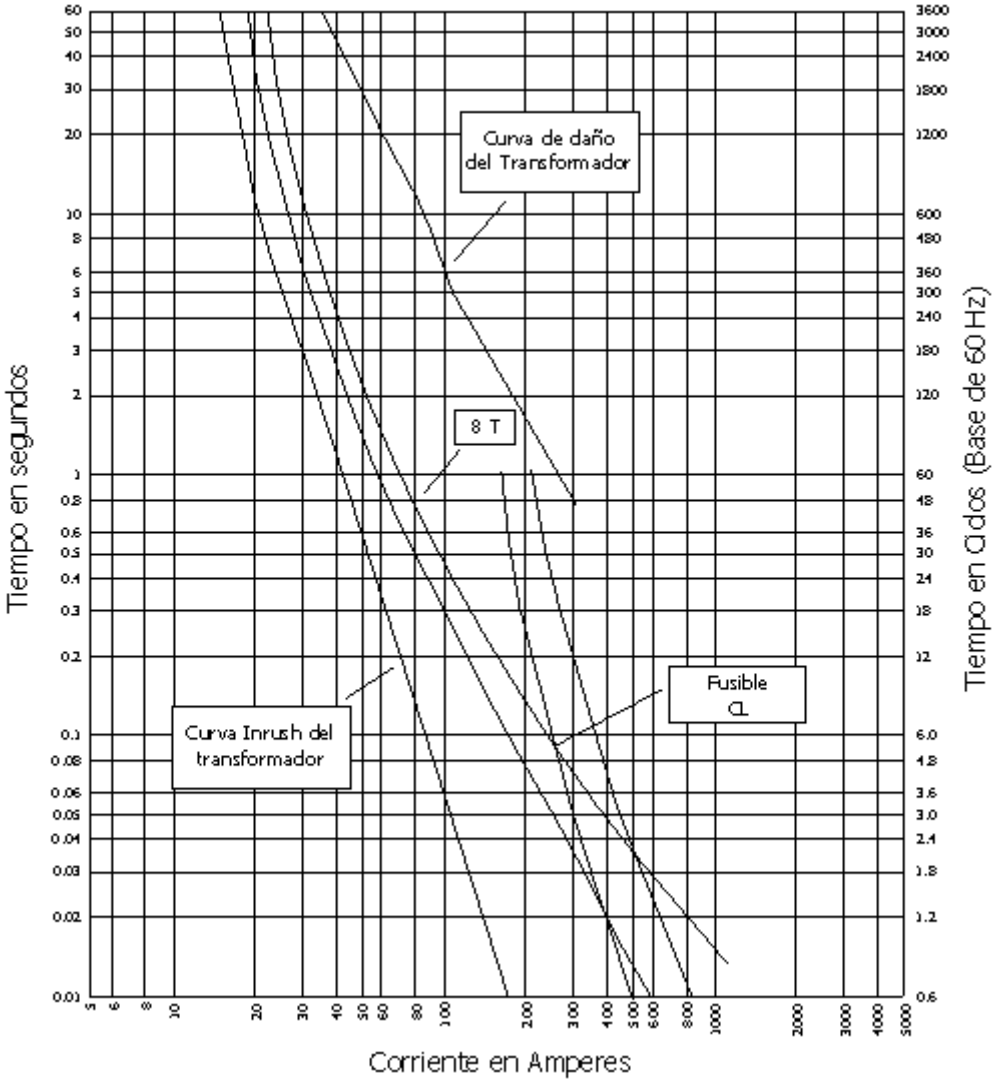


FIGURA 10.44 **Protección del transformador de 50 kVA 1ϕ con un fusible 8T en serie con un limitador de corriente.**

10.9.7 *Fusibles primarios de transformadores*.

Existen dos tipos diferentes de protección para transformadores con fusibles primarios:

1. El sistema es protegido removiendo aquellos transformadores que fallan o tienen bajas impedancias a cortocircuitos en el lado secundario.
2. El transformador es protegido contra sobrecargas y fallas de alta impedancia en el secundario, también como fallas internas. La selección del fusible depende del grado de protección de sobrecarga deseado y las prácticas varían ampliamente entre compañías electrificadoras.

Los transformadores auto protegidos tienen este tipo protección usando un interruptor automático secundario para proveer protección de sobrecarga y de falla secundaria mientras un fusible interno en el primario remueve el transformador de la línea en caso de falla. El fusible interno es dimensionado para que se queme sólo cuando se dañe el transformador.

La protección de sobrecarga puede terminarse de la curva de la figura 10.31 donde:

A 300s la sobrecarga permitida es tres veces los kVA nominales.
A 10s la sobrecarga permitida es 13.7 veces los kVA nominales.
A 4s la sobrecarga permitida es 25 veces los kVA nominales.

Las relaciones de fusión del transformador guían la selección del tamaño de los fusibles primarios. A causa de que los fusibles primarios no pueden distinguir entre sobrecargas de corto tiempo, fallas secundarias de alta impedancia y condiciones de sobrecarga de larga duración, la selección del fusible debe ser un compromiso. Los fusibles externos son seleccionados para proveer protección de sobrecarga cuando la corriente de carga excede un predeterminado múltiplo de la corriente a plena carga para 300s. Este múltiplo (la relación de fusión) conforme con la política de operación de la compañía puede variar de 1 a 15.

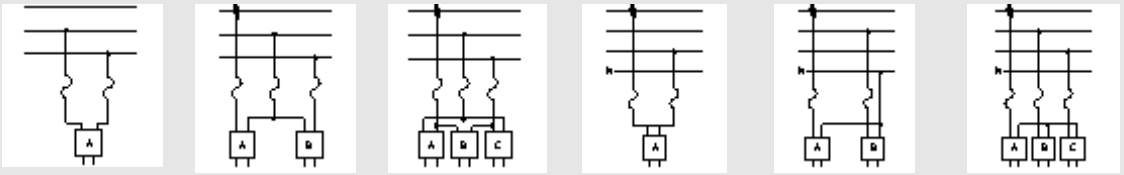
La mayoría de las empresas de energía han establecido un programa de fusibles usando relaciones que reflejan sus prácticas y su filosofía de protección. Un programa típico basado en relaciones de fusión de 2 a 3 se muestran en las tablas 10.11 y 10.12 para fusibles N, T, K y que incluye algunos fusibles H de alta descarga para protección de pequeños transformadores.

Los mismos principios generales son aplicados a FLC para protección de transformadores, pero consideraciones adicionales deben ser dadas a la corriente inrush. Esto pone un límite a las relaciones de fusión más pequeñas alcanzables con este tipo de fusible. Las tablas 10.13 y 10.14 dan el programa de protección recomendado en base a FLC para transformadores monofásicos y para transformadores trifásicos tipo seco y oisc.

Las tablas 10.15, 10.16 y 10.17 dan la aplicación de FLC de la CHANCE.

TABLA 10.11. Programa para protección de transformadores de distribución con fusibles tipo N y H. (Protección entre 200% y 300% de la carga nominal)

Sistema Primario Conectado en Delta | **Sistema Primario Conectado en Y**



A B C D E F

Transformadores (kVA)	2400 Δ				2400/4160 Y		4800 Δ				4800/8320 Y	
	Figuras A y B		Figura C		Figuras D, E y F		Figuras A y B		Figura C		Figuras D, E y F	
	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible
3	1.25	2H	2.16	3H	1.25	2H	0.625	1H*	1.08	1H	0.625	1H*
5	2.08	3H	3.61	5H	2.08	3H	1.042	1H	1.805	3H	1.042	1H
10	4.17	8	7.22	15	4.17	8	2.083	3H	3.61	5H	2.083	3H
15	6.25	10	10.8	20	6.25	10	3.125	5H	5.42	8	3.125	5H
25	10.42	20	18.05	30	10.42	20	5.21	8	9.01	20	5.21	8
37.5	15.63	25	27.05	40	15.63	25	7.81	15	13.5	20	7.81	15
50	20.8	30	36.1	60	20.8	30	10.42	20	18.05	30	10.42	20
75	31.25	50	54.2	85	31.25	50	15.63	25	27.05	40	15.63	25
100	41.67	60	72.2	100	41.67	60	20.83	30	36.1	60	20.83	30
167	69.4	100	119.0	150	69.4	100	34.7	50	60.1	100	34.7	50
250	104.2	150	180.5	200	104.2	150	52.1	85	90.1	150	52.1	85
333	138.8	200	238.0		138.8	200	69.4	100	120.1	150	69.4	100
500	208.3		361.0		208.3		104.2	150	180.5	200	104.2	150

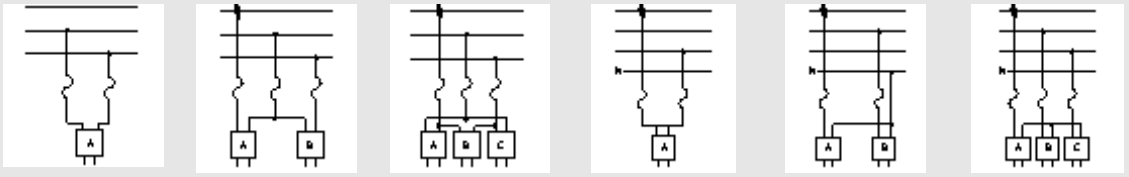
Transformadores (kVA)	7200 Δ				7200/12470 Y		7620/13200 Y		12000 Δ			
	Figuras A y B		Figura C		Figuras D, E y F		Figuras D, E y F		Figuras A y B		Figuras C	
	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible
3	0.416	1H*	0.722	1H*	0.416	1H*	0.394	1H*	0.280	1H*	0.432	1H*
5	0.694	1H*	1.201	1H*	0.694	1H*	0.656	1H*	0.417	1H*	0.722	1H*
10	1.389	2H	2.4	5H	1.389	2H	1.312	2H	0.833	1H*	1.44	2H
15	2.083	3H	3.61	5H	2.083	3H	1.97	3H	1.25	1H	2.16	3H
25	3.47	5H	5.94	10	3.47	5H	3.28	5H	2.083	3H	3.61	5H
37.5	5.21	8	9.01	20	5.21	8	4.92	8	3.125	5H	5.42	8
50	6.94	10	12.01	20	6.94	10	6.56	10	4.17	8	7.22	15
75	10.42	20	18.05	30	10.42	20	9.84	20	6.25	10	10.8	20
100	13.89	20	24.0	40	13.89	20	13.12	20	8.33	15	14.44	20
167	23.2	40	40.1	60	23.2	40	21.8	40	13.87	20	23.8	40
250	34.73	50	59.4	100	34.73	50	32.8	50	20.83	30	36.1	60
333	46.3	60	80.2	150	46.3	60	43.7	60	27.75	40	47.5	85
500	69.4	100	120.1	150	69.4	100	65.6	100	41.67	60	72.2	100

Transformadores (kVA)	13200 Δ				14400 Δ				14400/24900 Y	
	Figuras A y B		Figura C		Figuras A y B		Figura C		Figuras D, E y F	
	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible
3	0.227	1H*	0.394	1H*	0.208	1H*	0.361	1H*	0.208	1H*
5	0.379	1H*	0.656	1H*	0.347	1H*	0.594	1H*	0.347	1H*
10	0.757	1H*	1.312	2H	0.694	1H*	1.20	2H	0.694	1H*
15	1.14	1H	1.97	3H	1.04	1H	1.80	3H	1.04	1H
25	1.89	3H	3.28	5H	1.74	2H	3.01	5H	1.74	2H
37.5	2.84	5H	4.92	8	2.61	3H	4.52	8	2.61	3H
50	3.79	8	6.56	10	3.47	5H	5.94	10	3.47	5H
75	5.68	8	9.84	20	5.21	8	9.01	20	5.21	8
100	7.57	15	13.12	20	6.94	10	12.01	20	6.94	10
167	12.62	20	21.8	30	11.6	20	20.1	30	11.6	20
250	18.94	30	32.8	50	17.4	30	30.1	50	17.4	30
333	25.23	40	43.7	60	23.1	40	40.0	60	23.1	40
500	37.88	60	65.6	100	34.7	50	60.0	100	34.7	50

* Puesto que estos son los eslabones fusible más pequeños disponibles y no protegen para el 300% de la carga, es deseable protección secundaria.

TABLA 10.12. Programa de protección de transformadores de distribución con fusibles tipo K, T y H según EEI-NEMA. (Protección entre el 200% y el 300% de la carga nominal).

Sistema Primario Conectado en Delta **Sistema Primario Conectado en Y**



A B C D E F

Transformadores (kVA)	2400 Δ				2400/4180 Y		4800 Δ				4800/8320 Y	
	Figuras A y B		Figura C		Figuras D, E y F		Figuras A y B		Figura C		Figuras D, E y F	
	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible
3	1.25	2H	2.16	3H	1.25	2H	0.625	1H*	1.08	1H	0.625	1H*
5	2.08	3H	3.61	5H	2.08	3H	1.042	1H	1.805	3H	1.042	1H
10	4.17	6	7.22	10	4.17	6	2.083	3H	3.61	5H	2.083	3H
15	6.25	8	10.8	12	6.25	8	3.125	5H	5.42	6	3.125	5H
25	10.42	12	18.05	25	10.42	12	5.21	6	9.01	12	5.21	6
37.5	15.63	20	27.05	30	15.63	20	7.81	10	13.5	15	7.81	10
50	20.8	25	36.1	50	20.8	25	10.42	12	18.05	25	10.42	12
75	31.25	40	54.2	65	31.25	40	15.63	20	27.05	30	15.63	20
100	41.67	50	72.2	80	41.67	50	20.83	25	36.1	50	20.83	25
167	69.4	80	119.0	140	69.4	80	34.7	40	60.1	80	34.7	40
250	104.2	140	180.5	200	104.2	140	52.1	65	90.1	100	52.1	65
333	138.8	140	238.0		138.8	140	69.4	80	120.1	140	69.4	80
500	208.3	200	361.0		208.3	200	104.2	140	180.5	200	104.2	140

Transformadores (kVA)	7200 Δ				7200/12470 Y		7620/13200 Y		12000 Δ			
	Figuras A y B		Figura C		Figuras D, E y F		Figuras D, E y F		Figuras A y B		Figuras C	
	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible
3	0.416	1H*	0.722	1H*	0.416	1H*	0.394	1H*	0.280	1H*	0.432	1H*
5	0.694	1H*	1.201	1H	0.694	1H*	0.656	1H*	0.417	1H*	0.722	1H*
10	1.389	2H	2.4	5H	1.389	2H	1.312	2H	0.833	1H*	1.44	2H
15	2.083	3H	3.61	5H	2.083	3H	1.97	3H	1.25	1H	2.16	3H
25	3.47	5H	5.94	8	3.47	5H	3.28	5H	2.083	3H	3.61	5H
37.5	5.21	6	9.01	12	5.21	6	4.92	6	3.125	5H	5.42	6
50	6.94	8	12.01	15	6.94	8	6.56	8	4.17	6	7.22	10
75	10.42	12	18.05	25	10.42	12	9.84	12	6.25	8	10.8	12
100	13.89	15	24.0	30	13.89	15	13.12	15	8.33	10	14.44	15
167	23.2	30	40.1	50	23.2	30	21.8	25	13.87	15	23.8	30
250	34.73	40	59.4	80	34.73	40	32.8	40	20.83	25	36.1	50
333	46.3	50	80.2	100	46.3	50	43.7	50	27.75	30	47.5	65
500	69.4	80	120.1	140	69.4	80	65.6	80	41.67	50	72.2	80

Transformadores (kVA)	13200 Δ				14400 Δ				14400/24900 Y		20000/34000 Y	
	Figuras A y B		Figura C		Figuras A y B		Figura C		Figuras D, E y F		Figuras D, E y F	
	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible	Amp	Fusible
3	0.227	1H*	0.394	1H*	0.208	1H*	0.361	1H*	0.208	1H*		
5	0.379	1H*	0.656	1H*	0.347	1H*	0.594	1H*	0.347	1H*		
10	0.757	1H*	1.312	2H	0.694	1H*	1.20	2H	0.694	1H*	0.50	1H*
15	1.14	1H	1.97	3H	1.04	1H	1.80	3H	1.04	1H	0.75	1H*
25	1.89	3H	3.28	5H	1.74	2H	3.01	5H	1.74	2H	1.25	2H
37.5	2.84	5H	4.92	6	2.61	3H	4.52	6	2.61	3H	1.875	2H
50	3.79	6	6.56	8	3.47	5H	5.94	8	3.47	5	2.50	3H
75	5.68	6	9.84	12	5.21	6	9.01	12	5.21	6	3.75	5H
100	7.57	8	13.12	15	6.94	8	12.01	15	6.94	8	5.00	6
167	12.62	15	21.8	25	11.6	12	20.1	25	11.6	12	8.35	10
250	18.94	25	32.8	40	17.4	20	30.1	40	17.4	20	12.5	15
333	25.23	30	43.7	50	23.1	30	40.0	50	23.1	30	16.65	20
500	37.88	50	65.6	80	34.7	40	60.0	80	34.7	40	75.00	30

*Puesto que estos son los eslabones fusible más pequeños disponibles y no protegen para el 300% de la carga, es deseable protección secundaria.

TABLA 10.13. Protecciòn de sobrecarga de transformador tipo seco y OISC (1) (aplicación monofásica).

Voltaje nominal monofásico en los terminales del transformador (kV)																				
Transformador (kVA)	2.4		4.16				4.8		7.2 - 7.96		12 -12.47		13.2 - 14.4		19.9		24.9		34.5	
	Voltaje recomendado del fusible (kV)																			
	4.3		4.3		5.5		5.5		8.3		15.5		15.5		23		27		38	
	Corrientes nominales de fusibles normalizados (2). Columna A: 140 - 200% Clasificación del transformador Columna B: 200 - 300% Clasificación del transformador																			
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
1.5		(3) 18		(3) 18		(3) 6		(3) 6		(3) 1.5		(3) 1.5		(3) 1.5		(3) 6		(3) 6		(3) 6
3		(3) 18		(3) 18		(3) 6		(3) 6		(3) 1.5		(3) 1.5		(3) 1.5		(3) 6		(3) 6		(3) 6
5		(3) 18		(3) 18		(3) 6		(3) 6		(3) 1.5		(3) 1.5		(3) 1.5		(3) 6		(3) 6		(3) 6
7.5		(3) 18		(3) 18		(3) 6		(3) 6		(3) 1.5		(3) 1.5		(3) 1.5		(3) 6		(3) 6		(3) 6
10		(3) 18		(3) 18		(3) 6		(3) 6		(3) 3		(3) 1.5		(3) 1.5		(3) 6		(3) 6		(3) 6
15		(3) 18		(3) 18		6		6		3		(3) 3		1.5		(3) 6		(3) 6		(3) 6
25		18		18		10		8		6		3		3		(3) 6		(3) 6		(3) 6
37.5		25		18		18		12		10		6		6		(3) 6		(3) 6		(3) 6
50	25	45	18	25		20		18		12		8		6		(3) 6		(3) 6		(3) 6
75	45	75	25	35	25	30		25		18		10		10		8		6		(3) 6
100	50	100	35	50	30	50	25	40		25		12		12		10		8		6
150	100	150	45	100	50	75	40	65	25	40	18	25	18	20		12		10		8
167	100	150	50	100	50	75	50	75	30	50	20	30	18	25	12	18		12		10
200	130	200	65	130	75	100	50	75	40	65	25	40	20	30	12	20	12	15		12
250	150	200	75	150	75	130	65	100	40	80	30	50	25	40	18	25	15	20		12
333	200(4)		130	200	100	150	100	150	65	100	30	65	30	50	25	40	20	30		15
500			150		150		130		100	160	50	100	50	80	30		30	50	20	30
750			200						130	200	80	130	80	130	40		40	60	30	50
1000									200		100	200	100	160			60	100	40	60
1250									200(4)		130	200	130	160			80	100	50	80
1500											200		160				80		60	100
1667											200		160				100		60	100
2000											200		160(4)				100		80	100
2500																			100	
3000																			100(4)	

TABLA 10.14. Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco OISC (aplicación trifásica).

Transformador (kVA)	Voltaje nominal monofásico en los terminales del transformador (kV)																					
	2.4		4.16		4.8		7.2 - 7.96		8.32		12.47		13.2 -14.4		20.8		22.9 - 24.9		34.5	
	Voltaje recomendado del fusible (kV)																			
	4.3		4.3		5.5		5.5		8.3		8.32		12.47		15.5		23		27		38	
	Corrientes nominales de fusibles normalizados. Columna A: 140 - 200% Clasificación del transformador Columna B: 200 - 300% Clasificación del transformador																					
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
15		(3) 18		(3) 18		(3) 6		(3) 6		1.5		1.5		1.5		(3)1.5		(3) 6		(3) 6		(3) 6
22.5		(3) 18		(3) 18		(3) 6		(3) 6		3		3		1.5		1.5		(3) 6		(3) 6		(3) 6
30		(3) 18		(3) 18		8		6		4.5		4.5		3		(3) 3		(3) 6		(3) 6		(3) 6
45		18		(3) 18		10		10		6		6		3		3		(3) 6		(3) 6		(3) 6
75	25	35		18	12	20	12	18		10		10		6		6		(3) 6		(3) 6		(3) 6
100	35	50		25	20	25	18	25	12	18		12		10		8		6		(3) 6		(3) 6
112.5	45	65		25	25	30	18	30	12	18		12		10		10		6		6		(3) 6
150	50	100	25	45	25	40	25	40	18	25		18		12		12		8		8		(3) 6
200	65	100	45	65	40	65	30	50	20	30	18	25		18	12	18		10		10		(3) 8
225	75	130	45	75	40	75	40	65	25	40	20	30		18	12	20		10		10		8
300	100	200	50	100	50	75	50	75	30	50	25	50	20	25	18	25		12		12		10
500	200		100	150	100	150	75	130	50	100	50	80	30	50	30	50	20	25	18	25		15
750	200(4)		130	200	130		130		80	130	65	130	40	80	40	80	25	40	25	40	18	25
1000			200		150(4)		150		100	160	100	160	65	100	65	100	30		30	50	25	30
1500									160	200	130	200	100	160	80	160	40		50	80	30	50
2000									200		200		130	200	130	160			60	100	40	60
2500											200(4)		160	200	160				80		50	100
3000													200		160				100		60	100
3500													200		160(4)				100(4)		80	100
3750													200						100(4)		80	100
4000													200									
5000																					100	

Notas relativas ala Tablas 10.13 y 10.14.

(1) Temperatura ambiente 40°C.

(2) No usar fusible menor que el recomendado para prevenir quema de fusibles o inrush de transformadores.
(3) Los fusibles permiten un 300% de carga de exceso.
(4) Los fusibles permiten menos del 140% de carga.

TABLA 10.15. Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate para transformadores trifásicos

Transformadores kVA		Diseño máximo para 8.3 kV - Combinación de fusible SL				
		V f-t/V f-f nominal del sistema.				
1ϕ	3ϕ	6.93 kV/12.0 kV	7.2 kV/12.47 kV	7.62 kV/13.2 kV	7.97 kV/13.8 kV	8.32 kV/14.4 kV
5	15	18	18	18	18	18
10	30	18	18	18	18	18
15	45	18	18	18	18	18
25	75	18	18	18	18	18
37.5	112.5	36	36	36	36	36
50	150	36	36	36	36	36
75	225	36	36	36	36	36
100	300	54	54	54	54	54
167	500	54	54	54	54	54
250	750	90	90	90	90	90
333	1000	90	90	90	90	90
500	1500	118	18	118	118	118
667	2000	175	175	175	175	175
833	2500	175	175	175	175	175
1000	3000	230	230	230	230	230
1250	3750				230	230

TABLA 10.16. Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.

Conectados a transformadores 1ϕ kVA	Diseño máximo para 22 kV - Combinación de fusible SL				
	V f-t nominal del sistema				
	16.6 kV	17.1 kV	19.9 kV	20.9 kV	22 kV
25	18	18	18	18	18
37.5	18	18	18	18	18
50	18	18	18	18	18
75	18	18	18	18	18
100	18	18	18	18	18
167	18	18	18	18	18
250	36	36	36	36	36
333	36	36	36	36	36
500	54	54	54	54	54
667	90	90	90	90	90
833	90	90	90	90	90

TABLA 10.17. Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.

Conectados a Transformadores - 1ϕ kVA	Máximo diseño 15.5 kV - Combinaciones fusible SL				
	Clasificación de voltaje sistema a tierra				
	9.58 kV	12.0 kV	13.2 kV	13.8 kV	14.4 kV
25	18	18	18	18	18
37.5	18	18	18	18	18
50	18	18	18	18	18
75	18	18	18	18	18
100	18	18	18	18	18
167	18	18	18	18	18
250	36	36	36	36	36
333	36	36	36	36	36
500	54	54	54	54	54
667	90	90	90	90	90
833	90	90	90	90	90

10.9.8 *Protección con fusibles del secundario de transformadores pequeños.*

Los transformadores convencionales pequeños (pequeña potencia) y alta relación de transformación tienen valores muy bajos de corriente a plena carga. Un transformador de 3 kVA-7200 V sólo tiene 0.42 A sobre el lado primario. Los fusibles primarios pueden no proteger tales transformadores contra sobrecargas y fallas. Será necesario mejorar la protección con ayuda de fusibles secundarios. Los fusibles primarios de alta descarga de un pequeño transformador no siempre protegen cargas del 300% como lo indican las tablas 10.11 y 10.12. La figura 10.45 ilustra el uso de fusibles secundarios para proteger transformadores de distribución pequeños.

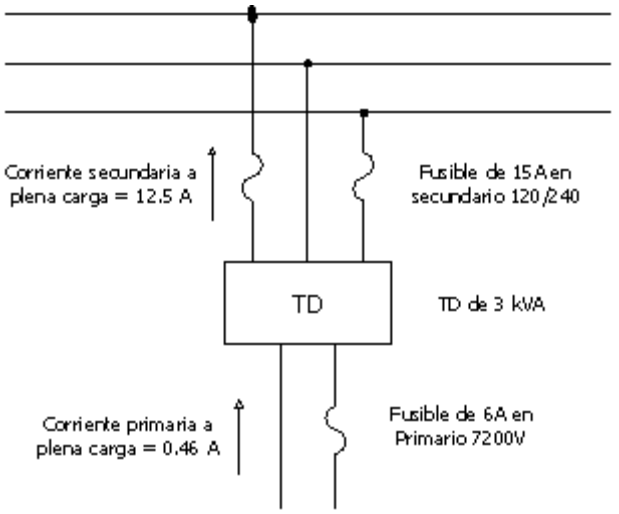


FIGURA 10.45 Protección de transformadores de pequeña capacidad.

Con frecuencia en el secundario van interruptores termomagnéticos en lugar de fusibles, el interruptor termomagnético debe seleccionarse de acuerdo con la capacidad corriente en el lado secundario y criterio de sobrecarga establecido, de tal forma que para lograr la coordinación deben referirse todos valores de corriente al lado primario, vigilando que sean cubiertos todos los puntos de la curva de daño del transformador. (Ver figura 10.46).

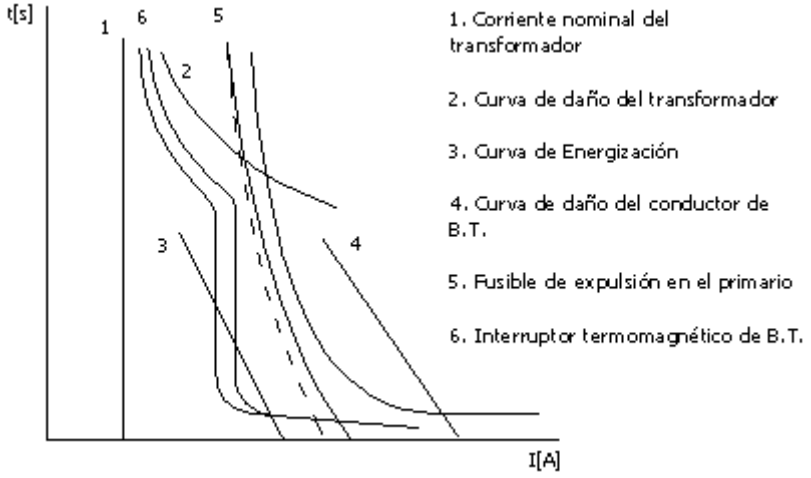


FIGURA 10.46 Coordinación de protección del transformador de distribución

10.10 *PROTECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES CON FUSIBLES.*

Así como en los transformadores, la función principal de los fusibles del capacitor es proteger al sistema de distribución de los capacitores fallados y de las fallas que ocurren dentro del banco de capacitores. A diferencia de los transformadores, el fusible del capacitor no puede prevenir la falla. Cuando un capacitor falla, el fusible debe removerlo del sistema antes de que ocurra rotura del tanque. El fusible debe también operar antes de que lo hagan los dispositivos de protección aguas arriba.

10.10.1 *Características de los capacitores.*

Como los capacitores son considerados dispositivos de corriente constante, ellos están sujetos a sobrecorriente en la operación real de un sistema. Dichas sobrecorrientes son causadas por la sobrecapacitancia, operación a un voltaje más alto que el nominal, y por las corrientes armónicas del sistema.

Las normas permiten operación con un 10% de sobrevoltaje a un 15% de sobrecapacitancia. Estos dos factores incrementan la corriente nominal en un 25%. Las corrientes armónicas dependen de las condiciones del sistema y son difíciles de predecir. Generalmente, se permite de un 5% a un 15% sobre la corriente nominal.

Cuando un capacitor es energizado, existe una corriente inrush inicial de corta duración, una corriente senoidal de alta frecuencia amortiguada cuyas características dependen del tamaño del capacitor y de la impedancia de la fuente de suministro. El I^2t del fusible de ser más grande que el de la corriente inrush. El I^2t de la corriente inrush puede ser calculado con buena exactitud usando la siguiente relación:

$$I^2t = 2.65\ I\ \ I_{sc}\sqrt{1+K^2} \qquad [\text{A}^2\text{- s}] \tag{10.15}$$

Donde:

I_{sc} : Corriente de falla trifásica en el punto de ubicación del banco de capacitores [kA].
I: Corriente de línea del banco de capacitores [A].
K: Relación X/R de la corriente de falla.

Una unidad de capacitores consiste de un número de grupos serie de paquetes conectados en paralelo. Una falla en el capacitor usualmente comienza con la rotura de un paquete que luego cortocircuita este grupo. La corriente del capacitor aumenta a medida que el voltaje de los grupos serie permanece. Este voltaje aumentado eventualmente conducirá a una falla del dieléctrico de otro paquete causando otro incremento de corriente y de voltaje a través de los grupos que permanecen buenos. Este proceso continuará hasta que todos los grupos hayan fallado y el capacitor quede totalmente inutilizado.

El proceso puede tomar horas o tiempos más largos durante el cual la corriente escala en pasos discretos. Es deseable que el fusible del capacitor opere antes de que todos los grupos serie hayan fallado, puesto que los grupos que permanecen buenos limitarán la corriente de falla y la posibilidad de rotura del tanque será minimizada. Cuando esto no es posible, el efecto de una corriente de falla alta que fluye a través de un capacitor fallado debe ser considerado.

Se han establecido curvas de rotura del tanque por parte fabricantes de capacitores como la que se muestra en la figura 10.47.

Obviamente, la curva del fusible se ubicaría hacia la izquierda de la curva de rotura. Para aplicaciones donde la falla excede los 5000 A, los fusibles de expulsión en muchos casos son inapropiados y son requeridos los fusibles limitadores de corriente.

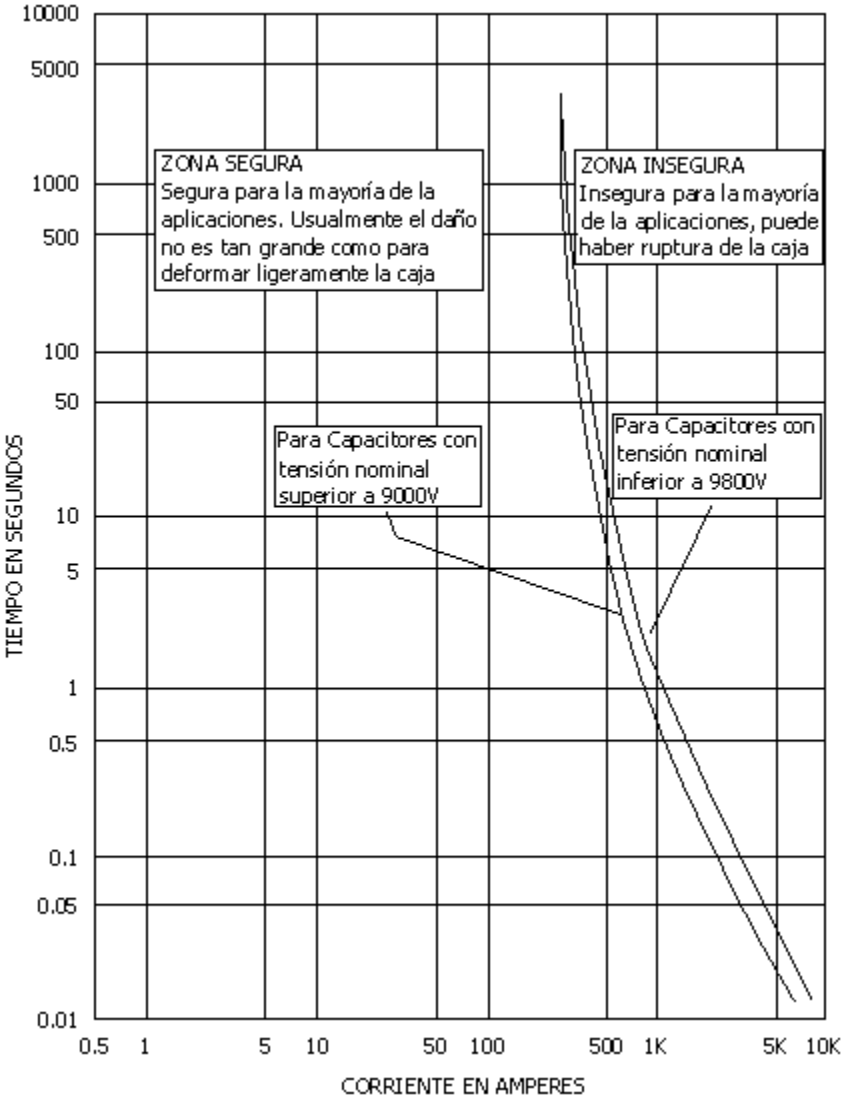


FIGURA 10.47 **Característica de rotura de capacitores tipo cinta.**

10.10.2 *Reglas fundamentales de protección con fusibles.*

Los factores discutidos anteriormente, permiten establecer las siguientes reglas para la protección de capacitores con fusibles.

1. El fusible debe llevar continuamente del 120% al 165% de la corriente nominal del capacitor, pero el 135% en el más comúnmente usado.
2. El fusible debe interrumpir las corrientes de falla de 60 Hz que se presentan, inductivas y capacitivas.
3. El fusible debe resistir las corrientes transitorias inrush sin daño.
4. El fusible debe operar antes de que la rotura del tanque ocurra.

10.10.3 *Tipos de protección con fusibles.*

Se emplean dos métodos: protección individual y protección por grupos. Con protección individual cada capacitor tiene su propio fusible, mientras que con la protección por grupo un número capacitores en paralelo son protegidos por un fusible. La protección individual es usada en bancos de capacitores grandes instalados en subestaciones.

Fusibles especiales de expulsión y limitadores de corriente, diseñados para facilitar su montaje en el banco son utilizados. La protección por grupos es empleada en bancos de capacitores más pequeños instalados en postes (muy usados en sistemas de distribución). Los fusibles estándar montados sobre el rack de capacitores es normalmente usado.

La efectividad de la protección proporcionada por el fusible del grupo disminuye a medida que número de capacitores por fase aumenta, puesto que el fusible más grande requerido no operará hasta que todos grupos serie en el capacitor fallado hayan fallado y la corriente de falla total del sistema fluya a través del capacitor fallado.

Los fusibles del grupo seleccionados para transportar el 135% de la corriente nominal del banco de capacitores generalmente resistirán las corrientes inrush. La excepción se hace cuando otro banco es ubicado dentro de una longitud de 100 pies. Luego, cuando un banco es suicheado o cuando el banco adyacente es energizado, la corriente inrush del banco adyacente incrementará bastante la corriente inrush total.

Los bancos de capacitores están conectados al sistema de distribución en delta o en estrella. Con la configuración estrella el neutro puede estar aterrizado o flotante. Cuando está aterrizado, la corriente de falla a través del capacitor fallado es la corriente de falla línea-tierra del sistema. Para la conexión delta, la corriente de falla línea-línea del sistema fluirá a través del capacitor fallado. En sitios de alta corriente de falla, los fusibles limitadores de corriente pueden ser requeridos para prevenir daño del tanque.

Si el neutro de un banco conectado en Y no es aterrizado, la corriente de falla es limitada a tres veces la corriente normal de línea y la exigencia sobre el capacitor fallado y los fusibles del grupo es reducido. El fusible debe ser lo suficientemente pequeño para detectar esta corriente de falla. Mientras que los capacitores fallados estén en el circuito, el desplazamiento del neutro causa un voltaje alrededor de los capacitores en las fases no falladas para incrementar el voltaje a 1.73 veces su voltaje nominal. La operación bajo estas condiciones resultará en una falla del capacitor en corto tiempo. La regla general para seleccionar los fusibles es exigir que el fusible opere dentro de cinco minutos siguientes al 95% de la corriente de falla.

10.11 *PROTECCIÓN DE DERIVACIONES.*

10.11.1 *Protección de derivaciones laterales con fusibles.*

Los fusibles usados en derivaciones laterales sirven para dos propósitos: Proteger los conductores de daño térmico en la zona comprendida desde el fusible hasta el próximo dispositivo de protección aguas abajo (sí es usado) o al del final de la línea. Ellos también proporcionan seccionalización que en la mayoría de las aplicaciones indica la selección del fusible. Los factores que determinan la corriente nominal del fusible y las características t-I son:

a) Parámetros del circuito: corriente máxima de carga, voltaje del circuito, corriente de falla disponible, tamaño y tipo del conductor de línea.
b) Características t-I de daño térmico del conductor.
c) Dispositivo de protección aguas abajo y aguas arriba.

Si el objetivo es la protección del conductor, sus características t-I de daño deben ser consideradas. Esta información debe ser suministrada por los fabricantes de conductores y por el IPCEA (The Insulated Power Cable Engineers Association). Las curvas dan los tiempos requeridos para que las corrientes de falla calienten los conductores a una temperatura de riesgo. Las curvas de los fusibles deben ser más rápidas que las curvas de daño de los conductores para corrientes de falla superiores a la máxima disponible.

El fusible de la derivación lateral, ya sea que se seleccionen para protección del conductor o para seccionalización se deben coordinar con los dispositivos de protección aguas abajo y aguas arriba.

10.11.2 *Protección de transiciones (derivación subterránea a partir de una red aérea).*

Los fusibles que se instalan para proteger las acometidas subterráneas que arrancan de una red aérea se deben seleccionar con base en las corrientes de puesta en servicio del circuito. Esta corriente está formada por dos componentes: una es la suma de todas las corrientes de magnetización (inrush currents) y la otra es la corriente de carga fría (Cold load pickup). La corriente de magnetización puede ser muy alta para un solo transformador, pero cuando se tienen varios en un circuito se presenta una reducción.

Si la corriente de magnetización tiende a un valor muy grande, la consiguiente caída de tensión en el sistema reduce la corriente de magnetización. Por ejemplo, si se energizan simultáneamente 10 transformadores de 50 kVA, conectados en un circuito subterráneo que se alimenta de un circuito aéreo, se tiene una capacidad instalada de 500 kVA, que representan una carga de 10000 kVA (20 veces el valor nominal) en el momento en que se energiza. En esta situación el circuito de distribución encuentra una apreciable caída de tensión durante este período y reduce significativamente la corriente de magnetización.

Otro factor aún más importante que la corriente magnetización que interviene en la selección del fusible para proteger acometidas aéreo-subterráneas es el efecto de la corriente de carga fría. Está se presenta al reenergizar un circuito, después de una interrupción, con cargas conectadas al circuito, listas para volver a funcionar. Algunas de estas cargas, como motores, pueden tener corrientes de magnetización de 5 a 15 veces su valor nominal durante varios segundos. El fusible de la acometida debe ser capaz de soportar seis veces la corriente normal del circuito durante 1 segundo y tres veces la corriente normal durante 10 segundos.

Para proteger transformadores de distribución en acometidas con fusibles limitadores de corriente se puede aplicar dos técnicas diferentes:

- Un fusible limitador de rango completo por fase.
- Un fusible limitador de rango parcial en serie con uno de expulsión por fase.

Con el arreglo de un fusible limitador de rango completo por fase se puede interrumpir bajas y altas corrientes de cortocircuito. Esta opción presenta la desventaja de que por lo general el fusible de rango completo es más caro que la combinación de un rango parcial y uno de expulsión. Como la mayoría de los casos el fusible de expulsión es el que opera, puede resultar antieconómico disponer de un fusible de rango completó que opere ante todas las corrientes de cortocircuito. Con la segunda opción se tiene la desventaja de que al operar el de expulsión es fácil que el personal de campo no lo cambie por el fusible correcto y se pierda entonces la coordinación adecuada del arreglo.

10.12 *INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS (CON RECIERRE).*

10.12.1 *Definición.*

Dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente operación normal como las altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema. Pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relevadores. Deben tener alta capacidad interrupción de corriente y soportar altas corrientes en forma continua. Su operación automática se hace por medio de relevadores que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir. Las señales de mando del relevador hacia el interruptor pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática.

10.12.2 *Apagado del arco.*

Se lleva a cabo por medio de: aceite, vacío, SF6, soplo de aire, soplo de aire-magnético.

10.12.3 *Mecanismos de almacenamiento de energía.*

Le permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida totalmente. Este mecanismo puede ser de los siguientes tipos:

- Neumático (aire comprimido).
- Hidráulico (nitrógeno comprimido).
- Neumático-hidráulico (combinación).
- Mecanismo de resorte.

10.12.4 *Valores nominales para interruptores de alimentadores de distribución.*

TABLA 10.18. Valores nominales de interruptores.

Tensión nominal del sistema kV rms	Tensión nominal máxima kV rms	Corriente nominal a 60 Hz A rms	Corriente de SC a tensión nominal kA rms	Tiempo nominal de interrupción Ciclos	Capacidad de interrupción máxima simétrica kA rms	Capacidad de recierre 1.6 * Isc kA rms
7.2	8.25	800	20	5	20	32
14.4	15.5	800	12.5	5	12.5	20
14.4	15.5	1200	20	5	20	32
14.4	15.5	1200	20	5	20	32
14.4	15.5	1200	25	5	25	40
14.4	15.5	1200	25	5	25	40
14.4	15.5	1200	40	5	40	67
14.4	15.5	3000	63	8	63	101
34.5	38	1200	31.5	5	20	32
34.5	38	1200	31.5	5	31.5	50
34.5	38	2000	31.5	5	31.5	50
34.5	38	1200	40	5	40	64
34.5	38	2000	40	5	40	64

En la tabla 10.18 se resumen los valores nominales de interruptores empleados en sistemas de distribución. Para interruptores de 1200 A y menores al ciclo de operación establecido CO-15-CO significa por ejemplo que el interruptor puede cerrar con una falla simétrica de 20 kA, abrir, permanecerá abierto durante 15s, cerrar nuevamente y volver a abrir sin daño.

Si se hace necesario que el interruptor recierre más veces o que los intervalos sean más cortos, será necesario consultar el catálogo del fabricante o bien, emplear la norma ANSI 37.07 que muestra tablas y ecuaciones que permiten calcular la reducción en capacidad para los intervalos nuevos establecidos así:

$$D = d_1(n-2) + d_1\left(\frac{15-t_1}{15}\right) + d_1\left(\frac{15-t_2}{15}\right) + \ldots \quad \textbf{(10.16)}$$

$$R = 100 - D \quad \textbf{(10.17)}$$

Donde:
D: Factor de reducción en %.
d_1 : Factor de cálculo:

3 Para kA de 0 a 18

$\frac{1}{6}(kA)$ para kA de 18 a 75

n: Número de operaciones
t_n : Tiempo para el intervalo n-ésimo.
R: Capacidad de recierre en %.

Por ejemplo: Para un interruptor de 15 kV y 20 kA con el siguiente ciclo de recierres: $0 + 0s + CO + 5s + CO$, su capacidad deberá ser reducida en el siguiente %.

$d_1 = \frac{20}{6} = 3.3$, n = 3, $t_1 = 0$, $t_2 = 5$.

entonces:

$$D = 3.3(3-2) + 3.3\left(\frac{15-0}{15}\right) + 3.3\left(\frac{15-5}{5}\right) = 8.8\%$$

$$R = 100 - 8.8 = 91.2\%$$

Por lo tanto, la capacidad interruptor será: $20 \cdot 0.912 = 18.24$ kA . Que será la máxima corriente asimétrica de cortocircuito que pueda soportar el equipo. Cuando se trate de corrientes de falla asimétrica, también deben ser consideradas.

La figura 10.48 tabula los factores de multiplicación en función de la relación X/R del circuito donde se va a instalar el interruptor, por ejemplo, para un interruptor con un ciclo de apertura de 3 y un ciclo de recierre de sus contactos de 2 y suponiendo una corriente de falla de disponible de 18 kA para X/R = 30, se tendrá $18 \cdot 1.15 = 20.70$ kA.

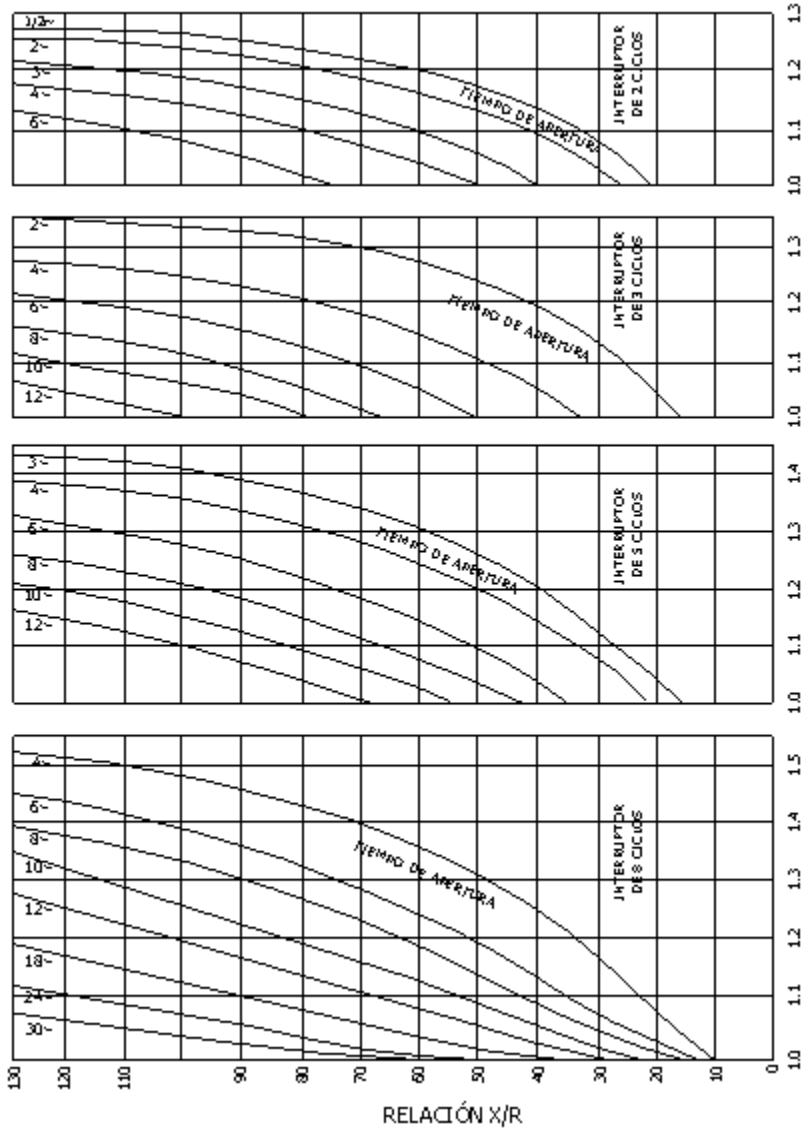


FIGURA 10.48 **Factores de multiplicación E/X Amperios** *(Falla Remota)*

El tiempo requerido para que el interruptor abra sus contactos y extinga el arco una vez que este recibe la señal de apertura se ha estandarizado en cinco ciclos, aunque en algunos interruptores modernos en vacío o SF6, esto se logra en 3 ciclos; este tiempo debe sumarse al del relevador para determinar el tiempo total de apertura de los contactos del interruptor, el cual es importante para la coordinación y para el equipo.

El interruptor debe ser capaz de cerrar corrientes hasta 1.6 veces su capacidad nominal; este valor corresponde a un circuito con una relación $X/R \cong 20$. En caso de que el circuito tenga valores mayores deberá seleccionarse interruptores de mayor capacidad interruptiva. Dado que las normas de diseño y especificación de fusibles, interruptores y restauradores se basan en onda no simétrica completa, es necesario para estos casos utilizar los parámetros de asimetría o factores de multiplicación.

En los últimos años se ha incrementado en forma significativa el empleo de interruptores SF6 y vacío en niveles de tensión de distribución, debido principalmente a su confiabilidad, bajo mantenimiento, y a que su costo se ha reducido en los últimos años. El SF6 es un gas no inflamable con características únicas para usarse en interrupción de energía eléctrica. Su rigidez dieléctrica es varias veces mayor que la del aire a la misma presión, y a una presión de 2 bares es igual a la del aceite (por lo que es un excelente aislante). Es un gas electronegativo (gran afinidad por los electrones libres y capacidad para interrumpir corrientes muy superiores a la del aire y muchos gases). La pérdida de gas debida a la disociación durante la interrupción de corriente es despreciable pues se construyen totalmente sellados con una vida útil de hasta 20 años.

10.12.5 *Diferencias entre SF6, aceite y aire.*

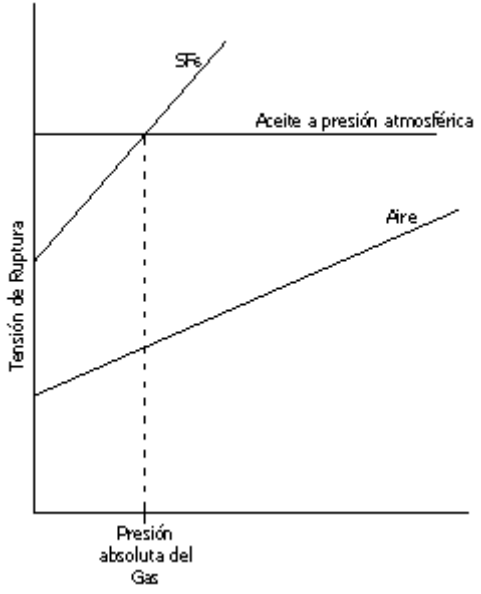


FIGURA 10.49 Diagrama de las tensiones de ruptura del dieléctrico del aire, aceite y SF6.

En la figura 10.49 se observa la diferencia relativa que hay entre el SF6, el aceite y el aire. El principio de extinción del arco en vacío ha sido muy usado en equipos de potencia, se efectúa en un ambiente inerte y necesita poco mantenimiento. No se producen productos de descomposición. El interruptor de vacío resulta útil para protección de redes aéreas por la cantidad de fallas transitorias que se presentan, pues al tener una rápida recuperación dieléctrica se permiten ciclos de recierre como 0 - 0.3s - C0 - 15s - C0 - 15s - C0 - 15s - C0. (0 = Desconexión, C = Conexión)

10.12.6 *Características generales de los relevadores.*

Los relevadores censan o detectan las condiciones de operación de la red y ordenan el cierre o apertura de los interruptores. En sistemas de distribución existen dos tipos: De sobrecorriente (electromecánicos y de estado sólido) y de recierre. Reciben señal de los transformadores de corriente.

En un relevador tipo disco inducción (figura 10.50), el disco está montado sobre un eje de rotación cuyo movimiento se ve restringido por un resorte. El contacto móvil está sujeto al eje. El par mecánico de operación es producido por un electroimán. Un imán de amortiguamiento provoca arrastre sobre el disco una vez que éste comienza a moverse. Esta característica proporciona la respuesta t-I deseada. La escala de tiempo señala la posición inicial de los contactos móviles cuando el relevador esta desenergizado. Su ajuste controla el tiempo necesario en el relevador para cerrar los contactos.

Todo relevador de sobrecorriente tipo inducción posee una característica t-I de tiempo inverso (o sea que opera lentamente ante valores bajos de sobrecorriente y conforme la sobrecorriente aumenta el tiempo de operación disminuye). Existe un límite de velocidad a la cual el disco puede desplazarse de manera que si la corriente continúa incrementándose, la curva de tiempo del relevador tenderá a alcanzar un valor constante. Mediante algunas modificaciones al diseño electromagnético se logra obtener diversas curvas t-I en los relevadores.

Un relevador auxiliar autocontenido es incorporado dentro de la caja del relevador de tiempo para compartir la corriente que debe manejar el contacto móvil, además de accionar una bandera indicadora. Así mismo al relevador de tiempo se le incorpora un relevador de disparo instantáneo, ajustado para valores más elevados respecto a los que reconoce la unidad que opera con retraso de tiempo. Dicha unidad esta diseñada para responder ante altas corrientes de cortocircuito mientras que la unidad con retardo de tiempo responde perfectamente a sobrecorrientes por sobrecarga y ante bajas corrientes de cortocircuito.

Es importante destacar tres tiempos en la operación de los relevadores, ellos son:

a) Para la unidad con retardo de tiempo: el tiempo de disparo.
b) Para la unidad instantánea: un tiempo de disparo menor al anterior debido a muy altas corrientes de cortocircuito.
c) Para la unidad con retardo de tiempo: El tiempo de restablecimiento (o sea el tiempo que transcurre hasta que el contacto móvil regresa a su posición normal u original).

Los códigos de identificación NEMA de los relevadores son los siguientes:

50-1 y 50-2: Relevador de sobrecorriente entre fases, cuya respuesta es instantánea ante magnitudes de corriente elevadas.
51-1: Relevador de sobrecorriente entre fases (ajuste de tiempo), para censar sobrecorrientes (cuyo valor se atenúa por la impedancia de la línea) hacia el punto más alejado de la subestación, o bien para detectar sobrecargas.
50-N: Relevador de sobrecorriente a tierra (instantánea).
51-N: Relevador de sobrecorriente a tierra (unidad de tiempo) para detectar cortocircuito a tierra, desbalanceo de carga, discontinuidad de una o dos fases, proporcionar respaldo a los relevadores por falla entre fases por la ubicación residual que guarda respecto a ellos; detección de fallas a tierra a través de una impedancia.

En la figura 10.51 se ilustra el esquema típico de protección de un alimentador de distribución en donde se observa la ubicación del relevador de recierre (79- NEMA); este debe quedar bloqueado siempre que los relevadores con ajuste instantáneo actúen. Este relevador hace posible efectuar hasta tres operaciones antes de ordenar la apertura definitiva de la línea con el objeto de mantener la continuidad del servicio, eliminando de esta manera las fallas transitorias.

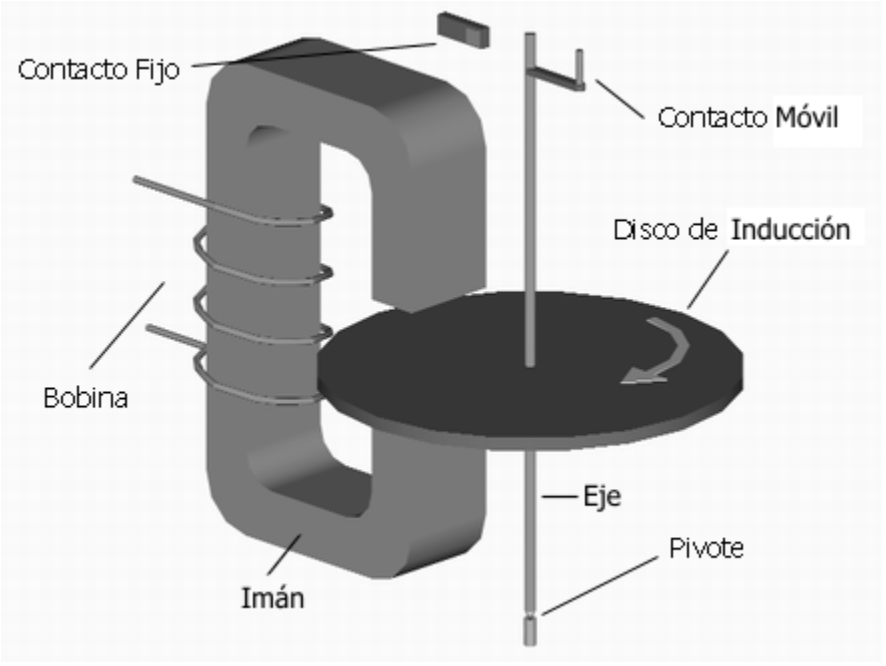
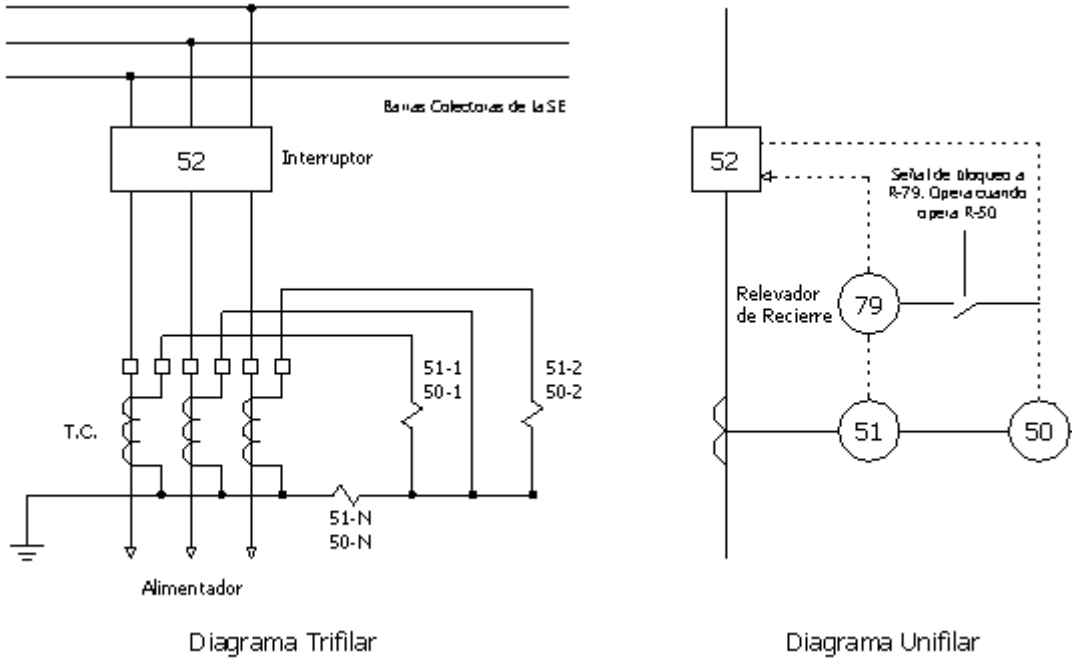


FIGURA 10.50 Relevador de sobre corriente tipo inducción



Los ajustes en general se pueden resumir como sigue:

Recierre	Intervalo de tiempo (s)
1	0 (instantáneo)
2	15
3	30

FIGURA 10.51 Esquema típico de protección de un alimentador distribución.

En la figura 10.52 se muestra una familia de curvas. La curva seleccionada puede moverse horizontalmente por medio del TC y sus taps y verticalmente por medio del ajuste de tiempo.

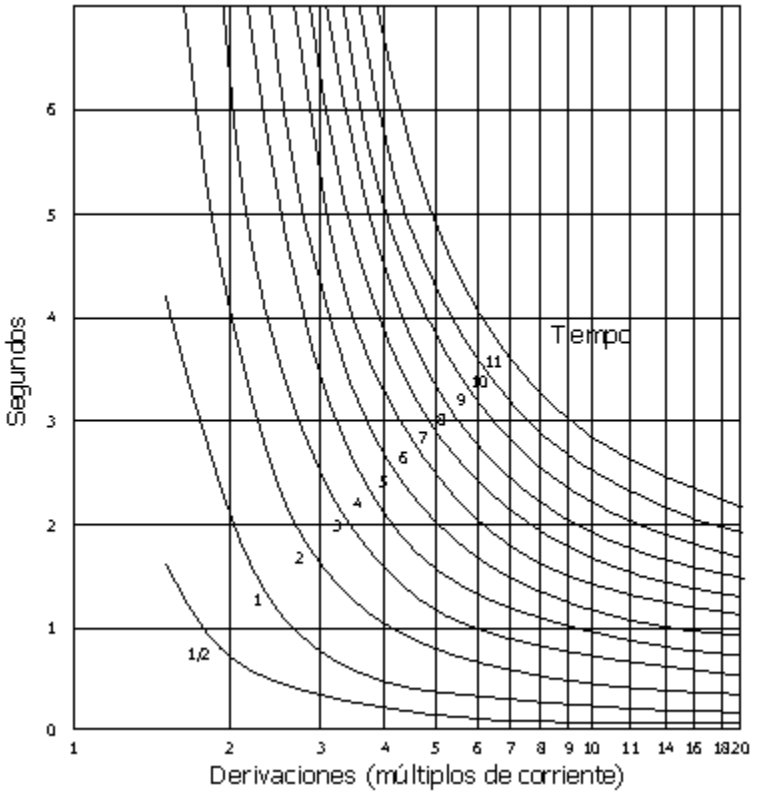


FIGURA 10.52 **Familia de curvas del relevador de sobrecorriente**.

En la figura 10.53 aparecen las diferentes curvas en el plano t-I para todas las características o ajustes posibles. En general, para fines de protección de sistemas de distribución, se usa la característica muy inversa y extremadamente inversa dado que la magnitud de la corriente de falla está en función de su localización a lo largo del alimentador. Estos ajustes en los relevadores ofrecen una buena coordinación en restauradores y fusibles.

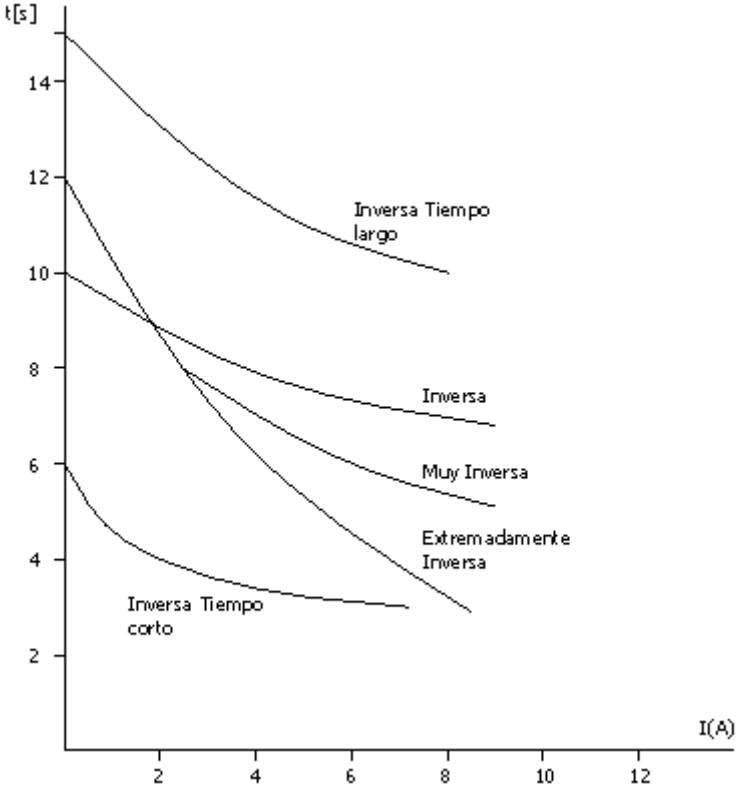


FIGURA 10.53 **Características de operación de los relevadores.**

La relación de los TC debe ser tal que la corriente nominal de operación (incluyendo la de emergencia) no exceda su capacidad nominal, por ejemplo, si la corriente pico de carga en un alimentador es de 400 A, la relación del TC debe ser mayor o igual a 400:5 hasta un 50% o sea 600:5.

La selección del tap determina la corriente mínima de operación del relevador en Amperios del secundario.

Los rangos típicos y sus derivaciones asociadas son:

Rango	Derivaciones
0.5 - 2.5	0.5, 0.6, 0.8, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5
1.5 - 6.0	1.5, 2, 2.5, 3, 3.5, 4.5, 6
7 - 16	4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 16

Los circuitos de los relevadores se dividen en dos catagorias:

- Circuito sensor de las condiciones del alimentador (Ver figura 10.54).
- Circuito para control del interruptor (Ver figura 10.55).

El circuito de la figura 10.54 está formado esencialmente por transformadores de corriente tipo bushing, relevadores de sobrecorriente de fase instantánea (50) y de tiempo (51) y relevadores de sobrecorriente de tierra instantáneos y de tiempo 50/51 N.

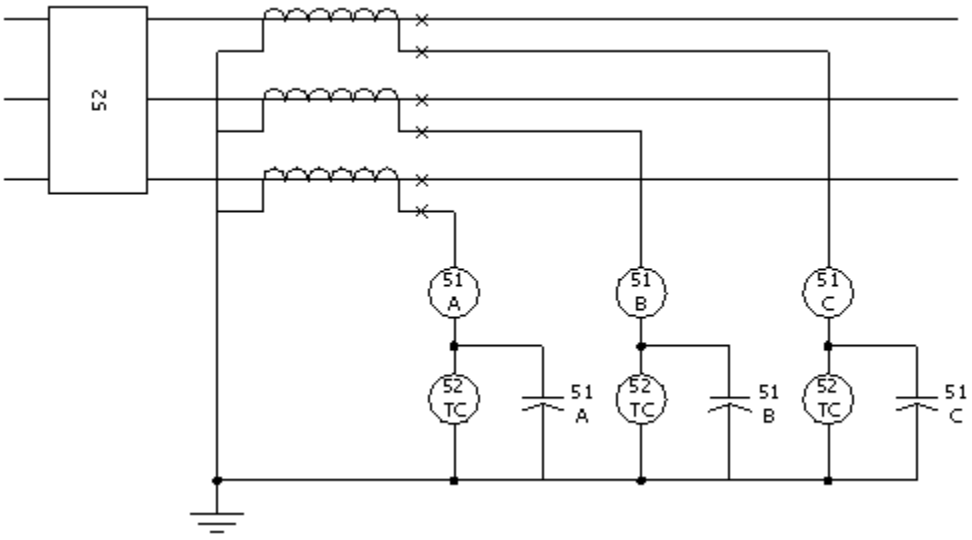


FIGURA 10.54 **Circuito sensor de condiciones del alimentador.**

El circuito de control del interruptor de la figura 10.55 es una combinación de un circuito de AC y uno de DC y consisten en bobinas de cierre (52 cc), de apertura (52TC), de relevadores (52a, aa, b y bb) para control de contactos auxiliares del interruptor y un esquema con bobinas 52X y 52Y que prevengan una operación de bombeo, que consiste en que el interruptor vuelva a cerrar contra falla si se ha ordenado abrir y el interruptor de control de cierre está aún en posición cerrada.

10.12.7 *Calibración del relevador de sobrecorriente*.

En resumen, el procedimiento de ajuste es el siguiente:

1. Al seleccionar la relación del TC, la derivación se ajusta de tal manera que opere para un valor entre 2.0 y 2.5 veces la corriente máxima de carga. Por ejemplo, si se desea que un relevador opere para 550 A usando un TC de 400:5, da derivación será:

   $$\text{DERIVACIÓN} = \frac{550}{400/5} = 6.88$$

   Debiendo escoger la derivación 7 que dará una salida mínima de:

   $$MT = 7 \cdot \frac{400}{5} = 560 \text{ A}$$

   Otro de los ajustes que se requieren es el de tiempo, el cual selecciona la posición vertical de la curva.

   Los ajustes varían de 1/2 a 11.

   La selección de la derivación para el elemento instantáneo es:

   $$IT_{min} = CT_r \cdot \text{ Derivación}$$

   Por ejemplo para encontrar la derivación adecuada para una apertura instantánea de 2000 A con un TC de 800:5

   $$\text{Derivación} = \frac{2000}{800/5} = 12.5$$

   Los relevadores de recierre son de dos tipos: de motor síncrono y electrónico. El recierre puede efectuarse hasta tres veces antes de que el interruptor abra definitivamente. El tiempo se cuenta a partir de la primera apertura. La figura 10.56 muestra una serie de recierres establecidos a 2, 15 y 45s.
2. Calcular la magnitud que las fallas trifásicas y de fase a tierra a la salida del alimentador para fijar el ajuste en la unidad instantánea.
3. Calcular la magnitud de las fallas trifásicas y de fase a tierra en el extremo del alimentador para fijar el ajuste de la unidad de tiempo.

   Esta última cantidad es importante para determinar la sensibilidad del ajuste en la protección ante fallas hacia el punto más alejado, particularmente cuando se prevé la posibilidad de que la falla de fase a tierra ocurra a través de una impedancia; es decir, que se trate de una falla de alta impedancias (40 Ω)
4. Corriente de sobrecarga máxima permisible.
5. Las curvas de ajuste del relevador en el plano t-I deben ubicarse a la izquierda de las curvas de daño según el conductor del que se trate (ACSR, Cu, ALD).
6. Relación de transformación, clase de precisión y magnitud de las corrientes que pueden soportar los TC.

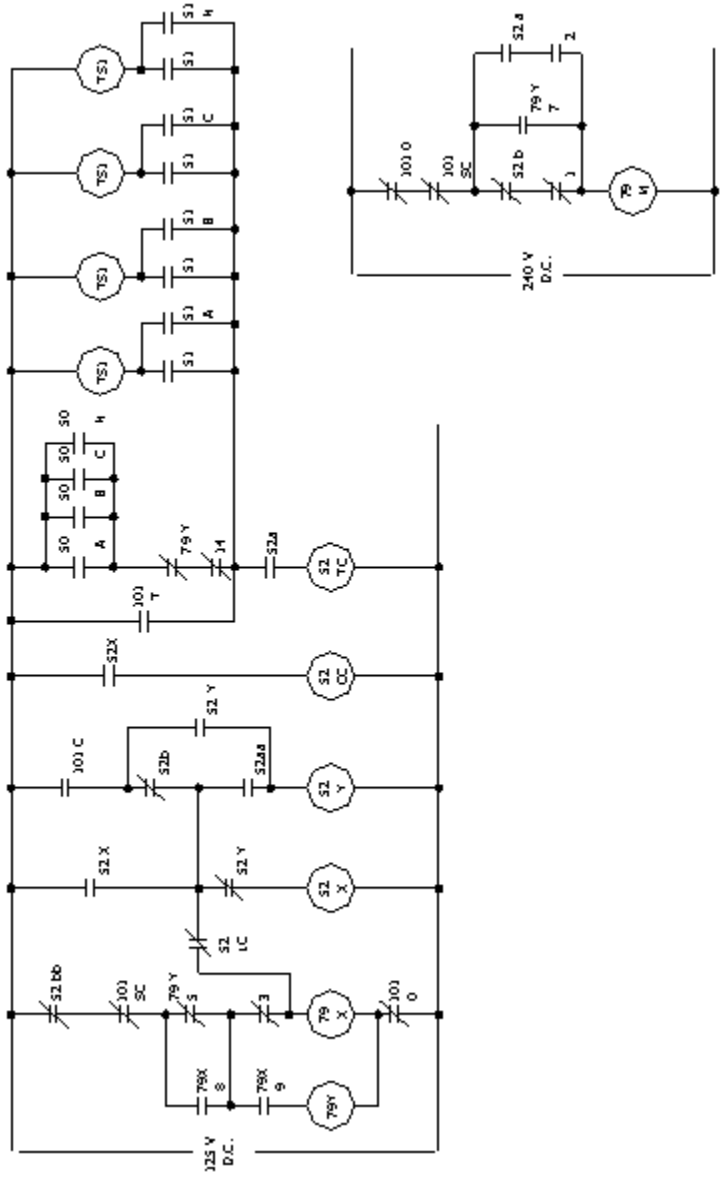


FIGURA 10.55 **Circuito para control del interruptor.**

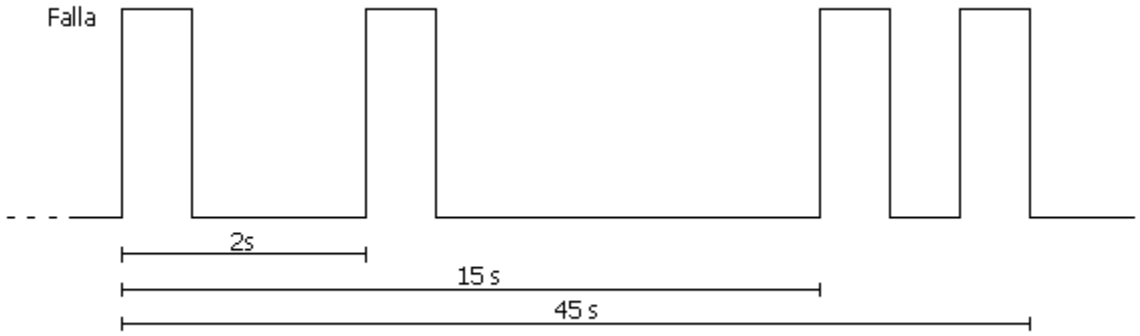


FIGURA 10.56 **Recierres de un interruptor.**

10.13 *RESTAURADORES (Automatic Circuit Reclosers).*

10.13.1 *Definición.*

El restaurador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura, queda en posición Lockout (abierto definitivamente).

El proceso de apertura y cierre se explica más adelante (incluye dos operaciones rápidas y dos operaciones retardadas que permiten coordinar el restaurador con otros dispositivos de protección). (Ver figura 10.57).

Si el restaurador se calibra para abrir después de su cuarta operación de apertura, pero la falla es transitoria y se elimina después de su primera, segunda o tercera operación, el restaurador se restablece a la posición original y queda listo para llevar a cabo otro ciclo de operaciones, pero si el restaurador es sometido a una falla de carácter permanente y pasa por un ciclo completo de recierres y aperturas hasta quedar abierto, entonces se debe cerrar manualmente (una vez realizada la reparación de la falla) para volver a energizar la sección de la línea que protege. Los restauradores modernos tienen apertura y cierre tripolar de control electrónico y con interrupción en aceite, SF6 y vacío.

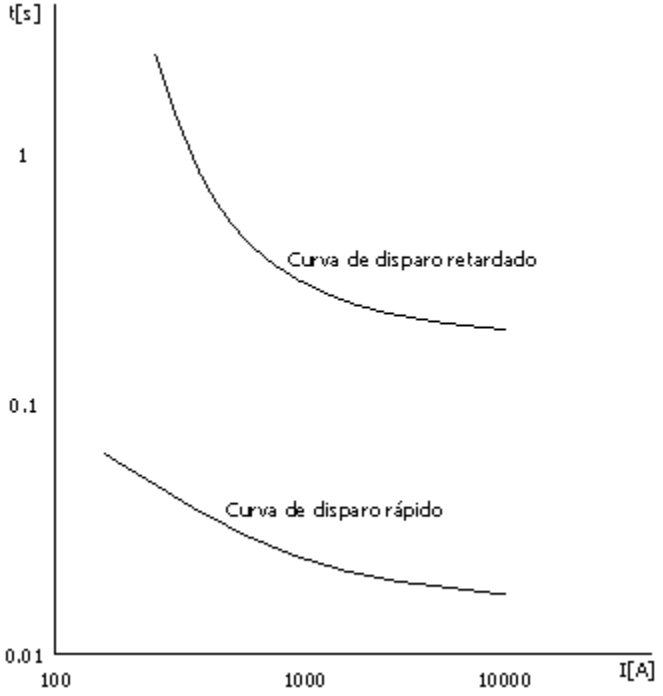


FIGURA 10.57 Curvas características t-I de un restaurador.

En el diseño de esquemas de protección con restauradores se deben considerar las características de las redes e instalaciones de los clientes como:

1. Prevenir que fallas transitorias se conviertan en permanentes.
2. El suministro se debe reanudar tan pronto como sea posible para disminuir los inconvenientes a los usuarios.
3. El tiempo de apertura debe ser tal que permita al dieléctrico recobrar sus propiedades aislantes, evitando que el arco se reinicie en el punto de falla.
4. El tiempo que la línea esté desenergizada debe ser tal que los motores de inducción sigan girando durante el período de interrupción.
5. Se debe proporcionar un elemento de detección de fallas a tierra en el restaurador.
6. La duración de la interrupción debe ser lo suficientemente grande para asegurar que los controles de los motores síncronos los desconecten antes de que se restablezca el servicio.

10.13.2 *Tipos de restauradores.*

1. *Restaurador de bobina serie*: Detecta la sobrecorriente por medio de una bobina solenoide serie. La energía de disparo se obtiene de la bobina serie y esta a su vez del circuito primario. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes que se cargan después de una operación de disparo.
2. *Restauradores de bobina paralelo*: detectan la sobrecorriente por medio de TC montados internamente, o por medio de relevadores.

La energía para el disparo no se obtiene directamente del circuito primario sino de una batería que se puede cargar del circuito primario por medio de TC o de TP. La fuerza para abrir los contactos se obtiene de resortes cargados durante la operación de recierre. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes cargados por un motor, de una alimentación del primario o de una bobina solenoide.

10.13.3 *Lugares más lógicos de instalación.*

- En la subestación que alimente los circuitos primarios.
- Sobre la troncal para seccionarla e impedir que salga de servicio todo un alimentador cuando se presenta una falla al extremo del alimentador.
- En puntos donde se tienen las derivaciones importantes.

10.13.4 *Factores de aplicación de restauradores.*

1. Tensión del sistema.
2. Máxima corriente de falla en el punto donde se instale en restaurador.
3. Máxima corriente de falla en la zona que protege el restaurador.
4. Coordinación con otros dispositivos de protección.
5. Sensibilidad de fallas a tierra.

10.13.5 *Diferentes secuencias de operación de restauradores.*

1. Dos operaciones instantáneas (disparo y recierre) continuadas por dos operaciones diferidas de disparo antes de la apertura definitiva (posición lockout).
2. Una operación instantánea más tres operaciones diferidas.
3. Tres operaciones instantáneas más una operación diferida.

4. Cuatro operaciones instantáneas.
5. Cuatro operaciones diferidas.

Las características instantáneas y diferidas de un restaurador son una función de sus valores nominales desde 5 A a 1020 A para los de bobina serie y desde 100 a 2240 A para los restauradores con bobina paralela. El valor de puesta en marcha mínimo para todos los valores nominales se ajusta usualmente para disparar instantáneamente a dos veces la corriente nominal. Los restauradores deben ser capaces de interrumpir corrientes de falla asimétricas relacionadas con sus asimétricas nominales.

10.13.6 *Valores nominales de corriente asimétrica.*

Los valores nominales de corriente asimétrica pueden determinarse multiplicando la corriente nominal simétrica por un factor que es función de la relación X/R del circuito, son los mostrados en la tabla 10.9.

TABLA 10.19. Factores de asimetría.

X/R	Factor de asimetría
2	1.06
4	1.20
8	1.39
10	1.44
12	1.48
14	1.51
25	1.60

El factor de asimetría está dado por:

$$\text{Factor de asimetría} = \frac{\text{Corriente de falla asimétrica rms}}{\text{Coriente de falla simétrica rms}} \quad \textbf{(10.18)}$$

A 0.5s después de iniciada la falla para las diferente relaciones X/R de circuito.

En un sentido, un restaurador cumple la misma tarea, así como la combinación de un interruptor, relevador de sobrecorriente y relevador de recierre.

Fundamentalmente, un restaurador contiene: una cabina de interrupción y los contactos principales relacionados en la operación en aceite, un mecanismo de control para disparo y recierre, un integrador, operador y un mecanismo lockout (bloqueo).

10.13.7 *Clases de restauradores: monofásicos y trifásicos.*

Los monofásicos son más confiables que los trifásicos. Si el circuito primario trifásico está conectado en Y se pueden usar los dos. Si el circuito primario trifásico está conectado en delta, el uso de dos restauradores monofásicos es adecuado para proteger el circuito contra fallas monofásicas y trifásicas. Los monofásicos se usan para proteger líneas monofásicas (ramas o derivaciones de un sistema trifásico) y también para aislar cargas monofásicas. Los trifásicos se usan donde la desconexión de las tres fases es requerida para cualquier falla permanente. También se usa para prevenir fallas monofásicas de grandes motores.

10.13.8 *Tipos de control: Hidráulico o electrónico.*

El sistema de control censa las sobrecorrientes, selecciona tiempo de operación, tiempo de disparo y funciones de recierre.

1. *Control hidráulico integrado*: Es usado en todos los restauradores monofásicos y en capacidades nominales pequeñas de restauradores trifásicos, se construye como una parte integral del restaurador. Con este tipo de control, una sobrecorriente es causada por una bobina de disparo que es conectada en serie con la línea. Cuando la sobrecorriente fluye a través de la bobina, un émbolo es atraído en la bobina para abrir los contactos del restaurador. La corriente mínima de disparo para este tipo de restaurador es dos veces la nominal del restaurador.
2. *Control electrónico*: Es más flexible, más fácilmente ajustado y más seguro. Permite cambios de tiempo, niveles de corrientes de disparo y las secuencias de operación del restaurador son desenergizar o untanking el restaurador. La corriente de línea es censada por TC especiales en el restaurador. El nivel mínimo de disparo es independiente del valor nominal del restaurador.

10.13.9 *Tipos de aislamiento.*

Los restauradores usan aceite para la interrupción de corriente y el mismo aceite para el aislamiento básico. El vacío también proporciona la ventaja de una frecuencia de mantenimiento más baja. El SF6 se ha introducido últimamente y se está generalizando su uso.

10.13.10 *Características nominales de los restauradores.*

En la tabla 10.20 se resumen dichas características.

TABLA 10.20. Características nominales de los restauradores

Marca	Capacidad (A)	kV Nominal	# de fases	Interrupción de cortocircuito (A)
GE	50 - 280 100	14.4 24.9	1 y 3 1 y 3	125 - 4000 200 - 2500
McGraw	50 - 560	2.4 - 14.4	1	125 - 10000
	100	24.9	1	300 - 8000
	100 - 560	2.4 - 14.4	3	200 - 20000
	560	24.9	3	3000 - 12000
	560	34.5	3	16000

El restaurador debe tener una tensión nominal igual o mayor que la tensión del sistema. La capacidad de interrupción del restaurador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito en el punto donde se instala el restaurador. La capacidad nominal de conducción del restaurador se debe seleccionar de tal manera que sea igual o mayor que la corriente de carga del circuito.

La bobina puede seleccionarse de tal manera que su capacidad nominal iguale la corriente de carga real, la corriente de carga futura o la corriente nominal de alimentador. El valor mínimo de disparo, que es una propiedad de la bobina serie, es el doble de la capacidad nominal de conducción de bobina y debe ser al menos el doble de la corriente máxima de carga esperada. En restauradores con control electrónico, la corriente mínima de disparo es seleccionada independientemente de la capacidad nominal de conducción del restaurador, aunque por lo regular no excede el doble de ese valor.

Por lo general se usa un valor de corriente de disparo igual cuando menos al doble de la corriente máxima de carga. La mínima corriente de falla que se podría tener en el extremo de un alimentador se debe revisar para determinar si el restaurador detectará e interrumpirá esta corriente. Para asegurar que las interrupciones instantáneas y temporales se restrinjan a las zonas más pequeñas es vital asegurar una selección adecuada de los tiempos de retardo. Por lo general las características tiempo-corriente y la secuencia de operación de un restaurador se seleccionan para coordinar los dispositivos de protección el lado de la fuente.

Los restauradores tienen dos curvas características tiempo-corriente: Una de tiempo rápido y otra de tiempo lento. La primera operación debe ser tan rápida como sea posible para eliminar fallas transitorias antes de que ocurra un daño en la línea. Si la falla es permanente, la operación de tiempo retardado permite que el dispositivo más cercano al lugar de la falla interrumpa esa parte del circuito.

Las fallas que incluyen contacto con tierra por lo general son menos severas que las fallas trifásicas; sin embargo, las primeras son más comunes que las segundas y esto hace importante detectarlas y proteger los sistemas contra ellas.

En sistemas trifásicos con neutro aislado, una falla a tierra produce una corriente de falla de pequeña magnitud, posiblemente del orden de 1000 A. Instrumentos muy sensibles pueden detectar estas fallas y hacer sonar una alarma. En sistemas trifásicos con neutro conectado a tierra a través de una baja impedancia, una falla de fase a tierra puede producir corrientes de cortocircuito muy altas, con magnitudes que pueden ser del orden de la corriente de carga hasta muchos múltiplos de esa corriente. Las fallas de esa naturaleza comúnmente se detectan en cuestión de segundos o menos.

El método más conocido y confiable que se ha empleado para detectar corrientes de fallas de fase a tierra en sistemas con neutro conectado a tierra, es por medio de transformadores de corriente en un sistema trifásico. Puesto que en un sistema trifásico la suma vectorial de las corrientes de las tres fases es muy cercana a 0, en condiciones normales el dispositivo de protección operará cuando la corriente resultante se incremente por efecto de una falla de fase a tierra.

10.14 *SECCIONALIZADORES AUTOMÁTICOS.*

La incorporación de este tipo de dispositivos en alimentadores de distribución protegidos por interruptores o restauradores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la zona del disturbio del alimentador a una mínima parte el circuito, y por tanto, afectar solamente a los usuarios conectados a esa derivación. El seccionalizador nunca debe ser instalado en las troncales o derivaciones importantes.

10.14.1 *Definición.*

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un restaurador. Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla,,se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción.

Así mismo, como no interrumpe corrientes de falla no tiene características t-I, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.

10.14.2 *Modos de operación del seccionalizador.*

El seccionalizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto lo hace en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por el o ésta disminuye abajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado, en un lapso de tiempo, el seccionalizador abre después que ha operado el interruptor. Cuando ocurre una falla dentro de la zona

de influencia de un seccionalizador, la corriente de falla es detectada tanto por el interruptor como por el seccionalizador, preparándose este último para contar el número de recierres del interruptor. Cuando este último opera se desenergiza la línea y, por tanto, la corriente en el seccionalizador es 0, registrando en su memoria una operación del interruptor.

Si la falla es de carácter temporal, es probable que la aísle en la operación rápida del interruptor. Puesto que ningún dispositivo ha completado su secuencia de operaciones, los controles del restaurador y el seccionalizador regresan a su estado original, preparándose para otra secuencia de operación. Si la falla es permanente, el restaurador continúa con su programa inicial de operaciones. El seccionalizador cuenta cada operación de disparo, y después que el restaurador ha efectuado su penúltimo disparo completa su conteo, abre y aísla la falla. El dispositivo de respaldo energiza el resto del sistema al efectuar el último recierre y su control queda listo para repetir su secuencia de recierres. Si bien los seccionalizadores no están diseñados para interrumpir corrientes de falla, bajo estas circunstancias se puede efectuar el cierre de sus contactos sin daño alguno; asimismo, tiene capacidad de interrumpir corrientes de carga sin que exista peligro de daño en su aislamiento cuando se establezca el arco ocasionado al abrir sus contactos.

Lo anteriormente descrito se pueda resumir así:

1. Si la falla es despejada mientras el dispositivo de recierre que está abierto, el contador del seccionalizador se reseteará a su posición normal después de que el circuito es recerrado, y queda preparado para iniciar nuevos conteos en caso de que ocurra otra falla.
2. Si la falla persiste cuando el circuito es recerrado, el contador de corrientes de falla en el seccionalizador, de nuevo se preparará para contar la próxima apertura del dispositivo de recierre.
3. Si el dispositivo de recierre es ajustado para ir a la posición lockout en la cuarta operación de disparo el seccionalizador se ajustará para disparar durante el tiempo de apertura del circuito después de la tercera operación de disparo del dispositivo de recierre.
4. Al contrario de los fusibles tipo expulsión, un seccionalizador proporciona coordinación (sin insertar una coordinación con curva t-I) con los dispositivos de respaldo asociados con las corrientes de falla muy altas y en consecuencia proporciona un punto de seccionamiento adicional en el circuito.
5. Los seccionalizadores no tienen una curva característica tiempo-corriente, por lo cual son usados entre dos dispositivos de protección que tienen curvas de operación que están muy juntas y donde un paso adicional de coordinación no es práctico.
6. Son comúnmente empleados sobre ramales donde las corrientes de falla elevadas son evitadas coordinando con fusibles.
7. Ya que los seccionalizadores no interrumpen corrientes de falla, también son usados en lugares donde las corrientes de fallas son elevadas y los restauradores pequeños no podrían ser adecuados en términos de valores de su capacidad interruptiva. Por su capacidad de corriente de carga también sirve como un dispositivo seccionador económico.

10.14.3 *Requerimientos para aplicación de seccionalizadores.*

1. Deben ser usados en aceite con otro dispositivo de protección pero no entre dos restauradores.
2. El dispositivo de protección de respaldo tiene que ser capaz de censar la corriente de falla mínima al final de la zona de protección del seccionalizador.
3. La corriente mínima de falla tiene que ser más grande que la corriente actuante mínima del seccionalizador.
4. Bajo ninguna circunstancia debe excederse los valores nominales momentáneos y de corto tiempo del seccionalizador.
5. Si hay dos o más dispositivos de respaldo conectados en serie con cada uno de los otros localizados adelante de un seccionalizador hacia la fuente, el primero y el segundo dispositivo de respaldo deberán ser ajustados para 4 y 3 operaciones de disparo, respectivamente y el seccionador deberá ser ajustado para abrir durante el segundo tiempo muerto del circuito para una falla más allá del seccionalizador.
6. Si hay dos seccionalizadores conectados en serie con cada uno de los otros y localizados después de un dispositivo de protección de respaldo que esta cerrado a la fuente, el dispositivo de respaldo se ajustará a la posición lockout después de la cuarta operación, el primero y el segundo seccionalizador se debe ajustar para abrir después de la tercera y segunda operación de respaldo, respectivamente.

10.14.4 *Ventajas de los seccionalizadores.*

1. Con respecto a los fusibles, ofrece flexibilidad, seguridad y conveniencia puesto que después de una falla permanente la capacidad de cierre en falla del seccionalizador simplifica enormemente la prueba del circuito, y si la falla está aún presente, la interrupción tiene lugar con seguridad en el restaurador de respaldo.
2. No es necesario reemplazar eslabones fusible, así que la línea puede ser probada y el servicio restaurado con mayor velocidad y conveniencia. También la posibilidad de error en la selección del tamaño y tipo correcto del eslabón fusible, es eliminado.
3. Cuando se emplean como reemplazo de cortacircuitos fusible, no muestran las dificultades posibles de coordinación experimentadas con otros cortacircuitos fusibles debido al inadecuado dimensionamiento en el reemplazo de fusibles.
4. Como no usa característica t-I, puede aplicarse entre dos dispositivos de protección que tienen curvas de operación que están muy juntas. Esta es una característica vital en un punto donde un paso adicional en la coordinación no es práctico o posible.
5. Pueden ser usados en el arranque de derivaciones donde la coordinación con fusibles previenen magnitudes de falla altas.
6. Cuando es empleado para sustituir restauradores, ellos tienen un costo inicial más bajo y demanda menos mantenimiento.
7. Pueden emplearse para interrupción o suicheo de cargas dentro sus características nominales.

10.14.5 *Desventajas de los seccionalizadores.*

1. Cuando son empleados como sustitutos de seccionalizadores fusible son inicialmente mucho más costosos y demandan más mantenimiento, pues la rata de fallas es más alta.
2. Los seccionalizadores tipo seco e hidráulicamente controlados tienen algunos problemas con el tiempo de memoria. En un seccionalizador estándar, el tiempo de restablecimiento después de una falla transitoria depende del número de conteos y de tiempo de memoria seleccionado. Puede tener un rango de 5 a 22 minutos. Los tiempos correspondientes de restablecimiento para el restaurador están desde 10 a 180 segundos. Los seccionalizadores tipo seco e hidráulicamente controlados no proporcionan una selección de los tiempos de memoria. El tiempo de memoria es esencialmente una función de la vicosidad del aceite el cual a su vez depende de la temperatura.

   Consecutivamente, un tiempo de memoria largo puede resultar en descoordinación durante las fallas temporales. Las áreas con alto nivel isoceráunico son particularmente susceptibles. El tiempo de memoria del seccionalizador debe ser suficientemente largo tal que el seccionalizador retendrá sus conteos a través de toda la secuencia de disparo y recierre del interruptor de falla de respaldo. El tiempo de memoria de los seccionalizadores tipo seco e hidráulicos varía con la temperatura, y esta variable debe ser incluida en el proceso de cálculo. La consideración no está incluida aquí ya que el proceso depende del tipo y del fabricante de un seccionalizador individual.
3. Inrush: este ha sido un gran problema para algunos seccionalizadores puesto estos son muy rápido y ven las corrientes inrush como corrientes de falla. Así que, esto puede ser problema de operación.

   Los seccionalizadores debe ser capaces de permanecer con sus contactos cerrados cuando se presenta una falla, lo mismo que soportar los requerimientos térmicos y mecánicos a que son sometidos durante el flujo de corriente de falla hasta que un dispositivo de interrupción despeje la falla.

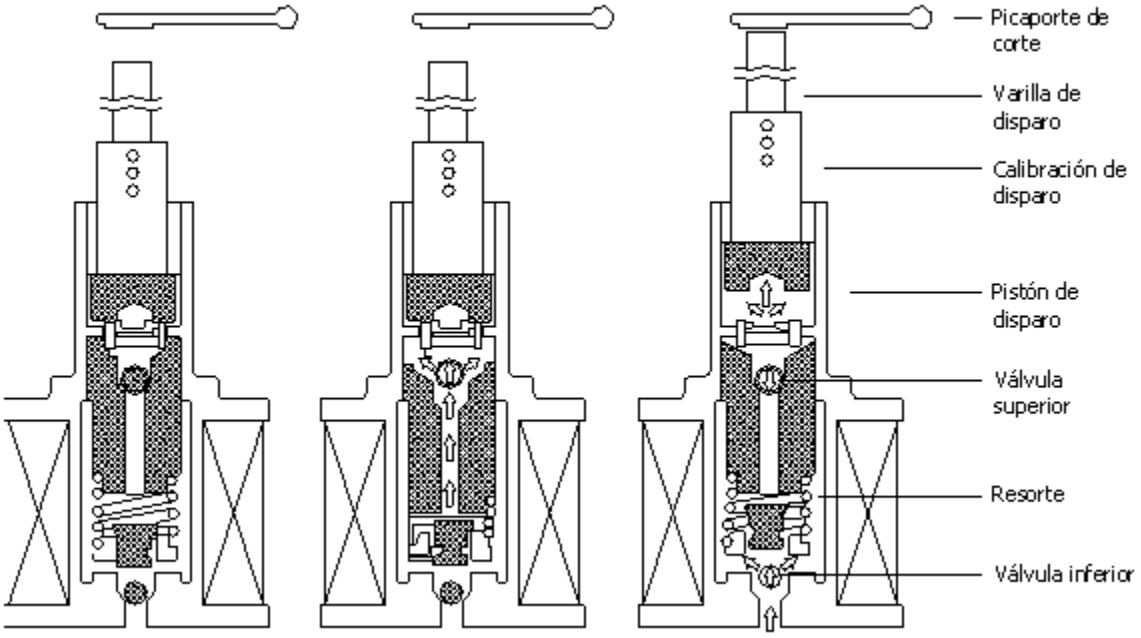
10.14.6 *Tipos de seccionalizadores.*

10.14.6.1 *Seccionalizadores hidráulicos.*

El control se emplea en seccionalizadores monofásicos y trifásicos pequeños. En la figura 10.58 se muestra un corte del mecanismo de control de un seccionalizador monofásico o de una fase de un seccionalizador trifásico con control hidráulico. El mecanismo incluye una bobina solenoide, un émbolo de solenoide, pistón de corte, un resorte y dos válvulas de control.

El seccionalizador empieza a desarrollar su ciclo de operación cuando detecta una corriente mayor de un valor predeterminado. En la figura 10.58 se muestra el control hidráulico en su condición normal. El elemento móvil del control es el núcleo de un electroimán que funciona como una bomba. Cuando fluye una corriente nominal a través de la bobina, la presión de un resorte mantiene el núcleo al final de su carrera.

Cuando la corriente que fluye por la bobina del solenoide llega a su valor de operación, el campo magnético resultante jala hacia abajo el núcleo del electroimán, como se indica en la figura 10.58. Este movimiento hacia abajo cierra la válvula check instalada en la base del mecanismo y envía un chorro de aceite hacia arriba a través del émbolo. La presión de chorro de aceite abre la válvula sheck en la parte superior del pistón y permite el paso del flujo de aceite. El pistón se mantiene en la parte más baja de la cámara hasta que la corriente que pasa por la bobina decae a un valor menor que el de operación (generalmente es del 40%).



a. Mecanismo de conteo en posición normal

b. Con una sobrecorriente el solenoide fuerza la carga de aceite hacia arriba. El mecanismo está listo para el conteo

c. Cuando la corriente de interrumpe el émbolo sube llevando al pistón de disparo al primer conteo

FIGURA 10.58 Seccionador de control hidráulico.

En una operación de conteo la corriente que fluye por la bobina se interrumpe cuando el dispositivo de respaldo interrumpe la sobre corriente. Con la bobina desenergizada se pierde el campo magnético y el núcleo del

electro imán regresa a su posición original por la acción del resorte comprimido. El movimiento hacia arriba del núcleo del electroimán cierra la válvula check y la parte superior es forzada a introducirse en la cámara ocupada por el pistón; esto eleva el pistón y el seccionalizador registra en su conteos una operación del interruptor. Si ha sido calibrado para más de un conteo, se repite la secuencia con cada sobrecorriente hasta que el pistón llega al brazo de apertura de los contactos.

Después de cada conteo el pistón empieza a regresar lentamente a su posición original, lo cual determina el tiempo de memoria durante el cual "recuerda" el conteo previo. Si la falla es temporal y se aísla antes de que abra, el pistón regresa a su posición original. Si se completa el conteo programado dentro del período dicho pistón abre, siendo necesario operarlo manualmente para volver a poner en servicio el circuito.

10.14.6.2 *Seccionalizadores electrónicos.*

Este control es usado en equipos grandes; son más flexibles, fácilmente ajustados y más exactos que el control hidráulico. El control electrónico permite cambiar el nivel de la corriente mínima actuante, número de interrupciones del dispositivo de respaldo necesarios para que el seccionalizador abra sus contactos y el tiempo que retiene en memoria un conteo sin desenergizar el seccionalizador. Una gran cantidad de accesorios son aprovechados para modificar su operación básica para resolver diferentes problemas de aplicación.

El control electrónico reemplaza a la bobina serie y al resto del mecanismo de recuento de los seccionalizadores hidráulicos. El circuito está ubicado sobre una placa de circuito impreso. La corriente que fluye a través del seccionalizador es detectada por transformadores de corriente tipo aislador con una relación de 1000: 1. La corriente secundaria circula a través del transformador y las redes rectificadas. Esta entrada rectificada pasa a través de un relevador que carga capacitores de transferencia y la energía va a los circuitos de recuento y de memoria. Cuando la cantidad preseleccionada de interrupciones ha sido obtenida, un circuito de descarga es energizado para operar una bobina de corte mediante un capacitor. Si la falla es permanente, el seccionalizador abrirá después de la cantidad predeterminada de interrupciones, y si la falla es temporal, el circuito retendrá el recuento en su "memoria" electrónica hasta un tiempo preseleccionado y olvidará gradualmente el recuento.

Sobre la placa del circuito impreso están ubicados los ajustes 2 o 3 recuentos hasta la apertura y para 30, 45 y 90 segundos de tiempo de memoria. La selección de 7 diferentes corrientes mínimas se hace sobre una placa terminal en el gabinete del operador. Los seccionalizadores electrónicos pueden ser cerrados manualmente o por medio de un motor eléctrico.

Los seccionalizadores hidráulicos y eléctricos tienen una teoría similar que operación. La figura 10.59 ilustra como va dispuesto un seccionalizador en un circuito de distribución. Cuando fluye una sobrecorriente por el seccionalizador causada por una falla en el punto A y está corriente está por encima de la corriente mínima actuante, se activa para comenzar a contar; el émbolo de la bobina serie es jalado en un seccionalizador hidráulico, o un relevador de función electrónica es energizado.

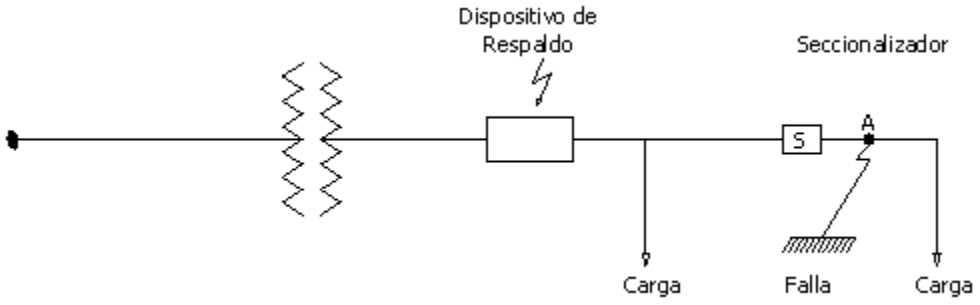


FIGURA 10.59 **Instalación de un seccionalizador.**

10.14.7 *Conteos*.

Un seccionalizador podría activarse para conteo durante condiciones sin falla. Esto podría suceder, por ejemplo, con una corriente arranque de un motor en caso que ésta sobrepase la corriente mínima actuante. El seccionalizador completa un conteo cuando:

a) El dispositivo del lado de alimentación interrumpe la corriente de falla que fluye por el seccionalizador. Realmente el conteo se completa cuando la corriente a través del seccionalizador cae abajo del 40% de la corriente mínima actuante.

b) Cuando la corriente elevada que existe durante estas condiciones cae abajo del valor dado en el punto anterior.

c) Cuando un dispositivo del lado de carga del seccionalizador interrumpe la corriente de falla, si la corriente de carga remanente está abajo del valor límite señalado arriba. Esto se debe a si antes de que el dispositivo del lado de la carga del seccionalizador interrumpa la falla, la corriente está presente activándolo a contar. Al interrumpir el dispositivo del lado de la carga fluye una corriente remanente y si esta es menor del 40% de la corriente mínima actuante se ha cumplido la condición del inciso a), que hace que el seccionalizador complete un conteo.

Después de un intervalo de restauración el dispositivo de respaldo deberá recerrar. Si la falla fuera temporal, no deberán existir sobrecorrientes y ambos dispositivos regresarán a su estado inicial, olvidando los conteos de interrupciones hechos. De esta forma el seccionalizador queda preparado para iniciar nuevos conteos en caso de que ocurra otra falla.

Si la falla fuera permanente, el dispositivo de respaldo restablecerá una sobrecorriente que será nuevamente despejada por dicho dispositivo, y entonces el seccionalizador habrá realizado un segundo conteo. Después de número preseleccionado de conteos (generalmente 3), el seccionalizador abrirá durante el intervalo de restauración del dispositivo de respaldo, aislando la sección de línea fallada. La falla será interrumpida y se restaurará el servicio en las secciones de líneas no falladas.

10.14.8 *Términos que definen la operación.*

Los seccionalizadores tienen asociado un grupo de términos, los cuales definen su operación, y son:

a) Corriente mínima actuante: Es la corriente requerida por el seccionalizador para iniciar una operación de conteo. En los hidráulicos la corriente mínima actuante será 160% del valor nominal de corriente de la bobina serie. Para los electrónicos la corriente mínima actuante es independiente del valor de corriente nominal y su valor se calcula al 80% de la corriente de operación mínima del dispositivo de respaldo.

b) Operación de conteo: Es cada avance del mecanismo de conteo hacía la apertura los contactos del seccionalizador.

c) Conteo para operación: Es el número de conteos necesarios para indicar la apertura de sus contactos y aislar al circuito.

d) Tiempo de memoria: Es el tiempo que el seccionalizador retendrá en "memoria" un conteo. El tiempo de memoria es usualmente especificado con un valor mínimo y con una tolerancia positiva.

e) Tiempo de restablecimiento: Es el tiempo requerido después de que una o más operaciones de conteo se han realizado para que los mecanismos de conteo vuelvan a la posición inicial.

10.14.9 *Valores nominales de los seccionalizadores.*

La tabla 10.21 muestra los valores nominales de voltaje máximo, voltaje de impulso soportado, corriente continua y capacidad de interrupción de corriente para seccionalizadores, y en la tabla 10.22 se aprecian los valores de corriente nominal, corriente mínima actuante, corriente máxima asimétrica y valores de corriente de corto tiempo para seccionalizadores descritos en la tabla 10.21.

Los seccionalizadores deben ser capaces de permanecer con sus contactos cerrados cuando se presenta una falla, lo mismo que soportar las exigencias térmicas y mecánicas a que son sometidos durante el flujo de corriente de falla hasta que un dispositivo de interrupción de falla la despeje.

TABLA 10.21. Voltaje máximo nominal, voltaje impulso nominal, corriente continua nominal, corriente interrupción simétrica y características del funcionamiento de los seccionalizadores de línea.

Identificación		Voltaje máximo nominal kV RMS	Voltaje de impulso nominal kV RMS	Prueba de nivel de aislamiento a baja frecuencia kV RMS		Corriente nominal en A (60 Hz)	
Línea N°	Clasificación de voltaje nominal kV RMS			1 minuto húmedo	10 segundos seco	Nominal	Interrupción simétrica (abrir carga)
SECCIONALIZADORES MONOFÁSICOS							
1	14.4	15.0	95	35	30	200	440
2	14.4	15.0	125	42	36	200	200
3	14.4	15.0	125	42	36	200	440
4	24.9	27.0	125	60	50	200	
SECCIONALIZADORES TRIFÁSICOS							
5	14.4	15.0	110	50	45	200	440
6	14.4	15.0	110	50	45	400	880
7	14.4	15.0	110	50	45	600	1320
8	34.5	38.0	150	50	60	400	880

TABLA 10.22. Corriente continua nominal, corriente mínima actuante, corriente máxima asimétrica, y capacidad de 1 y 10 segundos de un seccionalizador

		Valores nominales de corrientes en amperios								
		Línea 1 y 3 Seccionalizadores monofásicos			Línea 2 y 4 Seccionalizadores monofásicos Línea 5 Seccionalizadores trifásicos			Línea 6, 7 y 8 Seccionalizadores trifásicos		
Corriente nominal (60 Hz)	Corriente mínima actuante RMS simétrica	Corriente máxima asimétrica	1 s RMS simétrica	10 s RMS simétrica	Corriente máxima asimétrica	1 s RMS simétrica	10 s RMS simétrica	Corriente máxima asimétrica	1 s RMS simétrica	10 s RMS simétrica
10	16	1600	400	125	1600	400	125			
15	24	2400	600	190	2400	600	190			
25	40	4000	1000	325	4000	1000	325			
35	56	6000	1500	450	6000	1500	450			
50	80	6500	2000	650	7000	2000	650			
70	112	6500	3000	900	8000	3000	900			
100	160	6500	4500	1250	8000	4000	1250			
140	224	6500	4000	1800	8000	4000	1800			
200	320	6500	4000	2500	8000	5700	2600			
400	+				9000			15000	10000	3500
600	+							15000	10000	3500

CAPITULO 11

Coordinación de dispositivos de protección en serie en redes de distribución

11.1 *PRINCIPIOS DE COORDINACIÓN.*

En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido.

El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo se funda (fusible) u opere al bloqueo (restaurador). Un ejemplo simple coordinación se muestra en la figura 11.1.

Cuando hay una falla en el punto 1, el fusible H es el dispositivo protector y el dispositivo C el de respaldo. Con respecto al dispositivo A, el dispositivo C es el dispositivo protector y debe interrumpir corrientes de falla permanente en el punto 2 antes que el dispositivo A opere a bloqueo. El dispositivo B es también un dispositivo protector para dispositivo A y opera en forma similar al dispositivo C para una falla en el punto 3. El dispositivo A opera a bloqueo solamente con fallas permanentes antes que los dispositivos B y C, como en el punto 4. Para una falla en el punto 6, el dispositivo E debe operar antes que el dispositivo D, previniendo con esto que el transformador salga de servicio, y con él el suministro de energía a las otras cargas en el secundario transformador; igualmente, para una falla en el punto 5 el fusible D es el protector.

Los cortes de energía causados por fallas permanentes se deben restringir a secciones pequeñas del sistema por tiempo más corto.

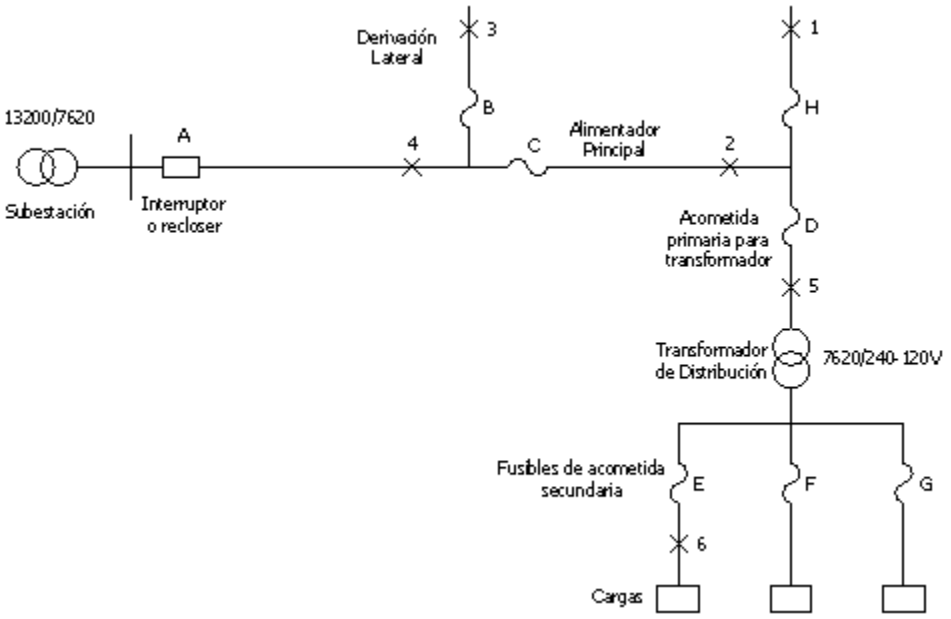


FIGURA 11.1 **Coordinación de protecciones.**

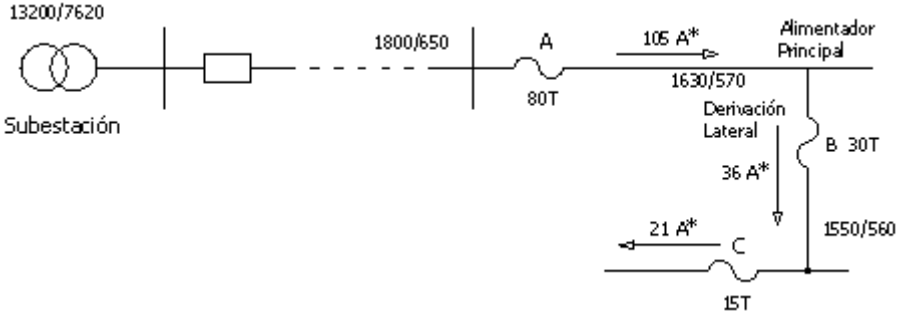
11.2 *COORDINACIÓN FUSIBLE DE EXPULSIÓN-FUSIBLE DE EXPULSIÓN.*

11.2.1 *Método 1: Usando curvas tiempo-corriente.*

Es un método muy práctico para coordinación de fusibles tipo H, N, T o K. Un estudio típico se muestra de la figura 11.2 para parte de un sistema de distribución. Se usarán fusibles de estaño tipo T en todos los dispositivo de protección.

La figura 11.3 muestra las curvas de tiempo de fusión mínima y tiempo de despeje máximo para posibles fusibles que pueden ser usados en los puntos A, B y C del sistema.

El fusible 15T ratado para 23 A (Tabla 11.4) hará frente a una corriente de carga de 21 A y provee un tiempo despeje máximo de 0.021 s para 1550 en el punto C (figura11.3). El tiempo de fusión mínimo no es un factor crítico si otros dispositivos no necesitan ser coordinados con el último fusible de la rama.



* Corriente de carga normal

FIGURA 11.2 Ejemplo de coordinación Fusible - Fusible (de expulsión)

Aparece ahora con un nuevo fusible que llevará 36 A continuos de carga, interrumpiendo 1630 A en el punto B y coordinado con el fusible 15T.

El fusible 20T no sirve puesto que puede transportar sólo 30 A (Ver Tabla 11.4). El siguiente fusible a seleccionar el 25T que puede llevar 38 A (Tabla 11.4) continuamente, pero para el fusible 25T el tiempo mínimo de fusión es de 0.016 s a 1550 A.

Puesto que el fusible 25T se quema antes de que el fusible 15T despeje la falla, la combinación no sirve para coordinación.

El tiempo mínimo de fusión del fusible 30T a 1550 A es de 0.031 s.

Para obtener buena coordinación se de cumplir que la relación:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máximo del fusible protector}}{\text{Tiempo de fusión mínima del fusible protejido}} \cdot 100 < 75\% \qquad \textbf{(11.1)}$$

Que resulta ser menor al 75% que es el máximo para coordinación (no cumple).

Un fusible 80T interrumpirá satisfactoriamente 1800 A, transportando 105 A continuamente y coordinado con el fusible 30T en el punto B (vea Tabla 11.4), por lo tanto:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máximo para 30T}}{\text{Tiempo de fusión mínima para 80T}} \cdot 100 = \frac{0.051}{0.16} \cdot 100 = 32\%$$

Este valor resulta ser menor del 75% y la coordinación es satisfactoria. Los resultados de este estudio se presentan en la tabla 11.1.

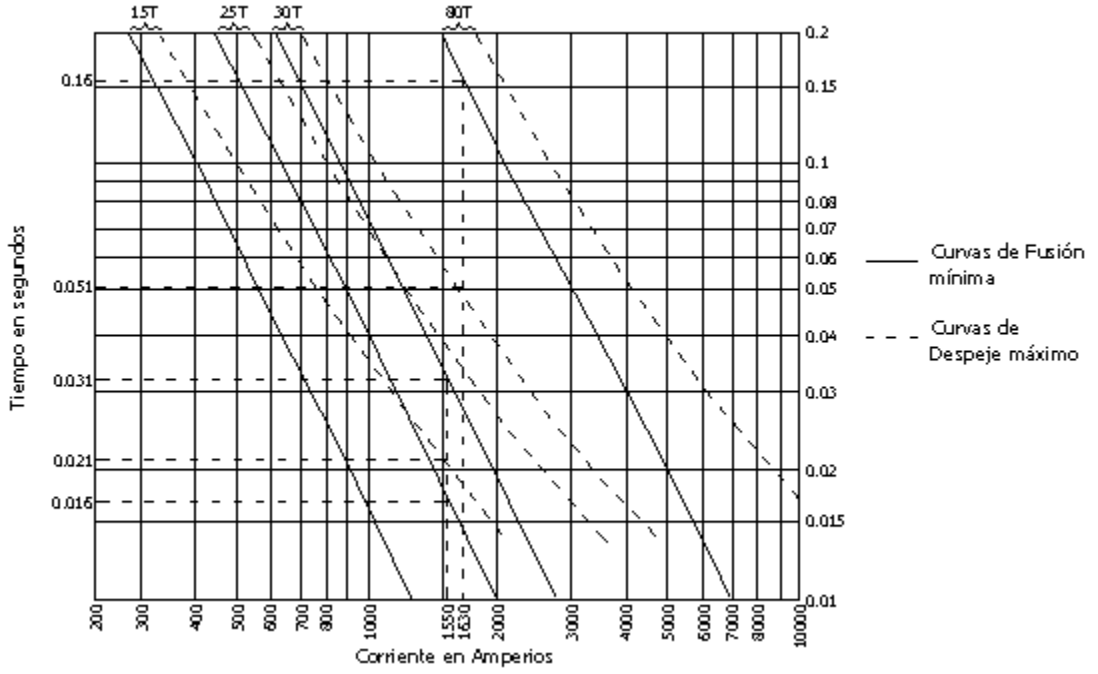


FIGURA 11.3 Curvas t-I para coordinación del circuito dado en la figura 11.2.

TABLA 11.1. Resultados del estudio de coordinación.

Localización del fusible protegido	Fusible protegido	Fusible protector	Corriente max de falla	Corriente de carga	Tiempo de despeje máximo del fusible de protección	Tiempo de fusión mínimo del fusible protegido	Porcentaje CT/MT
C	15T			21			
*B	25T	15T	1550	36	0.021	0.0165	1128 (0.021/0.01651)
B	30T	15T	1550	36	0.021	0.031	68 (0.021/0.0311)
A	80T	30T	1630	105	0.051	0.160	32 (0.0511/0.1601)

* No hay coordinación para la combinación 25T - 15T.

11.2.2 *Método 2: Usando tablas de coordinación.*

El uso de tablas de coordinación requiere que los fusibles sean operados dentro de su capacidad continua de corriente. Las Tablas 11.2 a 11.6 listan los fusibles de protección, los fusibles protegidos y la corriente máxima de falla a la cual la protección es asegurada.

Repitiendo el ejemplo anterior de coordinación usando la Tabla 11.3: Para el fusible de protección 15T el fusible protegido 25T sólo coordina por encima de 730 A (no sirve).

La Tabla 11.3 muestra que fusible 15T coordinará bien con fusible 30T por encima de 1700 A (mayor a 1630 A) con una corriente de transporte de 45 A según tabla 11.4 (mayor a 36 A de corriente de carga).

La Tabla 11.3 también muestra que el fusible 30T (como fusible de protección) se coordina con el fusible 80T (como fusible protegido) por encima de 5000 A (mayor a 1800 A) y una corriente de transporte continua de 110 A (Tabla 11.3) mayor a 105 A de corriente de carga.

Obsérvese en la Tabla 11.3 que el fusible 65T no se coordina con 30T puesto que la corriente de transporte continua es de 95 A menor a 105 A de corriente de carga.

Las Tablas 11.2 a 11.6 muestran los valores máximos de las corrientes de falla a las cuales los fusibles EEI, NEMA se coordinan (K con K, T con T, K con H, T con H y N con N). Estas tablas están basadas en las curvas de tiempo de despeje máximo para los fusiles de protección y el 75% de las curvas de tiempo fusión mínima para los fusibles protegidos.

11.2.3 *Método 3: Reglas prácticas o empíricas.*

Se han formulado la siguiente reglas prácticas para coordinación de fusibles EEI-NEMA del mismo tipo y categoría. Por ejemplo usando T preferido con T preferido o K preferido con K no preferido.

1. Los fusibles K pueden satisfactoriamente coordinarse entre valores nominales adyacentes de la misma serie por encima de valores de corriente 13 veces el valor nominal del fusible protección.
2. Los fusibles T pueden coordinarse satisfactoriamente entre valores nominales adyacentes de la misma serie por encima de valores de corriente 24 veces el valor nominal del fusible de protección.

Repitiendo el ejemplo anterior pero aplicando la regla:

El fusible 15T puede coordinarse con un fusible X por encima de $15 \cdot 24 = 360$ A. El fusible X tendrá que ser más grande que 25T. En este caso es 30T pues la corriente de falla 1630 A es menor a 1700 A que es la máxima corriente falla que puede despejar el fusible 30T

TABLA 11.2. Coordinación entre fusibles tipo K (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal (A)	Fusible Protegido I nominal (A)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de fallo en la cual B protegerá A													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

TABLA 11.3. Coordinación de fusibles tipo T (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal (A)	Fusible Protegido I nominal (A)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de fallo en la cual B protegerá A													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

TABLA 11.4. Coordinación entre fusiles tipo K y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal (A)	Fusible Protegido I nominal (A)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de fallo en la cual B protegerá A													
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

TABLA 11.5. Coordinación entre fusibles tipo T y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal (A)	Fusible Protegido I nominal (A)													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima corriente de fallo en la cual B protegerá A													
1H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

TABLA 11.6. Coordinación entre fusibles tipo N (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal (A)	Fusible Protegido I nominal (A)													
	8	10	15	20	25	30	40	50	60	75	85	100	150	200
	Máxima corriente de fallo en la cual B protegerá A													
5	22	150	280	400	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
8			175	350	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
10				200	370	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
15					200	450	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
20						175	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
25							900	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
30								1300	2000	2650	3500	4950	8900	10000
40									1300	2500	3500	4950	8900	10000
50										1700	3200	4950	8900	10000
60											2000	4950	8900	10000
75												3700	8900	10000
85													8900	10000
100													6000	10000
150														3000

Similares resultados se encuentran cuando se chequea el acomodamiento del fusible 30T el cual puede coordinarse con un fusible Y por encima de $30 \cdot 24 = 720$ A, que es la corriente máxima de coordinación. Pero observando la tabla 24 se ve que la coordinación sólo puede darse por encima de 1500 A, además la corriente de falla es de 1800 A esto indica que:

50T no sirve pues 1800 A es mayor que 1500 A.
65T que no sirve pues Inominal = 95 A es menor que 105 A la cual es la corriente de carga.
80T si sirve pues 5000 A es mayor que 1800 A y la corriente nominal = 120 A que es mayor que 105 A la cual es la corriente carga.

Donde las reglas empíricas pueden probar uso extremo son los sistemas donde la corriente de carga y la corriente de falla decrecen proporcionalmente a una rata razonablemente lineal a medida que los puntos de coordinación se mueven hacia afuera de la subestación.

Una coordinación confiable puede alcanzarse cuando la reglas empíricas se aplican a circuitos como los de la figura 11.4.

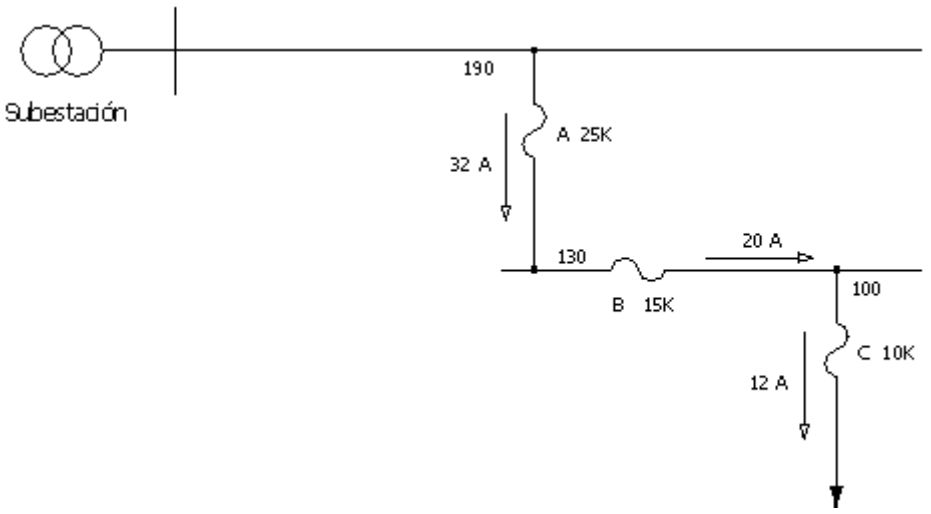


FIGURA 11.4 **Porción de circuito para la aplicación de las reglas empíricas.**

La corriente de carga de 12 A en el punto C sugiere un fusible 10K que según la tabla 4 es de 15A de corriente nominal continua el cual se coordina con el siguiente fusible de la serie 15K por encima de $10 \cdot 13 = 130$ A y tienen corriente nominal de 23A mayor que 20A puesto que la corriente de falla en el punto B es de 130A, los fusibles 10K y 15K se coordinarán satisfactoriamente.

Un fusible 25K se coordinará con un fusible 15K por encima de $15 \cdot 13 = 195$ A y la coordinación es alcanzada puesto que la corriente de falla en el punto A es de 190A menor que 195A.

11.3 *COORDINACIÓN FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE-FUSIBLE DE EXPULSIÓN.*

Aquí se debe verificar que I^2t de despeje total de $FLC < I^2t$ de fusión mínima de fusible de expulsión. El problema básico en el uso de FLC de rango completo es que sus características t-I son diferentes a la mayoría de los otros dispositivos y dificultan la coordinación. Una situación muy común de las empresas electrificadoras es el uso de fusibles de expulsión en derivación lateral y un FLC en un transformador como se muestra en la figura 11.5.

Para una falla en el transformador se quiere que el FLC despeje la falla sin dañar el fusible de expulsión 65K (fusible protegido). Una gráfica de las características del fusible usando la regla del 75% es mostrada la figura 11.6.

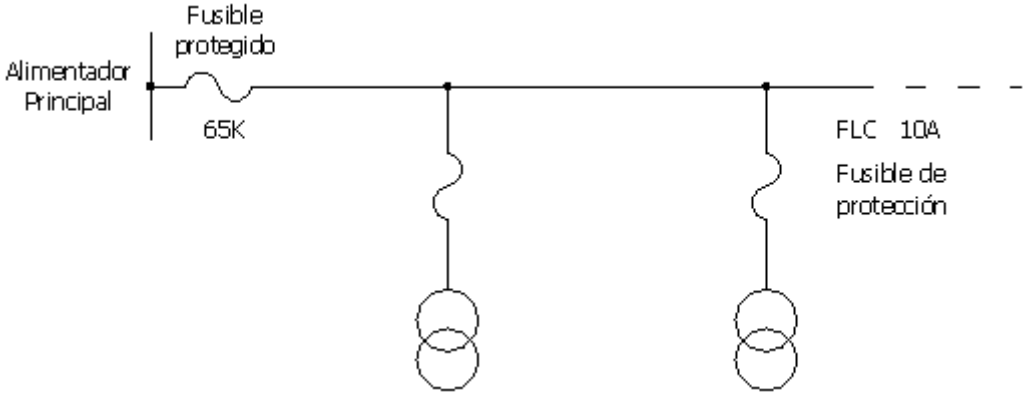


FIGURA 11.5 FLC protegiendo un fusible de expulsión.

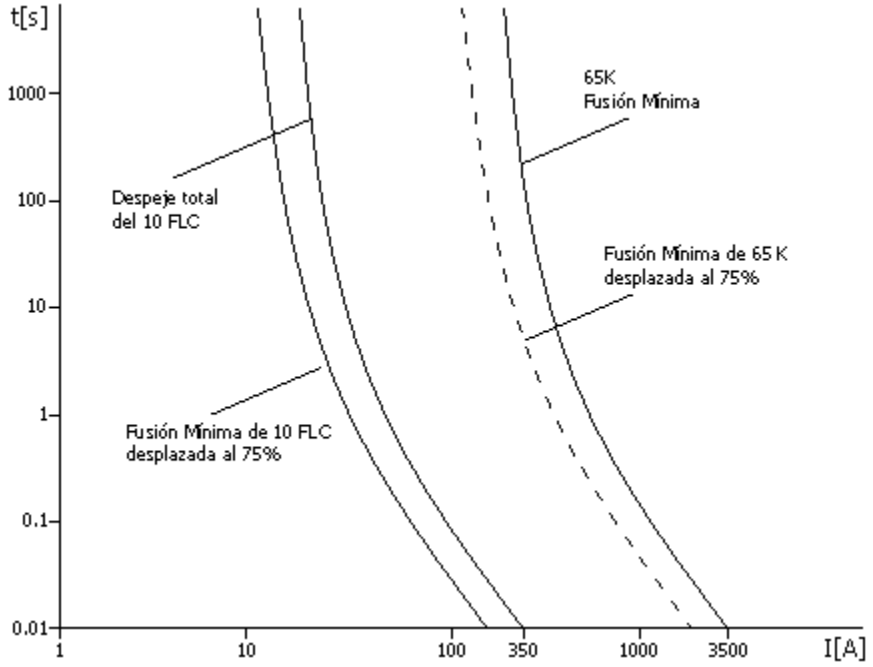


FIGURA 11.6 Coordinación entre FLC y fusible de expulsión.

Como puede verse, estos dos fusibles coordinan bien al menos por debajo de 0.01s (y el FLC puede fundirse en menos de 0.01s y la coordinación completa por debajo de 350 A es asegurada). Otro chequeo se hace comparando el ecuación de fusión mínima del fusible 65K con de el ecuación de despeje total del fusible 10LC. Por ejemplo, el I^2t máximo total del 10LC es menor a 4400 A^2 s mientras el I^2t de fusión mínima del 65K es calculado en el punto 0.01 s por ejemplo $(3000)^2(0.01) = 90000\ A^2s$. Es evidente que el FLC 10LC siempre fundirá bien antes de que el fusible 65K lo haga y la coordinación por encima de los 5000A es asegurada.

Las Tablas 11.7 a 11.10 muestran la coordinación adecuada cuando fusible limitador de corriente FLC actúa como fusible de protección y los fusibles K y T actúan como fusible protegido.

11.4 *COORDINACIÓN FUSIBLE EXPULSIÓN-FLC.*

Por otro lado, cuando el FLC es el fusible protegido y el fusible de expulsión es el fusible protección, la coordinación es limitada. Un lateral protegido con FLC se muestra en la figura 11.7.

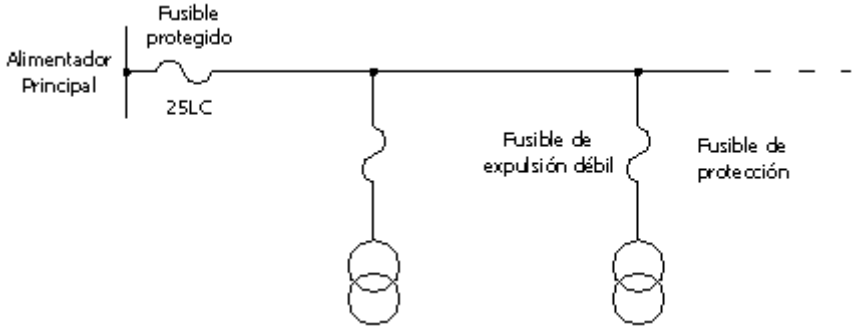


FIGURA 11.7 Fusible de expulsión protegiendo un FLC

La coordinación es limitada porque el fusible de expulsión debe esperar la corriente 0 para interrumpir. Como resultado, una corriente asimétrica puede fluir en el dispositivo por encima de 0.013s. Si graficamos esos fusibles (figura 11.8) se puede ver que la coordinación existe que sólo por debajo de los 500A. Arriba de este nivel es probable que ambos fusibles operen.

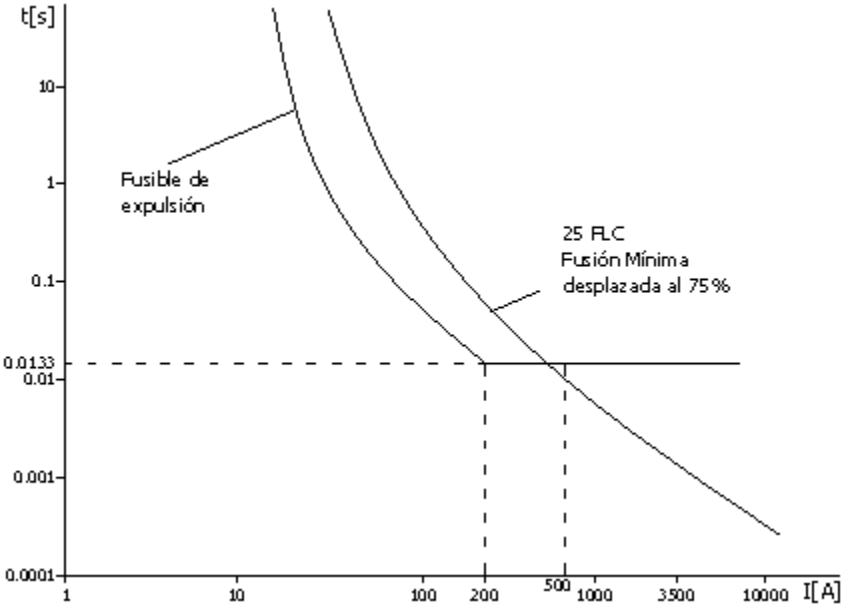


FIGURA 11.8 Coordinación fusibles de expulsión-FLC.

TABLA 11.7. Coordinaciòn fusible de expulsión tipo K-FLC 8.3 kV.

	Corriente de falla máxima para coordinación (A)								
Fusible de protección CHANCE K-mate SL 8.3 kV	Fusible Protector - ANSI "K"								
	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18	860	100	1300	50000	50000	50000	50000	50000	50000
36			1100	50000	50000	50000	50000	50000	50000
54						1200	50000	50000	50000
90								50000	50000
118								610	50000
175									1200
230									970

TABLA 11.8. Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K-mate SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación (A)								
	Fusible Protector - ANSI "K"								
	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18	1750	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
36				650	50000	50000	50000	50000	50000
54					50000	50000	50000	50000	50000
90							650	50000	50000

TABLA 11.9. Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 8.3 kV.

Fusible de protección CHANCE K-mate SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación (A												
	Fusible Protegido - ANSI "K"												
	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18		690	920	1150	2500	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
36					2500	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
54							770	6250	50000	50000	50000	50000	50000
90										50000	50000	50000	50000
118												1000	50000
175												660	50000
230													50000

TABLA 11.10. Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K-mate SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación (A) sim										
	Fusible Protegido - ANSI "K"										
	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18		50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
36				50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
54						50000	50000	50000	50000	50000	50000
90								50000	50000	50000	50000

11.5 *COORDINACIÓN FLC-FLC.*

Se debe cumplir que el I^2t de interrupción del FLC de protección sea menor que el I^2t de fusión mínima del fusible protegido. Cuando un FLC es usado como fusible de protección y como fusible protegido que se verá coordinación con fusibles de características t-I similares (ver figura 11.9). Como los FLC pueden operar en menos de 0.01s es necesario hacer un chequeo adicional para asegurar la coordinación. Todos los fabricantes de FLC lo determinan con pruebas y publican la I^2t de fusión mínima y el I^2t máximo total para propósitos de coordinación. La tabla 11.11 dá estos valores para FLC a 15.5 kV. Para los fusibles 8LC y 30LC en el dibujo de coordinación, se ve que el I^2t de fusión mínima del fusible 30LC es casi 2 veces el I^2t máximo total del fusible de protección 8LC. Por tanto, la coordinación existe.

La tabla 11.11 ilustra que un fusible grande puede no coordinarse con un fusible pequeño así tengan características similares. Por ejemplo: un fusible de protección mayor a 10LC no coordinará con el fusible de 30LC usado en este ejemplo. Las tablas 11.12 y 11.13 muestran coordinación entre FLC. Las tablas 11.14 a 11.19 muestran la coordinación entre FLC y fusibles de potencia.

Para la aplicación de las tablas 11.7 a 11.19 se deben tener en cuenta las siguientes observaciones:

- La coordinación es esperada para esos valores de falla máxima del sistema.
- La coordinación es esperada para esos valores de corriente de falla máximos del sistema.

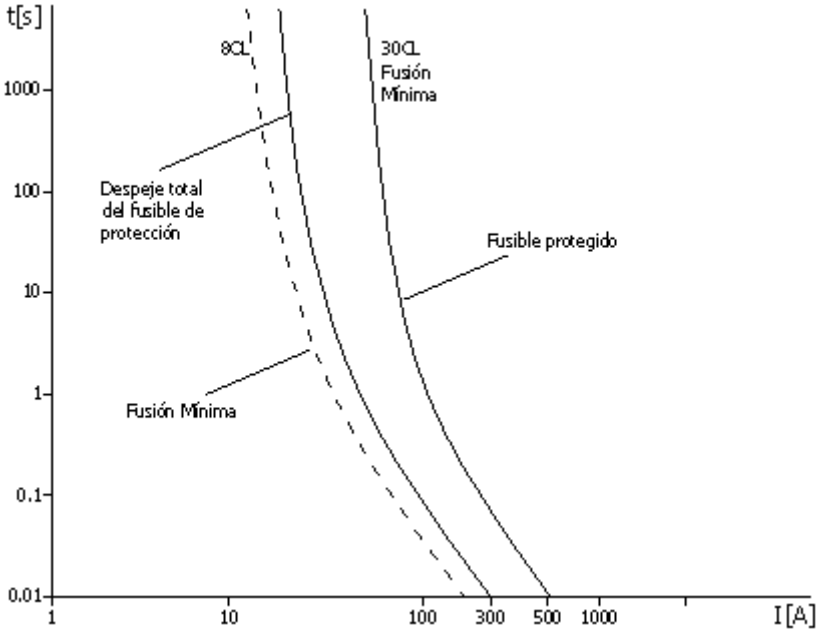


FIGURA 11.9 **Coordinación FLC-FLC.**

TABLA 11.11. Características de los FLC.

Corriente nominal (A)	I^2t, Fusión mínima (A^2s)	I^2t máxima total (A^2s)
6LC	150	1280
8LC	230	2500
10LC	520	3200
12LC	1160	9800
15LC	1540	12000
20LC	2690	16500
25LC	4560	25000
30LC	4560	16000
40LC	10700	40000

- Ellas están basadas en que el fusible de protección despeje la falla en el 75% del tiempo de fusión mínimo del fusible protegido, así como que el tiempo de fusión mínimo es mayor de 0.8 ciclos.

- Para tiempos menores de 0.8 ciclos la coordinación está basada en que el fusible de protección despeje la falla y límite el I^2t total de la falla a un valor por debajo el I^2t requerido para fundir el fusible protegido.

TABLA 11.12. Coordinación FLC 8.3 kV - FLC 8.3 kV

Fusible de protección CHANCE K-mate SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación (A) sim						
	Fusible Protector - K-mate SL 8.3 kV						
	18	**36**	**54**	**90**	**118**	**175**	**230**
18		720	2500	2500	50000	50000	50000
36			2500	2500	50000	50000	50000
54				860	6250	6250	6250
90					6250	6250	6250
118							950
175							

TABLA 11.13. Coordinación FLC 15.5-22 kV - FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K-mate SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación (A) sim			
	Fusible Protector - K-mate SL 15.5- 22 kV			
	18	**36**	**54**	**90**
18		1250	1250	50000
36				2500
54				2500
90				

TABLA 11.14. Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 8.3 kV.

Fusible de protección CHANCE K-mate SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación (A)									
	Fusible Protector - S&C-SM Tiop E Fusible eatándar									
	15	20	25	40	60	65	80	100	125	150
18	500	770	1000	2500	50000	50000	50000	50000	50000	50000
36				2500	50000	50000	50000	50000	50000	50000
54						640	1550	50000	50000	50000
90									50000	50000
118										

TABLA 11.15. Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K-mate SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación (A) sim								
	Fusible Protector - S&C-SM Tiop E Fusible eatándar								
	20	25	40	50	65	80	100	125	150
18		50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
36				50000	50000	50000	50000	50000	50000
54					50000	50000	50000	50000	50000
90								50000	50000

TABLA 11.16. Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusibles de potencia.

Fusible protector S&C SM tipo E fusible eatándar	Corriente de falla máxima para coordinación (A) sim					
	Fusible Protector - K-mate SL 8.3 kV					
	36	54	90	118	175	230
15		860	1100	2550	2250	2550
20		710	1100	2550	2550	2550
25			1100	2550	2550	2550
40			930	2300	2300	2300
50				2250	2250	2250
65				2200	2200	2200
80					2000	2000
100						1700
125						

TABLA 11.17. Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusibles de potencia.

Fusible protector S&C SM tipo E fusible eatándar	Corriente de falla máxima para coordinación (A) sim		
	Fusible Protector - K-mate SL 15.5-22 kV		
	36	54	90
15		510	1100
20			1100
25			1100
40			830
50			

TABLA 11.18. Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusible NX 8.3 kV

Fusible de protección McGraw-Edison NX 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación (A) sim						
	Fusible Protector - K-mate SL 8.3 kV						
	18	36	54	90	118	175	230
3	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
4.5	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
6		50000	50000	50000	50000	50000	50000
8		50000	50000	50000	50000	50000	50000
10			50000	50000	50000	50000	50000
12			50000	50000	50000	50000	50000
18				50000	50000	50000	50000
25					50000	50000	50000
30					50000	50000	50000
40						50000	50000

TABLA 11.19. Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusible NX 15.5-23 kV.

Fusible de protección McGraw-Edison NX 15.5- 23 kV	Corriente de falla máxima para coordinación (A) sim			
	Fusible Protector - K-mate SL 15.5-22 kV			
	18	36	54	90
3	50000	50000	50000	50000
4.5	50000	50000	50000	50000
6	50000	50000	50000	50000
8		50000	50000	50000
10		50000	50000	50000
12			50000	50000

11.6 *COORDINACIÓN INTERRUPTOR (RELEVADOR) - FUSIBLE. (FEEDER SELETIVE RELAYING FSR).*

La filosofía más común de protección de alimentador establece es el uso del FSR, el cual significa que el interruptor del alimentador y el fusible de una derivación lateral son coordinados de tal manera que el fusible de la derivación solamente opere para fallas permanentes en la derivación. Para llevar a cabo esto, el interruptor del alimentador debe operar antes de que el fusible sea dañado, como se muestran en la figura 11.10.

Puesto que el fusible es muy rápido a niveles relativamente altos de corriente de cortocircuito, algunas veces es imposible para el interruptor vencer el fusible y consecuentemente ambos dispositivos operan. Por ejemplo, los límites de coordinación para varios tipos de fusible (i.e. La corriente más alta a la cual la coordinación puede ser esperada), asumiendo una respuesta de 6 ciclos del relevador e interruptor, es como se muestra en la Tabla 11.20.

TABLA 11.20. Corriente máxima a la cual la coordinación es posible

Tamaño del fusible	Amperios de coordinación
100K	1200
100T	2000
200K	3500
200T	5800

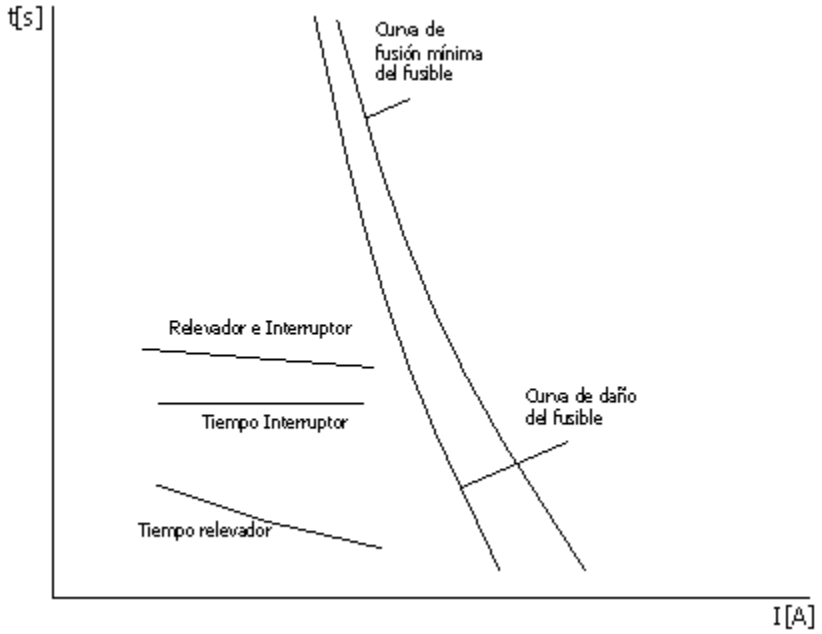


FIGURA 11.10 Coordinación relevador (interruptor) - fusible.

Para fallas permanentes se espera que fusible opere antes de que el disco del relevador complete su recorrido como se muestra en la figura 11.11.

El error más común cuando se emplea este tipo de coordinación es que se olvida considerar el sobrerrecorrido del disco del relevador (cuando se usa el relevador electromecánico).

Mientras que la teoría del FDR suena bien, es difícil implementarla puesto que la verdadera coordinación está limitada a un rango muy estrecho de corrientes de falla. La figura 11.12 muestra una ilustración muy simplificada que explica el porque de esto.

Como puede verse, para muchos niveles bajos de corriente el fusible puede no operar así como se supuso que lo hacía para fallas permanentes. De otro lado, el fusible es también rápido para altas corrientes y siempre operará. Esto es un problema para condiciones de falla temporal.

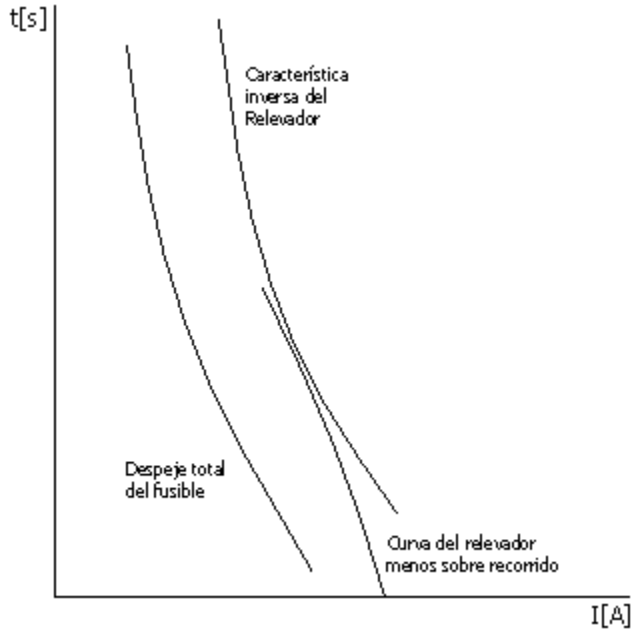


FIGURA 11.11 **Coordinación durante fallas permanentes.**

En un alimentador de distribución, es concebible que las tres condiciones puedan existir, i.e. Existen áreas donde el fusible: siempre opera, nunca opera y opera adecuadamente. Esta situación se muestra en la figura 11.13. Más exactamente, la condición donde el interruptor o restaurador es siempre más rápido que el fusible raramente ocurre.

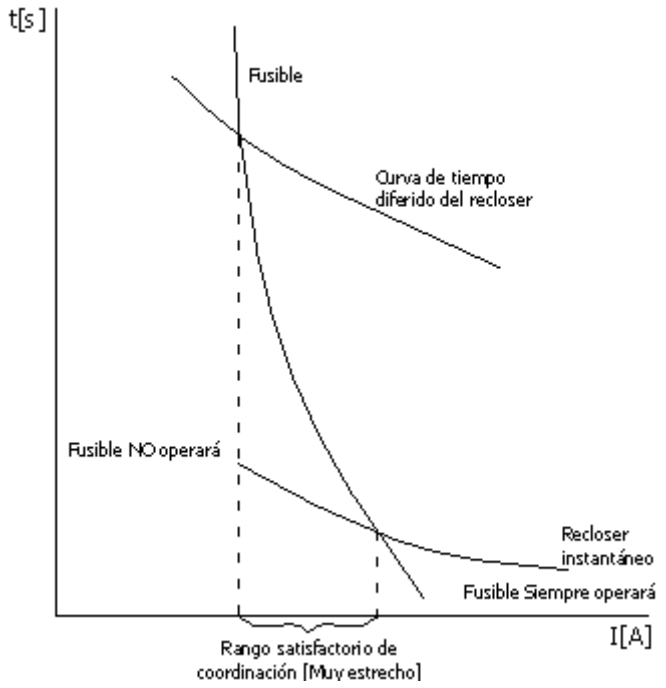


FIGURA 11.12 **Rango de coordinación del FDR.**

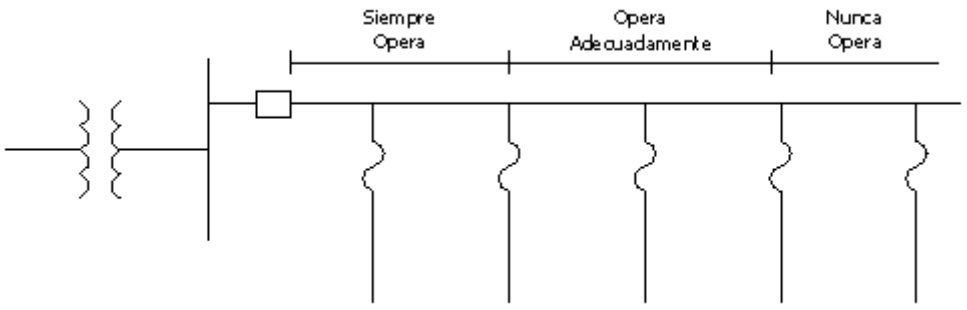


FIGURA 11.13 **Ubicación de fusibles con su grado de operación.**

11.6.1 *Autoextinción de descargas.*

La secuencia de recierre de un interruptor es usualmente así: Un disparo rápido seguido de varios disparos diferidos. El tiempo entre recierres, i.e, cuando el interruptor está abierto, es llamado "tiempo muerto". Una secuencia típica de tiempo muerto es 0, 15, 30s como se muestra en la figura 11.14.

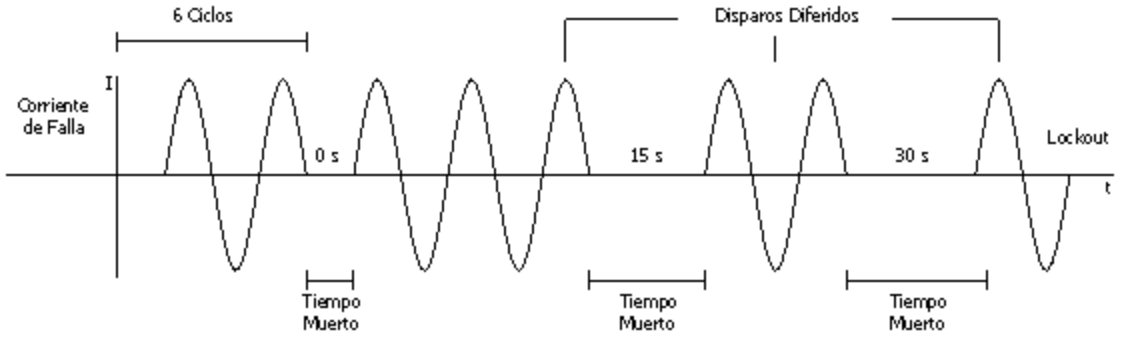


FIGURA 11.14 **Recierre de interruptor del alimentador**

El disparo instantáneo toma aproximadamente 6 ciclos, que incluye un ciclo para el relevador (instantáneo) y cinco ciclos para el interruptor. Algunas empresas de energía que operan en áreas de alta actividad de descargas atmosféricas han encontrado que algunas descargas que golpean la línea son autoextinguidas. Lo que significa que después de que la descarga golpea la línea e inicia la corriente de falla (flameo), la falla puede algunas veces autodespejarse. En la mayoría de los casos donde esto es exitoso, la empresa electrificadora usa crucetas de madera.

Se ha encontrado que la madera posee buena capacidad para apagar el arco. Es por esto que algunas de las empresas de energía retrasan un relevador instantáneo, que es aproximadamente un segundo, por unos pocos ciclos eliminando así un disparo innecesario del alimentador.

11.6.2 *Eliminación del recierre instantáneo.*

Un recierre instantáneo significa que sobre su primer disparo, el interruptor es inmediatamente cerrado, es decir, un retraso de tiempo no intencional es introducido a la operación. El tiempo 0 segundos mostrado en la figura 11.14 indica un recierre instantáneo. En realidad, la duración del recierre instantáneo es aproximadamente de 20 a 30 ciclos debido a la inercia de los contactos del interruptor. Algunas empresas de energía encontraron que el recierre instantáneo es usualmente no exitoso y la falla temporal se reinicia sobre el recierre. Esta falla es

despejada exitosamente después del primer disparo diferido donde el tiempo muerto es usualmente 5 segundos o más.

La explicación dada para el fracaso con recierre instantáneo es que los gases ionizados formados durante la falla no le da oportunidad para disiparse si el recierre ocurre muy rápidamente. Algunas empresas de energía han encontrado que introduciendo un retraso de dos o tres segundos (hasta 15 segundos) en el primer tiempo muerto, se puede prevenir la reiniciación.

11.6.3 *Calidad de potencia.*

Para una falla temporal sobre un lateral, una compañía eléctrica que usa el FSR esperará que el interruptor abra despejando la falla. El fusible lateral en este escenario no estará afectado. El problema con esta técnica es que el alimentador completo vé una interrupción momentánea y se crea que "síndrome de parpadeo del reloj".

En un esfuerzo por reducir el número de interrupciones momentáneas que un consumidor ve e incrementar así la calidad de la potencia, muchas electrificadoras están eliminando el disparo instantáneo del interruptor. Esto significa que las fallas temporales en un lateral ahora llegan a ser salidas permanentes afectando así los índices de confiabilidad .i.e (los minutos promedio del consumidor fuera de servicio por año se incrementarán).

11.6.4 *Esquema de corriente alta/baja.*

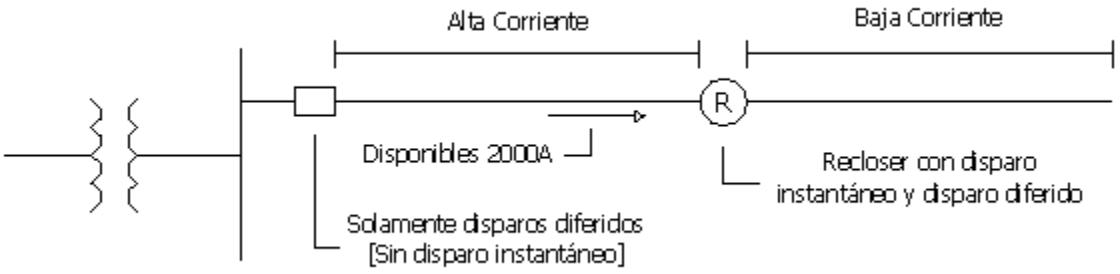


FIGURA 11.15 Alimentador con áreas de corriente de falla baja y áreas de corriente alta de falla

La mayoría de los alimentadores como el mostrado la figura 11.15 tienen áreas de corriente de falla alta y corriente de falla baja. Se sugiere que el interruptor proteja justamente el área de altas corrientes de falla. Puesto que el fusible es más rápido que el interruptor en esa área, se debe usar el disparo no instantáneo ya que el fusible operará de todas formas y el disparo del alimentador sólo causará parpadeo de relojes.

Se sugiere que para áreas del sistema donde las corrientes de fallas son aproximadamente 2000A o menos y la coordinación es posible con fusibles de 100A o menos, los recierres sean usados y la coordinación selectiva sea restaurada (el fusible que sólo opera para fallas permanentes). Este esquema, aunque requiere la adición de restaurador, reduce el número disparos momentáneos así como los minutos promedios de salida el consumidor.

11.7 *COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.*

Si una falla permanente ocurre en cualquier parte del sistema alimentador más allá del interruptor, el dispositivo de recierre operará 1, 2 o 3 veces instantáneamente (dependiendo del ajuste) en un intento por despejar la falla. Sin embargo, como una falla permanente estará aún en la línea al final de esas operaciones instantáneas, debe ser despejada por algún otro medio. Por esta razón, el restaurador estará provisto con 1, 2 o 3 operaciones diferidas (dependiendo del ajuste). Estas operaciones adicionalmente, son a propósito más lentas para proporcionar coordinación con fusibles o permitir que la fallas se autodespejen. Después de la cuarta operación, si la falla persiste en la línea, el restaurador abre y se bloqueará. La figura 11.16 representa las características instantáneas y de tiempo diferido de un restaurador automático convencional.

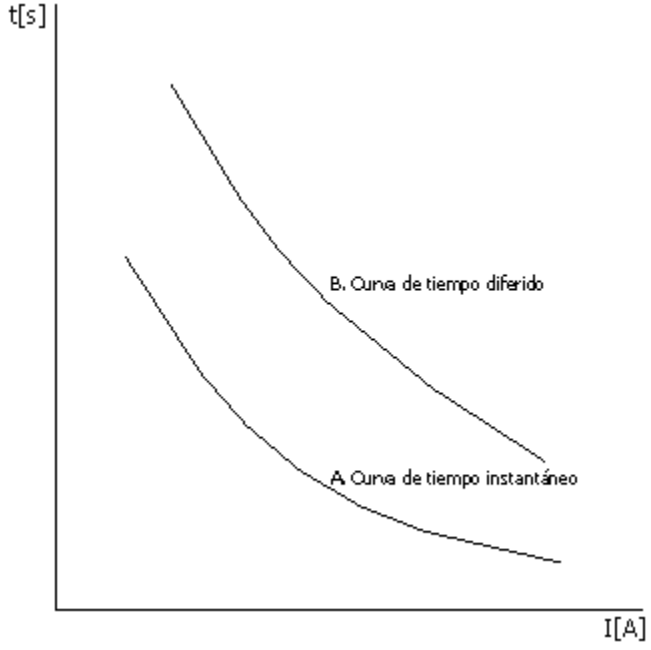


FIGURA 11.16 Características del restaurador automático.

En subestaciones donde la potencia de cortocircuito disponible en la barra del alimentador de distribución es 250 MVA o mayor, los circuitos alimentadores están usualmente equipados con interruptores y relevadores de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso. Los relevadores de cada alimentador deben estar ajustados de tal manera que ellos puedan proteger el circuito hasta un punto más allá del primer restaurador en el alimentador principal, pero con el tiempo de retraso suficiente para ser selectivo con el restaurador durante cualquiera o todas las operaciones dentro del ciclo completo del restaurador.

Un factor importante en la obtención de esta selectividad es el tiempo de restablecimiento de los relevadores de sobrecorriente. Si habiendo empezado a operar cuando ocurre una falla más allá del restaurador, un relevador de sobrecorriente no tiene tiempo para restablecerse completamente después de los disparos del restaurador y antes de que este recierre (un intervalo de aproximadamente 1 s), el relevador puede continuar avanzando hacia el disparo durante operaciones secuenciales de recierre. Así, se puede ver que no es suficiente hacer que el tiempo del relevador sea ligeramente más grande que el tiempo del restaurador.

Es una buena regla de oro considerar que existirá una posible falta de selectividad si el tiempo de operación del relevador en cualquier corriente es menor de dos veces la característica de tiempo diferido del restaurador. La base de esta regla, y el método de cálculo de selectividad, llegará a ser evidente considerando un ejemplo.

Primero, se debe conocer cuáles son los datos disponibles para calcular la respuesta del relevador bajo condiciones de posible restablecimiento incompleto. La velocidad angular del rotor de un relevador de tiempo inverso para un múltiplo dado de corriente de puesta en marcha es sustancialmente constante a través del recorrido desde la posición de restablecimiento (completamente abierto) hasta la posición de cerrado donde los contactos cierran. Por lo tanto, si se conoce (de las curvas t-I) cuánto tiempo toma un relevador para cerrar sus contactos a un múltiplo dado de corriente de puesta en marcha y con un ajuste dado del dial de tiempo, se puede estimar que porción de recorrido total hacia la porción de contacto cerrado el rotor se moverá en cualquier tiempo dado.

Similarmente, la velocidad de restablecimiento del rotor de un relevador es sustancialmente constante a través de su recorrido. Si el tiempo de restablecimiento desde la posición de contacto cerrado conocida para cualquier ajuste de tiempo dado, el tiempo restablecimiento para cualquier porción del recorrido total (cuando se usa ajuste de tiempo diferido más grande) es generalmente dado para cada tipo de relevador.

El tiempo de restablecimiento para un dial de tiempo ajustado en 10 es de 6 s aproximadamente en el caso de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso y aproximadamente 60 s para un relevador de sobrecorriente de tipo muy inverso o extremadamente inverso.

Ejemplo 11.1

Considere se el circuito de la figura 11.17. Chequear la selectividad para una falla de 500A, asumiendo que la falla persistirá a través de todos los recierres. El relevador IAC no debe disparar el interruptor para una falla más allá del restaurador.

Curva A: Característica t-I instantánea de un restaurador de 35A.
Curva B: Característica t-I de tiempo diferido de un restaurador de 35A.
Curva C: Característica t-I del relevador muy inverso IAC que ajustado en el 1.0 del dial de tiempo y en el tap de 4A (primario de 160A con TC de 200/5).

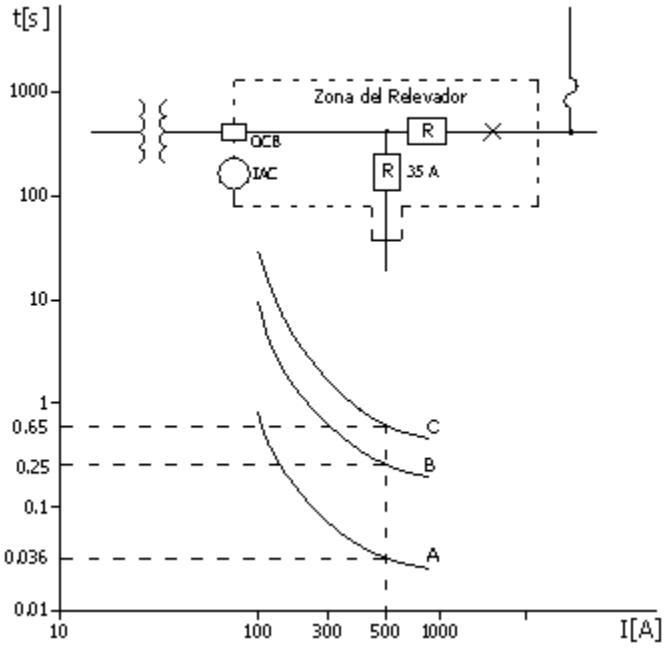


FIGURA 11.17 Ejemplo de coordinación relevador-restaurador

Tiempo de reposición del relevador de 60 s en el dial 10 de ajuste de tiempo. Los tiempos de operación del relevador y del restaurador para este ejemplo son: (de la figura 11.17).

Para el restaurador: Instantáneo 0.036s. Retraso de tiempo = 0.25s.

Para el relevador: Tiempo de puesta en marcha = 0.65s. Restablecimiento = $\frac{1}{10} \cdot 60 = 6\text{s}$.

El porcentaje de recorrido total del relevador IAC durante varias operaciones disparo que es como sigue, donde el signo (+) significa que el recorrido está en la dirección de cierre del contacto (dirección de disparo) y el signo (-) significa que el recorrido es en la dirección de reposición:

Durante el primer disparo instantáneo del restaurador (curva A):

$$\%\text{ de recorrido de cierre del relevador} = \frac{\text{Tiempo instantáneo recloser (+)}}{\text{Tiempo de puesta en marcha del relevador}} \cdot 100$$

$$\%\text{ de recorrido de cierre del relevador} = \frac{0.036}{0.65} \cdot 100 = +5.5\%$$

Asumiendo que el restaurador se abre por 1 segundo

$$\%\text{ de recorrido de reposición del relevador} = \frac{\text{Tiempo de apertura del recloser (-)}}{\text{Tiempo de reposición del relevador}} \cdot 100$$

$$\%\text{ de recorrido de reposición del relevador} = \frac{-1.0}{6.0} \cdot 100 = -16.67\%$$

Puede observarse que:

$$|\text{Recorrido de cierre del relevador}| < |\text{Recorrido de reposición del relevador}|$$

$$|5.5\%| < |16.67\%|$$

Y por lo tanto, el relevador se repondrá completamente durante el tiempo que el restaurador está abierto después de cada apertura instantánea.

Similarmente los porcentajes de recorrido durante las operaciones de disparo diferido se pueden calcular de la siguiente manera:

Durante la primera operación de disparo diferido (curva B) del restaurador:

$$\%\text{ de recorrido de cierre del relevador} = \frac{\text{Tiempo diferido del recloser (+)}}{\text{Tiempo de puesta en marcha del recloser}} \cdot 100$$

$$\%\text{ de recorrido de cierre del relevador } = \frac{+0.25}{0.65} \cdot 100 = +38.5\%$$

Asumiendo ahora que el restaurador abre por 1 segundo.

$$\%\text{ de recorrido de reposición del relevador } = \frac{\text{Tiempo de apertura del recloser (-)}}{\text{Tiempo de reposición del relevador}} \cdot 100$$

$$\%\text{ de recorrido de reposición del relevador } = \frac{-1.0}{6.0} \cdot 100 = -16.67\%$$

Durante el segundo disparo de tiempo diferido del restaurador:

$$\%\text{ de recorrido de reposición del relevador } = \frac{0.25\ (+)}{0.65} \cdot 100 = +38.5\%$$

El recorrido neto del relevador es = +38.5% -16.67%+38.5%

El recorrido neto del relevador es = 60.3% del total hacia la posición de contacto cerrado.

De acuerdo a lo anterior, se ve que al recorrido del relevador le falta aproximadamente el 40% ($\approx 0.4 \cdot 0.65 = 0.24$s) del necesario para que el relevador cierre sus contactos y dispare su interruptor; y por lo tanto, el relevador IAC será selectivo. Se considera deseable un margen de 0.15 a 0.20 segundos adecuado contra variaciones de características, errores en la lectura de curvas, etc. El relevador de sobrecorriente estático tipo SFC previene algunos de estos problemas ya que su sobrerecorrido es aproximadamente 0.01s y el tiempo de restablecimiento es de 0.1s o menos.

Si el restaurador automático es usado como interruptor de un alimentador, para seleccionar su tamaño es necesario reunir la siguientes condiciones:

a) *La capacidad interrupción del restaurador debe ser más grande que la corriente de falla máxima calculada sobre la barra.*

b) *La corriente de carga nominal (I bobina) del restaurador debe ser más grande que la corriente carga pico del circuito. Se recomienda que la corriente nominal de la bobina del restaurador sea de tamaño suficiente que permita el crecimiento normal de la carga y esté relativamente libre de disparos innecesarios debido a corrientes inrush que siguen a una salida prolongada. El márgen entre la carga pico en el circuito y la corriente nominal del restaurador es aproximadamente 30%.*

c) *La corriente de puesta en marcha mínima del restaurador es dos veces su corriente nominal de bobina. Esto determina la zona de protección como establecida por la corriente de falla mínima calculada en el circuito. La corriente nominal mínima de puesta en marcha debe alcanzar más allá del punto de seccionalización del restaurador de primera línea; i.e, la sobreposición de la protección debe estar proporcionada entre el restaurador de la subestación y el restaurador de primera línea. Si la sobreposición de la protección no puede obtenerse cuando se satisfacen la condición a), será necesario relocalizar el restaurador de primera línea para hacer que caiga dentro de la zona de protección del restaurador de la subestación.*

Método práctico de coordinación relevador-restaurador.

Si el tiempo de operación del relevador a cualquier valor de corriente de falla dado es menor que dos veces el tiempo diferido de disparo del restaurador, asumiendo una secuencia de operación del restaurador que incluye 2 disparos diferidos, existirá una posible falta de coordinación. Cuando falta la coordinación el ajuste del dial de tiempo o el ajuste de puesta en marcha del relevador debe aumentarse o el restaurador debe relocalizarse para que la coordinación sea obtenida. En general los restauradores son localizados al final del alcance el relevador.

Los valores nominales de cada restaurador deben ser tales que llevarán la corriente de carga, tener suficiente capacidad de interrupción para esa ubicación, y coordinarse ambos con el relevador y los dispositivos del lado de carga. Si existe una falta de coordinación con los dispositivos del lado de carga, los valores nominales del restaurador tienen que ser aumentados. Después de que son determinados los valores nominales adecuados, cada restaurador tiene que ser chequeado por alcance. Si el alcance es insuficiente se deben instalar restaurador adicionales serie en el primario principal.

11.8 *COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLES (LATERAL).*

Para proporcionar protección contra fallas permanentes, se instalan cortacircuitos fusibles sobre las derivaciones (laterales) de un alimentador aéreo. El uso de un dispositivo de recierre automático como protección de respaldo contra fallas temporales evita muchas salidas innecesarias que ocurren cuando se usan sólo fusibles. Aquí el restaurador de respaldo puede ser el restaurador del alimentador en la subestación usualmente con una secuencia de operación rápida seguida de dos operaciones de disparo diferidas o un restaurador de rama de alimentador con dos operaciones instantáneas seguidas de dos operaciones disparo diferido como se muestra en la figura 11.18.

El restaurador se ajusta para aclarar una falla temporal antes de que cualquiera de los fusibles se pueda quemar y luego restablece el circuito una vez que desaparezca la causa de la falla (temporal). Pero si la falla es permanente, esta es despejada por el fusible correcto al alcanzar la temperatura de fusión después de las operaciones diferidas del restaurador (el cual queda en la posición lockout)

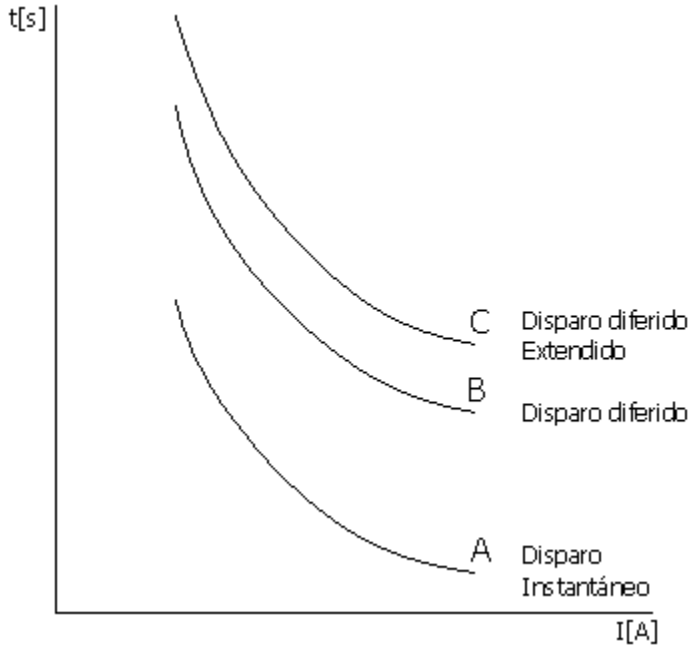


FIGURA 11.18 Características t-I de disparo instantáneo y diferido del restaurador

11.8.1 *Tamaño estandarizado del fusible*.

La mayoría de las compañías electrificadoras seleccionan un tamaño de fusible, como 65K y es usado para todas las derivaciones laterales. La razón dada es que es fácil para las cuadrillas tratar con un solo tamaño. También afirman que las carga laterales no son realmente importantes y la coordinación no es consistente.

Por ejemplo, la figura 11.19 muestra una coordinación restaurador-fusible. La coordinación existe sólo para los puntos entre a y b los cuales son niveles de corriente de falla.

Considerando el diagrama unifilar y asumiendo que los niveles a y b ocurren en la mitad del lateral, se puede concluir que los laterales cercanos y más lejanos de este punto no coordinarán totalmente. Esto es, como el fusible es del mismo tamaño, el esquema de coordinación y por lo tanto sus límites siguen siendo los mismos. Esta técnica, sin embargo, es probablemente tan válida como cualquier otra.

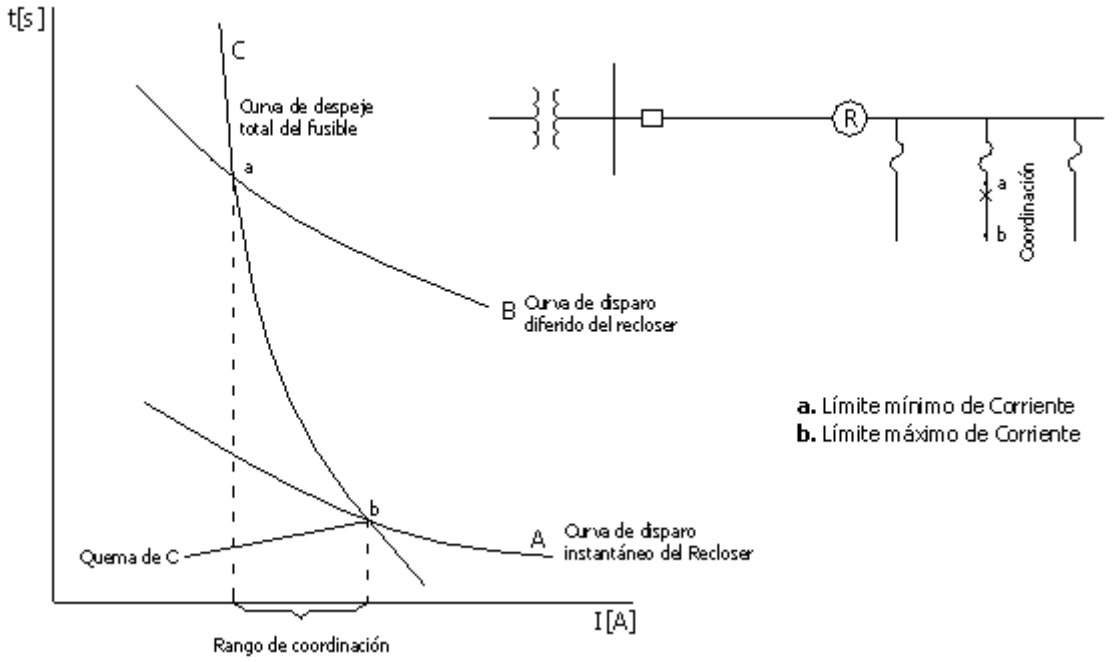


FIGURA 11.19 **Coordinación restaurador-fusible**

La idea es la siguiente: Si ocurre una falla temporal, las operaciones instantáneos del restaurador protegen al fusible de cualquier daño, ya que la curva de disparo instantáneo del restaurador está por debajo de la curva del fusible para corrientes menores que la asociada con el punto de intersección b.

Sin embargo, si la falla más allá del fusible C es permanente, el fusible despejará la falla una vez que el restaurador alcanza la posición lockout después de las operaciones diferidas (curva B). Esto porque la curva de disparo diferido B del restaurador está por encima de la porción de curva de despeje total del fusible C para corrientes más grandes que la asociada con el punto de intersección a.

Por lo tanto, una coordinación adecuada de las operaciones de disparo del restaurador y el tiempo de despeje total del fusible previene que este se queme durante las operaciones de disparo instantáneo del restaurador. La coordinación requerida del restaurador y fusible puede obtenerse:

1. Comparando las curvas t-I respectivas.

2. Considerando factores como: Precarga, temperatura ambiente, tolerancia de curvas.
3. Durante operaciones instantáneas del restaurador: Calentamientos y enfriamientos del fusible.

El método de coordinación restaurador-fusible anterior es aproximado ya que no tiene en cuenta las condiciones de enfriamientos y calentamientos del fusible.

11.8.2 *Nivel de carga.*

Algunas empresas de energía dimensionan el fusible de los laterales de acuerdo a la carga de estos. Se puede decir esto ya que los fusibles laterales varían considerablemente y el tamaño no es una función del nivel de cortocircuito (fusibles de mayor capacidad cerca a la subestación podrían indicar un intento para coordinar).

Los fusibles usados para laterales deben ser ratados para al menos dos veces la carga lateral para permitir las corrientes de puesta marcha en frío, corrientes inrush, y retroalimentación de emergencia. Debe notarse que la protección con fusible de los laterales se hace con pequeñas capacidades si se busca prevenir sobrecargas. La filosofía de protección con fusibles en este caso es la de eliminar la falla, y no la de proteger contra sobrecargas.

Donde los tamaños de fusibles para laterales son aún más pequeños que 25K o 15T, existe con frecuencia un problema con las corrientes de descarga (rayos) que queman el fusible. La mayoría de las operaciones de fusibles durante las descargas atmosféricas son causadas sin embargo, por el flameo de la línea (corriente de falla) el cual operará cualquier capacidad de fusible.

11.8.3 *Coordinación con protección selectiva de alimentador (FSR).*

Algunas empresas de energía seleccionan un tamaño de fusible para permitir la máxima coordinación con el interruptor o el restaurador. Las empresas usando fusibles laterales de 100 o 200A posiblemente pueden no estar haciéndolo debido a la carga lateral pero más aún debido a que los niveles de cortocircuito son relativamente altos y esa es sólo una forma de retraso suficiente para el fusible ante fallas temporales para permitir que el interruptor opere.

11.8.4 *La coordinación restaurador-fusible adecuada.*

La figura 11.20 muestra las curvas t-I del fusible y restaurador. Se ilustra aquí un método práctico suficientemente seguro de coordinación. Aquí, la corriente máxima de coordinación se encuentra por la intersección (en el punto b) de dos curvas: la curva de daño del fusible (75% de la curva de fusión mínima) y la curva de tiempo de despeje máximo de la operación de disparo rápido del restaurador (el cual es igual a 2A en el tiempo, puesto que hay dos disparos rápidos).

Similarmente, el punto a' (corriente mínima de coordinación) se encuentra en la intersección entre la curva despeje total del fusible con la curva B' (la cual es igual a 2A+2B en el tiempo) ya que además de los dos disparos rápidos existen dos disparos diferidos.

Todo esto permite tener en cuenta los calentamientos y enfriamientos alternativos del elemento fusible a medida que el restaurador completa su secuencia de operaciones. La figura 11.21 ilustra el ciclo temperatura de un fusible durante las operaciones del restaurador

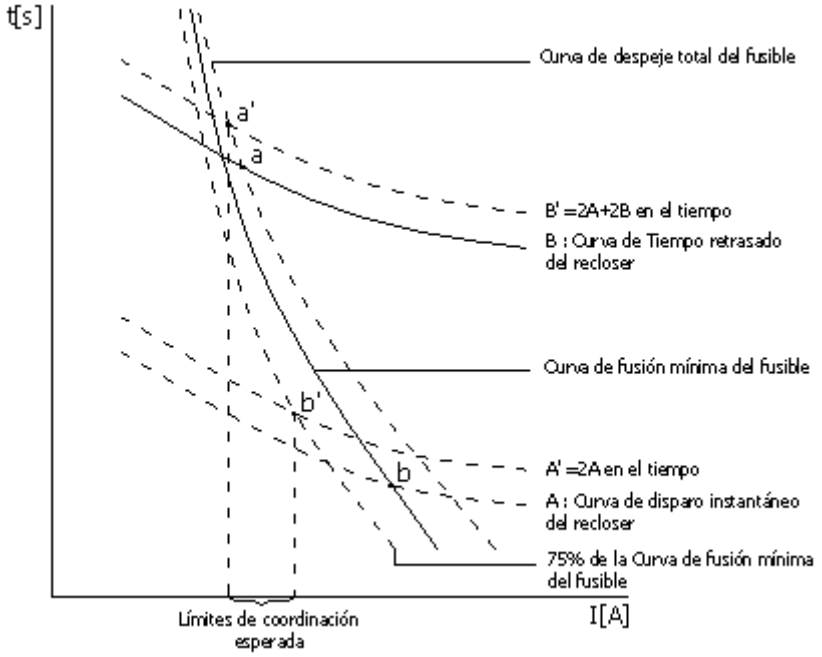


FIGURA 11.20 Coordinación restaurador-fusible adecuada.

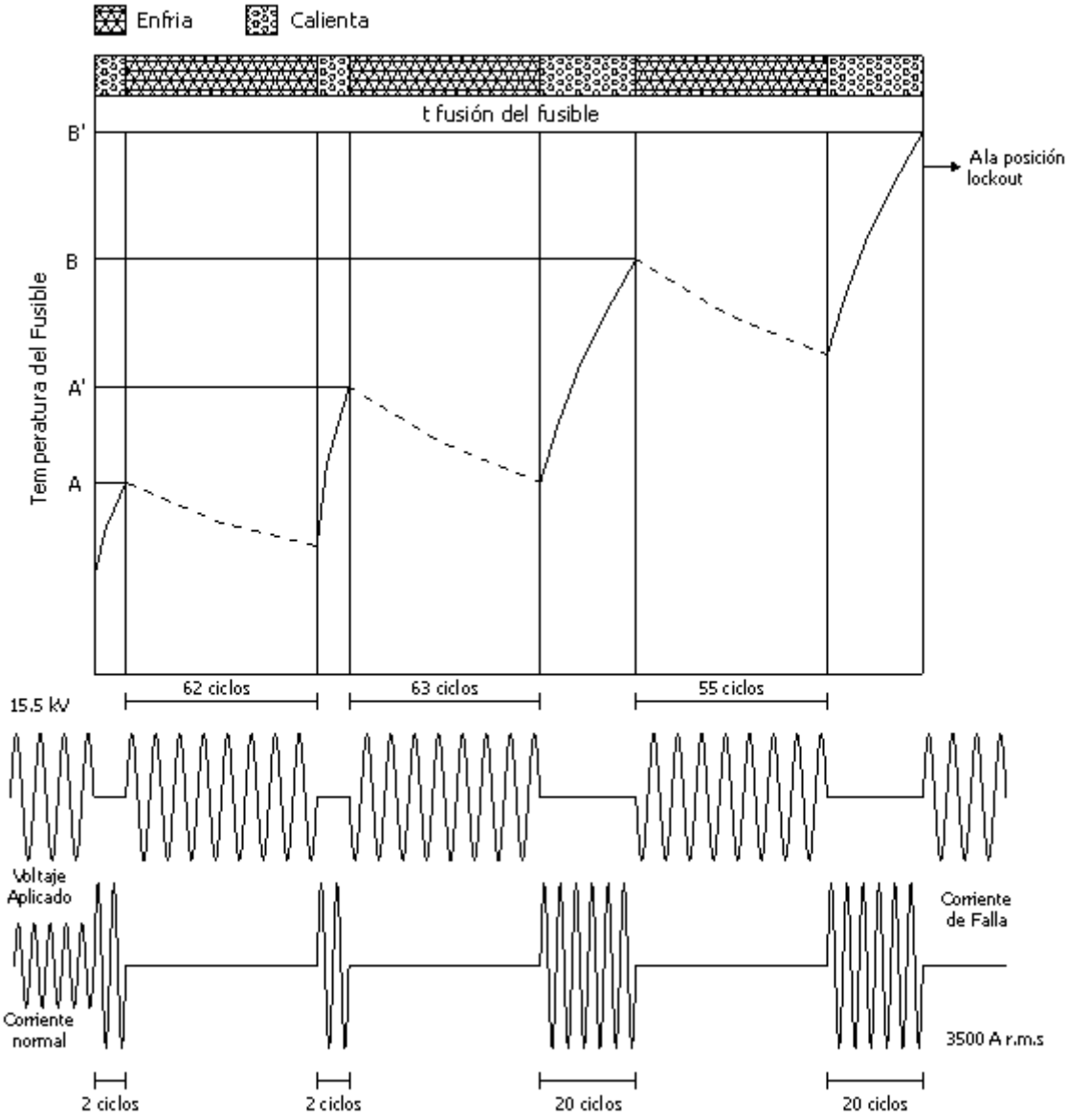


FIGURA 11.21 **Ciclo de temperatura del fusible durante las operaciones del restaurador.**

Ejemplo 11.2.

Un método usado para representar el calentamiento del fusible es desplazar la curva disparo instantáneo hacia la derecha. Si la calibración del restaurador es para 2 disparos instantáneos seguido de dos disparos diferidos y el tiempo muerto entre recierres fué instantáneo, luego la curva A simplemente será duplicada.

Puesto que usualmente hay aproximadamente de 2 a 5s entre recierres, el fusible logra enfriarse. Para tener en cuenta esto, se usa un factor menor a 2. Si se asume el sistema la figura 11.22 dando al restaurador 2s de tiempo muerto se debe desplazar la curva instantánea por un factor de 1.35 y tener el dibujo de coordinación de la figura 11.23.

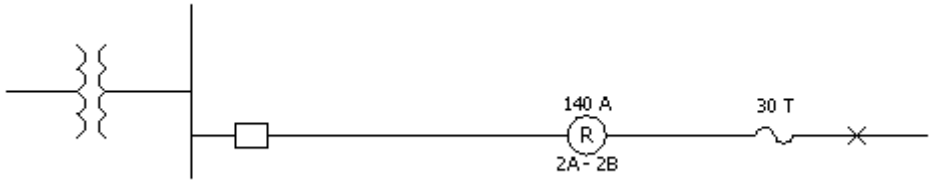


FIGURA 11.22 Coordinación restaurador-fusible en un ejemplo práctico.

El límite de coordinación será ahora de aproximadamente 1000A para fallas más allá del fusible 30T y sobre 5000A para fallas más cercanas. Si el sistema más allá del fusible 30T está dentro de esto límites, existe coordinación total. (Ver figura 11.23).

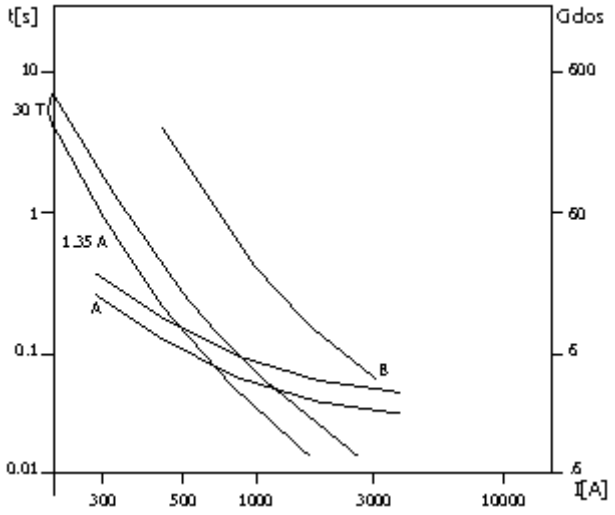


FIGURA 11.23 Coordinación resultante restaurador-fusible (ejemplo).

Existen tablas de coordinación desarrollados por los fabricantes que para coordinar restaurador con elementos fusible de una manera muy sencilla, tales valores se muestran en la tabla 11.21.

TABLA 11.21. Coordinación de restaurador con fusibles.

Corriente Nominal Continuadel restaurador A rms	Valores nominales de GE, Fusibles Tipo T, A									
	A rms fusible	2N*	3N*	6T	8T	10T	12T	15T	20T	25T
	Rangos de coordinación									
5	min	14	17.5	68						
	max	55	55	123						
10	min			31	45	75	200			
	max			110	152	220	250-300			
15	min			30	34	59	84	200	380	
	max			105	145	210	280	375	450	
25	min			50	50	50	68	105	145	300
	max			89	130	190	265	360	480	610

* Secuencia restaurador: 2 operaciones instantáneas + 2 operaciones diferidas.

Corriente Nominal Continua del restaurador A rms	Capacidades nominales de fusibles								
	A rms fusible	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T
	Rangos de coordinación								
50	min	190	480	830	1200	1730	2380		
	max	620	860	1145	1510	2000	2525		
70	min	140	180	365	910	1400	2000	2750	
	max	550	775	1055	1400	1850	2400		
100	min	200	200	200	415	940	1550		
	max	445	675	950	1300	1700	2225		
140	min		280	280	280	720	710		
	max		485	810	1150	1565	2075		
200	min				400	400	400		
	max				960	1380	1850		
280	min						620		
	max						1500		

11.9 *COORDINACIÓN RESTAURADOR-RESTAURADOR*.

La necesidad de esta coordinación puede aparecer debido a que pueden existir cualquiera de las siguientes situaciones en un sistema de distribución:

1. Cuando se tienen 2 restauradores trifásicos.
2. Cuando se tienen 2 restauradores monofásicos.
3. Cuando se tiene 1 restaurador trifásico en la subestación y un restaurador monofásico sobre una de las ramas de un alimentador dado.

La coordinación requerida entre los restaurador puede obtenerse usando una de la siguientes medidas:

1. Empleando tipos diferentes de restaurador y alguna combinación de tamaños de bobinas y de secuencia de operación.
2. Empleando el mismo tipo de restaurador y secuencia de operación pero usando diferentes tamaños de bobina.
3. Empleando el mismo tipo de restaurador y tamaño de bobinas pero usando diferentes secuencia de operación.

En general, la industria eléctrica de suministro prefiere usar la medida N° 1 sobre las otras dos.

Cuando las curvas TCC de dos restauradores están separadas menos de 12 ciclos una de la otra, los restaurador pueden efectuar sus operaciones instantáneas o rápidas al mismo tiempo. Para obtener la coordinación entre las curvas de disparo retardadas de 2 restaurador, al menos un márgen de tiempo del 25% debe ser aplicado.

11.10 *COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE DE ALTO VOLTAJE DEL TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN.*

Usualmente, un fusible de potencia localizado en el lado primario de un transformador Δ-Y, proporciona protección al transformador contra las fallas en los terminales y también proporciona protección de respaldo por fallas en el alimentador. Estos fusibles tienen que ser coordinados con el restaurador o con los restauradores de los interruptores localizados en el lado secundario del transformador para prevenir daño en el fusible durante las operaciones secuenciales de disparo. Los efectos de los calentamientos y enfriamientos acumulados del elemento fusible pueden ser tomados en cuenta para ajustar el tiempo de disparo diferido del restaurador.

Para obtener una coordinación, el tiempo de disparo ajustado es comparado con el tiempo que fusión mínimo del elemento fusible, el cual es dibujado para una falla fase-fase que puede ocurrir sobre el secundario del transformador. Si el tiempo de fusión mínimo del fusible de respaldo es más grande que el tiempo de disparo ajustado del restaurador, la coordinación entre fusible y restaurador es obtenida. La coordinación del interruptor de una subestación con los fusibles primarios del transformador de una subestación dictamina (ordena) que el tiempo de despeje total del interruptor (i.e tiempo del

relevador + tiempo de interrupción del interruptor), es menor que el 75 al 90% del tiempo de fusión mínima de los fusibles para todos valores de corriente superiores a la corriente máxima de falla.

El fusible seleccionado debe ser capaz de llevar el 200% de la corriente a plena carga del transformador continuamente en cualquier emergencia a fin de que pueda soportar la corriente inrush "magnetizante" del transformador (lo cual es usualmente de 12 a 15 veces la corriente a plena carga del transformador) para 0.1s.

11.10.1 *Principios básicos de coordinación que deben ser observados en la aplicación de seccionalizadores.*

1. La corriente actuante mínima de los seccionalizadores debe ser el 80% del disparo mínimo de los dispositivos del lado fuente. Para unidades controladas electrónicamente, el nivel actuante mínimo es usado directamente. Para unidades controladas hidráulicamente, se usa el mismo valor nominal de la bobina serie. La corriente mínima actuante es 1.6 veces el valor nominal de la bobina del seccionalizador para proporcionar coordinación adecuada con el disparo mínimo del restaurador. Para unidades controladas hidráulicamente, se usa el mismo valor nominal de la bobina serie. La corriente mínima actuante es de 1.6 veces el valor nominal de la bobina del seccionalizador para proporcionar coordinación adecuada con el disparo mínimo del recloser.
2. los seccionalizadores no equipados con sensores de falla a tierra deben ser coordinados con el nivel de disparo mínimo (puesta en marcha) de fase del dispositivo de respaldo. La calibración del nivel de actuación del seccionalizador para coordinarse con el nivel de puesta en marcha de tierra del dispositivo de respaldo puede causar operaciones lockout erróneas debido a la corriente inrush.
3. El seccionalizador debe ser ajustado al lockout en una operación menos que el dispositivo de respaldo. Esta regla general no necesita aplicarse en el caso de muchos seccionalizadores en serie, donde unidades sucesivas pueden estar ajustadas para 1, 2 o 3 operaciones menos que el restaurador de respaldo.
4. Los tiempos de apertura y recierre del dispositivo de respaldo debe ser coordinado con el tiempo de retención de conteos del seccionalizador. El disparo combinado (excepto para el primer disparo) y los tiempos de recierre del respaldo deben ser más cortos que el tiempo de memoria del seccionalizador. Si el tiempo de operación del respaldo es más grande que el tiempo de memoria del seccionalizador, el seccionalizador parcialmente olvidará el número de operaciones de disparo del respaldo. Esto resultará en un locking out del respaldo para una falla más allá del seccionalizador y puede requerir una operación de disparo extra del respaldo, y luego ambos (dispositivo de respaldo y seccionalizador) deben estar lockout.
5. Los seccionalizadores trifásicos están limitados a la coordinación con las aperturas trifásicas simultáneas de los dispositivos de respaldo. Los disparos no simultáneos de los dispositivos de respaldo pueden resultar en un intento de interrupción de falla por el seccionalizador, el cual no es diseñado para tal operación.

Una condición problemática para seccionalizadores sin restricción de corriente inrush se muestra en la figura 11.24. En este ejemplo ocurre una falla en el lateral protegido por el seccionalizador S1. Después de que el interruptor del alimentador abre, este seccionalizador contará 1. Los otros seccionalizadores contarán 0, ya que ellos no ven corriente de falla. Si la falla es permanente, el restaurador del interruptor de nuevo cierra y abre. En este momento el seccionalizador S1 contará 2 pero S2 y S3 contarán 1 (Ver tabla 11.22), ya que la corriente inrush a través de ellos y en el restaurador es de una magnitud similar a la corriente de falla.

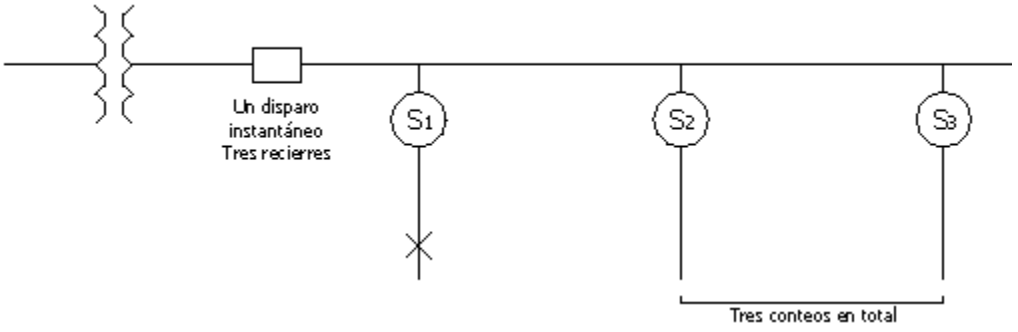


FIGURA 11.24 Condición indeseada para aplicación de seccionalizadores.

Este proceso continúa hasta que el interruptor abre y S1 realiza 3 conteos y queda abierto aislando la falla.

Los otros seccionalizadores que han contado hasta 2 ven otra corriente inrush durante este recierre sucesivo y tratan de abrir durante una condición de energizada normal. Como algunos seccionalizadores no pueden interrumpir corrientes de carga esto también puede resultar en falla.

TABLA 11.22. Conteos del seccionalizador

Secuencia de eventos				Comentario
Paso	S1	S2	S3	
1	0	0	0	Iniciación de la falla.
2	1	0	0	Abre interruptor
3	1	0	0	Cierra interruptor
4	2	1	1	Abre interruptor
5	2	1	1	Cierra interruptor
6	3	2	2	Abre interruptor y S1 abre
7	3	2	2	Cierra interruptor pero el inrush de nuevo produce puesta en marcha
8	3	3	3	El inrush produce un conteo, S2 y S3 tratan de abrir bajo carga

La secuencia de eventos que se muestra indica uno los problemas que lo seccionalizadores sufren debido a la corriente inrush. En este caso (y existen otros) los seccionalizadores más allá de la falla cuentan incorrectamente debido a la corriente inrush.

Ejemplo 11.3.

Considérese el circuito de la figura 11.25. En este alimentador de distribución, el seccionalizador debe coordinarse con un restaurador hidráulico de 100A, el restaurador se ajusta para una operación rápida y 3 diferidas. Hallar el tamaño del seccionalizador.

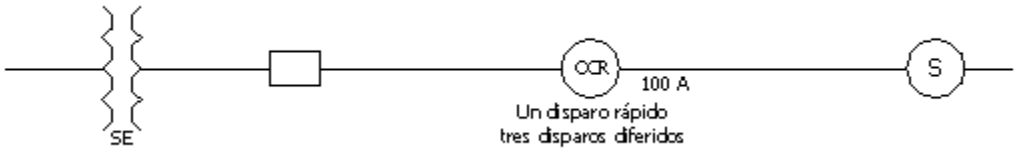


FIGURA 11.25 Ejemplo de aplicación de seccionalizadores.

Disparo mínimo del restaurador = 2 Inom

Disparo mínimo del recloser $= 2 \cdot 100\ \text{A} = 200\ \text{A}$.

Ajuste de disparo $\text{S} = 0.8 \cdot 200 = 160\text{A}$

$$I_{nom} \text{ de S} = \frac{\text{Ajuste de disparo mínimo}}{1.6} = \frac{160}{1.6} = 100\ \text{A}.$$

I_{nom} de $\text{S} \leq 100$ A.

CAPITULO 12

Protección de redes de distribución contra sobrevoltajes

12.1 *CARACTERÍSTICAS DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA.*

Con el fin de entender los efectos del rayo, es mejor obtener algún conocimiento sobre lo que es el rayo, como se causa y donde es más probable que ocurra. Los términos más usados para describir este fenómeno son los siguientes:

12.1.1 *Conductos de descarga (predescarga).*

Bajo condiciones normales se ha creído generalmente que las nubes contienen cargas positivas y negativas que se combinan y se combinan entre si resultando una carga neutra, con diferencia de voltaje cero dentro de la nube.

Una explicación del rayo es la siguiente: Cuando el aire húmedo es calentado, se eleva rápidamente y cuando logra alturas más grandes comienzan a enfriarse. A muy grandes alturas (tan altas como 60.000 ft) se forman partículas de precipitación y comienzan a caer; el aire va ascendiendo y las partículas van hacia abajo (a una velocidad de 100 MPH) y crean un mecanismo de transferencia de carga paralizando la nube.

Cuando el gradiente de potencial entre nubes o entre la nube y la tierra alcanza el limite para el aire esté en la región de alto esfuerzo, se ioniza y se rompe. El conducto de descarga que es imperceptible para el ojo arranca en la nube como una perforación eléctrica. Esta a su vez establece la trayectoria descendente de la descarga entre la nube y la tierra; el conducto usualmente sigue la dirección de la más alta concentración de gradiente de voltaje en pasos sucesivos, estos pasos en zig-zag son de aproximadamente 60 yardas en un tiempo de 30 a 90 μs vacilantes entre pasos.

Como la predescarga se dirige a tierra los iones negativos progresan hacia abajo a lo largo de la trayectoria conductora y los iones positivos comienzan a ascender (descarga de retorno) y cuando la carga y la descarga de retorno se encuentran se establece la conexión nube-tierra y la energía de la nube es liberada en la tierra; esta liberación de energía es la descarga visible llamada rayo.

12.1.2 *Duración de la descarga.*

La duración de la descarga es usualmente menor de 200 μs. Se ha considerado que la onda de corriente es del tipo 8 x 20 μs. Que es una aceptable aproximación de la descarga. Algunas descargas tienen relativamente alta corriente de descarga en cortos periodos de tiempo; estas descargas producen efectos explosivos. De otro lado otras descargas duran pocos cientos de μs. Con corrientes de descarga < 1000 A. Este tipo de descarga comúnmente llamado rayo caliente produce quemas considerables, incendios, etc. Muchas descargas son una combinación de ambas.

Los siguientes datos muestran una de las distribuciones estadísticas de duración de descarga reportado a la industria (tabla 12.1).

TABLA 12.1. Duración de la descarga simple

Duración de una descarga simple (μs)	%
> 20	96
> 40	57
> 60	14
> 80	5
Tiempo promedio = 43 μs	

La energía de un rayo no es tan grande como la gente piensa ya que la duración de la onda es muy corta, por ejemplo una onda de 43 μs dura solo el 0.26% de la duración de un solo ciclo de AC a 60 Hz.

12.1.3 *Magnitudes de corriente.*

Las medidas de corrientes de descarga sobre los últimos años muestran que las corrientes de descarga caen en el siguiente rango:

El 5% excedieron los 90000 A.
El 10% excedieron los 75000 A.
El 20% excedieron los 60000 A.
El 50% excedieron los 45000 A.
El 70% excedieron los 30000 A.

12.1.4 *Rata de elevación.*

Es interesante que mientras la industria eléctrica prueba con ondas de 8 x 20 μs, esta forma de onda está totalmente sustentada por los datos de campo. Los siguientes tiempos de cresta son mucho más representativos que la onda de 8 x 20 ms.

Tiempos de cresta >	6.8 μs	tienen probabilidad del:	90 %
Tiempos de cresta de :	5 μs	tienen probabilidad del:	80 %
Tiempos de cresta de :	4 μs	tienen probabilidad del:	75 %
Tiempos de cresta de :	3 μs	tienen probabilidad del:	60 %
Tiempos de cresta de :	1.5 μs	tienen probabilidad del:	45 %
Tiempos de cresta de :	1 μs	tienen probabilidad del:	17 %

Se han reportado ratas de elevación tan altas como 10 kA/μs para el 50 % de las corrientes de descarga. Ratas de 65 kA/μs para corrientes de descarga también fueron reportadas por muchos investigadores.

12.1.5 *Descargas múltiples.*

Más de la mitad de las descargas son múltiples y van desde 2 hasta 40. Son causadas por la recarga rápida de las nubes del área. Después de que ocurre la primera descarga algunas de las cargas eléctricas en otras partes o en nubes adyacentes se mueven para rellenar el área descargada. Este relleno ocurre antes de que la trayectoria gaseosa de la primera descarga se haya disipado y consecuentemente cumple la misma trayectoria que la descarga anterior. Algunos valores típicos para descargas múltiples son las siguientes:

El 50 % de las descargas directas tiene al menos 3 componentes.
El 24 % de las descargas directas tiene al menos 4 componentes.
El 15 % de las descargas directas tiene al menos 6 componentes.

La duración promedio de las descargas múltiples tiene aproximadamente 1 / 10 s. La duración máxima para descargas múltiples tiene aproximadamente 1.5 s.

12.1.6 *Polaridad.*

La carga de la tierra es (+) y la de la nube es (-) en el 90 % de las medidas registradas.

12.1.7 *Nivel isoceráunico.*

Es el número de días tormentosos al año en cualquier lugar: En Colombia los hay desde 5 a 100 días tormentosos por año.

12.2 *CAUSAS DE SOBREVOLTAJE.*

12.2.1 *Descargas atmosféricas.*
12.2.2 *Desplazamientos de neutro durante fallas línea-tierra.*
12.2.3 *Operación de fusibles limitadores de corriente.*
12.2.4 *Ferrorresonancia (FR).*

En circuitos trifásicos, el suicheo monofásico, la quema de un fusible, o la rotura de un conductor puede ocasionar sobrevoltaje cuando ocurre resonancia entre la impedancia de magnetización del transformador y la capacitancia del sistema de la fase o fases aisladas (ver figura 12.1).

Gran cantidad de situaciones prácticas en circuitos pueden ocurrir y pueden resultar en el fenómeno de ferrorresonancia. Básicamente, las condiciones necesarias pueden darse cuando una o dos fases abiertas resultan en una capacitancia que está siendo energizada en serie con la impedancia de magnetización no lineal del transformador, donde los suiches pueden ser cortacircuitos fusible montados en un poste. La capacitancia puede ser dada por la longitud del cable que conecta el devanado a tierra con el transformador Pad Mounted.

La ferrorresonancia no puede ser totalmente evitada. las condiciones que probablemente producen ferrorresonancia son las siguientes:

- Transformadores de pequeña capacidad: A más pequeña capacidad la susceptibilidad es más grande. Los bancos con capacidad mayor a 300 kVA son raramente sensibles.
- Vacío: Una carga tan pequeña como 4% resultaría en cercana inmunidad.
- Cualquier conexión 3ϕ es sensible: Un transformador 1ϕ conectado a fase-fase en un sistema primario aterrizado es sensible.
- Suministro primario por cables subterráneos: El blindaje aumenta la capacidad y susceptibilidad. Los cables primarios aéreos generalmente proporcionan inmunidad a menos que el voltaje sea mayor a 15 kV. A 34.5 kV la ferrorresonancia es definitivamente una posibilidad con suministro aéreo puesto que la capacitancia interna del transformador es suficiente para resonancia.

- Voltaje primario superior a 5 kV: Voltajes superores a 5 kV proporcionan sustancial inmunidad. Por encima de 15 kV la ferrorresonancia es bastante probable. Las opiniones difieren sobre susceptibilidad (sensibilidad) en el rango de 5 a 15 kV.
- Banco de capacitores secundario con neutro flotante: Incluso en una conexión Y aterrizada. Y si una fase del primario es desenergizada puede energizar la reactancia de magnetización de la fase desenergizada a través de la capacitancia y así causar resonancia.

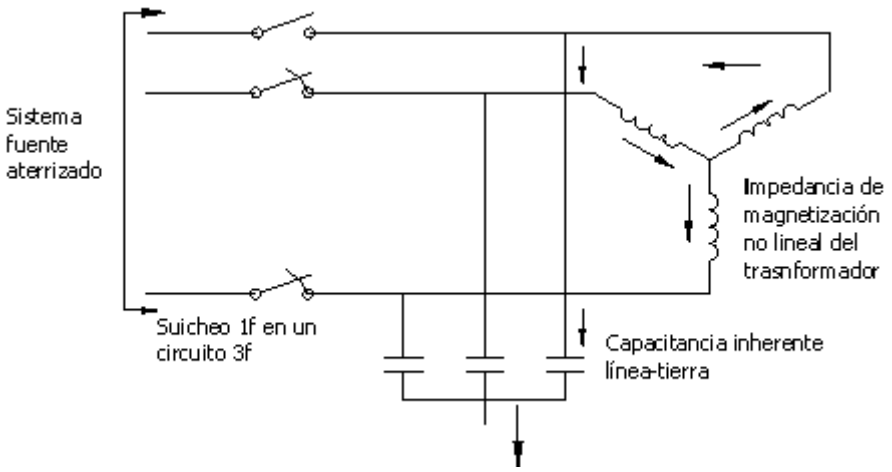


FIGURA 12.1 **Suicheo 1ϕ en un circuito 3ϕ.**

En la actualidad, el método más práctico para evitar la ferrorresonancia es por medio de la instalación de transformadores conectados en Y-Y con los neutros primario y secundario del transformador aterrizados y conectados al neutro del sistema primario. El primario en Y con neutro aterrizado elimina por cortocircuito la conexión serie de la reactancia del transformador y la capacitancia del cable previniendo de ese modo el establecimiento del circuito resonante. Otras técnicas de mitigación son las siguientes:

- Los transformadores 1ϕ deberían ser conectados a línea-neutro.
- Instalando suiches tripolares y dispositivos de protección que evitan que el faseo 1ϕ pueda ocurrir. Esto puede no ser posible en muchos casos y puede no ser completamente efectivo pero es la mejor y más simple prevención.
- La ferrorresonancia puede ser prevenida si los cables y transformadores nunca son suicheados al mismo tiempo. Para llevar a cabo esto los suiches del transformador deben estar localizados en los terminales del transformador justo en la parte elevada del poste y es deseable un enclavamiento para asegurar que

al energizar, primero son cerradas las fases de los suiches de la parte superior del poste y luego cierra los suiches del primario del transformador. Al desenergizar, deben abrirse primero las fases del suiche del transformador y luego las del poste elevado (ver figura 12.2)

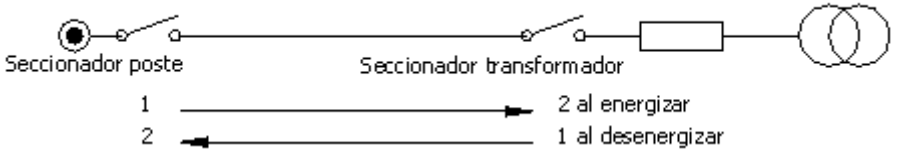


FIGURA 12.2 Secuencia de accionamiento de suiches para evitar ferrorresonancia.

- El requerimiento para nunca suichear el cable de suministro y transformadores simultáneamente también se aplica a fusibles y a otros dispositivos de protección. Esto requiere que los fusibles, restauradores y o seccinalizadores en la parte elevada del poste y sobre el alimentador de distribución sean coordinados para controlar una falla del transformador y así la protección primaria del transformador se disparará primero. Por supuesto que, una falla del cable primario quemaría un fusible en la parte superior del primer poste, pero una falla de estas es más probable que elimine por cortocircuito la capacitancia de la sección del cable fallado conectado al transformador y así prevenir la resonancia.
- Si una conexión susceptible debe ser usada, y si el cable primario corre a lo largo y debe ser suicheado con el transformador, y el suicheo trifásico y la protección no es posible, arreglar luego el sistema para tener todo el suicheo dado con al menos 5% de carga en el transformador.
- Los bancos de capacitores secundarios deben ser conectados con neutro a tierra.

12.2.5 *Suicheo de capacitores.*

El suicheo de bancos de capacitores puede causar un sobrevoltaje al energizar o al desenergizar. Considérese la energización del banco de capacitores con neutro aterrizado de la figura 12.3. Si las condiciones iniciales (precierre) son tales que el banco de capacitores no tiene carga (sin voltaje) y el voltaje del sistema cierra en un máximo, el voltaje se excederá como se muestra en la figura 12.4.

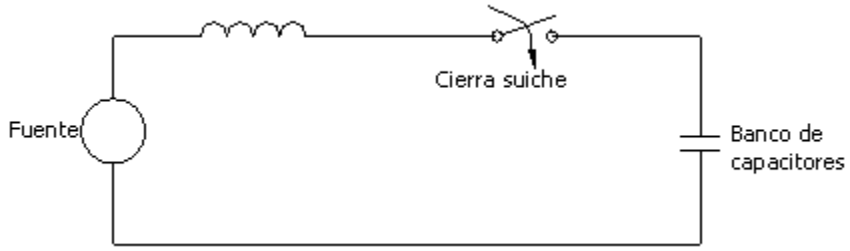


FIGURA 12.3 **Energización de un banco de capacitores.**

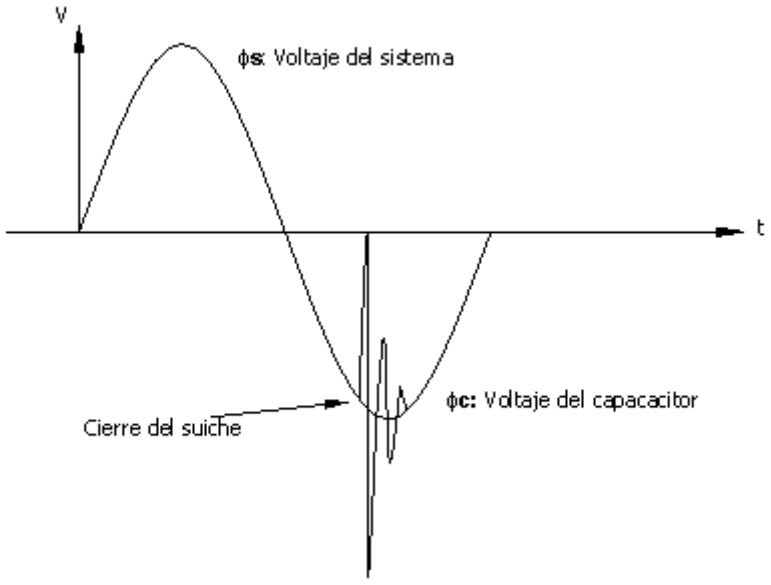


FIGURA 12.4 **Sobrevoltaje debido a la energización de bancos de capacitores.**

La desenergización de un banco de capacitores (figura 12.5) es un aspecto que preocupa. Al abrir el suiche se crean las condiciones de sobrevoltaje que se muestran en la figura 12.6.

Asúmase que R y X_L son muy pequeños comparados con la reactancia capacitiva tal que el voltaje de estado estable del capacitor es esencialmente el mismo de la fuente de voltaje. Si se asume que el suiche se ha abierto en algún tiempo breve antes del tiempo cero, la interrupción de corriente se llevará a cabo en un tiempo normal cero de la corriente tal como el tiempo *a* de la figura 12.6.

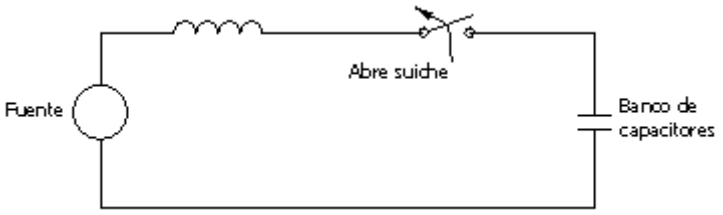


FIGURA 12.5 **Desenergización de un banco de capacitores.**

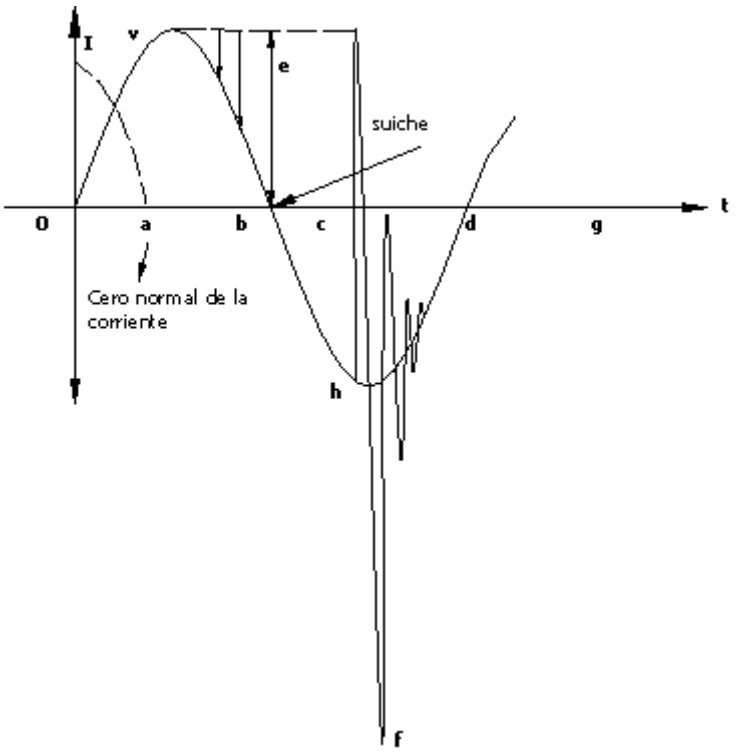


FIGURA 12.6 **Sobrevoltaje debido a la desenergización de bancos de capacitores.**

Por lo supuesto antes, la corriente de estado estable de 60 Hz se adelanta al voltaje de la fuente en 90°, tal que el voltaje de la fuente y el voltaje del capacitor alcanzan su valor máximo en el tiempo *a.*

El resultado de la interrupción es que el voltaje del capacitor permanecerá en el valor pico puesto que la carga queda atrapada en él. Sin embargo la fuente de voltaje continúa su variación normal de 60 Hz y el voltaje que gradualmente aparece alrededor del suiche es la diferencia entre el voltaje fijo del capacitor por un lado y el voltaje de la fuente en el otro. Como se ve, el voltaje de la fuente alcanza un máximo de dos veces el valor normal en ele punto *e*, medo ciclo después de la interrupción.

Si el suicheo puede resistir dos veces el voltaje normal en este tiempo, una interrupción exitosa ha sido obtenida. A causa de sus resistores de descarga normalmente incluidos en los capacitores, el voltaje del capacitor se descargará totalmente hasta desaparecer.

Sin embargo, si el suiche no alcanza a recobrar el adecuado dieléctrico, el arco se puede reencender entre los contactos alguna vez durante el periodo de *a* y *c*, que reenergizará el capacitor. Los voltajes de los transitorios máximos resultarán si un reencendido se lleva a cabo a voltaje máximo del suiche (tiempo *c*). Cuando la corriente es reestablecida en este tiempo, el voltaje del capacitor el cual es +1.0, trata de reincorporar el voltaje del sistema a -1.0 o *h*. Él debe recorrer 2.0 para alcanzar el valor de *h* y así puede pasar del punto *h* por 2.0, luego el voltaje resultante en *f* es tres veces el normal.

Puesto que la corriente del capacitor también experimenta una frecuencia natural de oscilación, es teóricamente posible que una corrinte cuya frecuencia natural pueda ocurrir justo después del tiempo *c.* Una segunda interrupción aquí puede dejar una carga atrapada en el capacitor con voltaje *f* de -3 p.u.

Como el voltaje del sistema se voltea a +10, el voltaje máximo del suiche de 4.0 puede resultar, y un reencendido en el tiempo g podría dar 4.0 + 1.0 = 5.0 veces el voltaje normal, etc. Sin embargo, un compuesto de esta naturaleza es raro encontrarlo en la práctica.

Los suiches modernos generalmente no reinciden o reencienden más de una vez durante el despeje. Los voltajes que se aproximan a tres veces el valor normal ocurrirán solo si se presenta el reencendido en el peor tiempo posible. Voltajes del orden de 2.5 veces son más típicos en medidas de campo.

12.2.6 *Corrientes cortadas.*

La mayoría de los dispositivos de interrupción de corrientes de falla tales como fusibles, restauradores, interruptores, etc, realizan la extinción del arco cuando la corriente (de 60 Hz) pasa por cero. Los transitorios producidos de esta manera son usualmente 2 veces el normal o menos. Es posible bajo algunas condiciones tales como la operación de fusibles limitadores de corriente o de interruptores que la interrupción de bajas corrientes ocurra antes de que la corriente pase por cero. Estas corrientes cortadas así pueden causar excepcionalmente elevaciones de voltaje dependiendo de la rata de interrupción de la corriente, de la cantidad de corriente cortada y de la configuración del sistema.

Para analizar el corte abrupto de corriente, se asume que la corriente es forzada a que instantáneamente baje a cero desde algún valor finito. Si esta corriente esta fluyendo en una inductancia, ella no puede cambiar instantáneamente, y por lo tanto, resulta que prácticamente debe haber una capacitancia y/o resistencia asociada con la inductancia si el arco de voltaje es ignorado.

Considérese el circuito de la figura 12.7 donde la resistencia es ignorada y asumiendo que la reactancia capacitiva es mucho mayor que la reactancia inductiva $X_C >> X_L$ esto es $i_{normal} << i$.

por ejemplo $w_n = \frac{1}{\sqrt{LC}}$ es muy grande. **(12.1)**

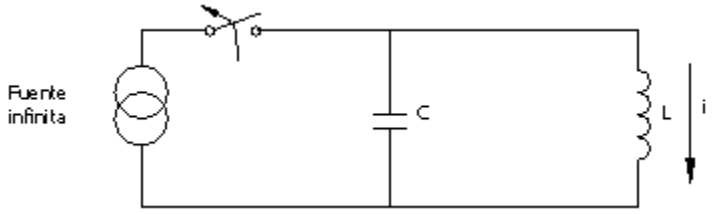


FIGURA 12.7 Circuito que ilustra las corrientes de corte.

Cuando la corriente en el suiche cambia de repente desde un valor i hasta 0, i continua fluyendo instantáneamente en L; por lo tanto debe también fluir en C. Una oscilación de frecuencia natural máxima que aparece alrededor de L y C es:

$$e = \sqrt{\frac{L}{C}}\ i \qquad \textbf{(12.2)}$$

Esta ecuación puede ser manipulada como sigue para expresar el voltaje transitorio de una manera diferente:

$$e = \sqrt{\frac{L}{C}}\ i = \sqrt{\frac{wL}{wC}}\ i = \sqrt{X_L \cdot X_C}\ i = X_L\sqrt{\frac{X_C}{X_L}}\ i \qquad \textbf{(12.3)}$$

Sin embargo, $\sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$ es la frecuencia natural p.u, $\frac{w_n}{w}$ y así $e = \frac{w_n}{w}X_L\ i$ **(12.4)**

Si $X_L\ i$ es el voltaje normal, o alguna medida del voltaje normal alrededor de la inductancia, luego, el voltaje transitorio, *e*, es varias veces el voltaje normal en la relación $\frac{w_n}{w}\ \left(e = \frac{w_n}{w}\right)$.

Teóricamente, el corte puede producir voltajes muy altos. En la practica, sin embargo, L es con frecuencia la impedancia no lineal de magnetización de un transformador. Las características magnéticas de los transformadores modernos, acoplados en suiches típicos usualmente no dan elevaciones de voltaje de más de dos veces el normal.

12.2.7 *Contacto accidental con sistemas de alto voltaje*.

Con frecuencia los circuitos aéreos de distribución primaria están construidos debajo de circuitos de alto voltaje en el mismo poste. Caen conductores de alto voltaje rotos sobre circuitos primarios de voltaje más bajo posiblemente causan que los pararrayos ratados más bajo fallen a lo largo de la línea completa y causen daños en la mayoría de equipos.

12.3 *PARARRAYOS DE CARBURO DE SILICIO VS MOV.*

El sector eléctrico ha visto cambios en el diseño de los pararrayos en los últimos años. Mientras muchos diseños más viejos pueden aun encontrarse en sistemas de distribución, la gran mayoría de los pararrayos de ahora son de:

- Carburo de silicio con explosores.
- Varistores de óxido metálico MOV.

La mayoría de los pararrayos en sistemas de distribución son del tiempo más viejo (Carburo de Silicio con explosores), la introducción del pararrayos de óxido metálico al final de los 70's es uno de los avances más significativos en el sector eléctrico y fue totalmente aceptado en el mundo en la década de los 80's.

Un pararrayos de Carburo de Silicio tiene elementos valvulares de Carburo de Silicio que están protegidos de los voltajes continuos a frecuencia industrial por una serie de explosores que actúan como aisladores durante condiciones de voltaje normal e interrumpe la corriente de 60 Hz que sigue a cualquier corriente descargada por el pararrayos.

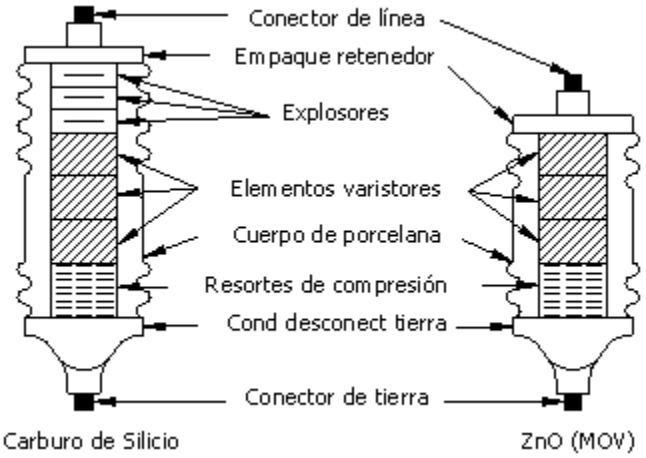


FIGURA 12.8 Pararrayos de carburo se silicio y MOV.

El hace esto por el no reencendido en los subsecuentes medios ciclos de voltaje de frecuencia industrial después de que la siguiente corriente cero ha ocurrido. El voltaje y la corriente cero ocurren simultaneamente, permitiendo que el explosor despeje el circuito establecido a través del pararrayos.

En el pararrayos MOV, los discos de óxido metálico aisla electricamente el pararrayos de tierra. El disco esta compuesto de una variedad de materiales en concentraciones variables que determinan las características del varistor. Partículas altamente conductivas (usualmente ZnO) están suspendidas en un verdadero semiconductor en características ajustadas a las de un diodo zener (back to back).

El procesamiento de los discos de varistor de óxido metálico es extremadamente crítico. La pureza de los materiales y su dispersión uniforme por todo el disco debe ser cuidadosamente monitoreado. Para demostrar cuan critico es el monitoreo, un experimento realizado en el cual la concentración de uno de los materiales en un disco fue incrementando en 50 partes por millón más allá de las partes especificadas en al concentración de partes por millón. El varistor que resultó de ese incremento demostró un mejoramiento del 15% en las características de protección, pero al tiempo de vida esperado total del varistor bajó al 90%. Un disco de óxido metálico empieza su conducción bruscamente a un nivel preciso del voltaje y cesa su conducción cuando el voltaje cae por debajo de ese nivel. Un explosor serie no es requerido para aislar el pararrayos de tierra o interrumpir el flujo de corriente (la cual no existe mientras el voltaje aplicado a 60 Hz esté por debajo del nivel del voltaje de conducción). Una comparación de las características no lineales se muestran en la figura 12.9 dramáticamente ilustra el extremo no lineal del MOV.

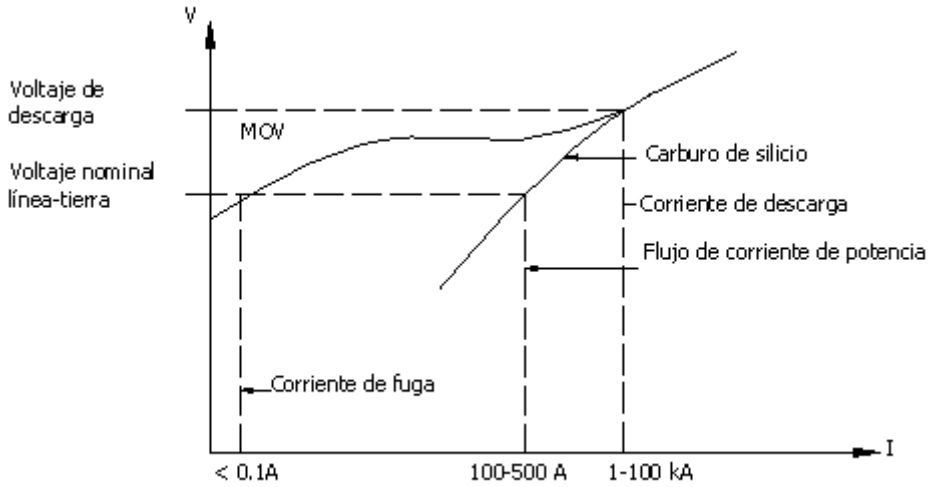


FIGURA 12.9 Comparación de las características no lineales del pararrayos MOV con las de los parrarrayos de carburo de silicio.

12.4 *CLASES DE PARARRAYOS*.

Existen tres clases de pararrayos: distribución, intermedio y estación. Para la mayoría, las principales diferencias de estos tipos de pararrayos es el tamaño del bloque. Un bloque más grande reduce el voltaje de descarga IR e incrementa bastantemente la capacidad de energía y su confiabilidad.

Todas las tres clases de pararrayos están disponibles para distribución como se muestra en la tabla 12.2.

TABLA 12.2. Voltajes nominales para las clases de pararrayos

	Voltajes nominales en kV
Distribución	1 - 3 - 6 - 9 - 10 - 12 - 15 - 18 - 21 - 25 - 27 - 30
Intermedios	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30 - 36 - 39 - 48 - 60 - 72 - 90 - 96 - 108 - 120
Estación	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30 - 36 - 39 - 48 - 60 - 72 - 90 - 96 - 108 - 120

Los pararrayos de tipo de distribución son usadas en los alimentadores mientras que el intermedio y el tipo estación son usadas en lo SE.

12.5 *SELECCIÓN DE PARARRAYOS.*

La selección de voltaje nominal de un pararrayos para un sistema de distribución esta basada en el voltaje línea-tierra del sistema y en la forma como esta aterrizado dicho sistema. La condición limitante para un pararrayos usualmente no tiene nada que ver con la magnitud de la descarga (de suicheo o de rayo) que puede ser contrastante con la selección de pararrayos para transmisión.

En distribución, el voltaje nominal del pararrayos esta basada en el voltaje máximo línea-tierra de estado estable que el pararrayos puede ver. Esta condición limitante es normalmente causado cuando existe una falla línea a tierra en una de las otras fases.

De acuerdo con la norma ANSI C62.22, "Guía para la aplicación de pararrayos de óxido metálico para sistemas de corriente alterna", la aplicación de pararrayos en sistemas de distribución requiere del conocimiento de:

1. El voltaje máximo de operación normal del sistema de potencia.
2. La magnitud y duración de los sobrevoltajes temporales TOV, durante condiciones anormales de operación.

Esta información debe ser comparada con el MCOV nominal y la capacidad TOV del pararrayos.

12.5.1 *MCOV: Voltaje máximo de operación continuo.*

Este termino suena bastante simple pero ha sido difícil de determinar para muchas empresas de energía. En un sistema de distribución donde el voltaje es siempre cambiante debido a la variación de las demandas de las cargas, y donde el voltaje en una parte del sistema puede ser diferente al de otras partes (por ejemplo cerca de la SE y al final del alimentador), es algunas veces imposible definir solo un MCOV.

El MCOV de un pararrayos sin embargo, fácil de definir y es aproximadamente el 84% del voltaje nominal del pararrayos de ciclo de trabajo nominal como se muestra en la tabla 13.3.

TABLA 12.3. Pararrayos y su MCOV

Vnominal pararrayos	3	6	9	10	12	15	18	21	24	27	30
MCOV	2.55	5.1	7.65	8.4	10.2	12.7	15.3	17	19.5	22	24.4

Lo que esto significa es que un pararrayos de ciclo pesado de 10 kV, típicamente usado para un sistema de 13.2 kV seria operado continuamente con un voltaje máximo continuo línea-tierra de 8.4 kV o menos.

La tabla 12.4 extractada de la norma ANSI C62.22, muestra los voltajes nominales comúnmente aplicados de pararrayos de óxido metálico para sistemas de distribución. Todos estos voltajes nominales de ciclo pesado son de distribución y son los mismos valores nominales para pararrayos de carburo de silicio más viejos excepto en el nivel 13.8 kV, típicamente, un sistema multiaterrizado de 4 hilos de 13.8 kV ha empleado pararrayos con explosores de 10 kV. Hoy, la mayoría de esas mismas compañías aun usan pararrayos MOV de 10 kV. Algunas compañías electrificadoras sin embargo, han reconocido que el pararrayos de 10 kV es muy marginal y debería posiblemente ser reemplazado por uno de 12 kV para estar en un lado más conservativo.

12.5.2 *TOV: Sobrevoltaje temporal.*

La cantidad de voltaje que aparecerá es una función del tipo de puesta a tierra del sistema. Por ejemplo, en un sistema Δ una falla línea-tierra causará una compensación total. Por ejemplo el voltaje línea-línea. La figura 12.10 ilustra esta situación.

Como puede verse, cuando una fase tiene una falla a tierra no hay corriente puesto que el transformador está conectado en Δ. La fase A quedó puesta a tierra y los pararrayos conectados desde la fase B y la fase C a tierra, ahora hará que quede conectada la fase B a la fase A y la fase C a la fase A o sea, una conexión línea-tierra. Esto significa que el voltaje a través de esos pararrayos se incrementa a 1.73 pu.

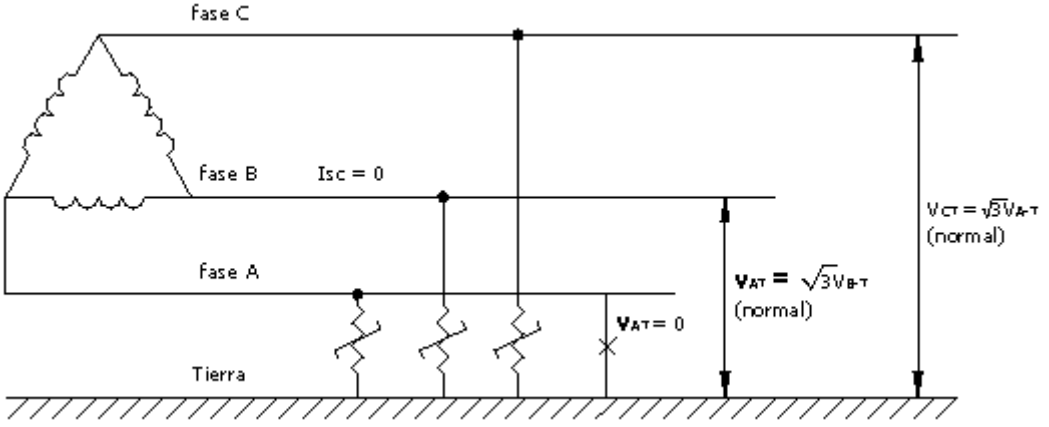


FIGURA 12.10 **Falla línea-tierra en un sistema Δ.**

TABLA 12.4. Voltajes nominales de pararrayos de óxido-metálico comúnmente aplicados en sistemas de distribución *.

Voltaje del sistema kV rms		**Voltajes nominales de pararrayos comúnmente aplicados kV rms (MCOV) +++ Ciclo de trabajo nominal**		
Voltaje nominal	Voltaje máximo rango B **	Multiaterrizado 4 h Y y con neutro.	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de baja impedancia. *** +	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de alta impedancia.
4160 Y/ 2400	4400 Y / 2540	3 (2.55)	6 (5.1)	6 (5.1)
4160	4400			6 (5.1)
13200 Y / 7620	13970 Y / 8070	10 (8.4)	15 (12.7) ++	
13800 Y / 7970	14605 Y / 8430	12 (10.1)	15 (12.7) ++	
13800	14520			18 (15.3)
34500 Y / 17920	36510 Y / 21080	27 (22)	36 (29) ++	

* Los circuitos (Spacer Cable) no han sido incluidos. La experiencia ha sido insuficiente con la aplicación de pararrayos de óxido metálico en estos circuitos para incluirlos en esta tabla.

** Ver ANSI C84.1 - 1989.

*** La duración de la falla línea - tierra no excede en 30 min.

\+ Los circuitos de baja impedancia tipicamente son: 3 hilos uniaterrizados en la fuente.
Los circuitos de alta impedancia son Δ o no aterrizados.

++ Estudios de casos individuales que muestran voltajes nominales más bajos que pueden ser usados.

+++ Para cada valor nominal de trabajo pesado el MCOV está también listado entre paréntesis

Este es el voltaje que define el voltaje nominal del pararrayos si el de Carburo de Silicio o MOV.

La mayoría de los sistemas de distribución están clasificados como sistemas de 4 hilos multiaterrizados. El cuarto hilo es por supuesto, el hilo neutro el cual es periódicamente aterrizado en los postes. La figura 12.11 ilustra este tipo de sistema bajo una condición de falla simple línea-tierra.

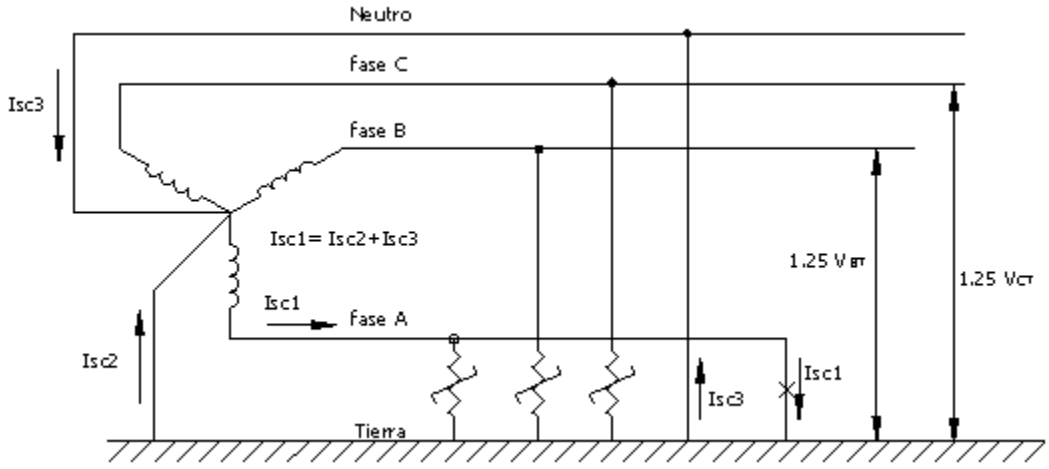


FIGURA 12.11 **Falla línea-tierra en un sistema Y aterrizado.**

Como puede verse, para este sistema sólidamente puesto a tierra, fluirá una corriente de falla considerable. Si el sistema de puesta a tierra fue perfecto no debe existir diferencia de potencial entre la tierra de la subestación y el punto de la falla. Si este fuera el caso, el voltaje en el punto de la falla debería permanecer a potencial cero y en los pararrayos conectados a las otras dos fases no debe haber cambio en el voltaje. La tierra, sin embargo, no es perfecta y alguna elevación va a ocurrir. Para este tipo de sistema, la elevación asociada con una falla simple línea tierra es considerada como de un 25%. En consecuencia, los pararrayos en las fases B y C varían aproximadamente 1.25 pu a través de sus terminales para esta condición.

Los voltajes nominales de pararrayos con descargadores seleccionados para un sistema con neutro multiaterrizado y con conductores desnudos es igual o mayor al voltaje nominal línea tierra multiplicado por el producto del factor de regulación (1.05) y el factor de elevación de voltaje (1.2).

$$V_{np} = V_{n\,L-T} \cdot 1.05 \cdot 1.20 \qquad \textbf{(12.5)}$$

Esto es equivalente a 1.25 veces el voltaje nominal línea-tierra del sistema.

Para un pararrayos tipo MOV este voltaje es comparado con el TOV nominal del MOV. Puesto que el pararrayos MOV es más sensible a tierras pobres, a la regulación mala y a la reducida saturación algunas redes encontradas en los nuevos transformadores, se recomienda generalmente un factor de 1.35 para MOV'S.

Resumen de estas y otras recomendaciones.

Para sistemas multiaterrizados en Y, conductores desnudos.

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos con explosores} = V_{\text{nominal L - T}} \cdot 1.25 \quad \textbf{(12.6)}$$

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos MOV} = V_{\text{nominal L - T}} \cdot 1.35 \quad \textbf{(12.7)}$$

Para sistemas en Δ, pararrayos con explosores o MOV

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L - T}} \times 1.73 \quad \textbf{(12.8)}$$

Para sistemas SPACER CABLE (Cables agrupados)

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L - T}} \times 1.5 \quad \textbf{(12.9)}$$

Para sistemas Y uniaterrizados.

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L - T}} \times 1.4 \quad \textbf{(12.10)}$$

La dificultad ahora es determinar la duración del TOV. Si se asume que la duración máxima de la falla es 300 s, luego el sobrevoltaje máximo temporal del sistema es 1.025 pu del ciclo de trabajo nominal es 1.3 pu del MCOV puesto que el ciclo de trabajo nominal es aproximadamente 19% más alto que el MCOV.

Un ejemplo de cálculos para determinar el voltaje nominal del pararrayos es mostrado en la tabla 12.5.

12.5.3 *Selección.*

Como se ha observado, los voltajes nominales de pararrayos para sistemas de 4 hilos multiaterrizados tienden a ser determinados por el MCOV mientras los sistemas menos efectivamente aterrizados tienden a determinarse usando el TOV. Un resumen de los voltajes nominales recomendados para pararrayos en sistemas de varios voltajes y prácticas de aterrizajes y duraciones de falla < 300 s, son mostrados en la tabla 12.6.

TABLA 12.5. Ejemplos de cálculos para encontrar voltajes nominales de pararrayos.

Voltaje del sistema kV	Sistema de puesta a tierra	Factor de multiplicación	$V_{máx\ L\text{-}T}$ kV	MCOV mínimo requerido *	Ciclo nominal de trabajo de pararrayos	MCOV real del parrrayos
13.2	Multiaterrizado	1.35	10.3	7.9	10	8.4
13.8	Multiaterrizado	1.35	10.76	8.3	10	8.4
34.5	Multiaterrizado	1.35	26.9	26.7	27	22
34.5	Δ	1.82	36.25	27.9	36	29
34.5	Spacer	15	29.9	23	30	24
34.5	Uniaterrizado	1.4	27.8	21.4	27	22

TABLA 12.6. Voltaje nominal de pararrayos (ciclo de trabajo)*.

Voltaje del sistema	4 hilos multiaterrizado	Δ	Uniaterrizado	Spacer
13.2	10	15	10	12
13.8	12	15	12	12
34.5	27	36	27	30

* Voltaje nominal basado en duraciones de falla menores a 300 s.

12.5.4 *Consideraciones en las aplicaciones de MOVs.*

La selección de un pararrayos MOV esta previamente basada en el MCOV que es aplicado al pararrayos en servicio (línea-tierra). Para pararrayos en sistemas eléctricamente puestos a tierra este es normalmente el máximo voltaje línea-tierra, (por ejemplo un sistema a 13.8 kV, el voltaje máximo de estado estable línea-tierra es calculado como $\frac{1.05 \times 13.8}{\sqrt{3}} = 8.37$ kV)

Para un sistema no aterrizado mediante impedancia, el MCOV debería ser al menos el 90% del voltaje máximo fase-fase.

Otras consideraciones en la aplicación de MOV son las condiciones temporales en el sistema de distribución que elevan el voltaje tales como una falla línea-tierra. El MOV tiene curvas de sobrevoltaje temporal similares a las mostradas abajo las cuales deben ser consideradas para las siguientes condiciones.

12.5.4.1 *Regulación de voltaje.*

Las normas de voltaje establecen un límite no mayor que el 5% sobre el nominal. Estas normas sin embargo no limitan la fluctuación de voltaje hacia afuera del alimentador. Por ejemplo, un estudio de la EPRI mostró que el voltaje de la subestación puede ser tan alto como 17% sobre el nominal (el promedio fue del 7%) con el voltaje promedio de la subestación, los voltajes fuera en el alimentador son generalmente no mayores al 5% sobre el nominal.

Se sospecha que la operación de capacitores durante baja carga del sistema o que ajustes inapropiados de los reguladores de voltaje están resultando en voltajes del sistema 10% arriba del nominal o aun más altos sin el conocimiento de la empresa de energía. La principal preocupación considerando estos cuasi sobrevoltajes de estado estable es que la estabilidad a largo plazo de los elementos valvulares de óxido metálico esta normalmente demostrada.

12.5.4.2 *Ferrorresonancia.*

Niveles de voltaje más altos, líneas largas y cables subterráneos son susceptibles cuando ocurre la ferrorresonancia, no siempre resulta en falla de un componente. Esto es debido en parte al hecho de que los sobrevoltajes pueden ser bastante bajos y la condición no puede durar más de unos pocos segundos. Por ejemplo, al cerrar o abrir un suiche. La mayoría de los sobrevoltajes de ferrorresonancia están en el rango de 1.5 a 2.0 pu.

Y como se anotó antes, la descarga disruptiva de frecuencia de potencia del pararrayos de Carburo de Silicio con explosores son usualmente de 2 a 2.4 pu. El efecto de la ferroresonancia puede luego ser ignorado en muchos casos, puesto que el voltaje de descarga descriptiva del pararrayos es raramente excedido. De otro lado como el pararrayos de óxido metálico no tiene explosores y conducen corriente en función del voltaje aplicado, hará un esfuerzo no exitoso para reducir los sobrevoltajes de ferrorresonancia.

La corriente conducida por un pararrayos de distribución de óxido metálico a 2 pu puede ser superior a unos pocos cientos de amperios, dependiendo de la impedancia del sistema y el pararrayos puede fallar a menos que sean tomados para limitar la posible duración de los sobrevoltajes.

12.5.4.3 *Cogeneración.*

Los sobrevoltajes pueden ocurrir en muchos circuitos principalmente a causa de problemas asociados con aplicación y operación de relevadores. Por ejemplo los cogeneradores están con frecuencia interconectados al sistema de distribución primario por medio de un transformador conectado en Δ. Esta conexión utiliza solamente 3 hilos de un sistema estándar de 4 hilos. Durante una falla a tierra del alimentador, el interruptor del alimentador abrirá para separar la sección fallada del sistema pero a causa de la conexión Δ, la

protección de sobrecorriente del cogenerador no operara. Después de algún retraso el relevador de baja frecuencia y de bajo voltaje del cogenerador operara para desconectarlo de la sección fallada. Durante el periodo del tiempo entre la operación del interruptor del alimentador y la separación del cogenerador la sección de 4 hilos opera a medida que el sistema de 3 hilos y los voltajes línea tierra en las fases no falladas pueden alcanzar 1.73 pu.

Este sobrevoltaje puede no tener efecto en pararrayos con explosores pero el pararrayos de óxido metálico en este alimentador conducirá corriente durante el sobrevoltaje. Si el voltaje es alto, el pararrayos de óxido metálico fallará a menos que la duración del sobrevoltaje sea corta.

12.5.4.4 *Fallas línea-tierra.*

La selección del voltaje nominal del pararrayos de distribución de Carburo de Silicio esta basado en la experiencia y en los valores calculados de sobrevoltaje en las fases no falladas de un circuito 3ϕ durante una falla a tierra de una fase.

La regla de aplicación más comúnmente usada para sistemas de 4 hilos con neutro multiaterrizado es que el voltaje nominal del pararrayos sea $\geq V_{LN\ nominal} \cdot 1.05 \cdot 1.02$ la cual es la máxima elevación de voltaje en las fases no falladas de un circuito cargado. Esto es equivalente a $1{,}25\ V_{LN}$ nominal del sistema .

Esta regla es muy conservativa para pararrayos de Carburo de Silicio, ya que el voltaje máximo calculado es igual al voltaje nominal del pararrayos y la descarga disruptiva del pararrayos esta excediendo su sobreimpuesto para causar descarga disruptiva durante el corto tiempo que el voltaje exista. Además, los pararrayos de Carburo de Silicio tolerarán al menos unas pocas operaciones a sobrevoltajes tan altos como $1.2 \times 1.5 \times V_{LN\ nominal}$.

Por estas razones, la regla de aplicación dada ha sido satisfactoria para pararrayos de Carburo de Silicio aun a muchos sistemas de distribución que no son efectivamente puestos a tierra. Fallos de algunos pararrayos de óxido metálico están siendo experimentados con fallas parecidas a los sobrevoltajes que exceden la capacidad temporal de sobrevoltaje. Es necesario tener en cuenta factores tales como calibre del conductor de tierra, el espaciamiento de las varillas de tierra, la resistencia de las fallas, la resistividad de tierra y la impedancia del sistema. Algunas compañías están usando un factor de 1.35 en lugar del 1.25 para acomodarse a esto.

12.6 *COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.*

12.6.1 *Márgenes para equipo de redes aéreas.*

Es importante notar que la aplicación de los pararrayos para transmisión y distribución es diferente. En transmisión, la descarga atmosférica es de interés secundario en la aplicación de pararrayos. El interés principal es la sobretensión por suicheo. En un circuito de distribución, sin embargo, el relativo bajo voltaje y las líneas

cortas tienden a hacer que las sobretensiones por suicheo sean mínimas y consecuentemente, la descarga atmosférica es de importancia primaria. Las tablas 12.7 y 12.8 muestran las características típicas de los pararrayos de distribución.

Como puede verse, las características de protección son mostradas para el frente de onda de la descarga disruptiva y para las descargas IR, pero no para ondas de impulso de suicheo (como se muestra para pararrayos de transmisión más grandes). Las dos características de protección normalmente usadas para coordinación de aislamiento son:

12.6.1.1 *Frente de onda de la descarga disruptiva.*

Esto es lo primero que le ocurre al pararrayos con explosores (Carburo de Silicio) la descarga disruptiva. Es comparada con las características de aislamiento del equipo de frente de onda rápido tales como el nivel de aislamiento para ondas cortadas del transformador. Un pararrayos MOV no tiene explosores pero tiene una descarga disruptiva equivalente como se muestra en la tabla 12.8.

TABLA 12.7. Características de los pararrayos de distribución de Carburo de Silicio.

Voltaje nominal pararrayos kVrms	Descarga disruptiva máx fuente de onda kV típico		Voltaje máximo de descarga kV típico con impulso de corriente indicado de 8x20 µs		
	Con desconectador	Explosores externos	500 A	10.000 A	20.000 A
3	14.5	31	11	12	13.5
6	28	51	22	24	27
9	39	64	33	36	40
10	46	64	33	36	40
12	54	77	44	48	54
15	63	91	50	54	61
18	75	105	61	66	74
21	89		72	78	88
27	98		87	96	107

Descarga IR a 10 kA:

Después de la descarga disruptiva del pararrayos, sobre el explosor, la corriente del rayo descarga a través del bloque. Las normas recomiendan que el nivel de descarga de 10 kA sea usado para propósitos de

coordinación. Muchas empresas de energía, sin embargo, usan un nivel de descarga de 20 kA para ganar algún márgen adicional (las características de descarga alrededor del MOV son muy similares tal que el márgen de cálculo es virtualmente idéntico).

Los equipos de distribución están normalmente definidos para 15 kV, 25 kV, etc. Las empresas de energía usan equipos que operan en la clase 15 kV. Un transformador de distribución clase 15kV esta definido por las siguientes características de aislamiento.

- 60 Hz, tensión resistente a 1 minuto = 36 kV
- onda cortada (de corto tiempo) = 110 kV a 1.87 µs.
- BIL = 95 kV.

Se resumen estas características en la figura 12.12.

TABLA 12.8. Características de los pararrayos de distribución tipo MOV (trabajo pesado)

Voltaje nominal	**MCOV**	**nivel de protección de fuente de onda ***	**Voltaje máximo de descarga onda de corriente de 8x20 µs**		
kV rms	kV rms	kV pico	5 kA	10 kA	20 kA
3	2.55	10.7	9.2	10.0	11.3
6	5.10	21.4	18.4	20.0	22.5
9	7.65	32.1	27.5	30.0	33.8
10	8.40	35.3	30.3	33.0	37.2
12	10.2	42.8	36.7	40.0	45.0
15	12.7	53.5	49.5	50.0	56.3
18	15.3	64.2	55.1	60.0	67.6
21	17.0	74.9	64.3	70.0	78.8
24	19.5	84.3	72.3	78.8	88.7
27	22.0	95.2	81.7	89.0	100.2
30	24.4	105.9	90.9	99.0	111.5
36	30.4	124.8	107.0	116.6	131.3
* basado en un impulso de corriente que resulta en voltaje de descarga que alcanza la cresta en 0.5 µs					

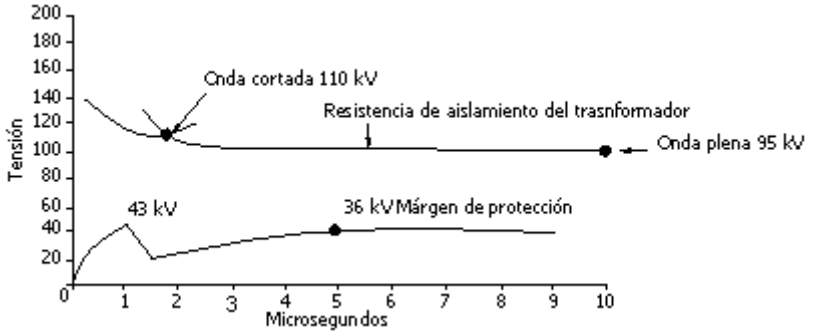


FIGURA 12.12 Características de aislamiento del transformador y coordinación de aislamiento.

Asumiendo un sistema de 12470 V multiaterrizado (7200 V línea tierra) se puede seleccionar el voltaje nominal del pararrayos basado en las reglas ya indicadas; pararrayos de 9 kV de Carburo de Silicio o MOV.

De las tablas anteriores se puede ver que el pararrayos de Carburo de Silicio de 9 kV tiene una tensión disruptiva de 39 kV y una descarga IR a 10 kA de 36 kV, lo cual se dibuja como la curva inferior de la figura 12.12.
Las normas recomiendan márgenes del 20 % calculados por la formula:

$$\text{Márgen} = \frac{\text{Aislamiento resistente} - \text{Nivel de protección}}{\text{Nivel de protección}} \cdot 100 \qquad \textbf{(12.11)}$$

Dos márgenes son calculados, uno para la onda cortada y otro para la onda plena (BIL) de un transformador. Estos cálculos son:

$$\% \text{ Márgen} = \frac{110 - 39}{39} \cdot 100 = 182 \% \text{ (onda cortada)}$$

$$\% \text{ Márgen} = \frac{95 - 36}{36} \cdot 100 = 164 \% \text{ (BIL)}$$

Como puede verse, estos márgenes (182% y 164%) son mucho mayores al recomendado del 20% y como consecuencia muestran buena protección práctica. Si se fuera a usar un pararrayos MOV simplemente se puede usar la tensión disruptiva equivalente o comparar solamente la descarga IR y el BIL puesto que este es el márgen más bajo. Las márgenes serian similares.

12.6.2 *Márgenes para equipo subterráneo.*

Si el sistema es subterráneo, lo que preocupa ahora es el fenómeno de las ondas viajeras y en consecuencia la duplicación de los impulsos de voltaje en un punto abierto. Por ejemplo, se muestra en la figura 12.13 el diseño de un sistema residencial subterráneo típico.

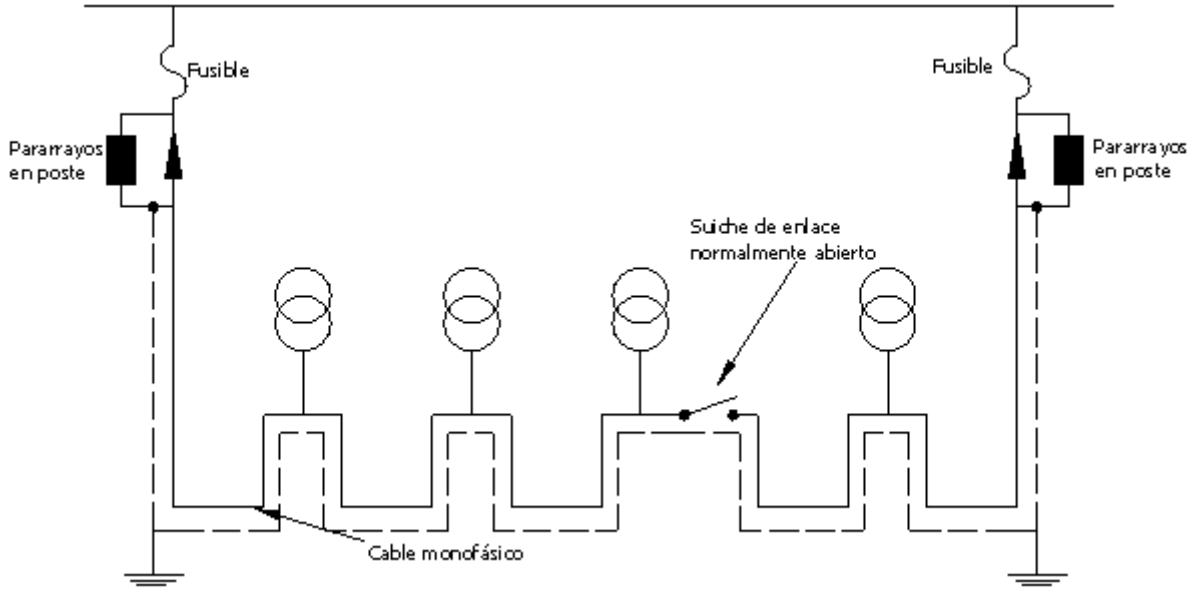


FIGURA 12.13 **Lateral subterráneo.**

Una descarga que entra al cable viajará hasta el punto abierto donde el voltaje se duplicará como se muestra en la figura 12.14 y comienza su camino de regreso.

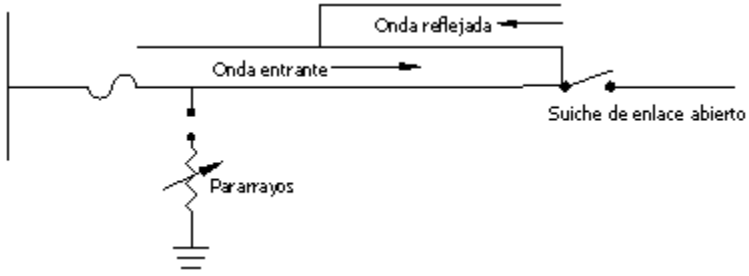


FIGURA 12.14 **Voltaje de descarga reflejado en el punto abierto.**

La onda reflejada más la onda de entrada impone aproximadamente dos veces el voltaje normal sobre todo el cable y sobre todo el equipo conectado al. Por ejemplo, si se tiene un pararrayos con un nivel de descarga de 36 kV (considerando solo el márgen de BIL), se puede ahora esperar que se vean 72 kV impuestos alrededor del aislamiento de este equipo. El nuevo márgen se calcularía como sigue:

$$\% \text{ Márgen } = \frac{95 - 72}{72} \cdot 100 = 32 \%$$

Como el % márgen es mayor que el recomendado (20%) no se anticipara ningún problema. Sin embargo, es bien conocido para muchas empresas de energía que fallas de impulso a este voltaje ocurren. Márgenes similares pueden calcularse para otras clases de voltajes, se muestran en la tabla 12.9.

TABLA 12.9. Cálculo de márgenes para otros voltajes

Voltaje sistema de distribución	BIL	Voltaje nominal pararrayos	IR a 10 kA	% márgen aéreo	% márgen subterráneo
12470	95	9	36	164	32
24940	125	18	66	89	-5
34500	150	27	96	58	-22

Como puede verse, los sistemas subterráneos que solamente pueden ser protegidos usando un pararrayos estándar de clase distribución son de 15 kV o menos. A 34.5 kV y 25 kV los márgenes son realmente negativos. Las recomendaciones generales a niveles de alto voltaje son:

- Usar un pararrayos en poste elevado (clase intermedio o estación).
- Colocar un pararrayos en el punto de enlace abierto.

El uso del pararrayos clase intermedia en el poste puede crear ligeramente más márgen pero usualmente no es suficiente para mantener el nivel recomendado del 20%. Los pararrayos del punto de enlace abierto no previenen totalmente que se duplique la tensión pero son aun muy efectivos para incrementar el márgen.

En sistemas subterráneos de 25 kV, muchas empresas de energía aun usan protección solamente en el poste pero colocan un pararrayos tipo intermedio (IR=55 kV) que proporciona un márgen de aproximadamente 14% y aparentemente se considera suficientemente ajustado. En los sistemas de 34.5 kV muchas empresas de energía están ahora colocando una protección en el punto de enlace abierto y asumen que a pesar de la característica del pararrayos o tipo de instalación hay mucho márgen ya que no hay duplicación de tensión.

12.6.3 *Factores que afectan los márgenes.*

Ningún voltaje de disrupción de pararrayos ni el BIL de los equipos son constantes. Se revisaran ahora algunos aspectos que reducen los márgenes.

12.6.3.1 *Rata de elevación/características de los pararrayos.*

La descarga IR de un pararrayos se encuentra usando la onda de impulso estándar de 8x20 µs. Esta onda ha sido usada por muchos años y ha sido considerada como representativa para descargas atmosféricas, los datos experimentales han indicado que los tiempos del frente de onda reales son mucho más rápidos. Los tiempos de frente de onda de 2 µs o menos no son inusuales.

Un tiempo de cresta de 1 µs ocurriría el 17% de las veces. Si una onda con este tiempo de elevación fue impresa en un pararrayos, la descarga disruptiva y la IR del pararrayos cambiará los valores publicados para una onda estándar de 8 x 20 µs. Se ha llegado a concluir que la característica IR de un pararrayos de Carburo de Silicio se incrementa aproximadamente el 30% y para un MOV el 10%. Esto es una de las principales desventajas del MOV con respecto al de Carburo de Silicio.

12.6.3.2 *Longitud del conductor.*

Se refiere a la longitud del cable desde el conductor fase de la línea hasta el terminal superior del pararrayos y la pantalla metálica del cable subterráneo. Estos conductores producen una caída de voltaje debido a la rata de elevación de la corriente que pasa a través de su inductancia y sumada a la caída IR a través del pararrayos a fin de establecer la magnitud total del voltaje de descarga impuesto en el sistema. Se ha establecido últimamente que la caída es de aproximadamente 2 kV por pie basado en la inductancia del conductor de 0.4 µA por pie a 40 kA y a una rata promedio de elevación de 5 kA por µs.

Hace algún tiempo se realizaron pruebas usando conductores de prueba de 7.5 pies y una corriente de solo 9.5 kA pico y con una onda de 2.6 x 8 µs mostrando que el voltaje que aparece alrededor del conductor es de 24.6 kV o sea 3.28 kV por pie. No siempre se entiende que la rata inicial de elevación de corriente es usualmente mucho más rápida que la rata promedio. Aun asumiendo que el frente de onda es senoidal la rata inicial de elevación llegó a ser 1.57 (corriente de cresta/tiempo de cresta).

La figura 12.15 muestra el voltaje del pararrayos por pie del conductor para varias corrientes y tiempos de cresta, asumiendo una corriente senoidal y una inductancia del conductor de 0.4 µH/pie.

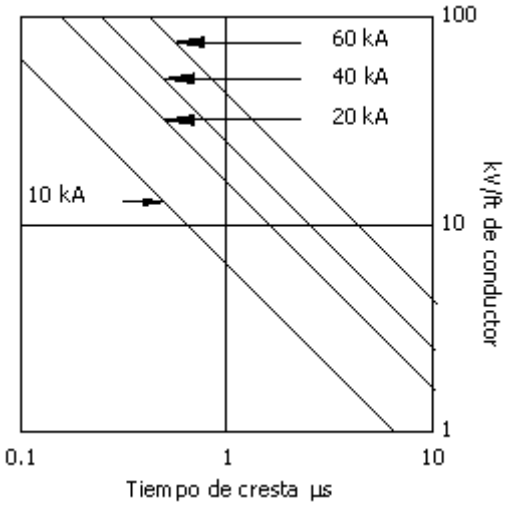


FIGURA 12.15 **Voltaje Vs longitud del conductor.**

Mientras las normas ANSI no señalan que voltaje de descarga del pararrayos seria considerado como el total del IR del pararrayos y el voltaje del conductor, es raro cuando los márgenes calculados para protección subterránea incluyen esto. También la norma C62.2-1980 sugiere que el voltaje aceptable por pie del conductor es de 1.6 kV/pie, el cual puede ser considerado bajo.

12.6.3.3 *Deterioro del BIL.*

El deterioro del BIL en transformadores y cables ha recibido considerable atención en años recientes principalmente debido a ratas de fallas mucho más altas que las esperadas. Hace más de 2 décadas se estudio el efecto del envejecimiento y carga en el BIL de un transformador de distribución. Las unidades probadas de muchos fabricantes era de 25 kVA con BIL de 95 kV pico, a 65ºC de elevación de temperatura del sistema de aislamiento.

Algunas de las conclusiones de este estudio son las siguientes:

- Casi el 50% de las unidades envejecidas fallaron por debajo del nivel de 95 kV.
- El envejecimiento y el BIL inicial a carga reducida a un 64% en promedio.

12.6.3.4 *Reflexiones*.

Las reflexiones en el punto abierto pueden reducirse usando pararrayos en el enlace abierto pero no son eliminadas. Los estudios indican que el voltaje máximo que puede ser visto en un cable subterráneo usando pararrayos de Carburo de Silicio en el poste inicial y protección en el enlace abierto es igual a la descarga IR +1/2 (tensión de disrupción).

Como la tensión disruptiva (S.O) es aproximadamente igual a IR a 10 kA, el voltaje máximo es aproximadamente el 150% de IR. La idea inicial fue que los MOVs sin tensión de disrupción eliminaría este problema. Este no es el caso. Estudios realizados con MOVs en el punto abierto indican que las reflexiones con picos de aproximadamente 130% de IR son típicos.

12.6.3.5 *Otros*.

Existen muchas otras áreas que también contribuyen a la incertidumbre del nivel de protección. Por ejemplo, mientras la mayoría de las empresas de energía calculan los márgenes basados en una corriente de descarga de 10 kA y las más conservativas con una corriente de descarga de 20 kA, hay ciertamente una evidencia considerable para sugerir que las corrientes de descarga pueden ser considerablemente más altas. También, el efecto de la polaridad de voltaje del sistema, la efectividad del sistema de puesta a tierra, derivaciones múltiples, etc., pueden todos tener un mayor efecto en los márgenes de protección.

12.6.4 *Consideraciones a tener en cuenta en el cálculo de los márgenes.*

El uso actual de un márgen de protección del 20 % no direcciona adecuadamente todos los factores discutidos. Como la descarga atmosférica es una variable, así también lo son los grados de protección dados a los equipos de la empresa de energía. Es posible y necesario, sin embargo, direccionar los aspectos como las características de variación del pararrayos, longitud del conductor, deterioro del BIL, reflexiones, magnitudes, etc y definir si estos factores pueden todos razonablemente ser tenidos en cuenta dentro de ese 20%. Mientras que las guías mencionan muchos de los ítems discutidos, ellos no son claros así como los métodos de cuantificación de sus efectos.

La tabla 12.10 muestra un intento por colocar valores a varios grados de importancia. Por ejemplo, un sistema de 13.2 kV localizado en un área de bajo nivel isoceráunico y con una rata de fallas históricamente baja puede acomodarse en la categoría de importancia pequeña. Un sistema de 34.5 kV en un área de alto nivel isoceráunico y que experimenta una rata de fallas alta, puede acomodarse en la categoría de importancia extrema.

TABLA 12.10. Cambio en las características del BIL del pararrayos.

categoría de importancia	Cambio en las características del pararrayos rata de elevación	Voltaje del conductor kV	Deterioro del BIL	Coeficiente de reflexión del pararrayos del enlace abierto MOV
Pequeña	5%	3.2	-10%	1.3
Moderada	10%	8	-20%	1.3
Externa	15%	24 *	-30%	1.3
* 6 pies a 4 kV/pie = 24 kV.				

Ejemplo 12.1

Supóngase que se desea proteger un sistema subterráneo de 34.5 kV de 4 hilos multiaterrizado usando pararrayos MOV clase distribución de 27 kV en el poste inicial y en el punto de enlace abierto. La figura 12.16 ilustra el sistema. Algunos parámetros estándar usados en el cálculo del márgen de protección son los siguientes: BIL = 150 kV , IR a 20 kA = 100 kV .

Caida de voltaje en el conductor = 6.4 kV (4 ft de cond a 1.6 kV/ ft)

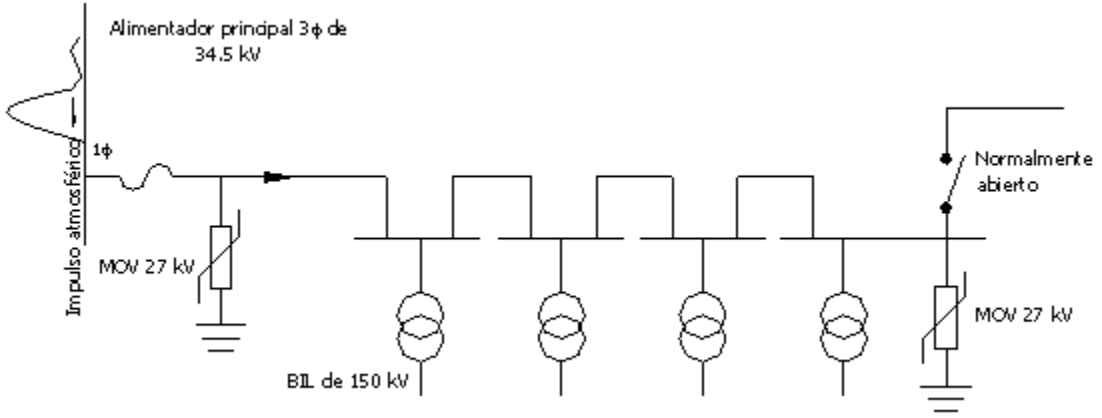


FIGURA 12.16 Derivación lateral subterránea de 34.5 kV.

El método de cálculo del márgen más común asume que el pararrayos del enlace abierto previene la duplicación y la caída de voltaje en el conductor es mínimo. El cálculo será el siguiente:

$$\% \text{ Margen } = \frac{\text{BIL} - \text{IR}}{\text{IR}} \cdot 100\ \% = \frac{150 - 100}{100} \cdot 100 = 50\ \%$$

Este márgen es por supuesto casi el doble del valor de la guía y puede interpretarse como que proporciona un muy buen nivel de protección.

La guía ANSI sugiere que la caída de tensión a considerar en los conductores hace parte de la descarga IR. Si esto se da, el nuevo márgen puede calcularse como sigue:

$$\% \text{ Márgen } = \frac{150 - (100 + 64)}{100 + 64} \cdot 100 = 41\ \%$$

Así, como puede verse, los métodos comúnmente usados producen un márgen que parecen proporcionar márgenes muy adecuados de protección. Si, sin embargo, se consideran los ítems ilustrados en la tabla 12.10, se puede ver porqué los márgenes asumidos pueden ser también optimistas si se aplican los factores de los 3 niveles de importancia, se calculan los siguientes márgenes:

- Importancia pequeña

$$\text{BIL nuevo } = 150 \cdot 0.9 = 135 \text{ kV}$$

$$\text{IR nuevo } = 1.3(100 \cdot 1.05 + 3.2) = 141 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Márgen } = \frac{135 - 141}{141} \cdot 100 = -4\ \%$$

- Importancia moderada

$$\text{BIL nuevo } = 150 \cdot 0.8 = 120 \text{ kV}$$

$$\text{IR nuevo } = 1.3(100 \cdot 1.10 + 8) = 153 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Márgen } = \frac{120 - 153}{153} \cdot 100 = -22\ \%$$

- Importancia extrema

$$\text{BIL nuevo } = 150 \cdot 0.7 = 105 \text{ kV}$$

$$\text{IR nuevo } = 1.3(109 \cdot 1.15 + 24) = 181 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Márgen } = \frac{105 - 181}{181} \cdot 100 = -42\ \%$$

12.6.5 *Efecto de las ondas viajeras.*

La sección previa trata las condiciones que son ampliamente discutidas y generalmente aceptadas como condiciones en una completa evaluación de la coordinación de aislamiento. Existen otros ítems que resultan del hecho de que la descarga atmosférica es una onda viajera completa, que un buen ingeniero de protecciones debe entender y que puede explicar la causa de algunas fallas donde se pensaba que la protección era la adecuada. La figura 12.17 muestra un sistema de 12.47 kV con una derivación lateral subterránea de 400 m.

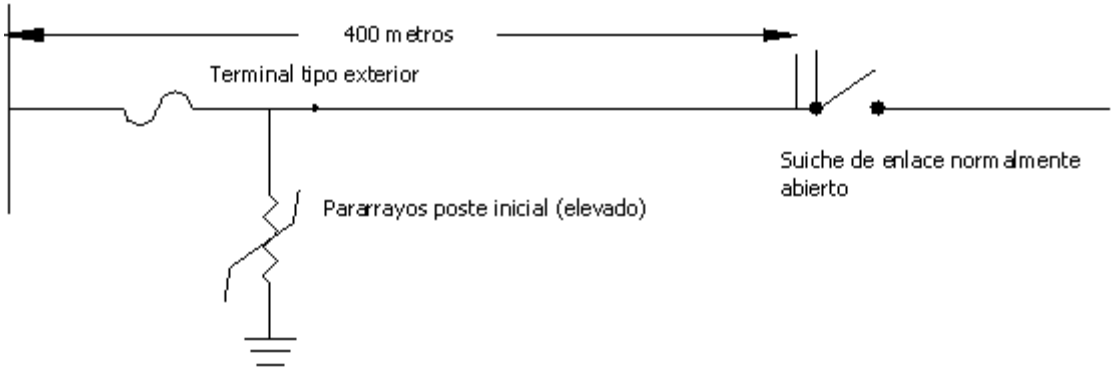


FIGURA 12.17 Derivación lateral subterránea de 12.47 kV.

Como se mostró previamente, la protección de sobrevoltaje de este sistema es normalmente considerada como adecuada por la mayoría de las empresas de energía con el uso de un pararrayos en un poste elevado. Estos pararrayos tienen mayores características que los pararrayos tipo distribución y como tal dan mayores márgenes, esto por supuesto, tiende a soportar el argumento de que es necesario un pararrayos.

Las condiciones del sistema, las formas de onda de la descarga atmosféricas, y el hecho de que la descarga es una onda viajera complica cualquier análisis, agregando a esto el hecho de que el pararrayos no es perfecto pues pocos sistemas subterráneos tienen adecuada protección.

Los siguientes son algunos ejemplos de fenómenos de ondas viajeras que disminuyen el márgen de protección. Para todos los ejemplos una onda de impulso de 1x20 μs es usada en la simulación puesto que es mucho más representativa de la descarga real que la onda estándar de 8x20 μs. El pararrayos del poste elevado tiene un voltaje de descarga IR de 30 kV para una corriente de descarga de 10 kA.

12.7 *ONDAS VIAJERAS.*

12.7.1 *Duplicación de voltaje.*

La figura 12.18 muestra el voltaje de descarga de un pararrayos de 9 kV tipo poste. La descarga IR es igual a 30 kV aproximadamente y a descarga dc. Esta forma de onda se propagó a lo largo de los 400 m del cable y es reflejada en el punto de enlace abierto causando una duplicación de voltaje a 60 kV como se puede observar en la misma figura.

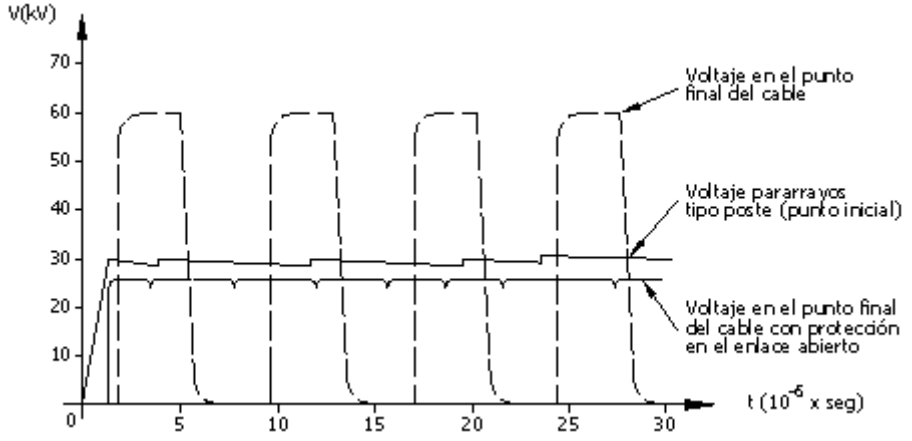


FIGURA 12.18 Voltajes de descarga en el punto inicial y en el punto final del cable con parrarrayos tipo poste en el inicio.

Esta duplicación del voltaje de descarga permitirá un márgen de aproximadamente el 58% si algunas de las consideraciones como el deterioro del BIL, la longitud del conductor del pararrayos, etc son ignoradas.

La adición de un pararrayos en el enlace abierto de este sistema previene que se duplique el voltaje en dicho enlace abierto como puede verse en la figura 12.19. Mientras que esta forma de protecciоón es muy efectiva en el punto abierto no previene todas las reflexiones. La figura 12.19 muestra el voltaje en el punto medio del cable para esta condición. Como puede verse, las ondas positivas son reflejadas hacia atrás, las cuales se suman al voltaje de entrada y producen un voltaje máximo de 40 kV aproximadamente o sea un márgen del 137%.

12.7.2 *Carga negativa atrapada.*

Si una descarga positiva impacta una línea de distribución en el tiempo preciso, el voltaje del sistema es a un pico negativo de $(12.47\sqrt{3})\sqrt{2} = 10.18\,\text{kV}$, el pararrayos no entra en conducción completa hasta que el impulso de voltaje ha compensado para el voltaje negativo del sistema de 10 kV y el voltaje normal de descarga de 30 kV. El impulso equivalente produce una onda viajera de 40 kV en el poste inicial como se muestra en la figura 12.19.

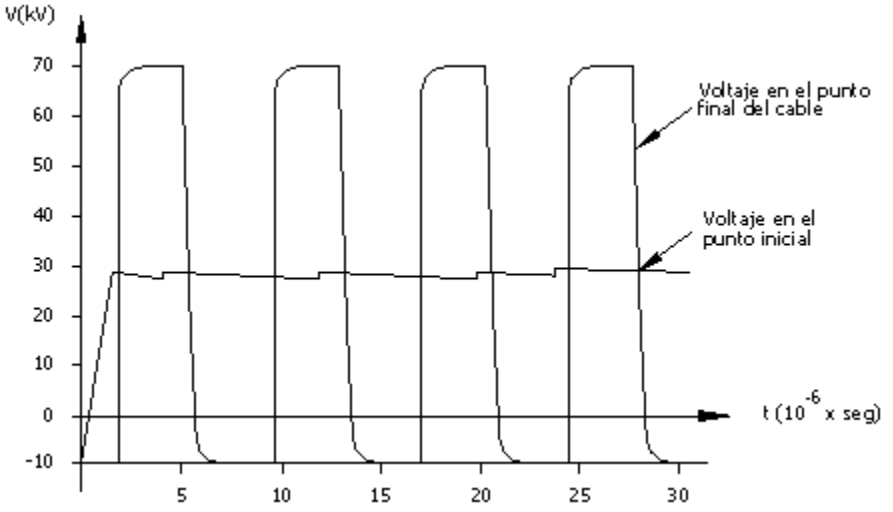


FIGURA 12.19 Voltaje en el punto inicial y en el punto medio.

Este voltaje se reflejará en el punto de enlace abierto a aproximadamente 70kV y reduce efectivamente el márgen a aproximadamente el 35% mientras se argumenta que este márgen es considerablemente más grande que el recomendado del 20%, debería resaltarse que si algunas de las consideraciones previas son incluidas, el márgen del 20% no será logrado.

12.7.3 *Cuadruplicación del voltaje.*

Una serie de investigaciones sobre descargas atmosféricas han advertido que mientras la mayoría de los impactos son monopolares, algunos son bipolares como se muestra en la figura 12.20. El articulo de

Phil Barker denominado “Voltage Quadrupling on UD Cable” fue el primero en señalar que si el aumento de ocurrencia de la onda bipolar y la longitud del cable fueran correctos, la cuadruplicación del voltaje puede ocurrir.

La onda de la figura 12.20 fue simulada y descargada por un pararrayos tipo poste inicial. La figura 12.21 ilustra las características de descarga del pararrayos mostrando el efecto dramático de la no linealidad que el pararrayos tiene sobre la forma de onda viajera entrando al cable. Cuando esta onda alcanza el punto abierto, reflejada como una algo más compleja resultando en un voltaje línea neutro de aproximadamente 120 kV (ver figura 12.22) el cual es 25% más grande que el BIL del sistema.

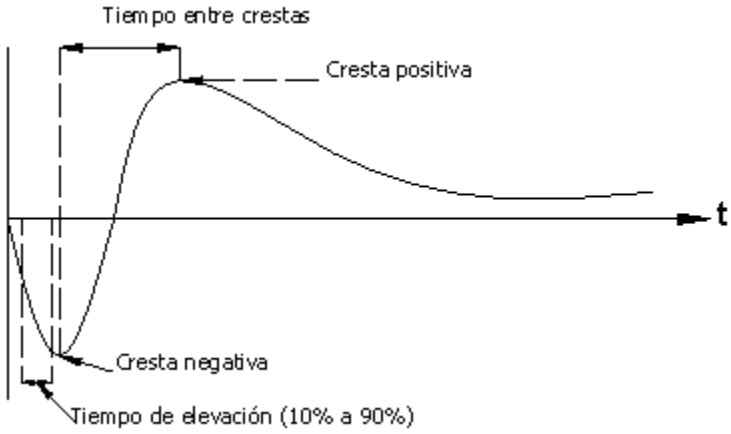


FIGURA 12.20 **Descarga bipolar.**

12.7.4 *Lateral derivado.*

Un lateral derivado es difícil de calcular puesto que el modelo de onda viajera es mucho más complejo. Para este ejemplo, 2 derivaciones fueron agregadas a los 200 m de cable, una de 400 m y la otra de 800 m de longitud, como se muestra en la figura 12.22.

Bajo circunstancias normales, el voltaje del pararrayos (del poste inicial) de 30 kV, seria doblado a 60 kV en el punto abierto. A causa de la interacción más compleja de los 2 puntos abiertos, el voltaje al final de la rama más larga de 800 m alcanzo aproximadamente 80 kV (ver figura 12.23 el cual da un márgen menor que el recomendado del 20%.

Los voltajes en el punto de derivación fueron casi de 50 kV mientras que los voltajes al final de la rama más corta fueron tan altos como 60 kV (ver figura 12.23). En tanto que es difícil pronosticar el sobrevoltaje máximo visto en cualquier sistema derivado, se puede asegurar que la filosofía de duplicación típica no debe ser aplicada

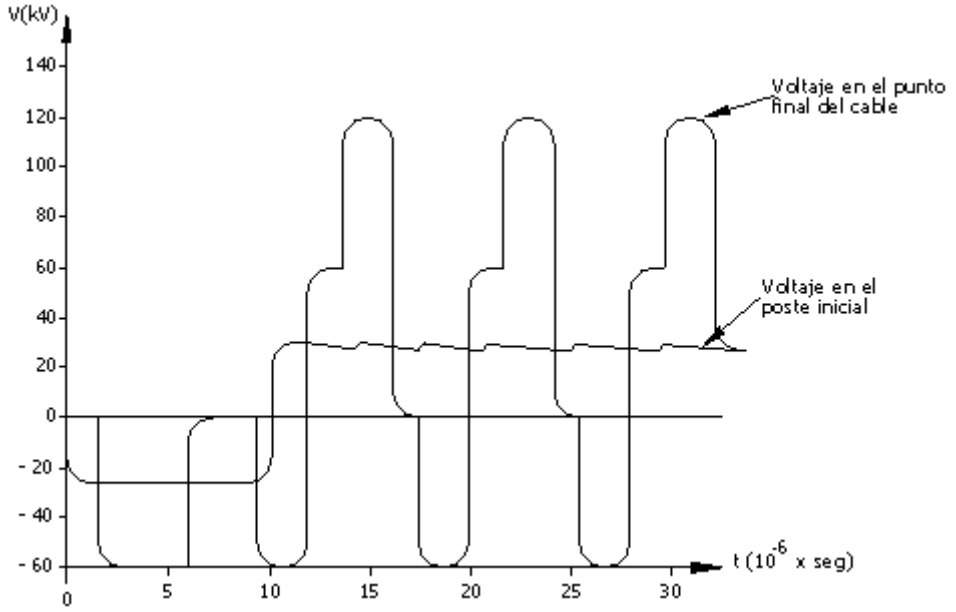


FIGURA 12.21 **Cuadruplicación del voltaje en el punto final del cable.**

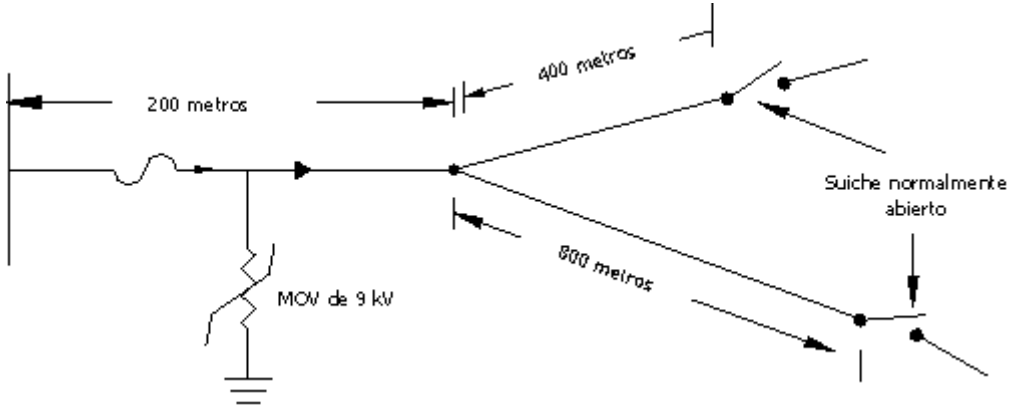


FIGURA 12.22 **Lateral derivado.**

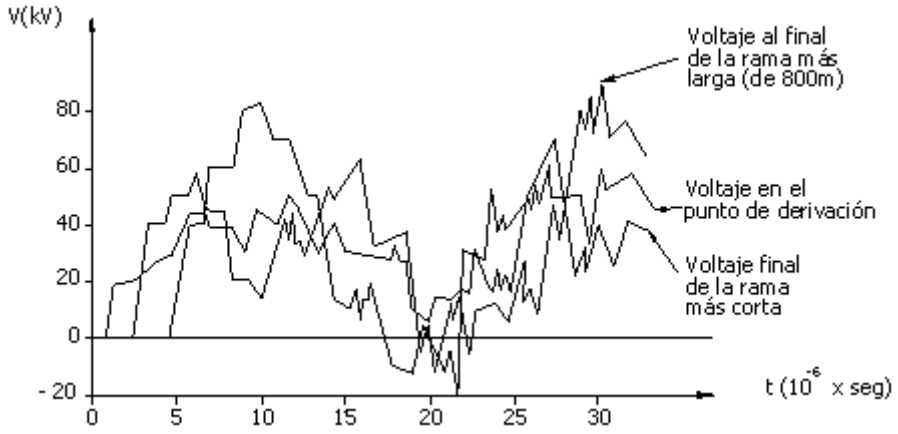


FIGURA 12.23 Voltajes al final de las derivaciones y en el punto de derivación.

12.7.5 *Efecto de la longitud del lateral.*

Por simplicidad una onda viajera en un cable subterráneo es mostrada como una onda cuadrada o en efecto, una onda que tiene una infinita *"rata de elevación"*. Cuando esta onda alcanza el punto abierto, inmediatamente se duplica. El pararrayos del poste inicial no tiene efecto sobre la prevención de esta duplicación como fue mostrado previamente. Mientras que esta técnica simplifica la explicación de la duplicación de voltaje, ella no cuenta la historia completa si la longitud del cable es relativamente corta.

El frente de la onda en realidad se mira más como una función rampa como tal, toma tiempo para alcanzar su valor máximo. Por ejemplo, la onda estándar 8x20 µs que se muestra en la figura 25, toma 8 µs para alcanzar la cresta, mientras esto puede verse como una onda de muy corto tiempo en realidad desde el punto de vista de una onda viajera es una muy larga. Si se asume que la velocidad de la onda viajera es de aproximadamente 50 pies por µs luego la onda puede estar alcanzando la cresta en aproximadamente 4000 pies. Para cables menores de 2000 pies la longitud, luego la onda reflejada ya ha retornado antes de que la cresta de la corriente sea descargada en el poste inicial.

El coeficiente de reflexión de la onda de impulso en el punto abierto es positivo puesto que el punto abierto representa una impedancia infinita para la onda. De otro lado, el coeficiente de la onda de impulso en el poste inicial es negativa puesto que el pararrayos en el poste inicial tiene una impedancia más baja que la impedancia que el cable ofrece al impulso. Este coeficiente negativo significa que las ondas reflejadas serán de polaridad opuesta (es decir, las ondas reflejadas positivas llegan a ser ondas reflejadas negativas y viceversa).

La figura 12.25 ilustra la interacción de ondas viajando sobre líneas cortas. Como puede verse, las ondas incidentes entran en el cable. En este punto es pequeña si la operación de cualquier pararrayos se esta llevando a cabo puesto que el nivel de corriente y consecuentemente el nivel de voltaje son aun muy bajos.

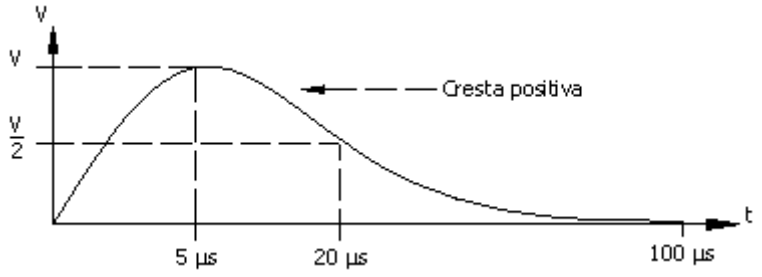


FIGURA 12.24 **Onda normalizada de** $8 \cdot 20\ \mu s$**.**

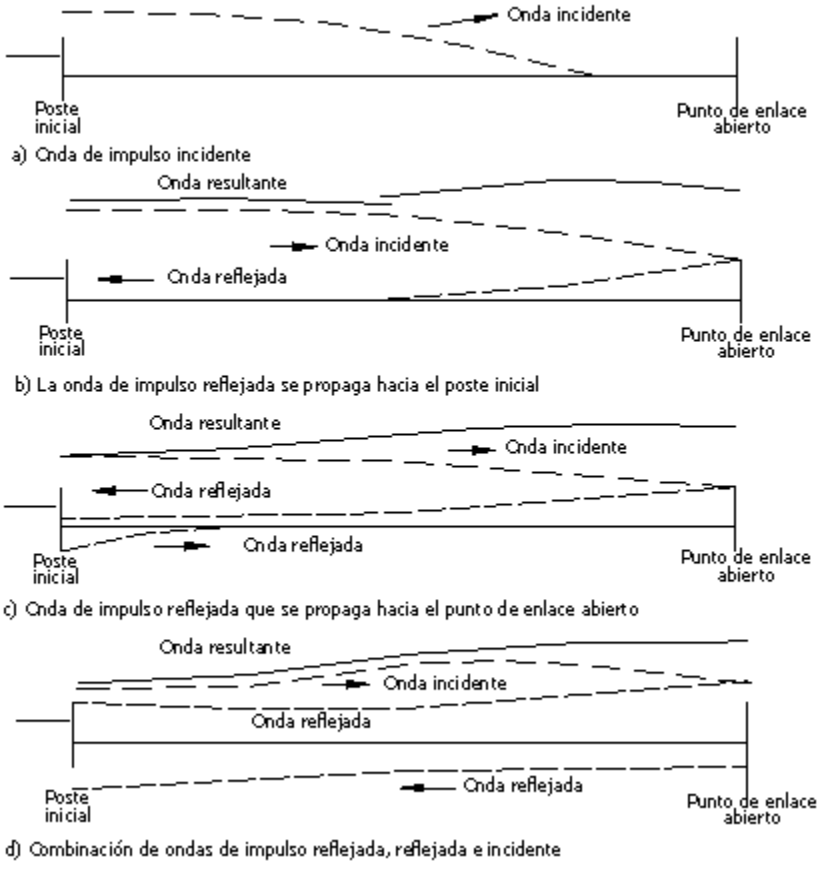


FIGURA 12.25 **Descripción gráfica de la cancelación de la reflexión en una línea corta.**

La onda incidente es reflejada y se suma a la onda entrante como se muestra en la figura 12.25 (debe notarse que la onda entrante es aun baja en magnitud). La onda reflejada es ahora rereflejada debido al coeficiente negativo del pararrayos y en efecto más bajos los voltajes en el cable puesto que el es negativo como se muestra en la figura 12.25. El proceso continua a medida que la onda incidente se incrementa en magnitud. El efecto neto sin embargo, es que mientras el voltaje en realidad se incrementa por encima del nivel de descarga del pararrayos, él no es el doble.

Mientras que algunos ingenieros sostienen que debido al fenómeno antes descrito, los cables cortos no necesitan protección en un punto de enlace abierto, esto no puede ser completamente correcto. La onda de 8 x 20 µs no es realmente representativa de la descarga atmosférica. La descarga atmosférica tiene ratas de elevación mucho más altas y puede esperarse que alcancen la cresta en 1 µs o aun menos. Mientras que un cable de 2000 pies o menos puede ver algún beneficio con una onda de 8x20 µs y ser clasificada como una línea corta, en el mismo cable el efecto de duplicación plena de una onda de 1x20 µs puede ser clasificada como una línea larga.

Simultáneamente se ha mostrado que el cable que tenga 200 pies o menos (para una onda de 1 x2 0 µs) podría comenzar a ver algún beneficio atribuido a una línea corta.

12.7.6 *Resumen de las recomendaciones.*

Como se ha demostrado, los factores y consideraciones que afectan los márgenes de protección para redes subterráneas son los siguientes:

- Efecto del potencial de elevación de tierra.
- Rata de elevación de corriente.
- Longitud del conductor del pararrayos
- Deterioro del BIL debido al envejecimiento.
- Reflexiones (con y sin protección en el punto de enlace abierto).
- Cambios en la descarga IR debido al envejecimiento.
- Formas de onda bipolares
- Laterales derivados.
- Carga negativa atrapada.

En tanto que no es posible elaborar estos ítems para tener en cuenta todas las situaciones, James J. Búnker después de muchos años de análisis opina que las reglas generales mostradas en la tabla 12.11, para ambas configuraciones (línea radial sin laterales y con laterales derivados) deberían seguirse para una protección adecuada para redes subterráneas.

TABLA 12.11. Localización recomendada de pararrayos.

Voltaje	Configuración del alimentador	Localización de pararrayos
15 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial Punto de enlace abierto
25 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial Punto de enlace abierto
35 k	Radial sin derivaciones	Poste inicial Punto de enlace abierto Punto medio
15 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación
25 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación
35 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inical Punto de derivación Todos los enlaces abiertos

12.8 *PROTECCIÓN DE LÍNEAS.*

12.8.1 *Aislamiento de línea.*

En el aislamiento principal para líneas de distribución aéreas es el aire y en las estructuras se usan los dieléctricos sólidos. Si se rompe un dieléctrico (salto de arco) y el arco es desenergizado con un dieléctrico autorecuperable como el aire, el aislamiento se restaura y la línea puede ser reenergizada sin reparación del aislamiento. Con dieléctricos sólidos algunas fallas ocurren y el aislamiento debe ser reparado o reemplazado antes de reenergizar la línea.

Las líneas deben soportarse en las estructuras que tienen aislamiento más débil que el aire. Para maximizar la fortaleza del aislamiento, se usan aisladores de porcelana y de polímeros en conjunto con postes de madera. El nivel de tensión al cual ocurre la descarga disruptiva en las estructuras de distribución es una función del nivel básico de aislamiento (BIL) de las estructuras. Una descarga directa en la línea de distribución que impacte a no más de 200 pies de una estructura, el arco (disruptivo) ocurrirá en la estructura más cercana al impacto. El arco en varias estructuras a ambos lados del impacto también es común que ocurra.

Mientras que el BIL preciso para las estructuras es obtenido probando las estructuras con un generador de impulsos, la estimación del BIL puede ser echo. Para líneas de distribución, los valores de arco en seco para impulso son usados y sumados directamente al valor del impulso disruptivo para la madera. El BIL para la madera varia con el tipo de madera pero generalmente se pude asumir de 100 kV por pie en seco. El valor en húmedo es de aproximadamente 75 kV por pie. Para una estructura con aislador de 100 kV de BIL y un espaciamiento de 3 pies en madera, el BIL seria aproximadamente de 325 kV. El interés principal cuando se diseñan estructuras es alcanzar un BIL de 300 kV o más para asegurar que solamente los impactos directos a la línea causarán la descarga disruptiva.

Una estructura estándar para 13.2/7.62 kV tiene un BIL de aproximadamente 300 kV. Esta estructura utiliza una cruceta de madera de 8 pies con tirantas (pieamigos) de madera, estas tirantas de madera son importantes para alcanzar el BIL de 300 kV (nótese que si se usan tirantas metálicas, parte del aislamiento de la madera es cortocircuitada resultando un BIL mucho más bajo).

La meta en el diseño de las estructuras de distribución es la de igualar o de exceder el BIL para esta estructura. En muchas áreas se utilizan estructuras con aisladores tipo poste (sin crucetas) de 20 kV y alcanzar un BIL de aproximadamente 150 kV.

12.8.2 *Tipos de protección contra descargas atmosféricas.*

12.8.2.1 *Sin protección.*

Las líneas de distribución de este tipo tendrán equipo como transformadores, bancos de capacitores, restauradores y reguladores localizados a lo largo de la línea. Este equipo usualmente será protegido por pararrayos, los cuales protegerán el equipo adecuadamente pero tendrán solo un modesto efecto en la rata de descargas disruptivas de la línea misma. El grado de protección seria proporcional a la cantidad de equipo y al numero de pararrayos.

12.8.2.2 *Cable guarda (Apantallamiento).*

Este tipo de protección es muy usado en las líneas de transmisión. En líneas de distribución es usado ocasionalmente (áreas rurales). Puede servir de neutro si la red es aérea y el aterrizaje se hace a lo largo de la línea. Cuando es instalado adecuadamente, el cable de guarda aéreo interceptara casi todas las descargas atmosféricas que caen en la línea. Esto es efectivo solamente cuando las impedancias de tierra de pies de postes pueden ser mantenidas en un valor bajo.

Ocasionalmente, un impacto terminará en un conductor de fase a causa de una falla del apantallamiento. Las fallas de apantallamiento son una función de la altura medida desde tierra y del ángulo de apantallamiento. Para

conductores elevados en sistemas de distribución, las fallas de apantallamiento no se espera que sean un problema si se proporciona un ángulo de apantallamiento menor que 40º o 50º. El ángulo de apantallamiento es el ángulo (medido desde la vertical) desde el cable guarda hasta el conductor de fase.

Básicamente, a medida que el voltaje de impulso entre dos conductores (cable guarda y el conductor de fase más cercano) entra en el rango de rompimiento, pequeñas corrientes de predescarga erupcionan entre los dos conductores. La corriente total alcanza miles de amperios si los conductores son de suficiente longitud y causan un retraso pronunciado en el rompimiento por la reducción del voltaje en la misma forma como un pararrayos limita el voltaje al aparecer una corriente alta. El rompimiento puede aun llevarse a cabo, pero a causa de la reducción en el voltaje por las corrientes de predescarga, este rompimiento puede ocurrir a 5 μs o más (el valor clásico es de 1 a 2 μs).

En el tiempo medio a causa de este retraso en el rompimiento, las reflexiones tiene oportunidad de llegar desde los postes puestos a tierra más cercanos y reducir el voltaje entre conductores. Una reducción suficiente en el voltaje dentro del tiempo de rompimiento prevendrá una descarga disruptiva (arco) en el punto impactado.

12.8.2.3 *Pararrayos en la fase superior.*

Este tipo de protección no es considerada como efectiva aunque es muy común. La combinación de pararrayos en la fase superior actúa como cable de guarda en el cual la resistencia puesta a tierra de pie de torre es aumentada por la resistencia pararrayos. En la figura 12.26 se muestra una línea simplificada que tiene dos conductores aislados. Uno de los conductores (la fase superior esta protegida por un pararrayos).

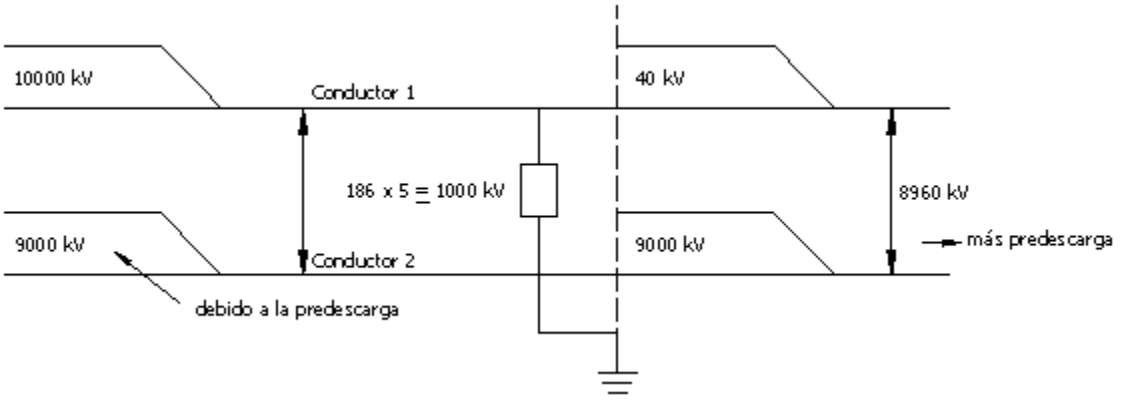


FIGURA 12.26 Sistema de 13.2 kV (Pararrayos en la fase superior).

Ahora se asume que una descarga atmosférica impacta la línea. Este impacto causará un voltaje de la misma polaridad en las líneas adyacentes debido a las corrientes de predescarga. El voltaje de predescarga es 186 kV por pie; así, para un espaciamiento de 5 pies se tendría una diferencia aproximada de 1000 kV entre estas 2 líneas. Para este ejemplo, puede asumirse que el voltaje del conductor 2 es de 9000 kV (10000-1000) kV. Puesto que la diferencia de voltaje efectivo entre las líneas se ha reducido ahora a 1000 kV debido a la predescarga, existe menos posibilidad de flameo en la línea.

Cuando los dos impulsos llegan al poste donde la fase superior esta protegida, el pararrayos descargará y reducirá el voltaje de la fase superior a aproximadamente a 40 kV para un sistema de 13.2 kV. El voltaje de la fase inferior es aun de 9000 kV así que la diferencia de potencial es ahora de 9000 - 40 o sea 8960 kV, haciendo que la probabilidad de descarga disruptiva sea mayor. Esta situación cambiara con el tiempo a causa de que la predescarga tendrá lugar de nuevo hasta el punto de ubicación del próximo pararrayos donde el proceso se repite por si mismo a un nivel de energía más bajo.

12.8.2.4 *Pararrayos en las dos fases.*

La figura 12.27 muestra la misma situación con pararrayos en los dos conductores. Aquí se puede ver fácilmente que cuando los impulsos llegan al poste, ambos pararrayos descargarán y los voltajes transmitidos hacia el próximo poste serán muy bajos. Esta situación reduce enormemente la probabilidad de arco (disruptivo).

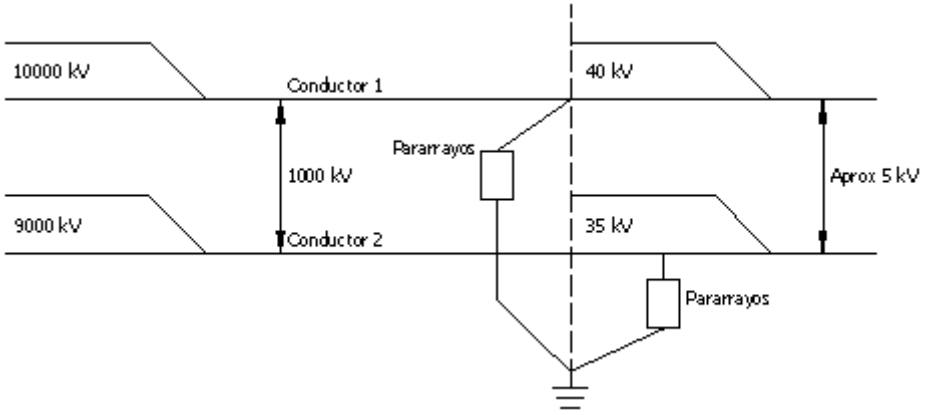


FIGURA 12.27 Sistema de 13.2 kV (Pararrayos en las dos fases).

12.8.2.5 *Pararrayos en todas las fases (sistema trifásico).*

Las corrientes de predescarga tienen el efecto de reducir la probabilidad de arco en el tramo (entre dos postes contiguos) de incrementar el esfuerzo de voltaje en los postes con puestas a tierra para los cables de guarda aéreos. Además, se nota que el voltaje en esos postes aparece alrededor del aislamiento de los conductores no involucrados en el impacto. Los pararrayos en todas las fases eliminarían los flameos en los postes que tienen pararrayos, resultando en una reducción significativa en el número total de flameos.

Con pararrayos instalados en todas las fases, sus conexiones de puesta a tierra serían enlazados juntos cerca de la parte superior del poste y a una conexión de tierra común instalado a tierra en el pie de los postes. Las ondas de voltaje viajeras serian similares a aquellas vistas en la figura 12.27 (pararrayos en las dos fases). Los pararrayos en todas las fases deben localizarse en el mismo poste para asegurar que las ondas de voltaje se eleven y caigan simultáneamente, minimizando así los esfuerzos de tensión entre conductores.

Es interesante notar que este esquema es inmune a los efectos de las resistencias de pie de poste pobres puesto que en la línea completa se elevará y se caerá el voltaje simultáneamente, y el voltaje del pararrayos que esta entre cada conductor y la cima del poste (aproximadamente de 40 kV) será relativamente constante. Esto es, a menos que el cable de guarda (apantallamiento) con una alta resistencia de pie de poste pueda causar que este cable guarda tenga un voltaje más alto que el conductor de fase y pueda ocurrir un flameo inverso.

12.8.3 *Comparación de los esquemas de protección de línea.*

Hoy es posible evaluar el comportamiento de diseños específicos de línea usando simulaciones en computador que pueden evaluar el efecto de los cables de guarda, pararrayos en cada fase, espaciamiento, rata de elevación de la corriente, sistema de puesta a tierra, ubicación del neutro y otros parámetros importantes.

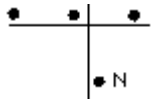
La tabla 12.12 muestra una comparación de algunos de estos parámetros para un sistema de 13.2 kV. Como puede verse, el mejor esquema de protección es el que emplea pararrayos en las 3 fases y el peor es el que tiene un solo pararrayos en la fase superior. El efecto del BIL de la línea también ha sido evaluado y se ilustra que para una protección muy efectiva, un BIL de 300 kV o mayor debe usarse sin reparar en el esquema utilizado.

TABLA 12.12. Comparación de los diferentes parámetros de protección de una línea de distribución.

Parámetros de protección de la línea de distribución	% de impactos de rayo que causan flameo Espaciamiento de las puestas a tierra ft.					
	200	400	600	800	1000	1200
Pararrayos en la parte superior BIL = 300 kV	45	61	68	76	80	84
Cable de guarda aéreo con neutro por debajo BIL = 300 kV	28	45	57	68	74	78
Cable de guarda aéreo BIL = 300 kV	26	44	56	67	68	70
Pararrayos en todas las fases BIL = 100 kV	10	34	48	61	63	66
Pararrayos en todas las fases BIL = 300 kV		1	2	3	4	7

Los tipos de construcción usados y llamados: horizontal, triangular y vertical (o poste), tienen una probabilidad de flameo que es una función del BIL de la línea. La tabla 12.13 ilustra la probabilidad de flameo como una función del BIL de la línea y el esparciamiento de las puestas a tierra (o pararrayos aterrizados), con todas las fases y resistencias de pie de poste de 10 a 100 Ω.

TABLA 12.13. Probabilidad de impactos que causan flameos (con porcentaje) para diferentes tipos de construcción y niveles de aislamiento.

Tipo de construcción	BIL kV	Espaciamiento de puestas a tierra de pararrayos en pies					
		200	400	600	800	1000	1200
Horizontal 	100	38	65	74	82	84	87
	200	17	44	57	68	72	78
	300	3	12	22	32	38	44
	500	0	0	0	0	2	4
Triangular	100	8	34	48	60	64	68
	200	0	4	14	25	28	32
	300	0	0	0	1	3	4
Vertical en poste	100	35	58	68	76	80	84
	200	10	26	41	52	59	67
	300	1	5	10	15	20	26
	500	0	0	0	0	1	2

12.9 *DESCARGAS INDUCIDAS.*

Existe una considerable cantidad de evidencias que sugieren que muchos de los flameos que ocurren en una línea de distribución aérea puede ser el resultado de una descarga inducida (que impacta cerca de la línea pero que no directamente). Los voltajes causados por estas descargas son considerablemente más bajos que los causados por descargas directas (usualmente menores, haciendo que es espaciamiento entre pararrayos sea menos crítico).

La protección para flameos debidos a descargas inducidas puede en algunos casos, llegar a ser más efectiva incrementando simplemente el BIL de la línea. Esto se da aumentando los valores nominales de los aisladores, cambiando la posición del neutro, incrementando el espaciamiento de las fases, etc. El espaciamiento de los pararrayos cada cuarto de milla puede ser muy efectiva para descargas inducidas.

12.10 *METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL DESEMPEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ANTE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.*

Una amplia variedad de parámetros tales como BIL, configuraciones, apantallamiento, resistencias de pies de poste, esquemas de protección, calidad del equipo y conexiones son usadas en las líneas de distribución de potencia eléctrica. Debido a esa cantidad de variables, solamente estimativos aproximados del comportamiento ante descargas atmosféricas de esas líneas han sido posibles con el estado del arte actual. Se describe ahora un método que puede usarse para realizar estimativo. Debe realizarse mucho trabajo de laboratorio y de campo para cuantificar el problema. Sin embargo, este método debe ser suficiente para realizar estimativos comparativos.

12.10.1 *Preliminares.*

Los impactos de las descargas atmosféricas en o cerca de las líneas de distribución son responsables de una gran cantidad de daños del sistema eléctrico e interrupciones al usuario. Aunque la física de las descargas atmosféricas no es completamente entendida, la descarga atmosférica esta generalmente asociada con las siguientes condiciones meteorológicas.

- Tormentas causadas por la convección de calor local que ocurre con más frecuencia durante los meses de verano.
- Sistemas frontales, que ocurren con más frecuencia en invierno.
- Movimiento de aire sobre las laderas de las montañas.

El aislamiento eléctrico en la mayoría de sistemas de distribución no es homogéneo. La reducción en el uso de crucetas de madera en la construcción de redes y la introducción de nuevos materiales de construcción y de nuevas configuraciones han resultado en una marcada disminución de los niveles de aislamiento. Las ratas de salidas altas por descargas atmosféricas ocurren al tiempo que los consumidores están demandando calidad de servicio.

Los circuitos de distribución en Y multiaterrizados consisten de derivados de línea trifásicas, a 2 fases y monofásicas de variada longitud. El BIL de esos segmentos puede variar ampliamente de estructura a estructura en un segmento de línea dado. Además, las líneas de distribución son circuitos eléctricos complejos que no se prestan fácilmente para el modelamiento y análisis para la determinación del BIL. Por lo tanto, los métodos recomendados aquí son matemáticamente simples y proporcionan solamente aproximaciones indicadas para el diseño de las líneas de distribución más comunes.

Como el BIL puede variar de estructura a estructura en una línea de distribución dada, el BIL de un segmento particular de línea se asume que es el BIL de la estructura con el BIL más bajo de ese segmento.

Las características eléctricas de la descarga y la respuesta eléctrica de una línea cuando esta sujeta a voltajes inducidos causados por descargas indirectas que luego es usada para predecir si el flameo ocurrirá. El diseño de la protección contra descargas de líneas de distribución requiere que los siguientes asuntos sean direccionados.

- El número de descargas directas que ocurrirán en la línea.
- El número de descargas indirectas que ocurrirán en la línea.
- El comportamiento deseado de la línea ante descargas.

12.10.2 *Descargas directas en las líneas.*

El número de impactos de descargas a tierra es una función de la incidencia en una región dada (densidad de rayos a tierra Ng) o el número de descargas a tierra por unidad de área por año. De año a año Ng puede variar de 2 a 1 para una región geográfica dada. Por muchos años, los observadores del estado del tiempo han registrado la actividad de descargas, contabilizando el número promedio de días tormentosos al año en los cuales se escuchan las descargas y construyendo los mapas de niveles isoceráunicos.

Las correlaciones para conocer las densidades de descargas a tierra para regiones especificas, fueron usadas para calcular Ng del número de tormentas para líneas no apantalladas por estar cerca de objetos altos, el número de impactos a la línea (N) por año puede calcularse de la siguiente expresión.

$$N = Ng(b + 28H^{0,6}) \cdot 10^{-1} \text{ por 100 km de línea} \qquad \textbf{(12.12)}$$

donde:
Ng: Densidad de descargas a tierra.
b: Distancia horizontal entre los conductores externos [m].
H: Altura de la línea por encima del suelo [m].

Para longitudes de postes usados en sistemas de distribución (35, 40, 45 y 50 pies), la relación aproximada entre Ng y las descargas directas a la línea no apantallada por otras estructuras pueden ser calculadas y se muestran en la tabla 12.14 y en la figura 12.29, y pueden ser usadas como sigue:

Para una línea no apantallada de una altura dada, el mapa de niveles isoceráunicos puede ser usado para determinar Ng para la región en la cual la línea es construida y luego para determinar el primero de los impactos directos a la línea por km o por milla de la figura 12.28.

TABLA 12.14. **Cálculos de impactos de descargas sobre líneas de distribución.**

Longitud poste (pies)	Longitud enterramiento pies	longitud entre conductor y cima del poste	Altura de la línea desde tierra, pies	Altura de la línea desde tierra, m	$(b + 28H^{0,6}) \cdot 10^{-1}$		Impactos de descargas a la línea por año por 100 km de línea Ng (impactos por km^2)							
							con cruceta				sin cruceta			
					con cruceta	sin cruceta	5	10	15	20	5	10	15	20
35	6.0	0.66	29.66	9.04	10.721	10.50	53.6	107.2	168.8	214.4	52.5	105.0	157.5	210.4
40	6.0	0.66	34.66	10.56	11.746	11.52	58.7	117.5	176.2	234.9	57.6	115.2	172.8	230.9
45	6.5	0.66	39.16	11.94	12.627	12.40	63.1	126.3	189.4	252.5	62	124.0	186.0	248.0
50	7.0	0.66	46.66	13.31	13.462	13.23	67.3	134.6	201.9	268.2	66.2	138.3	198.3	264.6

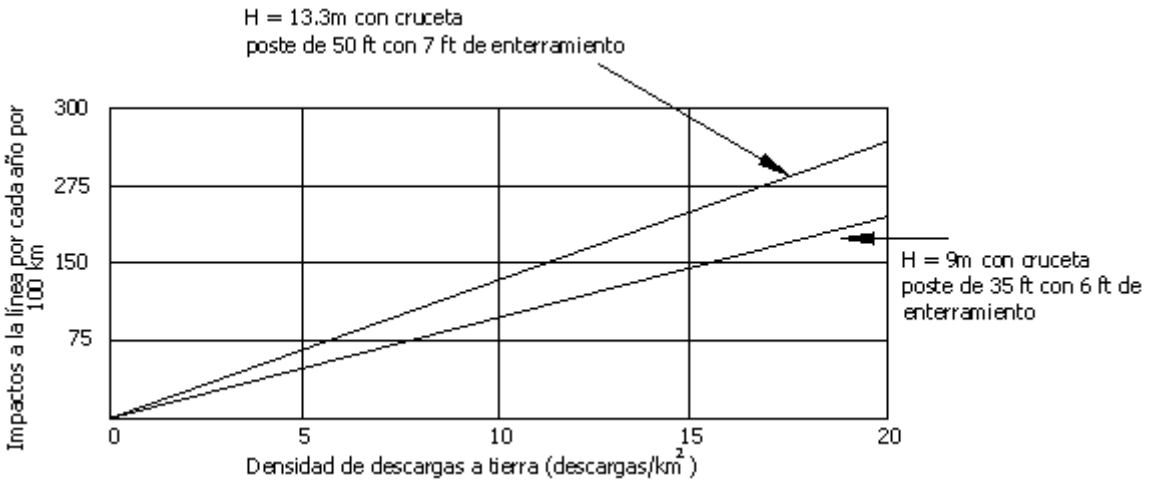


FIGURA 12.28 **Impactos a la línea Vs densidad de descargas a tierra.**

Para determinar los impactos a la línea apantallada por objetos cercanos, todos los objetos ubicados dentro de una distancia de 4 veces la altura de la línea a ambos lados de la línea deben ser considerados. Cualquier objeto tales como árboles o edificios cuya altura es mayor o igual a la altura de la línea reducirá la incidencia de impactos directos en la línea (ver figura 12.29).

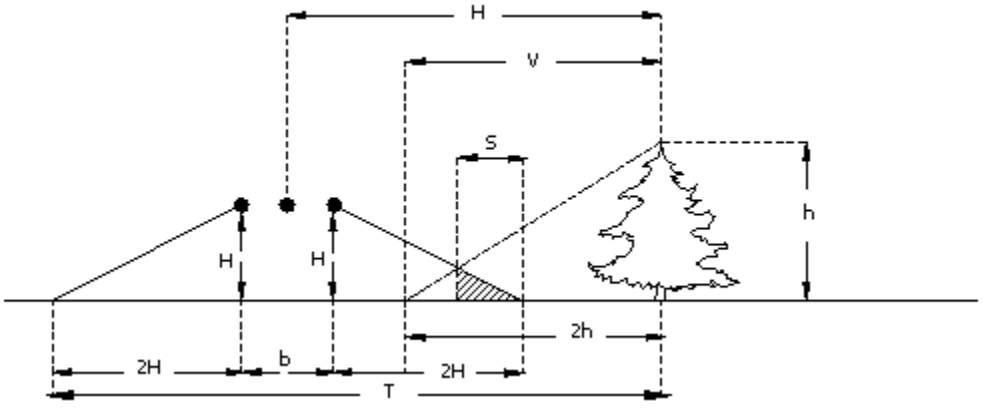


FIGURA 12.29 El ancho de apantallamiento S creado por un árbol cercano a la línea de distribución.

En áreas urbanas las edificaciones son con frecuencia más altos que la línea y apantallan efectivamente a las líneas. En áreas suburbanas los árboles apantallan más frecuentemente a las redes de distribución. Para diseños prácticos de líneas, el área donde se va a construir la línea debe estudiarse para determinar la porción de línea que será apantallada por otras estructuras.

A causa de la variedad de alturas y formas de los objetos apantalladores, no es posible definir el grado de apantallamiento en alguna exactitud. Tampoco hay consensos cuantitativos de los mecanismos de apantallamiento involucrados. Lo mejor que se puede dar hoy es aplicar la regla simple de que el ancho (a lado y lado de la línea) del área protegida o apantallada en la superficie de la tierra es aproximadamente 2 veces la altura del objeto apantallador. El caso de la figura 12.29, el ancho seria 2H. Adoptando esta regla para el caso donde el ancho b de la figura 12.29 es mucho menor que la altura de la línea H, se pueden construir con conjunto de curvas de apantallamiento (ver figura 12.30).

El factor de apantallamiento variable Sf es la porción por unidad de la línea apantallada por un objeto cercano. El número de impactos a la línea es luego:

$$N_s = N(1 - S_f) \qquad \textbf{(12.13)}$$

donde:

N_s : Número ajustado de impactos a la línea por 100 km por año.

N : Impactos calculados por la ecuación 12.13.

Para líneas de distribución en áreas urbanas cerca de árboles y a casas, S_f puede estar entre 0.3 y 0.5. Para líneas construidas con cables de guarda aéreos, S_f será aproximadamente de 1.0; sin embargo, una tensión de flameo inversa debe ser considerada.

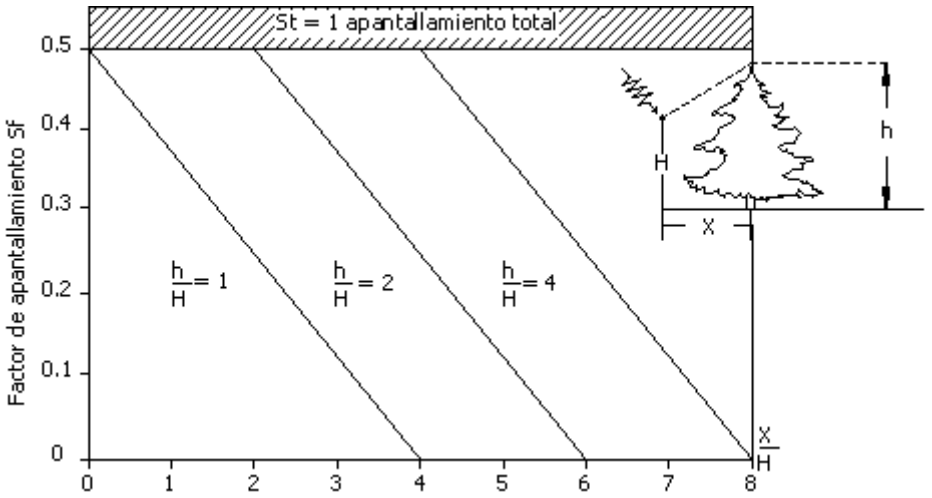


FIGURA 12.30 Curvas aproximadas para factor de apantallamiento S_f Vs altura de línea y distancias de apantallamiento.

12.10.3 *Descargas indirectas (o inducidas).*

El voltaje pico inducido en una línea de distribución debido a descargas que caen cerca de ella es una función de los siguientes parámetros:

- El pico y el tiempo de pico (cresta) de la corriente de descarga de retorno.
- La velocidad de la descarga de retorno
- La altura de la línea

- La distancia perpendicular del punto de descarga hasta la línea.

La magnitud de estos voltajes inducidos ocasionalmente será más grande que el BIL de la línea de distribución y el flameo puede ocurrir, particularmente en sitios remotos de los pararrayos. Cuando la descarga de paso escalonado desciende hacia la línea, este alcanza un punto conocido como "punto de disrupción". En este punto se iniciará o una unión en la línea o una unión con la tierra, dependiendo de la distancia critica conocida como "distancia disruptiva".

Si en el punto de disrupción, el escalón tipo está más ajustado a tierra que el conductor, el líder del rayo impactará la tierra. Si el líder está más ajustado al conductor la línea será golpeada directamente. Una distancia perpendicular de la descarga a la línea, induce un voltaje más bajo a ella. Por lo tanto, la distancia de disrupción es un parámetro necesario en la estimación de la rata de salidas de una línea de distribución. Muchas ecuaciones empíricas para la distancia de disrupción han sido sugeridas, una de ellas fue presentada por el grupo de trabajo de la IEEE y es la siguiente

$$r_s = 8 \cdot (\text{kA})^{0,65} \text{m} \qquad \textbf{(12.14)}$$

En este análisis, la descarga de retorno fue variada de 1 kA a 200 kA y el tiempo a la cresta de 0.5 µs a 10 µs. La distancia perpendicular de la descarga fue luego calculada para cada corriente y r_s. Comenzando con esta distancia, el voltaje inducido en la línea fue calculado para la corriente y el tiempo de cresta dados. Si el voltaje inducido excede el BIL de la línea, el punto de disrupción (o de impacto) de la línea es retrocedido en pasos hasta que el voltaje inducido sea inferior al BIL.

Un análisis estadístico log normal bivariado fue realizado a cada tiempo de cresta dado. Este análisis fue usado para estimar la probabilidad de ocurrencia de esa combinación. La rata de salida por voltajes inducidos de una línea aérea de 10 metros de alta para un Ng de 10 es mostrada en la figura12.31 ya que la rata de salida para cualquier otra altura y Ng pueden ser calculados de la figura 12.31 pues la rata de salidas es directamente proporcional a la altura de la línea y a Ng. El análisis anterior asume que cada flameo resultará en una salida. A causa de la compleja geometría asociada con las líneas de distribución, los valores reales de flameo pueden diferir significativamente de los cálculos.

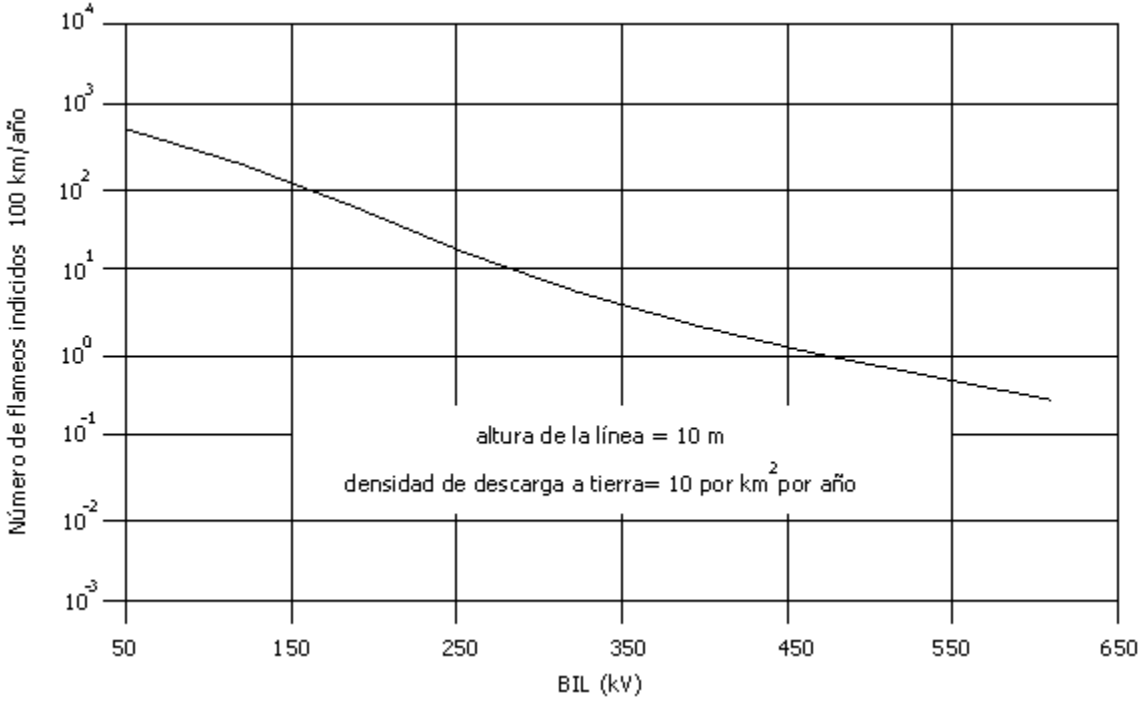


FIGURA 12.31 Rata de flameos de voltaje inducidos de las líneas de distribución aéreas.

Se hicieron las siguientes suposiciones durante el análisis anterior:

- La distancia de disrupción r_s dada en la ecuación 3 es un estimativo conservativo.
- Las descargas directas a las estructuras cercanas a la línea pueden causar flameo de línea.
- Una línea con conductor simple se extiende sobre una tierra perfecta (por ejemplo conductividad de tierra infinita).
- Una línea con multiconductor que se extiende sobre una tierra imperfecta generará ondas de velocidad múltiple, sus efectos no son conocidos. más aun, investigaciones recientes han mostrado que una conductividad de tierra infinita pude producir campos electromagnéticos a lo largo de la línea. Este efecto puede modificar la rata de salidas de una línea dada.

- El presente análisis fue ejecutado para líneas sin conductores de tierra (cables de guarda) o neutros los cables de guarda, los neutros o ambos pueden reducir la rata de salidas, dependiendo de la geometría y de los intervalos de puesta a tierra.
- El modelo de voltaje inducido de Chowdhuri (autor del articulo titulado “Analysis of Lighting Induced Voltages on Overhead Lines" publicado en IEEE/PES 1988). Es razonablemente representativo del proceso de inducción de voltajes. No existe un acuerdo universal sobre si este modelo es el mejor y ciertamente sufrirá modificaciones a medida que más datos lleguen a estar disponibles, pero sería suficiente para cálculos aproximados.

12.10.4 *Flameos producidos por descargas indirectas.*

Como se deduce del numeral capitulo 12.1.3 , el 28% de las corrientes de descarga exceden los 50 kA pico, teniendo en cuenta que la distribución arranca a una corriente aproximada de 2.5 kA. La magnitud de corriente pico de la descarga de retorno excede los 2.5 kA para el 99.9% de los impactos directos en las líneas de distribución. Las impedancias características típicas de las líneas de distribución están entre 300 Ω y 500 Ω.

Para un impacto de rayo en la mitad de un vano en donde la corriente se divide en dos mitades una en cada dirección, el voltaje pico asociado con la onda de descarga viajera esta entre 37.5 y 625 kV. Como el BIL de la mayoría de las líneas de distribución esta entre 100 kV y 500 kV, un impacto directo a una línea de distribución no protegida puede expresarse que cause flameo.

En una línea real en servicio, con frecuencia ocurren múltiples descargas sobre estructuras no protegidas adyacentes al punto de impacto. Una de esas descargas resultará en una trayectoria de arco a través de la cual puede fluir una corriente de 60 Hz. Esta trayectoria de arco es de baja impedancia y las corrientes de 60 Hz que circulan durante un flameo puede esperarse que se ajusten a los valores calculados asumiendo una impedancia de falla cero. Tales arcos generalmente no se autoextinguirán y la falla debe ser despegada antes de que el nivel de aislamiento de la línea pueda ser restituido.

12.10.5 *Cálculo de las ratas de salidas causadas por descargas para sistemas de distribución.*

La rata de salidas de un sistema de distribución y causada por descargas es la suma de las siguientes 3 circunstancias.

- Flameos por descargas directas.
- Flameos por descargas indirectas.
- Fallas en los equipos de protección.

El siguiente procedimiento puede proporcionar un estimativo para los primeros dos tipos. Los usuarios pueden luego aplicar su propia experiencia para estimar las fallas esperadas del pararrayos y otros equipos de protección de sistemas de distribución.

Paso 1: Estimar Ng en la vecindad de la línea.

Ng es la densidad de descargas a tierra en número de rayos por km^2 por año, puede estimarse del mapa de densidad de descargas (mapa de curvas de niveles isoceráunicos) interpolando entre contornos de curvas. Si los datos de conteo de descargas atmosféricas del área están disponibles para muchos años, estos datos son preferibles a los datos del mapa de densidad de descargas

Paso 2: Estimar el número promedio de impactos de rayos sobre una línea no apantallada.

El número promedio de impactos por año Ns, sobre una línea de distribución no apantallada pueden aproximarse usando la ecuación 12.12 una vez que el valor de Ng ha sido establecido. La tabla 12.14 y la figura 12.28 son útiles en esta evaluación.

Paso 3: Ajustar los impactos promedio para tener en cuenta los efectos de árboles y otros objetos cercanos.

Los árboles cercanos, los objetos altos y aun otras líneas pueden reducir sustancialmente el número de impactos a la línea de distribución. Las figuras 12.29 y 12.30 son de gran ayuda para hacer un buen juicio subjetivo. Estimar el factor de apantallamiento promedio Sf (ecuación 12.13 y figura 12.30) para llegar al mejor estimativo de Ns.

Paso 4: Calcular el número de flameos Ns causado por impactos directos

Como una primera aproximación todos los impactos directos a una línea de distribución típica puede asumirse que causan un flameo. Aquí el número de flameos por descargas directas es simplemente Ns, como se estableció en el paso 3.

Paso 5: Calcular el número de flameos Ni causados por descargas indirectas.

Entrar a la abscisa de la figura 12.32 con el BIL de la línea de distribución y encontrar el numero Nf de descargas inducidas por 100 km por año en la ordenada. Este número corresponde a un Ng de 100 por km^2 por año y una línea de 10 m de altura (sobre el suelo). Escalar el número de descargas inducidas, Nf, por la altura real de la línea y la densidad real de descargas a tierra, por ejemplo si la altura de la línea es de 14 metros y el Ng es 12 (del mapa de niveles isoceráunicos), luego el numero real de descargas inducidas será:

$$Ni = Nf\frac{14}{10} \cdot \frac{12}{10} = 1.68\ Nf \qquad \textbf{(12.15)}$$

Paso 6: Estimar la rata de salidas Np causadas por defectos de los equipos.

El equipo de protección agregado a la línea (o equipo sobre la línea) para prevenir flameo por descargas atmosféricas tiene una rata de fallas asociadas con el equipo de protección Np. Por ejemplo, si son usados pararrayos para proteger la línea o el equipo sobre la línea, la rata de fallas de los pararrayos de una instalación eléctrica especifica sería tomado en cuenta cuando se vaya a determinar la rata de salidas para la línea. Cuando se calculan las fallas de los pararrayos, se incluyen solo aquellas fallas que resultan en salidas de la línea. Como el diseño común de pararrayos que hoy se usan incluyen un conductor de tierra desconectable, solo un pequeño porcentaje del total de fallas del pararrayos puede decirse que causan salida de la línea. Estimar la rata de fallas, Np, sobre una base de 100 km/año.

Paso 7: Estimar la rata de salidas promedio Nc

Para una línea de distribución esta dada por la siguiente expresión:

$$Nl = Ns + Ni + Np \tag{12.16}$$

donde:

Ns = rata de flameos por descargas directas (paso 4)

Ni = rata de flameos por descargas indirectas (paso 5)

Np = rata de flameos por falla en equipos de protección (paso 6)

Se calcula esta rata promedio por 100 km por año.

Paso 8: ajustar la rata de salidas para longitud de línea real.

Ajustar la rata de salidas promedio Nl del paso 7 en proporción a la longitud real de la línea en vez de los 100 km.

Bibliografía

RUSSELL MASON, C, The art and science of protective relaying, GEC.

APLICATION AND Coordination of reclosers, seccionalizers and fuses: IEEE tutorial course, 80 EHO 157-8-PWR.

APPLIED PROTECTIVE relaying. 2 Impresión: Westinghouse Electric Corporation.

GERS, Juan M y HOLMES, Edward J, Protection of electricity distribution networks: IEEE power and energy series 26.

RAMÍREZ, Carlos Felipe, Subestaciones de alta y extra alta tensión.

MOHAMED, E el y HAWARY, Power system engineering series electrical power systems: IEEE press.

MARTÍNEZ, Manuel Fernando; CARDONA, Marco Aurelio y CAMARGO, José Vicente, Curso sobre conceptos básicos de protecciones en sistemas de potencia: ISA, ACIEM Caldas, 1982.

ROMERO, José Carlos y VEGA, Francisco, Protecciones Eléctricas: Universidad Nacinal de Colombia, Bogotá.

FINK, Donald G y BEATY, H Wayne, Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 Ed: McGraw Hill.

PROTECTIVE RELAYS and equipment: General Electric.

PROTECTIVE RELAYS aplication guide: GEC Measurements.

DISTRIBUTION SYSTEM protecction manual: MacGraw Edison company.

GONEN, Turan, Power distribution engineering.

BURKE, Paul M, Power distribution engeneering.

P. M, Anderson, Analysis of faulted power systems.

STANDARD REQUERIMENTS for instruments transformers: ANSI/IEEE standard C57.13, 1978.

RECOMMENDED PRACTICE for electric power distribution for industrial plants: ANSI/IEEE standard 141, 1990.

RECOMMENDED PRACTICE for protection and coodination of industrial and commercial power systems: ANSI/IEEE standard 242, 1986.

RECOMMENDED PRACTICE for power system analysis: ANSI/IEEE standard 399, 1990.

GERS, Juan M, Aplicación de protecciones eléctricas a sistemas de potencia: Universidad del Valle.

SCHELMER, T, Manual de baja tensión, Indicadores para la selección de aparatos de maniobra, instalaciones y distribuciones: Siemens, 1984.

STEVENSON, William D, Elements of power system alalysis: MacGraw Hill.

SIEGERT, Luis A, Alta tensión y sistemas de transmisión: Noriega editores.

http://www.wscc.com/committees/OC/TOS/RWG/documents/
transformer_protection_sudden_pressure_relays.pdf

http://www.geindustrial.com/pm/notes/artsci/art11.pdf

Indice de figuras

Página

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 Circuito RL para análisis de transitorios. 2

Figura 1.2 Variación de la corriente de falla con el tiempo. 3

Figura 1.3 Corrientes de cortocircuito transitorias en un generador síncrono. 4

Figura 1.4 Variación de la corriente con el tiempo durante la falla. 5

Figura 1.5 Variación de la reactancia con el tiempo durante la falla (generador). 5

Figura 1.6 Factores de multiplicación (Corriente nominal total base) para fallas trifásicas locales. 9

Figura 1.7 Factores de multiplicación (Corriente nominal total base) para fallas trifásicas y linea-tierra remotas. 9

Figura 1.8 Componentes simétricas de un sistema trifásico desbalanceado. 13

Figura 1.9 Circuito equivalente del transformador. 14

Figura 1.10 Circuito equivalente del transformador. 15

Figura 1.11 Disposición plana y triangular para los tres conductores de fase válidos para la construcción de la tabla 1.3. 18

Figura 1.12 Disposición de cables subterráneos (circuito trifásico). 19
Figura 1.13 Circuitos de secuencia positiva, negativa y cero del generador. 27
Figura 1.14 Circuitos equivalentes y flujos de corriente para un generador síncrono. 31
Figura 1.15 Representación de una falla línea - tierra. 32
Figura 1.16 Circuitos de secuencia para fallas asimétricas fase-tierra. 34
Figura 1.17 Circuito de secuencia para fallas asimétricas fase-fase sólidas. 36
Figura 1.18 Circuitos de secuencia para fallas asimétricas fase-fase-tierra. 36
Figura 1.19 Transformador monofásico ideal. 44
Figura 1.20 Configuraciones Y y Δ. 47
Figura 1.21 Corrientes y voltajes de secuencia para varios tipos de fallas 49
Figura 1.22 Diagrama unifilar de un sistema de distribución aéreo y subterráneo. 50
Figura 1.23 Sistema de potencia para el cálculo de cortocircuitos en las barras de 115 kV y 13.2 kV. 58

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen. 65
Figura 2.2 Dispositivos que actuan durante una interrupción selectiva 71
Figura 2.3 Sistema general de protecciones. 72
Figura 2.4 Protección absolutamente selectiva (protección de unidad) 75
Figura 2.5 Protección relativamente Selectiva (Protección escalonada). 76
Figura 2.6 Zonas de protección. 78
Figura 2.7 Conexión para interruptores con transformadores de corriente en ambos lados. 78
Figura 2.8 Conexión para interruptores con transformadores de corriente separados en un solo lado. 79

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 Unidad tipo plunguer (Relevador tipo solenoide). 90
Figura 3.2 Unidad tipo Clapper (Relevador con armadura pivote). 91
Figura 3.3 Unidades polares (a) Entrehierro balanceado, (b) Entrehierro no balanceado. 92
Figura 3.4 Fuerzas electromagnéticas en los relevadores de inducción. 94
Figura 3.5 Unidad básica de disco de inducción. 95
Figura 3.6 Relevador tipo vatimétrico. 96
Figura 3.7 Relevador de polo sombreado. 97
Figura 3.8 Unidades de cilindro. 98
Figura 3.9 Vista tridimensional del relevador de inducción tipo copa. 99
Figura 3.10 Unidades D'Arsonval. 100
Figura 3.11 Relevador de brazo balanceado. 101
Figura 3.12 Vista tridimensional del relevador de brazo balanceado. 101
Figura 3.13 Circuito básico del filtro de secuencia. 102
Figura 3.14 Circuito que responde a las cantidades de secuencia positiva o negativa. 103
Figura 3.15 Circuito de secuencia cortocircuitado y circuito resultante. 105
Figura 3.16 Diagrama de bloques de un arreglo de relevador computarizado. 108
Figura 3.17 Circuito equivalente simplificado de una línea de transmisión. 110
Figura 3.18 Diagrama vectorial de la línea de transmisión. 110
Figura 3.19 El diagrama de impedancias X-R. 111
Figura 3.20 Diagrama de impedancias del ejemplo 3.3. 112
Figura 3.21 Comparador de dos entradas. 113
Figura 3.22 Diagrama X-R del relevador OHM. 115
Figura 3.23 Característica $X_L - R_L$ del relevador Mho. 116

Figura 3.24 Característica resistencia-distancia. 117
Figura 3.25 Característica reactancia-distancia. 118
Figura 3.26 Característica $X_L - R_L$ del relevador de impedancia. 119
Figura 3.27 Característica $X_L - R_L$ del relevado OHM. 121
Figura 3.28 Característica $X_L - R_L$ del relevador MHO. 122

CAPÍTULO 4

Figura 4.1 Circuitos equivalentes del TC. 124
Figura 4.2 Diagrama vectorial del circuito equivalente del TC. 125
Figura 4.3 Curva de saturación del TC. 126
Figura 4.4 TC tipo estación primario en U. 127
Figura 4.5 TC tipo barra pasante. 128
Figura 4.6 Comportamiento del flujo en TC debido a recierres. 136
Figura 4.7 Respuestas de un TC TPZ y un TC normal ante una corrinte primaria desplazada. 138
Figura 4.8 Usando la curva de magnetización. 142
Figura 4.9 El efecto de la saturación DC sobre la corriente secundaria. 145
Figura 4.10 Diagrama unifilar, circuito equivalente referido al secundario del TC y circuito equivalente. 146
Figura 4.11 Circuitos equivalentes del TP. 148
Figura 4.12 Diagrama vectorial para un TP inductivo. 149
Figura 4.13 Esquema de un transformador de potencial de polo aislado. 150
Figura 4.14 Circuito básico de un TP capacitivo. 151
Figura 4.15 Circuito equivalente de un TP capacitivo. 151

Figura 4.16 Diagrama vectorial de un TP capacitivo. 152
Figura 4.17 Conexión en Y de TP. 158
Figura 4.18 Conexión Δ abierta para obtener voltaje residual en TP. 159
Figura 4.19 Conexión en V para TP. 159

CAPÍTULO 5

Figura 5.1 Características de operación tiempo-corriente de los relevadores de sobrecorriente. 163
Figura 5.2 Efecto de las impedancias sobre el nivel de cortocircuito. 164
Figura 5.3 Aplicación de los relevadores de sobrecorriente direccionales. 166
Figura 5.4 Métodos para obtener la dirección del flujo de potencia. 167
Figura 5.5 Diagrama vectorial del torque máximo para relevadores direccionales. 168
Figura 5.6 Conexión y diagrama fasorial para relevadores direccionales a 30°. 170
Figura 5.7 Diagrama vectorial para la conexión 60° (0° AMT). 171
Figura 5.8 Conexión y diagrama fasorial para el relevador diferencial en cuadratura. 172
Figura 5.9 Diagrama vectorial para la conexión 90° (45° AMT). 173
Figura 5.10 Característica de operación de un relevador de brazo balanceado. 175
Figura 5.11 Relevador de equilibrio de corriente de dos elementos. 176
Figura 5.12 Curvas tiempo corriente de un relevador de equilibrio de corriente. 177
Figura 5.13 Comparación de las características de un relevador de equilibrio de sobrecorriente. 178
Figura 5.14 Una aplicación simple del relevador diferencial. 179
Figura 5.15 Condiciones para una carga externa o falla. 180
Figura 5.16 Condiciones para una falla interna. 181

Figura 5.17 Relevador diferencial con características de % variable. 181
Figura 5.18 Característica de operación de un relevador diferencial de porcenteje. 182
Figura 5.19 Ilustración del valor de la característica diferencial de porcentaje. 183
Figura 5.20 Una aplicación diferencial de corriente de tres terminales. 183
Figura 5.21 Protección diferencial de porcentaje para elementos con tres terminales. 184
Figura 5.22 Fallas que ocurren en partes diferentes de un sistema de potencia. 185
Figura 5.23 Relevador basado en un comparador de amplitud. 187
Figura 5.24 Comparación de fases en el plano complejo $C = S_1/S_2$. 188
Figura 5.25 Característica de operación de un relevador de impedancia obtenida usando un comparador de fase. 190
Figura 5.26 Impedancia Z dentro de la zona de operación de un relevador de impedancia 191
Figura 5.27 Impedancia Z fuera de la zona de operación de un relevador de impedancia. 192
Figura 5.28 Características del relevador de impedancia en el plano complejo. 193
Figura 5.29 Zona de operación de un relevador direccional. 194
Figura 5.30 Zona de operación de un relevador de reactancia. 195
Figura 5.31 Voltaje visto por un relevador de reactancia en la presencia de fallas con resistencia de arco y dos fuentes de alimentación. 197
Figura 5.32 Característica de operación del relevador mho. 198
Figura 5.33 Impedancia Z en el interior de la zona de operación de un relevador mho. 199
Figura 5.34 Característica de operación de un relevador mho completamente polarizado. 200
Figura 5.35 Característica lenticular descentrada (compensación) de la zona tres. 201
Figura 5.36 Característica de operación poligonal. 202
Figura 5.37 Características de operación combinadas típicas del relevador. 203
Figura 5.38 Señales del sistema de potencia. 204

Figura 5.39 Muestras K-1, K y K+1 para definir la corriente y su derivada. 206

CAPÍTULO 6

Figura 6.1 Diferentes tipos de fallas de aislamiento dentro de un generador. 209
Figura 6.2 Protección diferencial de porcentaje para un generador conectado en estrella. 211
Figura 6.3 Protección diferencial de porcentaje para un generador conectado en delta. 212
Figura 6.4 Protección diferencial de porcentaje para un generador conectado en estrella con solo cuatro terminales accesibles en el exterior. 213
Figura 6.5 Protección diferencial de porcentaje unidad generador-transformador (secuencia de fases: a, b, c). 214
Figura 6.6 Protección de fase partida para un generador multicircuito. 215
Figura 6.7 Protección de fase partida que usa TC de doble primario. 215
Figura 6.8 Protección combinada de fase partida y diferencial (se muestra para una sola fase). 216
Figura 6.9 Esquema de protección de fallas entre espiras para generadores con un devanado por fase. 217
Figura 6.10 Diagrama fasorial para voltajes normales y de falla en la protección de falla entre espiras. 218
Figura 6.11 Esquema para protección de falla a tierra del estator de un generador puesto a tierra a través de una resistencia alta. 218
Figura 6.12 Protección sensible contra fallas a tierra del estator. 219
Figura 6.13 Protección contra fallas a tierra para unidades generadoras de conjuntos generador-transformador de potencia. 220
Figura 6.14 Protección de sobrecorriente del estator del generador. 221

Figura 6.15 Protección de sobrecalentamiento del estator con detectores de temperatura de resistencia. 222
Figura 6.16 Protección contra fallas a tierra en el campo del generador. 224
Figura 6.17 Esquema de protección contra fallas de campo a tierra. 224
Figura 6.18 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa para corrientes desequilibradas del estator. 226
Figura 6.19 Diagrama X-R Operación Generador. 228
Figura 6.20 Diagrama X-R, Protección de pérdida de campo del relevador tipo MHO (o del relevador de reactancia capacitiva mínima en la zona de reactancia negativa). 228
Figura 6.21 Conexión del Relevador de potencia inversa (32). 230
Figura 6.22 Ubicación de los mecanismos de protección dentro del sistema de generación. 232
Figura 6.23 Las funciones de protección y las fallas que ellas cubren dentro del generador. 233
Figura 6.24 Esquema de protección para generadores hasta 5 MVA. 235
Figura 6.25 Esquema de protección para generadores por encima de 5 MVA. 236
Figura 6.26 Esquema de protección grupo generador-transformador. Protección estator. 237

CAPÍTULO 7

Figura 7.1 Conexión de devanados en estrella con neutro puesto a tierra mediante una impedancia Zg. 240
Figura 7.2 Variación de la corriente de falla a tierra con la localización de la falla. 241
Figura 7.3 Relevador de sobretemperatura (Detalles constructivos). 244
Figura 7.4 Preservación de la selectividad usando unidades instantáneas. 245

Figura 7.5 Protección de falla a tierra restringida para devanado conectado en Y. 245
Figura 7.6 Protección diferencial del transformador. 246
Figura 7.7 Diagrama unifilar para el ejemplo 7.1. 249
Figura 7.8 Protección diferencial de un transformador Yd_1 (diagrama de conexión trifásica para el ejemplo 7.1). 251
Figura 7.9 Diagrama unifilar del ejemplo 7.2. 252
Figura 7.10 Protección diferencial de un transformador Dy1 con transformador de compensación (diagrama de conexión trifásica para el ejemplo 7.2). 253
Figura 7.11 Diagrama unifilar para el ejemplo 7.3. 255
Figura 7.12 Protección diferencial de un transformador con devanado terciario con transformadores de compensación (diagrama de conexión trifásica para el ejemplo 7.3). 256
Figura 7.13 Protección diferencial para un transformador tridevanado. 257
Figura 7.14 Conexión de la protección diferencial para el transformador del ejemplo 7.5. 259
Figura 7.15 Transformadores delta-estrella, la estrella puesta a tierra mediante resistor con una falla en el lado estrella. 260
Figura 7.16 Diagrama de conexión trifásica para el ejemplo 7.6. 264
Figura 7.17 Condiciones para uan falla en la mitad del devanado fase T en el lado 13.2 kV (ejemplo 7.6). 265
Figura 7.18 Protección diferencial para autotransformadores sin restricción (bias). 267
Figura 7.19 Conexiones de la protección diferencial de alta impedancia. 268
Figura 7.20 Diagrama de alambradode la protección diferencial para un transformador Y-Δ. 268
Figura 7.21 Protección del banco de puesta a tierra. 269

Figura 7.22 Ubicación del relevador Buchholz. 270
Figura 7.23 Detalles constructivos del relevador Buchholz. 271
Figura 7.24 Toma de muestras de gases del relevador Buchholz. 271
Figura 7.25 Relevador de presión súbita 273
Figura 7.26 Esquemja de protección para transformadores MV/LV. 275
Figura 7.27 Esquema de protección para transformadores HV/MV/LV. 276

CAPÍTULO 8

Figura 8.1 Protección de barras con relevadores de sobrecorriente temporizados. 278
Figura 8.2 Protección de barra colectora por protección diferencial de corriente. 279
Figura 8.3 Distribución de la corriente para una falla externa. 280
Figura 8.4 Protección diferencial parcial con relevadores de sobrecorriente. 282
Figura 8.5 Protección diferencial parcial con relevadores de distancia. 283
Figura 8.6 Esquema acoplador lineal para protección de barras. 284
Figura 8.7 Protección diferencial de restricción múltiple de barras (conexión trifásica). 286
Figura 8.8 Esquema unifilar (para una sola fase) de conexiones de un relevador diferencial multirestringido con autotransformador de saturación para proteger una barra con cuatro circuitos. 289
Figura 8.9 Sistema diferencial de Voltaje de alta impedancia. 290
Figura 8.10 Circuito básico de la protección por compensación direccional. 292

CAPÍTULO 9

Figura 9.1 Principio de escalonamiento de tiempo para un sistema radial. 297
Figura 9.2 Escalonamiento de corriente para un sistema radial. 298

Figura 9.3 Sistema radial para el ejemplo 9.2. 298
Figura 9.4 Características típicas de los relevadores de tiempo inverso. 301
Figura 9.5 Protección de tiempo inverso escalonada aplicad a un sistema radial. 302
Figura 9.6 Características del relevador de sobrecorriente de tiempo diferido CO-7. 305
Figura 9.7 Curvas características tiempo-corriente del relevador tipo CO-8. 306
Figura 9.8 Diagrama unifilar de un sistema radial para el ejemplo 9.3. 307
Figura 9.9 Circuito equivalente para el ejemplo 9.4. 310
Figura 9.10 Curvas tiempo-distancia para el sistema del ejemplo 9.4. 311
Figura 9.11 Sistema para el ejemplo 9.6. 315
Figura 9.12 Alcance de las unidades instantáneas. 318
Figura 9.13 Circuito equivalente para el ejemplo 9.7. 319
Figura 9.14 Curvas del relevador de sobrecorriente de tiempo inverso asociadas con dos interruptores en el mismo alimentador. 320
Figura 9.15 Diagrama unifilar para el sistema del ejemplo 9.8. 325
Figura 9.16 Curvas típicas de operación para relevadores de tiempo inverso. 326
Figura 9.17 Circuito equivalente del sistema mostrado en la figura 9.15. 327
Figura 9.18 Curvas de coordinación de relevadores para el ejemplo 9.8. 333
Figura 9.19 Coordinación de relevadores de sobrecorriente para un transformador Dy. 334
Figura 9.20 Conexión y diagramas fasoriales del relevador diferencial de tierra. 336
Figura 9.21 Fuentes de corriente polarizante. 337
Figura 9.22 Conexiones para la unidad direccional polarizada. 338
Figura 9.23 Diagrama unifilar del sistema del ejemplo 9.9. 338
Figura 9.24 Circuitos de secuencia para el ejemplo 9.9. 339
Figura 9.25 Circuito equvalente para la figura 9.24 (ejemplo 9.9). 339

Figura 9.26 Análisis de la operación del relevador para las fases R y S. 343
Figura 9.27 Diagrama unifilar para un sistema en anillo con una fuente de generación para el ejemplo 9.10. 344
Figura 9.28 Circuito equivalente para una falla en j (ejemplo 9.10). 346
Figura 9.29 Circuito equivalente para una falla en k (ejemplo 9.10). 347
Figura 9.30 Circuito equivalente para una falla en L (ejemplo 9.10). 347
Figura 9.31 Sistema en anillo para ilustrar el procedimiento de ajuste de relevadores de sobrecorriente direccionales (ejemplo 9.11). 351
Figura 9.32 Zonas de protección del relevador de distancia para un sistema radial. 356
Figura 9.33 Diagrama unifilar de la línea Esmeralda - La Mesa - Torca - Chivor. 357
Figura 9.34 Característica y tiempos de operación para el relevador de distancia localizado en la subestación A. 358
Figura 9.35 Diagrama R-X Característica MHO Zona 1 o Zona 2. 360
Figura 9.36 Efecto sobre la protección de distancia de una fuente de generación ubicada dentro de la zona de protección. 361
Figura 9.37 Alcance insuficiente de un relevador de distancia debido a la resistencia de arco. 363
Figura 9.38 Sistema de potencia con múltiples fuentes de generación. 366
Figura 9.39 Chequeo de la máxima carga para el relevador mho. 368
Figura 9.40 Chequeo de la carga máxima para el relevador poligonal. 369
Figura 9.41 Diagrama de impedancias para el ejemplo 9.13 mostrando las impedancias vistas por el relevador ubicado sobre el circuito 10-11 en la subestación 10. 371
Figura 9.42 Alcance de los relevadores de distancia para el ejemplo 9.13. 375

Figura 9.43 Sistema de potencia para el ejemplo 9.14. 376
Figura 9.44 Curvas de impedancia para el ejemplo 9.14. 378
Figura 9.45 Sistema de corriente circulante. 380
Figura 9.46 Versión de autocompensación de la figura 9.45. 381
Figura 9.47 Principio del sistema de voltaje balanceado. 382
Figura 9.48 Sistema de acople PLC. 383
Figura 9.49 Principio de comparación de fase para una falla interna. 385
Figura 9.50 Principio de comparación de fase con una falla externa. 386
Figura 9.51 Arreglos de protección para alimentadores y anillos de media tensión. 387
Figura 9.52 Arreglo típico para protección de líneas de alta tensión. 388

CAPÍTULO 10

Figura 10.1 Diagrama unifilar simplificado de un alimentador de distribución con los diferentes tipos de protección de sobrecorriente 392
Figura 10.2 Corrientes de cortocircuito en función de la distancia a la subestación. 396
Figura 10.3 El cortacircuitos fusible y sus componentes. 397
Figura 10.4 Curva característica de un fusible de baja tensión 406
Figura 10.5 Eslabón fusible típico usado en cortacircuitos de distribución tipo intemperie. 409
Figura 10.6 Interrupción de una corriente de falla de baja magnitud. 410
Figura 10.7 Interrupción de una corriente de falla de alta magnitud y diferentes asimetrías. 412
Figura 10.8 Rigidez dieléctrica y tensión de restablecimiento entre los bornes del fusible. 413
Figura 10.9 Circuito RLC. 414
Figura 10.10 Incremento de la resistencia en fusibles de expulsión. 417
Figura 10.11 Variación de la resistencia de fusibles dependiendo de su carga de expulsión. 418

Figura 10.12 Curvas t - I de fusión mínima y de despeje total para un fusible 10 K. 419
Figura 10.13 Curvas de fusión mínima de fusibles 15K y 15T. 422
Figura 10.14 Curvas características t-I de fusión mínima para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B. 423
Figura 10.15 Curvas características t-I de despeje máximo para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B. 424
Figura 10.16 Curvas características t-I de fusión mínima para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B. 425
Figura 10.17 Curvas características t-I de despeje máximo para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B. 426
Figura 10.18 Curvas características t-I de fusión mínima para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B. 427
Figura 10.19 Curvas características t-I de despeje máximo para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B. 428
Figura 10.20 Relación t - I - V que muestra la operación del fusible limitador de corriente. 431
Figura 10.21 Relaciones $I-t$ e I^2-t que muestran la operación del fusible limitador de corriente (FLC). 433
Figura 10.22 Curvas características de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV. 435
Figura 10.23 Curvas características de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV. 436
Figura 10.24 Curvas características de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 kVy 22 kV. 437
Figura 10.25 Curvas características de despeje total para fusibles limitadores de

corriente CHANCE K-MATE de 15.5 kVy 22 kV. 438
Figura 10.26 Curvas de corriente - tiempo de fusión de FLC de propósitos generales para 23 kV 440
Figura 10.27 Operación del fusible limitador de corriente como respaldo 441
Figura 10.28 Características de corriente de paso libre para FLC (sistemas - 15 kV y - 8.3 kV) CHANCE K-MATE. 443
Figura 10.29 Características de corriente de paso libre para FLC (sistemas - 25 kV, - 15.5 kV, - 35 kV, - 22 kV) CHANCE K-MATE. 444
Figura 10.30 Coordinación de fusibles limitadores con pararrayos. 445
Figura 10.31 Característica t-I de fusión mínima para los FLC CHANCE K-MATE de 8.3 kV. 446
Figura 10.32 Característica t-I de despeje total para los FLC CHANCE K-MATE de 83 kV. 447
Figura 10.33 Curvas características t-I de fusión mínima para FLC CHANCE K-MATE de 15.5 y 22 kV. 448
Figura 10.34 Curvas características t-I de despeje total para FLC CHANCE K-MATE de 15.5 y 22 kV. 449
Figura 10.35 Fusible electrónico. 450
Figura 10.36 Circuito subterráneo en Δ. 454
Figura 10.37 Circuito en Y aterrizado. 455
Figura 10.38 Localización de los fusibles de protección y protegido. 456
Figura 10.39 Efecto de la relación de fusión. 460
Figura 10.40 Factor dependiente de la relación X/R y del factor de potencia. 461
Figura 10.41 Protección del transformador de 50 kVA 1ϕ con fusible 8T. 465

Figura 10.42 Protección del transformador de 50 kVA 1ϕ con fusible 10K. 466
Figura 10.43 Protección del transformador de 50 kVA 1ϕ con fusible limitador de corriente de 12 A. 467
Figura 10.44 Protección del transformador de 50 kVA 1ϕ con un fusible 8T en serie con un limitador de corriente. 468
Figura 10.45 Protección de transformadores de pequeña capacidad. 478
Figura 10.46 Coordinación de protección del transformador de distribución. 479
Figura 10.47 Característica de rotura de capacitores tipo cinta. 481
Figura 10.48 Factores de multiplicación E/X Amperios (Falla Remota) 487
Figura 10.49 Diagrama de las tensiones de ruptura del dieléctrico del aire, aceite y SF6. 488
Figura 10.50 Relevador de sobre corriente tipo inducción. 490
Figura 10.51 Esquema típico de protección de un alimentador distribución. 491
Figura 10.52 Familia de curvas del relevador de sobrecorriente. 492
Figura 10.53 Características de operación de los relevadores. 493
Figura 10.54 Circuito sensor de condiciones del alimentador. 494
Figura 10.55 Circuito para control del interruptor. 496
Figura 10.56 Recierres de un interruptor. 497
Figura 10.57 Curvas características t-I de un restaurador. 498
Figura 10.58 Seccionador de control hidráulico. 507
Figura 10.59 Instalación de un seccionalizador. 509

CAPÍTULO 11

Figura 11.1 Coordinación de protecciones. 514
Figura 11.2 Ejemplo de coordinación Fusible - Fusible (de expulsión). 515

Figura 11.3 Curvas t-I para coordinación del circuito dado en la figura 11.2. 516
Figura 11.4 Porción de circuito para la aplicación de las reglas empíricas. 521
Figura 11.5 FLC protegiendo un fusible de expulsión. 522
Figura 11.6 Coordinación entre FLC y fusible de expulsión. 522
Figura 11.7 Fusible de expulsión protegiendo un FLC. 523
Figura 11.8 Coordinación fusibles de expulsión-FLC. 524
Figura 11.9 Coordinación FLC-FLC. 527
Figura 11.10 Coordinación relevador (interruptor) - fusible. 532
Figura 11.11 Coordinación durante fallas permanentes. 533
Figura 11.12 Rango de coordinación del FDR. 534
Figura 11.13 Ubicación de fusibles con su grado de operación. 534
Figura 11.14 Recierre de interruptor del alimentador 535
Figura 11.15 Alimentador con áreas de corriente de falla baja y áreas de corriente alta de falla. 536
Figura 11.16 Características del restaurador automático. 537
Figura 11.17 Ejemplo de coordinación relevador-restaurador. 539
Figura 11.18 Características t-I de disparo instantáneo y diferido del restaurador. 543
Figura 11.19 Coordinación restaurador-fusible. 544
Figura 11.20 Coordinación restaurador-fusible adecuada. 546
Figura 11.21 Ciclo de temperatura del fusible durante las operaciones del restaurador. 547
Figura 11.22 Coordinación restaurador-fusible en un ejemplo práctico. 548
Figura 11.23 Coordinación resultante restaurador-fusible (ejemplo). 548
Figura 11.24 Condición indeseada para aplicación de seccionalizadores. 552
Figura 11.25 Ejemplo de aplicación de seccionalizadores. 553

CAPÍTULO 12

Figura 12.1 Suicheo 1ϕ en un circuito 3ϕ. 559
Figura 12.2 Secuencia de accionamiento de suiches para evitar ferrorresonancia. 560
Figura 12.3 Energización de un banco de capacitores. 561
Figura 12.4 Sobrevoltaje debido a la energización de bancos de capacitores. 561
Figura 12.5 Desenergización de un banco de capacitores. 562
Figura 12.6 Sobrevoltaje debido a la desenergización de bancos de capacitores. 562
Figura 12.7 Circuito que ilustra las corrientes de corte. 564
Figura 12.8 Pararrayos de carburo se silicio y MOV. 566
Figura 12.9 Comparación de las características no lineales del pararrayos MOV con las de los parrarrayos de carburo de silicio. 567
Figura 12.10 Falla línea-tierra en un sistema Δ . 569
Figura 12.11 Falla línea-tierra en un sistema Y aterrizado. 571
Figura 12.12 Características de aislamiento del transformador y coordinación de aislamiento. 578
Figura 12.13 Lateral subterráneo. 579
Figura 12.14 Voltaje de descarga reflejado en el punto abierto. 579
Figura 12.15 Voltaje Vs longitud del conductor. 582
Figura 12.16 Derivación lateral subterránea de 34.5 kV. 584
Figura 12.17 Derivación lateral subterránea de 12.47 kV. 586
Figura 12.18 Voltajes de descarga en el punto inicial y en el punto final del cable con parrarrayos tipo poste en el inicio. 587
Figura 12.19 Voltaje en el punto inicial y en el punto medio. 588
Figura 12.20 Descarga bipolar. 589

Figura 12.21 Cuadruplicación del voltaje en el punto final del cable. 590
Figura 12.22 Lateral derivado. 590
Figura 12.23 Voltajes al final de las derivaciones y en el punto de derivación. 591
Figura 12.24 Onda normalizada de $8 \cdot 20\ \mu s$ .. 592
Figura 12.25 Descripción gráfica de la cancelación de la reflexión en una línea corta. 592
Figura 12.26 Sistema de 13.2 kV (Pararrayos en la fase superior). 596
Figura 12.27 Sistema de 13.2 kV (Pararrayos en las dos fases). 597
Figura 12.28 Impactos a la línea Vs densidad de descargas a tierra. 602
Figura 12.29 El ancho de apantallamiento S creado por un árbol cercano a la línea de distribución. 603
Figura 12.30 Curvas aproximadas para factor de apantallamiento S_f Vs altura de línea y distancias de apantallamiento. 604
Figura 12.31 Rata de flameos de voltaje inducidos de las líneas de distribución aéreas. 606

Indice de tablas

Página

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1 Valores de reactancia para el cálculo de la tarea de interrupción y para el primer ciclo (1). 7

Tabla 1.2 Impedancias de secuencia cero de transformadores 16

Tabla 1.3 Impedancias de secuencia de conductores ACSR. 20

Tabla 1.4 Impedancias de secuencia de circuitos trifásicos en base a cables subterráneos monopolares con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLPE para 15 kV. 25

Tabla 1.5 Impedancias de secuencia de circuitos monofásicos en base a cables subterráneos monopolares para 15 kV. 26

Tabla 1.6 Reactancias p.u. típicas para máquinas síncronas trifásicas. 29

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1 Método I. 130

Tabla 4.2 Método II. 130

Tabla 4.3 Límites de error para TC para clases entre 0.1 y 1. 132
Tabla 4.4 Límites de error para TC para clases entre 3 y 5. 132
Tabla 4.5 Límites de error para aplicaciones especiales (Solo 5 A). 132
Tabla 4.6 Límites permitidos de error compuesto para TC. 134
Tabla 4.7 Errores máximos de TC para respuestas en régimen transitorio. 137
Tabla 4.8 factores de tensión nominal para TP. 154
Tabla 4.9 Burdens normalizados para TP. 155
Tabla 4.10 Límites de error de TP (Vn: Voltaje nominal). 157
Tabla 4.11 Límites de error en TP para protección. 157

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1 Características de relevadores de sobrecorriente. 162

CAPÍTULO 6

Tabla 6.1 Protecciones del Generador de acuerdo al origen de la falla 208
Tabla 6.2 Pérdida de Máquina Motriz. 229

CAPÍTULO 9

Tabla 9.1 Características y usos de los relevadores para protección de líneas. 295
Tabla 9.2 Constantes IEC para relevadores de sobrecorriente estándar. 323
Tabla 9.3 Corrientes nominales, corrientes de cortocircuito y relaciones de transformación de los TC para el ejemplo 9.8 328
Tabla 9.4 Resumen de ajustes para el ejmplo 9.8. 331
Tabla 9.5 Resumen de condiciones de falla en el secundario de un transformador Dy. 332

Tabla 9.6 Cálculo de las corrientes máximas de carga y relevadores asignados. 345
Tabla 9.7 Resumen del procedimiento para ajustar el DIAL de los relevadores del ejemplo 9.11, figura 9.31. 353
Tabla 9.8 Datos de la línea Esmeralda - La Mesa - Torca - Chivor. 359
Tabla 9.9 Corrientes de falla en los elementos del sistema de la figura 9.41 dados en A (fase A) referidos a la barra de recepción. 371
Tabla 9.10 Valores de corriente e impedancia para fallas en la línea 13-5. 377

CAPÍTULO 10

Tabla 10.1 Dimensiones generales de cuchilla - fusible. Tipo estándar. 395
Tabla 10.2 Capacidad de corriente de interrupción para cortacircuitos fusible. 399
Tabla 10.3 BIL y distancias de fuga de los cortacircuitos fusible. 400
Tabla 10.4 Capacidad continua de corriente de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño. 403
Tabla 10.5 Valores nominales de fusibles limitadores (de potencia). 404
Tabla 10.6 Datos característicos de eslabones tipo K y T. 421
Tabla 10.7 Recomendaciones para la correcta aplicación de cortacircuitos en los diferentes voltajes de sistemas de distribución. 453
Tabla 10.8 Valores I-t para definir las curvas de daño y la curva de energización (Inrush) en transformadores de 1 a 500 kVA. 458
Tabla 10.9 Características requeridas de los fusibles 462
Tabla 10.10 Relación de rapidez para protección de transformadores. 463
Tabla 10.11 Programa para protección de transformadores de distribución con fusibles tipo N y H. (Protección entre 200% y 300% de

la carga nominal) 470
Tabla 10.12 Programa de protección de transformadores de distribución con fusibles tipo K, T y H según EEI-NEMA. (Protección entre el 200% y el 300% de la carga nominal). 472
Tabla 10.13 Protecciòn de sobrecarga de transformador tipo seco y OISC (1) (aplicación monofásica). 474
Tabla 10.14 Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco OISC (aplicación trifásica). 475
Tabla 10.15 Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate para transformadores trifásicos. 476
Tabla 10.16 Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos. 477
Tabla 10.17 Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos. 477
Tabla 10.18 Valores nominales de interruptores. 485
Tabla 10.19 Factores de asimetría. 500
Tabla 10.20 Características nominales de los restauradores. 502
Tabla 10.21 Voltaje máximo nominal, voltaje impulso nominal, corriente continua nominal, corriente interrupción simétrica y características del funcionamiento de los seccionalizadores de línea. 511
Tabla 10.22 Corriente continua nominal, corriente mínima actuante, corriente máxima asimétrica, y capacidad de 1 y 10 segundos de un seccionalizador 511

CAPÍTULO 11

Tabla 11.1 Resultados del estudio de coordinación. 516
Tabla 11.2 Coordinación entre fusibles tipo K (EEI-NEMA). 518
Tabla 11.3 Coordinación de fusibles tipo T (EEI-NEMA). 518
Tabla 11.4 Coordinación entre fusibles tipo T y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA). 519
Tabla 11.5 Coordinación entre fusiles tipo K y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA). 519
Tabla 11.6 Coordinación entre fusibles tipo N (EEI-NEMA). 520
Tabla 11.7 Coordinaciòn fusible de expulsión tipo K-FLC 8.3 kV. 524
Tabla 11.8 Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 15.5-22 kV. 525
Tabla 11.9 Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 8.3 kV. 525
Tabla 11.10 Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 15.5-22 kV. 526
Tabla 11.11 Características de los FLC. 527
Tabla 11.12 Coordinación FLC 8.3 kV - FLC 8.3 kV. 528
Tabla 11.13 Coordinación FLC 15.5-22 kV - FLC 15.5-22 kV. 528
Tabla 11.14 Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 8.3 kV. 529
Tabla 11.15 Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 15.5-22 kV. 529
Tabla 11.16 Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusibles de potencia. 529
Tabla 11.17 Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusibles de potencia. 530
Tabla 11.18 Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusible NX 8.3 kV. 530
Tabla 11.19 Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusible NX 15.5-23 kV. 531
Tabla 11.20 Corriente máxima a la cual la coordinación es posible 531
Tabla 11.21 Coordinación de restaurador con fusibles. 549
Tabla 11.22 Conteos del seccionalizador. 552

CAPÍTULO 12

Tabla 12.1 Duración de la descarga simple. 556
Tabla 12.2 Voltajes nominales para las clases de pararrayos. 567
Tabla 12.3 Pararrayos y su MCOV. 568
Tabla 12.4 Voltajes nominales de pararrayos de óxido-metálico comúnmente aplicados en sistemas de distribución. 570
Tabla 12.5 Ejemplos de cálculos para encontrar voltajes nominales de pararrayos. 573
Tabla 12.6 Voltaje nominal de pararrayos (ciclo de trabajo). 573
Tabla 12.7 Características de los pararrayos de distribución de Carburo de Silicio. 576
Tabla 12.8 Características de los pararrayos de distribución tipo MOV (trabajo pesado). 577
Tabla 12.9 Cálculo de márgenes para otros voltajes. 580
Tabla 12.10 Cambio en las características del BIL del pararrayos. 584
Tabla 12.11 Localización recomendada de pararrayos. 594
Tabla 12.12 Comparación de los diferentes parámetros de protección de una línea de distribución. 599
Tabla 12.13 Probabilidad de impactos que causan flameos (con porcentaje) para diferentes tipos de construcción y niveles de aislamiento. 599
Tabla 12.14 Cálculos de impactos de descargas sobre líneas de distribución. 602