

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ENFOQUE PRÁCTICO EN EL DISEÑO DE INSTALACIONES
ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN**

PRESENTADO POR:

LAURA MARIANA GUEVARA MIRANDA

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

SAN SALVADOR, ABRIL 2022

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

DR. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ENFOQUE PRÁCTICO EN EL DISEÑO DE
INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN**

Presentado por:

LAURA MARIANA GUEVARA MIRANDA

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

SAN SALVADOR, ABRIL 2022

Trabajo de Graduación Aprobado por:

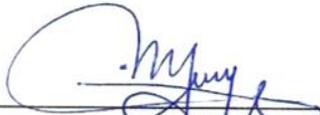
Docente Asesor:

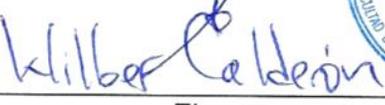
ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 10 de Marzo de 2022, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 6:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma


Firma



2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS
(Docente Asesor)
- ING. MARVIN GERARDO JORGE HERNANDEZ
- ING. JOSE ROBERTO RAMOS LOPEZ


Firma


Firma


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ENFOQUE PRÁCTICO EN EL DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN

A cargo de la Bachiller:

- GUEVARA MIRANDA LAURA MARIANA

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.5

(ocho punto cinco)

AGRADECIMIENTOS.

Primeramente, a Dios por permitirme el don de la vida y darme las oportunidades que se me han presentado en la vida.

A mis padres: Francisco Dagoberto Guevara Contreras Segura, Sonia Francisca Guadalupe Miranda de Guevara porque siempre estuvieron, me brindaron su apoyo, vieron la manera que no me hiciera falta el amor y en lo que estuvo a su alcance lo material, estuvieron pendiente de mí todo el tiempo y eso es algo que no se logra pagar, estaré agradecida infinitamente.

A mis hermanos: Beatriz Guadalupe, Francisco Guillermo y Francisco Dagoberto por siempre estar ahí en apoyo, a mi hermana, sé que por su ayuda económica pude culminar mis estudios y de igual manera junto a mis hermanos no me dejaron caer, estuvieron apoyándome, dándome ánimos siendo siempre sinceros.

A mi novio William Josue Minero Canales por ser la persona más paciente conmigo, darme su apoyo en durante toda la carrera y en lo que continúa de la vida, agradezco mucho su aprecio, cariño y respeto.

A mis familiares y personas que siempre han apoyado y tenido aprecio: las familias Villacorta Vásquez, Henríquez Villacorta, Escobar Miranda, a mi tío Cristo Guevara, Carmen Contreras, niña Josefina y Lila. De igual manera, a la familia Minero Canales por confiar en mí.

A los señores Eduardo Sorto Torres (QDDG) y Rafael Orellana, a su manera y en lo que pudieron me apoyaron.

A mis compañeros en la universidad por brindarme esa amistad y apoyo emocional durante la carrera: Elisa Díaz, Rafael Call, Joel López, Alonso Ramírez, Álvaro Lizama, Leticia Clímaco, Flor Díaz, Jorge López, Franklin Jorge, Alfonso y Rodrigo Artiaga, Edwin Díaz y muchos más que siempre creyeron en mí.

A los docentes tanto de la escuela como la universidad que gracias por enseñarme, especialmente a mi asesor MSc. Jorge Alberto Zetino Chicas por haberme brindado su apoyo, paciencia y fe en mí.

Al personal administrativo de la Escuela de Ingeniería Eléctrica: Reina Vides, Salvador Posada y Juan Olano.

ÍNDICE.

Índice.....	i
Introducción.....	1
Objetivos.....	2
General.....	2
Específicos.....	2
Alcances.....	3
Antecedentes.....	3
Planteamiento del problema.....	3
Justificación.....	3
Índice de Figuras.....	4
Índice de Tablas.....	10
Glosario.....	13
1. Diseño y construcción de líneas primarias y secundarias.....	15
Sistema Eléctrico en El Salvador.....	15
1.1 Distribución aérea.....	17
1.1.1 Postes.....	17
1.1.2 Libramiento eléctrico.....	23
1.1.3 Conductores.....	23
1.1.4 Aisladores.....	24
1.1.5 Accesorios.....	34
1.2 Estructuras Primarias y Secundarias.....	38
1.2.1 Cruceros.....	38
1.2.2 Estructuras.....	38
1.2.3 Marcos y estructuras en H.....	44
1.2.4 Retenidas.....	45
1.3 Distribución subterránea.....	53
1.3.1 Transición aéreo-subterráneo.....	53
1.3.2 Transformadores Pad Mounted.....	54
1.3.3 Conductores.....	57
1.3.4 Pozos de registro.....	60

1.3.5	Zanjado.....	61
1.3.6	Accesorios.....	63
1.4	Transformadores en el sector residencial.....	66
	Características de las cargas.....	67
1.4.1	Aplicación del NEC.....	68
1.4.2	Aplicación de tablas basado en áreas de viviendas.....	73
1.4.3	Método de DERM: basado en factores coincidentales.....	74
1.4.4	Curvas General Electric y optimización de transformador.....	75
1.4.5	Método de Arvidson.....	77
1.5	Caída de tensión en sistemas monofásicos.....	85
1.5.1	Método casa metro: para electrificación rural.....	85
	Preguntas y ejercicios propuestos capítulo 1.....	88
2.	Cálculos de cortocircuito en sistemas industriales.....	90
2.1	Cortocircuito.....	90
2.1.1	Fuentes de cortocircuito.....	92
2.2	Comportamiento de las corrientes de cortocircuito.....	96
2.2.1	Corrientes simétricas y asimétricas.....	96
2.3	Esfuerzos momentáneos y de interrupción.....	97
2.3.1	Esfuerzo momentáneo.....	97
2.3.2	Esfuerzo de interrupción (corriente interruptiva).....	97
2.4	Métodos y procedimientos de cálculo de cortocircuitos.....	102
2.4.1	Método óhmico.....	105
2.4.2	Método de los MVA.....	106
2.4.3	Cálculo en por unidad p.u.....	109
2.4.4	Método basado en curvas o tablas.....	120
2.5	Material complementario: método de las componentes simétricas.....	136
2.6	Tablas de impedancias.....	139
	Preguntas y ejercicios propuestos capítulo 2.....	146
3.	Protecciones y subestaciones en media tensión.....	149
3.1	Subestaciones de distribución.....	149
3.1.1	Clasificación de las subestaciones.....	149
3.1.2	Configuraciones de las subestaciones.....	149

3.2	Componentes de subestaciones y líneas.	156
	Transformador de potencia.....	158
3.3	Reconectores.	162
	3.3.1 IntelliRupter.	168
3.4	Transformadores de instrumentación.	170
	3.4.1 Transformadores de corriente (TC).	170
	3.4.2 Transformadores de potencial (TP).	173
3.5	Fusibles.	176
	3.5.1 Fusible de expulsión.....	176
	3.5.2 Fusibles limitadores de corriente.	179
	3.5.3 Fusibles de Fault Tamer.	181
3.6	Interruptores automáticos.	183
3.7	Relevadores de protección.	186
	3.7.1 Protecciones de sobrecorriente.	190
	3.7.2 Protección diferencial.	194
3.8	Switchgear.	199
	3.8.1 Switchgear aislado en gas (GIS).	200
	3.8.2 Switchgear tipo Metal-Enclosed.	200
	3.8.3 Switchgear tipo Metal-Clad.	201
	3.8.4 Switchgear tipo Pad-mounted (Pedestal).	202
	Preguntas capítulo 3.	205
4.	Coordinación de protecciones.....	206
	4.1 Coordinación selectiva.....	207
	4.1.1 Selectividad parcial.....	207
	4.1.2 Selectividad plena.	207
	4.2 Selectividad con interruptores y fusibles.....	208
	4.2.1 Coordinación entre fusibles.	208
	4.2.2 Coordinación con interruptores.	212
	4.3 Protección de motores.....	224
	4.3.1 Curva de daño de los motores.....	232
	4.4 Protección de transformadores.....	242
	4.4.1 Curva de daño.....	242

4.4.2	Curva de corriente transitoria o excitación (corriente de Inrush). ...	248
4.5	Protección de generadores.....	253
4.6	Protección de condensadores, cables, tableros.	260
4.6.1	Protección de tableros.....	260
4.6.2	Protección de conductores.	266
4.6.3	Protección de condensadores.	272
	Preguntas y ejercicios propuestos capítulo 4.	275
	Conclusiones.	276
	Anexos.....	278
	Bibliografía.....	285

INTRODUCCIÓN.

Se presenta un documento guía para el Diseño Eléctrico de diversas aplicaciones de las Instalaciones Eléctricas en Media tensión MT, como el Método de Estaqueo en el diseño de líneas, el dimensionamiento de transformadores, la determinación de niveles de falla y protecciones en MT, las metodologías de coordinación y curvas de daño de diversos equipos, así como el empleo de “Switch Gear”.

Todos estos temas con un enfoque práctico, sabedores de que se trata de aplicaciones frecuentes en el ambiente de las instalaciones Eléctricas Industriales, Comerciales y Urbanizaciones.

Tomando como base las clases que se imparten en la asignatura Instalaciones Eléctricas II, será de utilidad para los estudiantes que cursan dicha materia, siendo los contenidos los siguientes:

- Capítulo 1: Diseño y construcción de líneas primarias y secundarias.

En este capítulo se explican los elementos que componen las líneas aéreas de distribución primarias y secundarias, su configuración criterios de diseño, forma de definir las y presentarlas empleando el método del estaqueo también se explican elementos en la distribución subterránea. Se incluyen métodos para el dimensionamiento de transformadores de distribución.

- Capítulo 2: Cálculos de cortocircuito en sistemas industriales.

Se desarrollan diferentes métodos para realizar los cálculos de cortocircuito en sistemas industriales, entre ellos: el método de los MVA y el método en por unidad; asimismo se explica sobre la simetría y asimetría de las corrientes de cortocircuito.

- Capítulo 3: Protecciones y subestaciones en media tensión.

En este apartado, se explican las diferentes configuraciones en las subestaciones. Se presentan los dispositivos de protección utilizados en distribución y sus características, los TC y TP que son parte importante de las protecciones.

- Capítulo 4: Coordinación de protecciones.

Para este capítulo se explican los criterios a tomar en cuenta para realizar una correcta coordinación de las protecciones eléctricas, definiendo conceptos como selectividad plena y parcial, curva de daño y la importancia de dichas. Se presentan diferentes ejemplos para motores, generadores, tableros con sus respectivas gráficas de tiempo vs corriente.

OBJETIVOS.

General.

- Desarrollar un documento con un enfoque práctico para el diseño de diversos tópicos especiales de Instalaciones Eléctricas en Media Tensión.

Específicos.

- Desarrollar procedimientos para el diseño de líneas aéreas y subterráneas en MT, con ejemplos de aplicación.
- Desarrollar guías para el dimensionamiento de transformadores empleando diferentes metodologías y ejemplos de aplicación.
- Estudiar y aplicar diferentes metodologías para la determinación de los niveles de falla en diversos puntos de una red en media y baja tensión. incluyendo ejemplos de aplicación.
- Estudiar las protecciones en media tensión, sus aplicaciones y su coordinación, incluyendo ejemplos de aplicación.
- Empleo y determinación de curvas de daño, de diversos equipos eléctricos y su relación con las curvas de operación de las protecciones incluyendo ejemplos de aplicación.
- Elaborar el documento de manera que sirva de referencia para el curso de Instalaciones Eléctricas II.

ALCANCES.

- Definir una metodología de diseño de líneas aéreas y subterráneas.
- Cálculos de cortocircuito en sistemas industriales.
- Protecciones y subestaciones en media tensión.
- Coordinación de protecciones eléctricas.
- Estudio relacionado con diferentes tipos de protecciones, relevadores, su coordinación y su relación con las curvas de daño de los equipos.

ANTECEDENTES.

En la asignatura Instalaciones Eléctricas II actualmente, se tienen algunas actividades de laboratorio y sus respectivas guías. Los diversos temas de clase se desarrollan basados en la experiencia del profesor y en referencias dispersas que se encuentran en diferentes libros y documentos técnicos. A pesar de ellos, no se cuenta con un documento de referencia específicamente diseñado y relacionado con las clases, de las cuales únicamente se tienen las presentaciones por el profesor de la asignatura.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Debido a la diversidad de temas que forman parte del contenido de la asignatura Instalaciones Eléctricas II, y tomando en cuenta que se trata de una materia sumamente práctica, el estudiante no dispone de un documento de referencia para dicha asignatura, el presente trabajo pretende llenar ese vacío complementando la teoría con ejemplos de aplicación.

JUSTIFICACIÓN.

El contenido del trabajo desarrollado servirá de guía y ayudará al estudiante a definir procedimientos, con un enfoque práctico, para el diseño de diversos tópicos de instalaciones en media tensión con ejemplos de aplicación en cada capítulo.

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1.1 Representación del Sistema Eléctrico en El Salvador.	15
Figura 1.2 Postes de concreto.	17
Figura 1.3 Pruebas en postes de concreto.....	19
Figura 1.4 Esquema de conductor desnudo todos los conductores del mismo material. 23	
Figura 1.5 Esquema de conductor desnudo reforzado.....	23
Figura 1.6 Conductor aislado: A Polietileno semiconductor, B Polietileno natural de baja densidad, C Polietileno de alta densidad resistente a pistas de color negro o gris.	24
Figura 1.7 Distancia de fuga de un aislador.	25
Figura 1.8 Distancia disruptiva.	25
Figura 1.9 Aisladores de porcelana.....	26
Figura 1.10 Aislador de vidrio.	26
Figura 1.11 Aislador polimérico.....	26
Figura 1.12 Aislador de porcelana tipo carrete.....	27
Figura 1.13 Aislador tipo carrete de porcelana clase ANSI 53-2.	27
Figura 1.14 Aislador tipo espiga.....	27
Figura 1.15 Aisladores tipo espiga clase: a) ANSI 55-4, b) ANSI 56-1, c) ANSI 56-3 y d) ANSI 56-4.....	29
Figura 1.16 Aislador de suspensión.	29
Figura 1.17 Aisladores de suspensión clase: a) ANSI 52-1 y b) ANSI 52-4.....	30
Figura 1.18 Partes constructivas de un aislador de suspensión polimérico.....	31
Figura 1.19 Aislador polimérico clase ANSI C29.13 DS-25.....	32
Figura 1.20 Aislador de porcelana de retenida.....	32
Figura 1.21 Aislador de porcelana de retenida clase ANSI 54-2.	33
Figura 1.22 Aisladores tipo columna clase: a) ANSI 57-1, b) ANSI 57-2 y c) ANSI 57-3.....	34
Figura 1.23 Crucero angular de hierro.	38
Figura 1.24. Retenida sencilla con las diferentes alternativas con/en: perno, abrazadera, abrazadera universal.....	46
Figura 1.25. Retenida sencilla con perno/abrazadera universal + retenida sencilla en perno/abrazadera universal.....	47
Figura 1.26. Retenida aérea.	48
Figura 1.27. Retenida doble en pernos existentes/con abrazaderas universales.	49
Figura 1.28. Retenida de guitarra.....	50
Figura 1.29 Transformador Pad Mounted.	54
Figura 1.30 Configuración radial.	55
Figura 1.31 Transformador pad mounted radial: a) frente vivo, b) frente muerto.....	56

Figura 1.32 Configuración en anillo.....	57
Figura 1.33 Transformador Pad mounted en anillo: a) frente vivo, b) frente muerto.	57
Figura 1.34 Partes de un cable aislado monopolar.	58
Figura 1.35 Radio mínimo de curvatura en cables.	59
Figura 1.36 Tensión en un cable.....	59
Figura 1.37. Ejemplo de conexión de los accesorios.....	65
Figura 1.38 Curva típica de demanda diaria en El Salvador.....	66
Figura 1.39 Curva de demanda anual de El Salvador de 2015 a 2020.	66
Figura 1.40. Curva de cargas residenciales de General Electric.	76
Figura 1.41. Características de demanda máxima diversificada 30 minutos para varios tipos de carga residencial.....	79
Figura 1.42 Curva de demanda diaria del transformador de distribución.....	81
Figura 2.1	90
Figura 2.2 Oscilografía de corriente de cortocircuito para una máquina síncrona.	94
Figura 2.3. Forma de onda de una corriente de cortocircuito simétrica producida por un generador.....	95
Figura 2.4 Ejemplo de la forma de onda de la componente simétrica, asimétrica y el resultado de ambas.....	96
Figura 2.5 Tipos de cortocircuito.....	100
Figura 2.6 Conexión serie método de los MVA.	108
Figura 2.7 Conexión paralelo método de los MVA.	108
Figura 2.8 Transformador de distribución monofásico.....	119
Figura 2.9 Número de referencia en Tabla 2.5 y Tabla 2.6	121
Figura 2.10	126
Figura 2.11 Circuito analizado para una falla a lo largo del conductor de alimentación.	129
Figura 2.12 Trafo: 150 kVA, 208 V, Z=2.0%.....	131
Figura 2.13 Trafo: 150 kVA, 208 V, Z=4.5%.....	131
Figura 2.14 Trafo: 150 kVA, 240 V, Z=2.0%.....	131
Figura 2.15 Trafo: 150 kVA, 240 V, Z=4.5%.....	131
Figura 2.16 Trafo: 225 kVA, 208 V, Z=2.0%.....	131
Figura 2.17 Trafo: 225 kVA, 208 V, Z=4.5%.....	131
Figura 2.18 Trafo: 225 kVA, 240 V, Z=2.0%.....	132
Figura 2.19 Trafo: 225 kVA, 240 V, Z=4.5%.....	132
Figura 2.20 Trafo: 300 kVA, 208 V, Z=4.5%.....	132
Figura 2.21 Trafo: 300 kVA, 240 V, Z=4.5%.....	132

Figura 2.22 Trafo: 300 kVA, 480 V, Z=4.5%.....	132
Figura 2.23 Trafo: 300 kVA, 600 V, Z=4.5%.....	132
Figura 2.24 Trafo: 500 kVA, 208 V, Z=4.5%.....	133
Figura 2.25 Trafo: 500 kVA, 240 V, Z=4.5%.....	133
Figura 2.26 Trafo: 500 kVA, 480 V, Z=5.75%.....	133
Figura 2.27 Trafo: 500 kVA, 600 V, Z=5.75%.....	133
Figura 2.28 Trafo: 750 kVA, 208 V, Z=5.75%.....	133
Figura 2.29 Trafo: 750 kVA, 240 V, Z=5.75%.....	133
Figura 2.30 Trafo: 750 kVA, 480 V, Z=5.75%.....	134
Figura 2.31 Trafo: 750 kVA, 600 V, Z=5.75%.....	134
Figura 2.32 Trafo: 1000 kVA, 208 V, Z=5.75%.....	134
Figura 2.33 Trafo: 1000 kVA, 240 V, Z=5.75%.....	134
Figura 2.34 Trafo: 1000 kVA, 480 V, Z=5.75%.....	134
Figura 2.35 Trafo: 1000 kVA, 600 V, Z=5.75%.....	134
Figura 2.36 Trafo: 1500 kVA, 208 V, Z=5.75%.....	135
Figura 2.37 Trafo: 1500 kVA, 240 V, Z=5.75%.....	135
Figura 2.38 Trafo: 1500 kVA, 480 V, Z=5.75%.....	135
Figura 2.39 Trafo: 1500 kVA, 600 V, Z=5.75%.....	135
Figura 2.40 Trafo: 2000 kVA, 480 V, Z=5.75%.....	135
Figura 2.41 Trafo: 2000 kVA, 240 V, Z=5.75%.....	135
Figura 2.42 Datos de impedancia del transformador.....	142
Figura 3.1 Configuración barra simple.	150
Figura 3.2 Configuración barra simple con bypass.	150
Figura 3.3 Configuración barra partida.....	150
Figura 3.4 Configuración barra de transferencia.	151
Figura 3.5 Configuración doble barra.....	151
Figura 3.6 Configuración doble barra con bypass.	152
Figura 3.7 Doble barra y barra de transferencia.....	152
Figura 3.8 Configuración interruptor y medio.	153
Figura 3.9 Configuración doble barra y doble interruptor.	153
Figura 3.10 Configuración en anillo.....	154
Figura 3.11 Ejemplo de configuraciones de transformadores.....	159
Figura 3.12 Conexión Dyn11.	160
Figura 3.13 Esquema de operación de un recierre automático sencillo para una falla transitoria.	163

Figura 3.14 Esquema de operación de un recierre automático sencillo para una falla permanente.....	163
Figura 3.15 Reconectador en vacío OVR.....	164
Figura 3.16 Circuito equivalente para un transformador de corriente.....	170
Figura 3.17 Transformador de corriente tipo devanado primario.....	171
Figura 3.18 Transformador de corriente tipo barra.....	171
Figura 3.19 Transformador de corriente tipo bushing.....	171
Figura 3.20 Transformador de corriente tipo ventana.....	172
Figura 3.21 Circuito equivalente de un transformador de potencial.....	173
Figura 3.22 Transformador de potencial capacitivo.....	174
Figura 3.23 Transformador de potencial capacitivo.....	175
Figura 3.24 Fusible de expulsión.....	176
Figura 3.25 Curvas típicas de tiempo vs corriente para un fusible de expulsión.....	177
Figura 3.26 Configuraciones de los hilos fusibles.....	178
Figura 3.27 Partes de un fusible.....	179
Figura 3.28 Curvas típicas de tiempo vs corriente para un fusible limitador de corriente.....	180
Figura 3.29 Comparación de la atenuación corriente de cortocircuito con fusible limitador de corriente.....	180
Figura 3.30 Fusible limitador Fault Tamer.....	181
Figura 3.31 Partes de un fusible limitador Fault Tamer.....	181
Figura 3.32 Coordinación limitada del fusible del transformador con el fusible del ramal – coordinación completa del Fault Tamer con el fusible ramal.....	182
Figura 3.33 Coordinación de un eslabón de fusible con los relevadores en el lado de la fuente – coordinación completa del Fault Tamer con los relevadores en el lado de la fuente.....	182
Figura 3.34 Interruptor en aceite.....	184
Figura 3.35 Relé de corriente definida.....	191
Figura 3.36 Relé de tiempo definido.....	191
Figura 3.37 Relé de tiempo inverso.....	192
Figura 3.38 Tipos de curvas de los relés de tiempo inverso.....	192
Figura 3.39 Esquema general de la protección diferencial.....	194
Figura 3.40 Esquema de la protección diferencial en un transformador.....	195
Figura 3.41 Representación de la protección diferencial en caso de una falla: (a) cuando ocurre dentro del esquema de protección, (b) cuando ocurre fuera del esquema de protección.....	195
Figura 3.42 Switchgear.....	199
Figura 3.43 Switchgear aislado en gas (GIS).....	200

Figura 3.44 Switchgear Metal- Enclosed.....	201
Figura 3.45 Switchgear tipo Metal-Clad.	202
Figura 3.46 Switchgear Pad Mounted	203
Figura 4.1 Esquema de protecciones actuadas cuando ocurre una falla en el ramal de un motor.....	207
Figura 4.2 Representación de fusibles principal y de respaldo.....	209
Figura 4.3 Coordinación fusible – fusible.	209
Figura 4.4 Fusibles de un elemento y sin retardo de tiempo.	210
Figura 4.5 fusible de doble elemento, con retardo de tiempo.....	212
Figura 4.6 Curva de disparo de un interruptor automático con protección termomagnética.	213
Figura 4.7 Curvas de referencia de interruptores termomagnéticos automáticos.	214
Figura 4.8 Curva de disparo de un interruptor con protección electrónica.....	215
Figura 4.9 Corriente de regulación en interruptores automáticos.	215
Figura 4.10 Ajuste de la Ir en un interruptor automático con protección electrónica.	216
Figura 4.11 Corriente de corto retardo en interruptores automáticos.	216
Figura 4.12 Ajuste de la Isd en un interruptor automático con protección electrónica. .	216
Figura 4.13 Poder de corte en servicio Ics, Poder de corte último Icu y corriente de corta duración admisible.	217
Figura 4.14 Selectividad: a) total, b) parcial.	217
Figura 4.15 Selectividad amperimétrica entre dos interruptores automáticos.....	218
Figura 4.16 Selectividad cronométrica entre dos interruptores automáticos.....	218
Figura 4.17 Selectividad lógica.	219
Figura 4.18 Limitación de corriente de cortocircuito.	219
Figura 4.19 Filiación en interruptores automáticos.....	220
Figura 4.20 Ejemplo de selectividad por escalonamiento.....	221
Figura 4.21 Combinación de fusible e interruptor de potencia.....	222
Figura 4.22 Selectividad cronométrica de tres interruptores de potencia en serie.....	222
Figura 4.23 Características del disparo “a” y “z” en servicio de los transformadores....	223
Figura 4.24 Motor de jaula de ardilla conectado directo a la línea (DAL).....	225
Figura 4.25 Incremento de la Temperatura en el bobinado del motor.	225
Figura 4.26 Fallo de fase de un motor en conexión estrella. Flujo de corriente en operaciones normal y anormal.	226
Figura 4.27 Fallo de fase de un motor en conexión triángulo. Flujo de corriente en operaciones normal y anormal en función de la carga.....	227

Figura 4.28 Sección recta de un sensor PTC y del bobinado de un motor de baja tensión.	228
Figura 4.29 Curva característica de resistencia temperatura de un sensor PTC según IEC 34-11-2.....	228
Figura 4.30 Curva característica de resistencia de un sensor PT100.....	229
Figura 4.31 Las sobrecargas del motor han de permitirle el arranque. La curva F, característica del dispositivo siempre ha de permanecer por encima de la curva M, característica del motor	229
Figura 4.32 MM para la protección contra cortocircuitos.	230
Figura 4.33 Carga térmica continua permisible para un motor de inducción controlado por un dispositivo de velocidad variable.	231
Figura 4.34 Curvas típicas de arranque y capacidad del motor (voltaje específico del terminal del motor y para arranque en frío).....	232
Figura 4.35 Curvas de relés de sobrecarga térmica.....	234
Figura 4.36 Curva de daño del motor en baja tensión.....	237
Figura 4.37	238
Figura 4.38	240
Figura 4.39	241
Figura 4.40 Transformador categoría I.....	244
Figura 4.41 Transformador Categoría II.....	245
Figura 4.42 Transformador Categoría III.....	246
Figura 4.43 Transformador Categoría IV.....	246
Figura 4.44 Fallas en un transformador delta-estrella.	247
Figura 4.45 Curva de daño para el transformador del Ejemplo 4.3.	250
Figura 4.46	252
Figura 4.47 Esquema de protección de un relevador para transformador M3310.	252
Figura 4.48 Curva de decremento típica de un generador.	255
Figura 4.49 Curva de decremento para un generador de 19500 kVA.	256
Figura 4.50	258
Figura 4.51	259
Figura 4.52 TCC del tablero de distribución del Ejemplo 4.5.....	262
Figura 4.53	263
Figura 4.54 TCC del switchgear del Ejemplo 4.6	264
Figura 4.55	265
Figura 4.56 Curva de daño tiempo vs corriente para cable de Ejemplo 4.7.....	270
Figura 4.57 Coordinación de protección para conductor 500MCM THWN cobre.	271

Figura 4.58 Curva de daño tiempo vs corriente para condensadores del Ejemplo 4.8 .	273
Figura 4.59	274

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1.1 Características de diseño de los postes de concreto.....	18
Tabla 1.2 Ejemplo prueba de trabajo.	19
Tabla 1.3 Ejemplo prueba de ruptura.....	20
Tabla 1.4 Características de un poste de madera.....	20
Tabla 1.5 Normas para postes de madera.	21
Tabla 1.6 Altura de los postes de acero galvanizado.	22
Tabla 1.7 Características de aisladores de porcelana.....	27
Tabla 1.8 Características de aisladores tipo espiga.	28
Tabla 1.9 Características de aisladores de suspensión.	30
Tabla 1.10 Aisladores de suspensión típicos a utilizarse por nivel de tensión.....	30
Tabla 1.11 Características de aisladores de suspensión poliméricos.....	31
Tabla 1.12 Características de aisladores de porcelana para retenida.	32
Tabla 1.13 Características de aisladores de porcelana tipo columna.....	33
Tabla 1.14 Comparación de distancia de fuga para aisladores tipo columna y espiga. ...	34
Tabla 1.15 Longitud de cruceros según nivel de tensión.....	38
Tabla 1.16 Equivalencia de estructuras NRECA-CEL y CAESS	40
Tabla 1.17. Marcos y estructuras en H para líneas a 46 kV.	44
Tabla 1.18 Ejemplo de tabla de estaqueo.	52
Tabla 1.19 Radios mínimos de curvatura en cables aislados.....	58
Tabla 1.20 Máxima tensión de halado	59
Tabla 1.21 Profundidades mínimas de enterramiento para tubo conduit metálico.....	62
Tabla 1.22. Profundidades mínimas de enterramiento para tubo conduit no metálico....	62
Tabla 1.23. Profundidades mínimas de enterramiento para cables y tuberías en situaciones especiales.....	62
Tabla 1.24 Cargas de alumbrado general para todo tipo de ocupación.	69
Tabla 1.25 Factores de demanda para cargas de alumbrado.	69
Tabla 1.26 Factores de demanda y cargas para estufas eléctricas domésticas, hornos de pared, parrillas en mesetas y otros electrodomésticos de cocción de más de 1¾ kW nominales.	70

Tabla 1.27. Cálculos opcionales - Factores de demanda para tres o más unidades de vivienda multifamiliar.....	71
Tabla 1.28 Método basado en área de viviendas.....	73
Tabla 1.29. Factores coincidentales.....	75
Tabla 1.30. Factores de variación horaria.....	78
Tabla 1.31 Demandas diversificadas horarias en el transformador de distribución.	80
Tabla 1.32 Demandas diversificadas máximas promedio kW / Usuarios.....	82
Tabla 1.33 Método casa-metro: calibre del conductor.....	85
Tabla 1.34. Efecto de la temperatura en la resistencia.....	86
Tabla 2.1. Coeficiente de asimetría K.	98
Tabla 2.2. Letras código NEMA para los kVA a rotor bloqueado.....	103
Tabla 2.3 Reactancias típicas en p.u. para máquinas eléctricas rotatorias.	103
Tabla 2.4 Valores en porcentaje las reactancias de máquinas síncronas.	104
Tabla 2.5 Transformadores trifásicos en una subestación.	121
Tabla 2.6 Transformadores trifásicos en una subestación.	123
Tabla 2.7. Estimación de cortocircuito en el secundario para transformadores de distribución monofásico con secundario trifilar.	127
Tabla 2.8 Corriente de cortocircuito en el secundario para transformadores de distribución trifásicos PadMounted General Electric.....	128
Tabla 2.9 Corriente de cortocircuito estimada por General Electric para transformadores trifásicos tipo seco.....	129
Tabla 2.10 Valores de impedancia utilizados para obtención de las curvas.	130
Tabla 2.11 Impedancia en transformadores de distribución monofásicos General Electric.	139
Tabla 2.12 Impedancia de transformadores de distribución trifásicos, PadMounted. ...	141
Tabla 2.13 Transformadores para subestación y centros de distribución integral. Lleno de líquido (aceite, silicona) y tipos secos (incluido el serpentín encapsulado).....	141
Tabla 2.14 Impedancia, reactancia y resistencia de transformadores tipo seco.*	141
Tabla 2.15 Datos de impedancia de transformadores trifásicos.....	142
Tabla 2.16 Datos de impedancia para transformadores monofásicos	142
Tabla 2.17 Valores aproximados de las reactancias de transformadores de distribución y potencia para una frecuencia de 60 Hz.	143
Tabla 2.18 Resistencia y reactancia X_A para cables de cobre.....	143
Tabla 2.19 Resistencia y reactancia X_A para cables ACSR.....	144
Tabla 2.20 Factor de espaciamiento de reactancia X_B , en ohmios por conductor por cada 1000 pies.....	145

Tabla 2.21 Factor de espaciamento de reactancia X_B , en ohmios por conductor por cada 1000 pies.....	145
Tabla 3.1 Comparación entre confiabilidad/operación y costo.	154
Tabla 3.2 Requerimientos de equipo para cada subestación.	155
Tabla 3.3 Caracterización de los aparatos de maniobra.	157
Tabla 3.4 Conjuntos típicos de fusibles y aparatos de maniobras.	158
Tabla 3.5 Fallas en un sistema de distribución.....	161
Tabla 3.6 Coeficientes para las curvas ANSI.	165
Tabla 3.7 Coeficientes para las curvas IEC.	166
Tabla 3.8 Burdens estándar de relé para transformadores de corriente de 5 A en el secundario.....	173
Tabla 3.9 Límite de error de transformadores de tensión.	175
Tabla 3.10 Lista abreviada de números de funciones del dispositivo comúnmente usado relé.....	186
Tabla 3.11 Letras de sufijo de uso común aplicadas a números de función de relé.	187
Tabla 3.12 Constantes para las curvas ANSI.....	193
Tabla 3.13 Constantes para las curvas IEC.	193
Tabla 3.14 Selección de relés de sobrecorriente de acuerdo a su aplicación.	194
Tabla 3.15 Niveles de voltajes y aislamiento para Switchgear Metal-Enclosed.....	201
Tabla 3.16 Niveles de voltajes y aislamiento para Switchgear Metal-Clad.	202
Tabla 3.17 Niveles de voltajes y aislamiento para Switchgear Pad-Mounted.	203
Tabla 4.1 Coordinación entre fusibles tipo T según EEI-NEMA	208
Tabla 4.2 Coordinación entre fusibles tipo K según EEI-NEMA	208
Tabla 4.3 Clases de relés de sobrecarga térmica	234
Tabla 4.4 Categoría de utilización de contactores IEC.....	235
Tabla 4.5 Categorías de los transformadores.	242
Tabla 4.6 Determinación de la curva de daño del transformador según ANSI-IEEE C57.109.	243
Tabla 4.7 Clasificación de los transformadores.....	244
Tabla 4.8 Punto ANSI.	247
Tabla 4.9 Punto Inrush.....	248
Tabla 4.10 Capacidad para soportar corriente de conexión del transformador (corriente de inrush).....	248
Tabla 4.11 Protecciones básicas en transformadores de potencia.....	252
Tabla 4.12 Factor K para conductores.	266
Tabla 4.13 Límites de temperatura de funcionamiento.....	267

Tabla 4.14 Factor K de conductores.	267
Tabla 4.15 Corriente de sobrecarga de emergencia a 40° C ambiente.	267

GLOSARIO

%R: reactancia de un equipo en porcentaje en base a su capacidad nominal.

%X: reactancia de un equipo en porcentaje en base a su capacidad nominal.

%Z: impedancia de un equipo en porcentaje en base a su capacidad nominal.

ANSI: Instituto Nacional Estadounidense de Estándares por sus siglas en inglés American National Standards.

ASTM: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales por sus siglas en inglés American Society of Testing Materials.

AWPA: Asociación Estadounidense de Protección de la Madera por sus siglas en inglés American Wood Protection Association

Combadura: curvatura de una superficie.

Confiabilidad: es la característica de que una subestación pueda mantener el suministro de energía, bajo la condición que por lo menos un componente de la subestación pueda repararse durante la operación.

Corriente de cortocircuito:

Cortocircuito o cckt o cc o sc: es una falla que se genera en una línea eléctrica o en un dispositivo cuando dos o más conductores con diferente fase o tensión entran en contacto.

CTR: relación del transformador de corriente.

DIAL: es el factor para un tipo de curva dado, el cual permite obtener diferentes tiempos de operación para un mismo tipo de curva de operación.

Equipo de protección: conjunto de dispositivos de protección.

Flexibilidad: es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas.

Fuentes de cortocircuito: equipos eléctricos que aportan corrientes de cortocircuito cuando ocurre una falla.

ICEA: Asociación de Ingenieros de Cables Aislados por sus siglas en inglés Insulated Cable Engineer Association.

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional por sus siglas en siglas en ingles International Electrotechnical Commission.

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos por sus siglas en inglés Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Impedancia:

IRAM: Instituto Argentino de Normalización y Certificación.

kV: tensión en kilovoltios.

kVA: potencia en kilo volt-ampere.

kVL: tensión de línea en kilovoltios.

Línea de tierra: es una referencia que sirve para aplicar las especificaciones relativas a cicatrices, combaduras, entre otros. Y que anticipadamente se sitúa dentro de la región de empotramiento, cuando el poste está montado.

NEMA: Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos por sus siglas en inglés, National Electrical Manufacturers Association.

Pitch: en un aerogenerador, permite limitar la velocidad de giro, ampliar el margen de velocidad del viento en que la máquina opera.

PU o pu: por unidad.

R: valor de la resistencia.

SF6: Hexafloruro de azufre.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

Sistema o esquema de protección: conjunto de equipos de protección relés y otros dispositivos.

TAP: corriente de ajuste del relé, valor a partir del cual comienza la operación temporizada del relé.

TC o TC's: transformador de corriente.

TP o TP's: transformador de potencial o transformador de voltaje.

Trafo: transformador.

Vano: distancia horizontal entre dos estructuras que soportan la línea eléctrica aérea.

X: valor de la reactancia.

Xd: reactancia síncrona.

X' o Xd': reactancia transitoria en máquinas rotativas.

X'' o Xd'': reactancia subtransitoria en máquinas rotativas.

X/R: relación de la reactancia con respecto a la resistencia Thevenin en el punto a estudiar.

Zth: Impedancia Thevenin vista desde el punto sujeto a estudio.

1. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS.

Sistema Eléctrico en El Salvador.

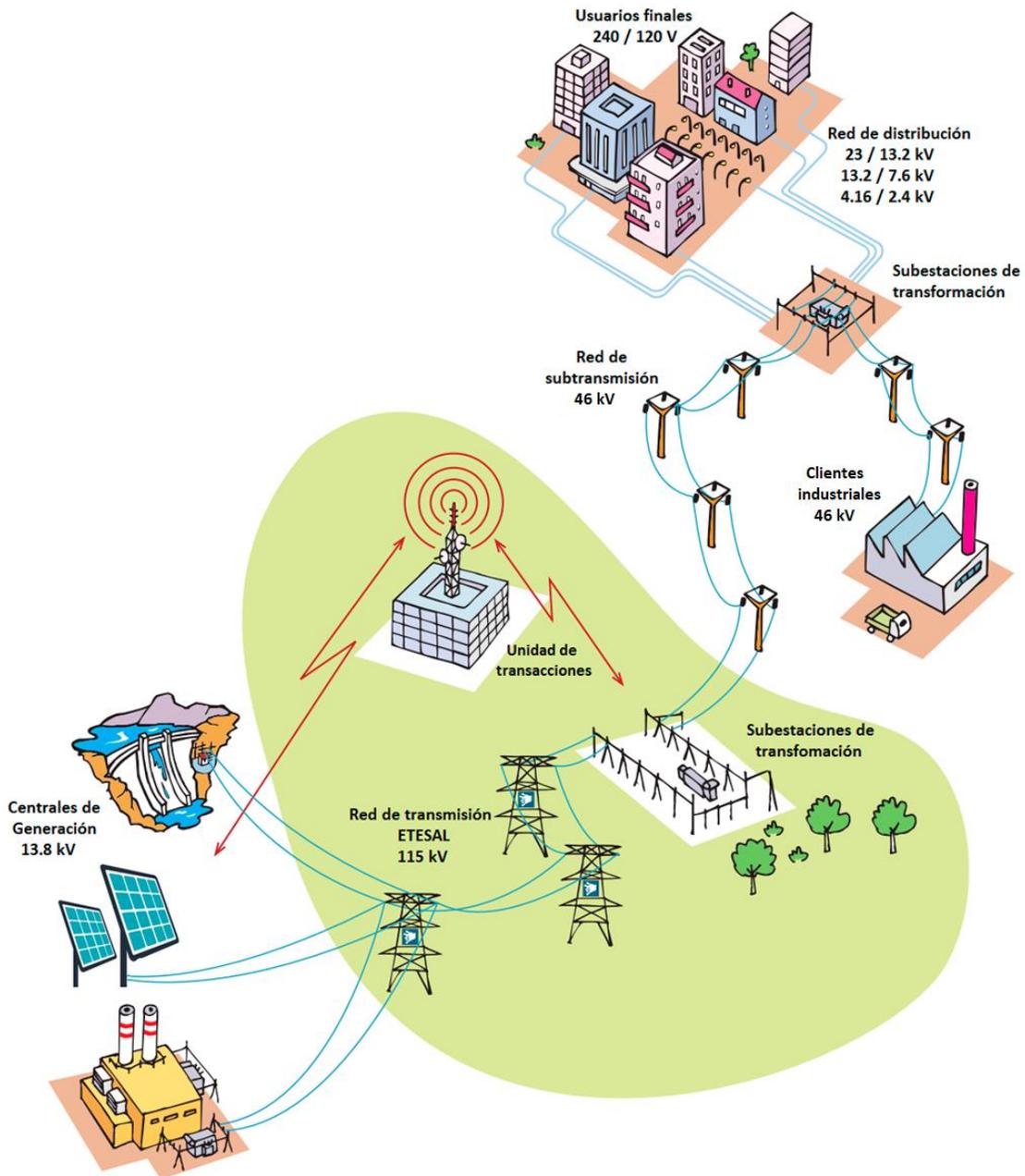


Figura 1.1 Representación del Sistema Eléctrico en El Salvador.

Niveles de tensión.

Generación : 13.8 kV

Transmisión : 230 kV Red de Interconexión con Centro América.
115 kV Red de transmisión nacional.

- Sub-transmisión : 46 kV y 34.5 kV este último muy pocas líneas.
- Distribución : 23 / 13.2 kV, 13.2 / 7.6 kV, 4.16 / 2.4 kV
- Usuarios Finales : 46 kV usuarios con gran demanda como Molinos de El Salvador, Aeropuerto Comalapa, Zona Franca, American Park, entre otras.

Actualmente, también hay generadores conectados a la red de distribución, conocidos como generación distribuida, entre ellos la solar y pequeñas centrales hidroeléctricas.

1.1 Distribución aérea.

Las redes de distribución aérea tienen como función suministrar el servicio a los consumidores conectados a los circuitos secundarios de los transformadores de MT/BT, en El Salvador las redes de distribución a 23/13.2 kV, 13.2/7.6 kV, 4.16/2.3 kV se les instalan transformadores para reducir el voltaje a 120/240 V o 480 V.

En el presente documento se estudian los diferentes elementos a instalar en una red de distribución, entre ellos: aisladores, retenidas, estructuras y accesorios; adicionalmente se muestran tablas de libramiento, tablas de estaqueo y otras empleadas en la construcción de líneas.

1.1.1 Postes.

Los postes empleados en las redes de distribución aérea. Pueden ser de concreto, madera o metálicos. También existen postes autosoportados, los cuales no necesitan de retenidas.

Postes de concreto.

Los postes de concreto son los más utilizados en El Salvador tanto en zonas urbanas como zonas rurales.



Figura 1.2 Postes de concreto.

Características del material: Los postes serán de hormigón reforzado de forma troncocónica e interior hueco, deberán ser fabricados por el proceso de centrifugado, utilizando cemento Pórtland, arena de río y grava N° 1.

Características de diseño y aplicación:

El refuerzo debe ser de varillas de acero fabricadas bajo norma ASTM A 421 dispuestas longitudinalmente y en forma espiral, de punta a base.

Los postes de 22' se utilizan solamente en pasajes peatonales o para líneas telefónicas.

Para líneas de 23 kV y 46 kV se debe utilizar como mínimo postes de 35' y 40' respectivamente.

Los postes de 35 pies de altura y mayores deberán ser provistos de un alambre de acero galvanizado AWG N°4, el cual deberá ser un conductor continuo (sin empalmes) en toda su longitud, desde el extremo a nivel del neutro hasta el extremo a nivel de la base.

El segmento de alambre saliente a nivel del neutro deberá tener una longitud de 30 cm como mínimo y el de la base, una longitud equivalente a la longitud nominal de empotramiento del poste más 20 cm como mínimo.

Factor de seguridad, FS: $2 = \text{Resistencia en el límite de fluencia} / \text{Carga máxima de trabajo (resistencia mínima de diseño)}$.

Tabla 1.1 Características de diseño de los postes de concreto.

Longitud [metros / pies]	Diámetro exterior [cm]		Pendiente [cm/m]	Resistencia de diseño mínima a 10 cm de la punta [lb]	Factor de seguridad	Refuerzo sugerido $\phi=7$ mm	Empotramiento [m]
	punta	base					
6.50 / 22	16.5	26.5	1.5	300	2	4	1.2
8.00 / 26	16.5	28.5	1.5	500	2	5	1.5
10.60 / 35	16.5	32.5	1.5	500	2	8	1.7
12.00 / 40	16.5	34.5	1.5	750	2	11	1.8
13.72 / 45	16.5	38.0	1.5	1000	2	13	2.0
15.00 / 50	16.5	39.0	1.5	1000	2	16	2.2

Prueba de trabajo y prueba de ruptura.

Prueba de trabajo: consiste en colocar el poste horizontalmente fijando la base para simular el empotramiento, luego se aplican cargas en libras, en incrementos del 20% de su resistencia de diseño, por dos minutos y se anota la deflexión, se retira la carga y después de cinco minutos se anota la deflexión remanente, se tabula para cada incremento de carga hasta llegar al 120%.

Prueba de ruptura: se aplica carga en incrementos del 20% anotando la deflexión, hasta que el poste falla.

Análisis de resultados: según ASTM C 935-50 se considera prueba de trabajo satisfactoria, si la deflexión remanente es menor del 20% de la máxima deflexión con carga, y se considera prueba de ruptura satisfactoria si la carga de falla observada es mayor o igual a la carga de diseño multiplicada por dos.



Figura 1.3 Pruebas en postes de concreto.

Ejemplo:

Longitud del poste 10.67 m (35'), resistencia de diseño 750 lb, longitud libre 9.04 m, distancia de aplicación de la carga, a 30 cm de la punta.

Resultados prueba de trabajo:

- Deflexión máxima con carga: 144 mm (20% máximo de deflexión con carga: 29 mm).
- Deflexión remanente sin carga: 6 mm (recuperación del poste = $144-6/144=95.8\%$).

Tabla 1.2 Ejemplo prueba de trabajo.

Prueba de trabajo		20%	20%	40%	40%	60%	60%	80%	80%	100%	100%	120%	120%
Prueba	Carga [lb]	F	D	F	D	F	D	F	D	F	D	F	D
1	150	22	0										
2	300	22		41	0								
3	450	25		46		70	1						
4	600	25		48		71		95	5				
5	750	27		52		73		97		114	6		
6	900	31		50		76		100		121		144	6

F: deformación con carga en mm.

D: deformación sin carga en mm.

Resultados de prueba de ruptura:

- Deflexión a la carga de diseño : 750 lb, 124 mm.
- Deflexión a la carga de ruptura : $FS=2, (750 \text{ lb} \times 2 = 1500 \text{ lb}) = 401 \text{ mm}$.
- Carga de falla: 2800 lb, deflexión de falla: 1628 mm.

Tabla 1.3 Ejemplo prueba de ruptura.

%	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Carga [lb]	150	300	450	600	750	900	1050	1200	1350
Deformación [mm]	31	52	78	103	124	150	180	235	300
%	200	220	240	260	280	300	320	340	360
Carga [lb]	1500	1650	1800	1950	2100	2250	2400	2550	2800
Deformación [mm]	401	482	560	650	748	852	984	1175	1628
Grietas	96						846		Falla

Análisis:

Prueba de trabajo: la deflexión remanente debe ser menor a la máxima deflexión

- Deflexión remanente : 6 mm.
- Máxima deflexión con carga : 144 mm.

$$6 \text{ mm} \leq 0.2 \times 144 \text{ mm} = 29 \text{ mm}$$

Prueba de ruptura: la carga de diseño debe ser menor a la carga de falla.

- Carga de falla : 2800 lb.
- Carga de diseño : 750 lb.

$$2 \times 750 \text{ lb} = 1500 \text{ lb} \leq 2800 \text{ lb}$$

Las pruebas ASTM son satisfactorias.

Postes de madera.

Debido a que no se fabrican localmente, los postes de madera se encuentran con menor frecuencia en el país, se recomienda utilizarlos en lugares con alta salinidad como las zonas costeras. Estos postes son sometidos a tratamientos químicos para que se puedan adaptar a diferentes condiciones climáticas y atmosféricas.

Todos los postes antes del tratamiento químicos deberán ser taladrados con los agujeros y cortes especificados para que todas las superficies expuestas sean curadas. La corteza exterior e interior deberán ser removidas de la superficie del poste.

Los postes de madera deberán poseer un factor de seguridad de 2.0, como mínimo. En la Tabla 1.4 se indican las características mínimas de los postes de madera a ser utilizados en las redes de distribución.

Tabla 1.4 Características de un poste de madera.

Longitud del poste		Línea de tierra: Distancia de la base		Combadura máxima	
pies	metros	pulgadas	cm	pulgadas	cm
25	6.1	48	122	2 ¾	7
25	7.6	60	153	3 ½	9
30	9.1	66	168	4 ⅓	11
435	10.6	72	183	5	13
40	12.2	72	183	6	15
45	13.7	78	198	6 ¼	17

Propiedades de los postes de madera.

1. Resistencia mecánica con relación a su masa.
2. Flexibilidad y resistencia a golpes.

3. Facilidad de uso.
4. Propiedades de aislamiento térmico y eléctrico.
5. Facilidad de transporte y económico.

Ventajas de los postes de madera con respecto a los postes de concreto:

Poseen un aislamiento natural esto se traduce a menor conductividad eléctrica, lo que le da mayor confiabilidad a la red eléctrica.

Según el tratamiento al que sean sometidos, como se menciona anteriormente, se adaptan a diferentes ambientes, como el ejemplo de lugares con alta salinidad, en los postes de concreto se presentan grietas debido a la corrosión de las varillas utilizadas para su refuerzo.

Los postes de madera son más livianos que los postes de concreto, por lo que se reduce el costo de transporte, ya que se pueden llevar mayor cantidad de postes en un solo viaje.

Las especies forestales aceptadas para la fabricación de postes de madera: Southern pine, Douglas fir, Jack pine, Red pine, Lodgepole pine, Western Red Cedar, Alaska Yellow Cedar, Northern White, Cedar, Western Larch, Ponderosa Pine, Scots Pine y Radiata Pine.

Sustancias preservantes: son del tipo hidrosolubles, indicadas en las Normas AWWA P5.

- Ammoniacal copper arsenate (ACA).
- Ammoniacal copper zinc arsenate (ACZA).
- Chromated copper arsenate (CCA).
- Ammoniacal copper quat Type B (ACQ-Type B).

Vida útil.

- Pino amarillo: 40 años o más, estudios de AWWA, usados en Guatemala.
- Douglas Fir: 40 años o más, estudios de AWWA.
- Eucalipto: hasta 15 años, norma de Brasil.

Propiedades físicas y mecánicas.

Las propiedades físicas son variables dependen de: la velocidad de crecimiento, edad, humedad de la madera, procedencia del árbol y silvicultura aplicada.

Dureza: los árboles de crecimiento rápido son blandas, y duras las de crecimiento lento.

Humedad: la madera es higroscópica; absorbe y desprende humedad según el medio ambiente.

Contracción e hinchamiento: cuando la madera pierde humedad se contrae y se hincha al absorber la humedad.

Tabla 1.5 Normas para postes de madera.

Poste	Nombre botánico	Características	Norma
Eucalipto.	Eucalyptus globulus.	Es una especie exótica, adaptada y cultivada en la Región Sierra del Perú a través de programas de reforestación para fines sociales.	NTP – 251.022 NTP – 251.024

Tabla 1.5 Normas para postes de madera.

Poste	Nombre botánico	Características	Norma
Pino Amarillo Sureño.	Pinus taeda, P. palustris, P. echinata y P. ellioti.	Procedente mayormente de bosques naturales de Estados Unidos.	ANSI 05.1 AWPA
Douglas Fir, Abeto Douglas.	Pseudotsuga menziesli.	Procedente mayormente de bosques naturales de Estados Unidos (noroeste) y Canadá (oeste).	ANSI O5.1 y CAN/CSA 015 AWPA
Pino Rojo, Red Pine.	Pinus resinosa.	Procedente mayormente de bosques naturales y de plantaciones de Canadá (este).	CAN/CSA 015
Pino Radiata.	Pinus radiata.	Procedente de plantaciones artificiales destinada a la industria maderera en Chile, Australia, Sudáfrica y Nueva Zelanda.	Nch 2122 AS2209 SABS 754
Eucalipto saligna.	Ecucalyptus grandis.		SABS 754 IRAM953

Postes de acero galvanizado.

Los postes de acero galvanizado serán fabricados con lámina de acero de alta resistencia, según norma ASTM A-570 cubiertos por un baño de galvanización en caliente. Las soldaduras longitudinales de cada sección se efectuarán antes del galvanizado en caliente, este galvanizado deberá cumplir con las normas establecidas. El grado del acero a utilizarse en la fabricación del poste debe ser de alta resistencia a la corrosión y deberá cumplir con la norma ASTM A-570 u otra equivalente. El acero utilizado será de alta soldabilidad para que permita el dobléz en frío, sin grietas o rajaduras ni rupturas. El zinc utilizado debe tener un grado de pureza mínimo de 99.9%.

Una característica de estos postes es que pueden estar compuestos por una o varias piezas de sección transversal cilíndrica o poligonal, de forma cónica.

Los postes de acero galvanizado pueden ser utilizados para la suspensión de cables aéreos en el campo de la distribución de energía eléctrica, subestaciones y planta externa, así como también para la instalación de luminarias en sistemas eléctricos subterráneos.

Los postes de acero galvanizado pueden ser utilizados indistintamente en áreas urbanas y rurales, no obstante, resultan ser de indiscutible utilidad para lugares de difícil acceso, ya que no requieren indispensablemente de la pluma hidráulica del vehículo pesado para instalarlos, implica menor dificultad y riesgo para los empleados en la instalación, así como un menor tiempo y una cantidad mínima de mano de obra. Además de facilidad de escalamiento.

Tabla 1.6 Altura de los postes de acero galvanizado.

Altura pies (metros)	Resistencia mecánica de diseño normal. Factor de seguridad 2 lb (kN)	Resistencia mecánica última lb (kN)
22 (6.7)	300 (1.33)	600 (2.67)
26 (8.0)	500 (2.22)	1000 (4.45)
35 (10.6)	500 (2.22)	1000 (4.45)
40 (12.0)	750 (3.34)	1500 (6.67)
45 (13.7)	1000 (4.45)	2000 (8.90)
50 (15.2)	1000 (4.45)	2000 (8.90)

En anexos se presentan tablas de diferentes postes.

1.1.2 Libramiento eléctrico.

Se le llama libramiento eléctrico a la altura de las redes de distribución dependerá de los niveles de tensión y de los objetos que se encuentran alrededor.

Según las Normas Técnicas de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctricas la **distancia mínima de seguridad o libramiento eléctrico** es “la distancia mínima establecida entre superficies, de un objeto energizado y otro energizado o no, o persona, para garantizar que el segundo objeto o persona no se encuentre en riesgo de recibir descargas eléctricas desde el primero”. Los artículos 17, 18 y 19 de dichas Normas tratan sobre esto. En anexos se encuentran algunas tablas de libramiento.

1.1.3 Conductores

Conductores desnudos.

Son aquellos que no poseen aislamiento eléctrico.



Figura 1.4 Esquema de conductor desnudo todos los conductores del mismo material.

AAC: All Aluminium Conducto, todos los conductores de aluminio.

Este tipo a veces también se conoce como ASC (conductor trenzado de aluminio). Se compone de hebras de grado CE o Conductor eléctrico de aluminio de grado. El conductor de AAC tiene una conductividad de aproximadamente 61% IACS (Estándar de cobre recocido internacional). A pesar de tener una buena conductividad, debido a su fuerza relativamente pobre, AAC tiene un uso limitado en las líneas de transmisión y distribución rural. Sin embargo, el AAC puede verse en áreas urbanas para su distribución donde los tramos son generalmente cortos, pero se requiere una conductividad más alta.

AAAC: All Aluminium Alloy Conductor, todos los conductores de aleación de aluminio.

Estos conductores están hechos de aleación de aluminio 6201, que es una aleación de aluminio, magnesio y silicio de alta resistencia. Este conductor de aleación ofrece una buena conductividad con mejor resistencia mecánica. Debido al peso más ligero de la AAAC en comparación con el ACSR de igual fuerza y capacidad de corriente, la AAAC se puede usar para fines de distribución. Sin embargo, generalmente no se prefiere para la transmisión. Además, los conductores de AAAC se pueden emplear en áreas costeras debido a su excelente resistencia a la corrosión.



Figura 1.5 Esquema de conductor desnudo reforzado.

ACSR: Aluminium Conductor Steel Reinforced, conductor De Aluminio, Acero Reforzado.

ACSR consiste en un núcleo de acero sólido o trenzado con una o más capas de alambres de aluminio de alta pureza envueltos en espiral. Los alambres centrales pueden ser de acero recubierto de zinc (galvanizado) o de acero recubierto de aluminio. Los recubrimientos de galvanización o aluminización son delgados y se aplican para proteger el acero de la corrosión. El núcleo central de acero proporciona resistencia mecánica adicional y, por lo tanto, el hundimiento es significativamente menor que todos los otros conductores de aluminio. Los conductores ACSR están disponibles en una amplia gama de contenido de acero, del 6% al 40%. ACSR con mayor contenido de acero se selecciona cuando se requiere mayor resistencia mecánica, como el cruce de ríos. Los conductores ACSR son muy utilizados para todos los propósitos de transmisión y distribución.

ACAR: Aluminum conductor alloy reinforced o conductor de aluminio, aleación reforzada.

El conductor ACAR se forma envolviendo hilos de Aluminio de alta pureza sobre núcleo de aleación de aluminio-magnesio-silicio de alta resistencia. ACAR tiene mejores propiedades eléctricas y mecánicas que los conductores ACSR equivalentes. Los conductores ACAR se pueden usar en transmisión aérea, así como en líneas de distribución.

Conductores aislados.

Los conductores cubiertos consisten en conductores trenzados de aluminio trefilado con una, dos o tres capas extruidas dependiendo de la clasificación de voltaje. consiste en el conductor (aluminio, aleación de aluminio o ACSR) y la cubierta extruida (pantalla del conductor, capa interna de baja densidad y capa externa protectora). El espesor del recubrimiento depende del voltaje del sistema. Está diseñado para aplicaciones de tramo completo y se apoya en aisladores de polietileno.

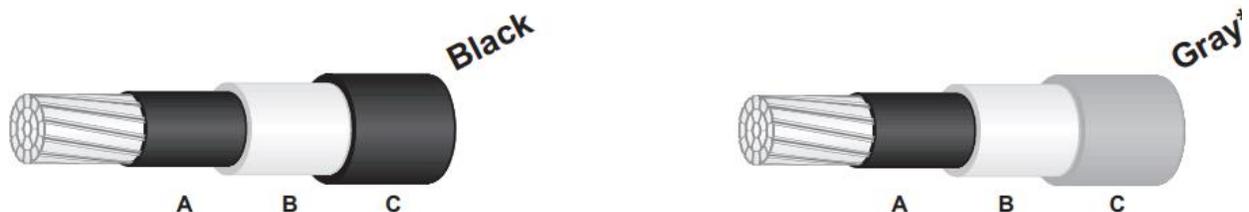


Figura 1.6 Conductor aislado: A Polietileno semiconductor, B Polietileno natural de baja densidad, C Polietileno de alta densidad resistente a pistas de color negro o gris.

Este tipo de conductores se emplea en lugares con abundante vegetación, evitando la poda en exceso, también se utiliza en sitios en donde se tienen cantidades grandes de líneas y no se dispone de espacio para nuevas pues su distribución requiere poco espacio dado el aislamiento inherente a su construcción.

1.1.4 Aisladores.

Son elementos cuya función principal es sujetar mecánicamente conductores manteniéndolos aislados de tierra, de la estructura donde se encuentre y de otros conductores.

Se han establecido características mínimas para los aisladores, antes se hacía la distinción de aisladores por el nivel de tensión en el que se utilizarían, en la actualidad se distinguen por ensayos en los cuales se evalúan las siguientes características:

- a) Línea de fuga.
- b) Distancia disruptiva.
- c) Tensión de corona.
- d) Tensión disruptiva en condiciones secas, a frecuencia industrial.
- e) Tensión disruptiva en condiciones de lluvia a frecuencia industrial.
- f) Tensión disruptiva con ondas de sobretensión de frente recto.
- g) Carga de rotura mecánica (tracción, compresión, flexión, torsión; dependiendo del tipo de aislador).
- h) Carga de rotura combinada electromecánica.
- i) Peso unitario.
- j) Formas y medidas, según plano acotado.

Línea de fuga: es la distancia entre las fuerzas conductoras de las que está provisto el aislador, en las condiciones de tensión disruptiva, medida sobre la superficie del aislador.

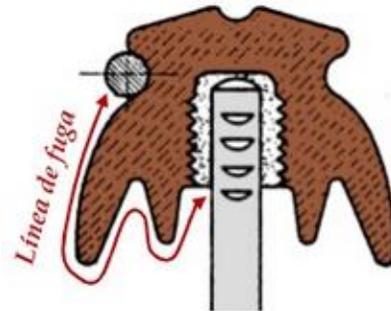


Figura 1.7 Distancia de fuga de un aislador.

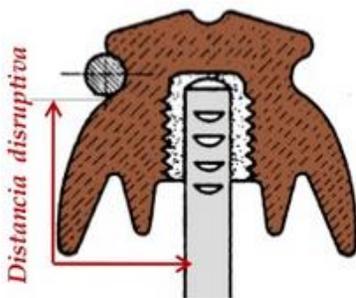


Figura 1.8 Distancia disruptiva.

Distancia disruptiva: es la distancia en el aire entre las piezas de las que está provisto el aislador en las condiciones establecidas para los ensayos de tensión disruptiva. También es conocida como distancia de contorneamiento.

Materiales.

Aisladores de porcelana: los aisladores de porcelana deben tener una estructura homogénea y una capa de esmalte que cubra la superficie exterior para evitar adhesión de polvo y humedad. La temperatura de cocción en el horno es de 1400° C.



Figura 1.9 Aisladores de porcelana.

Aisladores de vidrio: están fabricados por una mezcla de arena silíceo y de arena calcárea, fundidas con una sal de sodio a una temperatura de 1300° C, obteniéndose por moldeo.

Su color es verde oscuro. El material es más barato que la porcelana, pero tienen un coeficiente de dilatación muy alto, que limita su aplicación en lugares con cambios grandes de temperatura; la resistencia al choque es menor que en la porcelana. Sin embargo, a pesar de que el costo es más reducido, por aspectos de seguridad para el público y los trabajadores por su excesiva fragilidad han sido desplazados por los de porcelana.



Figura 1.10 Aislador de vidrio.

Aisladores poliméricos: Se fabrican con un núcleo de fibras de vidrio, resina, y aislamiento de materiales poliméricos en la parte externa.



Estas modernas soluciones con ciertas formas y usos ponen en evidencia sus ventajas sobre porcelana y vidrio.

Ventajas:

- Dimensiones compactas, que resultan en aisladores más ligeros que los convencionales, y ello reduce el costo de las estructuras, del transporte, del almacenamiento, de la mano de obra de instalación, etc.
- Inmunidad al vandalismo.
- Elevada resistencia a la tracción.
- Elevada resistencia al tracking eléctrico y a la erosión, así como a la proliferación de hongos.

Figura 1.11 Aislador polimérico

- Excelente desempeño a la intemperie, principalmente en ambientes con alto grado de contaminación, gracias a las peculiares características de la envoltura de silicona, como por ejemplo la hidrofobia que mantiene alta la resistencia superficial del aislador (incluso en condiciones de lluvia) y evita la formación de películas continuas de agua y de canales secos y arcos en la superficie del aislador, con lo cual se reduce el riesgo de flashover. Esta característica de la silicona se traslada a eventuales depósitos de contaminantes sólidos en la superficie del aislador, lo que mantiene la hidrofobia incluso en condiciones de contaminación.

- Elevada vida útil. Soporta ensayo de intemperismo artificial de 5000 horas, lo que representa una vida útil de 40 años de acuerdo con parámetros internacionales de las normas IEC e IRAM.
- Moldeado en una única pieza, con garantía de excelente hermeticidad, sin permitir la entrada de agua o residuos en el interior de los aisladores.

Aisladores de carrete.



Sirve para uso en poste de remate, tangentes y de pasos en redes de distribución.

Aislador tipo carrete de porcelana para baja y media tensión para su utilización en el conductor neutro de las líneas de distribución.

Figura 1.12 Aislador de porcelana tipo carrete.

Tabla 1.7 Características de aisladores de porcelana tipo carrete.

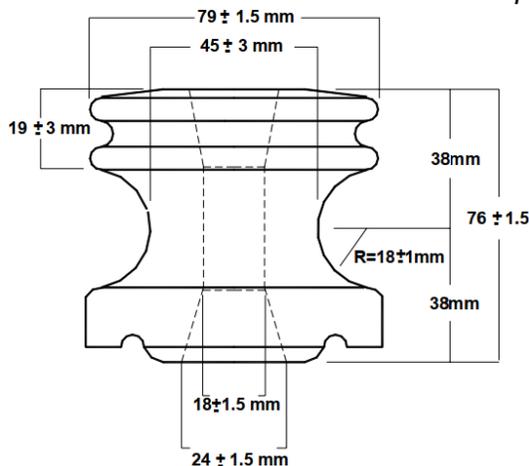


Figura 1.13 Aislador tipo carrete de porcelana clase ANSI 53-2.

CLASE ANSI 53-2	
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Resistencia última transversal	3,000 lb (13 kN)
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Flameo a baja frecuencia:	
En seco	25 kV
En húmedo	
Vertical	12 kV
Horizontal	15 kV

Aisladores de espiga.

Los aisladores de espiga se fabrican de porcelana procesada en húmedo de buen grado comercial. La cavidad roscada será de zinc para poder ser usada con espigas cabeza de plomo o de acero. El material de relleno entre las piezas de porcelana será cemento tipo Pórtland, invariable en volumen ante los cambios de temperatura y envejecimiento, y a la vez de alto esfuerzo compresivo



Figura 1.14 Aislador tipo espiga.

Tabla 1.8 Características de aisladores tipo espiga.

CLASE ANSI	55-4	56-1	56-3	56-4
DIMENSIONES pulgadas (mm)				
Distancia de fuga	9 (229)	13 (330)	21 (533)	27 (686)
Distancia de arqueo	5 (127)	7 (178)	9 ½ (241)	11 ¼ (286)
Altura mínima de la espiga	5 (127)	6 (152)	8 (203)	10 (254)
DATOS MECÁNICOS Ib (kN)				
Resistencia a la flexión	2923 (13)	2,500 (11)	2,923 (13)	2,923 (13)
DATOS ELÉCTRICOS kV				
Voltaje de aplicación típico	13.2	24.9	34.5	46
Flameo a Baja frecuencia:				
En seco	70	95	125	140
En húmedo	40	60	80	95
Flameo a impulso crítico				
Positivo	110	150	200	225
Negativo	140	190	265	310
Voltaje de perforación a baja frecuencia	95	130	165	185
Voltaje de prueba, RMS a tierra kV	10	15	30	30
VRI máximo a 1000 kHz, radio libre µV	50	100	200	200
Simple µV	5,500	8,000	16,000	16,000

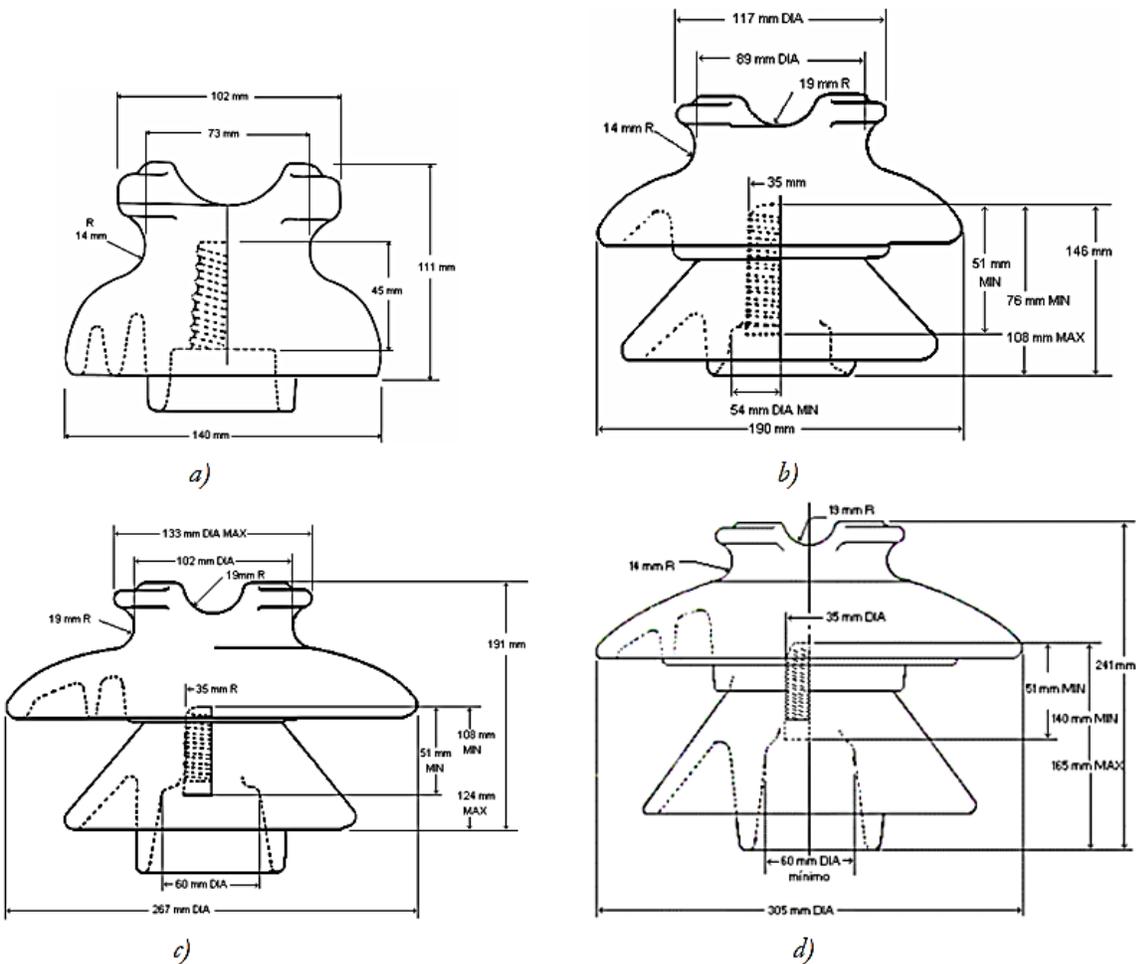


Figura 1.15 Aisladores tipo espiga clase: a) ANSI 55-4, b) ANSI 56-1, c) ANSI 56-3 y d) ANSI 56-4.

Aisladores de porcelana de suspensión.

Los aisladores de suspensión son utilizados mayormente en líneas aéreas de media y alta tensión, al igual que los aisladores de espiga, son fabricados están fabricados de materiales cerámicos y de componentes metálicos ensamblados con cemento alta tensión. Estos aisladores tienen la particularidad de poder acoplarse uno con otro para adaptarse a diferentes niveles de tensión. Están fabricados de materiales cerámicos y de componentes metálicos ensamblados con cemento alta tensión.



Figura 1.16 Aislador de suspensión.

Tabla 1.9 Características de aisladores de suspensión.

CLASE ANSI	52-1	52-4
DATOS MECÁNICOS		
Resistencia electromecánica combinada, libras (kN)	10000 (44)	15000 (67)
Resistencia al impacto, lb-plg. (N-m)	45 (5)	55 (6)
Carga máxima de trabajo, libras (kN)	5000 (22)	7500 (33)
DATOS ELÉCTRICOS		
Flameo a baja frecuencia en seco, kV	60	80
Flameo a baja frecuencia en húmedo, kV	30	50
Flameo a impulso crítico, positivo, kV	100	125
Flameo a impulso crítico, negativo, kV	100	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia, kV	80	110
DATOS DE VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)		
Voltaje de prueba, RMS a tierra, kV	7.5	10
Máximo VRI a 1000 kHz, μ V	5	50

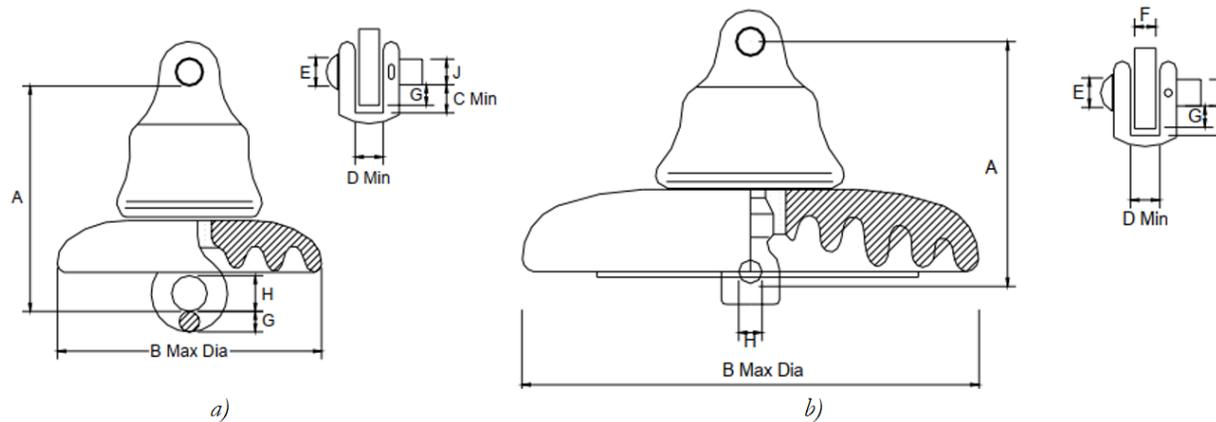


Figura 1.17 Aisladores de suspensión clase: a) ANSI 52-1 y b) ANSI 52-4.

Tabla 1.10 Aisladores de suspensión típicos a utilizarse por nivel de tensión.

Voltaje nominal entre fases [kV]	CLASE ANSI	Número de aisladores a utilizar
4.16	52-1	1
13.2	52-1	2
23	52-4	2
34.5	52-4	3
46	52-4	4

Aislador de suspensión polimérico.

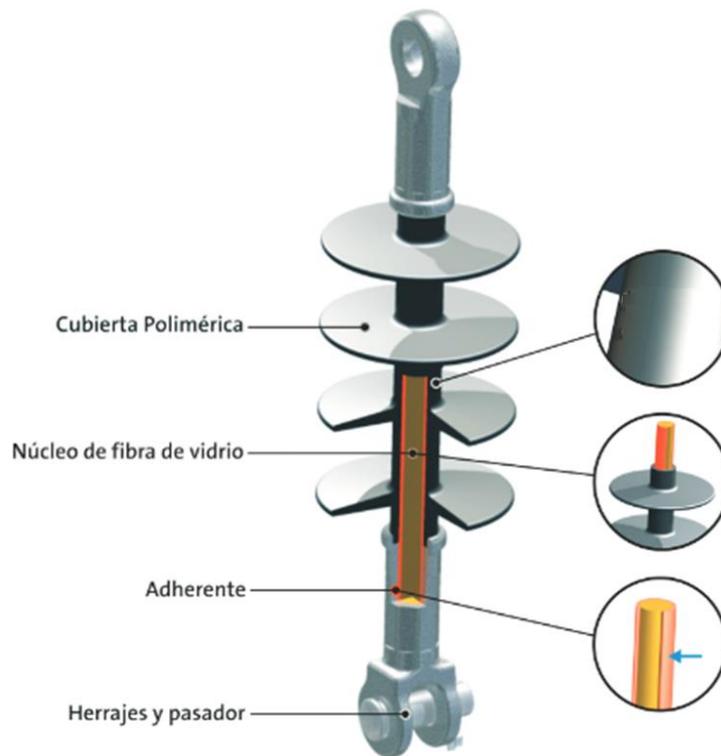


Figura 1.18 Partes constructivas de un aislador de suspensión polimérico

Las campanas del aislador deberán producirse de compuesto polímero fabricado mediante la aleación de silicón y goma de etileno propileno (EPDM), la cual ofrece la robustez y a la resistencia a las descargas superficiales deseables, además de proveer características hidrofóbicas derivadas de los aceites de silicón de bajo peso molecular.

Tabla 1.11 Características de aisladores de suspensión poliméricos.

Clase ANSI C29.13	DS-15	DS-28	DS-35	DS-46
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
Tensión máxima de operación [kV]	15	25	35	35
Tensión de contorno frecuencia industrial en seco [kV]	90	130	145	180
Tensión de contorno frecuencia industrial en húmedo [kV]	65	100	130	145
Tensión crítica tipo impulso [kV]	140	190	250	280
Voltaje de radio interferencia máximo a 1000 kHz [μ V]	10			
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS				
Carga mecánica nominal [kN]	44.5			
Torsión [N-m]	47.5			
CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES				
Distancia de fuga [mm]	355	560	740	900
Largo [mm]	330 \pm 15	430 \pm 25	525 \pm 60	590 \pm 50

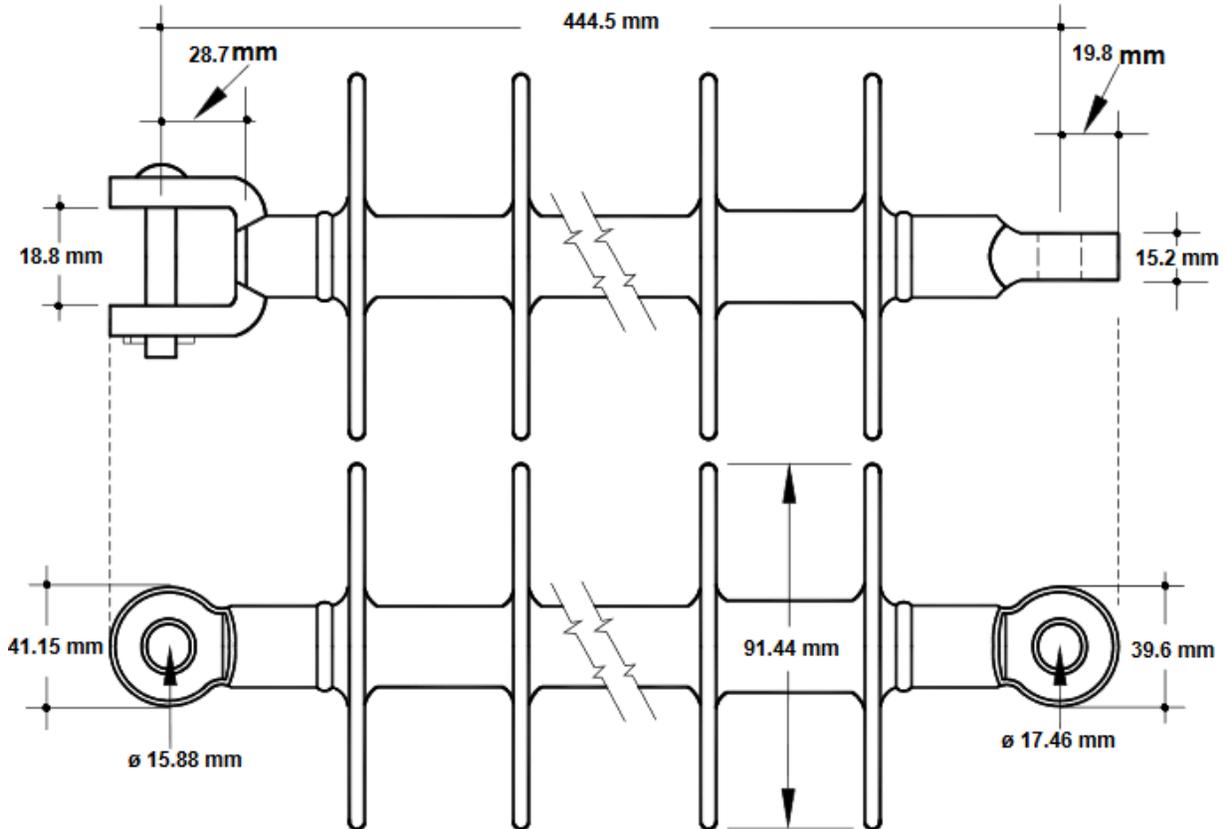


Figura 1.19 Aislador polimérico clase ANSI C29.13 DS-25
Aislador de porcelana de retenida.

El aislador de porcelana para retenida también conocido como aislador de tensión es de forma cilíndrica con dos perforaciones y ranuras transversales. Se utilizan para montajes a tensión y los remates preformados para retenidas que se instalan en sus extremos no forman parte de ellos.



Figura 1.20 Aislador de porcelana de retenida.

Tabla 1.12 Características de aisladores de porcelana para retenida.

CLASE ANSI	54-1	54-2	54-3	54-4
DIMENSIONES				

Tabla 1.12 Características de aisladores de porcelana para retenida.

CLASE ANSI	54-1	54-2	54-3	54-4
Distancia de fuga pulgadas (mm)	1.61 (41)	1.90 (48)	2 ¼ (57)	3 (76)
DATOS MECÁNICOS				
Resistencia mecánica lb (kN)	9,887 (44)	11910 (53)	2,000 (89)	2,000 (89)
DATOS ELÉCTRICOS				
Flameo a baja frecuencia en seco kV	25	30	35	40
Flameo a baja frecuencia en húmedo kV	12	15	18	23

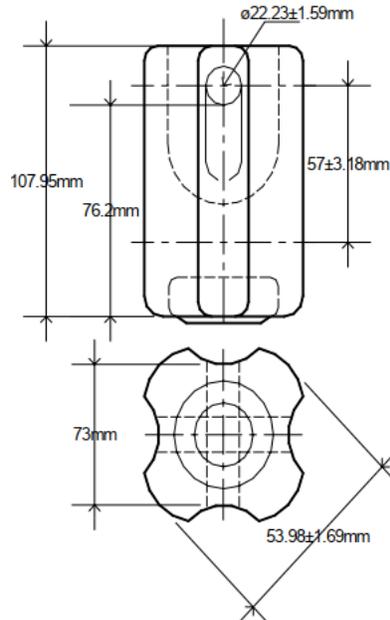


Figura 1.21 Aislador de porcelana de retenida clase ANSI 54-3.

Aisladores tipo columna.

También conocidos como line-post, estos aisladores son utilizados principalmente en subestaciones para sostener equipos, cables y buses de todo tipo. Son un excelente material ya que soportan grandes esfuerzos a compresión, tensión y torsión. También ofrecen una mayor durabilidad y vida útil, resistencia a los cambios bruscos de temperatura y clima, además de ofrecer seguridad contra daños vandálicos o de fauna.

Tabla 1.13 Características de aisladores de porcelana tipo columna.

CLASE ANSI	57-1	57-2	57-3
DIMENSIONES pulgadas (mm)			
Distancia de fuga	14 (355.6)	22 (558.8)	29 (736.6)
Distancia de arqueo en seco	6.5 (165.1)	9.5 (241.3)	12 ¼ (311.2)
DATOS MECÁNICOS			
Resistencia de flexión lb (kN)	2800 (12.4)	2800 (12.4)	2800 (12.4)
DATOS ELÉCTRICOS			
Flameo de baja frecuencia en seco (kV)	80	110	125
Flameo de baja frecuencia en húmedo (kV)	60	85	100
Flameo crítico a impulso positivo (kV)	130	180	210
Flameo crítico a impulso negativo (kV)	115	205	260
Voltaje de aplicación (kV)	23	34.5	46
DATOS DE VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA			
Máximo VR1 a 1000 kHz, μ V	100	100	200
Voltaje de prueba a baja frecuencia RMS a tierra (kV)	15	22	30

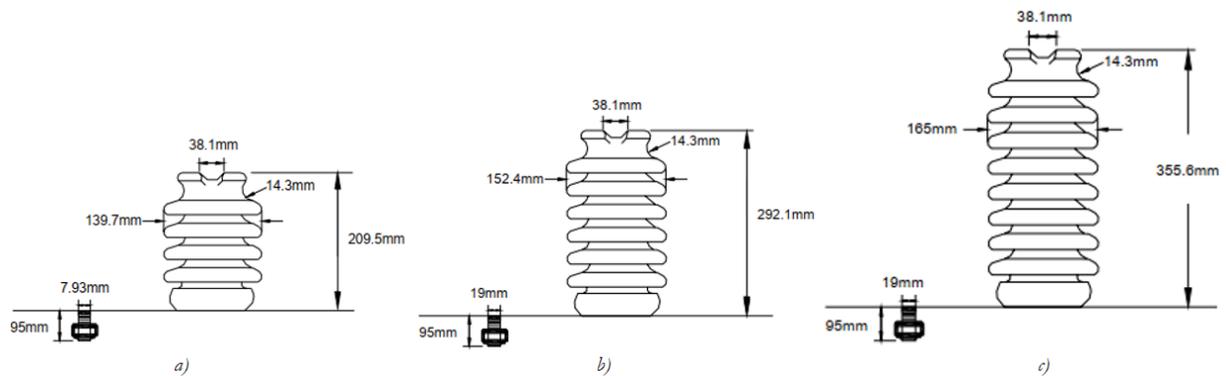


Figura 1.22 Aisladores tipo columna clase: a) ANSI 57-1, b) ANSI 57-2 y c) ANSI 57-3.

Tabla 1.14 Comparación de distancia de fuga para aisladores tipo columna y espiga.

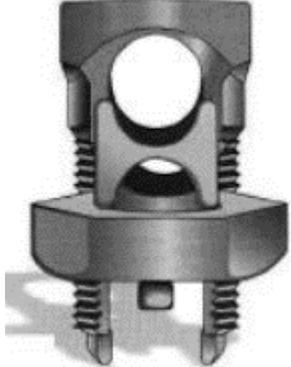
Voltaje	Columna	Espiga
	Distancia de fuga, pulgadas (mm)	
13.2 kV	-	9 (229)
23 kV	14 (355.6)	13 (330)
34.5 kV	22 (558.8)	21 (533)
46 kV	29 (736.6)	27 (686)

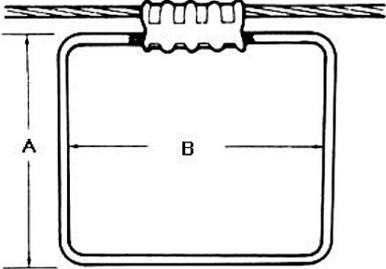
Se puede observar en Tabla 1.14 que para un mismo nivel de tensión los aisladores tipo columna poseen una distancia de fuga mayor.

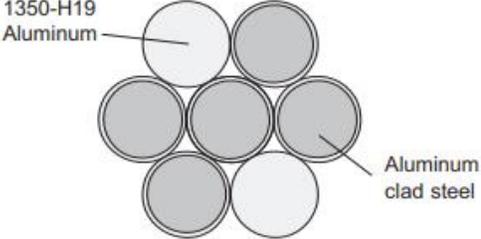
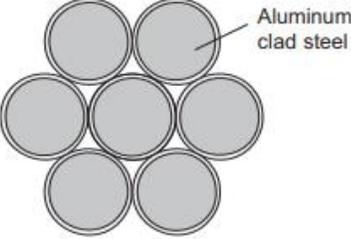
Los aisladores tipo columna son completamente sólidos mientras que los aisladores tipo espiga tiene una perforación interior donde va el perno (espiga), por lo que, el aislador tipo espiga es más propenso a rupturas por agrietamiento, la distancia de aislamiento es mucho mejor en el aislador tipo columna.

1.1.5 Accesorios.

Nombre	Descripción	Imagen
Ancla de expansión	Se utilizan en la construcción de líneas de distribución aéreas, como base de la barra para sostener la retenida, está compuesta por un elemento expansivo de hojas sujetado a una base.	
Barra para ancla de un ojo	Es utilizada para sostener el cable de acero galvanizado de la retenida.	

Nombre	Descripción	Imagen
Preformadas	Son utilizados para sujetar firme y uniformemente los conductores y retenidas de líneas aéreas de distribución en estructuras remates, sin crear distorsión en la forma de este.	
Conector de compresión	Se utilizan en la construcción de redes eléctricas de baja y media tensión, en la conexión de cables en derivaciones, prolongaciones, conexión de acometidas, entre otras aplicaciones.	
Conector de perno partido	Destinado a derivación de conexiones de conductores de cobre, acero cobreado, aluminio CA o acero galvanizado en caliente.	
Espiga para crucero	Son utilizadas en crucero para instalar el aislador tipo espiga.	
Espiga para poste	Es utilizado para soporte de aisladores tipo pin (espiga), en punta de postes de madera, concretos o metálicos.	

Nombre	Descripción	Imagen
Argolla de ojo	Se utilizan para sujetar el cable de la retenida al poste.	
Grapa angular	Se utiliza para minimizar la ocurrencia de la fatiga del conductor y su falla provocada por las tensiones dinámicas resultantes de las flexiones cíclicas que se producen en los puntos donde el movimiento está impedido.	
Grapa para línea viva de propósito general (AGP)	Se utiliza para realizar una conexión, sujeta el estribo con el cable de derivación mediante un tornillo que abraza el cable. Se puede desconectar con una pértiga en vivo.	
Estribo para grapa de línea viva	El estribo para grapa de línea viva deberá presentar la forma rectangular, de manera que permita colocar la grapa para línea viva en la parte del estribo que queda libre ya que el otro lado del estribo es utilizado para conectarse a la línea principal, por medio de un conector de compresión adecuado para el calibre del conductor principal.	

Nombre	Descripción	Imagen
Espaciadores trifásicos y monofásicos.	Los espaciadores están diseñados para su uso en el sistema de cables aislado, separan y sujetan los conductores de fase en una configuración triangular en el caso de los trifásicos y en una configuración vertical para los monofásicos. Los espaciadores están moldeados con un polietileno de alta densidad resistente a las huellas.	
Mensajero.	El cable mensajero es el miembro de soporte del sistema de cable. Hay dos tipos de cables de mensajería disponibles. El cable mensajero Alumoweld-Aluminum (AWA) tiene hilos de acero revestidos de aluminio y 1350-H19 todos los hilos de aluminio. El cable mensajero Alumoweld (AW) tiene todos los hilos hechos de acero revestido de aluminio.	<p data-bbox="948 722 1354 781">Alumoweld-Aluminum (AWA) Messenger</p>  <p data-bbox="1003 1062 1240 1121">Alumoweld (AW) Messenger</p> 

Nota: En ciertas aplicaciones se emplea cable OPGW Optical Ground Wire que es un conductor de acero para uso aéreo que lleva en su parte media una fibra óptica y que sirve también como cable de guarda en líneas de transmisión y distribución

1.2 Estructuras Primarias y Secundarias.

1.2.1 Cruceos.

En El Salvador los cruceos angulares de hierro son utilizados para la construcción de estructuras de soporte de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, y montaje de equipos tanto zonas urbanas como en zonas rurales.



Figura 1.23 Cruceo angular de hierro.

La longitud del cruceo o crucea depende del nivel de tensión en el que será utilizado, en Tabla 1.15 se detallan sus longitudes.

Tabla 1.15 Longitud de cruceos según nivel de tensión.

Tensión	Longitud del cruceo	
	En pulgadas	En metros
46 kV	120	3.0
35 kV	120	3.0
23 kV	94	2.4
13.2 kV	80	2.0
4.16 kV	80	2.0

1.2.2 Estructuras.

Las estructuras según el estándar NRECA-CEL, se especifican para líneas primarias definiendo el tipo de estructura, el nivel de tensión y número de fases. Y en líneas secundarias definiendo el tipo de estructura y número de fases.

Ejemplo para línea primaria:

● Tipo de estructura ● Nivel de tensión ● Número de fases

A2 - 23 - 3

Donde:

- A2: estructura tangente doble.
- 23: nivel de tensión 23 kV.
- 3: tres fases.

Ejemplo para línea secundaria:

Tipo de estructura Número de fases
CS 2

Donde:

- CS: estructura de remate secundario.
- 2: dos fases.

Estructura tangente.

Las estructuras tangentes son estructuras de paso utilizadas cuando se forman ángulos de 0° a 5°.

Estructura A: tangente sencilla utilizadas en vanos¹ máximo a 140 metros.

Estructura A2: tangente doble, tiene estructura anterior y posterior a menor altura, empleada para vanos máximos de 180 metros.

Estructura AC: tangente sencilla cantiléver a máximo vanos de 120 metros.

Estructura angular.

Las estructuras angulares son utilizadas cuando se forman ángulos de 5° a 15°. Las estructuras angulares dobles son utilizadas cuando se forman ángulos de 15° a 30°.

Estructura B: angular sencilla empleada en vanos máximos de 140 metros y con carga transversal de 500 lb.

Estructura B2: angular doble empleada en vanos máximos de 180 metros y con carga transversal de 1000 lb.

Estructura BC: angular sencilla cantiléver se utiliza vanos máximos de 120 metros.

Estructura B2C: cantiléver doble empleada en ángulos de 15° a 30° y vanos máximos de 150 metros.

Estructura de remate.

Estructura C: remate sencillo empleado en estructuras terminales en vanos máximos de 180 metros, soportan una tensión máxima de 4000 lb. Todas las estructuras tipo C llevan crucero doble

Estructura C2: remate doble, con estructuras anterior y posterior, en vanos máximos de 180 metros.

Estructura vertical.

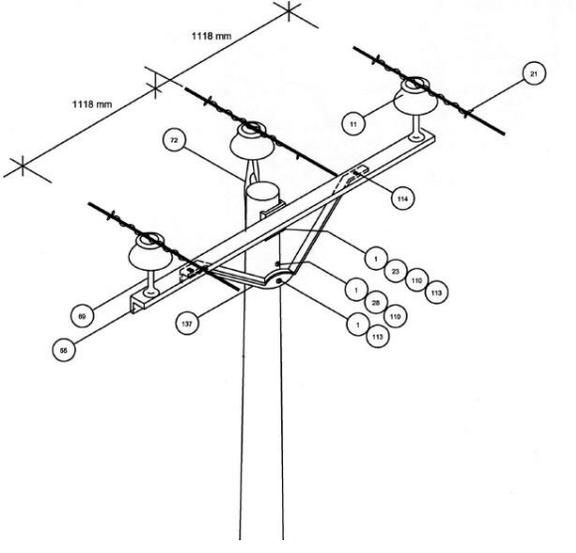
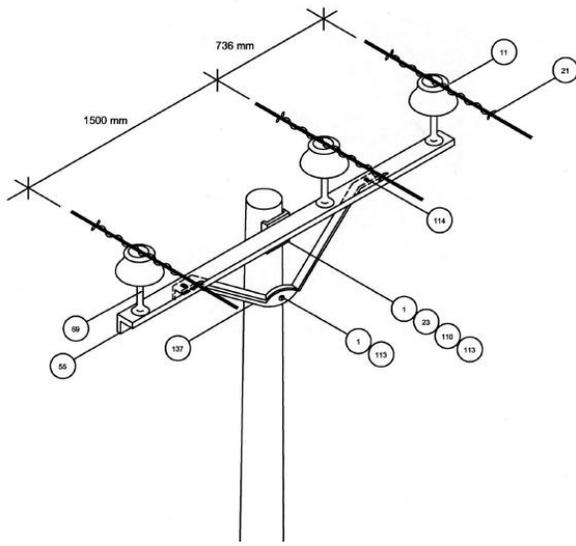
Estructura D: vertical sencilla, utilizada cuando se forman ángulos de 30° a 60°, en vanos máximos de 200 metros, soportan una carga transversal de 4000 lb.

¹ Nota: los vanos especificados son típicos para conductor ACSR #2, otros calibres y tipos de conductor deben ser evaluados

Estructura D2: vertical doble utilizada cuando se forman ángulos de 60° a 120°, en vanos máximos de 200 metros.

En Tabla 1.16 se muestran las estructuras NRECA-CEL y su equivalente dentro del estándar de CAESS².

Tabla 1.16 Equivalencia de estructuras NRECA-CEL y CAESS

NRECA-CEL	Figura	CAESS
<p>Estructura A y Estructura B</p>		<p>TS Tangente sencilla</p>
		<p>TA Tangente asimétrica (esta estructura tiene aplicación en el soporte de líneas de segundo o tercer nivel del poste)</p>

² Las imágenes presentadas corresponden al ESTANDAR DE CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS AEREAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 13.2 KV de CAESS.

Tabla 1.16 Equivalencia de estructuras NRECA-CEL y CAESS

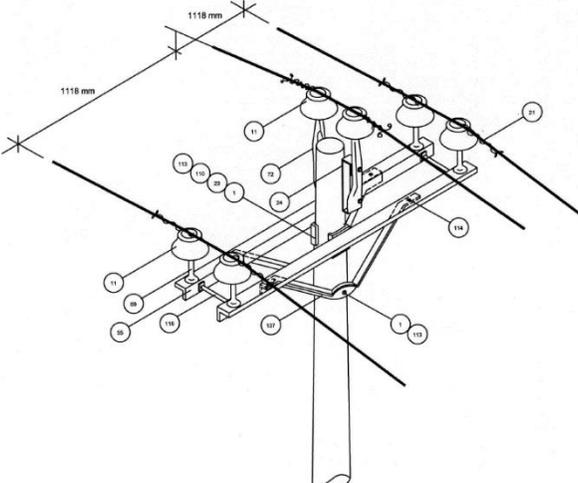
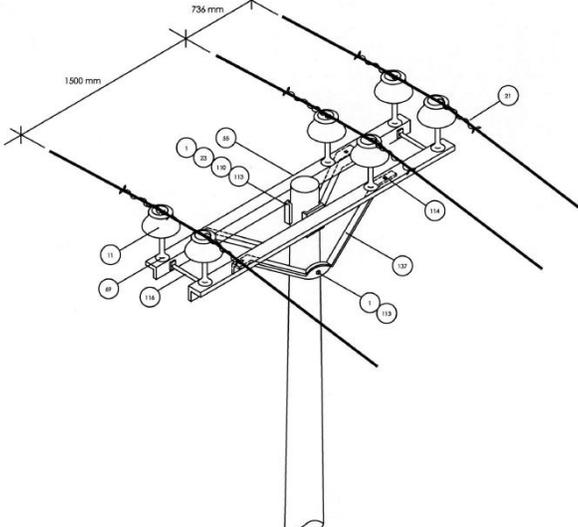
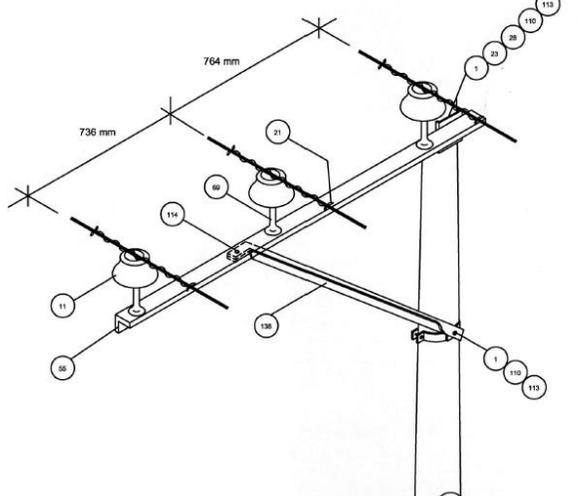
NRECA-CEL	Figura	CAESS
Estructura A2 y Estructura B2		TD Tangente doble
Estructura AC y Estructura BC		TDA Tangente doble asimétrica
Estructura AC y Estructura BC		VS Volada sencilla

Tabla 1.16 Equivalencia de estructuras NRECA-CEL y CAESS

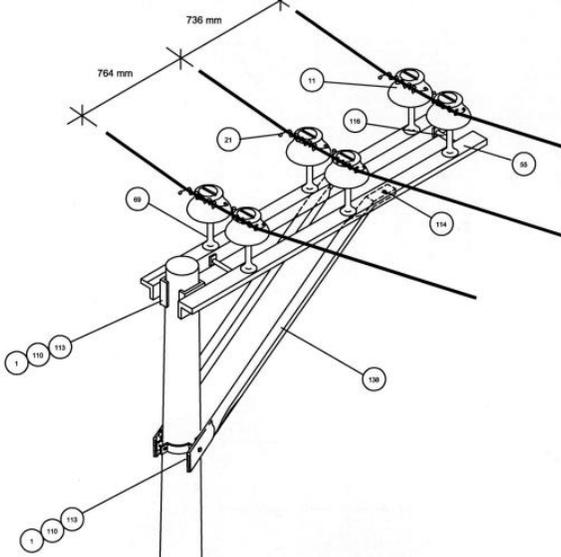
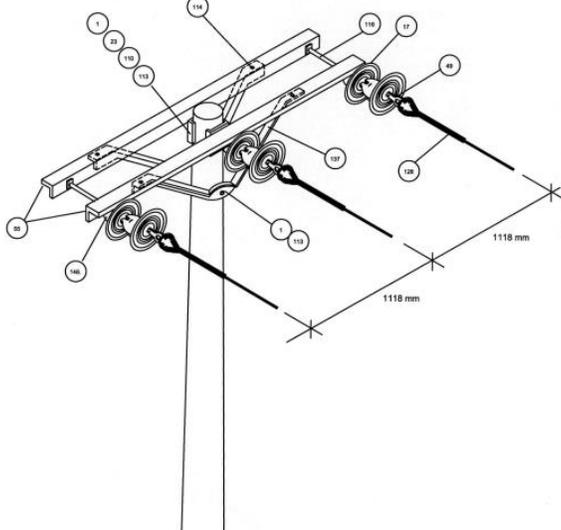
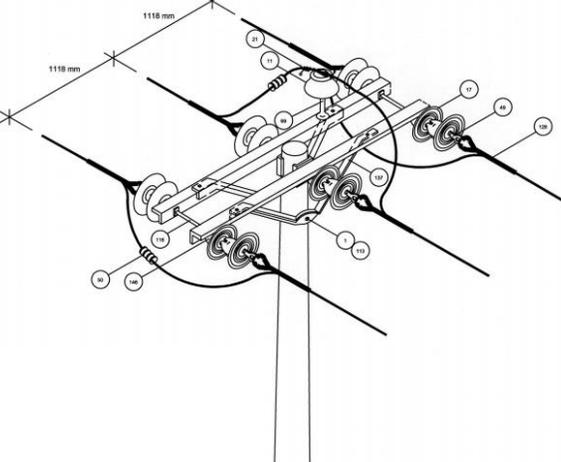
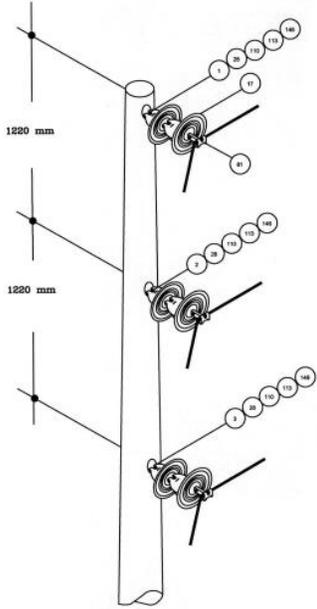
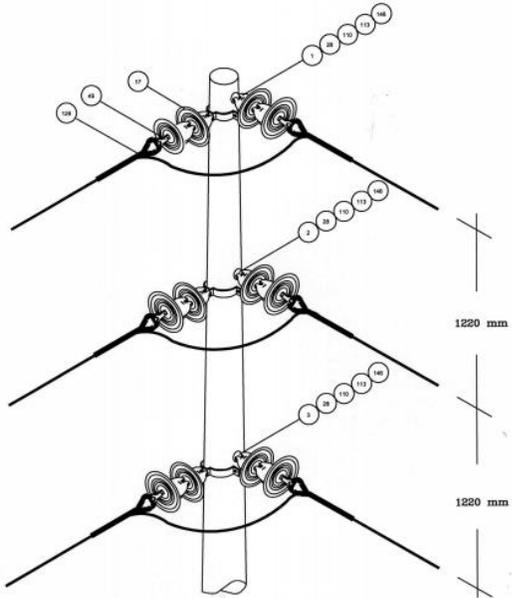
NRECA-CEL	Figura	CAESS
Estructura B2C		VD Volada doble
Estructura C		RH Remate horizontal
Estructura C2		CH Corte horizontal

Tabla 1.16 Equivalencia de estructuras NRECA-CEL y CAESS

NRECA-CEL	Figura	CAESS
Estructura D		CV Cruce vertical sencillo
Estructura D2		CR Cruce vertical doble remate

Las estructuras según el estándar NRECA-CEL, se especifican para líneas primarias definiendo el tipo de estructura, el nivel de tensión y número de fases. Y en líneas secundarias definiendo el tipo de estructura y número de fases.

Es importante comentar que el estándar de construcción de NRECA difiere del empleado usualmente por las distribuidoras, en particular, NRECA evita el uso de abrazaderas, emplea diagonales angulares en lugar de diagonal en V y los agujeros en los postes se encuentran separados de manera que coincidan con la distribución de las estructuras tanto primarias como secundarias, por otro lado, el aislador en la punta del poste es independiente del cruce.

Ejemplo para línea primaria:

A2 – 23 – 3

Donde:

- A2: estructura tangente doble.
- 23: nivel de tensión 23 kV.
- 3: tres fases.

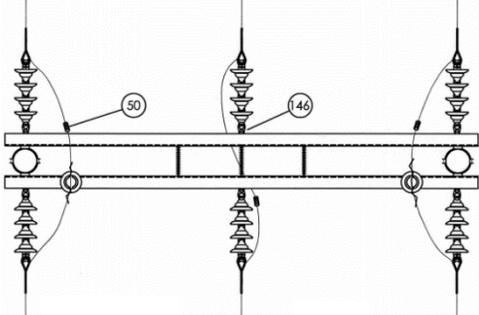
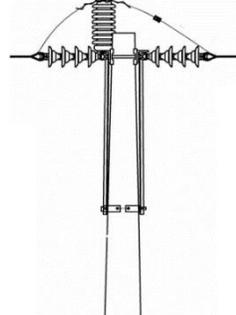
1.2.3 Marcos y estructuras en H.

Los marcos son estructuras que sirven de apoyo en las líneas, estas pueden soportar esfuerzos mayores que los de un solo poste, ya que están formados de dos o más postes, que se encuentran unidos en la parte superior por uno o más crucesos.

Tabla 1.17. Marcos y estructuras en H para líneas a 46 kV.

Estructura	Vista de planta	Vista lateral
CHH Corte horizontal en H		
CMD Corte en marco doble		
TDH Tangente doble en H		

Tabla 1.17. Marcos y estructuras en H para líneas a 46 kV.

Estructura	Vista de planta	Vista lateral
CMS Corte en marco sencillo		

1.2.4 Retenidas.

Es un elemento estructural cuya función es equilibrar fuerzas mecánicas desbalanceadas producto de las tensiones mecánicas de los conductores en las estructuras eliminando los esfuerzos de flexión en el poste, está compuesta por alambre de acero galvanizado de diámetro 5/16" o mayor, aislador de retenida y ancla para retenida.

- Las retenidas deben instalarse antes que los conductores dejando el poste ligeramente inclinado contra los esfuerzos una distancia no menor de 1" por cada 10' de altura y no deberán inclinarse más de 2" por cada 10'.
- No deberán de instalarse retenidas dentro de los lotes de propiedad privada, adyacentes a la propiedad pública. No se podrán fijar a árboles o plantas, ni a ninguna estructura o edificio.
- Toda retenida instalada deberá poseer una cubierta amarilla de señalización la cual permitirá a los peatones tener mayor visibilidad.
- Se debe de instalar retenida en cada inicio y fin de cableado, así como en la bisectriz de estructuras angulares.
- Cuando la línea de media tensión continúe y la línea de baja tensión remate se colocará una retenida a nivel del remate.
- Cuando exista doble remate, e instalará una retenida de cada lado del poste en la dirección opuesta a la tensión de los conductores.
- Cuando exista ángulo de 90° se deberá colocar una retenida de cada lado del poste, contrarrestando los esfuerzos.
- En estructuras de doble remate con ángulos menores de 60°, debe evaluarse la necesidad de instalar una retenida a nivel adicional en la bisectriz.
- Cuando la retenida pase cerca de líneas energizadas se deberá de instalar un aislador de porcelana tipo tensor.
- Cuando exista cambio de dirección se utilizará la retenida especificada según tipo/clase de poste.

Tipos de retenidas.

Para especificar en la hoja de estaqueo, hay doce tipos de retenidas.

Las retenidas sencillas se pueden utilizar tanto para la línea primaria o secundaria individualmente, en cambio la retenida doble sirve para utilizarla para ambos casos a la vez o en estructuras verticales tipo D.

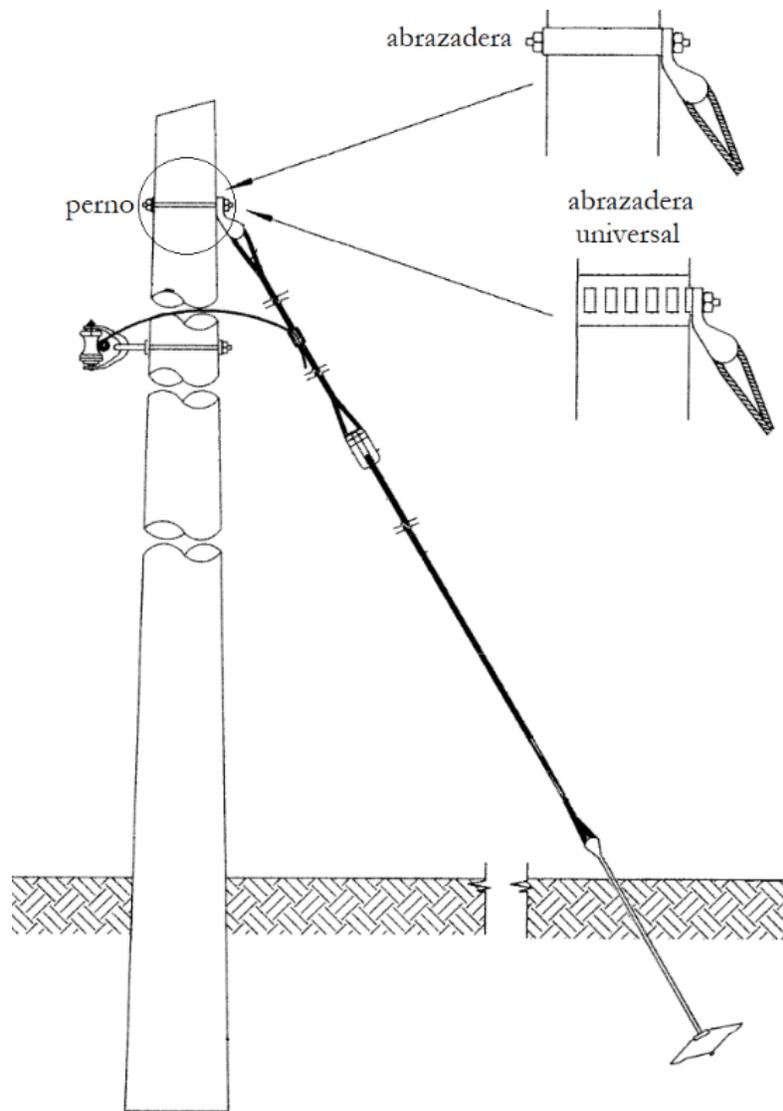


Figura 1.24. Retenida sencilla con las diferentes alternativas con/en: perno, abrazadera, abrazadera universal.

- **R1:** Retenida sencilla en perno existente.
- **R2:** Retenida sencilla en abrazadera existente.
- **R3:** Retenida sencilla con perno.
- **R4:** Retenida sencilla con abrazadera.
- **R5:** Retenida sencilla en abrazadera universal existente.
- **R6:** Retenida sencilla con abrazadera universal.

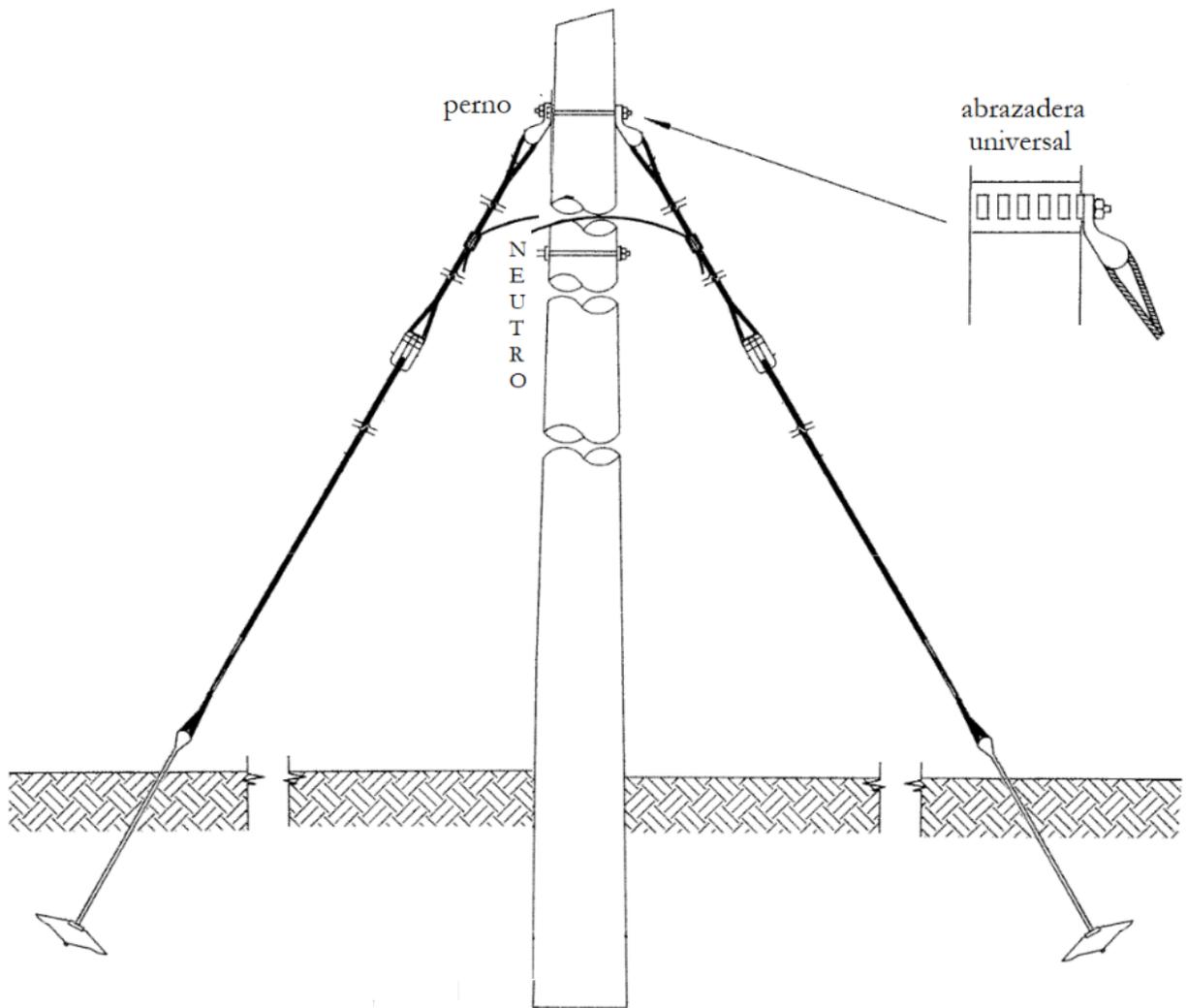


Figura 1.25. Retenida sencilla con perno/abrazadera universal + retenida sencilla en perno/abrazadera universal.

- **R7:** Retenida sencilla con abrazadera + retenida en abrazadera (R4 + R2).
- **R8:** Retenida sencilla con abrazadera universal + retenida sencilla en abrazadera universal (R5 + R6).

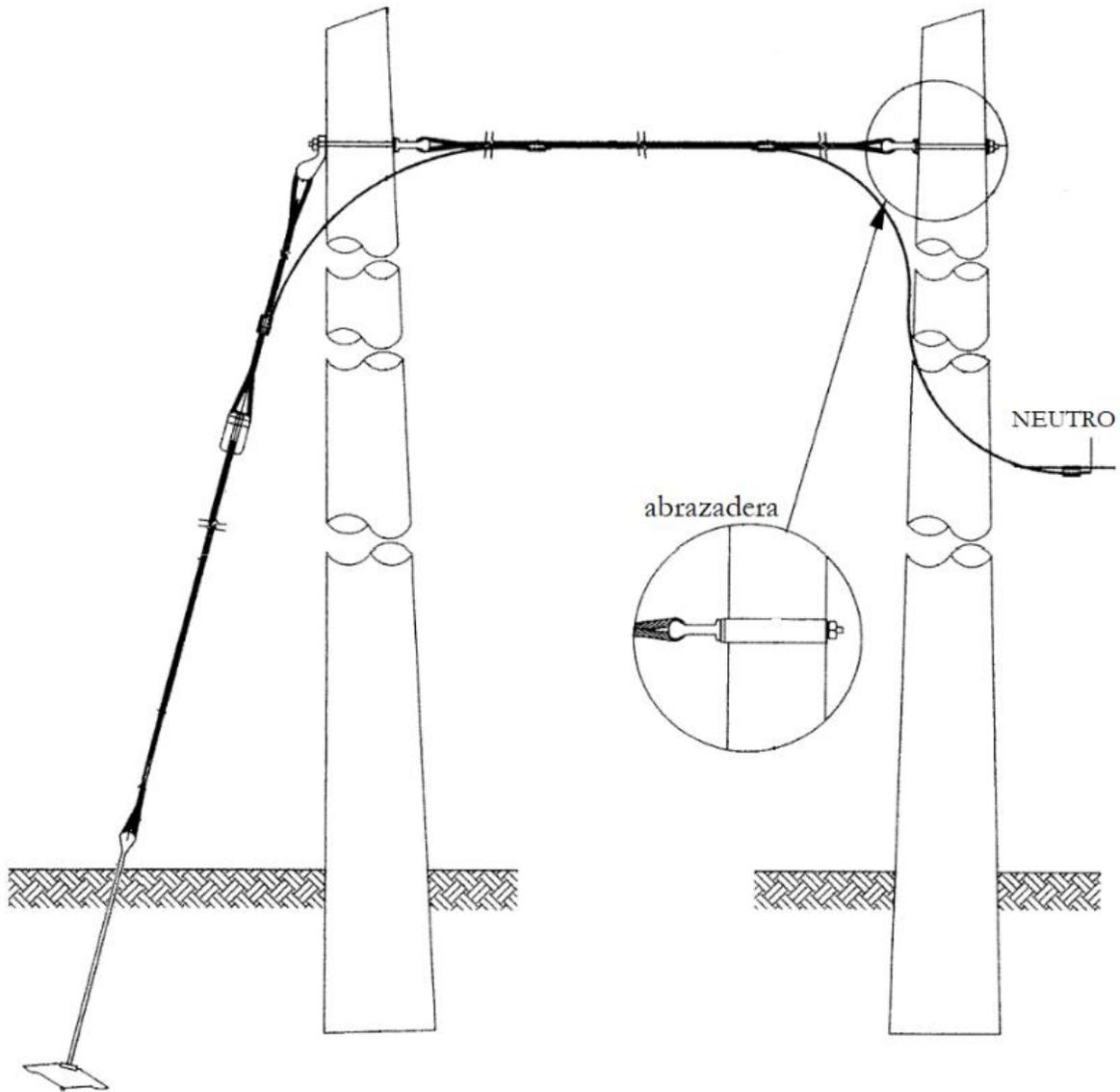


Figura 1.26. Retenida aérea.

- **R9:** Retenida a poste y ancla (retenida aérea).

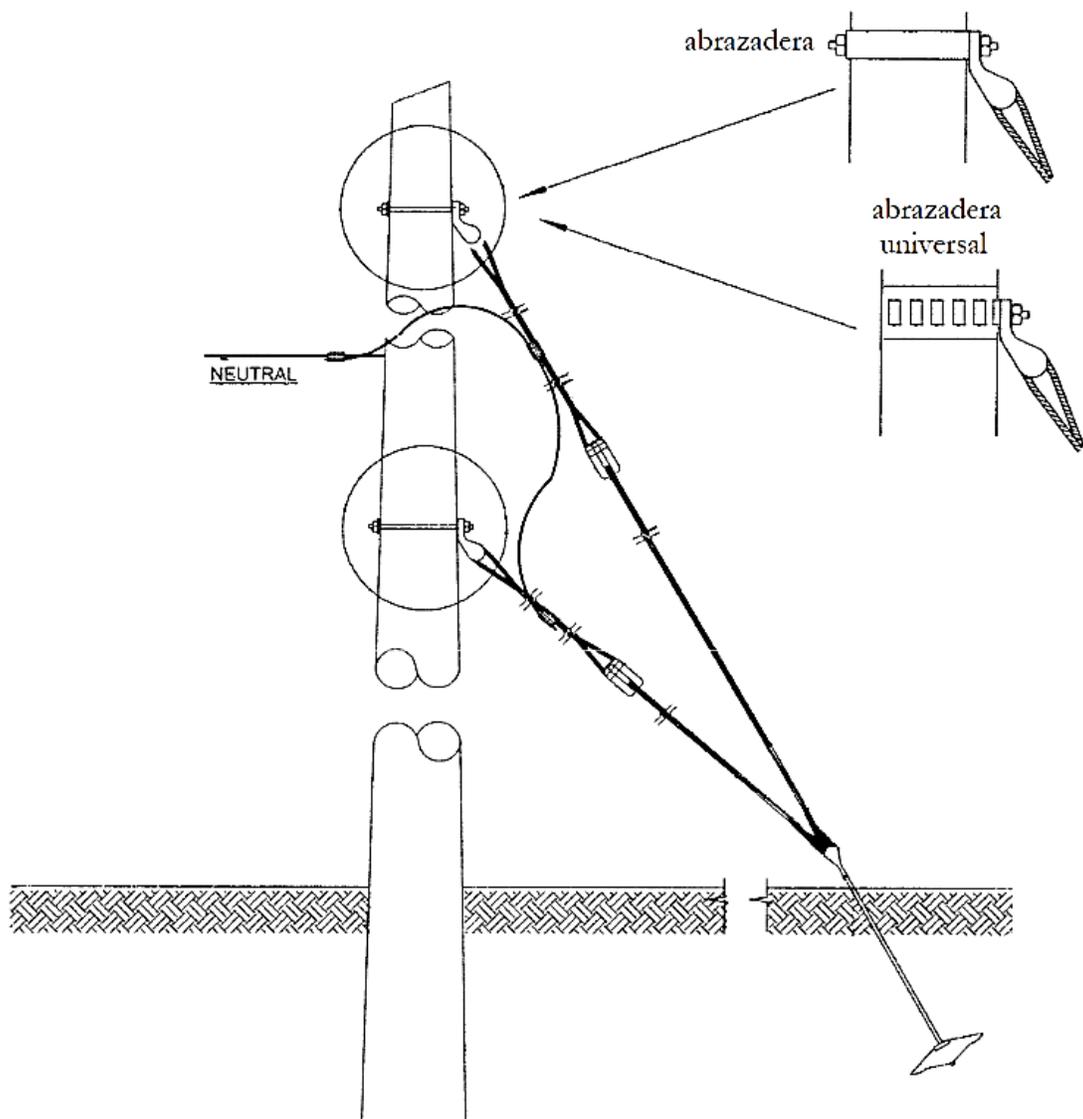


Figura 1.27. Retenida doble en pernos existentes/con abrazaderas universales.

- **R10:** Retenida doble en pernos existentes.
- **R11:** Retenida doble con abrazaderas universales.

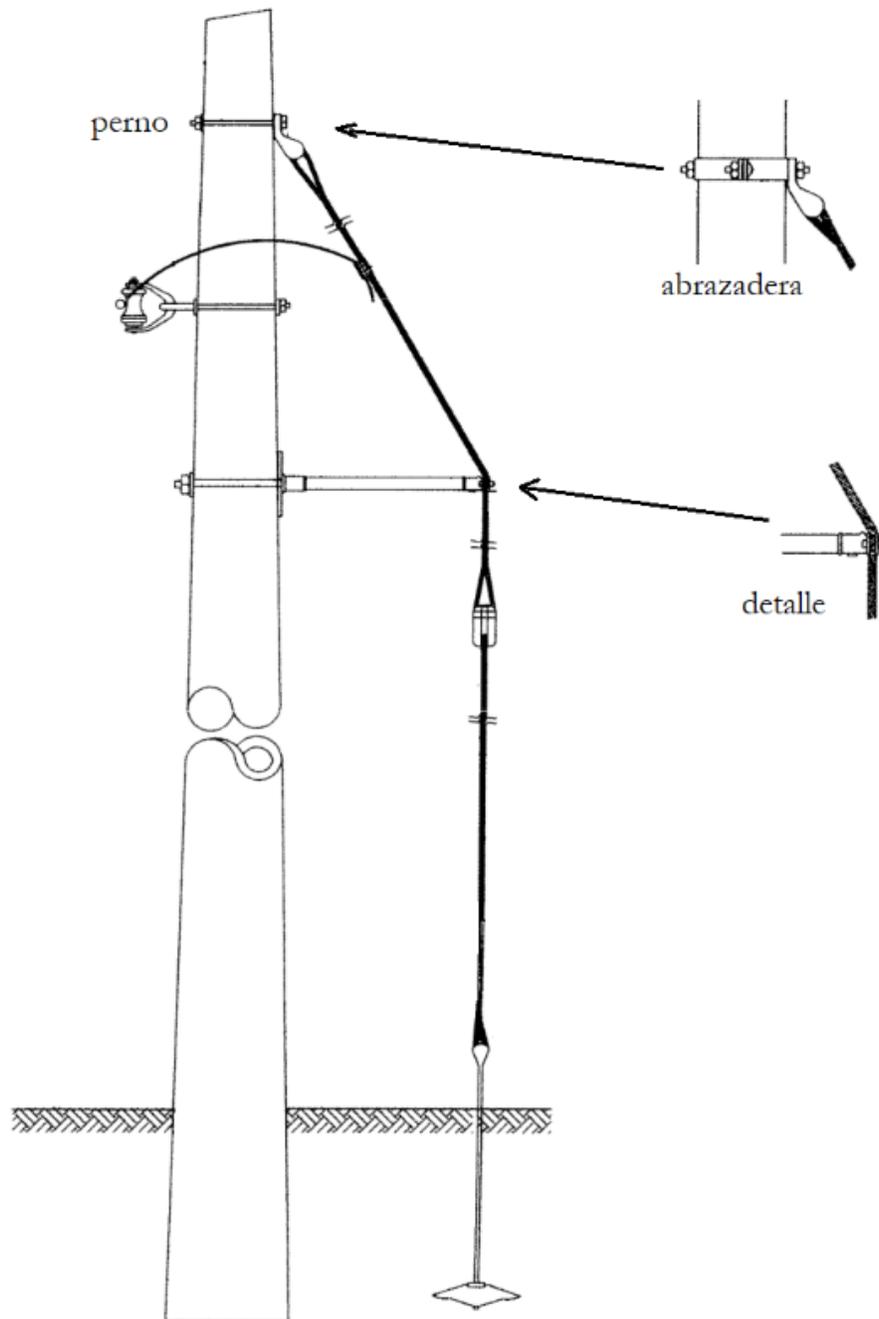


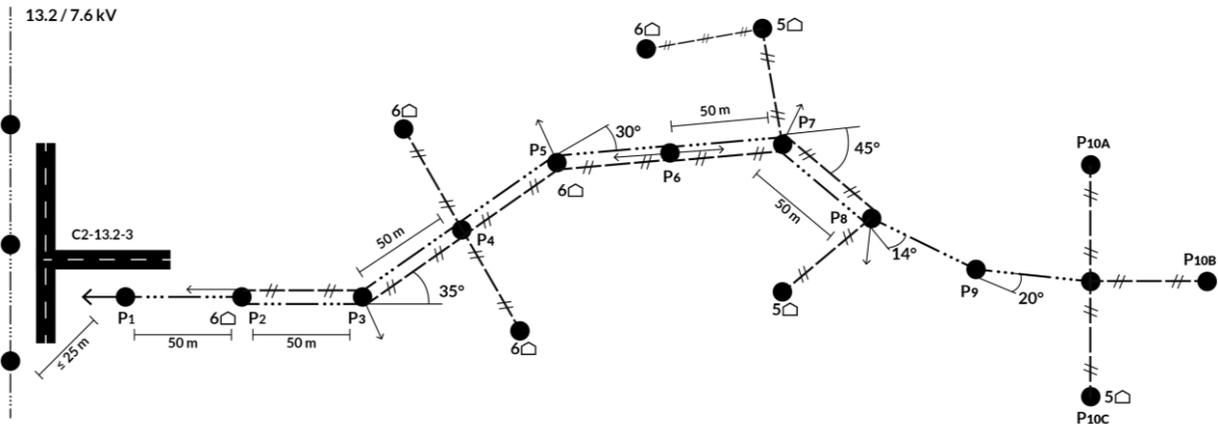
Figura 1.28. Retenida de guitarra.

- **R12:** Retenida de guitarra.

Nota: Aunque las figuras muestran todas las retenidas con aisladores de tensión, este no es necesario excepto cuando se encuentre cerca de las líneas primarias instalándose dos aisladores de tensión. En general las retenidas se conectan al neutro del sistema y cada poste también se conecta a través de su cable de polarización al neutro.

Ejemplo 1.1 Ejemplo: Diseñar hoja de estaqueo para la siguiente distribución. La red de eléctrica opera a 13.2 kV con 3 fases.

Nota: los vanos son de 50 m, a excepción del poste de servicio P0.



La altura mínima de poste a utilizar es 35' debido a ser una línea de 13.2 kV

- Del Poste P0 (de la distribuidora) al P1 es un vano menor a 25 m en caso contrario debe apegarse al Art. 77C de la Ley General de electricidad.
- P1: se tiene un ángulo de 15°, por lo que se puede optar por poner una estructura C2 que puede variar su ángulo debido a el juego o capacidad de giro que debe presenta el aislador de suspensión. Se colocará una retenida R3 ya que no hay perno existente, dicha retenida debe ubicarse para equilibrar el tramo más largo de línea, el otro tramo no lo necesita pues no lleva tensión en un vano máximo de 25 m.
- P2: Se colocará una estructura A por formar un ángulo de 0°, una estructura de remate para el secundario CS2, una retenida R1 debido al remate secundario.
- P3: Poste que forma un ángulo de 35° se colocará una estructura tipo D para el primario, estructura DS2 para el secundario y en la bisectriz una retenida R10, Nota: En este caso el poste debe ser de mayor tamaño para mantener el libramiento 40 pies.
- P4: Se está colocará una estructura tangente sencilla en el primario y dos tangentes sencillas en el secundario, una que va paralela al primario y las otras dos que van perpendiculares.
- P5: Se coloca un poste de 40' para mantener el libramiento, con una estructura primaria D2 se debe compensar la altura, con unas retenidas R10.
- P6: Poste de 35' con estura A por tener vanos con ángulo de cero entre sí, colocando una retenida R7 simplemente para el tensado de la línea.

- P7: Poste de 40' para mantener el libramiento y por el tipo de estructura a utilizar D2 por el ángulo tan abierto y con retenidas R10 y R1 que son sirven para soportar a las líneas a tensar.
- P8, P9, P10: todos con un poste de 35' una estructura B, C2 y C respectivamente, todos dimensionados por los ángulos entre vanos y retenidas según tensado de vanos y estructura de soporte (perno o abrazadera).

Tabla 1.18 Ejemplo de tabla de estaqueo.

Poste	Altura	Vano anterior [m]	Conductor [m]			Estructura		Retenida	Trafo
			ACSR (prim)	WP (sec)	ACSR de neutro	Primaria	Secundaria		
P0	DELSUR	25	75	-	25m	-	-	-	-
P1	35'	50	150	-	50	C2-13.2-3	-	R3	-
P2	35'	50	150	100	50	A-13.2-3	CS2	R1	-
P3	40'	50	150	100	50	D-13.2-3	DS2	R10	-
P4	35'	50	150	100	50	A-13.2-3	2 AS2	-	25 kVA
P5	40'	50	150	100	50	D2-13.2-3	DS2	R10+R10	-
P6	35'	50	150	100	50	A-13.2-3	C2S2	R7	-
P7	40'	50	150	100	50	D2-13.2-3	DS2 + CS2	R10 + R1	-
P8	35'	50	150	100	50	B-13.2-3	BS2 + CS2	R10 + R2	-
P9	35'	50	150	100	50	C2-13.2-1	CS2	R10 + R1	-
P10	35'	50	150		50	C-13.2-1	A y CS2	R1+ R4	-

Ejercicio: Agregue a la tabla de estaqueo los postes restantes de estructuras secundarias.

1.3 Distribución subterránea.

La red de distribución subterránea está formada por el conjunto de cables subterráneos y los centros de transformación que permiten hacer llegar la energía hasta el cliente final. Líneas de media tensión subterráneas transportan la energía de media tensión por debajo de la tierra. Están formadas por cable con un aislamiento de acuerdo con el nivel de tensión.

Los partes principales de las redes de distribución subterráneas son:

- a) **Ductos:** los cuales pueden ser: canaleta de concreto, tubería de PVC o de acero galvanizado entre otros.
- b) **Cables:** pueden ser monopolares o tripolares y deben ser aislados para el de tensión.
- c) **Pozos o cámaras:** son de varios tipos, siendo los más comunes los de inspección y de empalme los cuales sirven para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar dos operarios para la realización de trabajos.
- d) **Transformadores:** usualmente Pad Mounted en bóveda (sumergibles)

Ventajas:

- Son más confiables ya que no son afectadas por la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas como descargas atmosféricas, lluvia, polvo granizo, temblores, gases contaminantes, salinidad del ambiente, vientos, contacto con árboles y otros cuerpos extraños, accidentes automovilísticos, entre otras.
- Son más estéticas en el panorama general ya que no están a la vista.
- Son más seguras.
- No están expuestas al vandalismo.

Desventajas:

- Tienen un alto costo en su inversión inicial.
- Es más difícil localizar fallas.
- El mantenimiento es más complicado y demorado.
- Están expuestas a la humedad.

1.3.1 Transición aéreo-subterráneo.

Es el punto de la red en el que la distribución aérea se convierte en subterránea. Algunos de los requisitos en este punto son los siguientes:

- En el punto de entrada, deben instalarse pararrayos y cortacircuitos, la capacidad de cortocircuito mínima del pararrayo será de 10 kA, pero en ningún caso inferior al nivel de falla existente en el punto de su instalación.
- Los cables de potencia deberán ir sostenidos a un crucero, siendo este capaz de soportar el peso de estos.
- Deberá de colocarse un compuesto sellador a la entrada de tubo para evitar la entrada de agua.
- La tubería metálica con los cables debe de subir verticalmente desde el suelo y solo con la desviación que sea necesaria para fijarlos en el poste con cinta BAND-IT.
- En la base del poste el cable no deberá de exceder por ningún motivo el mínimo radio de curvatura, el cual debe ser al menos de 10 a 12 veces el radio del cable.

- Todo ducto metálico deberá encontrarse efectivamente aterrizado.

1.3.2 Transformadores Pad Mounted.



Figura 1.29 Transformador Pad Mounted.

Los transformadores Pad Mounted es un equipo dentro de un gabinete, son trifásicos con compartimientos de frente muerto para alta y baja tensión colocados en una base o pedestal, por esa razón también son conocidos como transformadores tipo pedestal. Se pueden instalar a la intemperie y están diseñados de una forma compacta de tal manera que ocupe menos espacio. Los cables de alimentación entran por la parte inferior. Se pueden instalar de forma radial en donde el alimentador llega de manera independiente, o en anillo para interconectarse con otros transformadores.

La tecnología que se ha desarrollado en estos transformadores está basada en:

- Utilización del aluminio grado eléctrico como conductor en forma de hoja en el lado de baja tensión.
- Desarrollo de materiales aislantes resistentes a la corrosión, como etileno, propileno, polietileno, entre otros.
- Desarrollo de elementos de conexión del tipo de frente muerto.
- Eliminación de encintados para utilizar terminales premoldeadas.
- Desarrollo de elementos de seccionalización y protección.

De tal forma que los transformadores para distribución subterránea tienen las siguientes características de diseño y construcción:

1. Nuevo concepto de transformador combinado con accesorios de conexión, seccionalización y protección.
2. Se considera importante que sea posible conectarlos al sistema con un mínimo de maniobras, y que dichas maniobras sean lo más sencillas posible.
3. Es importante conseguir un alto grado de confiabilidad y seguridad en la operación.
4. Embebidos en aceite mineral o aceite ecológico.

5. En general todo transformador debe especificarse para su fabricación, si su aplicación es como elevador o reductor. En aplicaciones fotovoltaica su uso es generalmente como elevador.
6. En el caso de transformadores PAD MOUNTED en anillo, debe especificarse si tendrá incorporado un selector con una, dos o tres cuchillas.

Protección del transformador.

Los transformadores tipo pedestal deben de tener por lo menos las siguientes protecciones.

- **Cortacorriente:** Deberá ser del tipo pared inclinado, usado en serie y debidamente coordinado con el fusible de expulsión tipo Bay-O-Net; este accesorio deberá contener el cartucho fusible y dentro de este, el elemento fusible reemplazable. Este elemento debe ser limitador de corriente de cortocircuito.
- **Fusible de expulsión:** Deberá ser del tipo reemplazable (Bay-O-Net) de capacidad acorde a la del transformador.

Clases de enfriamiento.

- **AA:** ventilado, auto enfriado.
- **AFA:** ventilado, enfriado por aire forzado.
- **AA/FA:** auto enfriado / enfriado por aire forzado.
- **ANV:** No ventilado, auto enfriado.
- **GA:** Sellado, auto enfriado.

Configuraciones.

Red radial.

Las redes radiales se alimentan desde uno sólo de sus extremos, tienen la ventaja de ser redes muy sencillas en su instalación y en las protecciones eléctricas, cuentan con un terminal en media tensión por fase. Como inconveniente principal ante un fallo del transformador toda la red se quedaría sin energía eléctrica.

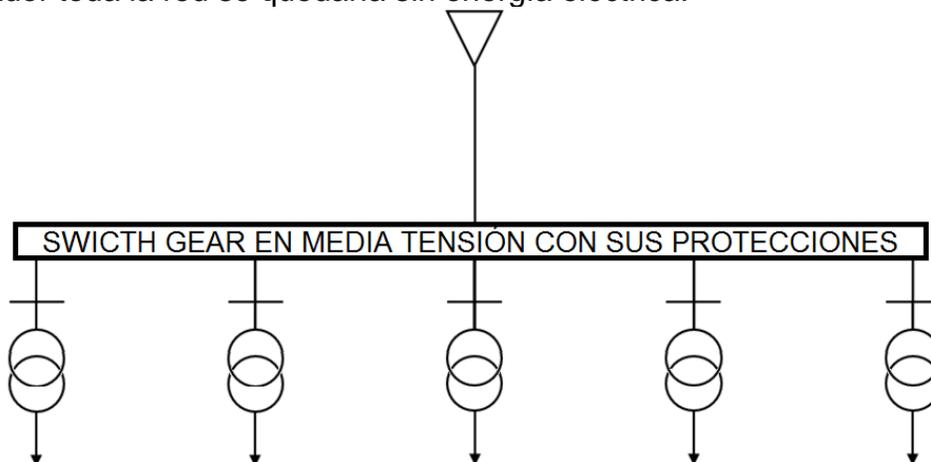


Figura 1.30 Configuración radial.

Los sistemas de distribución radiales subterráneos se usan en zonas urbanas de densidad de carga media y alta donde circulen líneas eléctricas con un importante número de circuitos dando así una mayor confiabilidad que si se cablearan de manera abierta.

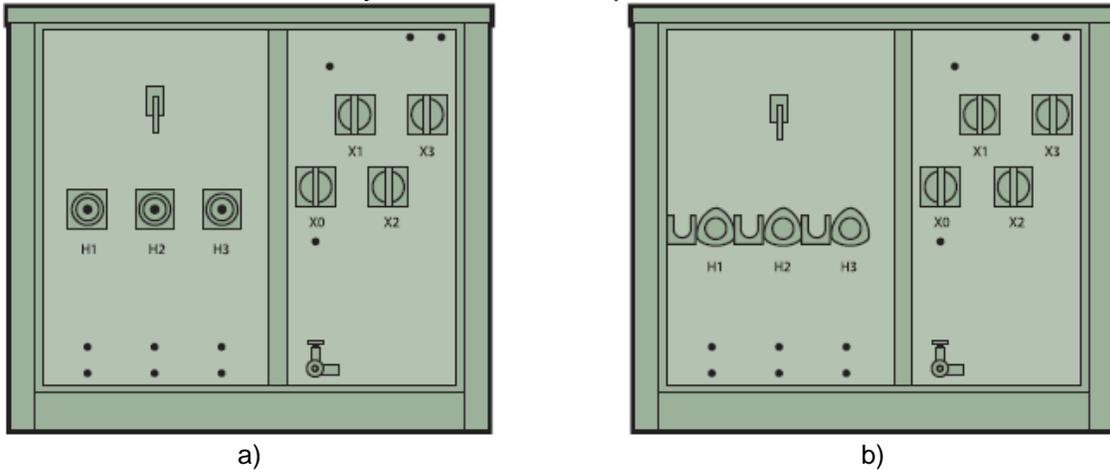


Figura 1.31 Transformador pad mounted radial: a) frente vivo, b) frente muerto

Red en Anillo.

La red en anillo o en bucle cerrado, aunque lo usual es emplearlo en anillo abierto para facilitar la coordinación de protecciones, se alimenta desde dos puntos por lo que cuentan con dos juegos de terminales en media tensión. La ventaja principal es que ante una avería de una línea el grupo de transformadores puede ser alimentado desde dos puntos aislando el tramo dañado, es decir garantiza mejor la continuidad del servicio. Observe que el transformador en anillo o loop tiene seis terminales en el lado de media tensión.

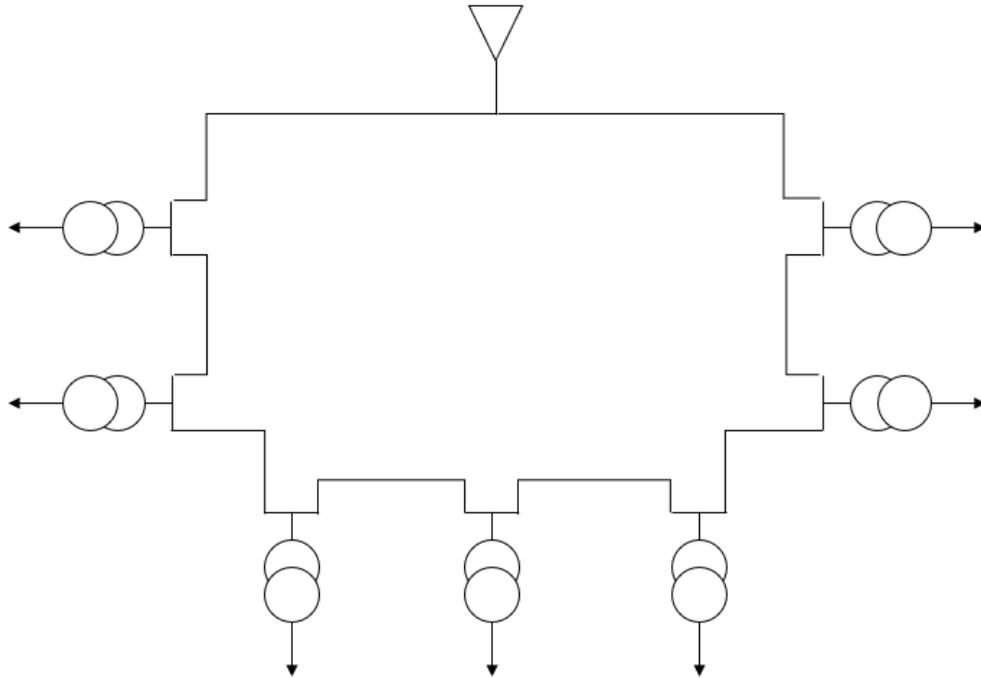


Figura 1.32 Configuración en anillo.

Estas redes son más complejas y difíciles de proteger eléctricamente, en especial cuando operan en anillo cerrado, por eso usualmente operan en anillo abierto.

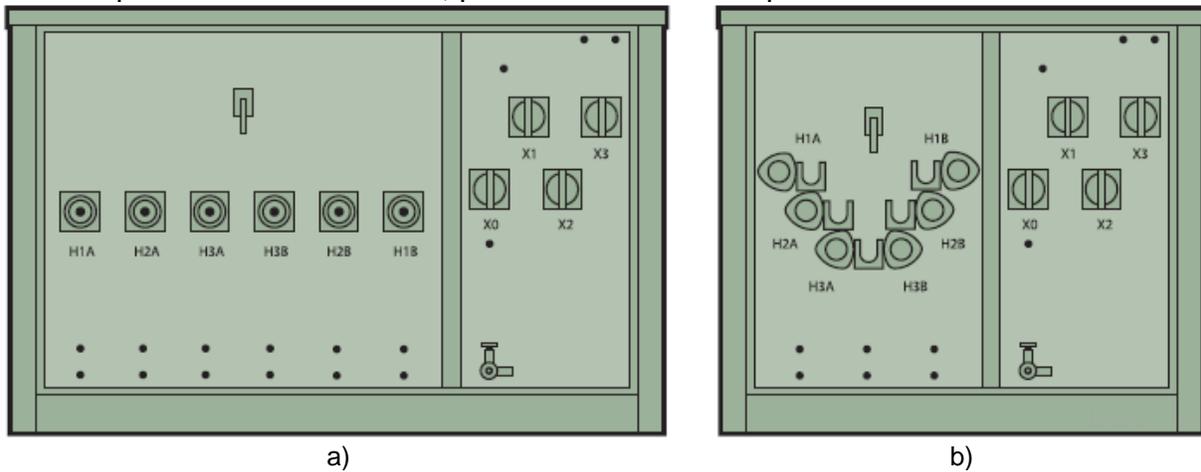


Figura 1.33 Transformador Pad mounted en anillo: a) frente vivo, b) frente muerto.

1.3.3 Conductores.

Los cables que se utilizan, tanto en media como en baja tensión, deben ser construidos con aislamiento adecuado para uso subterráneo, resistente al calor y humedad y con un alto grado de dureza ante los incrementos de temperatura.

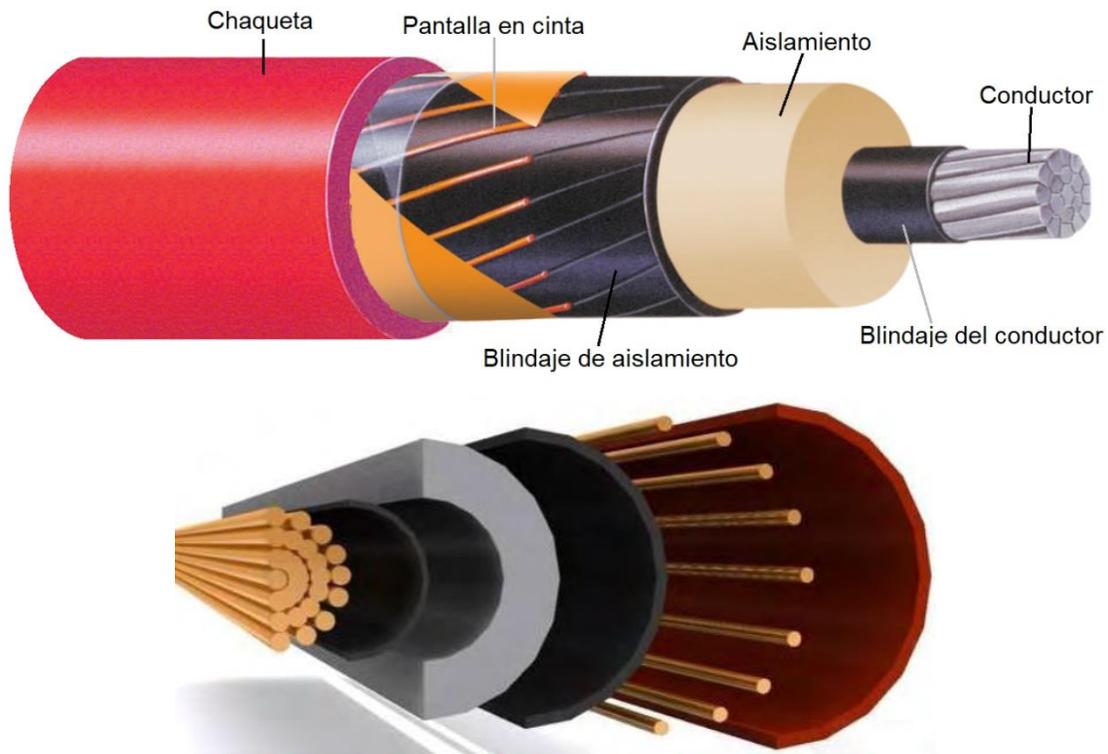


Figura 1.34 Partes de un cable aislado monopolar.

Pueden ser aislados en polietileno de cadena cruzada (XLPE), de etileno propileno (EPR), en caucho sintético y en papel impregnado (PILC).

En las líneas de distribución subterránea se recomienda utilizar cables monopolares, con el propósito de disminuir la probabilidad de fallas fase a fase y facilitar la conexión a transformadores, dispositivos de seccionamiento, acometidas y empalmes.

El calibre mínimo para la construcción de este tipo de líneas de distribución en media tensión es:

- #2 cobre o aluminio 1 kV < voltaje ≤ 15 kV
- #2 cobre o #1 aluminio 15 kV < voltaje ≤ 25 kV

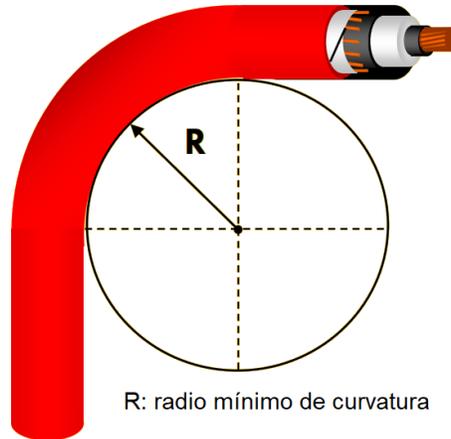
Radio mínimo de curvatura.

El radio mínimo de curvatura para los cables de potencia en las instalaciones subterráneas en media tensión se detalla en Tabla 1.19.

Tabla 1.19 Radios mínimos de curvatura en cables aislados.

Tipo de cable	Radio mínimo de curvatura
Monoconductor sin pantalla metálica	8xD
Monoconductor con pantalla o con cubiera de plomo	12xD

D: diámetro exterior del cable



R: radio mínimo de curvatura

Figura 1.35 Radio mínimo de curvatura en cables.

Tensión de halado.

Esta dependerá del peso del cable, del coeficiente de fricción del ducto, de los ángulos de curvatura y de la longitud del tramo a tender. Debe ser tal que se evite el estiramiento de los cables.

Tabla 1.20 Máxima tensión de halado

Conductor	Máxima tensión de halado [kg]	
Cualquier temple o aluminio temple duro	$7.15 \times A_1$	$0.003624 \times A_2$
Aluminio temple semiduro	$5.371 \times A_1$	$0.00271 \times A_2$
Con cubierta termoplástica	453.6	

A₁: área en mm

A₂: Área en cm

En cualquier caso, la tensión de halado podrá calcularse según las fórmulas dadas a continuación, siempre que no se excedan los valores máximos indicados.

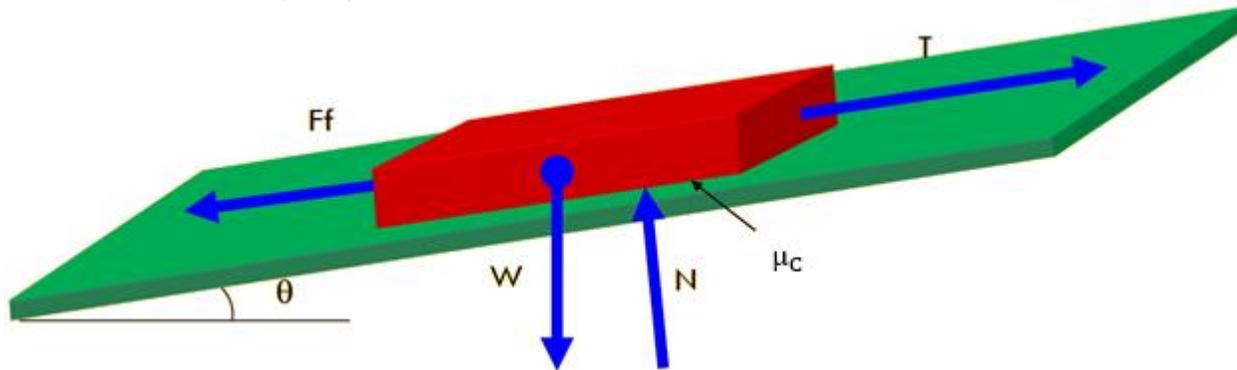


Figura 1.36 Tensión en un cable.

- Para tramos rectos horizontales: $T = L \cdot W \cdot \mu_c$
- Para tramos rectos inclinados hacia arriba: $T = L \cdot W \cdot (\mu_c \cos \varphi + \sin \varphi)$
- Para tramos rectos inclinados hacia abajo: $T = L \cdot W \cdot (\mu_c \cos \varphi - \sin \varphi)$
- Para tramos curvos (tomando en cuenta el tramo que antecede a la curva): $T = T_1 \cdot e^{\mu_c}$

En todo caso, la fuerza por unidad de longitud, en tramos curvos no deberá exceder de 300 lb/pie o cuatrocientos cuarenta y seis 446 kg/m, la cual puede calcularse a través de la siguiente fórmula:

$$P = \frac{\text{Tensión en el tramo}}{\text{Radio de curvatura}}$$

La longitud de halado máxima es de:

$$L_{\max} = \frac{T_{\max}}{\mu_c \cdot W}$$

En donde:

P: fuerza máxima por unidad de longitud (en tramos curvos).

T: tensión de halado (kg).

φ : Angulo de inclinación (grados).

L: longitud del tramo (m).

W: peso del cable (kg/m).

μ_c : coeficiente de fricción.

a: ángulo de la curva (radianes).

1.3.4 Pozos de registro.

Los pozos de registro también conocidos como pozos de inspección son infraestructuras que permiten el acceso desde la superficie (suelo) a las conexiones y maniobras que se puedan realizar.

Tipos de pozos de registro.

Hay tres tipos de pozos de registro.

- **Pozos de registro tipo P:** son los que se encuentran exclusivamente para ductos con cables primarios o de media tensión.
- **Pozos de registro tipo S:** son los que se construyen exclusivamente para ductos con cables secundarios o de baja tensión.
- **Pozos de registro tipo PS:** son los que alojan cables primarios y secundarios.

Los pozos de registro descritos anteriormente pueden dividirse en los siguientes tipos:

- **De paso:** Se usan cuando los conductores sufren giros por condiciones del recorrido de la instalación o están al principio y/o al final de la trayectoria.
- **De cambio de trayectoria:** usados cuando existen derivaciones de los circuitos.
- **De empalme.**

Criterios de construcción.

Los pozos de registro deben ser construidos de concreto premoldeado reforzado con hierro o de paredes de ladrillo con refuerzo de concreto armado; con aro de hierro fundido y tapadera de hierro fundido o concreto.

En terrenos inclinados, el pozo debe ser construido de forma que su tapadera quede alineada con la superficie del suelo.

Los pozos deben tener las dimensiones mínimas siguientes:

- La dimensión del pozo secundario "S" (para distribución subterránea) es de 1 m x 1 m x 1 m (ancho x longitud x profundidad).
- La dimensión interior del pozo primario "P" (para distribución primaria) es de 1.4 m x 1.6 m x 1.4 m (ancho x longitud x profundidad).
- La dimensión interior del pozo primario y secundario "PS" (sin distribución de acometidas secundarias) es de 1.4 m x 1.8 m x 1.6 m (Ancho x Longitud x Profundidad).

1.3.5 Zanjado.

Los conductores de las líneas subterráneas pueden ser enterrados de la siguiente manera:

Directamente enterrados para instalaciones hasta 22 kV.

Los conductores se colocan en excavaciones de 40 cm x 85 cm de profundidad. En el fondo se colocan 10 cm de arena cernida que sirve de colchón al cable, sobre ésta se dejan caer los cables des energizados. Se colocarán otros 10 cm de arena y el resto de la zanja se rellena con tierra de la excavación, quitando las piedras y los materiales de desecho de la construcción. Se recomienda sobre todo en subestaciones. Para instalaciones de 22 kV a 40 kV la profundidad de la zanja deberá de ser de 1 m.

Los conductores quedan en contacto directo con el terreno, sirviendo la arena para disipar el calor generado por los mismos. El cable directamente enterrado deberá de ser blindado. Los empalmes de cable se harán en los pozos de registro.

En ductos subterráneos.

Puede utilizarse tubería de PVC, de asbesto cemento o conduit. Con objeto de evitar que los filos de la tubería dañen los conductores se colocarán boquillas en los extremos de éstos. Instalada la tubería podrá colocarse capas de concreto de baja resistencia de 10 cm de espesor. Los conductores quedan en contacto directo con el aire que circunda la tubería, sirviendo éste para disipar el calor generado en los conductores. Es el tipo de construcción más usado.

Tubería conduit metálica.

Se utilizará en todos aquellos lugares en que el conductor pueda ser sujeto a daño mecánico, por ejemplo, bajadas en poste, intemperie o enterrados a una profundidad menor de 45 cm.

La tubería conduit metálica a utilizar puede ser: conduit aluminio, conduit IMC (Intermediate Metal Conduit) o conduit acero galvanizado.

Las profundidades mínimas de enterramiento para tubería conduit metálica se especifican en la Tabla 1.21.

Tabla 1.21 Profundidades mínimas de enterramiento para tubo conduit metálico.

Tipo de ducto	Voltaje del sistema [kV]		
	0.480 / 0.277	13.2 / 7.6	23 / 13.2
Conduit metálico [cm]	15	15	15

Tubería conduit no metálica.

La tubería conduit no metálica (PVC DB 120) que es destinada para el uso eléctrico subterráneo, debe de ser resistente a la humedad y a los agentes corrosivos y de resistencia suficiente para soportar impactos y aplastamientos durante su manejo e instalación.

Las profundidades mínimas de enterramiento para tubería conduit no metálica se especifican en la Tabla 1.22.

Tabla 1.22. Profundidades mínimas de enterramiento para tubo conduit no metálico.

Tipo de ducto	Voltaje del sistema [kV]		
	0.480 / 0.277	13.2 / 7.6	23 / 13.2
Conduit metálico [cm]	45	45	45

Condiciones especiales.

En este apartado se establecen los requerimientos mínimos de enterramiento de ductos en condiciones especiales.

Tabla 1.23. Profundidades mínimas de enterramiento para cables y tuberías en situaciones especiales.

Condiciones especiales	Voltaje del sistema [kV]		
	0.480 / 0.277	13.2 / 7.6	23 / 13.2
Canaletas bajo edificios o bases de concreto (con un mínimo de 100 mm de grosor)	10	10	10
Cables bajo pistas de aterrizaje en aeropuerto o aéreas adyacentes donde el paso se encuentre prohibido	45	45	45
Áreas sujetas a tráfico vehicular, tales como vías públicas y parques de áreas comerciales.	60	60	60

En trincheras.

Pueden ser de tres tipos:

Trincheras con ménsulas. Los conductores van sobre ménsulas apoyadas en la pared de la trinchera (puede haber varios niveles).

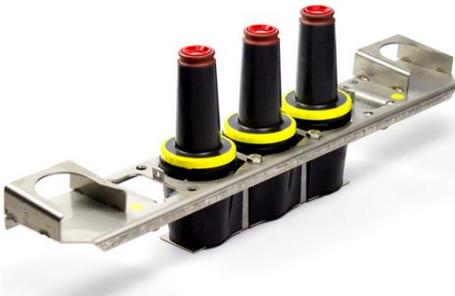
Trincheras con ménsulas y canalización. Algunos cables van en ménsulas y otros dentro de tubería, usándose la trinchera como canalización para la tubería.

Trincheras en las que los cables van sobre el piso de la trinchera. Se usa sobre todo en áreas interiores para el control de máquinas.

La Distribución eléctrica subterránea debe realizarse por medio de tuberías agrupadas en bancos de ductos (conduit metálica o no metálica), que lleguen a registros eléctricos convenientemente ubicados para facilitar la introducción de conductores eléctricos en cambios de dirección, así como en tramos rectos de gran longitud.

1.3.6 Accesorios.

Nombre	Imagen	Descripción
Conector tipo codo porta fusible		<p>Es la combinación de un codo OCC completamente aislado con un fusible limitador de corriente. El Codo Portafusible incluye un electrodo de cobre, un conector de compresión bimetálico y un ojillo de operación de acero inoxidable para manipularse con pértiga</p>
Fusible de expulsión tipo bayoneta		<p>El material de la presente está destinado a ser utilizado dentro de un portafusible y debe ser coordinado con el fusible limitador de corriente interno al transformador de pedestal.</p>
Tapón aislado		<p>Se utilizan para proteger boquillas expuestas a insertos, cajas derivadoras o cualquier otro producto de la misma familia.</p>
Pararrayos tipo boquilla estacionaria y boquilla estacionaria doble.		<p>Son varistores de óxidos de metal (MOV). Estos estilos permiten la conexión directa sin necesidad de accesorios adicionales.</p>

Nombre	Imagen	Descripción
Pararrayos tipo codo		
Pararrayos tipo inserto		
Derivadoras		<p>Son accesorios que nos permiten las derivaciones subterráneas para la continuación de líneas, la alimentación de zonas o servicios específicos. Se colocan en los pozos.</p>

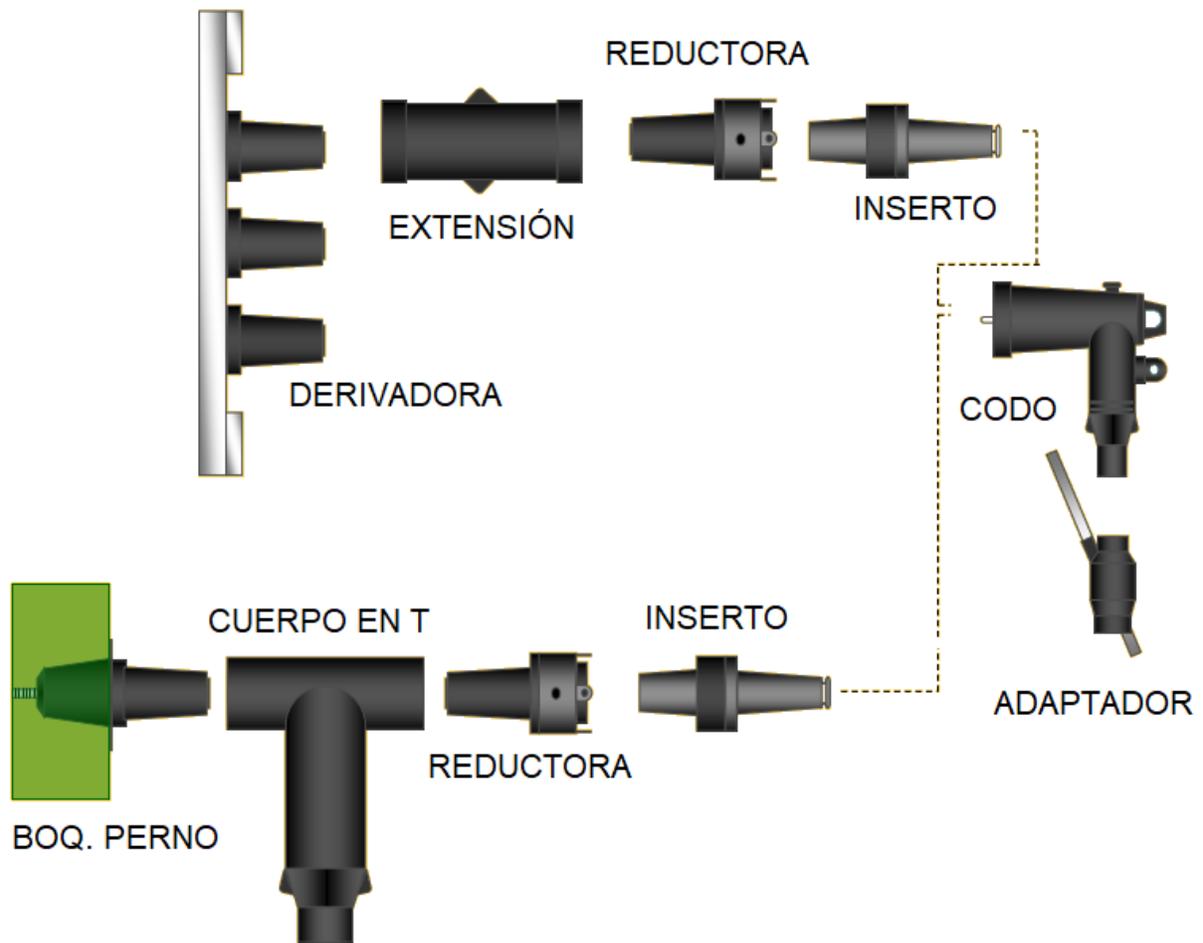


Figura 1.37. Ejemplo de conexión de los accesorios.

1.4 Transformadores en el sector residencial.

Para el cálculo de transformadores es necesario recordar algunos conceptos básicos, se definen a continuación:

Curvas típicas.

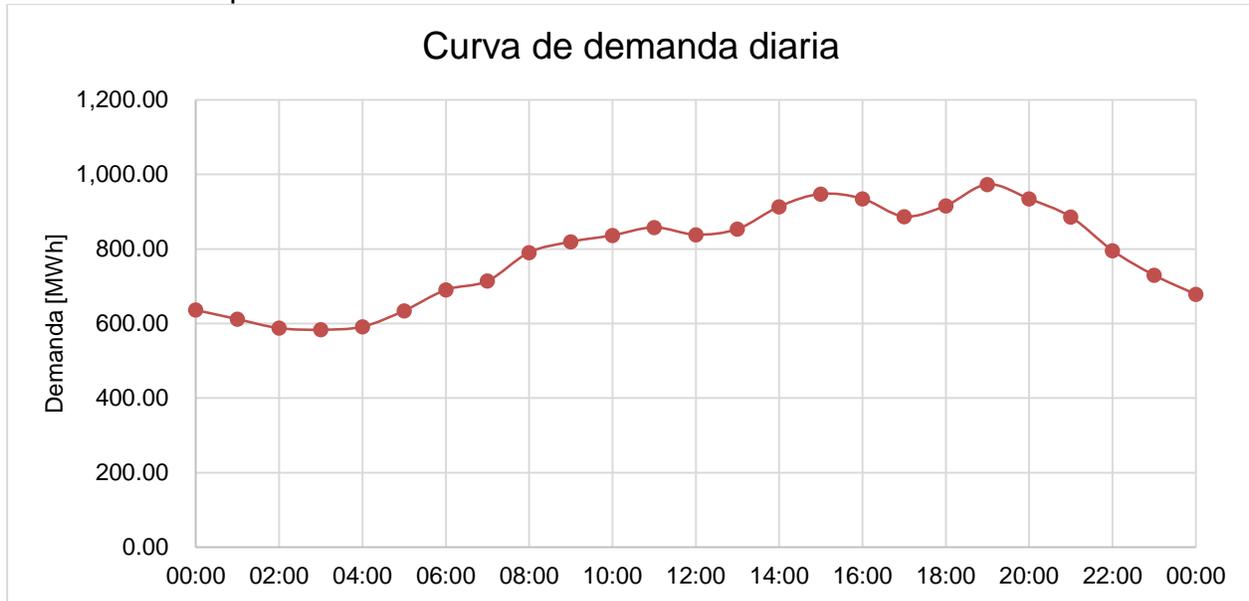


Figura 1.38 Curva típica de demanda diaria en El Salvador.

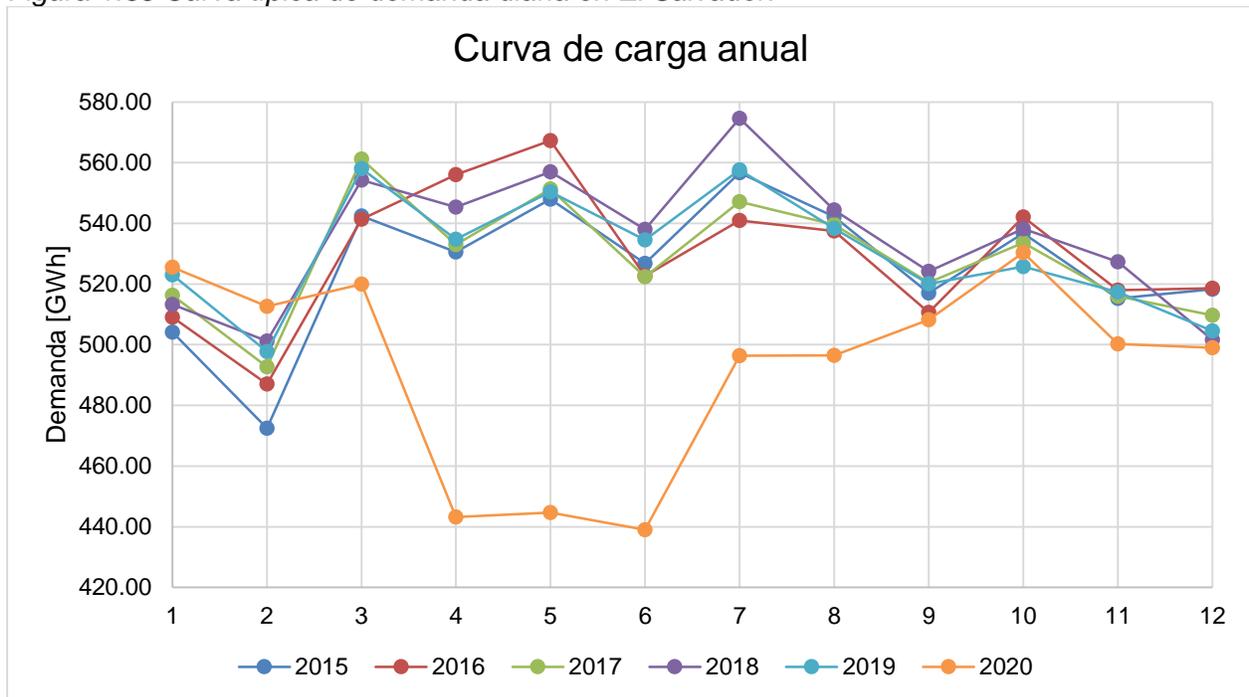


Figura 1.39 Curva de demanda anual de El Salvador de 2015 a 2020³.

³ Fuente: Unidad de Transacciones. Es notable que durante el 2020 no se sigue la misma tendencia con respecto a los años anteriores, esto se debe a la cuarentena en el país, gran parte de la industria detuvo sus labores.

Características de las cargas.

Carga instalada: Es la sumatoria de las potencias nominales de todos los equipos conectados a un sistema o parte de él, se puede expresar en kVA, MVA, kW o MW.

Ecuación 1.1

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas}$$

Densidad de carga: es la relación que y entre la carga instalada y el área donde se encuentra instalada esa carga.

Ecuación 1.2

$$\text{Densidad de carga} = \frac{CI}{\text{Área de la zona}}$$

Capacidad instalada: es la sumatoria de las potencias nominales de los transformadores y/o generadores instaladas en un sistema que suministra la energía eléctrica a las cargas, también es conocida como capacidad nominal del sistema.

Demanda D(t): es la potencia requerida por el consumidor en un instante dado.

Demanda máxima D_M: es la carga de mayor valor en un sistema en un período de tiempo previamente establecido.

Demanda Promedio: es la relación que hay entre el consumo de energía en kWh en un intervalo y ese mismo intervalo.

Ecuación 1.3

$$\text{Demanda Promedio} = \frac{\text{Energía en el intervalo de tiempo } t}{\text{Intervalo de tiempo } t}$$

Demanda diversificada o coincidente: es la suma de las demandas de varios usuarios en un momento determinado, considerando el mismo intervalo de tiempo.

Demanda máxima diversificada: es el máximo valor de la demanda

Demanda máxima no coincidente: es la suma de las demandas máximas individuales sin importar que ocurran o no al mismo tiempo.

Carga promedio D_p: es la misma demanda promedio.

Ecuación 1.4

$$D_p = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo } T \text{ [kWh]}}{\text{tiempo [h]}}$$

Factor de planta FP: es la relación entre la energía generada en un período de tiempo y la energía que hubiese generado a potencia nominal en ese período de tiempo.

Ecuación 1.5

$$FP = \frac{\text{Energía generada en un período de tiempo } t}{\text{Potencia nominal máxima de la planta} \times t}$$

Generalmente el tiempo t es de un año, por lo que el factor de planta es el comportamiento de la generación anual.

Ecuación 1.6

$$FP = \frac{\text{Generación anual}}{\text{Potencia nominal de la planta} \times 24 \text{ horas} \times 365 \text{ días}}$$

Factor de potencia fp o cosθ: es la relación la potencia activa y la potencia aparente.

Ecuación 1.7

$$\cos \theta = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}}$$

Factor de carga FC: es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima de un sistema o carga en un período de tiempo determinado. Su valor se encuentra entre cero y uno.

Ecuación 1.8

$$FC = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{D_M}{D_P}; 0 < FC \leq 1$$

Factor de demanda: es la relación entre la suma de la demanda máxima de un sistema (o parte de un sistema) y la carga total conectada en el sistema (o parte del sistema) bajo consideración. El factor de demanda es siempre menor o igual que uno.

Ecuación 1.9

$$F_D = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{D_{max}}{C_I}; F_D \leq 1$$

Factor de utilización: es la relación entre la máxima demanda de un sistema y la capacidad nominal del sistema (o de un elemento).

Ecuación 1.10

$$FU = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Potencia instalada}}$$

Factor de diversidad: también llamado factor de grupo es la razón entre de la suma de las máximas demandas individuales de cargas individuales o partes de un sistema y la máxima demanda del sistema.

Ecuación 1.11

$$F_{DIV} = \frac{\sum \text{Demanda máxima}}{\text{Demanda máxima del sistema}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{Mi}}{D_M \text{ del sistema}}$$

Factor de coincidencia: es la relación entre la demanda máxima de un grupo y la sumatoria de las demandas máximas individuales, es decir, el inverso del factor de diversidad.

Ecuación 1.12

$$F_{CO} = \frac{\text{Demanda máxima del sistema}}{\sum \text{Demanda máxima}} = \frac{D_M \text{ del sistema}}{\sum_{i=1}^n D_{Mi}} = \frac{1}{F_{DIV}}$$

1.4.1 Aplicación del NEC.

En este método, básicamente se utilizan tablas del NEC, tomando como referencia las cargas que se nos indican.

Paso #1: Determinar la carga por casa utilizando la Tabla 1.24⁴.

Tabla 1.24 Cargas de alumbrado general para todo tipo de ocupación.

Tipo de ocupación	Carga unitaria	
	Volt-Ampere por metro cuadrado	Volt-Ampere por pie cuadrado
Cuarteles y auditorios	11	1
Bancos	39	3 ½
Barbería y salones de belleza	33	3
Iglesias	11	1
Clubes	22	2
Juzgados	22	2
Unidades de vivienda	33	3
Garajes comerciales (almacenamiento)	6	½
Hospitales	22	2
Hoteles y moteles, incluidos apartamentos sin cocina para los inquilinos	22	2
Edificios industriales y comerciales (áticos)	22	2
Casas de huéspedes	17	1 ½
Edificios de oficinas	39	3 ½
Restaurantes	22	2
Escuelas	33	3
Tiendas	33	3
Depósitos (almacenamiento)	3	¼
En cualquiera de las ocupaciones anteriores, excepto en viviendas unifamiliares y unidades individuales de vivienda bifamiliares y multifamiliares, lugares de reunión y auditorios.	11	1
Recibidores, pasillos, armarios, escalera	6	½
Espacios de almacenamiento	3	¼

Paso #2: Aplicar factor de demanda utilizando la Tabla 1.25⁵.

Tabla 1.25 Factores de demanda para cargas de alumbrado.

Tipos de ocupación	Parte de la carga de alumbrado a la que se aplica el factor de demanda (Volt-Ampere)	Factor de demanda (%)
Unidades de vivienda	Primeros 3,000 o menos	100
	De 3,001 a 120,000	35
	A partir de 120,000	25
Hospitales*	Primeros 50,000 o menos	40
	A partir de 50,000	20
Hoteles y moteles, incluidos apartamentos sin cocina para los inquilinos*	Primeros 20,000 o menos	50
	De 20,001 a 100,000	40
	A partir de 100,000	30
Depósitos (almacenamiento)	Primeros 12,500 o menos	100
	A partir de 12,500	50
Todos los demás	Volt-Ampere totales	100

*Los factores de demanda de esta Tabla no se deben aplicar a la carga calculada de los alimentadores o acometidas que dan suministro a áreas de hospitales, hoteles y

⁴ Tabla 220.12 del NEC 2008.

⁵ Tabla 220.42 del NEC 2008.

moteles en las que es posible que se deba utilizar toda la iluminación al mismo tiempo, como quirófanos, comedores y salas de baile.

Paso #3: Se aplica un factor dependiendo del número N de casas utilizando la Tabla 1.26⁶.

3.1 Se calcula la carga de una casa (paso 1).

3.2 Se multiplique por el número de casas N.

3.3 Se aplica Tabla 1.25.

3.4 Sume carga de cocina de Tabla 1.26, columna C.

Tabla 1.26 Factores de demanda y cargas para estufas eléctricas domésticas, hornos de pared, parrillas en mesetas y otros electrodomésticos de cocción de más de 1¾ kW nominales.

Número de Electrodomésticos	Factor de demanda (%) (Véanse las notas)		Columna C Demanda máxima (kW) (véanse las notas no más de 12 kW nominales)
	Columna A (menos de 3½ kW nominales)	Columna B (de 3½ a 8¾ kW nominales)	
1	80	80	8
2	75	65	11
3	70	55	14
4	66	50	17
5	62	45	20
6	59	43	21
7	56	40	22
8	53	36	23
9	51	35	24
10	49	34	25
11	47	32	26
12	45	32	27
13	43	32	28
14	41	32	29
15	40	32	30
16	39	28	31
17	38	28	32
18	37	28	33
19	36	28	34
20	35	28	35
21	34	26	36
22	33	26	37
23	32	26	38
24	31	26	39
25	30	26	40
26-30	30	24	15 kW + 1 kW por cada estufa
31-40	30	22	
41-50	30	20	
51-60	30	18	25 kW + ¾ kW por cada estufa
61 y más	30	16	

Notas:

⁶ Tabla 220.55 del NEC 2008.

1. Todas las estufas del mismo valor nominal y de más de 12 kW hasta 27 kW. Para estufas individuales de más de 12 kW, pero máximo 27 kW nominales, se debe aumentar la demanda máxima de la columna C un 5 % por cada kilowatt nominal adicional o mayor fracción por la cual la estufa excede los 12 kW.

2. Estufas de más de 8 ¾ kW hasta 27 kW de distinto valor nominal. Para estufas con potencia individual nominal de más de 8 ¾ kW y de diferente capacidad nominal, pero que no superen los 27 kW, se debe calcular un valor nominal promedio sumando las capacidades nominales de todas las estufas para obtener la carga total conectada (usando 12 kW por cada estufa de menos de 12 kW nominal) y dividiendo entre el número total de estufas. Después se debe aumentar la demanda máxima de la columna C un 5 % por cada kilowatt o mayor fracción en que este valor promedio exceda de 12 kW.

3. De más de 1 ¾ kW hasta 8 ¾ kW. En lugar del método proporcionado por la columna C, se permitirá sumar el valor nominal de la placa de características de todos los electrodomésticos de cocción de más de 1 ¾ kW nominales, pero de máximo 8 ¾ kW y multiplicar la suma por los factores de demanda especificados en las columnas A o B, para el número dado de electrodomésticos. Cuando el valor nominal de los electrodomésticos de cocción corresponda a ambas columnas A y B, se deben aplicar los factores de demanda de cada columna a los electrodomésticos de esa columna y sumar los resultados.

4. Carga del circuito ramal: se permitirá calcular la carga del circuito ramal de una estufa de acuerdo con la Tabla 1.26. La carga del circuito ramal para un horno de pared o una parrilla de mesón debe ser el valor nominal de la placa de características del electrodoméstico. La carga de un circuito ramal de una parrilla de mesón y máximo dos hornos de pared, conectados todos al mismo circuito ramal y situados en la misma estufa, se debe calcular sumando los valores nominales de la placa de características de cada electrodoméstico y considerando ese total como equivalente a una estufa.

5. Esta Tabla se aplica también a electrodomésticos de cocción de más de 1 ¾ kW nominales utilizados en programas educativos.

Paso alternativo: Se aplica cuando las viviendas poseen cocina eléctrica y aire acondicionado apoyándose de la Tabla 1.27⁷.

a) Aplique lo siguiente:
Ecuación 1.13

$$\text{Paso \#1} \times N + \text{cocina } 8000 \times N + (\text{Calentador, AA, ...}) \times N$$

b) Aplique Tabla 1.27.
Tabla 1.27. Cálculos opcionales - Factores de demanda para tres o más unidades de vivienda multifamiliar.

Número de unidades de viviendas	Factor de demanda (%)
3 - 5	45
6 - 7	44
8 - 10	43
11	42
12 - 13	41

⁷ Tabla 220.84 del NEC 2008.

Tabla 1.27. Cálculos opcionales - Factores de demanda para tres o más unidades de vivienda multifamiliar.

Número de unidades de viviendas	Factor de demanda (%)
14 - 15	40
16 - 17	39
18 - 20	38
21	37
22 - 23	36
24 - 25	35
26 - 27	34
28 - 30	33
31	32
32 - 33	31
34 - 36	30
37 - 38	29
39 - 42	28
43 - 45	27
46 - 50	26
51 - 55	25
56 - 61	24
62 y más	23

Ejemplo 1.2 Calcule el tamaño del transformador para un grupo de 45 casas de 200 m².

Solución:

Paso #1: Determinar la carga por casa.

Las casas son de 200 m², utilizamos Tabla 1.24.

Tabla 8. Cargas de alumbrado general para todo tipo de ocupación.

Tipo de ocupación	Carga unitaria	
	Volt-Ampere por metro cuadrado	Volt-Ampere por pie cuadrado
Unidades de vivienda	33	3

	Cargas [VA]	Total [VA]
Área de la casa x unidad de carga	200x33	6600
Ampliaciones	3000	3000
Zona de lavandería	1500	1500
Total		11100

Carga instalada por vivienda: 11.1 kVA.

Paso #2: Aplicamos la Tabla 1.25.

Tabla 9. Factores de demanda para cargas de alumbrado.

Tipos de ocupación	Parte de la carga de alumbrado a la que se aplica el factor de demanda (Volt-Ampere)	Factor de demanda (%)
Unidades de vivienda	Primeros 3,000 o menos	100
	De 3,001 a 120,000	35
	A partir de 120,000	25

Carga [VA]	Factor [%]	Total [VA]
3000	100	3,000
8100	35	2,835
Total		5,835

Demanda total por vivienda: 5,835 VA.

Paso #3:

3.1 Se calcula la carga de una casa (paso 1): 11.1 kVA.

3.2 Se multiplique por el número de casas N.

$$11.1 \text{ kVA} \times 45 = 499.5 \text{ kVA}$$

3.3 Se aplica Tabla 1.25.

Tabla 9. Factores de demanda para cargas de alumbrado.

Tipos de ocupación	Parte de la carga de alumbrado a la que se aplica el factor de demanda (Volt-Ampere)	Factor de demanda (%)
Unidades de vivienda	Primeros 3,000 o menos	100
	De 3,001 a 120,000	35
	A partir de 120,000	25

Carga [VA]	Factor [%]	Total [VA]
3,000	100	3,000
117,000	35	40,950
299,500	25	74,875
Total		82,825

Demanda de las 45 viviendas: 82.825 kVA.

2 transformadores de 50 kVA.

No será necesario el paso 3.3 ni el paso alternativo, ya que las viviendas no poseen cocinas eléctricas.

Tomar en cuenta que con este método se calculan tamaño de transformadores muy sobrados a lo que en realidad se utilizará.

1.4.2 Aplicación de tablas basado en áreas de viviendas.

Este es el método aplicado por las empresas distribuidoras utilizando la Tabla 1.28 que nos indica la cantidad máxima de casas conectadas a un transformador de distribución.

Tabla 1.28 Método basado en área de viviendas.

Tipo de vivienda	Área [m ²]	Demanda máxima coincidental por casa [W]	10 kVA	15 kVA	25 kVA	37.5 kVA	50 kVA	75 kVA
Mínima Baja	0 – 25	500	17	26	43*	64*	85*	128*
Mínima Alta	25 – 80	750	11	17	28	43*	57*	85*

Tabla 1.28 Método basado en área de viviendas.

Tipo de vivienda	Área [m ²]	Demanda máxima coincidental por casa [W]	10 kVA	15 kVA	25 kVA	37.5 kVA	50 kVA	75 kVA
Media Baja	80 – 115	1,000	9	13	21	32	43*	64*
Media Alta	115 – 175	1,500	6	9	14	21	28	43*
Alta Baja	175 – 220	2,000	4	6	11	16	21	32
Alta Media	220 – 250	3,000	3	4	7	11	14	21
Alta Alta	250 – 300	5,000	2	3	4	6	9	13
Alta Alta	300 – 500	7,000	1	2	3	5	6	9

*La caída de voltaje máxima es de 5 V, sobre la base de 120 voltios.

*Se considera que los transformadores se encuentran cargados el 85% de kVA.

Es importante mencionar que este método no es el más preciso debido a que, las cargas de las viviendas ya no son precisamente proporcional al área de la vivienda ya que en la actualidad pequeñas casas pueden llegar a tener una carga más alta a la estima por la cantidad de equipos que esta posee (refrigeradores, televisores, equipos de sonido, lavadoras, entre otros).

Ejemplo 1.3 Encuentre la capacidad nominal de un transformador de distribución que alimenta 25 casas del tipo media alta.

Solución:

Nos vamos a la Tabla 1.28 en las filas nos ubicamos en tipo de vivienda media alta y luego nos desplazamos a la derecha a buscar el transformador que puede alojar las 25 casas, en este caso es el transformador de 50 kVA.

Tipo de vivienda	Área [m ²]	Demanda máxima coincidental por casa [W]	10 kVA	15 kVA	25 kVA	37.5 kVA	50 kVA	75 kVA
Media Alta	115 – 175	1,500	6	9	14	21	28	43*

1.4.3 Método de DERM: basado en factores coincidentales.

En El Salvador existió la Dirección de Energía y Recursos Mineros – DERM, quienes ocupaban este método el cual se basa en el empleo de una tabla de factores coincidentales (Tabla 1.29) y en la aplicación de la relación:

Ecuación 1.14

$$kVA = 1.2 \times [0.7 \times (L + T) \times \#casas \times FC + kW \text{ cocina NEC}]$$

Donde:

1.2: Factor de seguridad o factor por carga futura.

0.7: Factor de utilización para luces y tomacorrientes de uso residencial.

L: luminarias a 100 W cada una.

T: tomacorrientes a 200 W cada uno.

FC: factor coincidental de Tabla 1.29.

kW cocina NEC: la potencia de la cocina utilizando Tabla 1.26.

Tabla 1.29. Factores coincidentales.

Casas	FC
1 a 4	1.00
5 a 9	0.78
10 a 14	0.63
15 a 19	0.53
20 a 24	0.49
25 a 29	0.46
30 a 34	0.44
35 a 39	0.42
40 a 49	0.41
50 o más	0.40

Ejemplo 1.4 Encuentre el tamaño del transformador de distribución para 35 casas las cuales poseen:

- 10 luminarias.
- 8 tomas.
- Cocina eléctrica.

Solución:

Luminarias : $10 \times 100 \text{ W} = 1000 \text{ W} = 1 \text{ kW}$

Tomacorrientes : $8 \times 200 \text{ W} = 1600 \text{ W} = 1.6 \text{ kW}$

Cocina de 4 kW con Tabla 1.26 : $4000 \times 22\% \times 35 = 30,800 \text{ W} = 30.8 \text{ kW}$

Número de Electrodomésticos	Factor de demanda (%) (Véanse las notas)		Columna C Demanda máxima (kW) (véanse las notas no más de 12 kW nominales)
	Columna A (menos de 3½ kW nominales)	Columna B (de 3½ a 8¾ kW nominales)	
26-30	30	24	15 kW + 1 kW por cada estufa
31-40	30	22	

Utilizando la Ecuación 1.14:

$$\text{kVA} = 1.2 \times [0.7 \times (1 + 1.6) \times 35 \times 0.42 + 30.8] \approx 69.1 \text{ kVA}$$

Es decir, un transformador de 75 kVA.

1.4.4 Curvas General Electric y optimización de transformador.

Para el método General Electric se utilizan las curvas que se muestran en Figura 1.40.

Se ubican las curvas de las cargas que se necesitan, se selecciona número de elementos de N casas y se suman, por último, se multiplica por N casas.

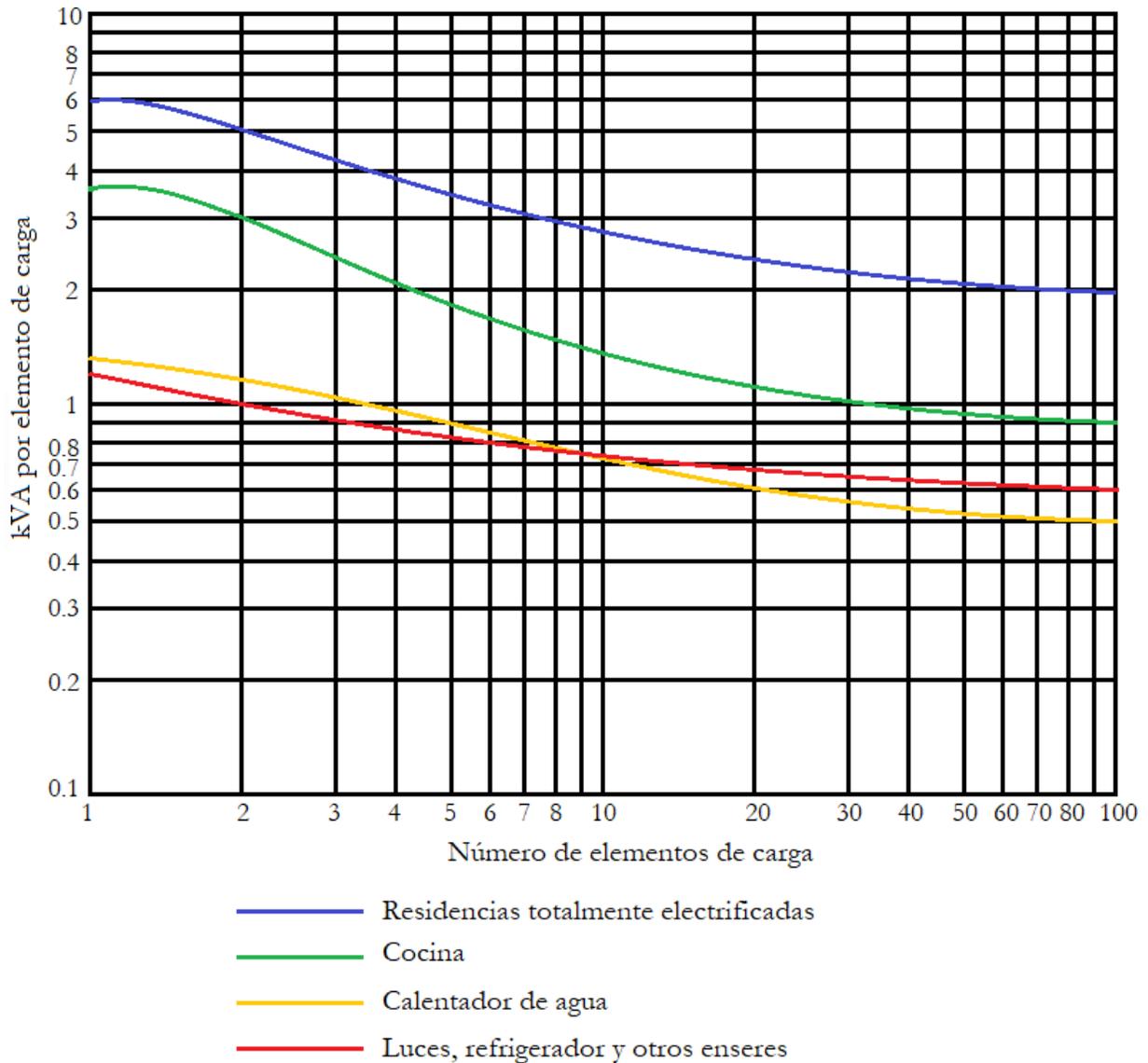
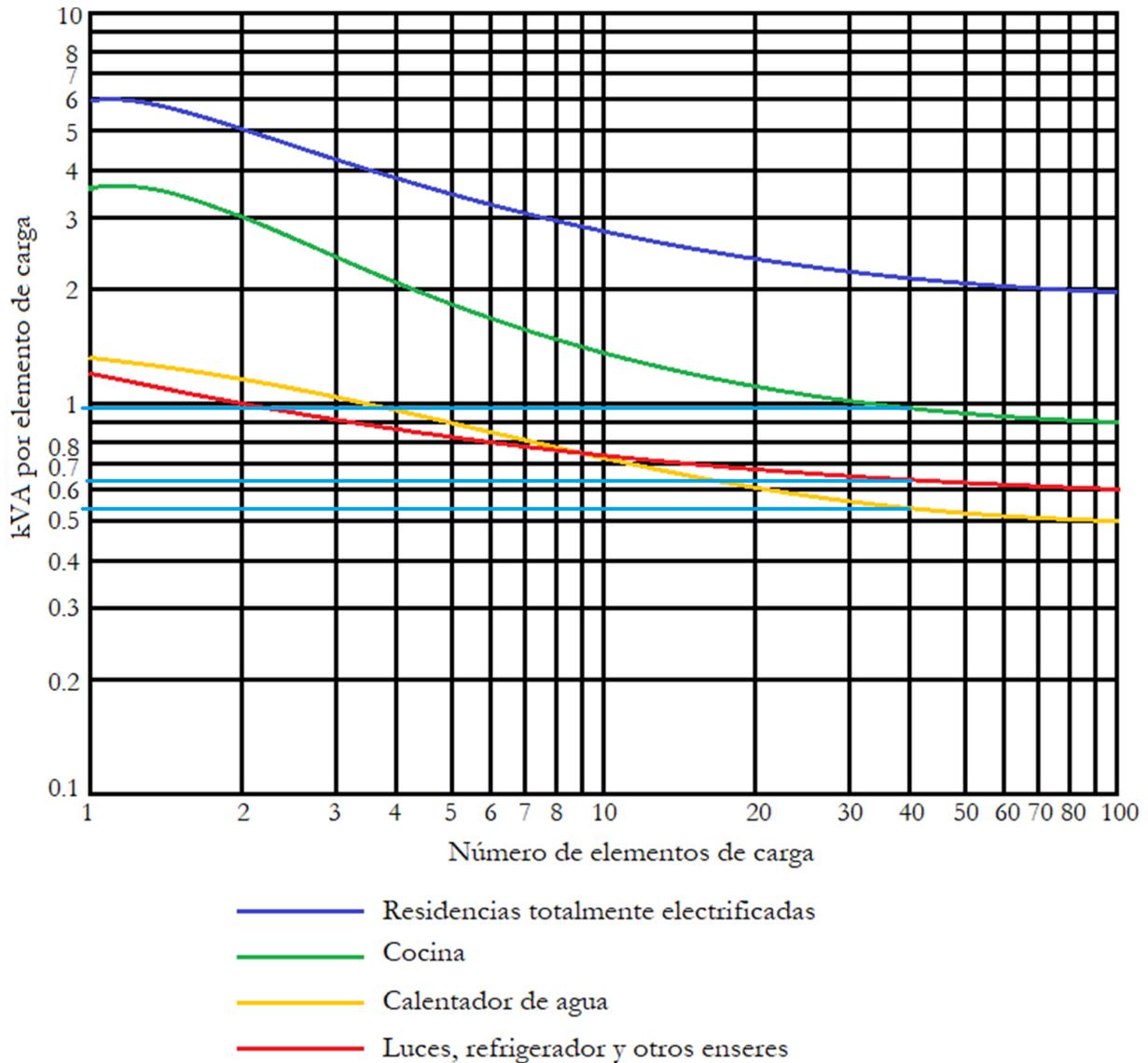


Figura 1.40. Curva de cargas residenciales de General Electric.

Ejemplo 1.5 Determine el tamaño del transformador de distribución para una residencial que con 40 casas con calentador de agua y cocina eléctrica.

Solución:

Ubicamos las curvas de luces (rojo), calentador de agua (amarillo) y cocina (verde) y buscamos para 40 elementos los kVA correspondientes.



- Luces, refrigerador y otros enseres : 0.53 kVA.
- Calentador de agua : 0.62 kVA.
- Cocina : 0.98 kVA.

$$40 \times (0.53 + 0.62 + 0.98) = 85.2 \text{ kVA}$$

Se necesitan dos transformadores de 50 kVA.

1.4.5 Método de Arvidson.

También llamado **método analítico para determinar la demanda máxima en áreas residenciales**. El método toma en cuenta la diversidad entre cargas similares y la no coincidencia de los picos de diferentes cargas, para esto se introduce el concepto de factor de variación horaria, definido como la relación entre la demanda de un tipo particular de carga coincidente con la demanda máxima del grupo y la demanda máxima de ese tipo particular de carga.

Tabla 1.30. Factores de variación horaria.

Hora	Iluminación y tomas misceláneos	Refrigerador	Congelador	Estufa	Aire acondicionado ¹	Bomba de calor		Calefacción de vivienda ¹	Calentador de agua ²			Secadora de ropa ⁴
						Invierno	Verano		OPHW ³		Elementos no controlados	
									ambos elementos restringidos	solo bajo elementos restringidos		
00:00	0.32	0.93	0.92	0.02	0.40	0.42	0.34	0.11	0.41	0.61	0.51	0.03
01:00	0.12	0.89	0.90	0.01	0.39	0.35	0.49	0.07	0.33	0.46	0.37	0.02
02:00	0.10	0.80	0.87	0.01	0.36	0.35	0.51	0.09	0.25	0.34	0.30	0.00
03:00	0.09	0.76	0.85	0.01	0.35	0.28	0.54	0.08	0.17	0.24	0.22	0.00
04:00	0.08	0.79	0.82	0.01	0.35	0.28	0.57	0.13	0.13	0.19	0.15	0.00
05:00	0.10	0.72	0.84	0.02	0.33	0.26	0.63	0.15	0.13	0.19	0.14	0.00
06:00	0.19	0.75	0.85	0.05	0.30	0.26	0.74	0.17	0.17	0.24	0.16	0.00
07:00	0.41	0.75	0.85	0.30	0.41	0.35	1.00	0.76	0.27	0.37	0.46	0.00
08:00	0.35	0.79	0.86	0.47	0.53	0.49	0.91	1.00	0.47	0.65	0.70	0.08
09:00	0.31	0.79	0.86	0.28	0.62	0.58	0.83	0.97	0.63	0.87	1.00	0.20
10:00	0.31	0.79	0.87	0.22	0.72	0.70	0.74	0.68	0.67	0.93	1.00	0.65
11:00	0.30	0.85	0.90	0.22	0.74	0.73	0.60	0.57	0.67	0.93	0.99	1.00
12:00	0.28	0.85	0.92	0.33	0.80	0.84	0.57	0.55	0.67	0.93	0.98	0.98
13:00	0.26	0.87	0.96	0.25	0.86	0.88	0.49	0.51	0.61	0.85	0.86	0.70
14:00	0.29	0.90	0.98	0.16	0.89	0.95	0.46	0.49	0.55	0.76	0.82	0.65
15:00	0.30	0.90	0.99	0.17	0.96	1.00	0.40	0.48	0.49	0.68	0.81	0.63
16:00	0.32	0.90	1.00	0.24	0.97	1.00	0.43	0.44	0.33	0.46	0.79	0.38
17:00	0.70	0.90	1.00	0.80	0.99	1.00	0.43	0.79	0.00	0.09	0.75	0.30
18:00	0.92	0.90	0.99	1.00	1.00	1.00	0.49	0.88	0.00	0.13	0.75	0.22
19:00	1.00	0.95	0.98	0.30	0.91	0.88	0.51	0.76	0.00	0.19	0.80	0.26
20:00	0.95	1.00	0.98	0.12	0.79	0.73	0.60	0.54	1.00	1.00	0.81	0.20
21:00	0.85	0.95	0.97	0.09	0.71	0.72	0.54	0.42	0.84	0.98	0.73	0.18
22:00	0.72	0.88	0.96	0.05	0.64	0.53	0.51	0.27	0.67	0.77	0.67	0.10
23:00	0.50	0.88	0.95	0.04	0.55	0.49	0.34	0.23	0.54	0.69	0.59	0.04
24:00	0.32	0.93	0.92	0.02	0.40	0.42	0.34	0.11	0.41	0.61	0.51	0.03

Notas:

1. El ciclo de carga y la demanda diversificada máxima dependen de la temperatura exterior, del tipo de aislamiento y construcción de la vivienda.
2. El ciclo de carga y la demanda diversificada máxima depende del tamaño del tanque, la capacidad nominal del elemento de calor (los valores mostrados se aplican a tanque de 52 galones y elementos de 1000 y 1500 kW).
3. El ciclo de carga depende de la programación de la restricción de elementos.
4. El factor de variación horaria depende de los hábitos de vida individuales en un área en particular.

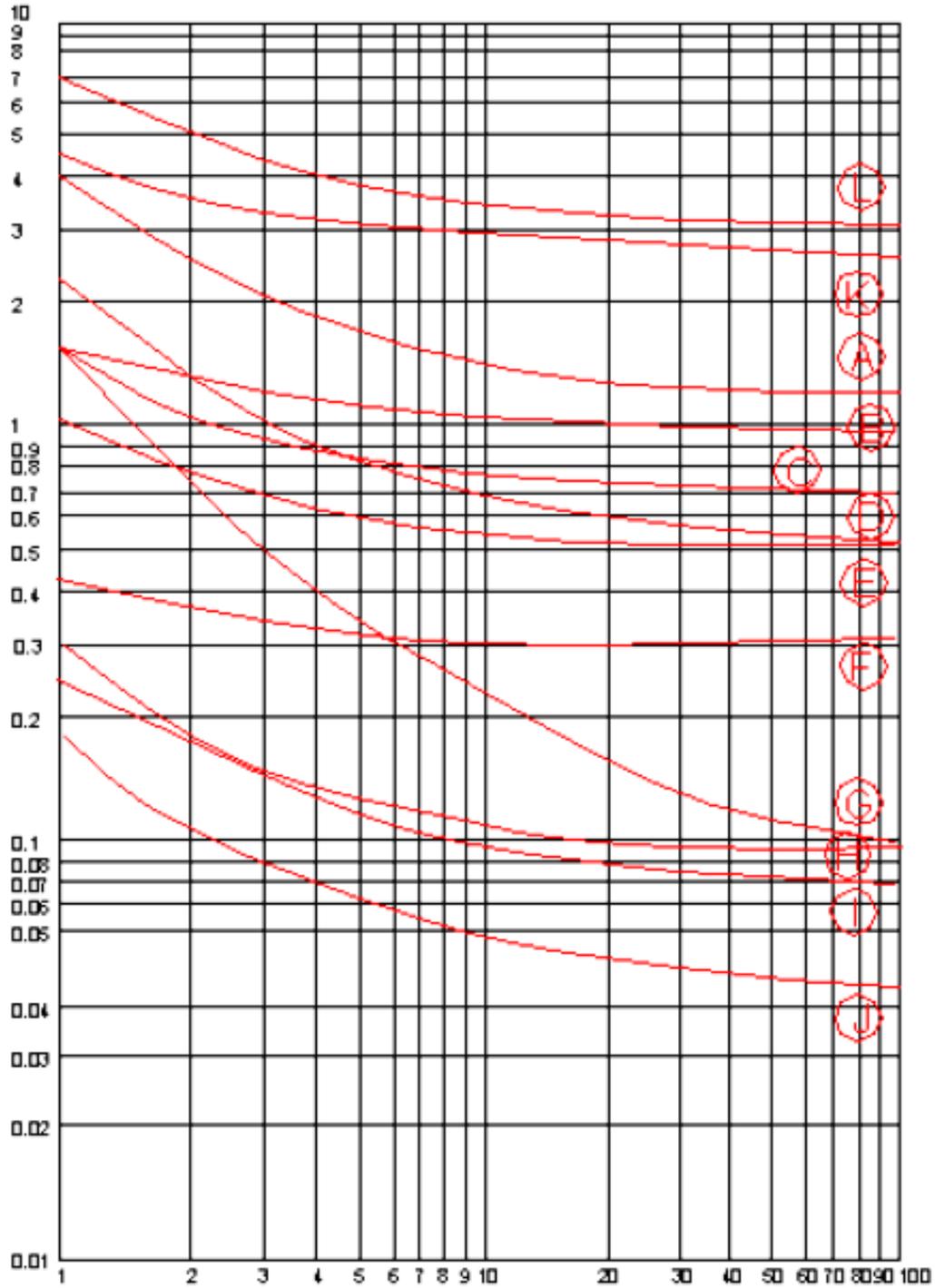


Figura 1.41. Características de demanda máxima diversificada 30 minutos para varios tipos de carga residencial.

- A. Secadora de ropa.
- B. Calentador de agua (fuera de pico).
- C. Calentador de agua (elementos no controlados).
- D. Estufa.
- E. Aparatos de iluminación y tomas misceláneos.

- F. Enfriadores de 0.5 HP.
- G. Calentadores de agua (en el pico)
- H. Quemador de aceite.
- I. Congelador.
- J. Refrigerador.
- K. Aire acondicionado central.
- L. Calefacción vivienda

Ejemplo 1.6 Un transformador de distribución alimenta 40 hogares a través de 40 acometidas sobre una línea secundaria. Además, existen 1800 usuarios residenciales alimentados por 40 transformadores de distribución conectados al mismo alimentador primario.

Asumir que los hogares tienen típicamente:

- Iluminación y tomas generales.
- Nevera.
- Estufa de dos hornillas.
- Agua caliente.

Determinar:

- a) La curva de demanda diaria del transformador de distribución.
- b) La demanda diversificada máxima 30 minutos en el transformador de distribución.
- c) La capacidad nominal de dicho transformador de distribución.
- d) Las demandas diversificadas máximas promedio en función del número de usuarios.
- e) La demanda diversificada máxima 30 minutos para el alimentador primario completo.

Solución:

- a) Empleando las curvas de la gráfica de Figura 1.41. Características de demanda máxima diversificada 30 minutos para varios tipos de carga residencial., se obtiene para 40 casas lo siguiente:
 - Circuitos de alumbrado y tomas: 0.52 kW.
 - Refrigeradoras o nevera: 0.048 kW.
 - Estufas: 0.58 kW.
 - Calentadores: 0.72 kW.

Tabla 1.31 Demandas diversificadas horarias en el transformador de distribución.

Hora	Contribuciones de las demandas [kW]				Demanda diversificada total horaria
	Iluminación y tomas generales	Refrigerador	Estufa	Agua caliente	
00:00	0.52x40x0.32	0.48x40x0.93	0.58x40x0.02	0.72x40x0.51	23.594
01:00	0.52x40x0.12	0.48x40x0.89	0.58x40x0.01	0.72x40x0.37	15.093
02:00	0.52x40x0.10	0.48x40x0.80	0.58x40x0.01	0.72x40x0.30	12.488
03:00	0.52x40x0.09	0.48x40x0.76	0.58x40x0.01	0.72x40x0.22	9.899
04:00	0.52x40x0.08	0.48x40x0.79	0.58x40x0.01	0.72x40x0.15	7.733
05:00	0.52x40x0.10	0.48x40x0.72	0.58x40x0.02	0.72x40x0.14	7.958
06:00	0.52x40x0.19	0.48x40x0.75	0.58x40x0.05	0.72x40x0.16	11.160
07:00	0.52x40x0.41	0.48x40x0.75	0.58x40x0.30	0.72x40x0.46	30.176
08:00	0.52x40x0.35	0.48x40x0.79	0.58x40x0.47	0.72x40x0.70	39.861
09:00	0.52x40x0.31	0.48x40x0.79	0.58x40x0.28	0.72x40x1.00	43.261
10:00	0.52x40x0.31	0.48x40x0.79	0.58x40x0.22	0.72x40x1.00	41.869

Tabla 1.31 Demandas diversificadas horarias en el transformador de distribución.

Hora	Contribuciones de las demandas [kW]				Demanda diversificada total horaria
	Iluminación y tomas generales	Refrigerador	Estufa	Agua caliente	
11:00	0.52x40x0.30	0.48x40x0.85	0.58x40x0.22	0.72x40x0.99	41.488
12:00	0.52x40x0.28	0.48x40x0.85	0.58x40x0.33	0.72x40x0.98	43.336
13:00	0.52x40x0.26	0.48x40x0.87	0.58x40x0.25	0.72x40x0.86	37.646
14:00	0.52x40x0.29	0.48x40x0.90	0.58x40x0.16	0.72x40x0.82	35.088
15:00	0.52x40x0.30	0.48x40x0.90	0.58x40x0.17	0.72x40x0.81	35.240
16:00	0.52x40x0.32	0.48x40x0.90	0.58x40x0.24	0.72x40x0.79	36.704
17:00	0.52x40x0.70	0.48x40x0.90	0.58x40x0.80	0.72x40x0.75	56.448
18:00	0.52x40x0.92	0.48x40x0.90	0.58x40x1.00	0.72x40x0.75	65.664
19:00	0.52x40x1.00	0.48x40x0.95	0.58x40x0.30	0.72x40x0.80	52.624
20:00	0.52x40x0.95	0.48x40x1.00	0.58x40x0.12	0.72x40x0.81	47.792
21:00	0.52x40x0.85	0.48x40x0.95	0.58x40x0.09	0.72x40x0.73	42.616
22:00	0.52x40x0.72	0.48x40x0.88	0.58x40x0.05	0.72x40x0.67	37.122
23:00	0.52x40x0.50	0.48x40x0.88	0.58x40x0.04	0.72x40x0.59	30.010

Ploteamos los puntos.

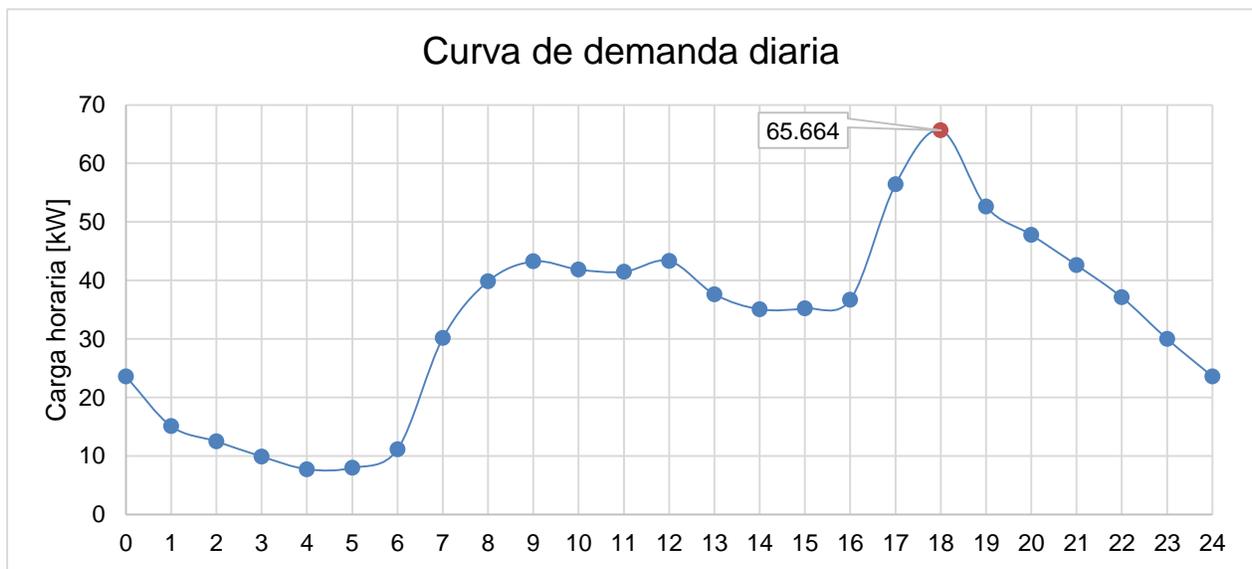
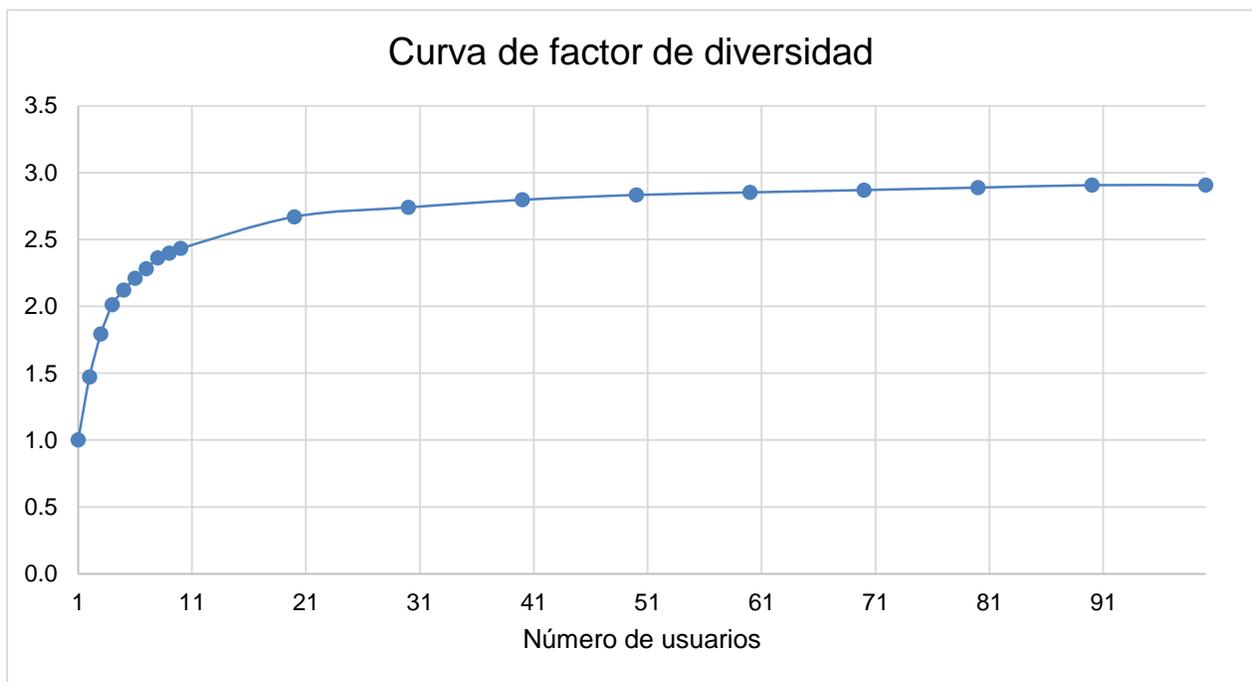


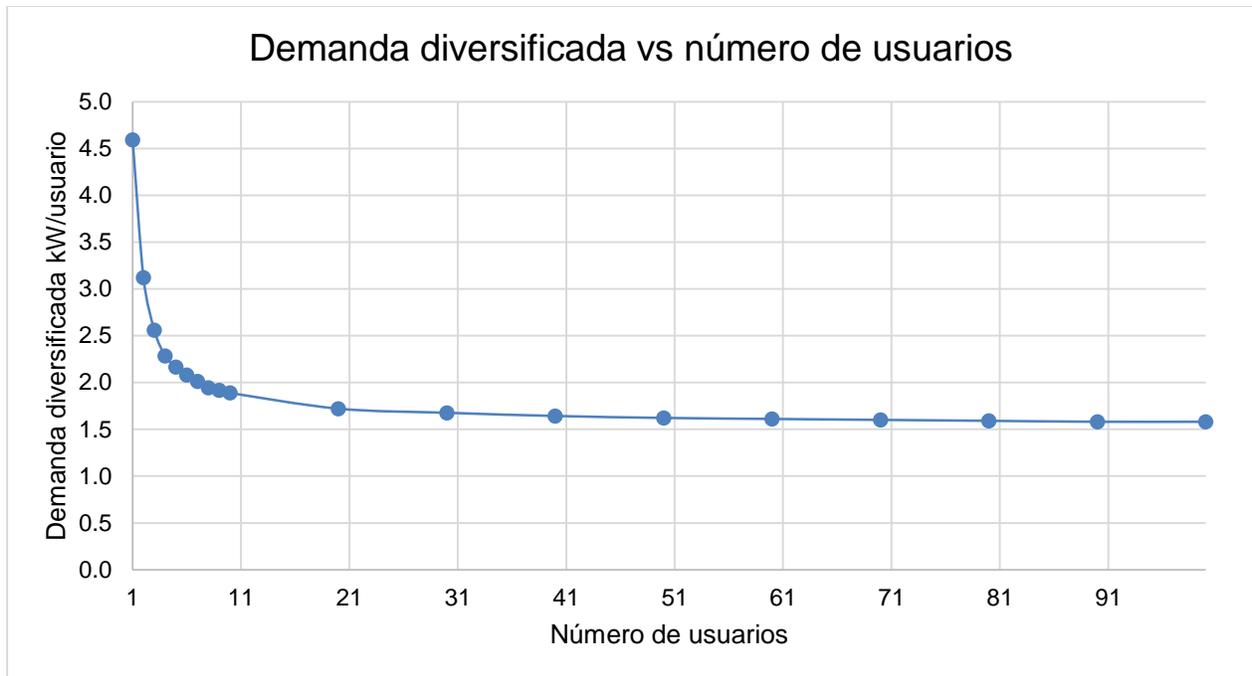
Figura 1.42 Curva de demanda diaria del transformador de distribución.

- b) La demanda máxima diversificada se da a las 18 horas con 65.664 kW.
- c) Por tanto, la capacidad del transformador es de 75 kVA. Esta capacidad puede optimizarse, a partir de la sobrecarga que soporta el transformador, basado en la carga previa antes de la punta.
- d) Para las 18 horas que es la hora pico, se tiene de la Tabla 1.30, los siguientes valores ya calculados:
 - Circuitos de alumbrado y tomas : 0.92
 - Refrigeradoras o nevera : 0.90
 - Estufas : 1.00
 - Calentadores : 0.75

Tabla 1.32 Demandas diversificadas máximas promedio kW / Usuarios

Número de usuarios	Iluminación y tomas generales	Refrigerador	Estufa	Agua caliente	kW total usuario	F _{DIV}
1	1.20x0.92	0.180x0.90	2.20x1.00	1.50x0.75	4.5910	1.000
2	0.79x0.92	0.130x0.90	1.30x1.00	1.30x0.75	3.1188	1.472
3	0.70x0.92	0.090x0.90	1.10x1.00	0.98x0.75	2.5600	1.793
4	0.64x0.92	0.079x0.90	0.94x1.00	0.91x0.75	2.2824	2.011
5	0.63x0.92	0.790x0.90	0.86x1.00	0.88x0.75	2.8106	2.121
6	0.61x0.92	0.072x0.90	0.81x1.00	0.86x0.75	2.0810	2.210
7	0.60x0.92	0.068x0.90	0.78x1.00	0.83x0.75	2.0157	2.282
8	0.59x0.92	0.064x0.90	0.73x1.00	0.82x0.75	1.9454	2.362
9	0.58x0.92	0.060x0.90	0.72x1.00	0.81x0.75	1.9151	2.397
10	0.57x0.92	0.059x0.90	0.71x1.00	0.80x0.75	1.8875	2.432
20	0.53x0.92	0.052x0.90	0.63x1.00	0.74x0.75	1.7194	2.670
30	0.525x0.92	0.050x0.90	0.60x1.00	0.73x0.75	1.6755	2.740
40	0.52x0.92	0.048x0.90	0.58x1.00	0.72x0.75	1.6416	2.797
50	0.52x0.92	0.047x0.90	0.56x1.00	0.72x0.75	1.6207	2.833
60	0.52x0.92	0.046x0.90	0.55x1.00	0.72x0.75	1.6098	2.852
70	0.52x0.92	0.046x0.90	0.54x1.00	0.72x0.75	1.5998	2.870
80	0.52x0.92	0.046x0.90	0.53x1.00	0.72x0.75	1.5898	2.888
90	0.52x0.92	0.046x0.90	0.52x1.00	0.72x0.75	1.5798	2.906
100	0.52x0.92	0.046x0.90	0.52x1.00	0.72x0.75	1.5798	2.906





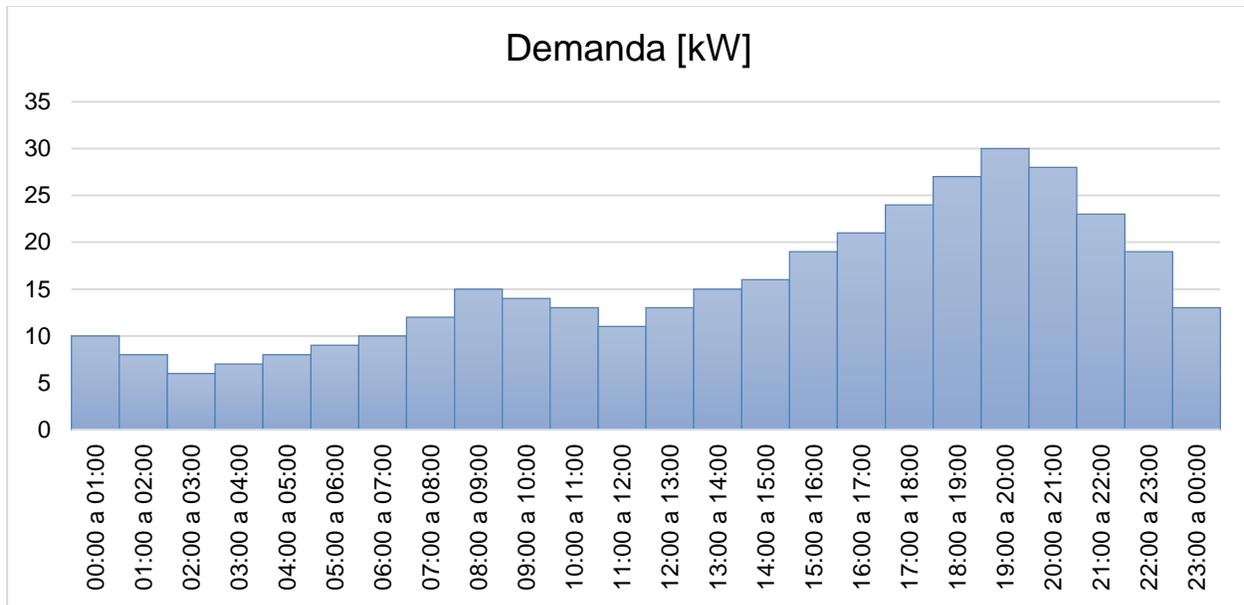
e) La demanda diversificada para más de 100 usuarios es 1.5798, por tanto:

$$1.5798 \frac{kW}{usuario} \times 1800 usuarios = 2843.64 kW$$

La demanda diversificada máxima 30 minutos para el alimentador primario completo es de 2843.64 kW.

Ejemplo 1.7 Un transformador de distribución de 37.5 kVA, alimenta un grupo de casas cuyas cargas horarias promedio obtenidas con un analizador de redes para el día pico se muestran en la tabla y se gráfica. La carga instalada es de es de 45 kVA. Determine las características de la carga, asuma $f_p=0.9$.

Hora	Demanda [kW]	Hora	Demanda [kW]
00:00 a 01:00	10	12:00 a 13:00	13
01:00 a 02:00	8	13:00 a 14:00	15
02:00 a 03:00	6	14:00 a 15:00	16
03:00 a 04:00	7	15:00 a 16:00	19
04:00 a 05:00	8	16:00 a 17:00	21
05:00 a 06:00	9	17:00 a 18:00	24
06:00 a 07:00	10	18:00 a 19:00	27
07:00 a 08:00	12	19:00 a 20:00	30
08:00 a 09:00	15	20:00 a 21:00	28
09:00 a 10:00	14	21:00 a 22:00	23
10:00 a 11:00	13	22:00 a 23:00	19
11:00 a 12:00	11	23:00 a 00:00	13
Total: 371 kWh			



1. Demanda máxima (carga pico): 30 kW

2. Horas equivalentes:

$$\frac{\text{Energía total (kWh)}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{371 \text{ kWh}}{30 \text{ kW}} = 12.37 \text{ h}$$

3. Demanda promedio:

$$\frac{\text{Energía total (kWh)}}{\text{Total de horas}} = \frac{371 \text{ kWh}}{24 \text{ h}} = 15.46 \text{ kW} = 12:22 \text{ h}$$

4. Factor de demanda:

$$\frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{30 \text{ kW}}{45 \text{ kW} \times 0.9} = 0.74$$

5. Factor de utilización:

$$\frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{30 \text{ kW}}{37.5 \text{ kW} \times 0.9} = 0.74$$

6. Factor de planta:

$$\frac{\text{Carga promedio}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{15.46 \text{ kW}}{37.5 \text{ kW} \times 0.9} = 0.45$$

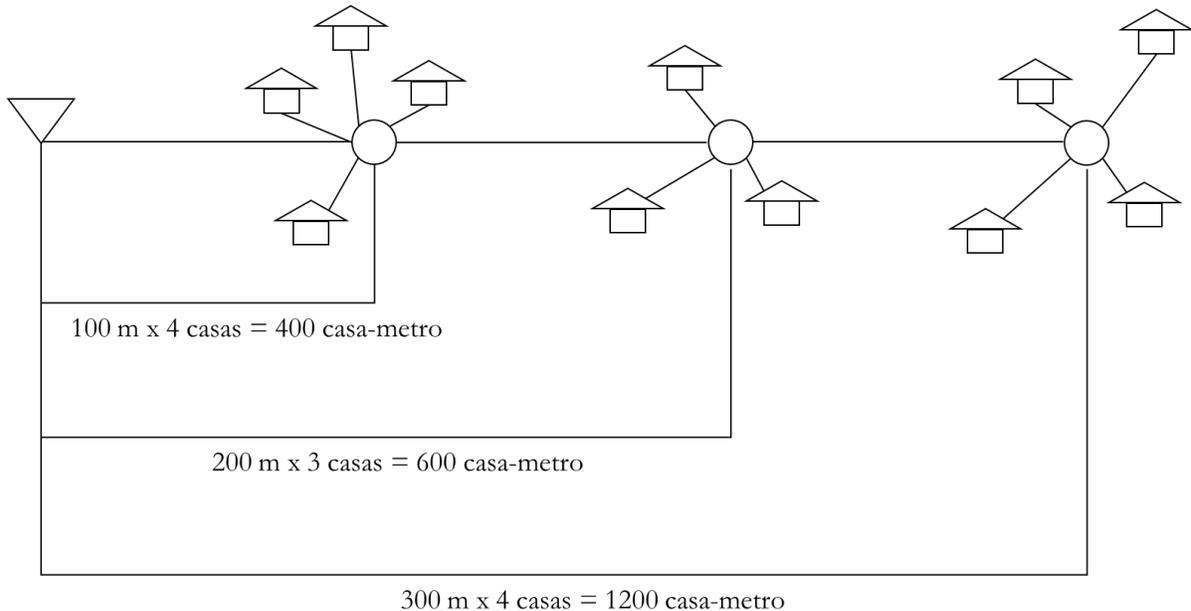
7. Factor de carga:

$$\frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{15.46 \text{ kW}}{30 \text{ kW}} = 0.515$$

1.5 Caída de tensión en sistemas monofásicos.

1.5.1 Método casa metro: para electrificación rural.

Aplicable solamente en **electrificación rural**, para determinar tamaño de conductor secundario: en el cual una casa-metro, se identifica como el metraje de secundario por casa de un transformador, por ejemplo: 10 casas ubicadas 50 metros distantes del transformador equivalen a 500 casa-metro.



La suma total de las casa metro es: $400 + 600 + 1200 = 2200$

Para asegurar un voltaje adecuado en el punto de conexión del usuario, los diseños se limitan a 7% de caída de voltaje en el primario, 3% en el secundario y 1% en la acometida.

50 kWh/usuario-mes con 3% de caída de tensión en los secundarios (basado en 30 usuarios con una demanda promedio de 250 W).

Tabla 1.33 Método casa-metro: calibre del conductor.

Con caída de 3% de tensión en los secundarios	Conductor	Casa-metro (máximo)
50 kWh/usuario-mes (basado en 30 usuarios con una demanda promedio de 250 W)	#4	1,700
	#2	2,600
	#1/0	3,800
100 kWh/usuario-mes (basado en 25 usuarios con una demanda promedio de 375 W)	#4	1,400
	#2	1,800
	#1/0	2,200
150 kWh/usuario-mes (basado en 20 usuarios con una demanda promedio de 500 W)	#4	800
	#2	1,100
	#1/0	1,500

Caída de tensión en sistemas monofásicos:

Ecuación 1.15

$$S = \frac{2 \times \rho \times L \times I \times \cos \varphi}{\delta_{max}}$$

Donde $\rho = \frac{1}{35.4}$ en aluminio y $\rho = \frac{1}{58}$ en cobre.

Caída de tensión en sistemas trifásicos:

Ecuación 1.16

$$S = \frac{\sqrt{3} \times \rho \times L \times I_L \times \cos \varphi}{\delta_{max}}$$

Donde:

- V: Tensión final [V]
- V_o: tensión de origen [V]
- I_L: Corriente [A]
- L: longitud [m]
- S: sección [mm²]
- σ: densidad de corriente [A/mm²]
- ρ: resistividad [Ω·mm²/m]
- δ: caída de tensión [V]

Efecto de la temperatura: la resistencia aumenta proporcionalmente con la temperatura.

Ecuación 1.17

$$R_T = R_{20} \times [1 + \alpha \times (T - 20^\circ C)]$$

Tabla 1.34. Efecto de la temperatura en la resistencia.

Material	Resistividad a 20° C	Coficiente de temperatura α
Aluminio	0.028	0.0037
Cobre	0.0172	0.0039
Hierro	0.12	0.0047
Plata	0.016	0.0037

¿Qué resistencia tendrá un conductor de cobre a temperatura ambiente de 50° C, si a 20° C tiene una resistencia de 0.5 Ω?

$$R_{20} = 0.5 \Omega$$

$$R_{50} = 0.5 \times [1 + 0.0039 \times (50 - 20^\circ C)] = 0.5585 \Omega$$

¿Qué resistencia tendrá un conductor de cobre a temperatura ambiente de 80° C, si a 20° C tiene una resistencia de 0.5 Ω?

$$R_{20} = 0.5 \Omega$$

$$R_{80} = 0.5 \times [1 + 0.0039 \times (80 - 20^\circ C)] = 0.617 \Omega$$

Todas las cargas individuales no operan necesariamente a su potencia nominal máxima ni funcionan necesariamente al mismo tiempo. Los factores k_u y k_s permiten la determinación de las demandas de potencia máxima y de potencia aparente realmente necesarias para dimensionar la instalación.

Faltan los métodos para optimizar el tamaño del transformador, y variaciones de temperatura y ejemplo

Preguntas y ejercicios propuestos capítulo 1.

1. Mencione las ventajas y desventajas entre la distribución aérea y subterránea.
2. En distribución aéreas, ¿cuáles son los tipos de estructuras que se definen?
3. Un transformador de distribución alimenta 35 hogares por medio de 35 acometidas sobre una línea secundaria. Además, existen 1750 usuarios residenciales alimentados por 50 transformadores de distribución conectados al mismo alimentador primario.

Asumir que los hogares tienen típicamente:

- Iluminación y tomas generales.
- Refrigeradora.
- Estufa de dos hornillas.

Determine:

- a) La curva de demanda diaria del transformador de distribución.
 - b) La demanda diversificada máxima 30 minutos en el transformador de distribución.
 - c) La capacidad nominal de dicho transformador de distribución.
 - d) Las demandas diversificadas máximas promedio en función del número de usuarios.
 - e) La demanda diversificada máxima 30 minutos para el alimentador primario completo.
4. Encuentre la capacidad nominal de un transformador de distribución que alimenta 18 casas del tipo baja alta por aplicación de tablas basado en áreas de viviendas.
 5. Calcule el tamaño del transformador por aplicación del NEC para un grupo de 50 casas de 225 m².
 6. Determine el tamaño del transformador de distribución por el método de DERM para 42 casas las cuales poseen:
 - 12 luminarias.
 - 9 tomas.
 - Cocina eléctrica.
 7. Determine el tamaño del transformador de distribución con las curvas de General Electric para una residencial que con 25 casas que además posee calentador de agua y cocina eléctrica.
 8. Encuentre el tamaño del transformador de distribución con el método de DERM para 42 casas las cuales constan de:
 - 15 luminarias.
 - 11 tomas.

9. Especifique el o los transformadores de distribución con las curvas de General Electric para una colonia que con 53 casas.

2. CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS INDUSTRIALES.

Los estudios de cortocircuito son indispensables para diseñar un sistema eléctrico de manera segura y confiable. Al realizar el estudio de cortocircuito se determina la capacidad de interrupción de una protección, ante una falla eléctrica. Los estudios de cortocircuito se efectúan en puntos clave de la instalación y principalmente en las barras de los tableros. La capacidad de cortocircuito, el voltaje, la corriente nominal el número de polos son los otros parámetros que me permiten especificar con claridad el tipo de protección que se requiere instalar en un punto determinado de la instalación eléctrica.

2.1 Cortocircuito.

Consideraciones básicas para cálculos de cortocircuito.

El cortocircuito se define como la conexión entre dos o más conductores energizados de diferente tensión o fase o que entren en contacto con tierra, creando una conexión de baja impedancia por lo que se crea un aumento instantáneo en las corrientes siendo mucho más altas que la corriente nominal.

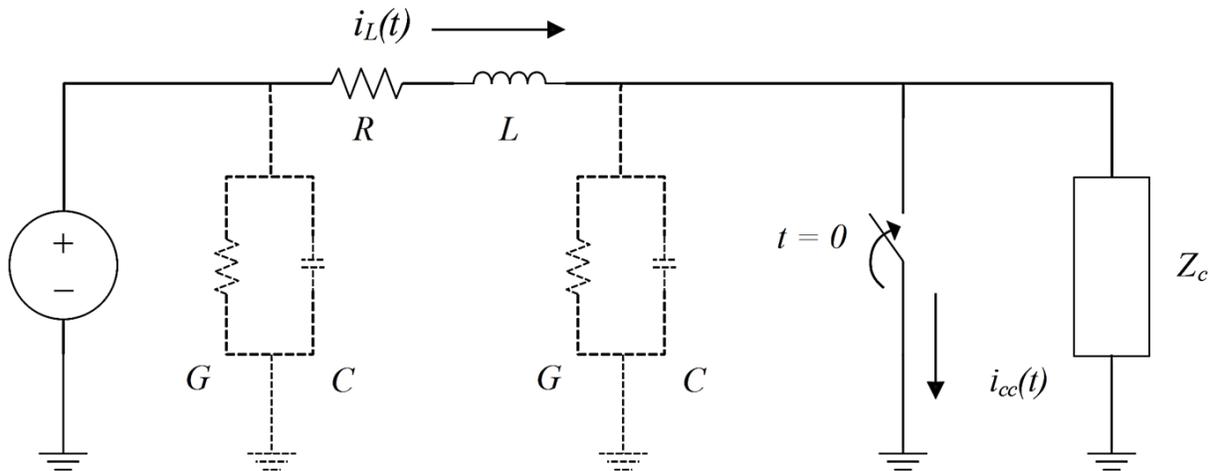


Figura 2.1

Ecuación 2.1

$$\infty = -\frac{R}{L}$$

Ecuación 2.2

$$\sqrt{2} V \cos(\omega t + \varphi) = R i_L + L \frac{d i_L(t)}{d t}$$

Ecuación 2.3

$$i_{cc}(t) = i_L(t) = A e^{\alpha t} + B \cos(\omega t + \Psi)$$

La expresión está formada por una componente de DC y otra de AC.

Para simplificar el estudio de cortocircuito, se calcula solo la componente AC, valor RMS de la corriente simétrica de cortocircuito. Para calcular la corriente asimétrica (la componente DC) de cortocircuito, en la práctica se emplean multiplicadores o las tablas de asimetría.

Causas de los cortocircuitos:

- Deterioro del aislamiento, debido a calentamientos excesivos prolongados, ambiente corrosivo o envejecimiento natural.
- Problemas mecánicos, rotura de conductores o aisladores por objetos extraños, ramas de árboles en líneas aéreas e impactos en cables subterráneos.
- Sobretensiones debido a descargas atmosféricas, maniobras o a defectos.
- Factores humanos, falsas maniobras, sustitución inadecuada de materiales, etc.

Estos cálculos nos permiten determinar la magnitud de la corriente de cortocircuito de los dispositivos de protección a emplear en una instalación.

Como ya se mencionó, para dimensionar un circuit breaker se requiere conocer corriente nominal, tensión de operación, naturaleza de la carga y la magnitud de la corriente de cortocircuito. La corriente de cortocircuito de un circuit breaker, depende de la corriente de cortocircuito en el punto de instalación.

Efectos del cortocircuito:

Cuando ocurre un cortocircuito en un sistema de energía, suceden varias cosas, todas negativas:

1. En el lugar de la falla se pueden ocurrir arcos eléctricos, quemaduras y explosiones.
2. Todos los componentes en el sistema se someten a sobre esfuerzos térmicos y mecánicos en relación con el cuadrado de la corriente.
3. Provocar cortocircuito en otra fuente o lugar a la de la falla inicial.
4. La tensión en el lugar de la falla es cero, pero también provoca caídas de tensión en otros lugares del sistema.

Es importante tomar en cuenta que las modificaciones en el tamaño de transformadores o en el equipo de generación también producen cambios en la corriente de cortocircuito, debido a los valores diferentes de impedancia de los nuevos equipos, por lo que será necesario efectuar nuevos estudios que verifiquen la magnitud de esta corriente de los diferentes equipos conectados, lo cual puede llevar a la sustitución de tableros u otros elementos de protección que no cumplan con los nuevos requerimiento de capacidad de cortocircuito. Los fusibles limitadores de corriente de cortocircuito, pueden proveer un importante elemento de limitación que evite la sustitución de equipos.

Aproximaciones en un estudio de cortocircuito.

- Las fallas se consideran simétricas, trifásicas y de impedancia despreciable (en este documento sólo se tratarán las fallas trifásicas).
- El sistema suele considerarse en vacío, pero con las fuentes de cortocircuito en operación.
- Todas las tensiones iguales a la tensión nominal.
- Se requiere conocer la Z Thevenin equivalente de la red de distribución. La cual para efectos prácticos se considera inductiva $X_{th} = Z_{th}$.

2.1.1 Fuentes de cortocircuito.

Cuando se va determinar la magnitud de las corrientes de cortocircuito, es importante que se consideren todas las fuentes de cortocircuito y conocer las características de impedancia de estas fuentes.

Las cinco fuentes de cortocircuito básicas son las siguientes:

1. Red comercial o sistema
2. Generadores, operando en sincronismo o fuera de sincronismo.
3. Motores síncronos.
4. Motores de inducción.
5. Generadores renovables: eólicos, solares...

Red Comercial o Sistema

Se considera generalmente como la que más aporta corriente de cortocircuito a la falla, su contribución depende de la impedancia de la red en el punto de entrega, es un dato que lo debe proporcionar la compañía distribuidora. Si la impedancia es pequeña se considera que la red es robusta, por el contrario, una red es débil si su impedancia es alta lo que significa que aporta poca corriente de cortocircuito. Este aporte puede expresarse en MVA de cortocircuito, kA de cortocircuito o como una impedancia.

Generadores.

Cuando sucede una falla en el circuito alimentado por un generador, éste continúa produciendo voltaje ya que se mantiene la excitación del campo y el impulsor principal (ya sea una turbina, motor diésel, entre otros) continúa a su velocidad nominal. El voltaje en terminales produce una corriente de cortocircuito que fluye del generador al punto de la falla lo que está limitado únicamente por la impedancia del generador, conductores...hasta el punto de falla. En el caso de un cortocircuito en los terminales del generador, la corriente de cortocircuito está limitada por la impedancia propia del mismo.

Motores síncronos.

Los motores síncronos tienen una estructura muy similar a los generadores, es decir, tienen un campo excitado por corriente continua y un devanado de estator en el que fluye corriente alterna. Por lo general, los motores síncronos absorben energía del sistema convirtiendo la energía eléctrica en energía mecánica. Al ocurrir una falla en el sistema, por la caída de voltaje comienza a desacelerarse, sin embargo, debido a la inercia de la carga, el rotor impulsa el motor síncrono, convirtiéndolo en generador que aporta corriente de cortocircuito durante varios ciclos después de ocurrida la falla. Esta corriente depende de la impedancia del mismo y la impedancia del sistema hasta el punto de la falla

Motores de inducción.

La inercia de la carga y el rotor de un motor de inducción tiene el mismo efecto en un motor de inducción que en un motor síncrono, es decir, acciona el motor después de que ocurre el cortocircuito del sistema. Hay una gran diferencia. En el motor de inducción el campo se produce por inducción del estator en lugar del devanado de DC en el motor síncrono. Cuando ocurre un cortocircuito en el sistema, el flujo en el rotor no puede cambiar instantáneamente. Debido a que el flujo del rotor no decae instantáneamente, por inercia la parte rotativa acciona el motor de inducción, genera una tensión en el

devanado del estator, hasta que decae a cero. La corriente de cortocircuito desaparece casi por completo en aproximadamente cuatro ciclos, ya que no hay corriente de campo sostenida en el rotor para proporcionar flujo, como en una máquina síncrona. Por lo tanto, la corriente de cortocircuito producida por los motores de inducción debe considerarse en ciertos cálculos. La impedancia de la máquina en el momento del cortocircuito, depende de impedancia en reposo. En consecuencia, el valor inicial de la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual a la corriente de arranque del motor a rotor bloqueado.

Sistemas de suministro eléctrico (transformadores).

El transformador del sistema de suministro eléctrico a menudo se considera una fuente de corriente de cortocircuito. Estrictamente hablando, esto no es correcto porque el sistema de la red pública o el transformador de suministro simplemente entrega la corriente de cortocircuito desde los generadores del sistema de la red pública. Los transformadores simplemente cambian el voltaje del sistema y la magnitud de la corriente, pero no aportan corriente de cortocircuito a una falla. La corriente de cortocircuito entregada en un punto de falla está limitada por la impedancia de la red, la de los conductores, la impedancia de los transformadores más la impedancia de los generadores operando en paralelo la impedancia del circuito desde el transformador al cortocircuito. Es importante aclarar que, si el transformador no tiene conectados motores o generadores o en general alguna fuente de corriente de cortocircuito no debe de tomarse en cuenta en los cálculos de cortocircuito aguas abajo.

Generadores Renovables Eólicos y Solares.

Primeramente, acá hay que diferenciar los dos tipos de generadores eólicos: generador doblemente alimentado y el aerogenerador full-converter.

El generador doblemente alimentado es una máquina de inducción cuyos elementos principales son el rotor y el estator. El rotor se encuentra conectado a la turbina, que tiene una velocidad de giro impuesta por la velocidad del viento y el ángulo de pitch. Acá el convertidor es utilizado para interactuar con la diferencia entre las dos frecuencias. La frecuencia eléctrica del rotor, debe compensar la diferencia entre la frecuencia mecánica y la frecuencia eléctrica el estator. El convertidor rectifica la tensión de la red e impone en el rotor una tensión con amplitud, frecuencia y fase determinado.

Para los generadores doblemente alimentado la corriente proveniente del estator es la más relevante, el convertidor no influye significativamente durante el transitorio con respecto a los flujos magnéticos de estator y rotor, por lo que se desprecia en el cálculo. Se puede suponer que el convertidor aporta al cortocircuito, pero depende del control del mismo.

Los aerogeneradores full-converter se caracterizan por convertir toda la potencia generada por medio de electrónica de potencia. Es un sistema rectificador e inversor. El sistema mecánico se encuentra desacoplado de la red, reduciendo así los efectos del generador sobre esta y viceversa. Con respecto a los generadores fotovoltaicos, se sabe que estos generan en DC por lo que requieren de inversores para acoplarse a la red. Acá el inversor es quien aporta al cortocircuito.

Reactancia de una máquina giratoria.

La impedancia en las máquinas giratorias está compuesta mayormente por la parte reactiva y no resistiva, además, no es tan sencilla de representar como la impedancia en un transformador y líneas (o cables), es variable en el tiempo.

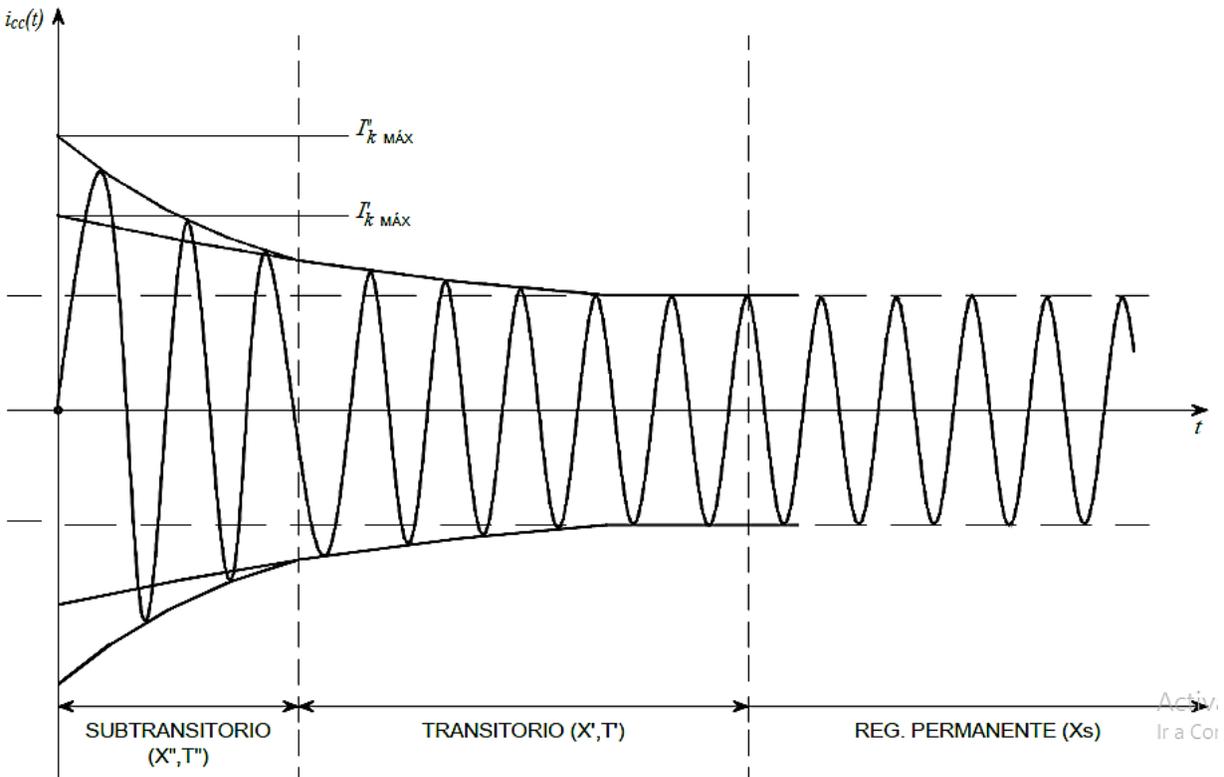


Figura 2.2 Oscilografía de corriente de cortocircuito para una máquina síncrona.

1. **La reactancia subtransitoria X_d''** : es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante en que ocurre la falla, esta determina la corriente en los primeros 10 ciclos de ocurrida la falla.

2. **La reactancia transitoria X_d'** : extrae la corriente después del período en el que la reactancia subtransitoria es el valor de control. La reactancia transitoria es efectiva 50 a 100 ciclos después de ocurrida la falla.

3. **La reactancia síncrona X_d** : es la reactancia que determina el flujo de corriente cuando se alcanza una condición de estado estable. No existe hasta varios segundos, más de 100 ciclos después de que ocurre el cortocircuito, por lo que generalmente en los cálculos no se utiliza de cortocircuito.

En motores de inducción, solo se considera X_d'' , en ausencia de este dato, puede asumirse en $4 \times I_n$ la contribución del motor al cortocircuito simétrico. Su contribución a la falla asimétrica se calcula a partir de la corriente de rotor bloqueado o 5 veces la corriente nominal, ver Tabla 2.2⁸.

⁸ Tabla 430.7 (B) del NEC 2008.

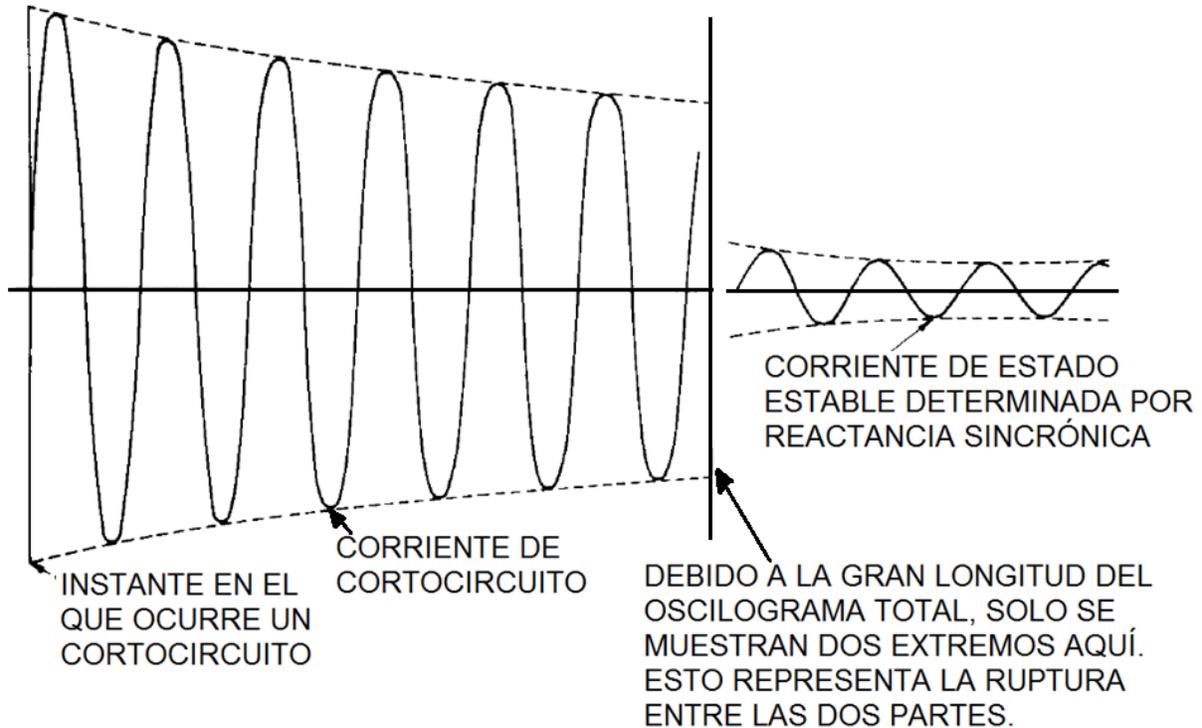


Figura 2.3. Forma de onda de una corriente de cortocircuito simétrica producida por un generador.

Un motor síncrono tiene una reactancia del mismo tipo que un generador, pero su valor difiere. Los motores de inducción no tienen bobinas de campo, pero las barras del rotor se comportan como el devanado amortiguador en un generador por lo **que** estos solo tienen reactancia subtransitoria.

El transitorio que origina un cortocircuito, puede analizarse a partir del equivalente de una línea de distribución estudiando lo que sucede después de $t=0$.

Forma de la señal de cortocircuito producida por un generador.

2.2 Comportamiento de las corrientes de cortocircuito.

2.2.1 Corrientes simétricas y asimétricas.

Las palabras "simétrica" y "asimétrica" describen la forma de las ondas de la corriente. A la componente AC describe la forma de onda sinusoidal pura y la componente DC que no es constante, si no, al pasar el tiempo después de la falla disminuye hasta disiparse por completo. La suma de ambas componentes tiene como resultado una forma de onda asimétrica como se observa en Figura 2.4. Al desaparecer la componente DC se convierte en una forma de onda simétrica, esta última es la que se obtiene al realizar los cálculos de corriente falla.

Por qué las corrientes de cortocircuito son asimétricas.

Depende del instante de la falla, si ocurre cuando la tensión en el sistema es un máximo, el cortocircuito es simétrico; si lo hace cuando es no es un pico (máximo), el cortocircuito es asimétrico; si ocurre cuando es cero es máxima asimetría

La asimetría también depende de la naturaleza de la reactancia. En la práctica, la asimetría es un máximo en los primeros ciclos del cortocircuito, pero gradualmente se vuelve simétrica, esto se debe al cambio en la reactancia de las máquinas rotativas. Por otro lado, la componente de DC cae a cero, conforme se disipa la energía DC en la resistencia del cortocircuito, en forma de calor. Debido a esto, la relación de disminución es inversamente proporcional a la relación entre X/R del cortocircuito, es decir entre más baja es la relación X/R (mayor la resistencia que la reactancia), es más rápida si disipación.

La corriente instantánea de cortocircuito es la que ocurre en el primer medio ciclo de la falla.

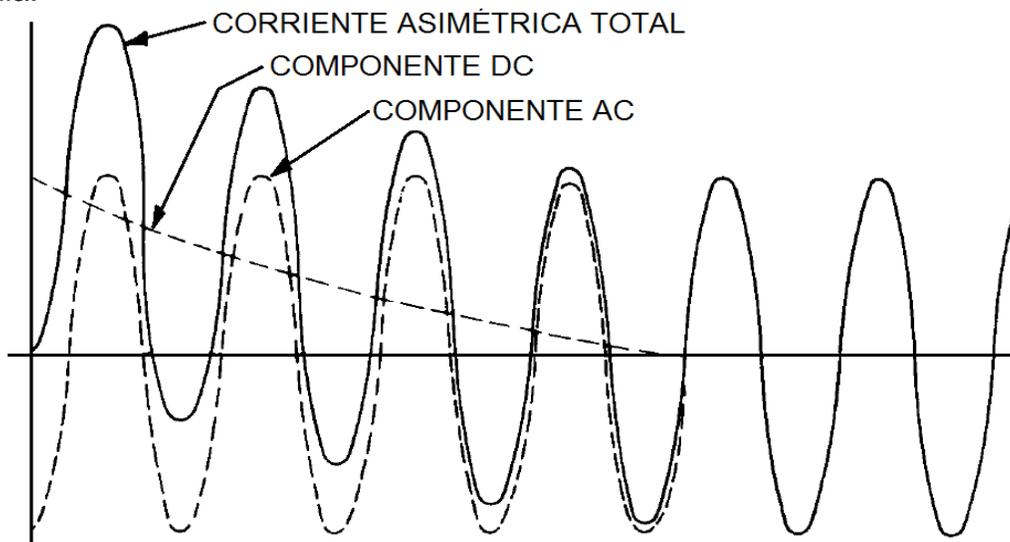


Figura 2.4 Ejemplo de la forma de onda de la componente simétrica, asimétrica y el resultado de ambas.

2.3 Esfuerzos momentáneos y de interrupción.

La corriente asimétrica de cortocircuito, se puede calcular aplicando multiplicadores a la corriente de cortocircuito simétrica.

Existen multiplicadores, para diferentes relaciones X/R a diferentes instantes después del inicio de la falla.

2.3.1 Esfuerzo momentáneo.

Esfuerzo momentáneo en interruptores de potencia (corriente de primer ciclo).

Se le llama a la capacidad del interruptor para permanecer cerrado y soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos producidos por la corriente máxima de cortocircuito, durante el primer medio ciclo de la falla.

Para calcularlo se emplean las reactancias subtransitorias durante el primer medio ciclo de la corriente simétrica de cortocircuito, antes de usar el multiplicador, es decir, la corriente instantánea de cortocircuito.

Para cálculos prácticos, el multiplicador de la corriente simétrica, requerido para calcular la corriente asimétrica es: 1.6 para más de 6 kV, 1.5 para menor o igual a 6 kV y 1.25 para menor o igual a 600 V.

2.3.2 Esfuerzo de interrupción (corriente interruptiva).

Es la capacidad del disyuntor para interrumpir la corriente de cortocircuito, después de 3, 5, 8 ciclos, de acuerdo con el tipo de disyuntor. Se basa en la magnitud de la corriente de cortocircuito, en el momento que se separan los contactos del disyuntor o que el fusible se funde.

El disyuntor de potencia interrumpe la corriente, por cuestiones de coordinación, después de 3, 5 u 8 ciclos, en la industria generalmente se emplean disyuntores de 8 ciclos

Después de 8 ciclos, el aporte de los motores de inducción desaparece y la X de motores síncronos pasa de X'' a X', por lo tanto: el esfuerzo de interrupción en disyuntores de más de 600 V, se calcula con las X'' de los generadores y las X' de los motores síncronos, y no se consideran los motores de inducción.

Después de 8 ciclos la componente de directa desaparece, por lo que el multiplicador es de: 1 para estos disyuntores, 1.1 para 5 ciclos, 1.2 para 3 ciclos y 1.4 para 2 ciclos, con niveles de falla menores o iguales a 500 MVA de cortocircuito. Para más de 500 MVA, emplear 1.1, 1.2, 1.3 y 1.5 (para una red de media tensión, un valor típico es 500 kVA de cortocircuito).

En los fusibles de potencia, limitadores de corriente, ½ ciclo, o no 1 2 ciclos, se ocupa un multiplicador de 1.6 a la I simétrica para encontrar la corriente asimétrica de cckt.

Interruptores en bajo voltaje

Difieren de los de alto voltaje porque son casi instantáneos, cuando operan con corrientes cercanas a su capacidad de interrupción, abriéndose los contactos durante el

primer ciclo de falla, por esa razón, el esfuerzo momentáneo se considera igual al de interrupción

La corriente de cortocircuito a calcular es la del primer ½ ciclo, por tanto, se usan las X". El multiplicador es menor que los de alto voltaje debido a que X/R es mayor, por existir R en baja tensión y mucha L en alta tensión, lo que permite una disminución rápida de la componente DC, comparada con alto V.

NEMA e IEEE, han establecido un multiplicador de 1.25, basado en X/R = 11.72 que se aplica a la corriente simétrica de cortocircuito del primer ½ ciclo, ver Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Coeficiente de asimetría K.

Porcentaje de factor de potencia de cortocircuito	Relación X/R del cortocircuito	Relación de amperios RMS simétricos		
		Corriente pico 1Φ máxima instantánea	Corriente pico 1Φ máxima	Corriente promedio 3Φ RMS a ½ ciclo
0	∞	2.828	1.732	1.394
1	100.00	2.785	1.697	1.374
2	49.993	2.743	1.662	1.354
3	33.322	2.701	1.630	1.336
4	24.979	2.663	1.599	1.318
5	19.974	2.625	1.569	1.302
6	16.623	2.589	1.540	1.286
7	14.251	2.554	1.512	1.271
8	13.460	2.520	1.486	1.256
9	11.066	2.487	1.461	1.242
10	9.9301	2.455	1.437	1.229
11	9.0354	2.424	1.413	1.216
12	8.2733	2.394	1.391	1.204
13	7.6271	2.364	1.370	1.193
14	7.0721	2.336	1.350	1.182
15	6.5912	2.309	1.331	1.172
16	6.1695	2.282	1.312	1.162
17	5.7947	2.256	1.295	1.152
18	5.4649	2.231	1.278	1.144
19	5.16672	2.207	1.278	1.135
20	4.8990	2.183	1.247	1.127
21	4.6557	2.160	1.232	1.119
22	4.4341	2.138	1.219	1.112
23	4.2313	2.110	1.205	1.105
24	4.0450	2.095	1.193	1.099
25	3.8730	2.074	1.181	1.092
26	3.7138	2.054	1.170	1.087
27	3.5661	2.034	1.159	1.081
28	3.4286	2.015	1.149	1.076
29	3.3001	1.996	1.139	1.071
30	3.1798	1.978	1.130	1.064
31	3.0669	1.960	1.122	1.062
32	2.9608	1.943	1.113	1.057
33	2.8606	1.926	1.106	1.057
34	2.7660	1.910	1.098	1.050
35	2.6764	1.894	1.091	1.046
36	2.5916	1.878	1.085	1.043

Tabla 2.1. Coeficiente de asimetría K.

Porcentaje de factor de potencia de cortocircuito	Relación X/R del cortocircuito	Relación de amperios RMS simétricos		
		Corriente pico 1Φ máxima instantánea	Corriente pico 1Φ máxima	Corriente promedio 3Φ RMS a ½ ciclo
37	2.5109	1.863	1.079	1.040
38	2.4341	1.848	1.073	1.037
39	2.3611	1.833	1.068	1.034
40	2.2913	1.819	1.062	1.031
41	2.2246	1.805	1.058	1.029
42	2.1608	1.791	1.053	1.027
43	2.0996	1.778	1.049	1.024
44	2.0409	1.765	1.045	1.023
45	1.9845	1.753	1.041	1.021
46	1.9303	1.740	1.038	1.019
47	1.8780	1.728	1.035	1.017
48	1.8277	1.716	1.032	1.016
49	1.7791	1.705	1.029	1.014
50	1.7321	1.694	1.026	1.013
55	1.5185	1.641	1.016	1.008
60	1.3333	1.594	1.009	1.004
65	1.1691	1.517	1.005	1.001
70	1.0202	1.517	1.002	1.001
75	0.8819	1.486	1.0008	1.0004
80	0.7500	1.460	1.0002	1.0001
85	0.6198	1.439	1.00004	1.00002
100	0.0000	1.414	1.00000	1.00000

Tipos de fallas.

Existen varios tipos de fallas las cuales se muestran en Figura 2.5

- Cortocircuito trifásico balanceado.
- Cortocircuito entre dos fases aislado (sin contacto a tierra).
- Cortocircuito entre dos fases a tierra.
- Cortocircuito monofásico fase a tierra y fase a neutro.

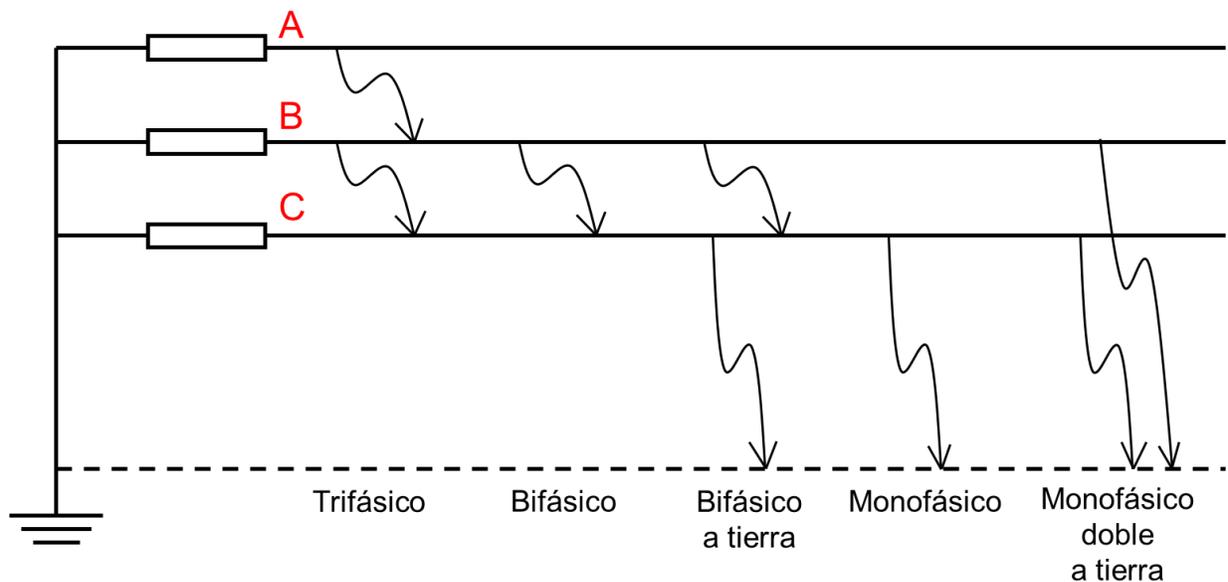


Figura 2.5 Tipos de cortocircuito.

- **Cortocircuito trifásico:** ocurre cuando entran en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el corto circuito más severo en la mayoría de los casos.
- **Cortocircuito trifásico a tierra:** para este caso, se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema (muy raro).
- **Cortocircuito bifásico (fase a fase):** esta falla sucede cuando entran en contacto dos fases cualesquiera del sistema.
- **Cortocircuito bifásico a tierra (dos fases a tierra):** es la misma que la anterior, exceptuando en este caso hay contacto con tierra.
- **Cortocircuito monofásico (fase a tierra):** es la falla más común y sucede cuando entran en contacto una fase cualquiera con la tierra del sistema. Esta falla es la más frecuente en las instalaciones eléctricas de tiendas de autoservicio.

Los estudios de cortocircuito se efectúan en fallas trifásicas, por ser la más severa, las fallas de línea a línea alcanzan el 87% y las de línea a neutro en muy raras ocasiones el 125%. Debido a que la corriente de cortocircuito, es la misma en una falla trifásica equilibrada, el estudio se desarrolla en una sola fase, con la tensión de línea.

Generalidades sobre cálculos de cortocircuito.

1. En alta tensión R es despreciable y solo se emplean X.
2. En la mayoría de las aplicaciones industriales la máxima corriente de cortocircuito es durante la falla trifásico.
3. Con corrientes desequilibradas se emplea el método de componentes simétricas, en la industria usualmente no se emplea.
4. En baja tensión la X de barras, TC, interruptores y longitudes cortas se desprecian, en media tensión deben tomarse en cuenta.

5. La R de generadores, transformadores, reactores y motores arriba de 1000 A, se desprecia para cualquier nivel de V.
6. En sistemas de menos de 600 V, debe encontrarse la relación X/R, para determinar el multiplicador y no solamente emplear el 1.25.
7. Para la Selección de equipos:
 - Se calculan las corrientes de cortocircuito, en barras y puntos estratégicos.
 - Para los interruptores se compara la intensidad simétrica obtenida y la corriente de interrupción (intensidad para un determinado tiempo de apertura) con las del fabricante.
 - Los cables se comparan con curvas del fabricante.
 - Transformadores de acuerdo a la categoría (lo define potencia y tensión). Transformadores eficientes presentan impedancias menores y por tanto aumenta la corriente de cortocircuito

Consideraciones:

- Si algún dato no es conocido de los equipos, se utilizan tablas que proporcionen valores promedios.
- Utilizar la relación X/R de los transformadores para calcular la impedancia de secuencia cero.
- De forma similar con la impedancia de fuente, estimar el valor de la impedancia de secuencia cero.
- Tomar en cuenta las conexiones de los transformadores y de la carga para desarrollar las redes de secuencia.
- Si la relación X/R del sistema se conoce, calcular el factor de asimetría por componente DC.

2.4 Métodos y procedimientos de cálculo de cortocircuitos.

En este documento se explican cuatro métodos para el cálculo de cortocircuitos:

- Método óhmico.
- Cálculo en por unidad.
- Método de los MVA.
- Basado en curvas o tablas.

La corriente de cortocircuito para sistemas grande se puede calcular utilizando sistemas computacionales (software).

Recordemos que solamente se estudiarán las fallas trifásicas. Fallas asimétricas requieren desarrollar el método de las Componentes Simétricas.

Para realizar los cálculos de cortocircuito es necesario dibujar un diagrama unifilar con los elementos que aportan corrientes de cortocircuito (fuentes de cortocircuito).

La Z_s de la red puede obtenerse:

- Solicitándolo a la distribuidora en el punto de entrega.
- Estimada en base a la magnitud de corriente de cortocircuito del interruptor existente en el primario.
- Asumir un bus infinito.
- Para efectos prácticos puede asumirse Z_s es inductiva pura, es decir, $Z_s = X_s$.

Fórmulas.

Ecuación 2.4

$$\%Z = \frac{\text{Voltaje de cckt aplicado en el primario}}{\text{Voltaje nominal en el primario}}$$

Interpretación del concepto de Z de un transformador.

Se obtiene a partir de una prueba de cortocircuito, al aplicar una tensión ajustable en el primario hasta que se produzca la corriente nominal en el secundario.

Ecuación 2.5

$$\%Z = \frac{\text{Voltaje de cortocircuito en el primario}}{\text{Voltaje nominal en el secundario}}$$

Ecuación 2.6

$$\%Z = \frac{Z_T \text{ en ohmios}}{Z_{base} \text{ calculada de los valores del trafo}}$$

Ecuación 2.7

$$Z_{base} = \frac{V_{nominal \text{ del trafo}}}{I_{nominal \text{ del trafo}}} = \frac{P_{nominal}}{I_{nominal}^2} = \frac{V_{nominal}^2}{P_{nominal}}$$

Ecuación 2.8

$$Z_{pu} = Z_{en \text{ ohmios}} \times \frac{I_{nominal}}{V_{nominal}} = \frac{I_{nominal}}{I_{cckt}} = \frac{P_{nominal}}{P_{cckt}}$$

Ecuación 2.9

$$I_{cckt} = \frac{I_{nominal}}{\%Z}$$

En caso de motores de inducción, jaula de ardilla, la reactancia subtransitoria puede obtenerse con mayor precisión

Ecuación 2.10

$$X''_d = \frac{I_{nominal}}{I_{arranque}} = \frac{1}{\frac{kVA}{HP} \text{ de rotor bloqueado}}$$

Las reactancias de las máquinas rotatorias se pueden determinar a partir de tablas ejemplo:

La Tabla 2.2. Letras código NEMA para los kVA a rotor bloqueado. Esta indica la corriente y potencia de cortocircuito en ese funcionamiento. Es un ensayo muy similar como se obtiene la impedancia de los transformadores: se aplica una fuente de tensión en el estator hasta que este alcance la corriente nominal igual a la del motor.

Ecuación 2.11

$$I_{sc} = I_n \times \frac{V_n}{V_{sc}}$$

Tabla 2.2. Letras código NEMA para los kVA a rotor bloqueado

Letra código	kilovolt-ampere por caballo de fuerza con el rotor bloqueado
A	0 – 3.14
B	3.15 – 3.54
C	3.55 – 3.99
D	4.00 – 4.49
E	4.50 – 4.99
F	5.00 – 5.59
G	5.60 – 6.29
H	6.30 – 7.09
J	7.10 – 7.99
K	8.00 – 8.99
L	9.00 – 9.99
M	10.00 – 11.19
N	11.20 – 12.49
P	12.50 – 13.99
R	14.00 – 15.99
S	16.00 – 17.99
T	18.00 – 19.99
U	20.00 – 22.39
V	22.40 en adelante

Para el caso de las máquinas síncronas

Tabla 2.3 Reactancias típicas en p.u. para máquinas eléctricas rotatorias.

Máquinas	X''	X'
Turbogeneradores:		
2 polos	0.09	0.15
4 polos	0.15	0.23
Generadores de polos salientes y devanados con amortiguamiento:		
12 polos o menos	0.16	0.33
14 polo o más	0.21	0.33

Tabla 2.3 Reactancias típicas en p.u. para máquinas eléctricas rotatorias.

Máquinas	X''	X'
Motores síncronos:		
4 a 6 polos	0.15	0.23
8 a 14 polos	0.20	0.30
16 polos o más	0.28	0.40
Motores de inducción arriba de 600 V	0.17	...

Tabla 2.4 Valores en porcentaje las reactancias de máquinas síncronas.

	Reactancia en % referida a la potencia nominal de la máquina.			
	Subtransitoria X''d		Transitoria X'd	
	rango	media	rango	media
(A) Generadores				
(1) Turbogeneradores:				
2 polos, 625 – 9375 kVA	6 – 13	9		
2 polos, 12500 kVA o más	8 – 12	10		
4 polos, 12500 kVA o más	10 – 17	14		
(2) Generadores de polos salientes (sin amortiguadores):				
12 polos o menos	15 – 35	25		
14 polos o más	25 – 45	35		
(3) Generadores de polos salientes (sin amortiguadores):				
12 polos o menos	10 – 25	18		
14 polos o más	25 – 45	24		
(B) Condensadores síncronos	9 - 38	24		
(C) Convertidores síncronos:				
600 Vdc	17 – 22	20		
250 Vdc	28 – 38	33		
(D) Motores síncronos:				
2 a 6 polos	7 – 22	15	10 – 30	20
8 a 14 polos	11 – 29	20	20 – 38	29

Inductancia propia e inductancia mutua.

Todo conductor por el que circula una corriente genera un campo magnético alrededor de él, la inductancia L en Henrios de un elemento resulta de dividir el flujo magnético entre la corriente circulante.

La inductancia total es la suma de la inductancia propia del conductor producida por la corriente que circula por él, más la inductancia mutua resultante de otras corrientes en otros conductores cercanos.

La inductancia propia depende del RMG (radio medio geométrico) del conductor.

La inductancia mutua depende de la ubicación del conductor con respecto a los otros y la forma de los forros conductores o pantallas y su conexión a tierra DMG (distancia media geométrica).

Ecuación 2.12

$$DMG = \sqrt[3]{D_{AB} \times D_{BC} \times D_{CA}}$$

Para cables sin pantalla y sin tubos o conductos metálicos:

Ecuación 2.13

$$L = 0.0002 \ln \frac{DMG}{RMG}$$

La reactancia inductiva en ohmios por kilómetro:
Ecuación 2.14

$$X_L = 0.0028 \times f \times \log \left(\frac{DMG}{RMG} \right)$$

La distancia media geométrica nos sirve para el cálculo de la impedancia en una línea de distribución.

2.4.1 Método óhmico.

En el método óhmico las impedancias se expresan de la manera
Ecuación 2.15

$$Z = R + jX$$

representadas en ohmios.

Con el fin de determinar las magnitudes de las corrientes de cortocircuito es necesario tomar como base la representación del sistema original como un circuito equivalente visto desde el punto donde se localiza la falla. De acuerdo al teorema de Thévenin cualquier sistema se puede reducir a una fuente de voltaje en serie con una impedancia equivalente.

Impedancia de la red.

La resistencia R tiene generalmente un valor muy pequeño y por ende despreciable, por eso R=0. La reactancia X, por tanto, es igual a la impedancia Z en este caso.

Ecuación 2.16

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{V}{\frac{S_{CC}}{V}} = \frac{V^2}{S_{CC}}$$

Donde:

S_{CC} : potencia de cortocircuito de la red.

V : tensión de nominal de la línea.

Recordando que V es la tensión nominal de línea. PCC está dada en Volt-Ampere y V en Voltios.

Impedancia de transformadores.

Este es el dato de placa del transformador que generalmente se encuentra especificado en porcentaje de Z y R.

Ecuación 2.17

$$Z = \frac{Z\%}{100} \times \frac{V_N^2}{P_N}$$

Ecuación 2.18

$$R = \frac{R\%}{100} \times \frac{V_N^2}{P_N}$$

Ecuación 2.19

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2}$$

Paso 1: realizar el diagrama unifilar del sistema a estudiar.

Paso 2: obtener los valores de X y R en ohmios. Si hay transformadores, la impedancia referida al nivel de tensión donde se encuentra la falla.

Luego se reduce el sistema buscando la impedancia vista desde el punto de la falla, es decir la Zth. Normalmente sólo se reducirán bloques en serie y paralelo.

Ecuación 2.20

$$X_{serie} = X_1 + X_2 + \dots + X_n$$

$$X_{paralelo} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_n}} \quad (2.21)$$

Paso 3: con la Zth obtenida en paso 2, obtenemos la corriente de cortocircuito con la tensión de línea.

$$I_{SC} = \frac{V}{Z_{th}} \quad (2.22)$$

La limitante en este método es que se debe utilizar preferentemente cuando el circuito se encuentra a un mismo nivel de tensión, en caso de haber cargas a través de transformadores, estas deben referirse al lado en el que se realiza el estudio, por lo que no es muy práctico, empleándose solo en pequeños sistemas.

2.4.2 Método de los MVA.

El método de los MVA es una modificación del método óhmico en el cual la impedancia de un cckt es la suma de las impedancias de los componentes de un cckt.

Sabiendo que la admitancia es el recíproco de las impedancias, se puede decir que el recíproco de las admitancias de un sistema es la suma de los recíprocos de las admitancias de los componentes.

También sabemos que las admitancias de un circuito o componente es la corriente máxima, o KVA a tensión unitaria, que fluirá por un circuito o componente en un cortocircuito, cuando este esté conectado a una barra de capacidad infinita. Para realizar los cálculos de cortocircuito por el método descrito se hacen las siguientes asunciones:

- Se ignoran los valores de resistencia pura.
- Se ignoran las cargas conectadas a las barras.
- Se consideran tensión y frecuencia constante.

Ecuaciones a utilizar:

Conversión de la impedancia del equipo a MVA de cortocircuito:

Ecuación 2.23

$$MVA_{SC} = \frac{MVA_{equipo} \times 100}{X\%_{del\ equipo}}$$

Ecuación 2.24

$$MVA_{SC} = \frac{MVA_{equipo}}{X_{pu\ del\ equipo}}$$

Conversión de impedancia del conductor en ohmios a MVA:
Ecuación 2.25

$$MVA_{SC} = \frac{kV_L^2}{X_{\Omega}}$$

Obtención de la corriente de cortocircuito simétrica:
Ecuación 2.26

$$I_{SC} = \frac{MVA_{SC}}{\sqrt{3} \times kV_L}$$

Donde:

- MVA_{equipo} : Potencia del equipo en MVA.
- $X\%$: Porcentaje de la reactancia del equipo.
- X_{pu} : Reactancia en por unidad.
- kV_L : Tensión de línea del conductor.
- X_{Ω} : Reactancia del conductor en ohmios.
- MVA_{SC} : Potencia de cortocircuito en el punto de falla.

Para hacer estudios de cortocircuito trifásico utilizando el método de potencia (también conocido como el método de los MVA) se procede de la manera siguiente:

Paso 1: Se realiza el diagrama unifilar del sistema sujeto a estudio de cortocircuito.

Paso 2: Se calculan las impedancias de cables o líneas.

Paso 3: Se calculan los MVA_{SC} de cada uno de los componentes, es decir, su contribución a la falla.

Paso 4: En el diagrama unifilar se reemplaza cada componente por el bloque de potencia que se obtuvieron de en el paso 3.

Paso 5: Se simplifica el diagrama de bloques sustituyendo la combinación de elementos en serie o en paralelo por su equivalente.

Reducción de bloques según su conexión.

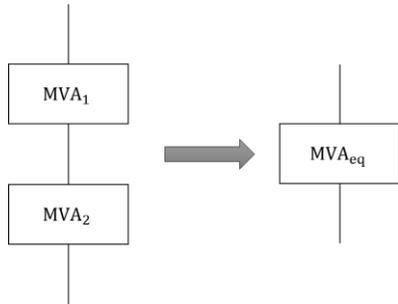


Figura 2.6 Conexión serie método de los MVA.

Conexión en serie.

Ecuación 2.27

$$MVA_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{MVA_1} + \frac{1}{MVA_2}}$$

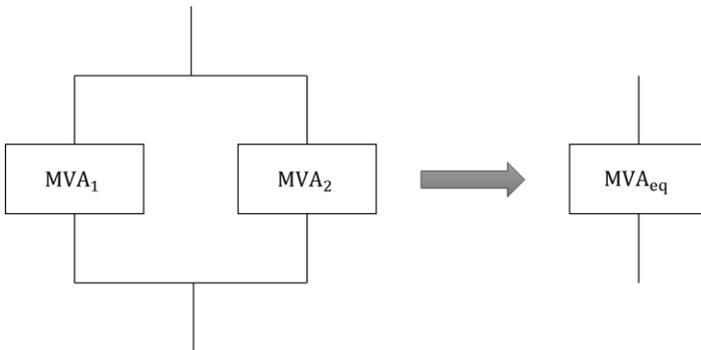


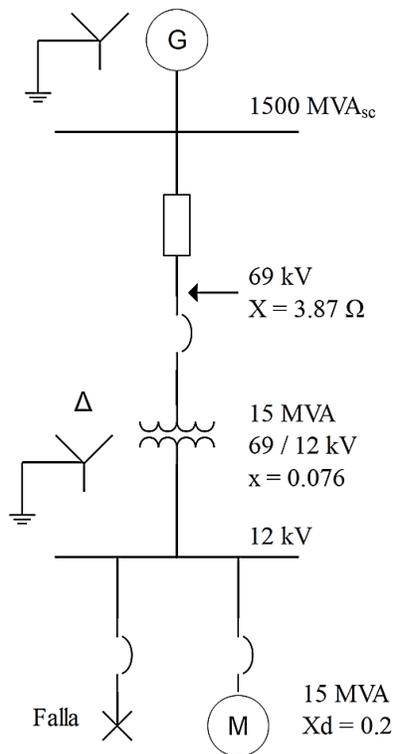
Figura 2.7 Conexión paralelo método de los MVA.

Conexión en paralelo.

Ecuación 2.28

$$MVA_{eq} = MVA_1 + MVA_2$$

Ejemplo 2.1: Calcule la corriente de cortocircuito en el punto de falla.



Paso 1: Se realiza el diagrama unifilar del sistema sujeto a estudio de cortocircuito (lo proporciona el problema).

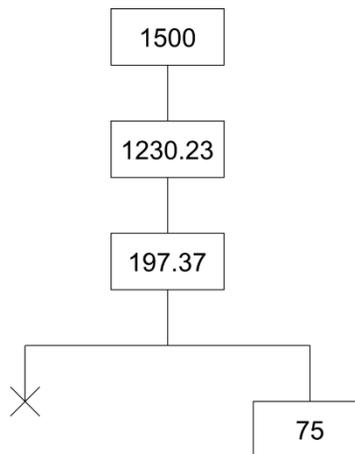
Paso 2 y 3: se calculan las impedancias de cables o líneas y los MVAsc de cada uno de los componentes que contribuyen a la falla.

$$MVA_G = 1500$$

$$MVA_{LINEA} = \frac{69^2}{3.87} = 1230.23$$

$$MVA_{TRAF0} = \frac{15}{0.076} = 197.37$$

$$MVA_{MOTOR} = 75$$



$$MVA_{SC} = \frac{1}{\frac{1}{1500} + \frac{1}{1230.23} + \frac{1}{197.37}} + 75 = 227.76$$

$$I_{SC} = \frac{227.76}{12\sqrt{3}} = 10.96 \text{ kA}$$

2.4.3 Cálculo en por unidad p.u.

Fórmulas empleadas:

Potencia, tensión, corriente e impedancia base:

$$kVA_{base} = S_{base}$$

$$V_{base} = kV_{base}$$

Ecuación 2.29

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}}$$

Ecuación 2.30

$$Z_{base} = \frac{V_{base}}{S_{base}}$$

Cables, barras y otros elementos dados en ohmios:

Ecuación 2.31

$$X_{unitaria} = \frac{ohms \times kVA_{base}}{1000 \times kV^2}$$

Cambio de potencia base en kVA, aplica cuando se pasa de la base original sobre la capacidad del equipo a una nueva base (base sobre la que se realizarán los cálculos):

Ecuación 2.32

$$X_{unitaria} = X_{unitaria \text{ del equipo}} \frac{kVA_{base}}{kVA_{nominal \text{ del equipo}}}$$

Conversión de lo la potencia de cortocircuito de la red en kVA a valores unitarios:
Ecuación 2.33

$$X_{unitaria} = \frac{kVA_{base}}{kVA_{cckt \text{ red}}}$$

Conversión de amperios simétricos a asimétricos:
Ecuación 2.34

$$I_{asimetrica} = multiplicador \times I_{simetrica}$$

Conversión de amperios simétricos a X unitaria:
Ecuación 2.35

$$X_{unitaria} = \frac{kVA_{base}}{I_{simetrica} \times kV \times \sqrt{3}}$$

Conversión Z unitaria a potencia de cortocircuito simétrica:
Ecuación 2.36

$$kVA_{cckt \text{ simetricos}} = \frac{kVA_{base}}{Z_{unitaria \text{ total}}}$$

Conversión de potencia de cortocircuito de la red en kVA a X unitaria:
Ecuación 2.37

$$X_{red} = \frac{1000 \times kV_{secundarios}^2}{kVA_{cckt \text{ red}}}$$

Para hacer estudios de cortocircuito trifásico utilizando el método de potencia (también conocido como el método de los MVA) se procede de la manera siguiente:

Paso 1: Realizar el diagrama unifilar del sistema que se analizará, uno donde sólo aparezcan las reactancias y otro donde sólo las resistencias.

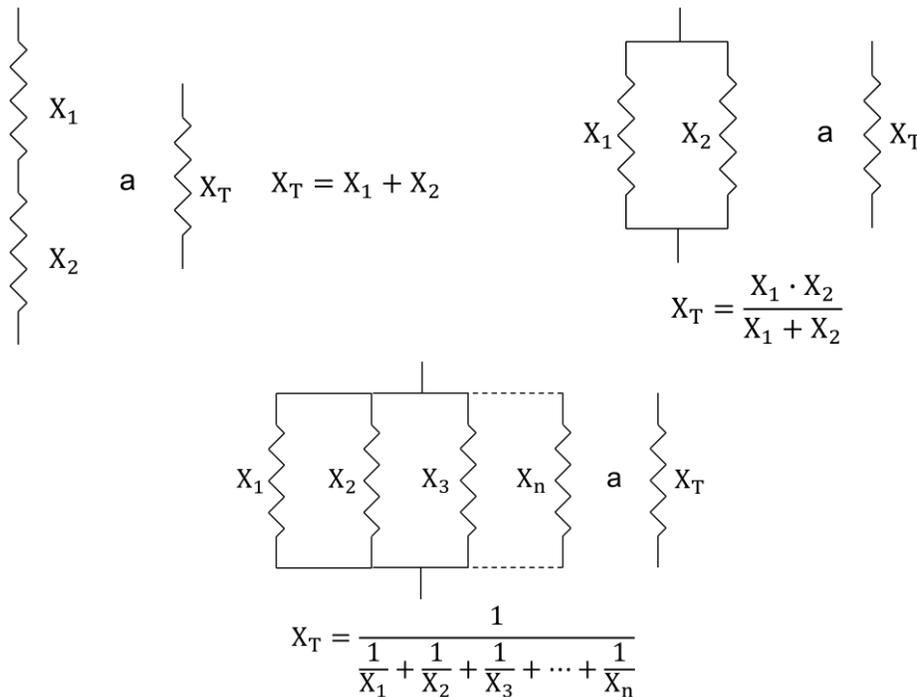
Paso 2: Se elige una potencia base, se obtendrán los valores en por unidad de las resistencias y reactancias del sistema sobre esta, se recomienda utilizar la potencia del transformador de alimentación principal.

Paso 3: calcular los valores de las impedancias en pu de los elementos en el diagrama.

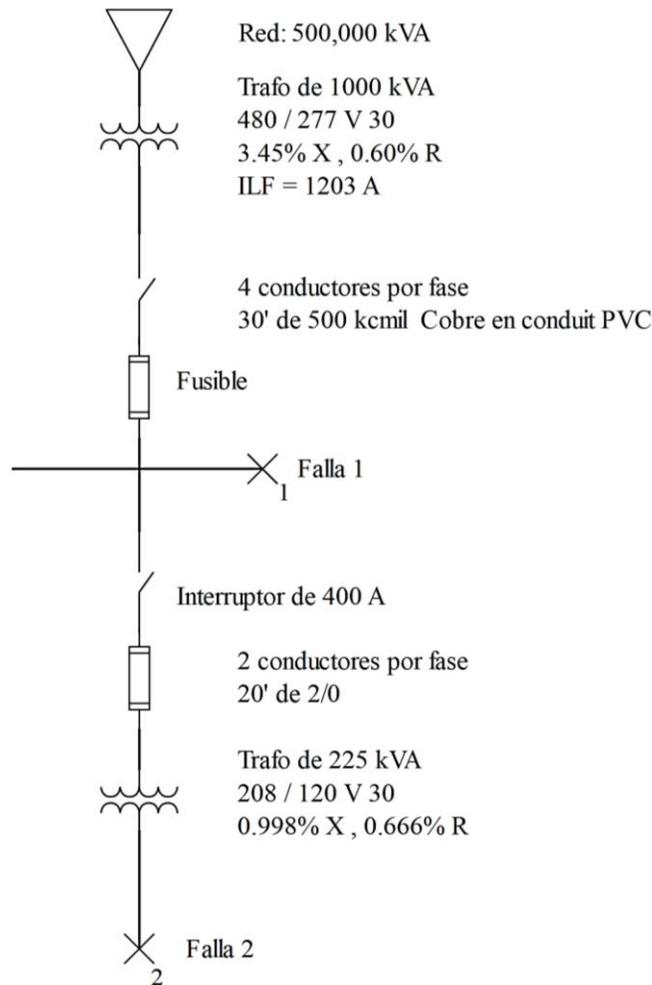
Paso 4: se reduce el circuito a una sola resistencia y reactancia Thévenin vista desde el punto de la falla. La reducción de los circuitos se trata de la misma manera que en el método óhmico.

Paso 5: con la resistencia R y reactancia X equivalente se obtiene la impedancia equivalente, esta impedancia Z es utilizada los cálculos de la corriente de cortocircuito simétrica.

Paso 6: además de obtener la impedancia vista desde el punto de la falla, se obtiene la relación X/R con la cual buscamos en coeficiente de asimetría para así obtener la corriente de cortocircuito asimétrica utilizando Ecuación 2.21 y buscamos el factor de asimetría en Tabla 2.1



Ejemplo 2.2 Calcule la corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica en los puntos de falla.



Paso 1: Realizar el diagrama unifilar del sistema que se analizará, uno donde sólo aparezcan las reactancias y otro donde sólo las resistencias.

Paso 2: Se elige una potencia base, se obtendrán los valores en por unidad de las resistencias y reactancias del sistema sobre esta, se recomienda utilizar la potencia del transformador de alimentación principal.

$$S_{base} = 1000 \text{ kVA}$$

$$V_{base} = 0.277 \text{ kV}$$

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} = \frac{1000 \text{ kVA}}{0.277 \text{ kV}} = 3.61 \text{ kA}$$

Paso 3: calcular los valores de las impedancias en pu de los elementos en el diagrama.

$$X_{red} = \frac{1000 \text{ kVA}}{500000 \text{ kVA}} = 0.002$$

$$X_{T1} = \frac{3.45}{100} \times \frac{1000 \text{ kVA}}{1000 \text{ kVA}} = 0.0345$$

$$R_{T1} = \frac{0.60}{100} \times \frac{1000 \text{ kVA}}{1000 \text{ kVA}} = 0.006$$

De Tabla 2.18 obtenemos valores de X y R para las líneas:

$$X_{\text{Linea1}} = \frac{0.0839 \frac{\Omega}{1000 \text{ pie} \times \text{conductor}} \times 30 \text{ pie}}{4 \text{ conductores}} = 0.00062925 \Omega$$

$$X_{L1} = 0.00062925 \Omega \times \frac{1000 \text{ kVA}}{1000 \times (0.277 \text{ kV})^2} = 0.0082009$$

$$R_{\text{Linea1}} = \frac{0.0246 \frac{\Omega}{1000 \text{ pie} \times \text{conductor}} \times 30 \text{ pie}}{4 \text{ conductores}} = 0.0001845 \Omega$$

$$R_{L1} = 0.0001845 \Omega \times \frac{1000 \text{ kVA}}{1000 \times (0.277 \text{ kV})^2} = 0.0024046$$

$$X_{\text{Linea2}} = \frac{0.101 \frac{\Omega}{1000 \text{ pie} \times \text{conductor}} \times 20 \text{ pie}}{2 \text{ conductores}} = 0.00101 \Omega$$

$$X_{L2} = 0.00101 \Omega \times \frac{1000 \text{ kVA}}{1000 \times (0.277 \text{ kV})^2} = 0.013162$$

$$R_{\text{Linea2}} = \frac{0.0911 \frac{\Omega}{1000 \text{ pie} \times \text{conductor}} \times 20 \text{ pie}}{2 \text{ conductores}} = 0.000911 \Omega$$

$$R_{L2} = 0.000911 \Omega \times \frac{1000 \text{ kVA}}{1000 \times (0.277 \text{ kV})^2} = 0.011873$$

$$X_{T2} = \frac{0.998}{100} \times \frac{1000 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}} = 0.044356$$

$$R_{T2} = \frac{0.666}{100} \times \frac{1000 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}} = 0.0296$$

Para la primera falla:

$$X_{\text{eq1}} = X_{\text{red}} + X_{T1} + X_{L1} = 0.0447$$

$$R_{\text{eq1}} = R_{T1} + R_{L1} = 0.0084046$$

$$|Z_{\text{eq1}}| = 0.0454$$

$$I_{\text{simetrica}} = \frac{1000 \text{ kVA}}{0.0454 \times 0.277 \text{ kV} \times \sqrt{3}} = 45.82 \text{ kA}$$

De Tabla 2.1

$$\frac{X}{R} = 5.31 \rightarrow K \approx 1.4$$

$$I_{\text{asimetrica}} = 1.4 \times 45.82 \text{ kA} = 64.15 \text{ kA}$$

Para la segunda falla:

$$X_{\text{eq2}} = X_{\text{red}} + X_{T1} + X_{L1} + X_{L2} + X_{T2} = 0.100019$$

$$R_{\text{eq2}} = R_{T1} + R_{L1} + X_{L2} + X_{T2} = 0.04988$$

$$|Z_{\text{eq2}}| = 0.11177$$

$$I_{\text{simetrica}} = \frac{1000 \text{ kVA}}{0.11177 \times 0.277 \text{ kV} \times \sqrt{3}} = 18.648 \text{ kA}$$

$$\frac{X}{R} = 2.0 \rightarrow K \approx 1.022$$

$$I_{\text{asimetrica}} = 1.022 \times 18.648 \text{ kA} = 19.06 \text{ kA}$$

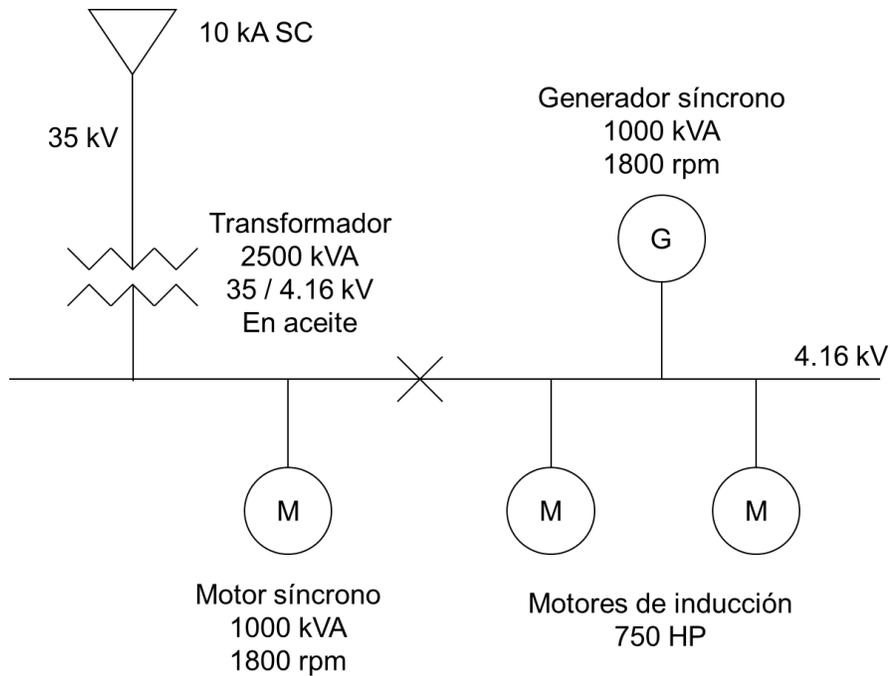
Ejemplo 2.3 En el diagrama unifilar que se presenta, el voltaje de la distribuidora es 35 kV y la corriente de falla 10 kA simétricos en el punto de entrega. Desde el punto de entrega existe una línea aérea, sostenida en postes de 40' en un tramo de 3 km con 3 cables ACSR #2/0 crucero horizontal.

Se tienen tres grupos de motores, operando a 4.16 kV, dos de ellos son motores de inducción de 750 HP cada uno letra código B (factor 3.54 kVA/HP arranque) y el motor restante es síncrono de 1000 HP. El generador y motor síncrono giran a 1800 rpm.

Determinar:

1. La corriente de falla simétrica y asimétrica en el punto mostrado en la figura, momentánea y de interrupción. Desprecie R.

2. La corriente de cortocircuito simétrica por la línea de 35 kV durante la falla.



Solución:

Como el problema nos menciona que se desprecie R, el método de los MVA es el que conviene utilizar.

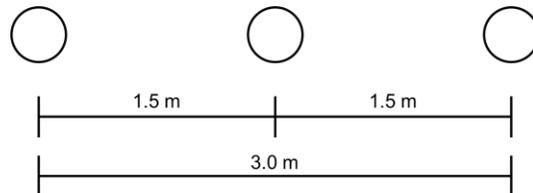
Paso 1: Se realiza el diagrama unifilar del sistema sujeto a estudio de cortocircuito (el problema lo proporciona).

Paso 2 y 3: Se calculan las impedancias de cables o líneas y los MVA_{sc} de cada uno de los componentes, es decir, su contribución a la falla.

Para la red:

$$MVA_{RED} = \sqrt{3} \times 35 \text{ kV} \times 10 \text{ kA} = 606.218 \text{ MVA}$$

Para la línea a 35 kV, un crucero horizontal de 3 metros:



$$DMG = \sqrt[3]{1.5 \times 1.5 \times 3.0} = 1.89 \text{ m}$$

$$DMG = 1.89 \text{ m} \times 3.28 \frac{\text{pie}}{\text{m}} = 6.199 \text{ pie}$$

$$0.199 \times 12 \frac{\text{pulgada}}{\text{pie}} = 2.38 \text{ pulgadas}$$

$$DMG = 6' 2.38" \approx 6' 3'$$

$$X_{L1} = X_A + X_B$$

Buscamos X_A en Tabla 2.19 y X_B en Tabla 2.20. Tabla 2.20

$$X_A = 0.1212 \frac{\Omega}{1000'} \quad , \quad X_B = 0.0421 \frac{\Omega}{1000'}$$

$$X_{L1} = (0.1212 + 0.0421) \frac{\Omega}{1000 \text{ pie}} \times 3000 \text{ m} \times 3.28 \frac{\text{pie}}{\text{m}} = 1.607 \Omega$$

$$\text{MVA}_{L1} = \frac{\text{kV}_{L1}^2}{X_{L1}} = \frac{35^2}{1.607} = 762.35 \text{ MVA}$$

Para el transformador:

Como es un trafo en aceite buscamos en Tabla 2.15 y obtenemos $X_T=4.9441\%$

$$\text{MVA}_T = \frac{2.5}{0.049441} = 50.57 \text{ MVA}$$

Motores de inducción 750 HP clase B, de Tabla 2.2 obtenemos los kVA/HP de rotor bloqueado

$$X_d'' = \frac{1}{3.54 \frac{\text{kVA}}{\text{HP}}} = 0.2824$$

$$\text{MVA}_{Mi} = \frac{0.75}{0.2824} = 2.655 \text{ MVA}$$

Motor síncrono 1000 HP a 1800 rpm.

$$P = \frac{120 \times f}{\eta_s} = \frac{120 \times 60}{1800} = 4 \text{ polos}$$

Buscamos en Tabla 2.4 Tabla 2.3

$$X_d'' = 15\% \quad , \quad X_d' = 20\%$$

$$\text{MVA}_S (\text{momentaneo}) = \frac{1.0}{0.15} = 6.67 \text{ MVA}$$

$$\text{MVA}_S (\text{interrupcion}) = \frac{1.0}{0.2} = 5 \text{ MVA}$$

Para el Generador síncrono.

$$P = \frac{120 \times f}{\eta_s} = \frac{120 \times 60}{1800} = 4 \text{ polos}$$

De Tabla 2.3 para un generador de 4 polos:

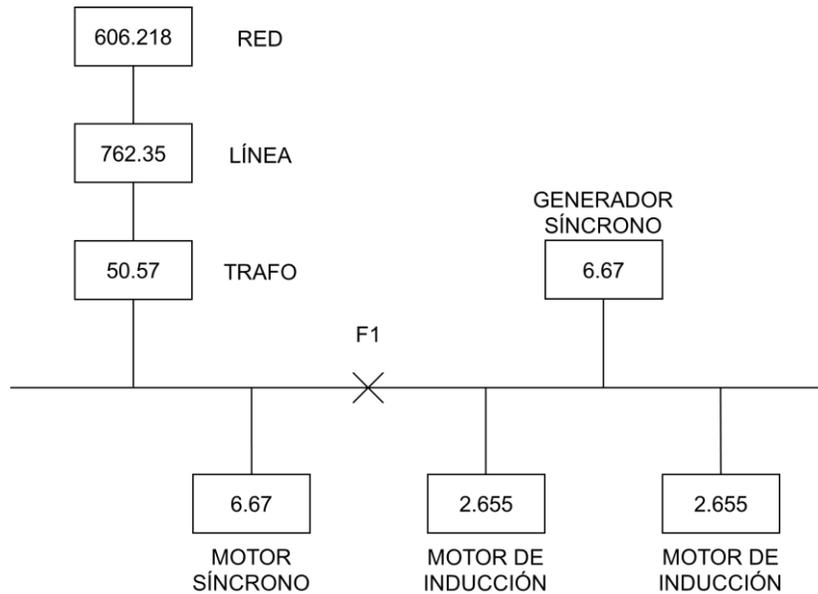
$$X_d'' = 0.15 \quad , \quad X_d' = 0.23$$

$$\text{MVA}_G (\text{momentaneo}) = \frac{1.0}{0.15} = 6.67 \text{ MVA}$$

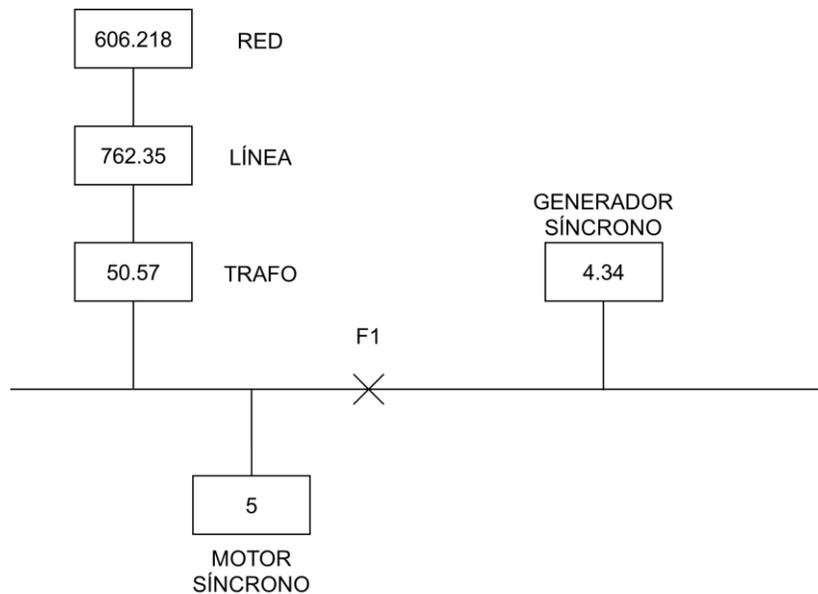
$$MVA_{G(\text{interrupcion})} = \frac{1.0}{0.23} = 4.34 \text{ MVA}$$

Paso 4: En el diagrama unifilar se reemplaza cada componente por el bloque de potencia que se obtuvieron de en el paso 3.

Para calcular el esfuerzo de interrupción:



Para el esfuerzo momentáneo:

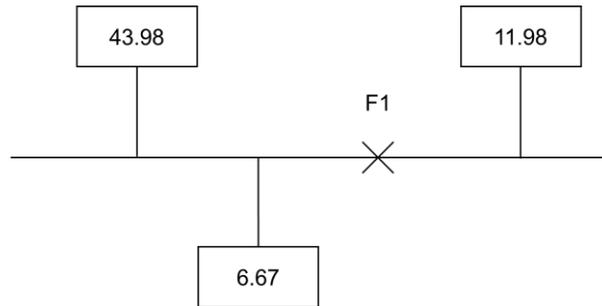


Paso 5: Se simplifica el diagrama de bloques sustituyendo la combinación de elementos en serie o en paralelo por su equivalente.

$$MVA_{eq1} = \frac{1}{\frac{1}{606.218} + \frac{1}{762.35} + \frac{1}{50.57}} = 43.98 \text{ MVA}$$

Para la corriente de interrupción:

$$MVA_{eq2} = 2.655 + 2.655 + 6.67 = 11.98 \text{ MVA}$$



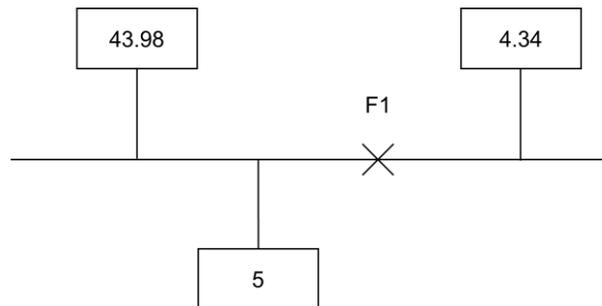
$$MVA_{eq} = 43.98 + 6.67 + 11.98 = 62.623 \text{ MVA}$$

$$I_{\text{momentanea simetrica}} = \frac{62.623 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kVA}} = 8.691 \text{ kA}$$

Debido a que no conocemos la relación X/R utilizamos el factor K=1.5 como se mencionó en el apartado de “Esfuerzo momentáneo y de interrupción”.

$$I_{\text{momentanea asimetrica}} = 1.5 \times 8.691 \text{ kA} = 13.037 \text{ kA}$$

Para la corriente momentánea:



$$MVA_{eq} = 43.98 + 5 + 4.34 = 53.33 \text{ MVA}$$

$$I_{\text{momentanea simetrica}} = \frac{53.33 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kVA}} = 7.401 \text{ kA}$$

$$I_{\text{momentanea asimetrica}} = 1.5 \times 7.401 \text{ kA} = 11.102 \text{ kA}$$

Estudios de cortocircuito usando transformadores de distribución urbanos.

En estos casos se considerarán dos situaciones, un cortocircuito monofásico al neutro (tap central) y un cortocircuito entre las dos fases.

Una falla de línea a neutro que involucra a uno de los medios devanados secundarios (terminales X1 a X2 o X3 a X4 en Figura 2.8) de estos tres cables

monofásicos. Los transformadores trifilares permiten que fluya aproximadamente el doble de corriente de cortocircuito que una falla de línea a línea que involucra el devanado secundario completo (terminales X1 a X4).

En el caso específico de nuestro sistema de distribución urbano con relación de transformación 7.6 kV / 0.24 - 0.12 kV solo se utiliza la impedancia de una fase del sistema.

La condición más severa es el cortocircuito de fase a neutro dado que la reactancia y resistencia es dada sobre la base del devanado completo, es necesario multiplicar la reactancia de medio devanado del transformador se le aplica un factor de 1.2 veces la reactancia de devanado completo, mientras que la resistencia de medio devanado se le aplica el factor 1.44. Estos son factores típicos de varios transformadores (EEE C37.010).
Ejemplo 2.4: Cálculo de cortocircuito en transformadores monofásicos.

Cálculo para el cortocircuito entre una fase y neutro:

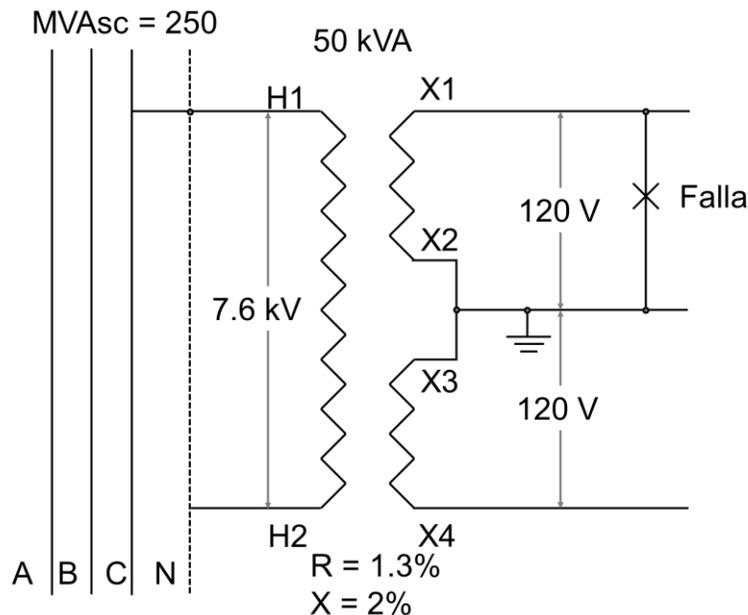


Figura 2.8 Transformador de distribución monofásico.

Impedancia del sistema referida al secundario:

$$X_S = \frac{kV^2 \times 1000}{MVA_{SC}} = \frac{0.120^2 \times 1000}{250} = 0.0576 \text{ m}\Omega$$

Resistencia y reactancia del transformador:

$$R_{\text{TRAFO}} = \frac{\%R}{100} \times \frac{kV^2 \times 1000}{MVA_{\text{TRAFO}}} = \frac{1.3}{100} \times \frac{0.120^2 \times 1000}{0.050} = 3.744 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{TRAFO}} = \frac{\%X}{100} \times \frac{kV^2 \times 1000}{MVA_{\text{TRAFO}}} = \frac{2}{100} \times \frac{0.120^2 \times 1000}{0.050} = 5.76 \text{ m}\Omega$$

Para falla de línea a neutro como se muestra en Figura 2.3

$$|Z_{\text{TOTAL}}| = |1.44 \times R_{\text{TRAFO}} + j(X_S + 1.2 \times X_{\text{TRAFO}})|$$

$$|Z_{TOTAL}| = |1.44 \times 3.744 + j(0.0576 + 1.2 \times 5.76)| = 8.81 \text{ m}\Omega$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito monofásico:

$$I_{SC \text{ SIMETRICA}} = \frac{V_L}{Z_{TOTAL}} = \frac{120 \text{ V}}{8.81 \text{ m}\Omega} = 13.619 \text{ kA}$$

$$\frac{X}{R} = 1.29 \rightarrow \frac{I_{SC \text{ ASIMETRICA}}}{I_{SC \text{ SIMETRICA}}} \approx 1.59$$

$$I_{SC \text{ ASIMETRICA}} = 1.59 \times 13.619 = 21.65 \text{ kA}$$

Cálculo para el cortocircuito entre dos fases:

Impedancia del sistema referida al secundario:

$$X_S = \frac{\text{kV}^2 \times 1000}{\text{MVA}_{SC}} = \frac{0.240^2 \times 1000}{250} = 0.2304 \text{ m}\Omega$$

Resistencia y reactancia del transformador:

$$R_{\text{TRAFO}} = \frac{\%R}{100} \times \frac{\text{kV}^2 \times 1000}{\text{MVA}_{\text{TRAFO}}} = \frac{1.3}{100} \times \frac{0.240^2 \times 1000}{0.050} = 14.976 \text{ m}\Omega$$

$$X_{\text{TRAFO}} = \frac{\%X}{100} \times \frac{\text{kV}^2 \times 1000}{\text{MVA}_{\text{TRAFO}}} = \frac{2}{100} \times \frac{0.240^2 \times 1000}{0.050} = 23.04 \text{ m}\Omega$$

$$|Z_{TOTAL}| = |R_{\text{TRAFO}} + j(X_S + X_{\text{TRAFO}})| = |14.976 + j(0.2304 + 23.04)|$$

$$|Z_{TOTAL}| = 27.67 \text{ m}\Omega$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito monofásico:

$$I_{SC \text{ SIMETRICA}} = \frac{V_L}{Z_{TOTAL}} = \frac{120 \text{ V}}{27.67 \text{ m}\Omega} = 8.67 \text{ kA}$$

$$\frac{X}{R} = 1.55 \rightarrow \frac{I_{SC \text{ ASIMETRICA}}}{I_{SC \text{ SIMETRICA}}} \approx 1.69$$

$$I_{SC \text{ ASIMETRICA}} = 1.69 \times 13.619 = 14.66 \text{ kA}$$

2.4.4 Método basado en curvas o tablas.

Este método es para un cálculo rápido y de sistemas ya estudiados, a diferencia de los anteriores que son utilizados para estudios más singulares

Transformadores trifásicos.

Las tablas están basadas en:

1. Una falla sólida trifásica en los terminales de bajo voltaje de la subestación.
2. Impedancias del transformador enumeradas en la tabla.
3. La única fuente que suministra energía al secundario es ese transformador.

4. La potencia total del motor conectado no excede el 50% de la capacidad nominal del transformador a 208Y / 120 V y el 100% de la capacidad nominal del transformador a 240, 480 y 600 V.
5. La contribución del motor se toma como 2.0 veces la corriente nominal del transformador a 208Y / 120 V y 4.0 veces a 240, 480 y 600 V.
6. Los valores presentados en Tabla 2.5 y Tabla 2.6 de corriente de cortocircuito están en términos de amperios simétricos RMS.

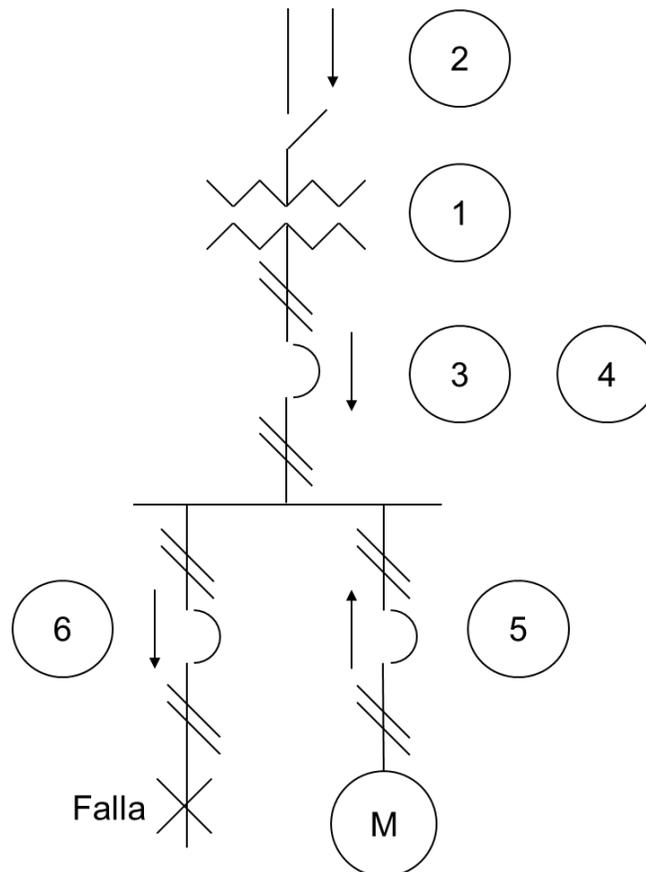


Figura 2.9 Número de referencia en Tabla 2.5 y Tabla 2.6

Tabla 2.5 Transformadores trifásicos en una subestación.

Clasificación del transformador trifásico kVA y porcentaje de impedancia	Máximo valor potencia de cortocircuito del sistema en el primario MVA	Componente DC Amperios	Corriente de cortocircuito Amperios simétricos RMS		
			Transformador solo	50% de la carga son motores	Variado
1	2	3	4	5	6
208 V, TRIFÁSICO					

Tabla 2.5 Transformadores trifásicos en una subestación.

Clasificación del transformador trifásico kVA y porcentaje de impedancia	Máximo valor potencia de cortocircuito del sistema en el primario MVA	Componente DC Amperios	Corriente de cortocircuito Amperios simétricos RMS		
			Transformador solo	50% de la carga son motores	Variado
1	2	3	4	5	6
300 4.5%	50	834	16300	17000	18000
	100		17300		19000
	150		17770		19400
	250		18000		19700
	500		18300		20000
	750		18400		20100
	Infinito		18500		20200
500 4.5%	50	1388	25300	2800	28000
	100		27800		29600
	150		28700		31500
	250		29500		32300
	500		30200		33000
	750		30400		33200
	Infinito		30800		33600
750 5.75%	50	2080	28700	4200	32900
	100		32000		36200
	150		33300		37500
	250		34400		38600
	500		35200		39400
	750		35600		39800
Infinito	36200	40400			
1000 5.75%	50	2780	35800	5600	41400
	100		41100		46700
	150		43200		48800
	250		45100		50700
	500		46600		52200
	750		47300		52900
Infinito	48200	53800			
1500 5.75%	50	4160	47600	8300	55900
	100		57500		65800
	150		61700		70000
	250		65600		73900
	500		68800		77100
	750		69900		78200
	Infinito		72400		80700
240 V, TRIFÁSICO					
300 4.5%	50	722	14200	2900	17100
	100		15000		17900
	150		15400		18300
	250		15600		18500
	500		15800		18700
	750		15900		18800
	Infinito		16000		18900

Tabla 2.6 Transformadores trifásicos en una subestación.

Clasificación del transformador trifásico kVA y porcentaje de impedancia	Máximo valor potencia de cortocircuito del sistema en el primario MVA	Componente DC. Amperios	Corriente de cortocircuito Amperios simétricos RMS		
			Transformador solo	100% de la carga son motores	Combinado
1	2	3	4	5	6
240 V, TRIFÁSICO					
500 4.5%	50	1203	21900	4800	26700
	100		24000		28800
	150		24900		29700
	250		25600		30400
	500		26100		30900
	750		26300		31100
Infinito	26700	31500			
750 5.75%	50	1804	24900	7200	32100
	100		27800		35000
	150		28900		36100
	250		29800		37000
	500		30600		37800
	750		30800		38000
Infinito	31400	38600			
1000 5.75%	50	2406	31100	9600	40700
	100		35700		45300
	150		37500		47100
	250		39100		48700
	500		40500		50100
	750		41000		50600
Infinito	41900	51500			
1500 5.75%	50	3609	41300	14400	55700
	100		49800		64200
	150		53500		67900
	250		56900		71300
	500		59700		74100
	750		60600		75000
Infinito	62800	77200			
480 V, TRIFÁSICO					
300 4.5%	50	360	7100	1400	8500
	100		7500		8900
	150		7700		9100
	250		7800		9200
	500		7900		9300
	750		7900		9300
Infinito	8000	9400			
500 4.5%	50	601	10900	2400	13300
	100		12000		14400
	150		12400		14800
	250		12800		15200
	500		13100		15500
	750		13200		15600
Infinito	13400	15800			

Tabla 2.6 Transformadores trifásicos en una subestación.

Clasificación del transformador trifásico kVA y porcentaje de impedancia	Máximo valor potencia de cortocircuito del sistema en el primario MVA	Componente DC. Amperios	Corriente de cortocircuito Amperios simétricos RMS		
			Transformador solo	100% de la carga son motores	Combinado
1	2	3	4	5	6
750 4.5%	50	902	12500	3600	16100
	100		13900		17500
	150		14400		18000
	250		14900		18500
	500		15300		18900
	750		15400		19000
	Infinito		15700		19300
1000 5.75%	50	1203	15500	7200	27800
	100		17800		32100
	150		18800		33900
	250		19600		35600
	500		20200		37000
	750		20500		37500
	Infinito		20900		38600
1500 5.75%	50	1804	20600	7200	27800
	100		24900		32100
	150		26700		33900
	250		28400		35600
	500		29800		37000
	750		30300		37500
	Infinito		31400		38600
2000 5.75%	50	2406	24700	9600	34300
	100		31100		40700
	150		34000		43600
	250		36700		46300
	500		39100		48700
	750		40000		49600
	Infinito		41900		51500
2500 5.75%	50	3008	28000	12000	40000
	100		36400		48400
	150		40500		52500
	250		44500		56500
	500		48100		60100
	750		49500		61500
	Infinito		52300		64300
3000 5.75%	50	3607	30700	14400	45100
	100		41200		55600
	150		46500		60900
	250		51900		66300
	500		56800		71200
	750		58700		73100
	Infinito		62700		77100

600 V, TRIFÁSICO

Tabla 2.6 Transformadores trifásicos en una subestación.

Clasificación del transformador trifásico kVA y porcentaje de impedancia	Máximo valor potencia de cortocircuito del sistema en el primario MVA	Componente DC. Amperios	Corriente de cortocircuito Amperios simétricos RMS		
			Transformador solo	100% de la carga son motores	Combinado
1	2	3	4	5	6
300 4.5%	50	289	5700	1200	6900
	100		6000		7200
	150		6100		7300
	250		6200		7400
	500		6300		7500
	750		6400		7600
	Infinito		6400		7600
500 4.5%	50	481	8700	1900	10600
	100		9600		11500
	150		10000		11900
	250		10200		12100
	500		10500		12400
	750		10500		12400
	Infinito		10700		12600
750 5.75%	50	722	9900	2900	12800
	100		11100		14000
	150		11500		14400
	250		11900		14800
	500		12200		15100
	750		12300		15200
	Infinito		12500		15400
1000 5.75%	50	722	12500	3800	16300
	100		14300		18100
	150		15000		18800
	250		15700		19500
	500		16200		20000
	750		16400		20200
	Infinito		16800		20600
1500 5.75%	50	1444	16500	5800	22300
	100		19900		25700
	150		21400		27200
	250		22700		28500
	500		23800		29600
	750		24200		30000
	Infinito		25100		30900
2000 5.75%	50	1924	19700	7700	27400
	100		24800		32500
	150		27200		34900
	250		29400		37100
	500		31200		38900
	750		32000		39700
	Infinito		33500		41200

Tabla 2.6 Transformadores trifásicos en una subestación.

Clasificación del transformador trifásico kVA y porcentaje de impedancia	Máximo valor potencia de cortocircuito del sistema en el primario MVA	Componente DC. Amperios	Corriente de cortocircuito Amperios simétricos RMS		
			Transformador solo	100% de la carga son motores	Combinado
1	2	3	4	5	6
2500 5.75%	50	2406	22400	9600	32000
	100		29200		38800
	150		32400		42000
	250		35700		45300
	500		38500		48100
	750		39600		49200
	Infinito		41900		51500
3000 5.75%	50	2786	23700	11100	34800
	100		31800		42900
	150		35900		47000
	250		40100		51200
	500		43900		55000
	750		45300		56400
	Infinito		48500		59600

Transformadores de distribución monofásicos, trifilares.

Aquí se muestran los dos casos como se explicaban anteriormente, una falla entre los terminales X1 a X2 y de X1 a X4.

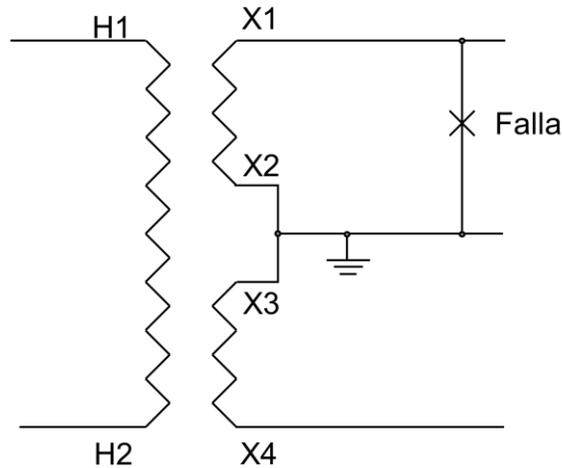


Figura 2.10

Consideraciones de los valores de la Tabla 2.7:

1. Existe una falla sólida de medio devanado en los terminales de bajo voltaje del transformador.
2. Se supuso que el primario del transformador tenía la conexión línea a línea más común al sistema trifásico.
3. Se hizo la asunción generalmente permisible de reactancias de secuencia positiva y negativa iguales en el sistema trifásico.

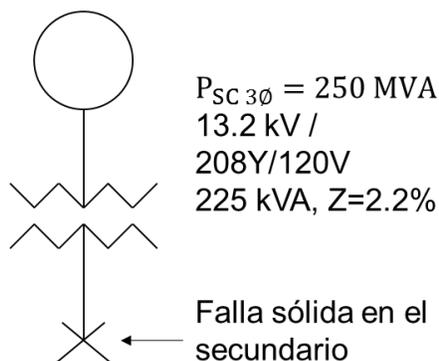
4. Debido a los supuestos en 2 y 3, la rigidez del suministro se define como la potencia de cortocircuito monofásico a la mitad de la potencia de cortocircuito trifásico.
5. La reactancia de medio devanado del transformador se toma como 1.2 veces la reactancia de devanado completo, mientras que la resistencia de medio devanado a 1.44 veces la resistencia de devanado completo, y ambos valores en la potencia base (potencia del transformador).
6. Se asume que el transformador de 120/240 V solo suministra cargas de iluminación, es decir, no son cargas que aportan al cortocircuito.
7. Se asume que la única fuente de energía del secundario es un transformador según se indica.

Tabla 2.7. Estimación de cortocircuito en el secundario para transformadores de distribución monofásico con secundario trifilar.

Máxima corriente de cortocircuito simétrica para transformadores de distribución monofásicos trifilar 120/240 V (falla de línea a neutro en los terminales del transformador).						
Máximo valor potencia de cortocircuito del sistema en el primario MVA	Clasificación del transformador monofásico kVA					
	25	37.5	50	75	100	167
	Corriente nominal DC – Amperios a 240 V.					
	104	156	208	313	417	696
Corriente de cortocircuito simétrica a 120 V						
25	5997	7765	12664	18782	22971	34758
50	6128	8007	13347	20425	25633	41603
100	6195	8133	13710	21342	27191	45037
150	6217	8175	13835	21663	27749	46531
250	6235	8210	13936	21926	28211	47754
500	6248	8235	14012	22127	28567	48722
750	6253	8244	12038	22194	28688	49052
Infinito	6262	8261	14089	22331	28931	49723
Impedancia del devanado del transformador						
% IR	1.6	1.6	1.2	1.0	0.8	1.0
% IX	2.0	2.5	2.0	2.0	2.2	2.0

Transformadores de distribución trifásicos PadMounted.

Solución de falla en el secundario usando el método en por unidad.



Tomando como potencia base 225 kVA.

$$X_{RED} = \frac{225\text{ kVA}}{250000\text{ kVA}} = 0.0009\text{ pu}$$

$$X_{\text{TRAFO}} = 0.038 \times \frac{225 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}} = 0.038 \text{ pu}$$

$$X_{\text{TOTAL}} = X_{\text{RED}} + X_{\text{TRAFO}} = 0.0389 \text{ pu}$$

$$R_{\text{TRAFO}} = 0.015 \times \frac{225 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}} = 0.015 \text{ pu}$$

$$Z_{\text{TOTAL}} = \sqrt{R_{\text{TOTAL}}^2 + X_{\text{TOTAL}}^2} = \sqrt{0.015^2 + 0.0389^2} = 0.0417 \text{ pu}$$

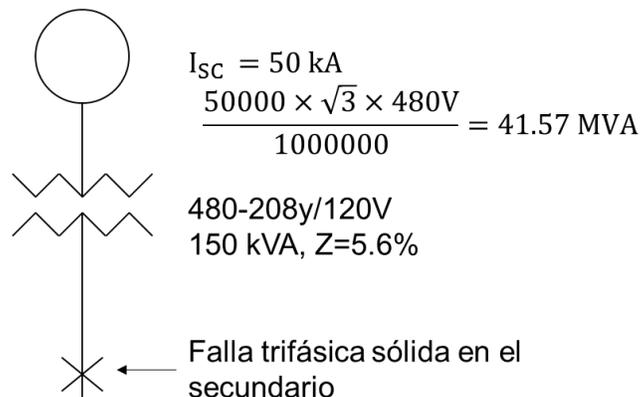
$$I_{\text{SC_simetrica}} = \frac{S_{\text{BASE}}}{\sqrt{3} \times \text{kV} \times Z_{\text{pu}}} = \frac{225}{\sqrt{3} \times 0.208 \times 0.0417} = 14.98 \text{ kA}$$

Tabla 2.8 Corriente de cortocircuito en el secundario para transformadores de distribución trifásicos PadMounted General Electric.

TENSIÓN DE LÍNEA A LÍNEA 25 KV ESTRELLA – 18 KV DELTA							
Potencia de cortocircuito trifásico en el primario MVA	Voltaje en el secundario	Clasificación de los transformadores kVA					
		75	112.5	150	225	300	500
		Impedancia del transformador %					
	(1) 480Y/277V %IR	1.7	1.8	1.7	1.4	1.4	1.2
	%IX	2.0	3.5	3.8	3.7	4.5	4.2
	(2) 208Y/120V %IR	1.8	1.8	1.6	1.5	1.4	1.2
	%IX	2.2	3.5	4.0	3.8	4.4	4.7
Máxima corriente de cortocircuito simétrica RMS Amperios							
100	(1)	3363	3353	4196	6494	7217	12398
	(2)	7176	7737	9361	14540	16980	26008
250	(1)	3407	3403	4278	6698	7475	13187
	(2)	2764	7854	9541	14980	17598	27511
500	(1)	3422	3421	4306	6769	7565	13471
	(2)	7294	7894	9602	15132	17814	28050

Transformadores secos trifásicos.

Solución de falla en el secundario usando el método en por unidad.



Tomando como potencia base 150 kVA.

$$X_{\text{SISTEMA}} = \frac{150 \text{ kVA}}{41569 \text{ kVA}} = 0.0036 \text{ pu}$$

$$X_{\text{TRAFO}} = 0.05 \times \frac{150 \text{ kVA}}{150 \text{ kVA}} = 0.05 \text{ pu}$$

$$X_{\text{TOTAL}} = X_{\text{SISTEMA}} + X_{\text{TRAFO}} = 0.0536 \text{ pu}$$

$$R_{\text{TRAFO}} = 0.0235 \times \frac{225 \text{ kVA}}{225 \text{ kVA}} = 0.0235 \text{ pu}$$

$$Z_{\text{TOTAL}} = \sqrt{R_{\text{TOTAL}}^2 + X_{\text{TOTAL}}^2} = \sqrt{0.0235^2 + 0.0536^2} = 0.0585 \text{ pu}$$

$$I_{\text{SC_simetrica}} = \frac{S_{\text{BASE}}}{\sqrt{3} \times \text{kV} \times Z_{\text{pu}}} = \frac{150}{\sqrt{3} \times 0.208 \times 0.0585} = 7.11 \text{ kA}$$

Tabla 2.9 Corriente de cortocircuito estimada por General Electric para transformadores trifásicos tipo seco.

TENSIÓN EN EL PRIMARIO 600 V, EN EL SECUNDARIO 480Y/277 V Y 208/120 V												
Corriente de cortocircuito trifásico en el primario kA	Clasificación del transformador kVA											
		6	9	15	30	45	75	112.5	150	225	300	500
	Impedancia del transformador %											
	R	2.72	2.31	3.1	3.8	2.52	2.27	2.43	2.35	1.15	1.8	1.6
X	1.72	1.16	1.80	1.37	1.73	1.91	3.87	5.0	5.5	4.5	5.9	
Corriente de cortocircuito simétrica. Amperios.												
25	V Sec											
	480	225	415	640	885	1700	2810	2690	2925	4050	5800	7100
	208	515	960	1475	2035	3925	6500	6200	6750	9350	13400	16400
50	480	225	420	645	890	1740	2925	2820	3085	4400	6550	8260
	208	520	965	1485	2050	4005	6750	6500	7125	10151	15100	19160
200	480	225	420	650	845	1760	3010	2925	...	4700	7200	9400
	208	520	970	1495	2060	4065	7010	6750	7450	10860	16600	21700

Cortocircuito estimado al final del alimentador de bajo voltaje.

La corriente de cortocircuito en un punto de falla en un conductor también depende de la distancia que se encuentra a partir del transformador que alimenta el circuito. Podemos leer la corriente simétrica RMS en las curvas que se presentan de Figura 2.12 a Figura 2.41. El diagrama unifilar muestra el circuito radial típico analizado.

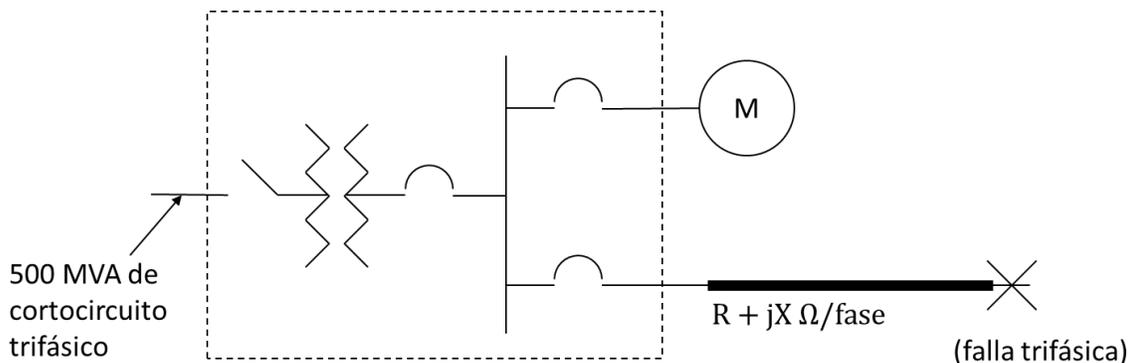


Figura 2.11 Circuito analizado para una falla a lo largo del conductor de alimentación.

Las condiciones en las que se basan las curvas fueron las siguientes:

1. La falla fue un cortocircuito trifásico sólido.
2. La potencia de cortocircuito trifásica es 500 MVA (60 ciclos) para todas las curvas. Se utilizó un sistema de suministro típico X / R en el bus de bajo voltaje para calcular las curvas para cada caso.
3. Los aportes al cortocircuito del motor a través del bus hasta el punto de falla se incluyeron en los cálculos sobre la base de la contribución del 100% para los sistemas de 240, 480, 600 V y las contribuciones del 50% para los sistemas de 208 V.
4. Los valores de impedancia del conductor de alimentación utilizados en los cálculos se indican para varios calibres.

Estas curvas también se pueden usar para seleccionar los tamaños y las longitudes de los conductores de alimentación necesarios para reducir las tareas de cortocircuito a los valores más pequeños deseados.

Tenga en cuenta que los conductores así seleccionados deben ser revisados más a fondo para asegurar una carga adecuada y capacidades de cortocircuito y una caída de voltaje aceptable.

Las clasificaciones coordinadas se basan en dos dispositivos de protección que operan en serie con toda la corriente de cortocircuito fluyendo a través del dispositivo aguas arriba. Si alguna corriente pasa por alto el dispositivo de aguas arriba (como la contribución del motor alimentada en el lado de carga del dispositivo de aguas arriba), se debe utilizar un sistema de clasificación completa, no un sistema de clasificación coordinado.

Tabla 2.10 Valores de impedancia utilizados para obtención de las curvas.

Calibre de conductor alimentador	Resistencia [R] Ω/fase/1000'	Reactancia inductiva [X] Ω/fase/1000'
#4	0.3114	0.0492
#1/0	0.1231	0.0457
500 MCM	0.0228	0.0402
2-250 MCM	0.0114	0.0201
2-750 MCM	0.0103	0.0198
4-750 MCM	0.0053	0.0099

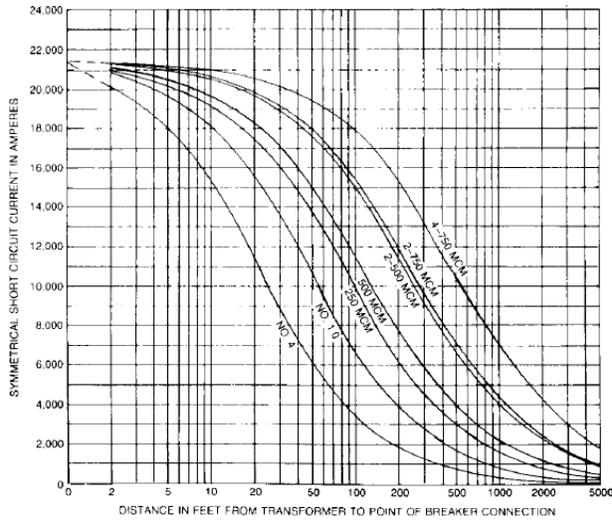


Figura 2.12 Trafo: 150 kVA, 208 V, Z=2.0%

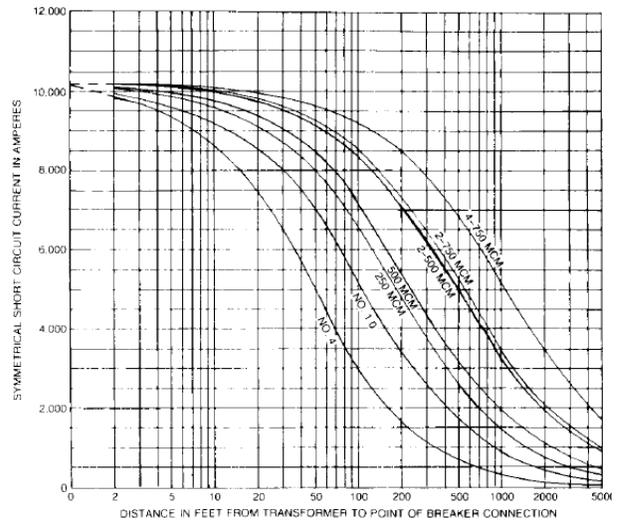


Figura 2.13 Trafo: 150 kVA, 208 V, Z=4.5%

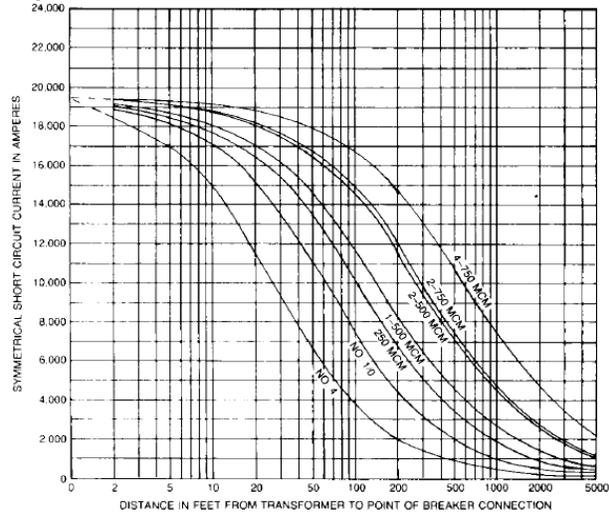


Figura 2.14 Trafo: 150 kVA, 240 V, Z=2.0%

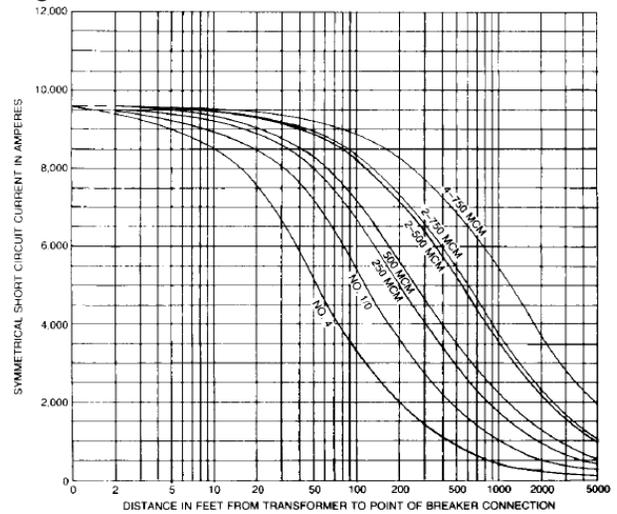


Figura 2.15 Trafo: 150 kVA, 240 V, Z=4.5%

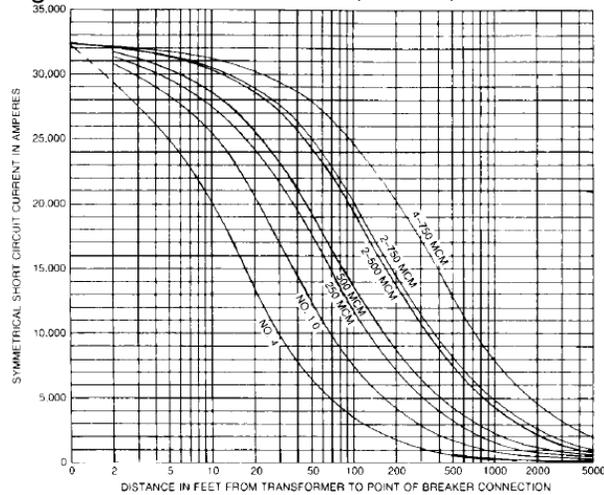


Figura 2.16 Trafo: 225 kVA, 208 V, Z=2.0%

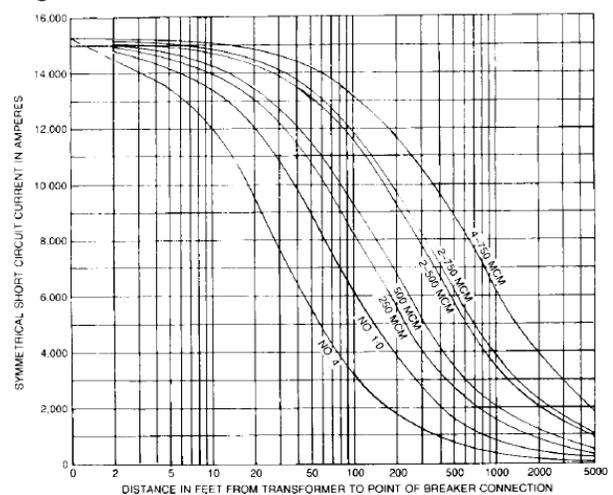


Figura 2.17 Trafo: 225 kVA, 208 V, Z=4.5%

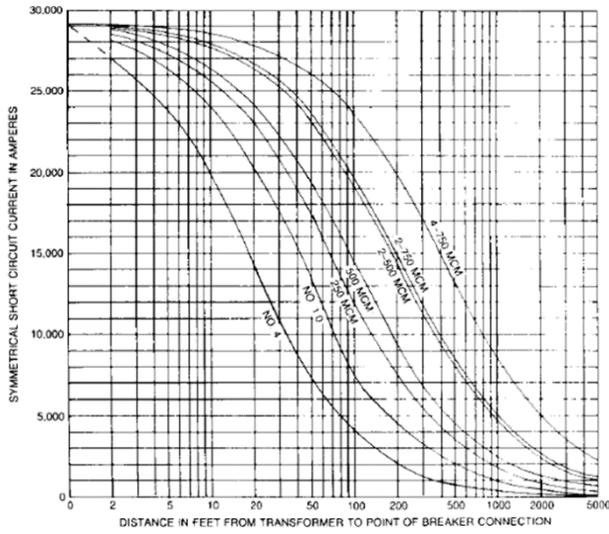


Figura 2.18 Trafo: 225 kVA, 240 V, Z=2.0%

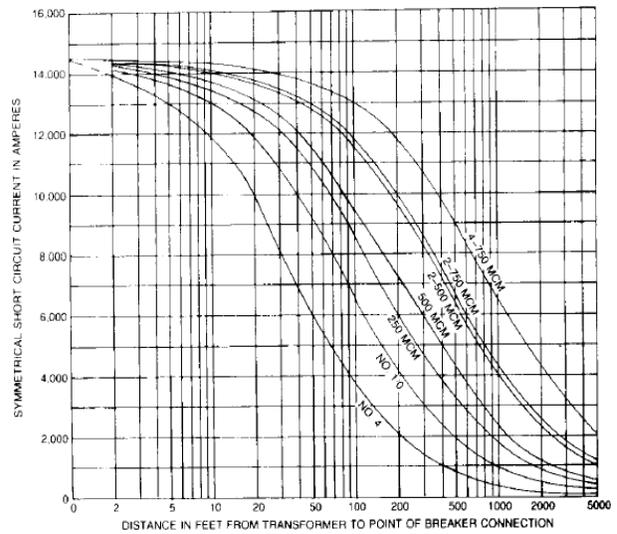


Figura 2.19 Trafo: 225 kVA, 240 V, Z=4.5%

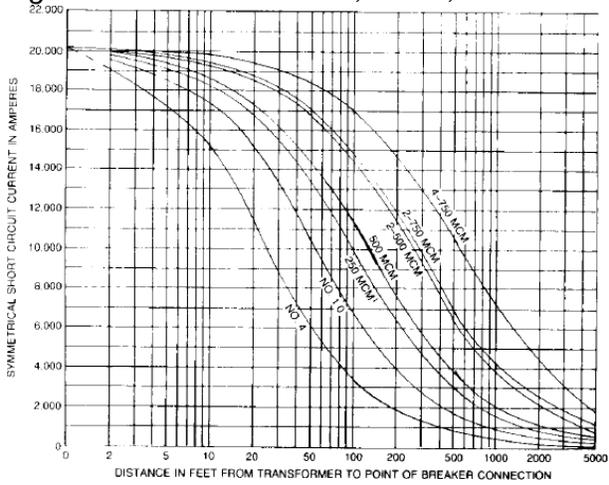


Figura 2.20 Trafo: 300 kVA, 208 V, Z=4.5%

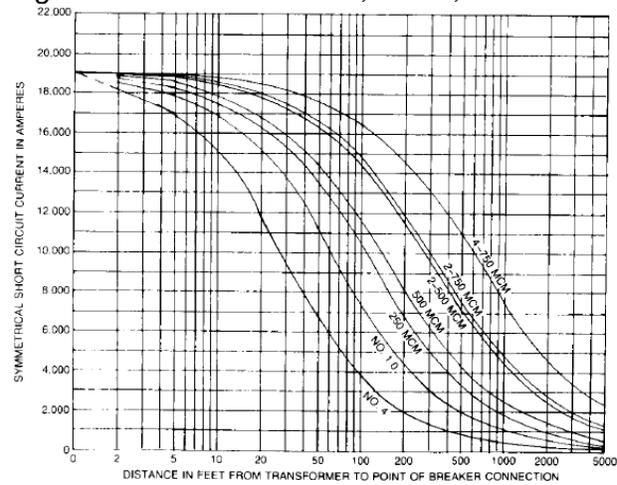


Figura 2.21 Trafo: 300 kVA, 240 V, Z=4.5%

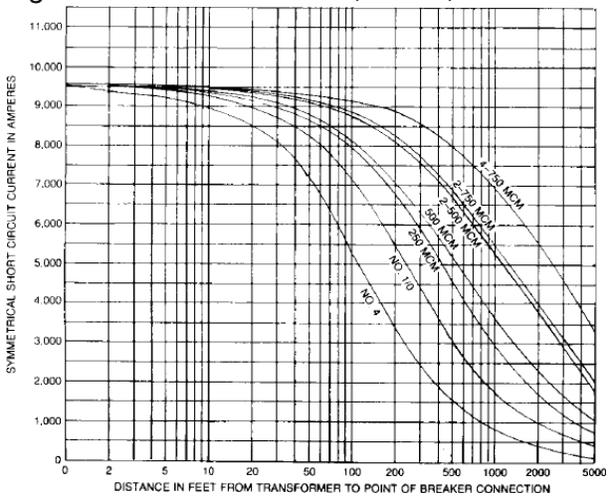


Figura 2.22 Trafo: 300 kVA, 480 V, Z=4.5%

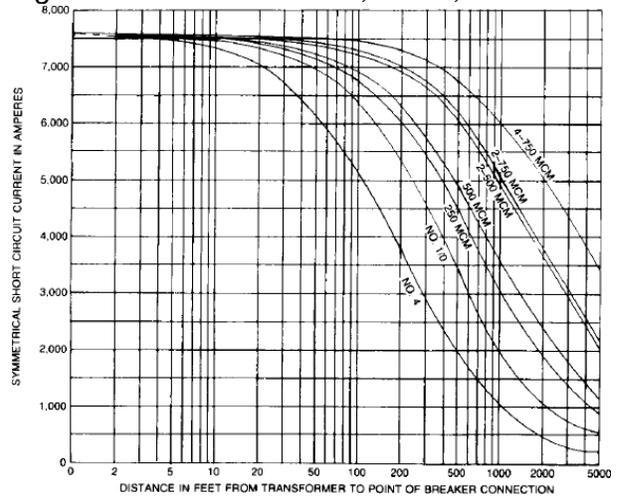


Figura 2.23 Trafo: 300 kVA, 600 V, Z=4.5%

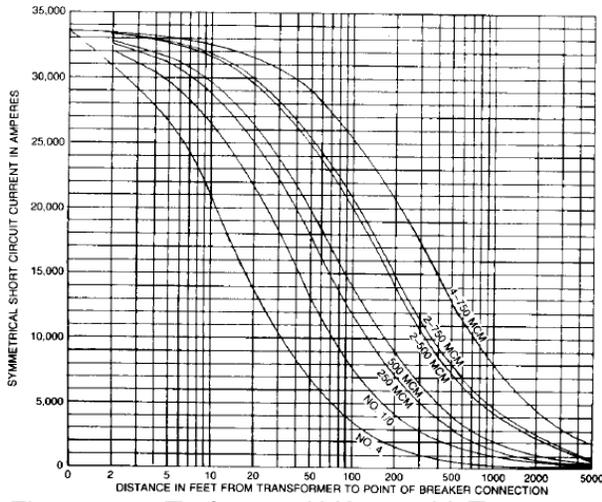


Figura 2.24 Trafo: 500 kVA, 208 V, Z=4.5%

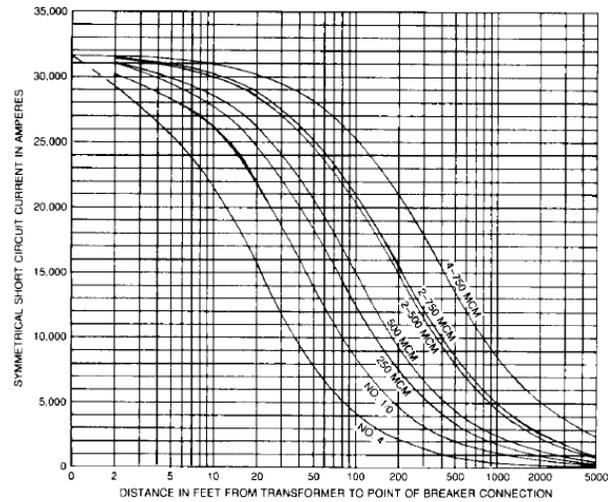


Figura 2.25 Trafo: 500 kVA, 240 V, Z=4.5%

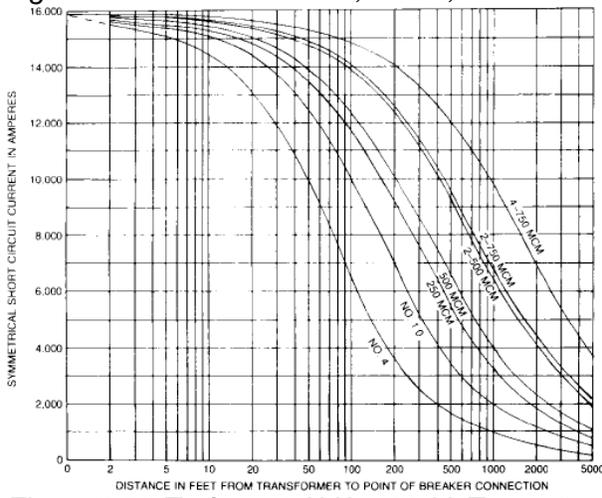


Figura 2.26 Trafo: 500 kVA, 480 V, Z=5.75%

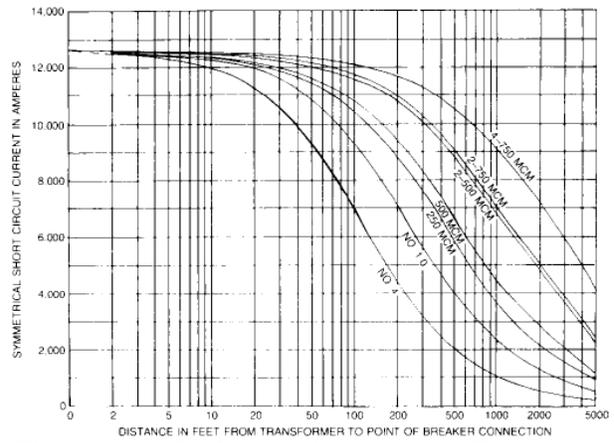


Figura 2.27 Trafo: 500 kVA, 600 V, Z=5.75%

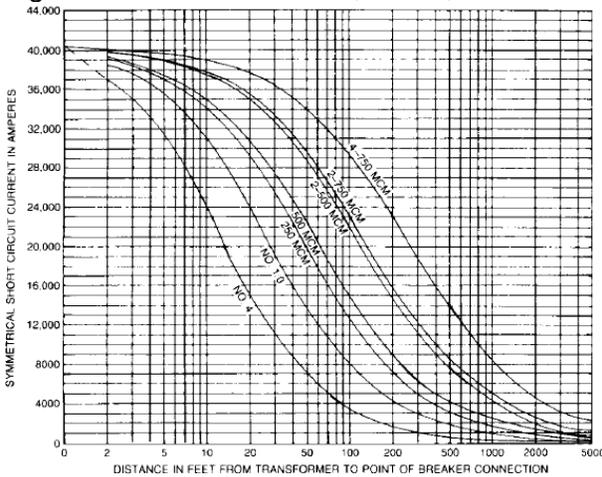


Figura 2.28 Trafo: 750 kVA, 208 V, Z=5.75%

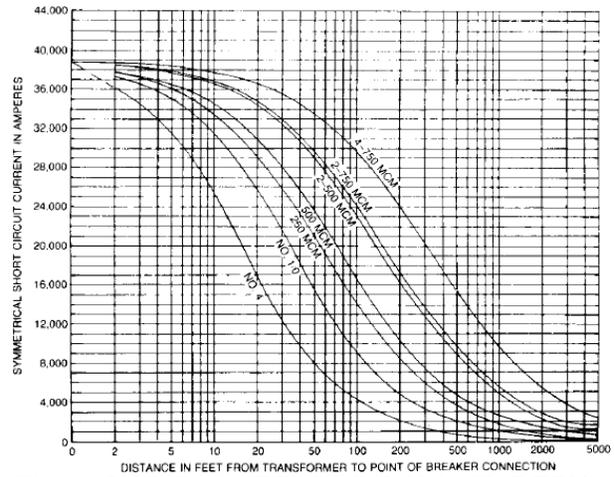


Figura 2.29 Trafo: 750 kVA, 240 V, Z=5.75%

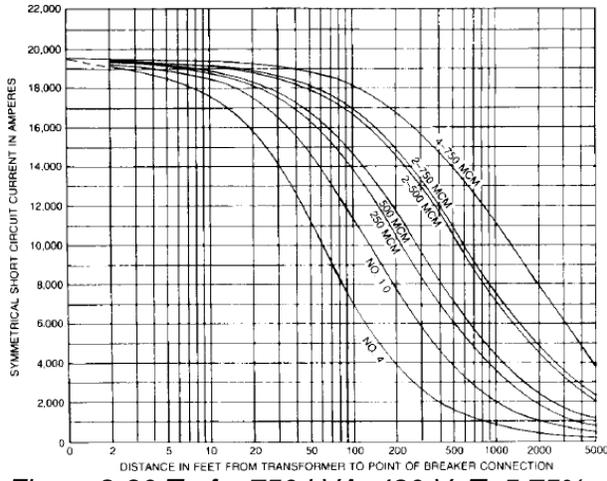


Figura 2.30 Trafo: 750 kVA, 480 V, Z=5.75%

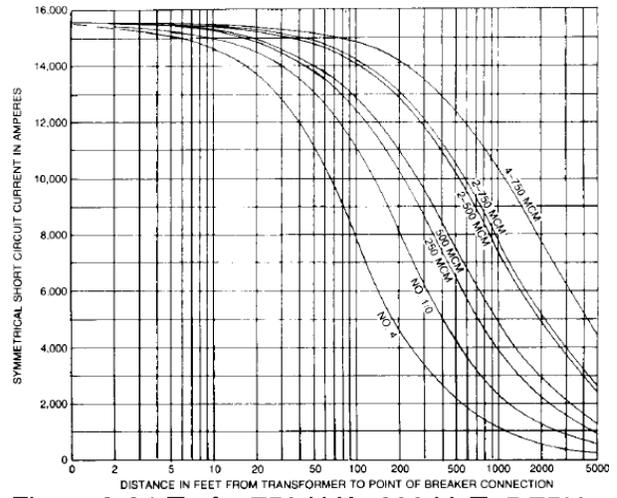


Figura 2.31 Trafo: 750 kVA, 600 V, Z=5.75%

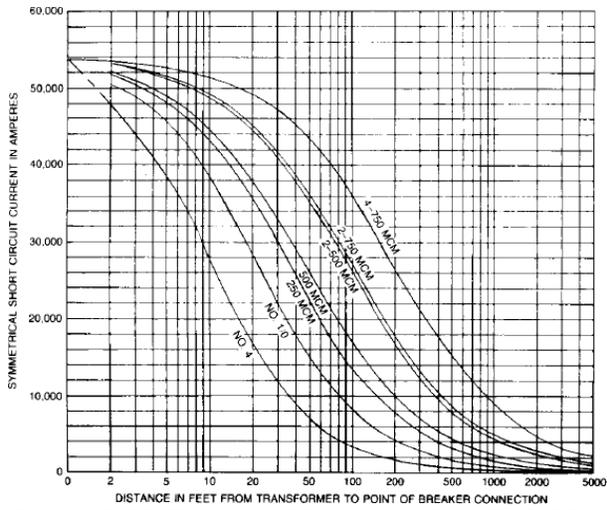


Figura 2.32 Trafo: 1000 kVA, 208 V, Z=5.75%

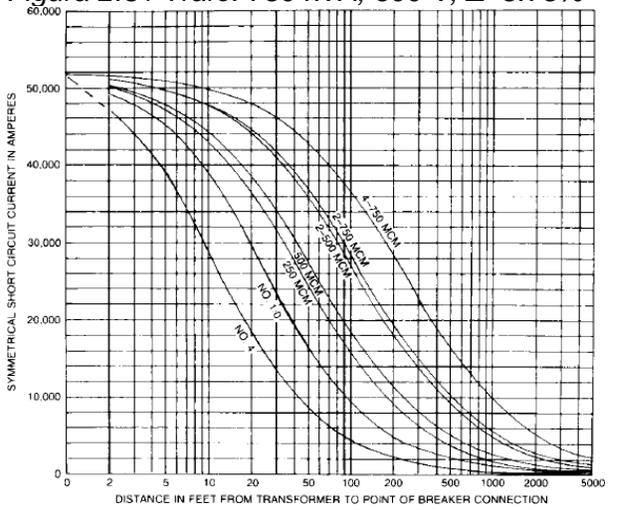


Figura 2.33 Trafo: 1000 kVA, 240 V, Z=5.75%

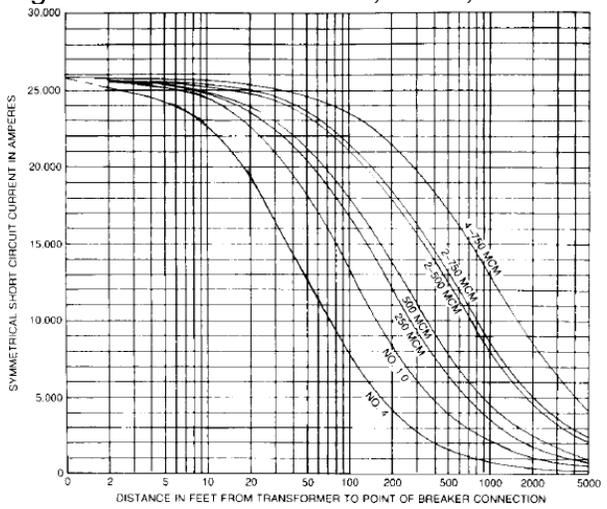


Figura 2.34 Trafo: 1000 kVA, 480 V, Z=5.75%

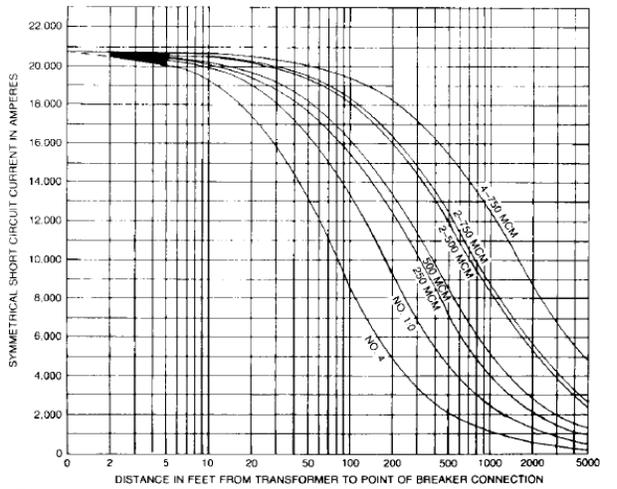


Figura 2.35 Trafo: 1000 kVA, 600 V, Z=5.75%

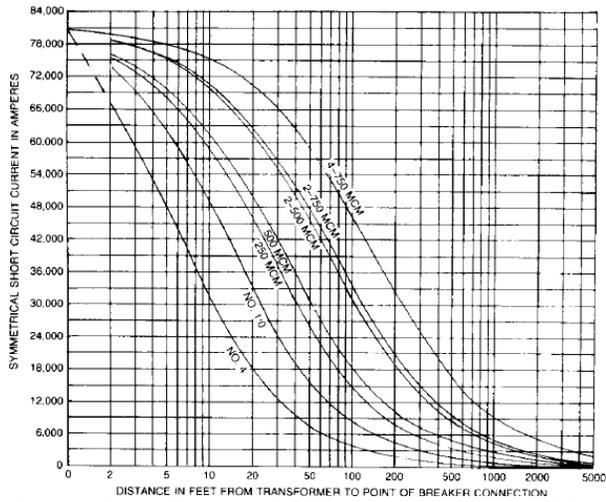


Figura 2.36 Trafo: 1500 kVA, 208 V, Z=5.75%

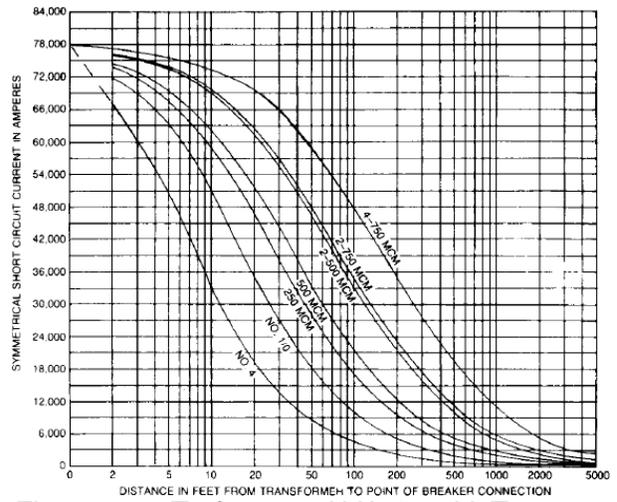


Figura 2.37 Trafo: 1500 kVA, 240 V, Z=5.75%

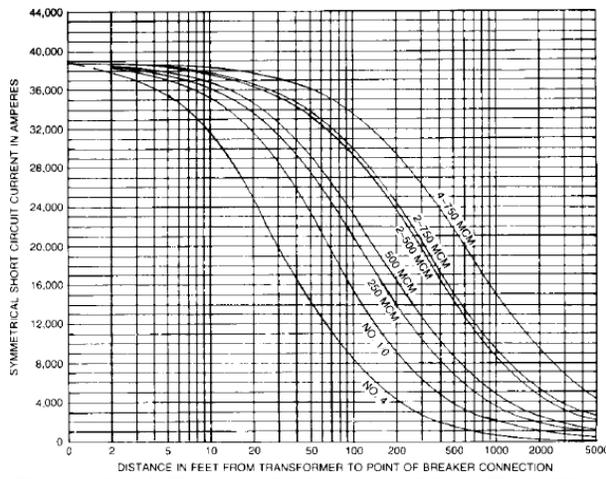


Figura 2.38 Trafo: 1500 kVA, 480 V, Z=5.75%

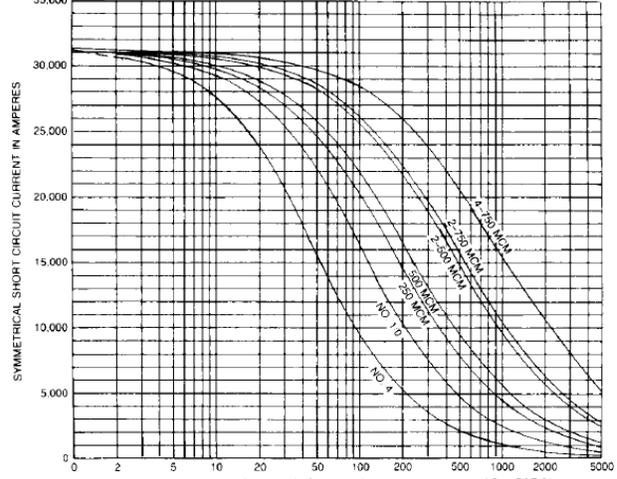


Figura 2.39 Trafo: 1500 kVA, 600 V, Z=5.75%

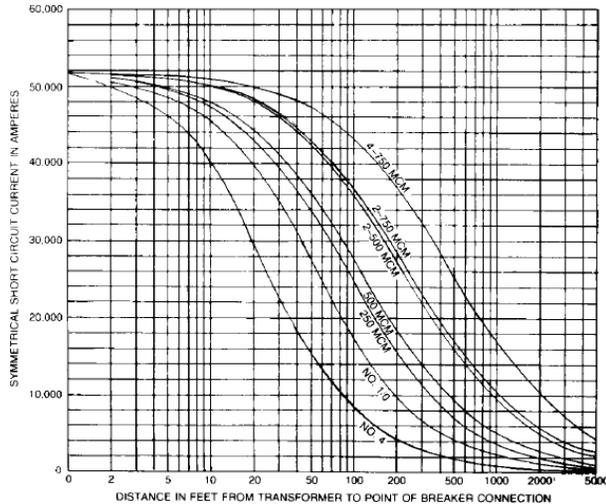


Figura 2.40 Trafo: 2000 kVA, 480 V, Z=5.75%

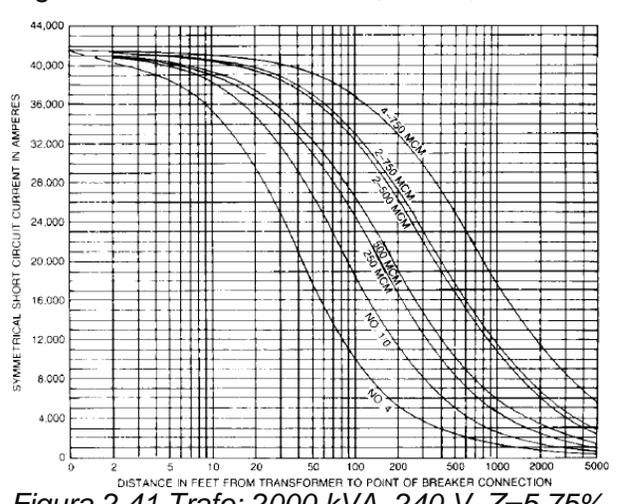


Figura 2.41 Trafo: 2000 kVA, 240 V, Z=5.75%

2.5 Material complementario: método de las componentes simétricas.

Se basa en el desarrollo de las componentes simétricas y su relación con las redes de secuencia. Se define una potencia base en MVA o kVA y un voltaje base en kV y posteriormente convertir todas las impedancias del sistema a valores en por unidad en dichas bases, luego se reducen todas las impedancias a una sola en el punto de falla, aplicando el teorema de Thévenin.

Para un sistema trifásico balanceado, una falla desbalanceada ocasiona corrientes y tensiones desbalanceadas para cada fase, cuando las impedancias son constantes,

El método se basa en determinar las componentes simétricas de las corrientes en la falla y posteriormente calcular las corrientes y tensiones en diferentes puntos del sistema lo cual permite determinar con mayor precisión el comportamiento del mismo. Se recomienda utilizarse para cuando es una falla, cuando son varias de manera simultánea, es preferible utilizar los otros métodos más generales, pues de lo contrario, su cálculo es demasiado complejo y no llegar a una solución.

Consideraciones:

- Dibujar un diagrama correspondiente al punto de falla en donde se muestre todas las conexiones de las fases en dicho punto, se indicarán corrientes, voltajes, impedancias considerando su polaridad y direcciones.
- Escribir las ecuaciones que relaciona los voltajes y corrientes conocidas para el tipo de falla en estudio. Transformar corrientes y voltajes del punto anterior de fases a-b-c a secuencias 0, 1 y 2.
- Examinar corrientes de secuencia para determinar la conexión apropiada de las terminales F y N de las redes de secuencia para satisfacer las condiciones del punto 3.
- Examinar los voltajes de secuencia para obtener la conexión apropiada de las terminales F y N de las redes de secuencia para satisfacer los puntos 3 y 4.

Acostumbramos a designar las tres fases en un sistema A, B y C, por lo que la secuencia directa (secuencia positiva) es ABC.

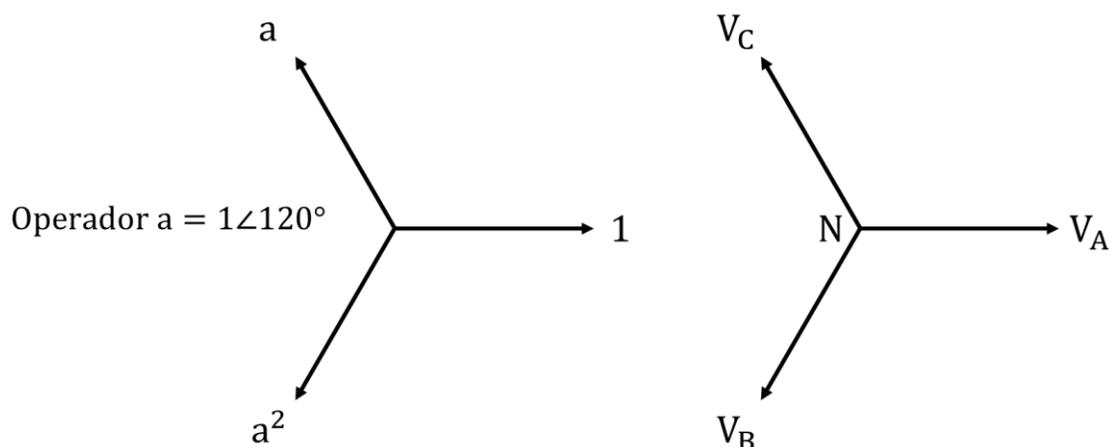


Figura 2.42 Diagrama fasorial de tensiones a neutro en un sistema .

Después de realizar los puntos anteriores, se obtienen diferentes ecuaciones de cálculo de la corriente de falla en análisis, entonces:

Falla monofásica:

Ecuación 2.38

$$I_{a0} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Ecuación 2.39

$$I_a = 3 \times I_{a0}$$

Falla bifásica:

Ecuación 2.40

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2}$$

Ecuación 2.41

$$I_b = -I_c = -j\sqrt{3}I_{a1}$$

Falla bifásica a tierra:

Ecuación 2.42

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}Z_2}{Z_1Z_2 + Z_2Z_0 + Z_0 + Z_1}$$

Ecuación 2.43

$$I_b + I_c = 3I_{a0}$$

Falla trifásica:

Ecuación 2.44

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1}$$

Ecuación 2.45

$$I_a = I_{a1}$$

Donde,

I_{a1} : es la corriente en la fase donde ha ocurrido la falla.

I_b e I_c : corriente en las fases no falladas.

Ejemplo 2.5 Cálculo de las componentes simétricas de las corrientes de un sistema trifásico desequilibrado, dadas las corrientes:

$$I_a = 5 + j0 = 5 \angle 0^\circ$$

$$I_b = -3 - j4 = 5 \angle 233.8^\circ$$

$$I_c = 1 - j1 = 1.414 \angle -45^\circ$$

$$I_{a0} = I_{b0} = I_{c0} = \frac{(5 + j0)(-3 - j4)(1 - j1)}{3} = 1 - j1.667 = 1.944 \angle -59.04^\circ$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3}(5 - 0.5(-2 - j5) + j0.866(-4 - j3))$$

$$I_{a1} = 2.866 - j0.321 = 2.884 \angle 6.39^\circ$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3}(5 - 0.5(-2 - j5) - j0.866(-4 - j3))$$

$$I_{a2} = 1.134 + j1.988 = 2.289 \angle 60.30^\circ$$

$$I_{b1} = a^2 \times I_{a1} = (-0.5 - j0.866)(2.866 - j0.321) = -1.711 - j2.321$$

$$I_{c1} = a \times I_{a1} = (-0.5 + j0.866)(2.866 - j0.321) = -1.155 + j2.642$$

$$I_{b2} = a \times I_{a2} = (-0.5 + j0.866)(1.134 + j1.988) = -2.289 - j0.012$$

$$I_{c2} = a^2 \times I_{a2} = (-0.5 - j0.866)(1.134 + j1.988) = 1.155 - j1.976$$

Se puede comprobar los resultados sumando I_{a1} , I_{a2} e I_{a3} obteniendo I_a , de la misma manera se puede hacer para I_b e I_c .

2.6 Tablas de impedancias.

Tabla 2.11 Impedancia en transformadores de distribución monofásicos General Electric.

Potencia kVA	Tensión en el lado de baja	%R	%X	%Z
Tensión en el lado de alta 2400/4160Y				
10	120/240	2.4	0.9	2.6
15		2.2	1.4	2.6
25		1.6	1.9	2.5
37 ½		1.6	2.3	2.8
50		1.6	1.9	2.2
75		1.0	2.1	2.3
100		0.8	2.1	2.3
167		1.0	1.9	2.1
10	240/480	2.4	0.8	2.5
15		2.2	1.3	2.5
25		1.6	1.8	2.4
37 ½		0.9	1.5	1.8
50		1.2	1.6	2.0
75		0.9	1.9	2.1
100		0.7	1.9	2.0
167		0.9	1.6	1.8
Tensión en el lado de alta 4160/7200Y				
10	120/240	2.4	0.8	2.5
15		2.1	1.4	2.5
25		1.6	1.9	2.4
37 ½		1.6	2.3	2.8
50		1.1	1.8	2.1
75		1.0	1.9	2.2
100		0.8	2.1	2.2
10		240/480	2.4	0.8
15	2.1		1.2	2.5
25	1.4		2.0	2.4
37 ½	0.9		1.5	1.8
50	1.1		1.6	1.9
75	0.9		1.7	1.9
100	0.7		1.7	1.8
Tensión en el lado de alta 4800/8320Y				
10	120/240	2.4	0.8	2.5
15		2.0	1.5	2.5
25		1.6	1.8	2.4
37 ½		1.6	2.2	2.7
50		1.1	1.9	2.2
75		1.0	1.9	2.2
100		0.8	2.2	2.3
167		1.0	1.9	2.1
10	240/480	2.4	0.8	2.5
15		2.1	1.3	2.4
25		1.4	2.0	2.5
37 ½		1.0	1.3	1.7
50		1.2	1.6	2.0
75		0.9	1.7	1.9
100		0.7	1.8	1.9
167		0.9	1.6	1.8

Tabla 2.11 Impedancia en transformadores de distribución monofásicos General Electric.

Potencia kVA	Tensión en el lado de baja	%R	%X	%Z
Tensión en el lado de alta 7200/12470 o 12470GRDY/7200				
10	120/240	2.5	0.9	2.6
15		2.1	1.6	2.6
25		1.6	2.0	2.6
37 ½		1.6	2.5	3.0
50		1.2	2.0	2.3
75		1.0	2.0	2.3
100		0.8	2.2	2.3
167		1.0	2.0	2.2
10	240/480	2.5	0.8	2.6
15		2.1	1.5	2.6
25		1.6	1.9	2.5
37 ½		1.0	1.5	1.8
50		1.1	1.8	2.1
75		0.9	1.8	2.0
100		0.7	1.8	2.0
167		0.9	1.7	1.9
Tensión en el lado de alta 7620/13200 o 13200GRDY/7620				
10	120/240	2.5	0.9	2.6
15		2.1	1.6	2.6
25		1.6	2.0	2.6
37 ½		1.6	2.5	3.0
50		1.2	2.0	2.3
75		1.0	2.0	2.3
100		0.8	2.2	2.3
167		1.0	2.0	2.2
10	240/480	2.5	0.8	2.6
15		2.1	1.5	2.6
25		1.6	1.9	2.5
37 ½		1.0	1.5	1.8
50		1.1	1.6	2.1
75		0.9	1.8	2.0
100		0.7	1.8	2.0
167		0.9	1.7	1.9
Tensión en el lado de alta 14400/24940 o 24940GRDY/14400				
10	120/240	1.9	1.3	2.3
15		2.2	1.6	2.7
25		1.6	2.1	2.6
37 ½		1.7	2.3	2.9
50		1.2	1.9	2.2
75		1.0	2.1	2.3
100		0.8	2.1	2.3
10	240/480	2.0	1.1	2.3
15		1.2	1.5	2.7
25		1.6	2.0	2.5
37 ½		1.0	1.7	1.9
50		1.1	1.8	2.1
75		0.9	1.8	2.0
100		0.7	1.8	2.0

Tabla 2.12 Impedancia de transformadores de distribución trifásicos, PadMounted.
Máxima tensión de línea a línea 25 kV Estrella – 18 kV Delta

Potencia kVA	Tensión en el lado de baja V					
	208Y/120			480Y/277		
	%Z	%R	%X	%Z	%R	%X
75	2.9	1.8	2.2	2.6	1.7	2.0
112.5	3.9	1.8	3.5	3.9	1.8	3.5
150	4.4	1.6	4.0	4.2	1.7	3.8
225	4.1	1.5	3.8	4.0	1.4	3.7
300	4.6	1.4	4.4	4.7	1.4	4.5
500	4.9	1.2	4.7	4.4	1.2	4.2
750	5.75	1.4	5.5	5.75	1.3	5.7
1000	5.75	1.3	5.7	5.75	1.2	5.7
1500	5.75	0.72	5.7
2000	5.75	0.68	5.71
2500	5.75	0.61	5.72

Tabla 2.13 Transformadores para subestación y centros de distribución integral. Lleno de líquido (aceite, silicona) y tipos secos (incluido el serpentín encapsulado).

Potencia kVA	Tipo seco						Lleno de líquido	
	480 V		2400 – 4800 V		6900 – 15000 V		2400 – 15000 V	
	%Z	X/R*	%Z	X/R*	%Z	X/R*	%Z	X/R*
75	3	0.83	6.2	2.15				
112.5	4.6	1.63	4.5	1.77	6.1	1.93		
150	5.5	2.08	4.2	1.95	5.3	2.33		
225	5.9	4.58	4.6	1.75	6.1	2.45	2.0**	2.0
300	4.9	2.50	5.2	3.57	6.0	3.22	4.5**	2.8
500	6.1	3.69	5.8	4.33	6.4	4.43	4.5**	3.0
			2400 – 15000 V					
			%Z	Seco X/R	Cast Coil X/R			
500			5.75		6.0			
750	2.5	2.88	5.75	5.0	6.1		5.75	4.00
1000	4.7	3.46	5.75	5.7	6.2		5.75	4.10
1500			5.75	6.5	6.8		5.75	4.50
2000			5.75	7.2	7.0		5.75	5.00
2500			5.75	7.5	7.0		5.75	5.35

* Valores típicos basados en datos de varios fabricantes

** Impedancia mínima

Tabla 2.14 Impedancia, reactancia y resistencia de transformadores tipo seco.*

Monofásicos				Trifásicos			
Potencia kVA	%X	%R	%Z	Potencia kVA	%X	%R	%Z
7	1.68	2.94	3.4	6	1.72	2.72	3.2
7.5	1.84	2.42	3.0	9	1.16	2.31	2.6
10	1.92	2.04	3.75	15	1.82	2.1	2.8
15	2.02	1.6	2.6	30	1.37	3.8	4.0
25	2.3	1.4	2.7	45	1.73	2.52	3.1
37.5	2.7	3.6	4.5	75	1.91	2.27	3.0
50	2.8	3.1	4.2	112½	3.87	2.43	4.6
75	3.7	2.48	4.45	150	5.0	2.32	5.5
100	3.55	2.12	4.14	225	5.5	1.15	5.9
167	3.25	1.6	3.63	300	4.5	1.8	4.9
				500	5.9	1.6	6.1

* Valores típicos basados en datos de varios fabricantes

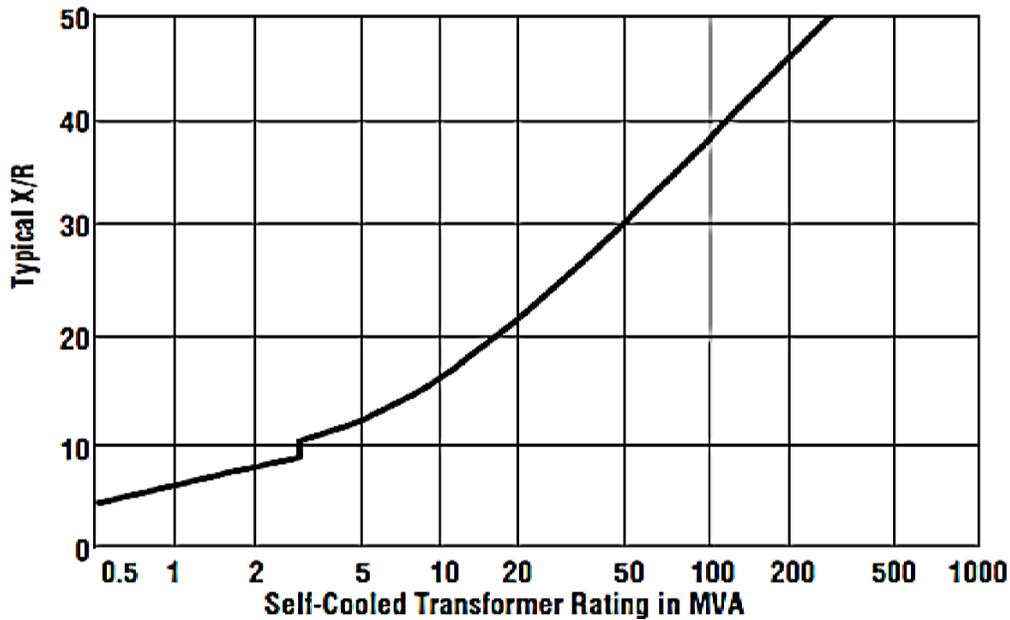


Figura 2.43 Datos de impedancia del transformador.
(Relación X/R de los transformadores – Basada en la ANSI/IEEE C37.010-1979).

Tabla 2.15 Datos de impedancia de transformadores trifásicos.

kVA	%R	%X	%Z	X/R
3.0	3.7600	1.0000	3.8907	0.265
6.0	2.7200	1.7200	3.2182	0.632
9.0	2.3100	1.1600	2.5849	0.502
15.0	2.1000	1.8200	2.7789	0.867
30.0	0.8876	1.3312	1.6000	1.5
45.0	0.9429	1.4145	1.7000	1.5
75.0	0.8876	1.3312	1.6000	1.5
112.5	0.5547	0.8321	1.2000	1.5
150.0	0.6657	0.9985	1.0000	1.5
225.0	0.6657	0.9985	1.2000	1.5
300.0	0.6657	0.9985	1.2000	1.5
500.0	0.7211	1.0816	1.2000	1.5
750.0	0.6317	3.4425	3.5000	5.45
1000.0	0.6048	3.4474	3.5000	5.70
1500.0	0.5617	3.4546	3.5000	6.15
2000.0	0.7457	4.9441	5.0000	6.63
2500.0	0.7457	4.9441	5.0000	6.63

Tabla 2.16 Datos de impedancia para transformadores monofásicos

kVA	X/R	%Z	Impedancia para falla de línea a neutro	
			%X	%R
25.0	1.1	1.2 – 6.0	0.6	0.75
37.5	1.4	1.2 – 6.5	0.6	0.75
50.0	1.6	1.2 – 6.4	0.6	0.75
75.0	1.8	1.2 – 6.6	0.6	0.75
100.0	2.0	1.3 – 5.7	0.6	0.75

Tabla 2.16 Datos de impedancia para transformadores monofásicos

kVA	X/R	%Z	Impedancia para falla de línea a neutro	
			%X	%R
167.0	2.5	1.4 – 6.1	1.0	0.75
250.0	3.6	1.9 – 6.8	1.0	0.75
333.0	4.7	2.4 – 6.0	1.0	0.75
500.0	5.5	2.2 – 5.4	1.0	0.75

Tabla 2.17 Valores aproximados de las reactancias de transformadores de distribución y potencia para una frecuencia de 60 Hz.

Tensión en alta kV	Potencia kVA	Reactancia %X
Transformadores de distribución monofásicos*		
2.4 – 4.8	Menores de 100	1.7 – 3.4
	De 150 a 500	3.5 – 4.4
6.9 – 13.8	Menores de 100	1.7 – 4.8
	De 150 a 500	4.0 – 4.9
22 – 33	Igual o menor que 500	4.1 – 5.5
44 – 66	Igual o menor que 500	5.5 – 7.5
Transformadores de potencia monofásicos o trifásicos		
2.2 – 15	Superior a 500	4.5 – 7.0
15 – 25		5.5 – 8.0
25 – 37		6.0 – 8.0
37 – 50		6.5 – 9.0
50 – 73		7.0 – 10.0
73 – 92		7.5 – 10.5
92 – 115		8.0 – 12.0
115 – 138		8.5 – 12.0
138 – 161		9.0 – 14.0
161 – 196		10.0 – 15.0
196 – 230		10.0 – 16.0
Si se trata de transformadores trifásicos se empleará		

Tabla 2.18 Resistencia y reactancia X_A para cables de cobre.

Calibre del conductor		Resistencia R a 50 °C, 60 Hz	Reactancia X_A' , para espaciamiento de 1 pie 60 Hz
cmil	AWG No.	Ω /conductor/1000'	Ω /conductor/1000'
1 000 000		0.0130	0.0758
900 000		0.142	0.0769
800 000		0.0159	0.0782
750 000		0.0168	0.0790
700 000		0.0179	0.0800
600 000		0.0206	0.0818
500 000		0.0246	0.0839
450 000		0.0273	0.0854
400 000		0.0307	0.0867
350 000		0.0348	0.0883
300 000		0.0407	0.0902
250 000		0.0487	0.0922

Tabla 2.18 Resistencia y reactancia X_A para cables de cobre.

Calibre del conductor		Resistencia R a 50 °C, 60 Hz	Reactancia X_A' , para espaciamiento de 1 pie 60 Hz
cmil	AWG No.	Ω /conductor/1000'	Ω /conductor/1000'
211 600	4/0	0.0574	0.0953
167 800	3/0	0.0724	0.0981
133 100	2/0	0.0911	0.101
105 500	1/0	0.115	0.103
83 690	1	0.145	0.106
66 370	2	0.181	0.108
52 630	3	0.227	0.111
41 740	4	0.288	0.113
33 100	5	0.362	0.116
26 250	6	0.453	0.121
20 800	7	0.570	0.123
16 510	8	0.720	0.126

Tabla 2.19 Resistencia y reactancia X_A para cables ACSR.

Calibre del conductor		Resistencia R a 50 °C, 60 Hz	Reactancia X_A' , para espaciamiento de 1 pie 60 Hz
cmil	AWG No.	Ω /conductor/1000'	Ω /conductor/1000'
1 500 000		0.0129	0.0679
1 431 000		0.0144	0.0692
1 272 000		0.0161	0.0704
1 192 500		0.0171	0.0712
1 113 000		0.0183	0.0719
954 000		0.0213	0.0738
795 000		0.0243	0.0744
715 000		0.0273	0.0756
	4/0	0.0835	0.1099
	3/0	0.1052	0.1175
	2/0	0.1330	0.1212
	1/0	0.1674	0.1242
	1	0.2120	0.1259
	2	0.2670	0.1215
	3	0.3370	0.1251
	4	0.4240	0.1240
	5	0.5340	0.1259
	6	0.6740	0.1273

Tabla 2.20 Factor de espaciamento de reactancia X_B , en ohmios por conductor por cada 1000 pies.

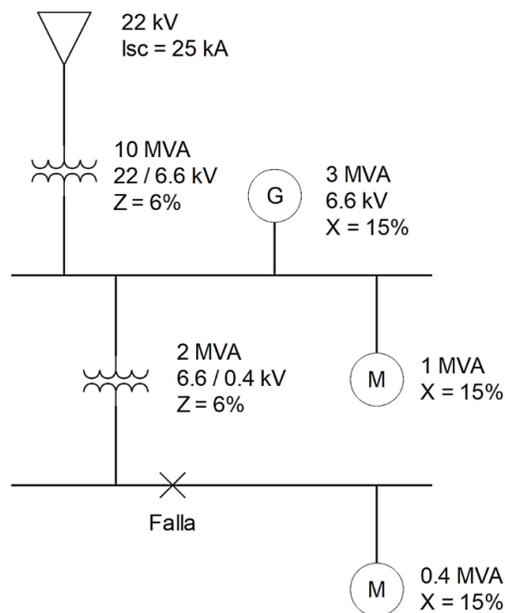
ft	Separación (pulgadas)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	-	-0.0571	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0159	-0.0159	-0.0124	-0.0093	-0.0066	-0.0042	-0.0020
1	-	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0106	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0225	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

Tabla 2.21 Factor de espaciamento de reactancia X_B , en ohmios por conductor por cada 1000 pies.

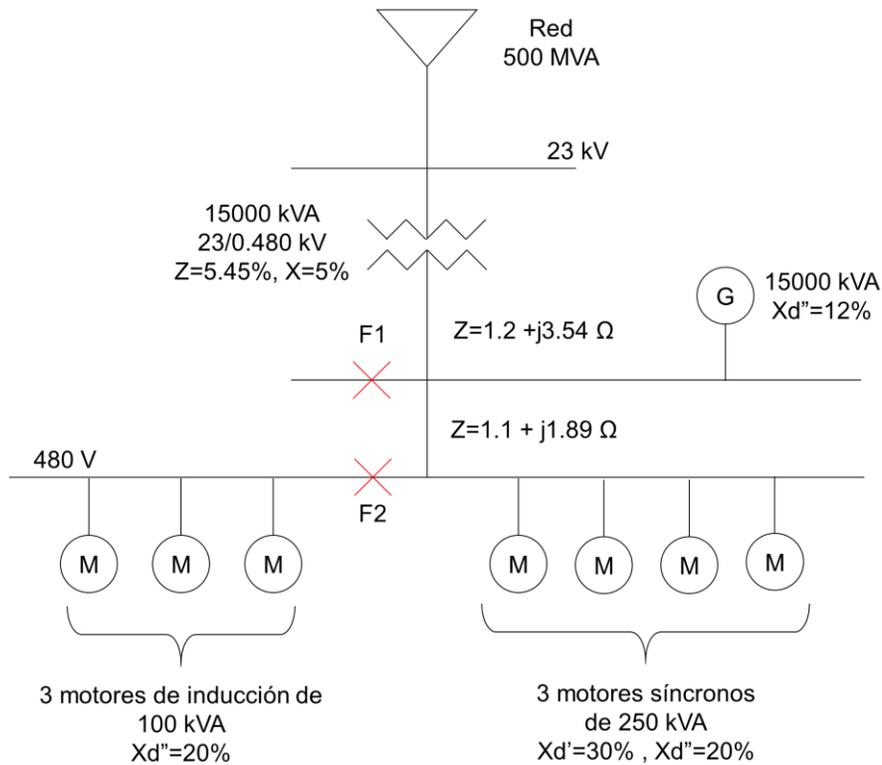
pulgadas	Separación en cuartos de pulgada			
	0	1/4	2/4	3/4
0	-	-	-0.0729	-0.0636
1	-0.0571	-0.0519	-0.0477	-0.0443
2	-0.0412	-0.0384	-0.0359	-0.0339
3	-0.0319	-0.0301	-0.0282	-0.0267
4	-0.0252	-0.0238	-0.0225	-0.0212
5	-0.0201	-0.01795	-0.01795	-0.01684
6	-0.0159	-0.01494	-0.01399	-0.01323
7	-0.0124	-0.01152	-0.01078	-0.01002
8	-0.0093	-0.00852	-0.00794	-0.00719
9	-0.0066	-0.00605	-0.00529	-0.00474
10	-0.0042	-	-	-
11	-0.0020	-	-	-

Preguntas y ejercicios propuestos capítulo 2.

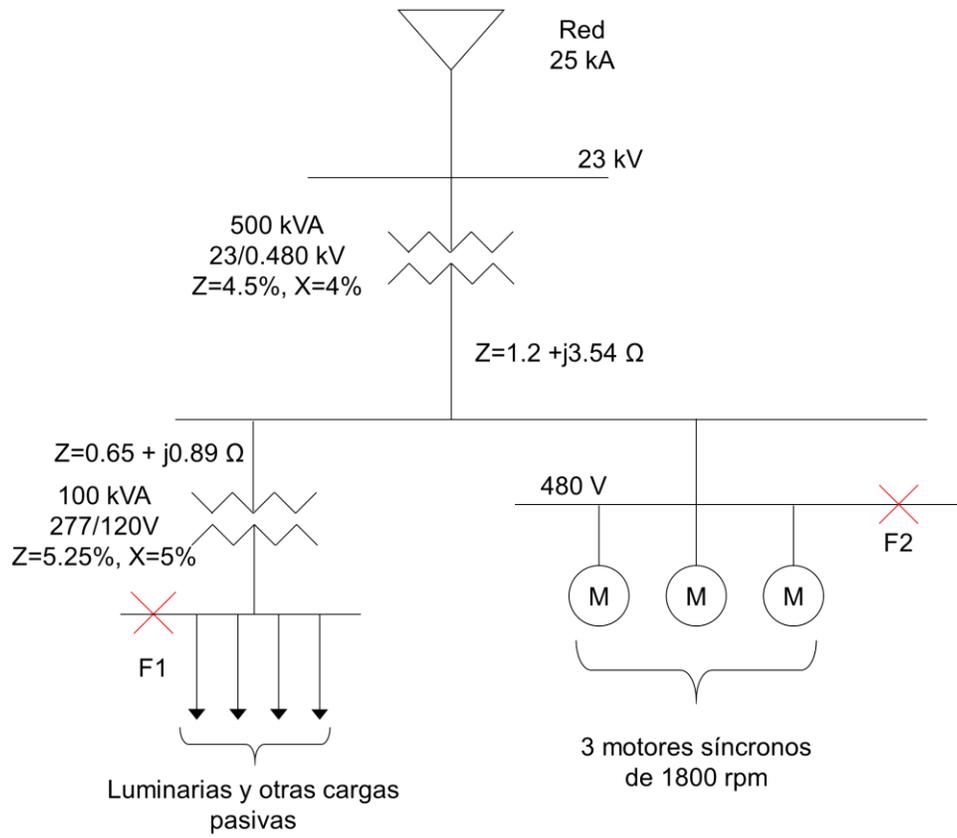
1. ¿Qué es un cortocircuito?
2. ¿Cuáles son los tipos de cargas que aportan la corriente de cortocircuito durante una falla?
3. Explique las diferencias entre el método de los MVA y en por unidad, ¿en qué caso ocupo cada uno?
4. En el siguiente diagrama unifilar, se presenta un sistema con un aporte de la red de 25 kA de cortocircuito, dos motores y un generador, calcule la corriente de falla simétrica y asimétrica en el punto de falla. La impedancia de los cables es despreciable.



5. En el diagrama unifilar del sistema que se presenta, el nivel de tensión de la distribuidora el punto de entrega es 23 kV. Desde el punto de entrega existe una línea aérea, sostenida en postes de 40' en un tramo de 2.5 km con 3 cables ACSR #2/0 crucero horizontal. El sistema tiene dos grupos de motores, operando a 480 V, cuatro síncronos y tres de inducción según se detalla en la figura, además de ello, posee una planta de emergencia (generador diésel). Calcule por el método de los MVA la corriente de falla simétrica y asimétrica en los puntos mostrados en la figura, momentánea y de interrupción.



6. Para el mismo diagrama del ejercicio 2, determine por el método en por unidad la corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica en los dos puntos que se presentan en la imagen, momentánea y de interrupción. Compare ambos resultados.
7. El aporte de cortocircuito de la red de distribución es de 25 kA, determine las corrientes de cortocircuito para los dos puntos de falla mostrado en el diagrama unifilar siguiente:



3. PROTECCIONES Y SUBESTACIONES EN MEDIA TENSIÓN.

3.1 Subestaciones de distribución.

Funciones principales de las subestaciones:

- Transformación de niveles de tensión.
- Interconexión de líneas (circuitos).
- Alojamiento de equipos de medición, protección, corte y maniobra.

Entonces, las subestaciones eléctricas son instalaciones que se encargan de transformar (reducir o elevar) niveles de tensión, número de fases o la conexión/desconexión de dos circuitos o más. Se ubican próximas a centrales de generación eléctrica, en los alrededores de lugares de consumo o ya sea en el interior o exterior de edificios.

3.1.1 Clasificación de las subestaciones.

Se pueden distinguir entre subestaciones de maniobra, de transformación pura, de transformación y maniobra.

Subestaciones de maniobra: su función es interconectar dos o más circuitos y realizan sus maniobras, forman nodos o redes en malla. En este tipo de subestaciones la tensión no se transforma.

Subestaciones de transformación: transforman la tensión de un nivel de tensión superior a inferior, como en las subestaciones de transmisión/distribución donde llegan las líneas de transmisión (115 kV o 230 kV para la interconexión) para reducir a una tensión de distribución.

Subestaciones de transformación y maniobra: es la unión de las dos mencionadas anteriormente.

3.1.2 Configuraciones de las subestaciones.

La configuración de una subestación depende de los equipos que se encuentren en ella como interruptores, seccionadores, barras. La cantidad de interruptores y seccionadores utilizados depende de la disposición del embarrado y de las conexiones entre sí. Para elegir el embarrado y conexiones se debe tener presente que una subestación debe garantizar la continuidad del servicio, un costo mínimo y la forma más sencilla posible, teniendo en cuenta futuras ampliaciones, ser flexible y disponer de los elementos necesarios para el mantenimiento de la misma.

A continuación, se presentan las configuraciones más comunes, dispuestas desde menor a mayor costo y fiabilidad:

3.1.2.1 Barra simple.

Las líneas y transformadores llegan a un mismo nodo (barra). Son utilizadas para instalaciones pequeñas y poca potencia, su instalación es simple y sus maniobras sencillas, el suministro de energía puede interrumpirse fácilmente ya que, si esa barra entra en mantenimiento o falla, todas las cargas conectadas a ella se ven afectadas.

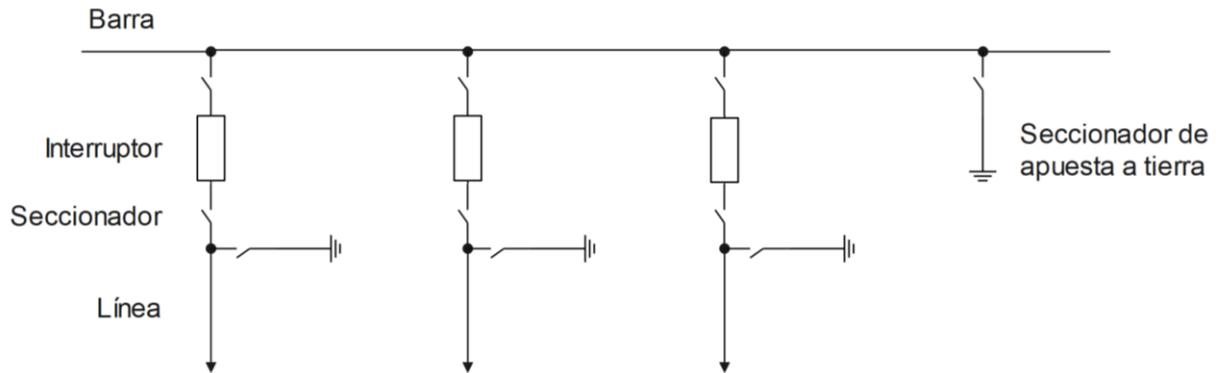


Figura 3.1 Configuración barra simple.

Su alternativa es la barra simple con bypass que es un seccionador bypass en paralelo en cada interruptor de salida, este permite realizar operaciones de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio en esa línea. Presenta el inconveniente de que, mientras esté en servicio el seccionador bypass y en caso de perturbación, la línea se queda sin protección disparando los interruptores adyacentes a los de cabecera.

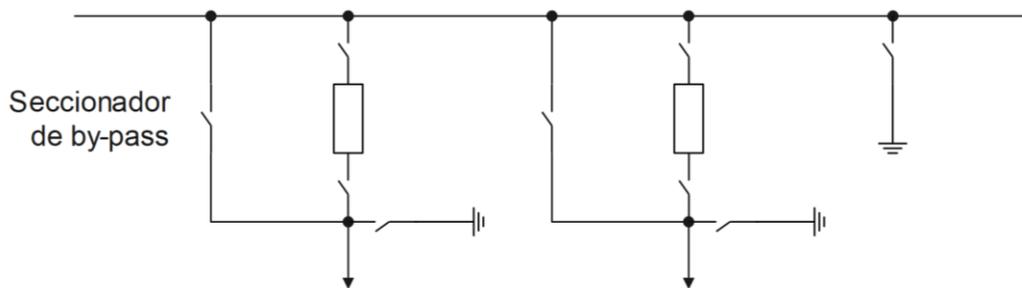


Figura 3.2 Configuración barra simple con bypass.

3.1.2.2 Barra partida.

A diferencia de la barra simple, se divide en dos partes por medio de seccionadores, en caso de falla de una de las secciones de la barra, la otra sigue en funcionamiento, ya que el sistema puede funcionar con dos fuentes de alimentación. Posee mayor flexibilidad en el funcionamiento de la subestación. No se puede transferir salida de una sección de la barra a la otra.

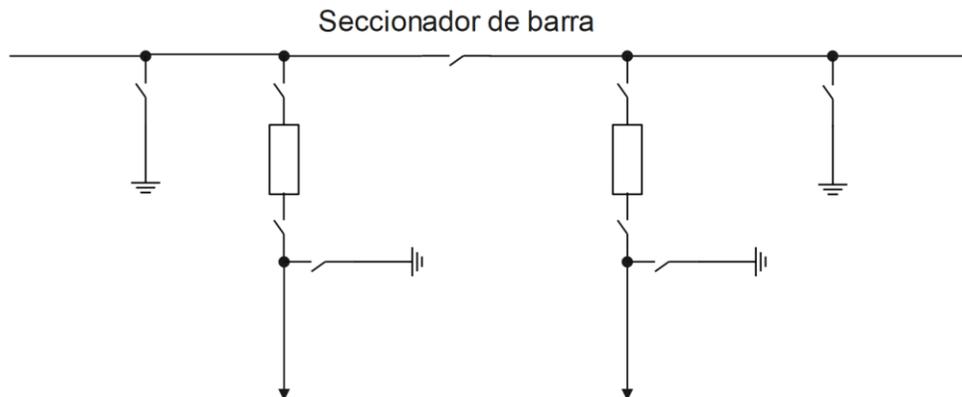


Figura 3.3 Configuración barra partida.

3.1.2.3 Barra de transferencia.

Las líneas de salida se conectan a la barra principal, pero también se conectan a una barra de transferencia por medio de un interruptor de acoplamiento, si hubiese un seccionador bypass, este se conectaría a la barra de transferencia. Mejora la operación ya que al haber mantenimiento en una u otra barra se puede mantener el servicio por la que se encuentre fuera de mantenimiento, el inconveniente de esta configuración: no permite la continuidad del servicio ante falla en el interruptor de acoplamiento.

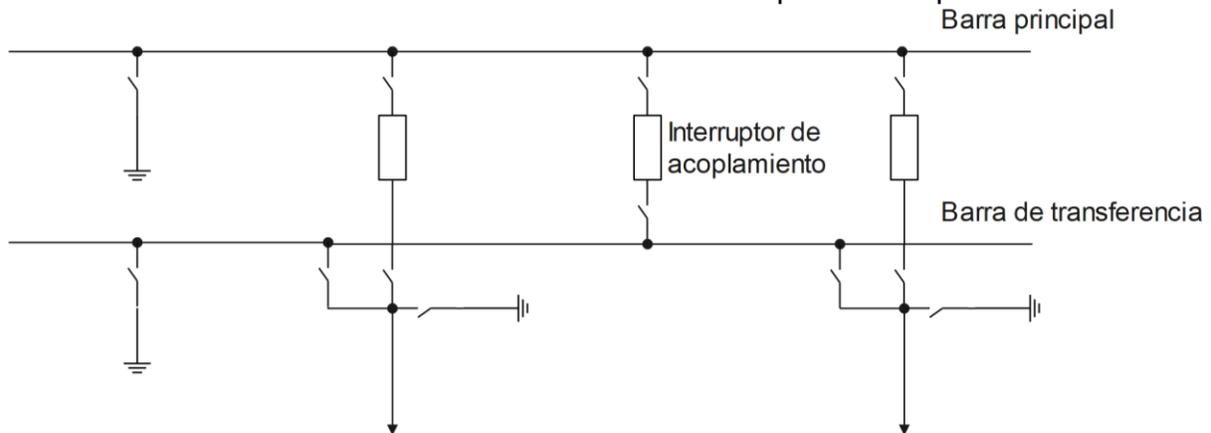


Figura 3.4 Configuración barra de transferencia.

3.1.2.4 Doble barra.

Consta de dos barras de igual importancia (no hay una principal), las líneas se pueden alimentar a cualquiera de las dos por medio de seccionadores. Los mantenimientos se pueden ejecutar sin interrupción del servicio. Mayor seguridad en el servicio, se puede cambiar de barra sin necesidad cortar el suministro. Para dar mantenimiento al interruptor es necesaria la salida de línea de ambas barras.

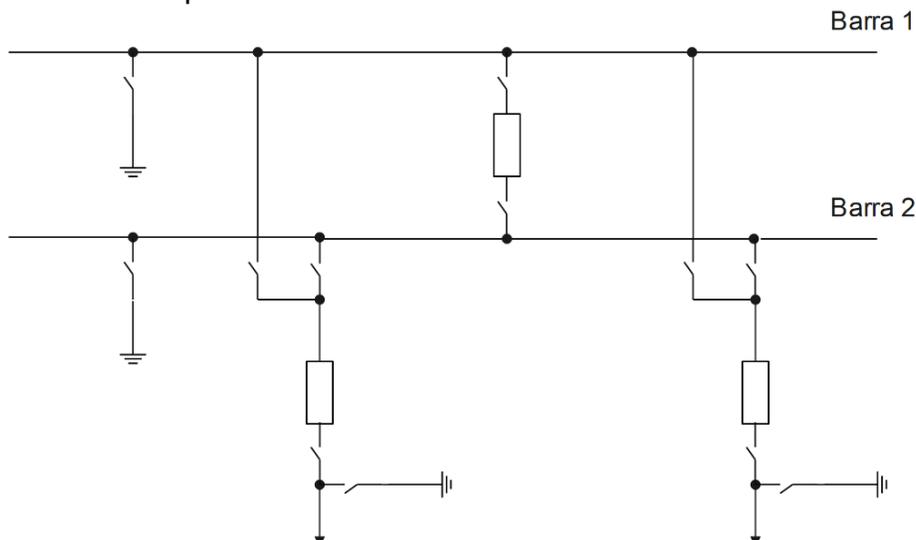


Figura 3.5 Configuración doble barra.

Existe la variable de doble barra con bypass la cual permite repartir cargas, da mayor confiabilidad y flexibilidad en maniobras, debido a eso las maniobras son más delicadas.

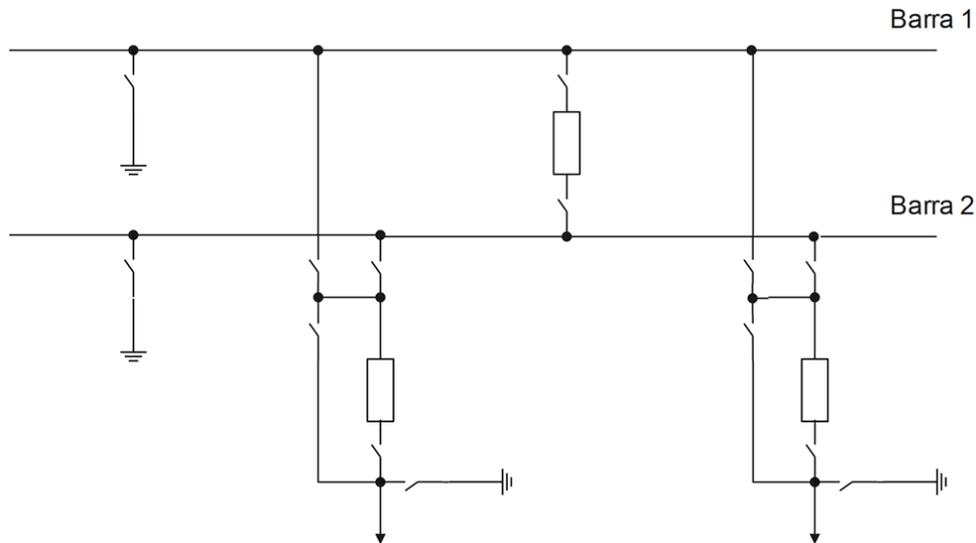


Figura 3.6 Configuración doble barra con bypass.

3.1.2.5 Doble barra y barra de transferencia.

Consta de doble juego de barras donde se conectan las líneas, y los seccionadores bypass a la barra de transferencia. Se utiliza en subestaciones de alta tensión.

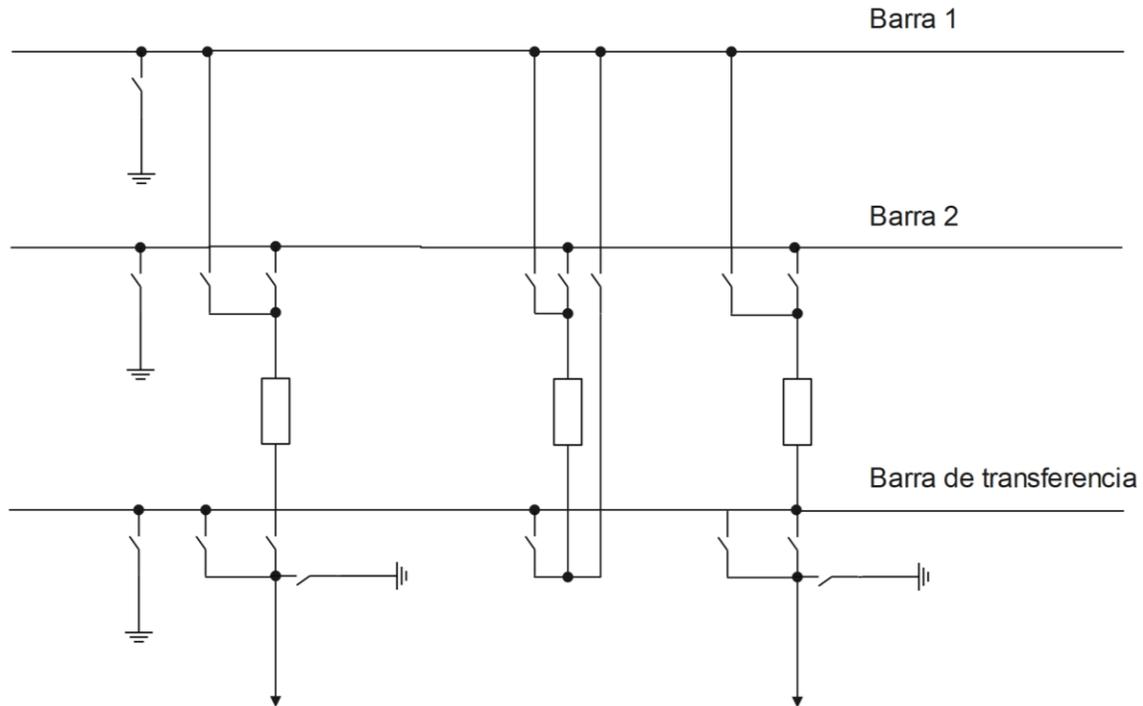


Figura 3.7 Doble barra y barra de transferencia.

3.1.2.6 Interruptor y medio.

En esta configuración existen tres interruptores por cada dos salidas y dos barras. Hay un interruptor que es compartido por ambas salidas. Se utiliza en subestaciones de alta tensión 230 y 115 kV. Es muy flexible, cualquiera de las dos barras podría quedar fuera de servicio sin interrumpir el suministro. La deficiencia de esta configuración radica en que, ante un cortocircuito en el interruptor del centro, se ven afectadas ambas barras.

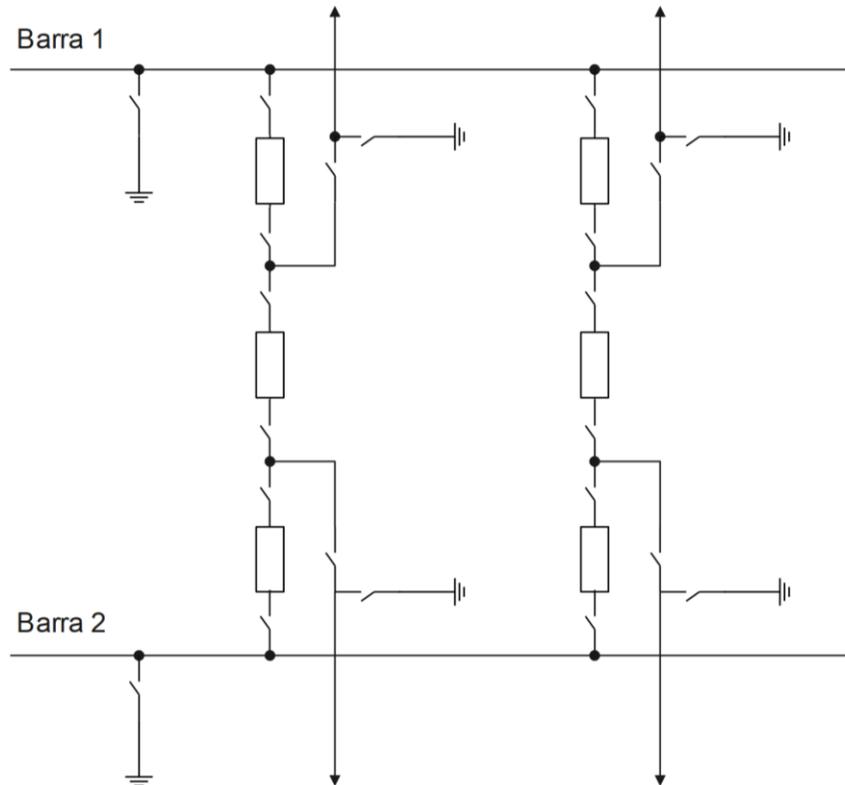


Figura 3.8 Configuración interruptor y medio.

3.1.2.7 Doble barra y doble interruptor.

Permite alimentar las líneas desde cualquiera de las dos barras, gracias a que está conectadas a cada una a través de un interruptor, y no a través de seccionadores como como el interruptor y medio. Tiene mayor confiabilidad, ya que no hay interrupción del servicio ante fallos en cualquier interruptor, pero, debido a mayor cantidad de equipos, por ende, tiene un mayor costo económico.

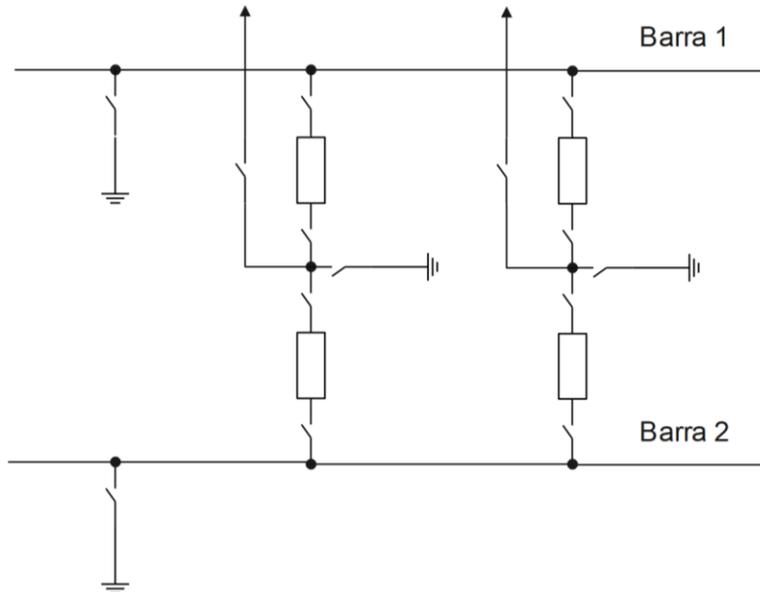


Figura 3.9 Configuración doble barra y doble interruptor.

3.1.2.8 En anillo.

La barra es un anillo formado por interruptores con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Para aislar un circuito es necesario abrir los interruptores de ambos lados de él. Se pueden alimentar las líneas de cualquiera de los lados, es muy flexible a la hora de repartir las cargas. Permite la continuidad de servicio en mantenimiento y no requiere interruptor de acoplamiento.

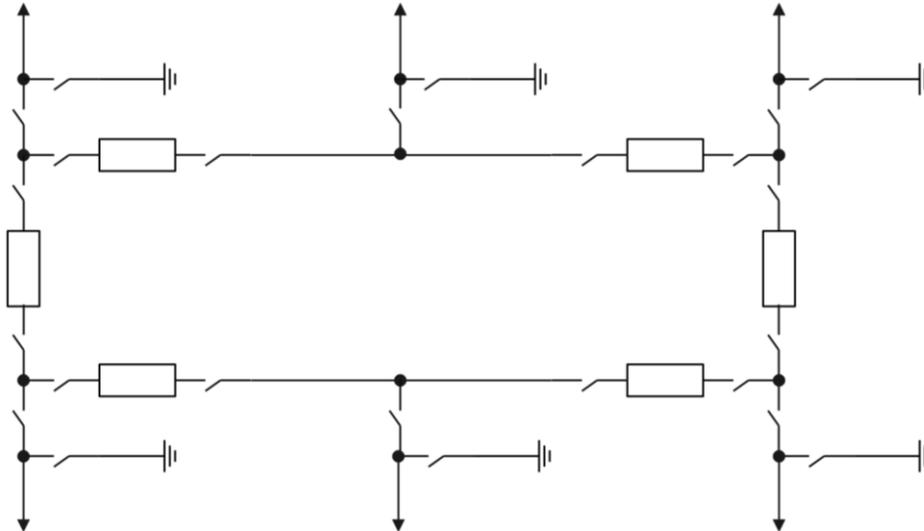


Figura 3.10 Configuración en anillo.

Tabla 3.1 Comparación entre confiabilidad/operación y costo.

Configuración	Confiabilidad/Operación	Costo relativo	Área de utilización
Barra sencilla	Confiabilidad menor, una falla causa la salida de toda la subestación eléctrica. Flexibilidad limitada	Por ser la de menos componentes es la de menor costo (1.0)	Menor área de utilización
Barra partida	Mejora pequeña en la confiabilidad, flexibilidad limitada	Costo bajo (1.22)	Incremento menor requerido
Simple barra y transferencia	Siempre de confiabilidad menor, pero la operación y el mantenimiento se ven mejorados	Costo alto (2.06)	Requerimiento bajo si se utiliza alto perfil
Interruptor y medio	Altamente confiable, la mejor flexibilidad en operación y mantenimiento	Costo moderado (1.69)	Área más grande (el incremento es proporcional al nivel de tensión)
Barra en anillo	Confiabilidad alta y buena flexibilidad en operación y mantenimiento	Costo moderado (1.62)	Área más grande (el incremento es proporcional al nivel de tensión)
Doble barra – doble interruptor	Altamente confiable, la más grande flexibilidad en operación y mantenimiento	Costo alto (2.17)	Área moderada
Doble barra – un interruptor	Moderadamente confiable y buena flexibilidad en operación y mantenimiento	Costo alto (2.05)	Área más grande

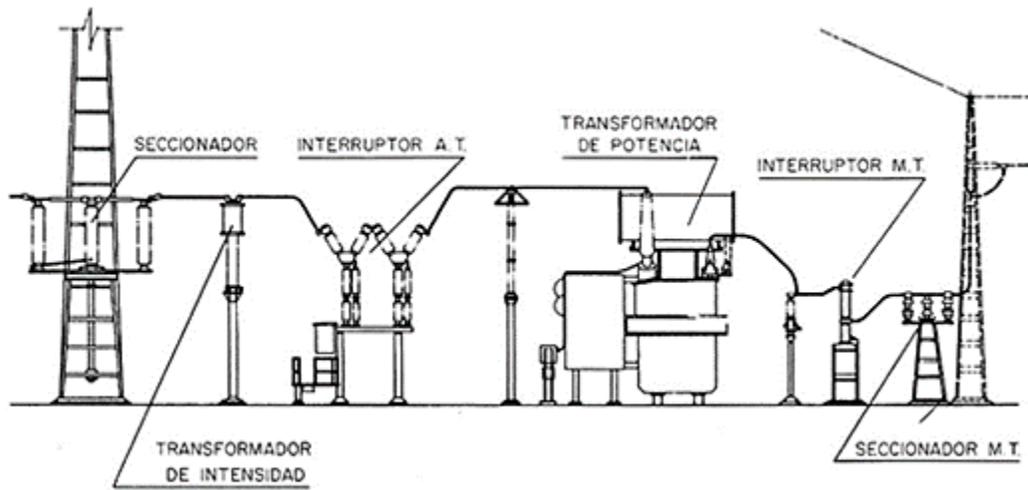
Tabla 3.2 Requerimientos de equipo para cada subestación.

Tipo de subestación	Número de interruptores	Número de seccionadores
Barra simple	NL	3 NL + 1
Barra simple con bypass	NL	4 NL + 1
Barra partida	NL	3 NL + 3 NB -1
Barra principal y barra de transferencia	NL + 1	4 NL + 4
Doble barra	NL + 1	4 NL + 4
Doble barra con bypass	NL + 1	6 NL + 4
Doble barra y barra de transferencia	NL + 1	5 NL + 7
Doble barra y doble interruptor	2 NL	6 NL + 2
Anillo	NL	4 NL
Interruptor y medio	1.5 NL	5 NL + 2

NL: número de líneas.

NB: número de barras.

3.2 Componentes de subestaciones y líneas.



- Transformadores de potencia.
- Cuchillas seccionadoras.
- Cuchillas de puesta a tierra.
- Transformadores de instrumentación (TC's y TP's).
- Interruptores de potencia.
- Pararrayos.
- Buses o barras.
- Tableros
- Caseta de control.

Aparatos empleados en distribución

Se diseñan para efectuar al menos una de las siguientes operaciones:

- **Interrupción:** interruptor, reconectador.
- **Seccionamiento:** seccionalizador (automático), seccionador (cuchillas), operan en vacío.
- **Transformación:** TC, TP.
- **Protección:** Interruptor relevador o interruptor automático, fusibles, reconectadores.

Los aparatos de maniobra, interrumpen la corriente de un circuito y/o la establecen, estas maniobras pueden efectuarse:

- En vacío.
- En operación normal, a corriente nominal, incluye sobrecargas
- En condiciones anormales o de cortocircuito, bajo condiciones de falla.

Principales aparatos de maniobra y protección:

Interruptor automático o disyuntor: opera en todas las condiciones interrupción y establecimiento en vacío, normal o anormal. Existen para operación en aire, aceite, aire comprimido, SF6 y vacío.

Seccionadores: Se emplea para unir o separar, de forma visible dos partes de un circuito, también sirve para la puesta a tierra de componentes o partes de la red, dispone

de enclavamientos y pueden ser de cuchillas giratorias, deslizantes, columnas giratorias y pantógrafo. Cuando son de gran potencia se accionan de forma remota, con motor o neumática. interrupción en vacío y establecimiento en vacío, no tiene poder de corte para abrir corrientes de cortocircuito.

Interruptor: no se emplea en interrupciones anormales o cortocircuito.

Interruptor-seccionador Interrumpen, establecen y conducen corrientes bajo condiciones normales de operación, también pueden establecer y durante un tiempo limitado conducir corrientes en condiciones anormales de operación. Son similares a los disyuntores, pero no pueden cortar corrientes de cortocircuito. Interrumpen las corrientes de las cargas, de circuitos en anillo, líneas cortas y motores.

Fusibles: para interrumpir durante sobrecargas y cortocircuito, no se emplean para operar en establecimiento

Contactador: soportan un número elevado de operaciones, pero no se emplean para interrumpir en cortocircuito.

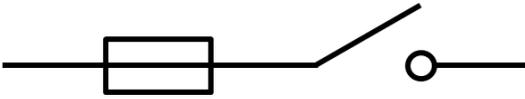
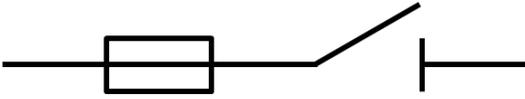
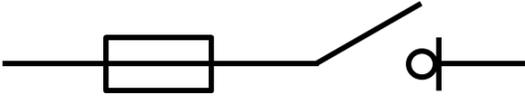
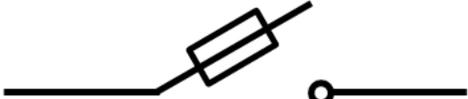
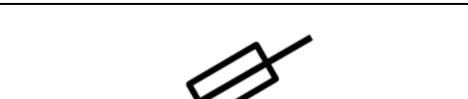
Tabla 3.3 Caracterización de los aparatos de maniobra.

		Interrupción			Establecimiento		
		Vacío	Normal	Anormal	Vacío	Normal	Anormal
Interruptor automático		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Seccionador		Sí	No	No	Sí	No	No
Interruptor		Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí
Interruptor seccionador		Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí

Tabla 3.3 Caracterización de los aparatos de maniobra.

		Interrupción			Establecimiento		
		Vacío	Normal	Anormal	Vacío	Normal	Anormal
Fusible		No	Sí*	Sí	No	No	No
Contactador		Sí	Sí	No	Sí	Sí	No

Tabla 3.4 Conjuntos típicos de fusibles y aparatos de maniobras.

Interrupción y fusible	
Seccionador y fusible	
Interrupción seccionador y fusible	
Fusible interruptor	
Fusible seccionador	
Fusible interruptor seccionador	

Transformador de potencia.

Este es el elemento principal en una subestación de transformación no solo por ser el de mayor costo si no por la función que desempeña en la misma, el tipo de

transformador utilizado para aplicaciones de potencia es el sumergido en aceite (Aceite mineral) debido a que no tienen restricciones (más que las de practicidad) en cuanto a la potencia ni al voltaje de trabajo, llegándose a ver transformadores de 400 MW y 500 kV.

Las configuraciones de los devanados están indicadas en forma diagramático mediante símbolos normalizados para devanados estrella, delta y zigzag; (y las combinaciones de éstos para regímenes especiales, por ejemplo: transformadores de seis o doce fases para rectificadores, etc.) y un código alfanumérico recomendado por la IEC. Este código se lee de izquierda a derecha; la primera letra se refiere al devanado de mayor tensión, la segunda letra al siguiente más alto y así sucesivamente.

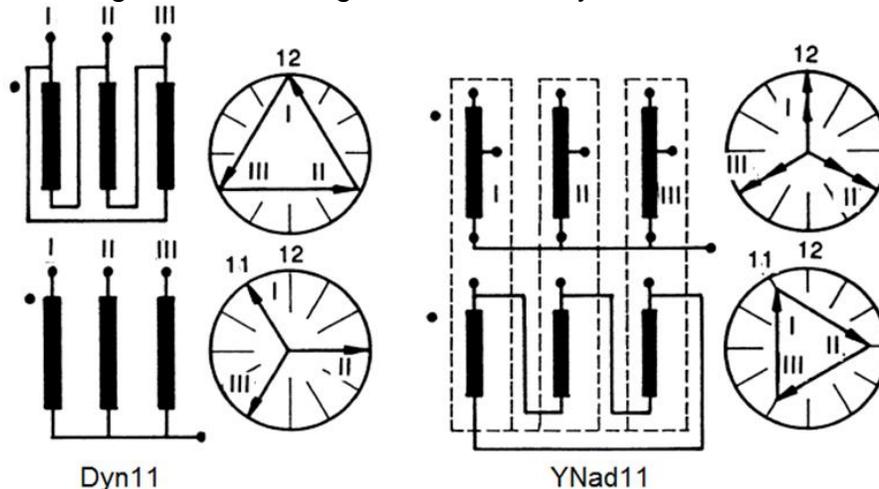


Figura 3.11 Ejemplo de configuraciones de transformadores

Las letras en mayúsculas se refieren al devanado de mayor tensión, las letras en minúsculas se utilizan para los devanados secundarios y terciario.

- D** , **d** : delta
- Y** , **y** : estrella
- Z** , **z** : zigzag
- N** , **n** : conexión del neutro sacado a un terminal
- a** : auto (para autotransformadores)

Para un par de devanados conectados automáticamente, el símbolo del devanado de menor voltaje se reemplaza por 'auto' o 'a', por ejemplo, 'YNauto' o 'YNa' o 'YNa0', 'ZNa11'

Identificación de transformadores, norma IEC 60076-1.

Los números del 0 al 11, refiriéndose a la hora en un reloj análogo, se pone a continuación de cualquier par de letras, para indicar el cambio de fase que ocurre durante la transformación.

Una configuración de devanados que se utiliza muy comúnmente para los transformadores de distribución es la de un transformador Dyn11, que tiene un devanado de MT en delta con un devanado secundario conectado en estrella cuyo punto neutro se saca a un terminal. El cambio de fase a través del transformador es de +30°, es decir, la

fase 1 de la tensión secundaria está a las “once en punto” del reloj cuando la tensión primaria está a las “doce en punto” como se muestra en Figura X. Todas las combinaciones de devanados delta, estrella y zigzag producen un cambio de fase que, si no es cero es de 30° o un múltiplo de 30°. La IEC 60076-1 describe en detalle el “código del reloj”.

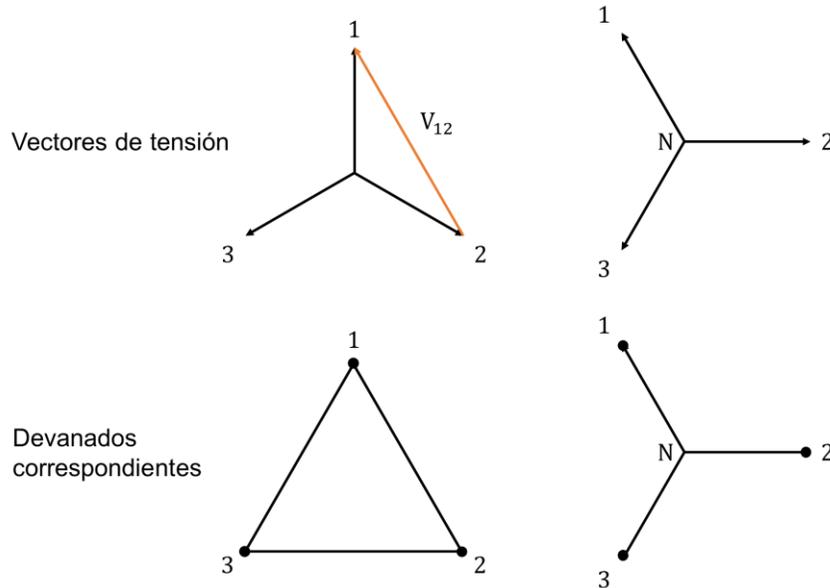


Figura 3.12 Conexión Dyn11.

Código del tipo de refrigeración en transformadores.

Para definir el tipo de refrigeración del transformador se utiliza el código estándar internacional de cuatro letras. La notación es la siguiente:

1. **Primera letra:** fluido refrigerante interno.
 - O:** aceite mineral o sintético con punto de combustión menor que 300° C.
 - K:** fluido con punto de combustión mayor que 300° C.
 - L:** fluido con punto de combustión no determinado.
2. **Segunda letra:** mecanismo de circulación del fluido interno.
 - N:** convección natural.
 - F:** convección forzada.
3. **Tercera letra:** fluido refrigerante externo.
 - A:** aire.
 - W:** agua.
4. **Cuarta letra:** mecanismo de circulación del fluido externo.
 - N:** convección natural.
 - F:** convección forzada.

Protecciones en sistemas de distribución: la función principal de un sistema de protección es detectar y aislar las fallas que ocurren en el sistema de potencia. La cantidad de fallas que ocurren en el sistema depende del elemento fallado.

Tabla 3.5 Fallas en un sistema de distribución.

Elemento	Fallas %
Línea de transmisión a tierra	28
Líneas de transmisión más de una fase	5
Cable	9
Equipos de maniobra	10
Equipos de Generación	7
Equipos de transformación	12
Redes de distribución	29

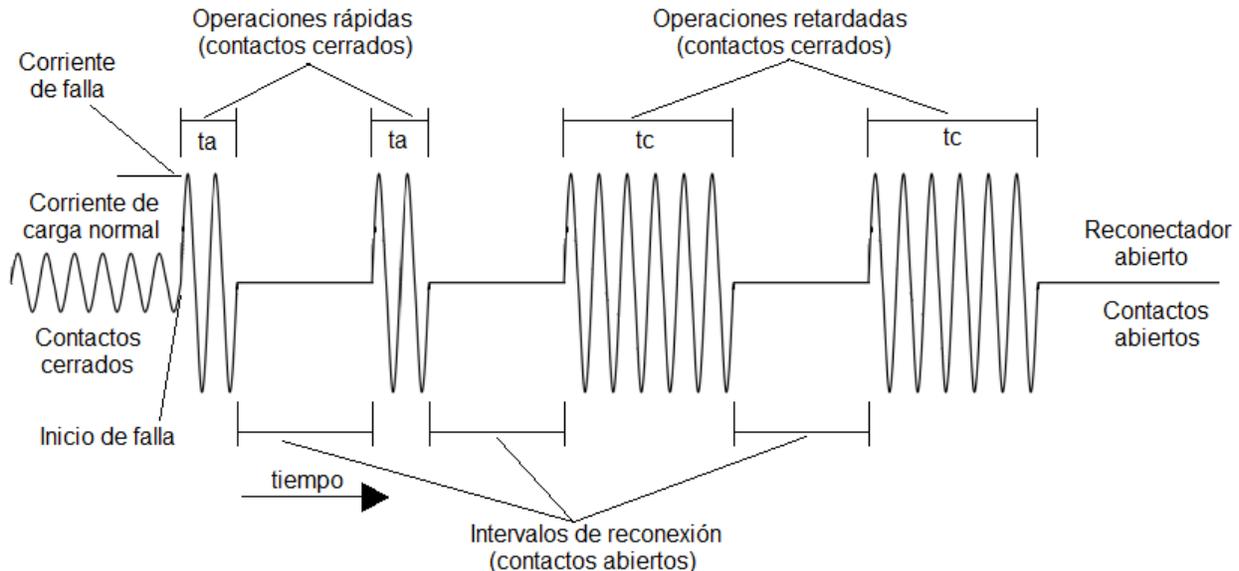
3.3 Reconectores.

Un reconector o recloser como su nombre lo indica es un dispositivo que ante una falla desconecta el circuito del alimentado, espera un tiempo programado y vuelve a conectar el circuito, si la falla no se ha solventado la acción se repite, esta acción tiene dos objetivos brindar confiabilidad en el servicio ya que al reconectarse automáticamente se evita tener que enviar personal a reponer fallas, además de que puede interrumpir únicamente una fase y suministrar el servicio en las otras, protección ya que al no solventarse la falla puede dejar aislado el circuito.

Las fallas en líneas aéreas están definidas en una de tres categorías:

- Transitorias
- Semi permanentes
- Permanentes

Entre el 80 – 90% de las fallas son transitorias en naturaleza. El restante 10 – 20% son semipermanentes o permanentes.



El uso de un sistema de recierre automático para energizar la línea después de un disparo permite una re-energización exitosa de la misma. Se debe permitir un tiempo suficiente después del disparo para que se extinga el arco de falla antes de energizar, de otra forma el arco se puede incrementar produciendo daño en los interruptores.

El recierre automático no es una protección como tal ya que no cumple la función de detectar y aislar fallas, es una protección que cumple la función de energizar el circuito en forma automática después de que otra protección como sobrecorriente o distancia ha operado (no confundir el equipo reconector, con la acción de reconectar).

Los parámetros de ajuste más importantes en los recloser son:

- **Tiempo muerto o tiempo de recierre:** Tiempo de espera para despeje de falla en promedio para el primer recierre es 0.5s y para los siguientes 10s
- **Tiempo de reclamo:** Tiempo inmediatamente después del recierre (20-30s).

- **Recierre sencillo o múltiple recierre:** Numero de intento de reconexión del circuito por lo general se utilizan tres intentos de conexión, pero pueden llegar a configurarse hasta cinco en casos especiales.

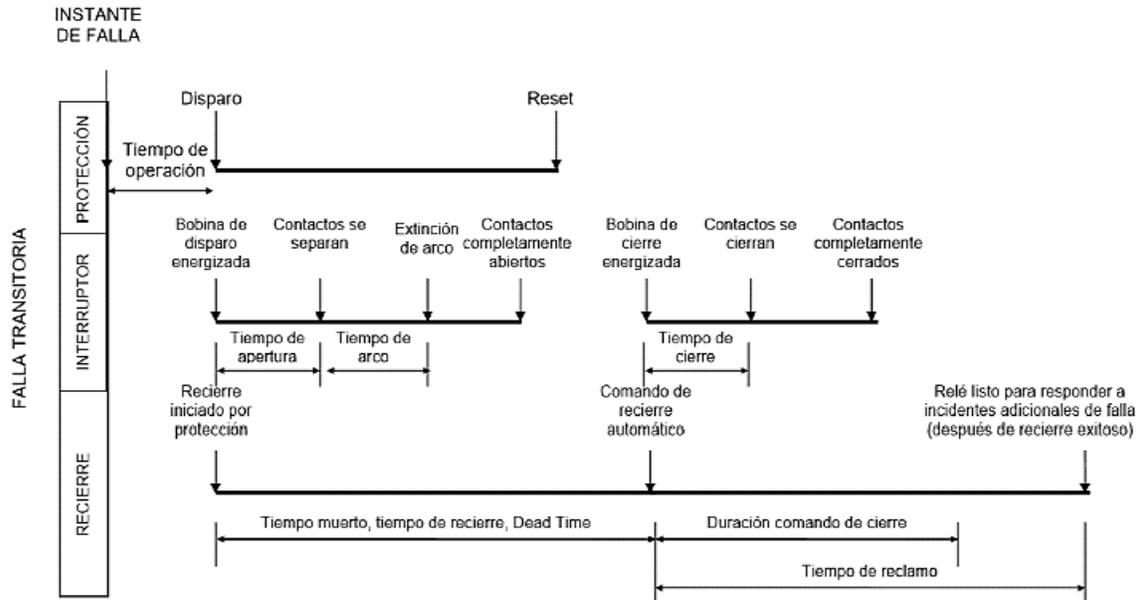


Figura 3.13 Esquema de operación de un recierre automático sencillo para una falla transitoria.

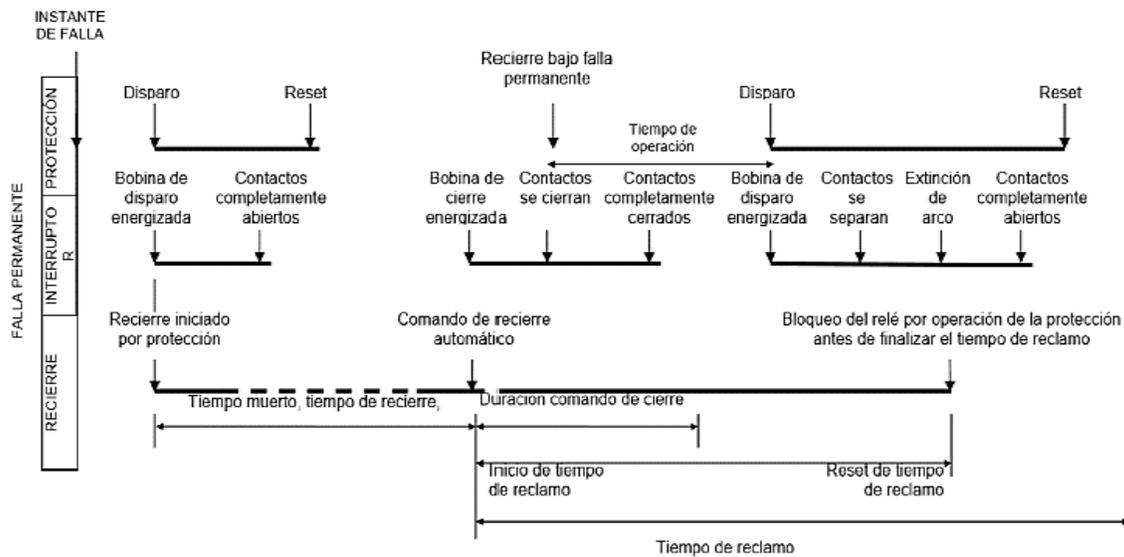


Figura 3.14 Esquema de operación de un recierre automático sencillo para una falla permanente.

Para configurar estos parámetros se deben de tener en cuenta:

- Tipo de protección.
- Tipo de interruptor.
- Posibles problemas de estabilidad.
- Efectos sobre los tipos de carga de los usuarios

Uno de los equipos más utilizados es los reconectadores en vacío OVR que es un sofisticado aparato trifásico de alta tensión, que incorpora tres interruptores en vacío operados por tres actuadores magnéticos separados, interrumpe la corriente de falla y la carga, se instala preferentemente, en el alimentador de distribución, aunque también se instalan en la subestación, donde tradicionalmente se ha emplea un interruptor.

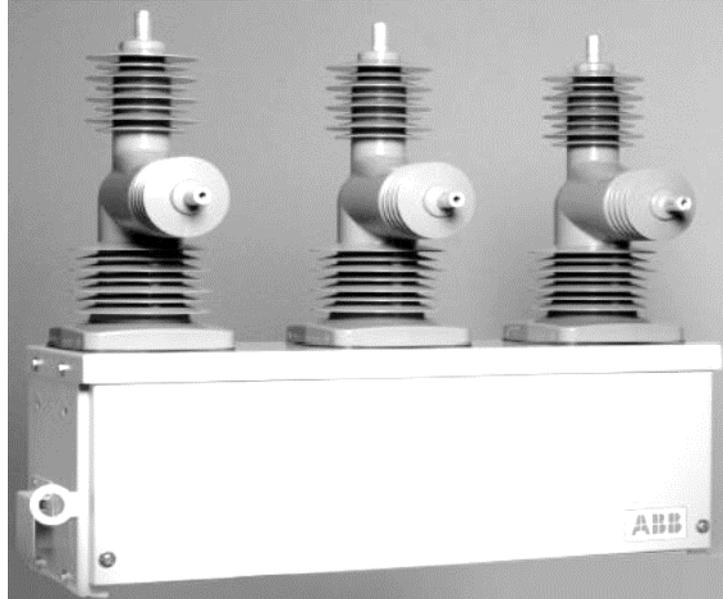


Figura 3.15 Reconector en vacío OVR.

El recloser tiene dos funciones básicas, confiabilidad y protección por sobrecorriente. Aumentan la confiabilidad porque tiene posibilidad de recierre puede interrumpir una sola fase y operación automática.

Sus tiempos de apertura pueden ser tan bajos como 100 ms.

El interruptor de vacío y el sensor de corriente están ambos embebidos en un polo fundido con un avanzado epoxy.

Con el control, el reconector detecta sobrecarga y abre automáticamente. Entonces, después de un tiempo predeterminado de retardo, el reconector cerrará nuevamente. Si la condición de sobrecarga existe todavía, el reconector abrirá nuevamente y volverá a cerrar.

El control normalizado del OVR, permitirá hasta cinco operaciones de recierre antes de que el reconector se bloquee abierto. La fuente de la condición de falla debe removerse antes de que se restablezca el servicio normal.

Los recloser de este tipo (en vacío) están limitados en ciertas características como son voltajes de 2.4 hasta 38 kV con una carga de apertura de 10 a 1200 A y corrientes de falla de 16 kA

- Se proporciona un calentador de 45W, controlado por termostato para evitar la condensación. (El termostato únicamente controla el calentador del gabinete de control. El calentador del gabinete del recloser está energizado permanentemente).

- Una unidad típica se suministra con baterías a 48 VCD, con una capacidad para durar 48 horas durante una pérdida de CA si están completamente cargadas. Las baterías se deben chequear periódicamente y reemplazar cada tres a cinco años.
- Se asume una temperatura ambiente promedio de 25°C.
- Existe un condensador azul grande de 270.000 µF es el condensador de “Disparo”. Este almacena la energía necesaria para asegurar la operación apropiada del actuador magnético bajo todas las condiciones de operación.
- Esto independiza además cualquier dependencia de apertura y cierre debido a una batería en condición pobre (por ejemplo, carga baja, celda con alta impedancia/en corto, batería perdida, etc).

Todo recloser cuenta al menos con cuatro curvas, un par de curvas para la protección de tierra y un par de curvas para la protección de fase, cada par de curva corresponde a la curva de tiempo rápido y a la curva de tiempo lento, respectivamente.

Curvas de disparo en el control PDC.

El tiempo de interrupción del dispositivo debe agregarse a las curvas, para obtener el tiempo máximo de despeje, en el caso del reconectador ABB ESVA recloser = 3 ciclos = 48 ms.

Las curvas ANSI:

Se definen de acuerdo a las siguientes expresiones y con la tabla de coeficientes.

Ecuación 3.1:

$$Trip\ Time = \left(\frac{A}{M^P - 1} + B \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

Ecuación 3.2:

$$Reset\ Time = \left(\frac{D}{1 - EM} \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

Donde:

$$M = \frac{I_{input}}{I_{pick\ up}}$$

n: veces del tiempo de disparo.

Tabla 3.6 Coeficientes para las curvas ANSI.

Curva ANSI	A	B	C	P	D	E
Extremadamente inversa	6.407	0.025	1	2.0	3	0.998
Muy inversa	2.855	0.712	1	2.0	1.346	0.998
Inversa	0.0086	0.0185	1	0.02	0.46	0.998
Inversa de tiempo corto	0.00172	0.0037	1	0.02	0.092	0.998
Extremadamente inversa de tiempo corto	1.281	0.005	1	2.0	0.6	0.998
Tiempo definido	-	-	-	-	-	-
Extremadamente inversa de tiempo largo	64.07	0.250	1	2.0	30	0.998
Muy inversa de tiempo largo	28.55	0.712	1	2.0	13.46	0.998

Tabla 3.6 Coeficientes para las curvas ANSI.

Curva ANSI	A	B	C	P	D	E
Inversa de tiempo largo	0.086	0.185	1	0.02	4.6	0.998
Instantánea estándar	-	-	-	-	-	-
Instantánea inversa	-	-	-	-	-	-

PCD, tiene la opción de emplear la fórmula para el tiempo de reset, o setear al tiempo de reset instantáneo, el cual posee por “default”

Curvas IEC.

Ecuación 3.3:

$$Time Trip = \left(\frac{K}{M^P} \right) - 1 \times (Time Dial)$$

Donde: $M = \frac{I_{input}}{I_{pick up}}$

Tabla 3.7 Coeficientes para las curvas IEC.

Curva IEC	K	P
Extremadamente Inversa	80.0	2.0
Muy inversa	13.5	1.0
Inversa	0.14	0.02
Inversa de tiempo largo	120.0	1.0
Tiempo definido	-	-

El tiempo de reset, para todas las curvas IEC en el PCD, son instantáneas.

Todo reconectador cuenta al menos con cuatro curvas, un par de curvas para la protección de tierra y un par de curvas para la protección de fase, cada par de curva corresponde a la curva de tiempo rápido y a la curva de tiempo lento, respectivamente

Curva de tiempo rápido.

La curva de tiempo rápido corresponde a la curva donde al alcanzar la falla el tiempo de disparo abre y despeja la falla esperando el tiempo programado para hacer el recierre automático.

Curva de tiempo lento.

La curva de tiempo lento corresponde a la curva que el equipo utiliza, si tiene programada la curva de tiempo rápido, después de haber hecho todos los recierres programados y deja abierto el punto donde está instalado hasta que se haga un cierre manual. Esta curva siempre debe de quedar sobre la curva de tiempo rápido.

Como bien se mencionó anteriormente, los recloser aumentan la confiabilidad del sistema, definiremos algunos de los índices de confiabilidad más utilizados a nivel de distribución.

Los beneficios de los reconectadores en un sistema de distribución, se puede cuantificar por medio de los índices de confiabilidad.

Índices empleados para medir confiabilidad de un sistema de distribución IEEE 1366.

SAIFI: indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un periodo de tiempo predefinido.

Ecuación 3.4:

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \left[\frac{\text{interrupciones}}{\text{año}} \right]$$

N_i: número total de clientes interrumpidos en la interrupción i.

N_T: número total de clientes servidos.

SAIDI: indica la duración total de interrupción para el cliente promedio durante un período de tiempo predefinido. Se mide comúnmente en minutos u horas de interrupción.

Ecuación 3.5:

$$SAIFI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \left[\frac{\text{minutos}}{\text{año}} \right]$$

r_i: duración promedio de cada interrupción.

CAIDI: representa el tiempo medio necesario para restablecer el servicio.

Ecuación 3.6:

$$SAIFI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} \left[\frac{\text{minutos}}{\text{interrupciones}} \right]$$

MAIFI: indica el promedio de interrupciones momentáneas que experimentaría un cliente durante un período determinado (generalmente un año).

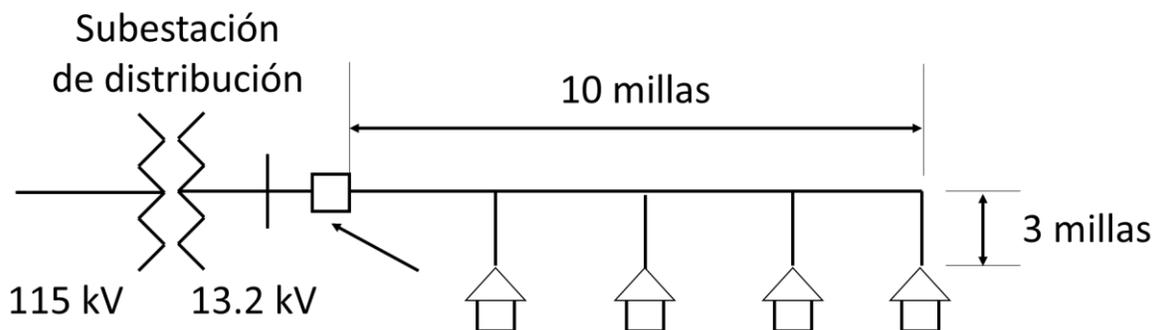
Ecuación 3.7:

$$SAIFI = \frac{\sum ID_e N_i}{N_i} \left[\frac{\text{interrupciones}}{\text{año}} \right]$$

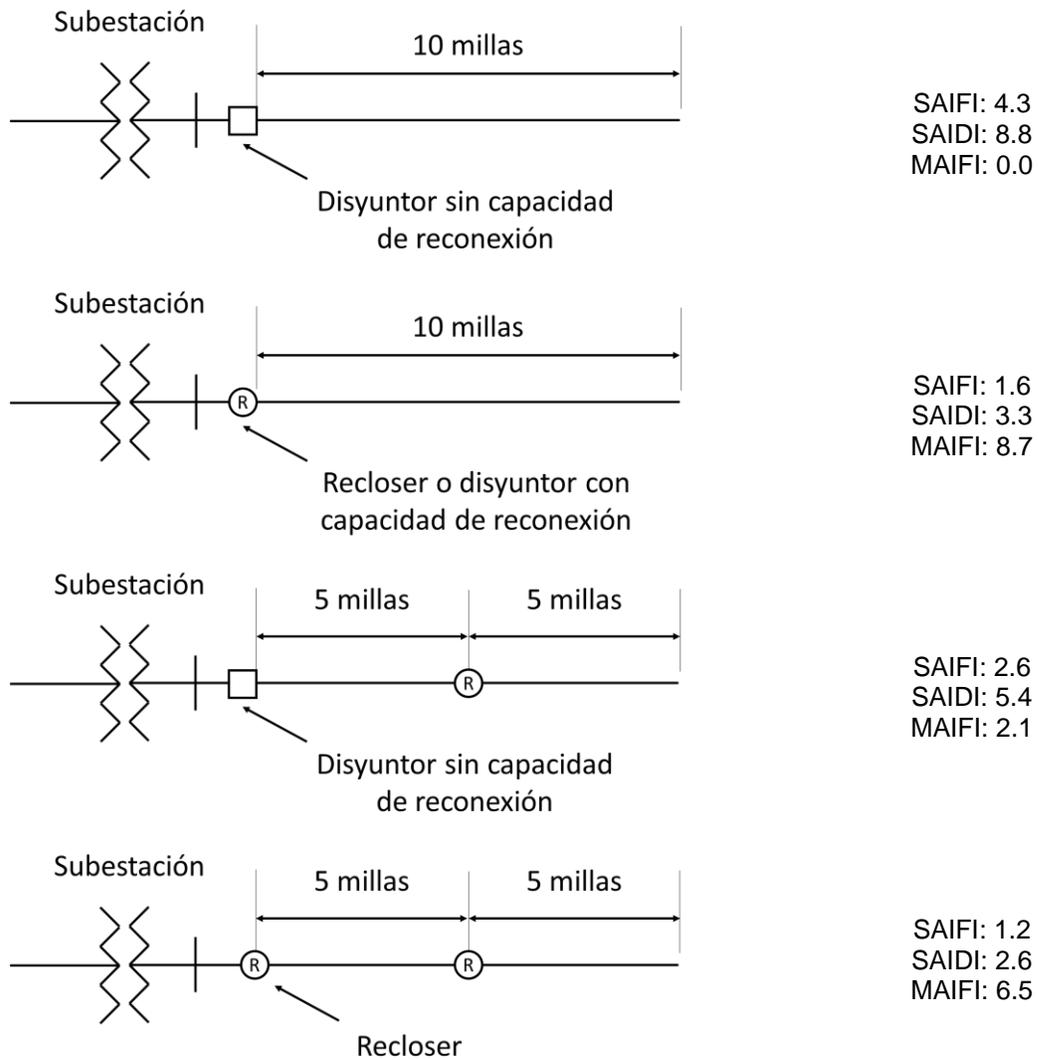
ID_e: número de operaciones del dispositivo interruptor en cada ramal de la subestación.

Se consideran interrupciones cuando su duración es mayor a 3 minutos.

Ejemplo 3.1: En un sistema de distribución con 1800 clientes, 8 transformadores monofásicos, ramales de 3 millas.



Se han calculado los índices de confiabilidad y se han obtenido los siguientes valores para cuatro casos.



3.3.1 IntelliRupter.



Figura 3.16 IntelliRupter.

Conociendo como trabaja un reconectador se puede explicar sobre el IntelliRupter, también llamado interruptor de fallas de S&C. El principio de funcionamiento del IntelliRupter es el mismo que del reconectador, es despejar las fallas momentáneas, a diferencia del reconectador, este en lugar de cerrar el circuito, hace un testeo tomando una señal. Se puede apreciar en las figuras

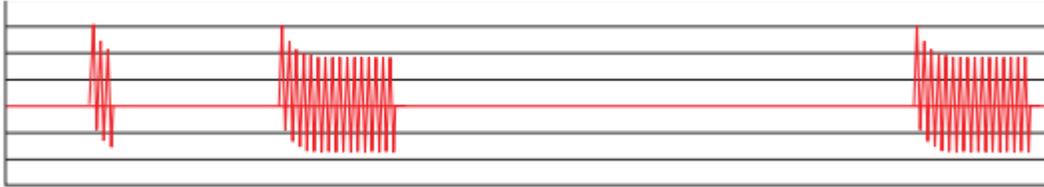


Figura 3.17 Corriente vs tiempo: a) en un reconectador convencional con falla del cable de fase al neutro aterrizado, b) en un IntelliRupter con falla del cable de fase al neutro aterrizado.

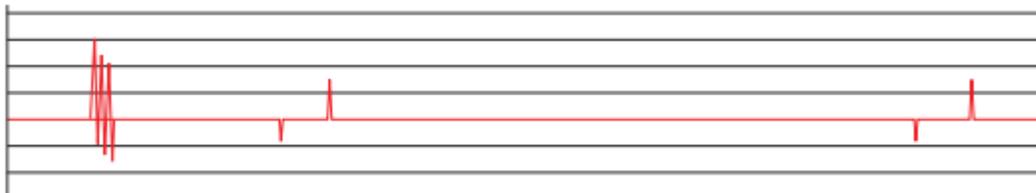


Figura 3.18 Corriente vs tiempo en un IntelliRupter con falla del cable de fase al neutro aterrizado.

Al presentar despejar las fallas en un recloser, el sistema se ve sujeto a esfuerzos que pueden ocasionar más daños, en cambio con el IntelliRupter las altas corrientes que puedan dañar otros equipos u ocasionar otra falla en otro punto.

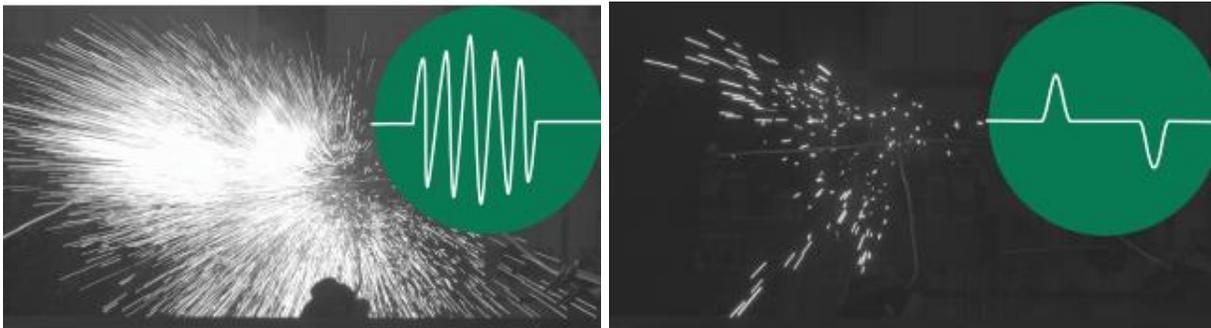


Figura 3.19 Respuesta a una falla permanente: a) con un recloser, b) con IntelliRupter

3.4 Transformadores de instrumentación.

Los transformadores de instrumentación o transformadores de medición son los que tienen como función reducir los valores de corriente y tensión de un sistema eléctrico a valores que se puedan utilizar para censar parámetros tanto para su monitoreo y control como para datos en los sistemas de protección.

Sus principales funciones son:

- Transformar corrientes y tensiones, normalmente a valores bajos que sean manejables por los equipos de medición y protección.
- Aislar el sistema de medición de lado de alta tensión.

3.4.1 Transformadores de corriente (TC).

El transformador de corriente, transformador de intensidad o TC, como su nombre lo indica, es el dispositivo diseñado que toma una muestra de la corriente de la línea a través del devanado del primario y lo reduce a un nivel seguro, esta corriente es proporcional a la primaria y su ángulo de desfase casi cero.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios devanados secundarios embobinados sobre uno o varios circuitos magnéticos separados.

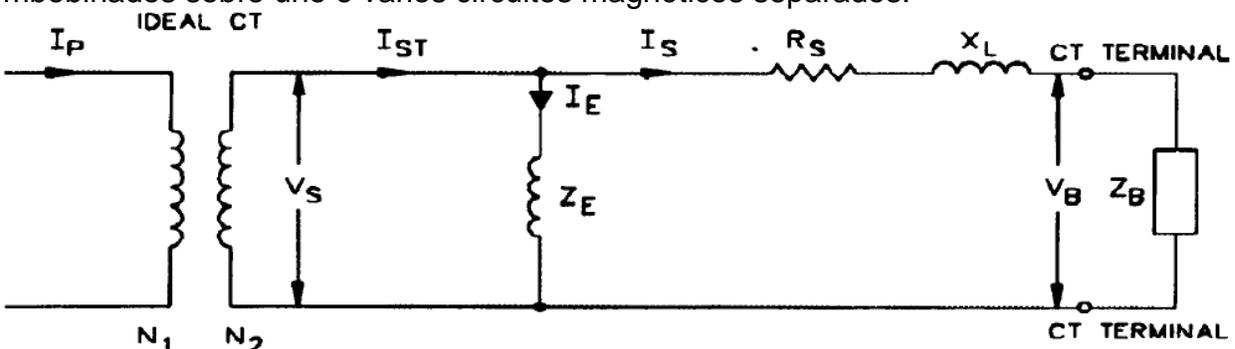


Figura 3.20 Circuito equivalente para un transformador de corriente.

Donde:

- V_s : Tensión secundaria de excitación [V].
- I_P : Corriente en el primario [A].
- I_s : Corriente debida a la carga [A].
- I_E : Corriente de excitación [A].
- $I_{ST} = I_E + I_s$: Corriente total en el secundario [A].
- N_2/N_1 : Relación de transformación.
- V_B : Tensión en la carga conectada.
- Z_E : Impedancia de Excitación [Ω].
- R_s : Resistencia del secundario [Ω].
- Z_B : Impedancia de la carga (Burden).
- X_L : Reactancia de fuga (despreciable en TC's clase C).

Tipos de transformadores de potencial según su construcción.

Tipo devanado primario: este como su nombre lo indica tiene más de una vuelta en el primario. Los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. Esta construcción permite mayor precisión para bajas relaciones.



Figura 3.21 Transformador de corriente tipo devanado primario.

Tipo Barra: los devanados primarios y secundarios están totalmente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. El devanado primario, consiste en un conductor tipo barra que pasa por la ventana de un núcleo.



Figura 3.22 Transformador de corriente tipo barra.

Tipo Boquilla (Bushing): está formado por un núcleo toroidal y un devanado secundario ensamblado de forma permanente a un núcleo laminado. Estos transformadores utilizan un conductor completamente aislado como devanado primario que pasa a través del núcleo, normalmente está contenido en la boquilla de otro equipo.



Figura 3.23 Transformador de corriente tipo bushing.

Tipo Ventana: tiene un devanado secundario aislado del núcleo y ensamblado permanentemente a él, pero no cuenta con un devanado primario como parte integrada al transformador. Está provisto con aislamiento completo para que un conductor primario pase a través de la ventana.



Figura 3.24 Transformador de corriente tipo ventana.

Tipos de TC por su aplicación.

Transformador de medición: son los transformadores cuyo objetivo es medir para efectos de facturación, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10% hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

Transformador de protección: estos transformadores tienen como función medir para proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal, cuando se trata de grandes redes con altas corrientes puede ser necesario requerir treinta veces la corriente nominal.

El transformador de conecta de la siguiente manera: el bobinado primario en serie con el sistema a medir, el cual será recorrido por la corriente primaria, el bobinado secundario entregará una corriente secundaria a la impedancia de carga.

Precisión del transformador de corriente.

Según IEEE Std. C37.110 la precisión se establece a partir de un voltaje nominal en las terminales del secundario.

Los códigos de designación de letras son los siguientes:

- C** indica que el flujo de dispersión es insignificante y la característica de excitación se puede utilizar directamente para determinar el rendimiento. Por tanto, se puede calcular el error de la relación TC. Se supone que las corrientes de carga y excitación están en fase y que el devanado secundario se distribuye uniformemente.
- K** es la misma que la clasificación C, pero el voltaje de punto de rodilla debe ser al menos el 70% de la clasificación de voltaje del terminal secundario.
- T** indica que el error de relación debe determinarse mediante prueba. El TC de clase T tiene un apreciable efecto del flujo de dispersión en el núcleo y contribuye a un error de relación apreciable.

H, L son clasificaciones ANSI antiguas. Se reconocieron dos clases de precisión: 2.5% y 10%. Los TC's se especificaron de la siguiente manera: 10 L 200, 2,5 H 400, etc. El primer número indica la clase de precisión y el último número indica la clase de tensión secundaria. Los L cts se clasificaron para la carga especificada y 20 veces la corriente normal. Los H cts se clasificaron en cualquier combinación de carga de 5 a 20 veces la corriente normal. Estas clasificaciones solo se aplican a cts antiguos fabricados en su mayoría antes de 1954.

La clase de precisión ANSI TC es determinada por la asignación de una letra y un voltaje nominal en los terminales del secundario. Estos describen efectivamente su desempeño en estado estable. Por ejemplo: un TC C100 (la clase está indicada por la letra "C" y el voltaje secundario nominal es 100V).

Burden del transformador de corriente.

Según la IEEE Std. C37.110 debe tomarse en cuenta la siguiente tabla donde se especifica según la clase de transformador de corriente un valor normado de potencia en VA y la carga admisible en Ohmios

Tabla 3.8 Burdens estándar de relé para transformadores de corriente de 5 A en el secundario.

Designación de Burden	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Impedancia (Ω)	Voltaje a 5A	Factor de potencia
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

3.4.2 Transformadores de potencial (TP).

Su forma de conexión es similar a la de un transformador de potencia, pero sus requerimientos son diferentes, puesto que un TP se busca que la tensión de salida sea muy similar al de la entrada con una magnitud mucho menor, lo cual obliga a que la caída de tensión interna del TP sea baja y el desfase, despreciable.

Circuito Equivalente.

El circuito equivalente de un transformador de tensión inductivo es similar al de un transformador de potencia.

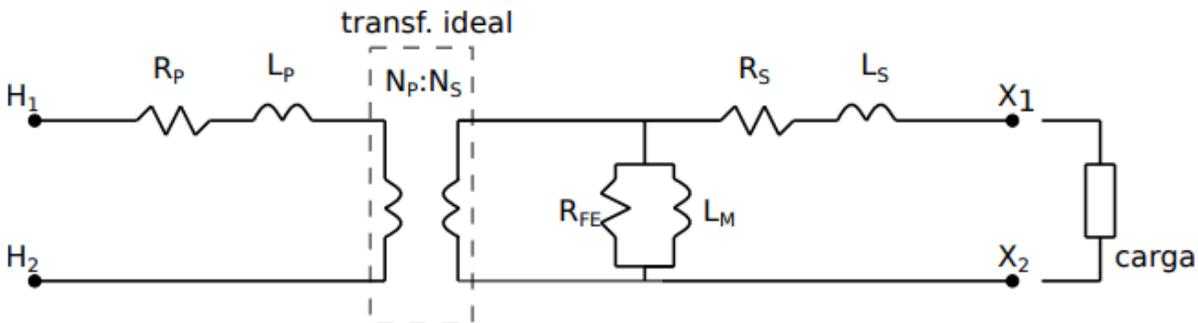


Figura 3.25 Circuito equivalente de un transformador de potencial.

H₁, H₂ : circuito primario.

X₁, X₂ : circuito secundario.

- L_P : inductancia de fugas del primario.
 R_P : resistencia del primario.
 L_S : inductancia de fugas del secundario.
 R_S : resistencia del secundario.
 L_m : inductancia de magnetización del núcleo.
 R_{Fe} : pérdidas en el hierro.

Componentes.

Núcleo: Los TP se construyen con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad y de rápida saturación, sin importar si son para protección o medición comercial, ya que, a diferencia de los transformadores de corriente, que si existe diferencia entre ellos.

Asilamiento externo: Envoltente de cerámica que abarca el cuerpo del transformador, la cual define una línea de fuga suficientemente larga para evitar que a través de la superficie pueda haber un arco eléctrico y por consiguiente un cortocircuito.

Bobinados: Son los hilos de cobre, esmaltados dispuestos en capas de ejecución anti-resonante para la distribución uniforme de las sobretensiones transitorias.

Tipos de transformadores.

Capacitivo: utilizado por lo general para tensiones iguales o superiores de 150kV. Básicamente se construye por divisores de voltaje capacitivos conectados en serie a lo largo del transformador, con el fin de obtener un voltaje menor que el de línea. Este tipo de transformadores es de menor costo.



Figura 3.26 Transformador de potencial capacitivo.

Inductivo: Estos constan de dos arrollamientos realizados sobre un mismo núcleo magnético. Estos generalmente se utilizan en tensiones entre 600V y 70kV.



Figura 3.27 Transformador de potencial capacitivo.

Error de relación (ϵ): error que introduce el transformador en la medida de la tensión y proviene de que la relación de transformación actual no es igual a la relación de transformación nominal.

$$\epsilon = \frac{k_n V_s - V_p}{V_p} \times 100 (\%)$$

k_n : relación de transformación nominal.

V_P : tensión primaria actual

V_S : tensión secundaria correspondiente a V_P en las condiciones de la medición.

Desfasaje (ϕ): diferencia de fase ente los fasores de tensión primaria y secundaria. El desfasaje es positivo cuando el fador de tensión se encuentra adelantado con respecto al fador de tensión primario. Esta definición es estricta para régimen sinousoidal.

Tabla 3.9 Límite de error de transformadores de tensión.

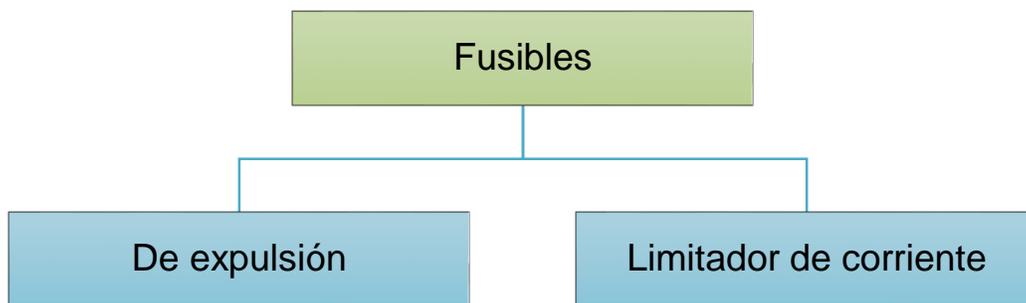
Clase	Error en la magnitud, $\epsilon(\%)$	Error en el ángulo, minutos
0.1	± 0.1	± 5
0.2	± 0.2	± 10
0.5	± 0.5	± 20
1.0	± 1.0	± 40
3.0	± 3.0	No se especifica

3.5 Fusibles.

Los fusibles son los dispositivos de sobrecorriente más económicos y simples utilizados para la protección de redes de distribución. Cuando detecta una sobreintensidad mayor al valor de diseño, este se funde interrumpiendo el circuito. Al mismo tiempo son uno de los más confiables, dado que pueden brindar protección durante un tiempo muy prolongado con poco mantenimiento.

El proceso de extinción del arco es producido por dos fenómenos; por una parte, los gases de elevado poder desionizante, que en la zona del arco se encuentran a elevada presión (causada por la elevada velocidad de generación) y por otra parte el rápido alejamiento de los extremos entre los cuales se produce el arco trae como consecuencia un aumento en la resistencia eléctrica.

Existen dos tipos de fusibles:



3.5.1 Fusible de expulsión.



Figura 3.28 Fusible de expulsión.

Un fusible con ventilación en el que el efecto de expulsión de los gases producidos por la formación de arco interno, ya sea solo o ayudado por otros mecanismos, provoca la interrupción de la corriente.

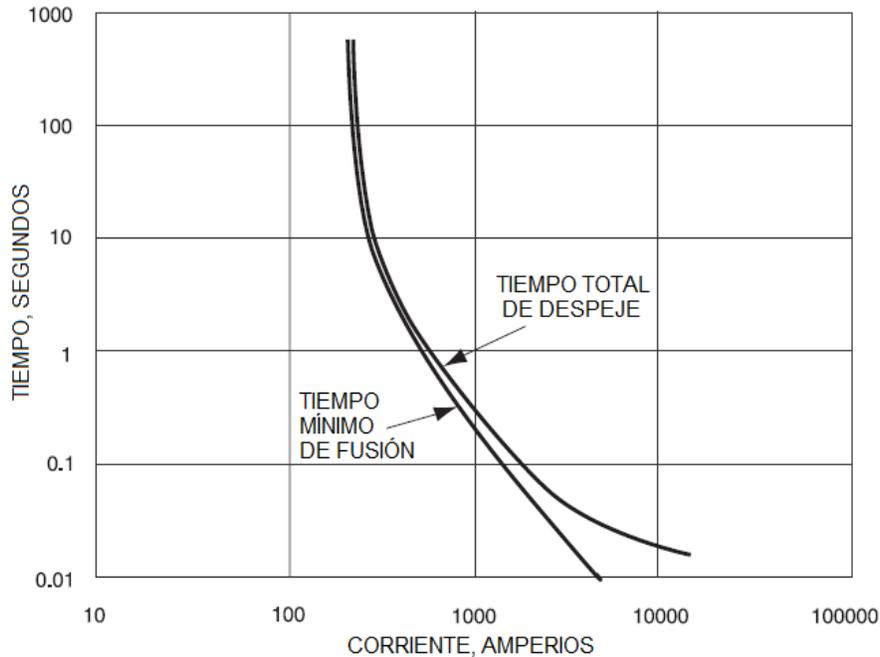


Figura 3.29 Curvas típicas de tiempo vs corriente para un fusible de expulsión.

La curva característica de un fusible se puede separar en las siguientes partes:

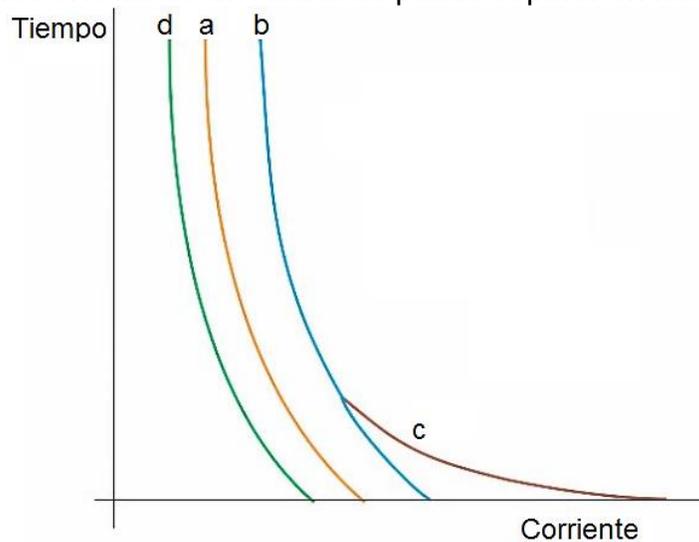


Figura 3.30 Características de operación de fusibles.

- a) **Curva de tiempo mínimo de fusión:** relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde.
- b) **Curva de tiempo máximo de fusión o de aclaramiento:** Se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva "a".
- c) **Curva de tiempo total para la extinción del arco:** Se obtiene adicionando a la curva "b", el tiempo necesario para la completa extinción del arco.

d) **Curva tiempo corriente de corta duración:** Relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva “a”.

Generalmente, sólo se ocupan la curva “a” y “c” para la coordinación de protecciones.

Tipos de curva fusible de expulsión.

Los hilos fusibles se construyen con tres curvas características diferentes: curva tipo T, curva tipo K y curva tipo Standard de acuerdo a la norma ANSI C36.42-1996.

K: Conducen hasta 150% de su corriente nominal sin daños (relación de velocidades 6 a 8).

T: Similares, pero más lentos que los K (relación de velocidad 10 a 13).

Std: Intermedia entre los K y T; son permisivos a las fluctuaciones de corriente (relación de velocidad 7 a 11).

La norma ANSI C37.42-1996 sólo define las curvas tipo T y K. No existe una letra que identifique el fusible Standard, los números de estos fusibles no llevan letra.

Los amperajes de fusibles fabricados por RMS son:

Tipo T: 1, 2, 3, 6, 8, 10, 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 65, 80, 100, 140 y 200 A.

Tipo K: 1, 2, 3, 6, 8, 10, 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 65, 80, 100, 140 y 200 A.

Tipo Standard: 1, 1.5, 2, 3, 5, 7, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150 y 200 A.

Las tolerancias máximas para las curvas características de tiempo vs corriente mínimo de fusión:

1 – 5 A + 30% – 0%

6 – 200 A + 20% – 0%

También se construyen a pedido en configuraciones especiales como por ejemplo con dos colas.

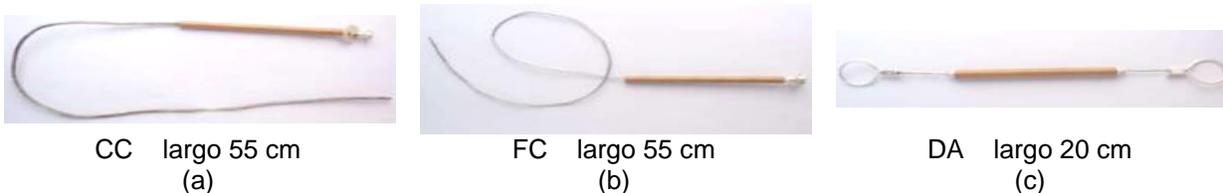


Figura 3.31 Configuraciones de los hilos fusibles.

Número de catálogo y etiquetas:

6 T – CC

Capacidad en Amperios

Característica eléctrica

Tipo

La capacidad de corriente se extiende desde 1 A hasta 200 A. Desde 1 A hasta 100 A se emplea un tipo de desconector de 100 A y para las capacidades mayores un desconector

Descripción física.

1. **Cabeza:** pieza torneada de latón (aleación cobre-zinc) hecha de un solo segmento sometida a un tratamiento térmico que permite los procedimientos posteriores de armado a presión. Esta pieza se recubre electrolíticamente con plata 1000 para un mejor contacto eléctrico con el soporte.
2. **Golilla:** fabricada de latón y plateada electrolíticamente, tiene la función de adaptar los distintos tamaños de cabezas al bastón porta fusibles.
3. **Elemento fusible:** para su construcción se emplea exclusivamente estaño para hilo fusible tipo T, plata para hilo fusible tipo K y Standard; y para los hilos fusibles de capacidad menores a 6 A, se emplean aleaciones de cromo-níquel.
4. **Tensor mecánico:** los tensores mecánicos son colocados en paralelo a los elementos de fusible, son construidos de acero inoxidable en todos los tipos de hilos fusibles.
5. **Tubo de unión:** este tubo se emplea para la unión del tensor con la cola flexible, está fabricado de cobre y plateado electrolíticamente.
6. **Cola flexible:** está construida de hebras delgadas de cobre estañadas y trenzadas.
7. **Tubos de papel:** fabricados con fibras orgánicas pegadas con resinas de uso eléctrico. Estas producen un arco mínimo de ionización y ayudan a enfriar el arco durante su expansión y expulsión de gases.



Figura 3.32 Partes de un fusible

3.5.2 Fusibles limitadores de corriente.

Un fusible limitador de corriente es un fusible que, cuando su elemento de respuesta a la corriente se funde por acción de una corriente dentro del rango de limitación de corriente que tiene especificado, abruptamente presenta una alta resistencia para reducir la magnitud y la duración de la corriente, lo que resulta en la subsiguiente interrupción de la corriente.

El término limitador significa que el fusible interrumpe la corriente de cortocircuito, si esta es suficientemente grande, impidiendo que se alcance el valor de cresta determinado mediante cualquiera de los métodos conocidos, o sea comienza el período de interrupción (fin del período de prearco y comienzo del lapso de arco) antes del instante en el que se produciría el pico.

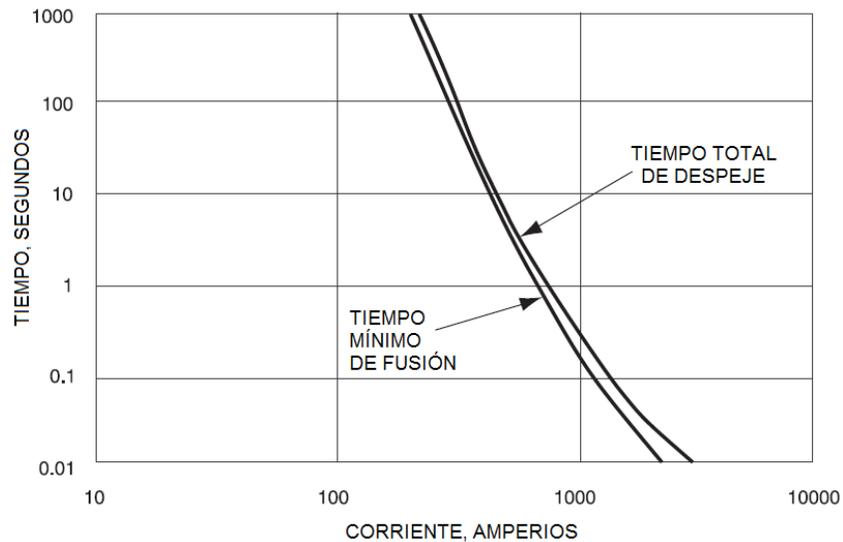


Figura 3.33 Curvas típicas de tiempo vs corriente para un fusible limitador de corriente.

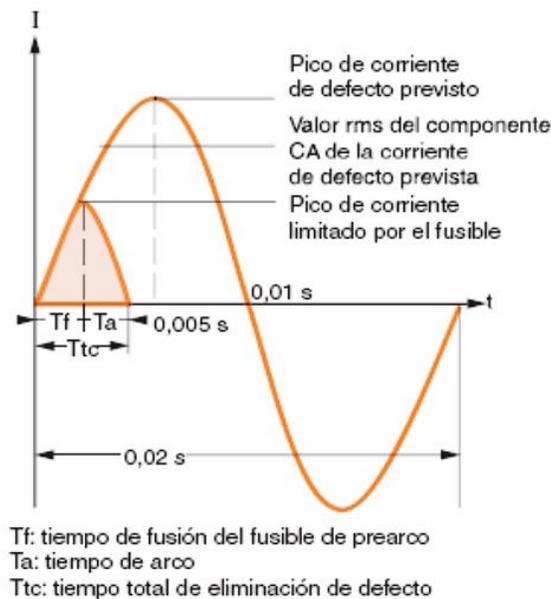


Figura 3.34 Comparación de la atenuación corriente de cortocircuito con fusible limitador de corriente.

Diferencia entre fusibles de expulsión y limitador de corriente.

- El fusible de expulsión opera con corrientes de sobrecarga.
- El fusible limitador de corriente opera con sobrecorrientes mayores, hasta su capacidad interruptiva, impidiendo que se alcance el valor de cresta, por lo que tienen que tener un tiempo de operación más rápido.

3.5.3 Fusibles de Fault Tamer.



Figura 3.35 Fusible limitador Fault Tamer.

Realizan dos funciones principales cortacircuito convencional y fusible limitador de corriente de cortocircuito posee dos elementos de protección, uno fusible y otro limitador. Una corriente de cortocircuito elevada ocasiona que todos los dispositivos de protección convencionales XS-100 conectados en serie se abran, interrumpiendo el servicio en una gran zona. La función del cortacircuito Fault Tamer consiste en limitar la corriente de cortocircuito, a un máximo de aproximadamente 1000 amperios, de manera que los demás XS-100 instalados atrás del Fault Tamer no se abran.

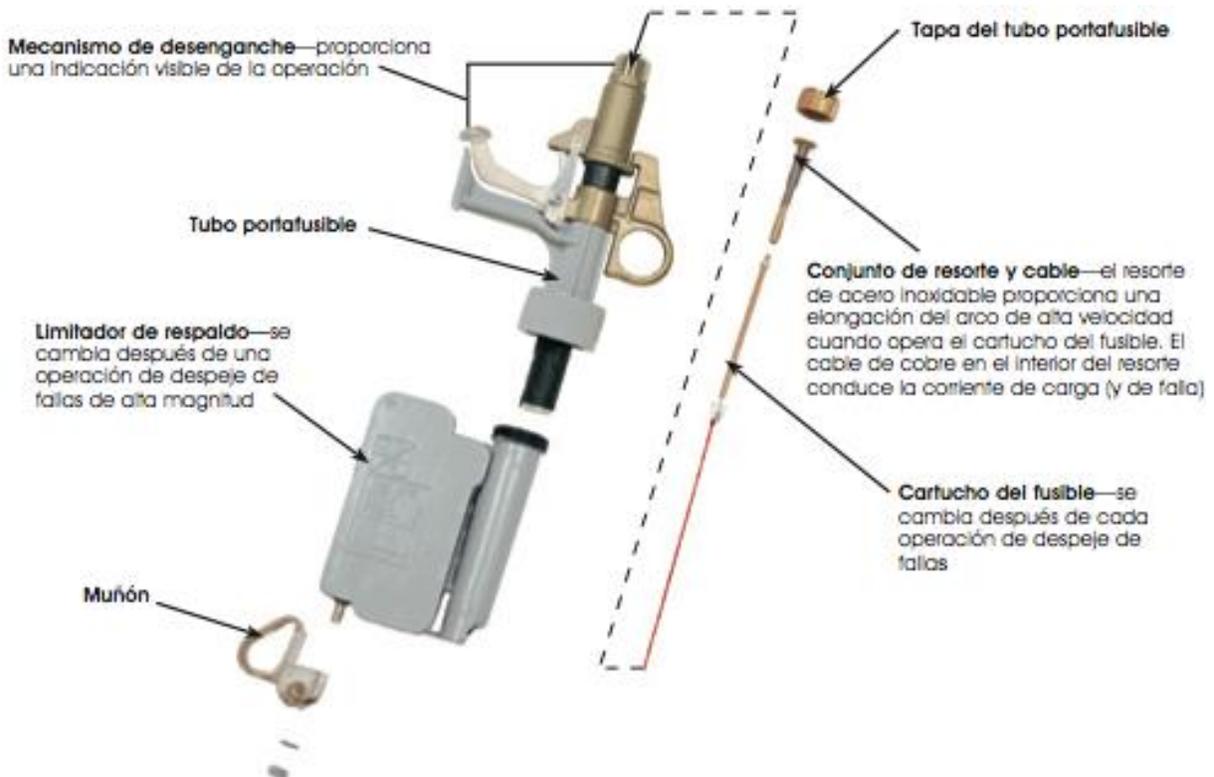


Figura 3.36 Partes de un fusible limitador Fault Tamer.

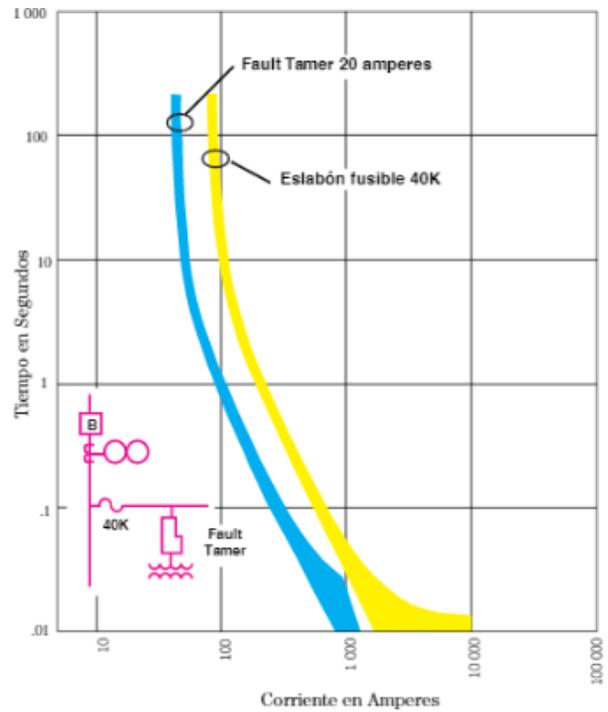
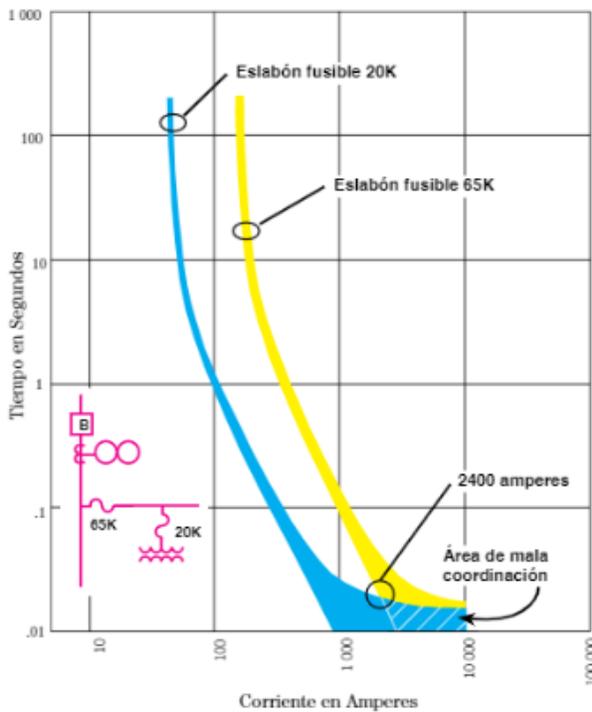


Figura 3.37 Coordinación limitada del fusible del transformador con el fusible del ramal – coordinación completa del Fault Tamer con el fusible ramal.

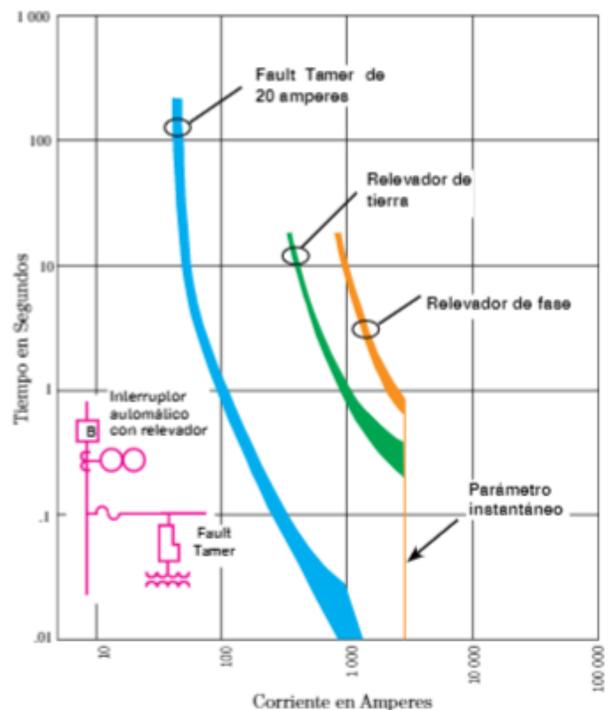
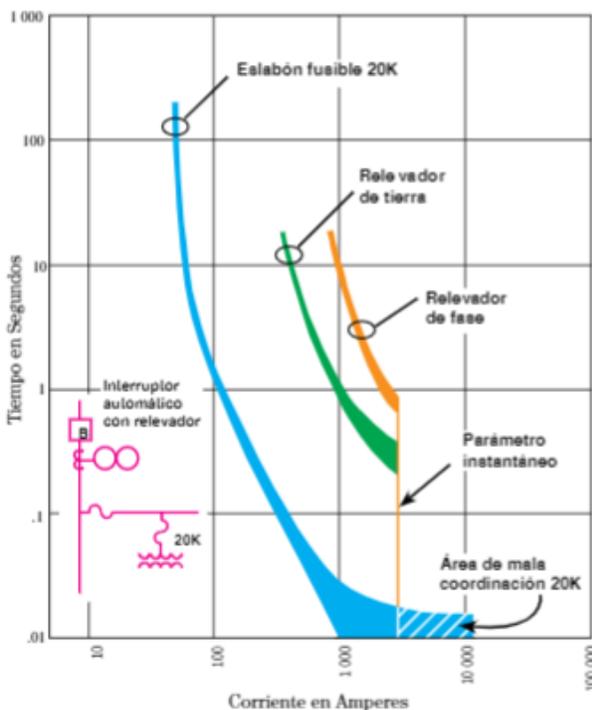


Figura 3.38 Coordinación de un eslabón de fusible con los relevadores en el lado de la fuente – coordinación completa del Fault Tamer con los relevadores en el lado de la fuente.

3.6 Interruptores automáticos.

El interruptor automático es un equipo de protección capaz de establecer, soportar e interrumpir corrientes en las condiciones normales del circuito, así como de establecer, soportar durante un tiempo determinado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito tales como las de cortocircuito. Actúa cuando se detecta una falla, es decir, abre el circuito, además, permite su restablecimiento cuando se haya solucionado la anomalía.

Según el medio eléctrico en el cual se encuentran sus contactos, se pueden clasificar en:

- Al vacío.
- En aceite.
- Hexafluoruro de azufre (SF₆).

Interruptores al vacío.

Un interruptor al vacío rodea los contactos con un vacío, el espacio vacío que no tiene nada sólido, ni líquido o ni gaseoso en él, que impide se pueda ionizar y pueda llevar a la formación de un arco eléctrico indeseados. Por esta razón, un vacío es un medio ideal para extinguir un arco.

La alta rigidez dieléctrica que presenta el vacío (es el aislante perfecto) ofrece una excelente alternativa para apagar en forma efectiva el arco. Cuando un circuito en corriente alterna se desenergiza separando un juego de contactos ubicados en una cámara en vacío, la corriente se corta al primer cruce por cero o antes, con la ventaja de que la rigidez dieléctrica entre los contactos aumenta en razón de miles de veces mayor a la de un interruptor convencional (1 kV por μ s para 100 A en comparación con 50 V/ μ s para el aire). Esto hace que el arco no vuelva a reencenderse. Estas propiedades hacen que el interruptor en vacío sea más eficiente, liviano y económico.

Ventajas

- Tiempo de operación muy rápidos, en general la corriente se anula a la primera pasada por cero.
- Rigidez dieléctrica entre los contactos se restablece rápidamente impidiendo la reignición del arco.
- Son menos pesados y más baratos.
- Prácticamente no requieren mantención y tienen una vida útil mucho mayor a los interruptores convencionales.
- Especial para uso en sistemas de baja y media tensión.

Desventajas:

- Es complicado mantener la condición de vacío.
- Tienen capacidad de interrupción limitada.

Interruptores en aceite.

Dispositivo de corte de la corriente eléctrica en el que se extingue el arco eléctrico por medio de aceite. Se introduce en una cuba o depósito de aceite como dieléctrico o medio aislante que atenúa la chispa.

Interrupor de circuito de aceite es tal tipo de circuito interruptor que utilizaba aceite como dieléctrico o medio aislante para la extinción del arco. En el interruptor del circuito de aceite, los contactos del interruptor están hechos para separarse dentro de un aceite aislante. Cuando ocurre una falla en el sistema, los contactos del interruptor se abren debajo del aceite aislante, y se desarrolla un arco entre ellos y el calor del arco se evapora en el aceite circundante. El interruptor de aceite está dividido en dos categorías:

- Interrupor de circuito de aceite a granel.
- Disyuntor de bajo nivel de aceite

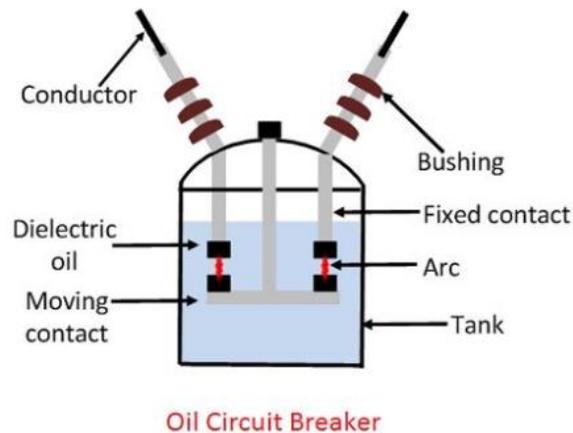


Figura 3.39 Interrupor en aceite.

Ventajas del aceite como extinción de arco

- El aceite tiene una alta resistencia dieléctrica y proporciona aislamiento entre el contacto después de que el arco se haya extinguido.
- El aceite utilizado en el disyuntor proporciona una pequeña separación entre los conductores y los componentes de tierra.
- El gas hidrógeno se forma en el tanque, que tiene una alta tasa de difusión y buenas propiedades de enfriamiento.

Desventajas del aceite como un extintor de arco

- El aceite utilizado en el interruptor del circuito de aceite es inflamable y, por lo tanto, causa un riesgo de incendio.
- Existe un riesgo de formación de mezcla explosiva con el aire.
- Debido a la descomposición del aceite en el arco, se generan partículas de carbono que contaminan el aceite y, por lo tanto, la resistencia dieléctrica del aceite disminuye.

Interrupores en SF₆.

El hexafluoruro de azufre es un compuesto inorgánico de fórmula SF₆. Es un gas artificial, sintetizado por el hombre y desde 1959 se comenzó a utilizar en la industria eléctrica con la aparición del primer interruptor aislado en SF₆ que fabricó Westinghouse.

La interrupción en gas SF₆ se efectúa sin cortes del arco ni generación de sobretensiones. Estas características garantizan una larga vida eléctrica del interruptor automático y limitan los esfuerzos dinámico, dieléctrico y térmico en la instalación. Los polos del interruptor, que constituyen la parte interruptiva, son sistemas de presión sellados por vida (normas IEC62271-100 y CEI 17-1) y no precisan mantenimiento.

El mando mecánico, es de acumulación de energía con disparo libre y permite maniobras de apertura y cierre independientes del operador.

El mando y los polos están fijados a una estructura metálica, la cual también sirve de soporte al movimiento cinético de accionamiento de los contactos móviles. Los interruptores automáticos en versión extraíble están fijados sobre un carro que permite su inserción y extracción en un cuadro o contenedor.

Ventajas:

- El gas SF₆ posee excelentes cualidades de aislamiento y tiene una alta electronegatividad, debido a la cual posee una gran afinidad para absorber electrones libres y, por consiguiente, absorber los arcos eléctricos producidos por el accionar del interruptor.
- Además, el gas tiene excelentes propiedades de transferencia de calor, puede transferir calor eficientemente por convección.
- Debido a su alta fuerza dieléctrica es capaz de apagar arcos eléctricos con una eficiencia 100% mayor que la del aire.
- Proporciona una operación sin ruido, debido a su circuito de gas cerrado, y no hay liberaciones de gas hacia la atmosfera, a diferencia de los interruptores de aire.
- La cubierta mantiene seco el interior, por lo cual no hay problemas de corrosión o humedad.
- Tienen un bajo costo de mantenimiento, leves requerimientos para la construcción de estructuras, y requiere un mínimo de equipos auxiliares.
- Al final del uso de vida del equipo, el gas puede ser recobrado, reciclado y vuelto a usar.

Desventajas:

- Ha sido identificado como un gas de efecto invernadero, regulaciones de seguridad han sido introducidas en muchos países en orden de prevenir su lanzamiento a la atmosfera.
- Además, el diseño mecánico de los interruptores en SF₆ necesita de una gran cantidad de energía mecánica, que es por lo menos cinco veces más grandes que la que utilizaría un interruptor de aceite.
- El interruptor en sí mismo es costoso.
- Debe ser reacondicionado después de cada operación, para lo cual se requiere de un equipo especial.

3.7 Relevadores de protección.

Dispositivo “inteligente” que identifica las corrientes de falla con el propósito de controlar la apertura y recierre de un interruptor.

Propiedades:

- Aparato externo al dispositivo de corte.
- Necesita de dispositivos captadores de parámetros del sistema.
- Diseñados de acuerdo a la función que deban prestar.
- Requiere de dispositivos auxiliares para completar su función.
- Las tecnologías de punta tienden a reducir el tamaño de los dispositivos y de sus requerimientos.

Se han desarrollado muchos relés que responden a diferentes variables del sistema como potencia, corriente, voltaje, frecuencia, impedancia, etc. Generalmente se requieren varios relés que respondan a una sola variable, o un solo relé que contenga varios elementos, cada uno respondiendo a diferentes variables

Los relés se pueden clasificar de acuerdo con la tecnología utilizada:



Las diversas funciones del relé de protección se han asignado identificando los números de función del dispositivo, con los sufijos apropiados cuando es necesario. Todos estos números se enumeran en IEEE Std C37.2-1996 y se utilizan en diagramas, libros de instrucciones y especificaciones. Se pueden utilizar muchos números posibles; pero, por conveniencia, en la Tabla 3.10 solo se enumeran los que se usan con más frecuencia, junto con la función que representa cada número.

Tabla 3.10 Lista abreviada de números de funciones del dispositivo comúnmente usado relé.⁹

Número de función del dispositivo de relé	Función de protección
21	Distancia
24	Voltios/Hertz (sobree excitación)
25	Sincronización
27	Bajo voltaje
32	Direccional (potencia inversa)
40	Pérdida de excitación (pérdida de campo)
49	Térmico (generalmente sobrecarga térmica)
50	Sobrecorriente instantánea
51	Sobrecorriente temporizada
59	Sobre voltaje
60	Balance de voltaje (entre dos circuitos)
67	Sobrecorriente direccional
81	Frecuencia (baja o alta frecuencia)
86	Bloqueo
87	Diferencial

⁹ Tabla 4-1 IEEE 242-2001

La Tabla 3.11 enlista la letra de sufijo de uso común que se aplica a cada número que indica el elemento del circuito que se está protegiendo o la aplicación.

Tabla 3.11 Letras de sufijo de uso común aplicadas a números de función de relé.¹⁰

Sufijo	Aplicación de relé
A	Sólo alarma
B	Protección de bus
G	Protección de falla a tierra
L	Protección de línea
M	Protección del motor
N	Protección de falla a tierra (bobina de relé conectada en el circuito del TC residual).
T	Protección del transformador

Ejemplos:

- (1) 87T, relé diferencial de transformador.
- (2) 51G, relé de sobrecorriente temporizado utilizado para protección de falla a tierra.
- (3) 49M, relé de sobrecarga (o sobrecalentamiento) del devanado del motor.
- (4) 87B, relé diferencial de barra o relé diferencial de barra parcial (también llamado diferencial de suma).

Relevadores más comunes:

ANSI 50P (Instantánea)/51P – Sobrecorrientes de Fase.

Protección trifásica contra sobre corrientes y cortocircuitos de fase a fase.

ANSI 50N (Instantánea)/51N – Fallas a Tierra.

Protección de fallas a tierra basado en mediciones o calculado por valores de Corrientes residuales captadas por sensores de corriente trifásicos.

ANSI 50G (Instantánea)/51G – Fallas a Tierra.

Protección de fallas a tierra de Corrientes residuales medidas directamente por sensores específicos.

ANSI 50BF (Instantánea) – Falla de breaker.

Si un breaker falla en dispararse por una orden, es detectado por la falta de extinción de la corriente de falla, esta protección de respaldo envía una orden de disparo a algún dispositivo aguas arriba o breaker adyacente.

ANSI 46 Secuencia negativa /desbalance.

Protección contra desbalance de fases, se detecta midiendo la corriente de secuencia negativa. Protección sensitiva para detectar fallas bifásicas en los puntos finales de líneas largas. Protección del equipo contra subidas de temperatura causadas por un desbalance en la fuente.

ANSI 49RMS Sobrecarga Térmica.

Protección contra daño térmico causado por sobrecargas en los equipos que tenga conectados directamente (transformadores, motores o generadores). La capacidad térmica usada es calculada de acuerdo al modelo matemático el cual toma en

¹⁰ Tabla 4-2 IEEE 242-2001

consideración los valores de corriente RMS, temperatura ambiente, corriente de secuencia negativa (causada por una subida de temperatura en el rotor)

ANSI 67 Protección de corrientes direccionales

Protección para cortocircuitos de fase a fase, con selectividad de acuerdo a la corriente direccional de falla. Contiene una función de sobre corriente de fase asociada con la detección direccional y selecciona si la función de sobre corriente direccional de fase escogida está activada por al menos una de las fases.

ANSI 67N/67NC Falla direccional a Tierra

Cuando se utilizan más de dos líneas para alimentar la subestación, esta protección logra mayor coordinación porque identifica una falla ya sea de un lado o del otro interruptor. Debido a la falla, habrá corriente de cortocircuito alimentada por la línea sana pero que recorrerá la protección en forma inversa. También su uso puede verse incluido si una de las líneas de distribución está conectada a un elemento de co-generación. Su función será evitar que dicho elemento inyecte corriente de cortocircuito a la falla.

Falla de protección a tierra, con la selectividad de acuerdo a la dirección de la falla. Tiene 3 tipos de operaciones.

- **ANSI 67N/67NC Tipo 1:** Protección de falla direccional a tierra por la impedancia, aislamiento o compensación de sistemas del neutro, basado en la medición de corrientes residuales.
- **ANSI 67N/67NC Tipo 2:** Protección de falla direccional para sistemas con una resistencia limitadora o sólidamente aterrizado a tierra, basado en la medición o calculada a partir de corrientes residuales. Comprende la función de fallas a tierra asociadas con la detección directa y selecciona si la función de falla a tierra en la dirección escogida es activada.
- **ANSI 67N/67NC Tipo 3:** Protección de falla direccional para redes de distribución donde el sistema de puesta a tierra del neutro varía de acuerdo al modo de operación, basado en la medición de corrientes residuales. Comprende la función de fallas a tierra asociadas con la detección directa y selecciona si la función de falla a tierra en la dirección escogida es activada.

ANSI 32P Sobrepotencia activa direccional

Existen dos modos de protección basados en el cálculo de potencia activa, para las siguientes aplicaciones:

- Sobre potencia activa para detección de sobrecargas y permite la desconexión cuando la demanda es mayor que lo disponible.
- Protección de potencia activa reversa:
 - I) Cuando el generador actúa como motor consumiendo potencia activa.
 - II) Cuando el motor actúa como generador suministrando potencia activa.

ANSI 32Q/40 Sobrepotencia reactiva direccional.

Existen dos modos de protección basados en el cálculo de potencia reactiva para detectar la pérdida del campo en máquinas síncronas:

- Protección de sobre potencia reactiva para motores que consumen más potencia reactiva con pérdida del campo.
- Protección de sobre potencia reactiva reversa para generadores que consumen potencia reactiva con pérdida del campo.

ANSI 27D Sobrevoltaje de secuencia positiva.

Protección de motores contra fallas de operación por insuficiente o desbalance en el voltaje de la red, y la detección de la rotación reversa.

ANSI 27R Sobrevoltaje remanente

Protección utilizada para revisar el voltaje remanente sostenido por la rotación de la máquina que ha estado fuera permitiendo al bus de la barra alimentar a la máquina para ser re energizada para evitar transitorios eléctricos o mecánicos

ANSI 59 Sobrevoltaje

Detección de altos voltajes de la red o chequeo de suficiente voltaje para habilitar a la fuente de transferencia. Trabaja con voltaje de fase a fase o de fase a neutro, cada voltaje es monitoreado por separado.

ANSI 59N Desplazamiento del voltaje del neutro.

Detección de aislamiento de fallas a través de la medición de voltaje residual en sistemas con el neutro aislado.

ANSI 47 Sobrevoltaje de secuencia negativa.

Protección contra desbalance de fases resultante de la inversión de fase, desbalance de la fuente o fallas distantes, es detectada por la medición de voltajes de secuencia negativa.

ANSI 81H Alta frecuencia

Detección de altas frecuencias anormales comparadas con la frecuencia nominal, para monitorear la calidad de la fuente de alimentación.

ANSI 81L Baja frecuencia

Detección de bajas frecuencias anormales comparadas con la frecuencia nominal, para monitorear la calidad de la fuente de alimentación.

ANSI 81R Razón de cambio de frecuencia

Función de protección utilizada para desconexiones rápidas de un generador o control de carga, a través del cálculo de variaciones de frecuencia, es poco sensitiva a perturbaciones de voltaje transitorias y por lo tanto es más estable que una función de protección de cambio de voltaje.

Protección Buchholz (63D)

Esta protección está directamente relacionada con el tanque de aceite del transformador porque mide el nivel de presión del aceite El relé tiene dos formas de detección En caso de una pequeña sobrecarga, el gas producido por la descomposición química del aceite se acumula en la parte de arriba del relé y fuerza al nivel de aceite a

que baje Un switch flotante en el relé es usado para disparar una señal de alarma Este mismo switch opera cuando el nivel de aceite es bajo, como en el caso de una pequeña fuga del refrigerante

Protección principal y de respaldo.

La confiabilidad del sistema de protección incluye el uso de más de un sistema de protección operando en paralelo. En el evento de una falla o no disponibilidad de la protección principal, se debe asegurar que la falla sea aislada por otros medios. Estos sistemas secundarios son conocidos como protección de respaldo.

La protección de respaldo se puede considerar como local o remota.

La protección de respaldo local se logra con protecciones que detecten una falla en el sistema que no es despejada por la protección principal, la cual luego dispara su propio interruptor, por ejemplo, protecciones de sobre corriente de tiempo coordinado.

La protección de respaldo remota se consigue por protecciones que detecten una falla en el sistema que no es despejada por la protección principal en una ubicación remota y luego ejecuta un disparo local, por ejemplo, la segunda o tercera zona de una protección de distancia.

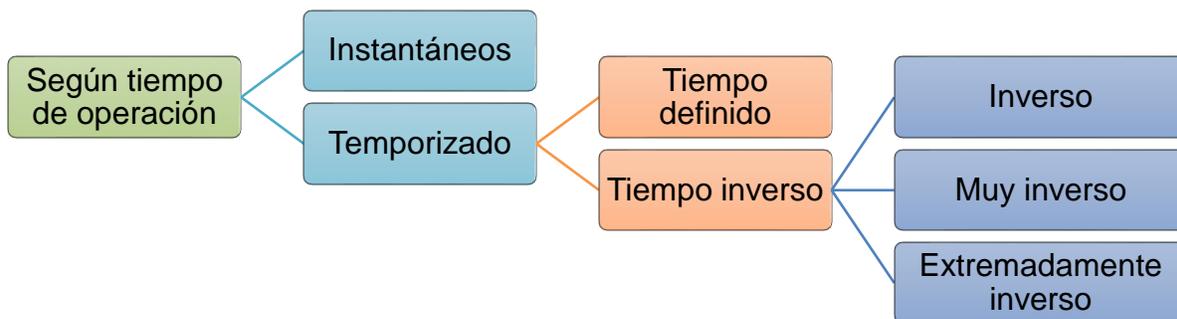
En ambos casos, la protección principal y la de respaldo detectan la falla simultáneamente, pero la operación de la protección de respaldo es retardada para asegurar que la protección principal despeje la falla si es posible.

Los sistemas de protección de respaldo idealmente deben estar completamente separados del sistema de protección principal. Para lograr una completa separación, se deben duplicar los TC, los TP, las bobinas de disparo, y los suministros de corriente.

3.7.1 Protecciones de sobrecorriente.

Responde cuando la corriente que circula por él supera un valor establecido o de ajuste.

De acuerdo a las características de tiempo de operación, los relés se clasifican en:



Según el tiempo de operación se clasifican en: relé instantáneo y relé temporizado.

Instantáneos: se entiende por relé instantáneo a los que operan en un tiempo menor o igual a 50 ms, su disparo es instantáneo, es decir que actúan en el momento que alcanza el valor de corriente que se le ha ajustado. Este es el relé 50 según la norma ANSI.

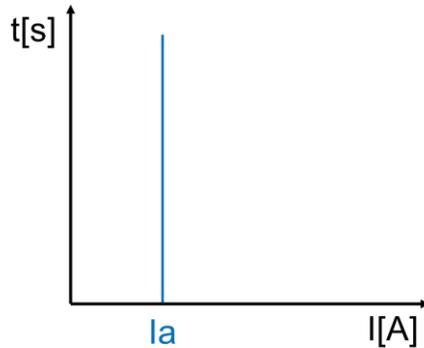


Figura 3.40 Relé de corriente definida.

Temporizado: a diferencia del relé instantáneo, el relé temporizado actúa un tiempo después que se ha detectado la falla. Se clasifica según si operación entre el tiempo y la corriente en: tiempo inverso y tiempo definido. Según la norma ANSI es la protección 51.

Relé de tiempo definido: este tipo de relés permite configurar su operación para valores de corriente que actúen con tiempos diferentes. Por lo que, se ajustan de tal manera que el interruptor que alimenta la carga se dispare en el tiempo más corto y después sucesivamente los demás interruptores hacia la fuente, en incrementando los tiempos. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente se denomina tiempo de margen o de respaldo.

Por la razón que se ajustan los tiempos de manera que se disparen primero los interruptores más próximos a la carga hasta llegar a la fuente hace que esta protección sea más selectiva, pero se tiene el inconveniente que cuando una falla no es en la carga, si no más cerca de la fuente, el tiempo para aislar la falla es mayor. El ajuste de este tipo de relés se hace con un dial que determina el tiempo exacto de operación y con un selector de corriente para escoger a partir de qué valor debe empezar a trabajar el temporizador. Estos relés son utilizados cuando la impedancia de la fuente es mayor a la del elemento que se quiere proteger.

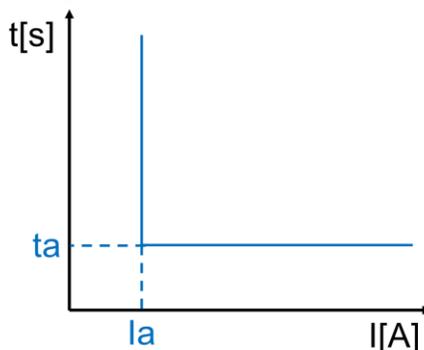


Figura 3.41 Relé de tiempo definido.

Relé de tiempo inverso: estos relés se caracterizan por operar en un tiempo inversamente proporcional a la corriente de falla de acuerdo a un grupo disponible de curvas características. Por lo tanto, la ventaja de estos relés sobre los anteriores es que ante altas corrientes pueden obtenerse tiempos de disparo muy cortos sin tener que

sacrificar la selectividad. Los relés de tiempo inverso se clasifican de acuerdo a la curva característica que determina la rapidez de operación en: inverso, muy inverso, extremadamente inverso tiempo definido.

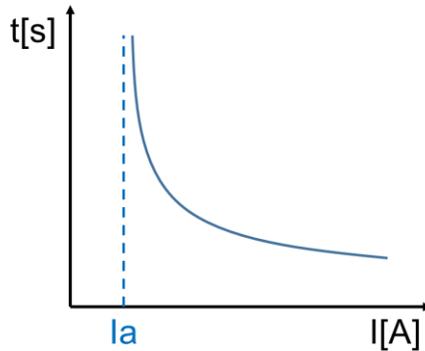


Figura 3.42 Relé de tiempo inverso.

Estas características quedan definidas en forma aproximada por las siguientes expresiones:

Instantáneos	:	$t = 0$	para $I > I_a$
Tiempo definido	:	$t = K$	para $I \geq I_a$
Tiempo inverso	:	$t = K / I_a$	
Tiempo muy inverso	:	$t = K / I_a^2$	
Tiempo extremadamente inverso	:	$t = K / I_a^3$	

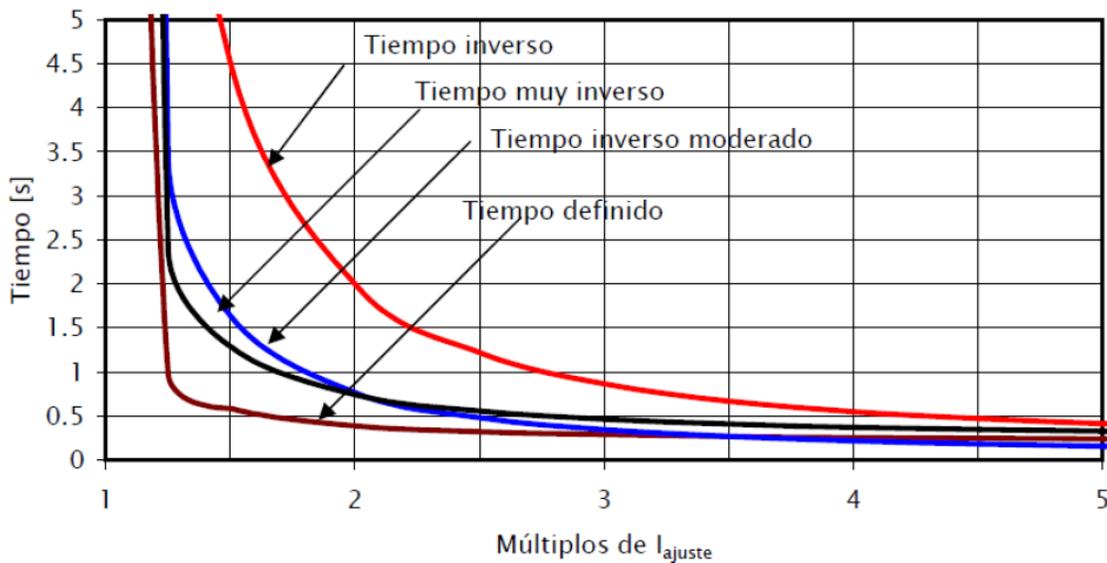


Figura 3.43 Tipos de curvas de los relés de tiempo inverso.

Tipos de curvas de protección.

Los relevadores cuentan con un gran número de curvas de protección, por ejemplo, los que tienen las del estándar ANSI C37.112-1996 siguen la ecuación y Tabla 3.12, para sus respectivas curvas.

$$t = M \left[\frac{A}{N^B - 1} + C \right] , \quad N = \frac{I}{I_a}$$

Tabla 3.12 Constantes para las curvas ANSI.

Curvas ANSI	A	B	C
Extremadamente inversa	28.200	2.0000	0.1217
Muy inversa	19.610	2.0000	0.4910
Moderadamente inversa	0.0515	0.0200	0.1140

Las curvas IEC provienen del estándar IEC255, para los equipos que las poseen, se pueden graficar utilizando las ecuaciones anteriores, junto con los valores de la Tabla

$$t = M \left[\frac{K}{N^E - 1} \right] , \quad N = \frac{I}{I_a}$$

Tabla 3.13 Constantes para las curvas IEC.

Curvas IEC	K	N
Curva A	0.140	0.020
Curva B	13.500	1.000
Curva C	80.000	2.000
Inversa corta	0.050	0.040

Para todas las curvas se tiene que:

t : tiempo de operación en segundos del relé en segundos.

M : DIAL, ajuste del multiplicador de tiempo.

I : corriente de falla en el secundario.

I_a : TAP, ajuste de la corriente de pickup.

N : es la relación entre la corriente de operación del relé (I) y su corriente de ajuste (I_a o TAP).

Corriente de Pickup: este valor corresponde el punto desde el cual las corrientes serán consideradas como fallas y es el punto de arranque de las curvas de protección, este valor es muy importante porque mueve la curva según sea el valor que se le asigne. Cabe mencionar que la corriente de pickup no necesariamente es el valor arranque de la curva, dependerá del equipo. En general, es un margen superior a la corriente nominal que produce el cambio de estado en el relé, el TAP define la corriente de ajuste.

Posee unos ajustes básicos, los cuales se definen a continuación.

TAP: valor de ajuste necesario para que los contactos operen. Existe el ajuste porcentual que corresponde a un valor en % de la I nominal secundaria del relé y el ajuste directo el cual representa el valor de los amperios secundarios que circulan por él.

El TAP se conoce también como el ajuste temporizado, ya que generalmente se desea que los contactos de disparo del relé se cierren después de un tiempo cuando el relé opere en respuesta a una corriente por encima del valor ajustado en el TAP.

$$TAP = 1.5 \times \frac{I_{nominal}}{CTR} , \quad CTR: \text{relación de transformación de corriente.}$$

Instantáneo (Instantaneous setting): el valor de corriente instantánea es el valor al cual el equipo reconocerá la corriente como una falla independientemente el valor de

la misma, corresponde con la función de protección ANSI 50 (en coordinación, este será el punto donde la curva del relé se corta y debe de considerarse que sobre la curva de protección este valor no debe de coincidir con un valor inferior a 70 ms para el adecuado funcionamiento de los equipos).

Time Dial o Time Multiplier: estos valores son los que mueven la curva sin modificar su tendencia hacia arriba o hacia abajo y se ajustarán según el equipo, ya que en el caso de los equipos como los NULEC se utiliza el time dial y en el caso de los ABB el Time Multiplier.

Tabla 3.14 Selección de relés de sobrecorriente de acuerdo a su aplicación.

Aplicación	Tipo de relé recomendado
Protección principal	Instantáneos y temporizados de tiempo inverso
Protección de respaldo	Temporizados
Protección de equipos individuales	Temporizados de tiempo definido
Protección de extremos del sistema radial	Temporizados de tiempo definido
Protección de sistemas en anillo	Temporizados de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso
Combinación de relés y fusibles	Temporizados de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso
Protección de líneas largas	Temporizados de tiempo inverso
Protección de líneas cortas	Temporizados de tiempo inverso
Sistemas con variaciones apreciables en la generación (cortocircuito)	Temporizados de tiempo inverso y muy inverso

3.7.2 Protección diferencial.

Para la protección de transformadores, barras, reactancias e incluso motores se utiliza la protección de tipo diferencial.

Relevador diferencial: dispositivo cuya operación se basa en la comparación de las corrientes de fase que entran en la zona del elemento protegido, con la corriente que sale de dicha zona. Bajo condiciones de operación normal las dos corrientes son aproximadamente iguales. Si existe una diferencia entre ellas, esto implica que existe una falla dentro de la zona, siendo la corriente de falla proporcional a esa diferencia.

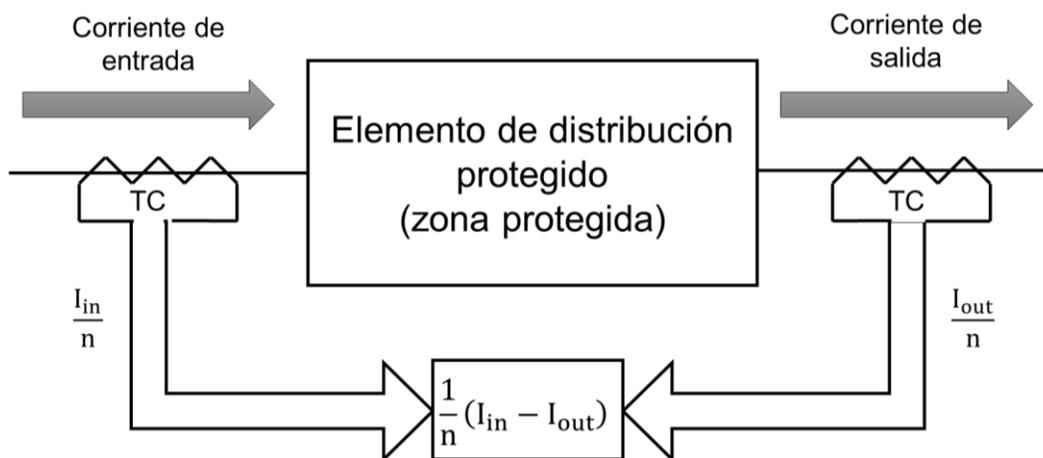


Figura 3.44 Esquema general de la protección diferencial.

Protección diferencial de transformador

Es aquella que opera cuando la diferencia fasorial de dos o más cantidades eléctricas excede un valor predeterminado. Por tanto podemos encontrar protección diferencial de transformador, de barras, de línea, de generador, entre otros. La protección diferencial de transformador opera con las corrientes de cada devanado del transformador de potencia.

En condiciones normales, las corrientes I_1 e I_2 que entran al relé son iguales en magnitud por lo que la corriente diferencial es aproximadamente cero.

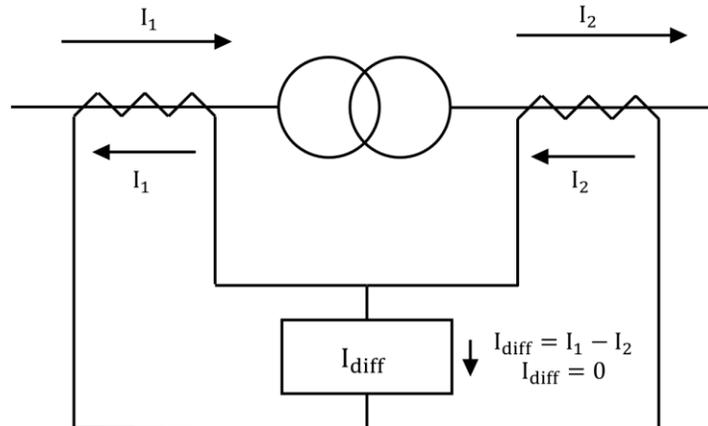


Figura 3.45 Esquema de la protección diferencial en un transformador.

Cuando ocurre una falla dentro de la zona de la protección diferencial, la cual es determinada por la ubicación física de los TC's las corrientes I_1 e I_2 son diferentes, por lo tanto, la corriente diferencial es diferente de cero provocando la operación de la protección.

Cuando la falla está ubicada fuera de la zona de la protección diferencial, se debe mantener que las corrientes I_1 e I_2 sean iguales para que la corriente diferencial sea cero y no ocurra una mala operación de la protección.

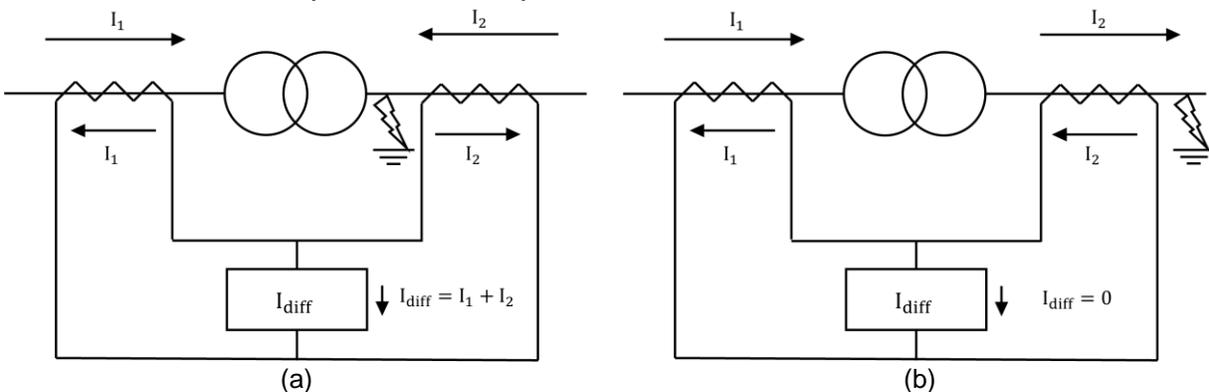


Figura 3.46 Representación de la protección diferencial en caso de una falla: (a) cuando ocurre dentro del esquema de protección, (b) cuando ocurre fuera del esquema de protección.

Al mencionar que las corrientes I_1 e I_2 son iguales en condiciones normales, se entiende que sucede cuando las corrientes secundarias de los TC's han sido compensadas en caso de que sea necesario, ya que realmente las corrientes primarias

en los devanados del transformador de potencia son diferentes en magnitud, así como las corrientes I_1 e I_2 por secundario de los TCs dependiendo de la RTC.

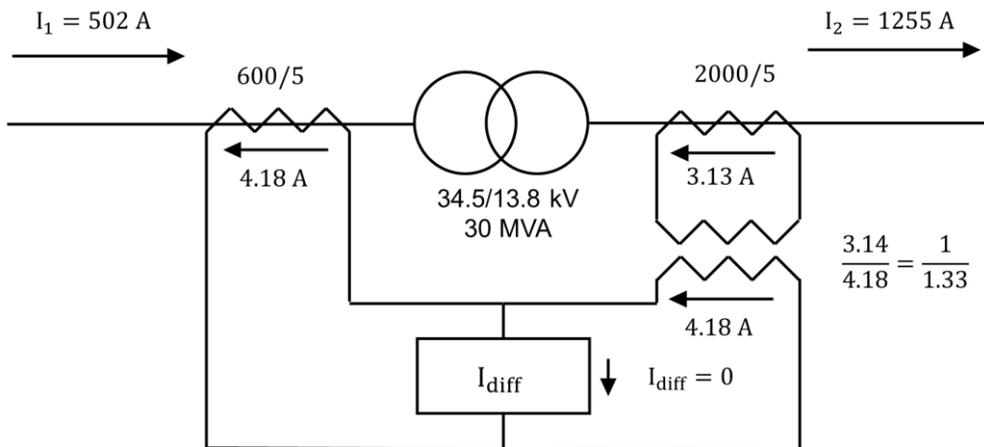
Ejemplo 3.2: Definir la protección de un transformador de potencia 34.5/13.8 kV a 30 MVA.

$$I_{34.5} = \frac{30\text{MVA}}{\sqrt{3} \times 34.5 \text{ kV}} = 502 \text{ A} \quad , \quad I_{13.8} = \frac{30\text{MVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ kV}} = 1255 \text{ A}.$$

Si suponemos que los TCs a 34 5 y 13 8 son de relación 600/5 y 2000/5 respectivamente, entonces la I por el lado secundario de los TCs serían:

$$I_1 = \frac{502}{\frac{600}{5}} = 4.18 \text{ A} \quad , \quad I_2 = \frac{1255}{\frac{2000}{5}} = 3.13 \text{ A}$$

No se cumple que, para condiciones normales de carga, las corrientes I_1 e I_2 sean iguales, por tanto, se requiere compensar (las corrientes utilizando TC de adaptación con la relación necesaria



Además, se debe tener en cuenta la conexión del transformador, ya que a pesar de que las corrientes sean iguales en magnitud, éstas pueden tener desfase con lo que la diferencial no será cero.

Por ejemplo, si el mismo transformador anterior tiene un grupo de conexión Dy1 las corrientes por el lado de baja estarán 30° en atraso con respecto a las I de alta. En este caso se requiere que los TC de adaptación igualen las corrientes tanto en magnitud como en fase por lo que se conectarían en Yd11 donde la corriente es desfasada 30° en adelante, además de ser afectada por el factor 1.73 ($\sqrt{3}$) debido a la conexión delta, es decir que la relación sería $3.13 \times 1.73/4.18$ para el ejemplo.

En los relés numéricos no es necesario instalar TC de adaptación ya que la compensación de las corrientes se hace a nivel de software, el relé requeriría los datos de RTC, potencia, tensión y grupo de conexión del transformador de potencia.

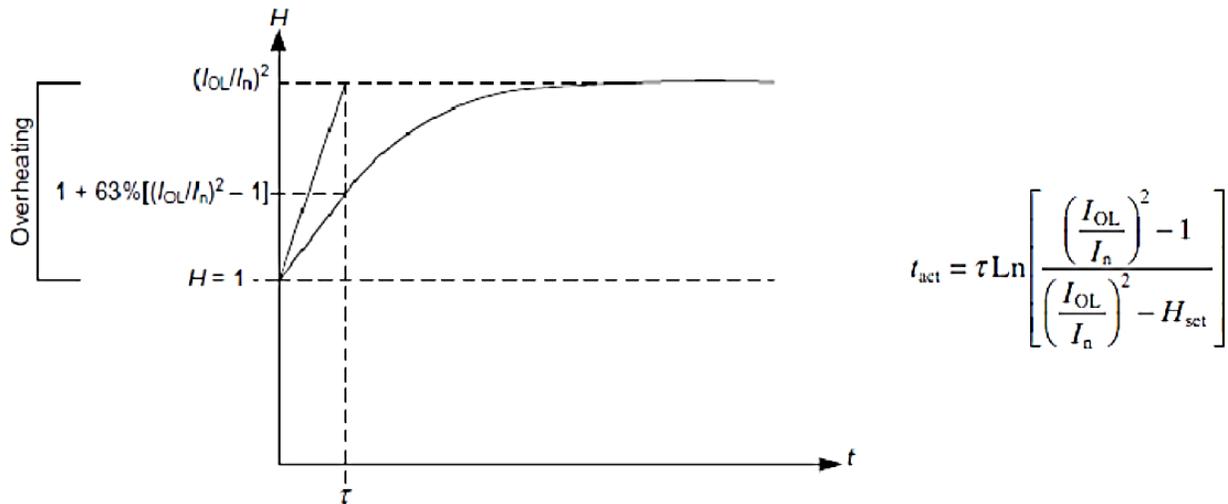
En la práctica, después de hacer todas las compensaciones requeridas, la corriente diferencial en condiciones normales nunca es exactamente igual a cero, debido a errores de precisión de los TC errores de medida de los relés, etc. por lo que el ajuste de la corriente diferencial con la que va a operar el relé se selecciona en un valor típico de 20 30 de la corriente nominal del relé. Es decir, que para un relé diferencial de 5

Amperios nominales, el ajuste de disparo debe estar entre 1.0 y 1.5 A de corriente diferencial.

En los sistemas de distribución, el énfasis en la sencillez de las instalaciones a veces relega a obviar algunas protecciones como:

Relevador de imagen Térmica: utilizada para proteger las máquinas (motores, generadores, transformadores) contra las sobrecargas, determinado el nivel de calentamiento de ellas.

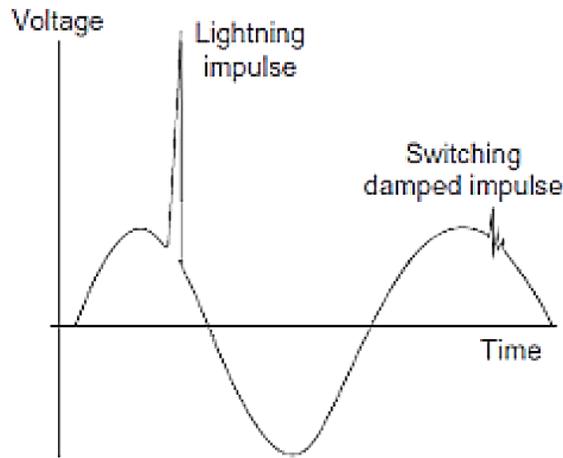
Esta protección actúa por la energía calorífica suministrada a la máquina debido a la corriente para un diferencial de tiempo.



Protección contra sobrevoltajes: tanto un golpe directo causado por un rayo, como la conmutación de bloques grandes de potencia pueden causar condiciones de sobrevoltaje en las líneas del sistema de distribución. O en sistemas con neutro aislado, provocar sobrevoltajes a potencia industrial

Los métodos utilizados para proteger contra problemas de voltaje a los sistemas de distribución son los siguientes:

- Coordinación de aislamiento.
- Puntas Franklin / cable de guarda.
- Pararrayos.
- Relevadores de sobretensión (fase y neutro).



44

Tipo de sobretensión	Coefficiente de sobretensión	Duración	Frecuencia	Oscilación
Switching	2 – 4	Corta 1 – 100 ms	Promedio 1 – 200 kHz	Media
Frecuencia	$\leq \sqrt{3}$	Larga 30 ms a 1 s.	Frecuencia industrial 50 0 60 Hz	Baja
Rayos	> 4	Muy corta 1 – 100 μ s	Muy alta 1 – 1000 kV/ μ s	Alta

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

- **Sobretensiones transitorias:** son tensiones rápidas. Pueden ser:
 - o Sobretensiones de maniobra.
 - o Sobretensiones de origen atmosférico.
- **Por defectos de regulación:** son de origen interno, debidas a un funcionamiento anómalo del regulador de tensión, por avería, por ineficacia o por falsas maniobras del mismo modo manual.

Se utilizan relés de sobretensión, con dos escalones de actuación.

El primero es instantáneo y se ajusta aproximadamente a 1.4 veces la tensión nominal. El segundo se ajusta entre 1.10 y 1.20 veces la tensión máxima de servicio, y puede ser de tiempo fijo o de características de tiempo inverso.

3.8 Switchgear.

Switchgear se refiere a una colección de celdas centralizada de disyuntores, fusibles e interruptores (dispositivos de protección de circuitos). Su objetivo es brindar protección a los circuitos ante corrientes de falla y al mismo tiempo realizar maniobras en una operación normal, además de proporcionar un aislamiento para la protección de las personas y los equipos.



Figura 3.47 Switchgear.

Los principales componentes de un switchgear son:

Barras conductoras: Por lo general están por toda la parte trasera del switchgear y conectan los diversos componentes de protección y maniobra, deben tener una separación acorde al nivel de voltaje y el medio de aislamiento.

Interruptores: brindan protección a los circuitos conectados a ellos contra corrientes de falla o sobrecarga, además suelen utilizarse para maniobras en una operación normal.

Fusibles: brindan protección a los circuitos conectados a ellos contra corrientes de cortocircuito.

Supresores de voltaje: Brindan protección para incrementos de voltaje en los alimentadores principales.

Transformadores de corrientes y transformadores de potencial: Utilizados para la medición de corriente y voltaje de los alimentadores y ramales en derivación al interior de Switchgear

Existen muchas clasificaciones para los Switchgear para satisfacer diferentes necesidades, pero tomaremos como base la construcción y el medio de aislamiento.

3.8.1 Switchgear aislado en gas (GIS).



Figura 3.48 Switchgear aislado en gas (GIS).

Son celdas selladas que utilizan como gas aislante hexafluoruro de azufre (SF₆) con esto se consigue reducir la distancia entre los conductores, reduciendo a su vez el tamaño total del equipo, los componentes entre si están aislados por barreras metálicas minimizando la probabilidad de arcos eléctricos dentro del equipo dando cumplimiento a la norma IEC 62271-200. El gas SF₆ ofrece excelentes propiedades eléctricas y mecánicas, y presenta muchas ventajas en comparación con otros dieléctricos. Los switches pueden operarse manualmente o por medio de varios paquetes de automatización de distribución.

Debido al gas SF₆ disminuye potenciales fallas de arco eléctrico ya que se le realizan pruebas internas de arco en todos los compartimentos de media tensión, incluyendo los de cables, interruptores automáticos y barras principales.

3.8.2 Switchgear tipo Metal-Enclosed.

El metal enclosed se autodescribe. Es un dispositivo de conmutación que está encerrado en una carcasa metálica. Hay metal en todos los lados de los componentes internos, con la excepción de las pequeñas aberturas de ventilación y ventana de visualización. Además, la carcasa exterior se encuentra aterrizada para mejorar la seguridad del sistema en general.

Dentro de los switchgear metal enclosed hay tres subcategorías, una de las cuales es revestida de metal. Los otros dos son interruptores de circuito de potencia de bajo voltaje (IEEE C37.20.1) e interruptores de caja metálica (IEEE C37.20.3). Los interruptores metal enclosed son versiones de construcción simplificada de los switchgear metal enclosed.

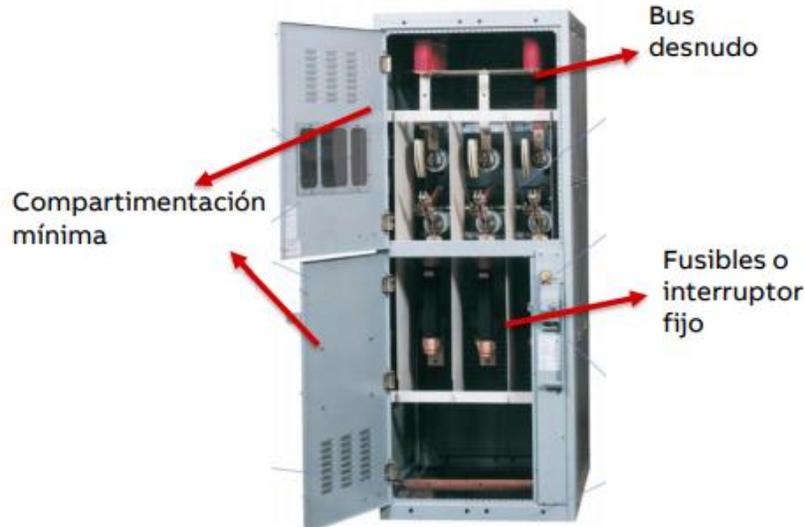


Figura 3.49 Switchgear Metal- Enclosed.

En los dos tipos de switchgear a los que se hace referencia como metal enclosed, hay barreras mínimas o nulas entre las secciones internas. Una vez que se abre el panel, todos los componentes están allí en un solo lugar. Este hecho ayuda a reducir el precio en comparación con los switchgear metal clad.

Su característica diferencial es que se monta en compartimientos comunes y no requiere de barreras metálicas, este tipo de construcción limita los rangos de voltaje, desplazándolo a un ambiente más industrial de bajo voltaje de 480/600 V, comparativamente tiene un precio inferior al metal-clad y aislado en gas.

Tabla 3.15 Niveles de voltajes y aislamiento para Switchgear Metal-Enclosed.¹¹

Voltaje máximo nominal (kV)	Voltaje nominal (kV)	Voltaje de prueba a frecuencia industrial (kV)	BIL (kV)
4.76	4.16	19	95
15.0	13.8	36	110
25.8	23	60	150
38.0	34.5	80	200

3.8.3 Switchgear tipo Metal-Clad.

Este diseño se rige bajo la norma IEEE C37.20.2 y su principal característica es que los componentes principales están encerrados en compartimientos metálicos separados para proporcionar un nivel adicional de seguridad, robustez y fácil mantenimiento.

¹¹ Tabla 1 de IEEE Std. C37.20.3



Figura 3.50 Switchgear tipo Metal-Clad.

Los niveles de aislamiento van desde los 5 kV hasta 38 kV, las celdas presentan interruptores extraíbles que facilitan aún más el mantenimiento, y al ser su diseño en compartimientos metálicos separados, las combinaciones y arreglos de los mismos pueden satisfacer múltiples necesidades.

Debido a que los switchgear metal clad son técnicamente un subconjunto los switchgear metal enclosed, comparte muchas de las características externas. Se encuentra encerrado en una carcasa de metal en todas partes, exceptuando por pequeñas aberturas de ventilación y ventanilla. Una vez más, la carcasa también se encuentra aterrizada, pero ahí es donde terminan las similitudes.

Lo que distingue al revestimiento de metal del metal encerrado es que todos los componentes internos también están revestidos individualmente de metal o compartimentados. Cada uno de estos componentes también puede aislarse, como en el caso de las barras colectoras, y conectarse a tierra individualmente. Además, los diferentes compartimientos también se pueden quitar individualmente con un efecto mínimo en el sistema general, lo cual es una gran ventaja. Todas estas actualizaciones se suman al mayor costo del revestimiento de metal en comparación con el envoltorio de metal.

Tabla 3.16 Niveles de voltajes y aislamiento para Switchgear Metal-Clad.¹²

Voltaje máximo nominal (kV)	Voltaje nominal (kV)	Voltaje de prueba a frecuencia industrial (kV)	BIL (kV)
4.76	4.16	19	95
15.0	13.8	36	110
27.0	23	60	150
38.0	34.5	80	200

3.8.4 Switchgear tipo Pad-mounted (Pedestal).

La norma a utilizar en este tipo es la C37.74, la construcción pad-mounted está diseñada para sistemas subterráneos con capacidades de 5 kV a 38 kV, presenta un

¹² Tabla 1 de IEEE Std. C37.20.2

diseño compacto que le hace ser menos funcional como central de protección y maniobra al limitarse a tres circuitos, en cambio lo hace ideal para distribución donde se utiliza para redes en anillo y derivaciones de circuitos.

Tabla 3.17 Niveles de voltajes y aislamiento para Switchgear Pad-Mounted.¹³

Voltaje máximo nominal (kV)	Voltaje nominal (kV)	Voltaje de prueba a frecuencia industrial (kV)	BIL (kV)
15.5	13.8	35	95
27	23	60	125
38	34.5	70	150



Figura 3.51 Switchgear Pad Mounted

Tabla 3.18 Comparación de Metal Clad vs Metal Enclosed según ABB.

Metal Clad	Metal Enclosed
a) Conexión automática del secundario.	Conexión manual del circuito secundario.

¹³ Tabla 1 de IEEE Std. C37.74

Tabla 3.18 Comparación de Metal Clad vs Metal Enclosed según ABB.

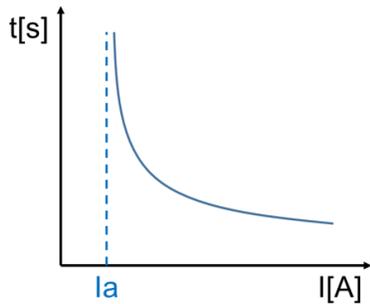
Metal Clad	Metal Enclosed
b) El medio de interrupción cuenta con barrera metálica en su frente, de tal manera que cuando el mismo se encuentra conectado, no se pueda tener acceso a partes energizadas.	Sólo cuando se tiene un tipo de tablero LSC2B con interruptor extraíble.
c) Todas las partes vivas se encuentran encerradas por barreras metálicas aterrizadas.	La partición puede ser partición metálica PM o partición asilada PI.
d) Se cuenta con shutters automáticos que cubren los elementos vivos cuando el dispositivo de interrupción está en la posición de desconectado, test y o extraído	Sólo cuando se tiene un tipo de tablero LSC2B con partición metálica PM e interruptor del tipo extraíbles.
e) Las barras y sus uniones están cubiertas por material aislante.	El material aislante típicamente es una opción.
<ul style="list-style-type: none"> - Bloqueos mecánicos para asegurar la condiciones correctas de operación. - El equipo de medición, relevadores, instrumentos y su cableado están aislados por barreras metálicas aterrizadas del circuito primario. - La puerta de interruptor puede servir como panel de instrumentos. 	

En Resumen.

Metal-Clad	Metal Enclosed
Consideradas sólo en estándar ANSI (IEEE).	Consideradas en estándar ANSI/IEEE como en IEC.
Sólo interruptores extraíbles.	Interruptores extraíble, fijo o removible.
Módulos compartimentados por barreras metálicas compartimentadas.	Compartimentación de acuerdo al grado de accesibilidad LSC, puede ser metálica PM o aislante PI.
Barras y uniones aisladas.	Barras desnudas, aislamiento opcional.
Bloqueos mecánicos.	Bloqueos mecánicos.
Segregación del equipo de baja tensión del circuito primario.	Segregación del equipo de baja tensión del circuito primario.

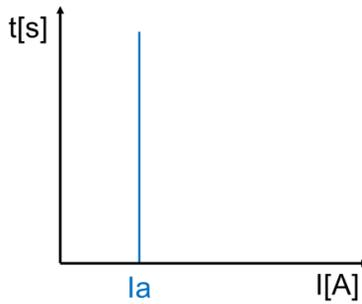
Preguntas capítulo 3.

1. ¿Cuáles son los tipos de TC que existen según su aplicación? Especifique.
2. ¿Qué son los switchgear?
3. Identifique el tipo de relé de sobrecorriente según su curva característica.



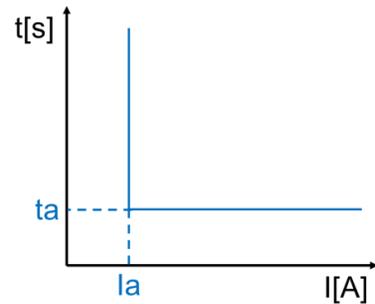
a)

a) _____



b)

b) _____



c)

c) _____

4. ¿Cuáles son los tipos de switchgear que hay?
5. ¿Qué es un relevador?
6. ¿Para qué sirve un recloser y cuáles son sus tipos de curvas?
7. ¿Qué ventaja tiene un recloser sobre otro dispositivo de protección como los interruptores y fusibles?
8. ¿Qué es una subestación de maniobra?
9. Menciones los elementos de una subestación.
10. ¿Cuáles son las configuraciones que hay para una subestación?

4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Se considera coordinación de protecciones a la selección y configuración de equipo de protección de las cargas, desde los ramales que las contienen hasta llegar a la fuente de suministro eléctrico. Esto se logra comparando tiempos de operación en respuesta a diferentes niveles de sobrecorrientes o corrientes de cortocircuito. El objetivo es coordinar un sistema de manera selectiva.

Pasos para un estudio de coordinación:

- Elaborar el diagrama unifilar completo del sistema eléctrico.
- Desarrollar estudio de cortocircuito en cada barra.
- Determinar curvas de daño de los equipos y de operación de las protecciones.
- Plotear en papel logarítmico las curvas, desde el nivel de V más alto al más bajo. Determinar la escala.
- Establecer la capacidad y “setting” de los dispositivos.
- Verificar la operación de protección y efectuar los ajustes y retardos de tiempo necesarios.

Nota: Debido a los retardos de tiempo, el riesgo de dañar un dispositivo interruptor, aumenta en un sistema selectivo, al exponerlo a un mayor tiempo bajo falla.

Cuando se agregan cargas o se cambian transformadores en un sistema, será necesario realizar un nuevo estudio de cortocircuito para ver si es necesario realizar ajuste o cambiar las protecciones.

4.1 Coordinación selectiva.

Cuando ocurre una falla, se requiere que el esquema de protección dispare los interruptores necesarios para aislar la falla, por ejemplo, si existe un cortocircuito en un motor, que actúen solamente las protecciones asociadas a él, sin afectar a las demás cargas conectadas en ese ramal, o en el peor de los casos, dejar todo el sistema sin energía. Esta propiedad de selectividad es llamada también "discriminación" y es lograda por dos métodos generales.

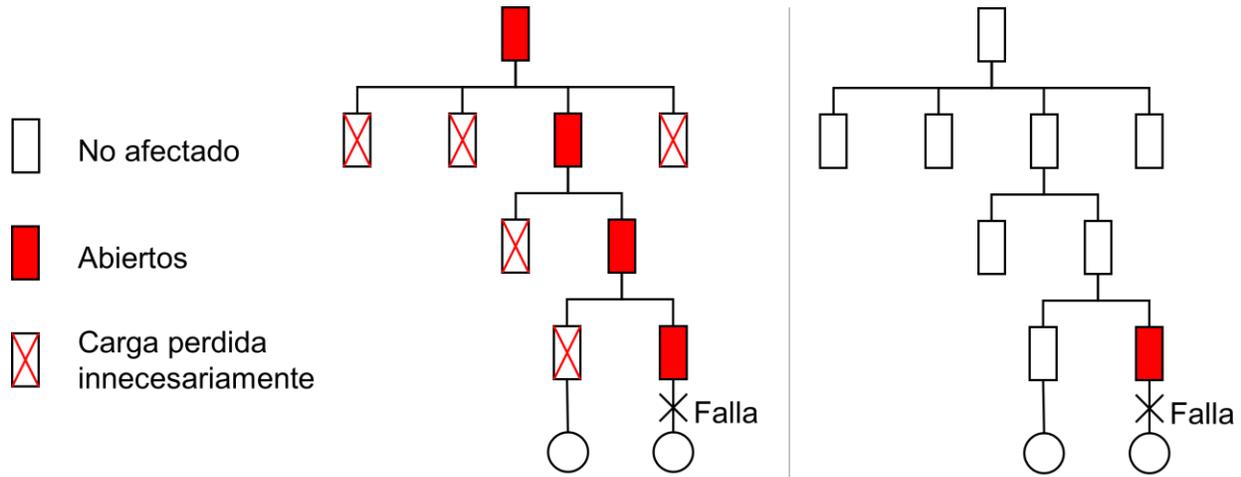


Figura 4.1 Esquema de protecciones actuadas cuando ocurre una falla en el ramal de un motor.

En un estudio de coordinación de protecciones se busca que exista selectividad, esta puede ser **parcial** o **plena**.

La selectividad entre fusibles se efectúa gráficamente comparando sus curvas de disparo, las cuales no deben cortarse (selectividad plena), lo cual es válido para sobrecargas y fallas con baja corriente de cortocircuito. Para altas corrientes de falla, los tiempos de fusión son muy cortos y solo es posible la selectividad si la diferencia entre corrientes nominales es grande.

4.1.1 Selectividad parcial.

Se dice que la selectividad entre dos dispositivos de protección instalados en serie es parcial cuando el dispositivo de protección aguas abajo ofrece protección hasta un determinado nivel de sobrecorriente sin activar el funcionamiento del dispositivo de protección aguas arriba. Si supera ese nivel de sobrecorriente será el dispositivo aguas arriba el que se actúe.

4.1.2 Selectividad plena.

La selectividad entre dos dispositivos de protección instalados en serie es plena cuando el dispositivo de protección aguas abajo ofrece protección hasta el valor de la intensidad cortocircuito máxima en su punto de instalación sin activar el funcionamiento del dispositivo de protección aguas arriba.

4.2 Selectividad con interruptores y fusibles.

4.2.1 Coordinación entre fusibles.

La coordinación de fusibles se puede realizar por tablas de coordinación y a través de las curvas de tiempo vs corriente.

Coordinación utilizando tablas.

Estas tablas indican el valor máximo de la corriente de falla a la cual coordinan los fusibles respectivos y ellas están basadas en las curvas de máximo tiempo de despeje del fusible principal y el 75% de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo; es decir, se exige que el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible del lado fuente (de respaldo o protegido) sea mayor que el tiempo total de aclaramiento del fusible del lado carga (local o de protección).

Tabla 4.1 Coordinación entre fusibles tipo T según EEI-NEMA

FUSIBLES DE PROTECCIÓN	FUSIBLES PROTEGIDOS (DE RESPALDO)													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA DE COORDINACIÓN (AMPERES)													
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	110	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 4.2 Coordinación entre fusibles tipo K según EEI-NEMA

FUSIBLES DE PROTECCIÓN	FUSIBLES PROTEGIDOS (DE RESPALDO)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA DE COORDINACIÓN (AMPERES)													
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	1060	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

Por ejemplo, para fusibles tipo T, si el fusible aguas abajo es el 8T, el fusible mínimo que se puede utilizar aguas arriba es el 12T. De igual manera para fusible tipo K, si el fusible principal es 15K, el fusible mínimo de respaldo es el 20K.

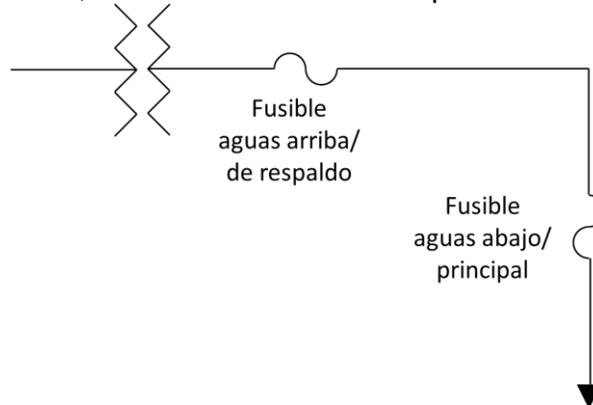


Figura 4.2 Representación de fusibles principal y de respaldo.

Para las curvas de tiempo vs corriente, el valor máximo del tiempo de despeje del fusible aguas abajo para la corriente de falla no sea mayor a un 75% del tiempo mínimo de fusión de fusible aguas arriba (o de respaldo), para esa misma corriente.

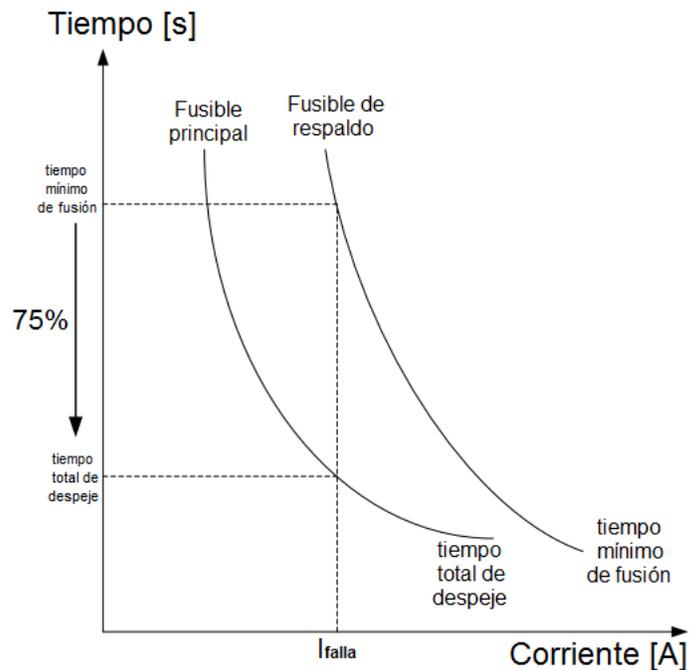


Figura 4.3 Coordinación fusible – fusible.

$$\frac{\text{Tiempo total de despeje(fusible principal)}}{\text{tiempo mínimo fusión}} \leq 0.75$$

Fusible sin retardo de tiempo

Dependiendo de la clasificación de amperes del fusible, los fusibles sin retardo de tiempo y de “un solo elemento” pueden tener uno o más eslabones. Están conectados eléctricamente a las terminales (cuchillas o casquillos) como se observa en Figura 4.4 a)

y encerrados en un tubo o cartucho que contiene un material de relleno que rodea el eslabón y extingue el arco eléctrico.

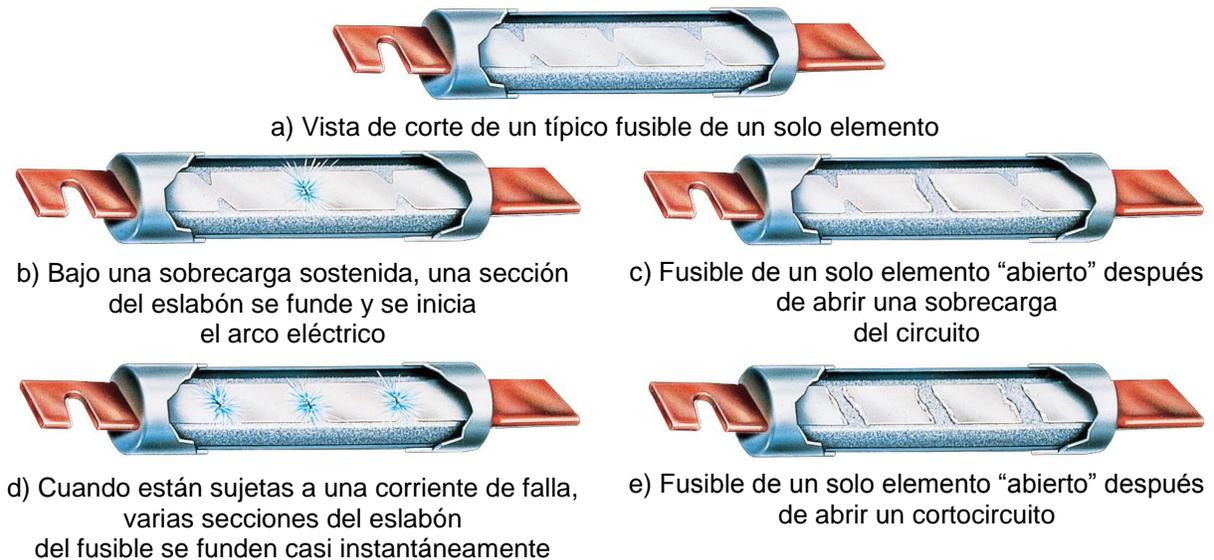


Figura 4.4 Fusibles de un elemento y sin retardo de tiempo.

Cuando ocurre una sobrecarga que persiste por más de un corto intervalo de tiempo, como se ilustra en la Figura 4.4 b), la temperatura del eslabón eventualmente alcanza un nivel que causa que un segmento reducido del eslabón (cuello) se funda. Como resultado, se forma un hueco y se establece un arco eléctrico. Como el arco causa que el eslabón se queme, el hueco se hace progresivamente más grande. La resistencia del arco eléctrico finalmente alcanza un nivel tan alto que no puede ser sostenido y es extinguido con la ayuda de las propiedades de extinción de arco del material de relleno (véase Figura 4.4 c). Entonces, el fusible habrá interrumpido completamente todo flujo de corriente en el circuito.

Los diseños actuales de fusibles de un solo elemento responden muy rápidamente a sobrecorrientes, con excelente protección contra corriente de falla de los componentes. Sin embargo, sobrecargas inofensivas y temporales (corrientes de arranque asociadas con cargas inductivas, como motores, transformadores y solenoides) pueden ocasionar molestos cortes, a menos que estos fusibles sean sobredimensionados. Por consiguiente, es preferible utilizarlos en circuitos no sujetos a corrientes de energización elevadas.

Mientras que una sobrecarga es 1.35 a 6 veces la corriente normal, las corrientes de falla son bastante elevadas y el fusible puede estar sujeto a corrientes de falla de 30 kA o más. La respuesta de limitación de corriente del fusible a dichas corrientes elevadas es extremadamente rápida ya que los segmentos reducidos (cuellos) del eslabón se fundirán simultáneamente en dos o tres milésimas de segundo.

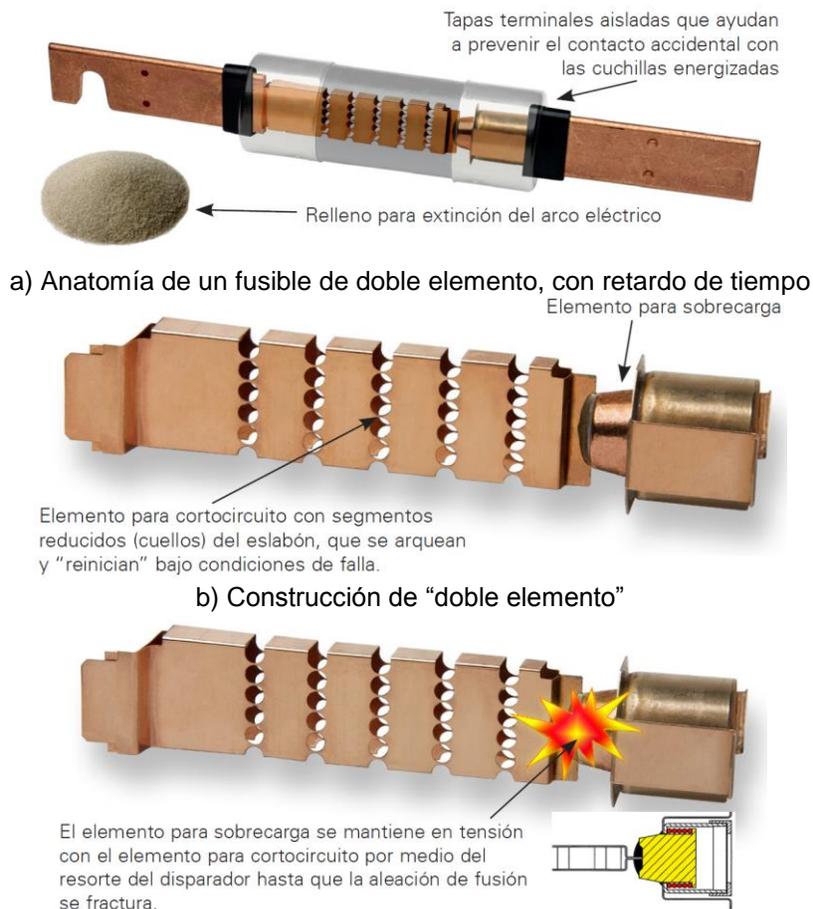
La elevada resistencia total de los arcos múltiples junto con el material de relleno de extinción del arco eléctrico da como resultado una rápida eliminación del arco eléctrico y despeje de la falla (véanse Figura 4.4 d y e). La corriente de falla es interrumpida en menos de un cuarto de ciclo, mucho antes que alcance su valor total (con el fusible funcionando dentro de su rango de limitación de corriente).

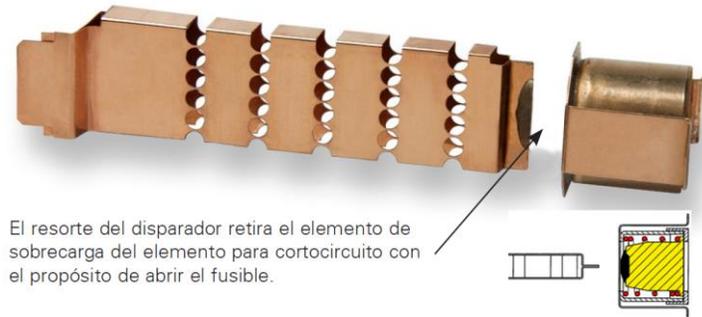
Fusible de doble elemento, con retardo de tiempo.

Tiene muchas ventajas usar fusibles de doble elemento, con retardo de tiempo, que cuentan con un eslabón para sobrecarga y un elemento para cortocircuito conectados en serie, de ahí su nombre. A diferencia de los fusibles de un solo elemento, los fusibles de doble elemento, con retardo de tiempo, pueden ser dimensionados más cercanos al valor de la carga, para ofrecer un alto desempeño tanto para cortocircuitos como para protección contra sobrecarga.

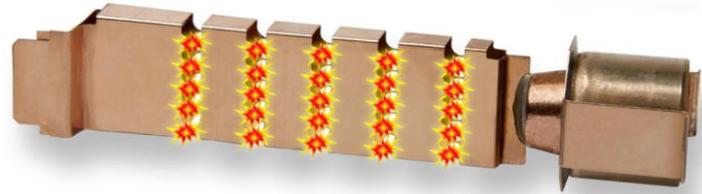
El elemento para sobrecarga proporciona el retardo de tiempo intencional que permite a las sobrecargas temporales pasar sin causar daños. Esta es la razón por la que estos fusibles pueden ser dimensionados más cercanos al valor de la carga que los fusibles sin retardo de tiempo, los cuales deben ser sobredimensionados al considerarse el paso de las corrientes de arranque en motores y no producir molestos cortes.

El elemento para cortocircuito se encarga de manejar las corrientes de falla, y cuando se abre el fusible dentro de su rango de limitación de corriente, no es posible que la corriente de falla disponible total fluya a través del fusible, solo es cuestión de física. Las pequeñas secciones reducidas del elemento para cortocircuito rápidamente se vaporizan con el material de relleno, ayudando y obligando a que la corriente reduzca su valor a cero, y así limitar la corriente de falla.





c) Operación del elemento de sobrecarga



d) Operación del elemento de cortocircuito bajo condiciones de falla



e) El material de relleno para extinción de arco ayuda a sofocar el arco eléctrico por fusión y formación de fulgurita

Figura 4.5 fusible de doble elemento, con retardo de tiempo.

4.2.2 Coordinación con interruptores.

Categorías de Circuit Breaker en Baja Tensión.

En baja tensión existen tres categorías de interruptores automáticos:

- Interruptores de caja moldeada (MCCB – Molded-Case Circuit Breaker).
- Interruptores de caja aislada (ICCB – Insulated Case Circuit Breaker).
- Interruptores de potencia (LVPCB – Low-Voltage Power Circuit Breaker).

IEEE 1015 establece que cualquier MCCB que ha operado e interrumpido al menos dos fallas a máxima corriente, debe cambiarse, los contactos no son reemplazables, van de 15 a 6000 A. UL 489.

ICCB 400 a 5000 A, para aplicaciones en Switchboard, emplean pruebas similares a MCCB, con mecanismos de extracción fijos o no. Emplean unidades de disparo electrónicas, UL 489.

LVPCB: diseñados para operar al 100% carga continua, ANSI C.37, se emplean generalmente en celdas de potencia para montaje extraíble, pueden recibir mantenimiento. en campo, son programables, pueden mediante resortes cargados efectuar las maniobras de apertura y cierre.

Los interruptores automáticos deben cumplir los dos criterios:

- Proteger contra corrientes de sobrecarga.
- Proteger contra corrientes de cortocircuito.

4.2.2.1 Interruptores automáticos con protección termomagnética.

Estos interruptores son utilizados para aplicaciones domésticas.

Identifiquemos primeramente cuáles son sus esas condiciones. Los interruptores automáticos se les puede identificar dos zonas, la zona de sobrecarga y la zona de cortocircuito

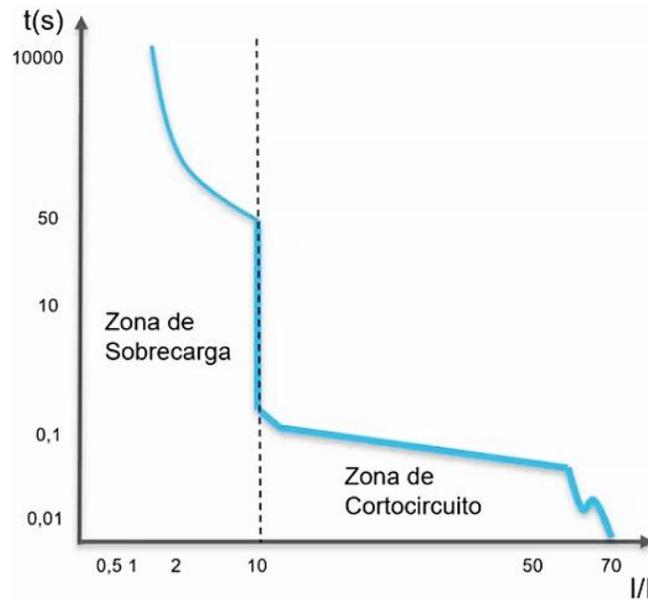


Figura 4.6 Curva de disparo de un interruptor automático con protección termomagnética.

La zona de sobrecorriente es la térmica y la zona de cortocircuito la magnética.

Distintas curvas de actuación según la carga: A, B, C o D.

Curva característica de desconexión A : $I_4 = 2 \times I_n$, $I_5 = 3 \times I_n$

Protección limitada de semiconductores. Protección de circuitos de medición con transformadores. Protección de circuitos con conductores largos.

Curva característica de desconexión B : $I_4 = 3 \times I_n$, $I_5 = 5 \times I_n$

Protección de gran longitud pero que no permite la inserción de corrientes elevadas de corta duración.

Curva característica de desconexión C : $I_4 = 5 \times I_n$, $I_5 = 10 \times I_n$

Protección de conductores, en instalaciones donde se produzcan corrientes de arranque elevadas, por ejemplo: motores, lámparas, etc.

Curva característica de desconexión D : $I_4 = 10 \times I_n$, $I_5 = 20 \times I_n$

Protección de conductores, en instalaciones donde se produzcan fuertes corrientes de impulso, por ejemplo: transformadores, capacitores, etc.

I_4 : disparo magnético en caliente , I_5 : disparo magnético en frío.

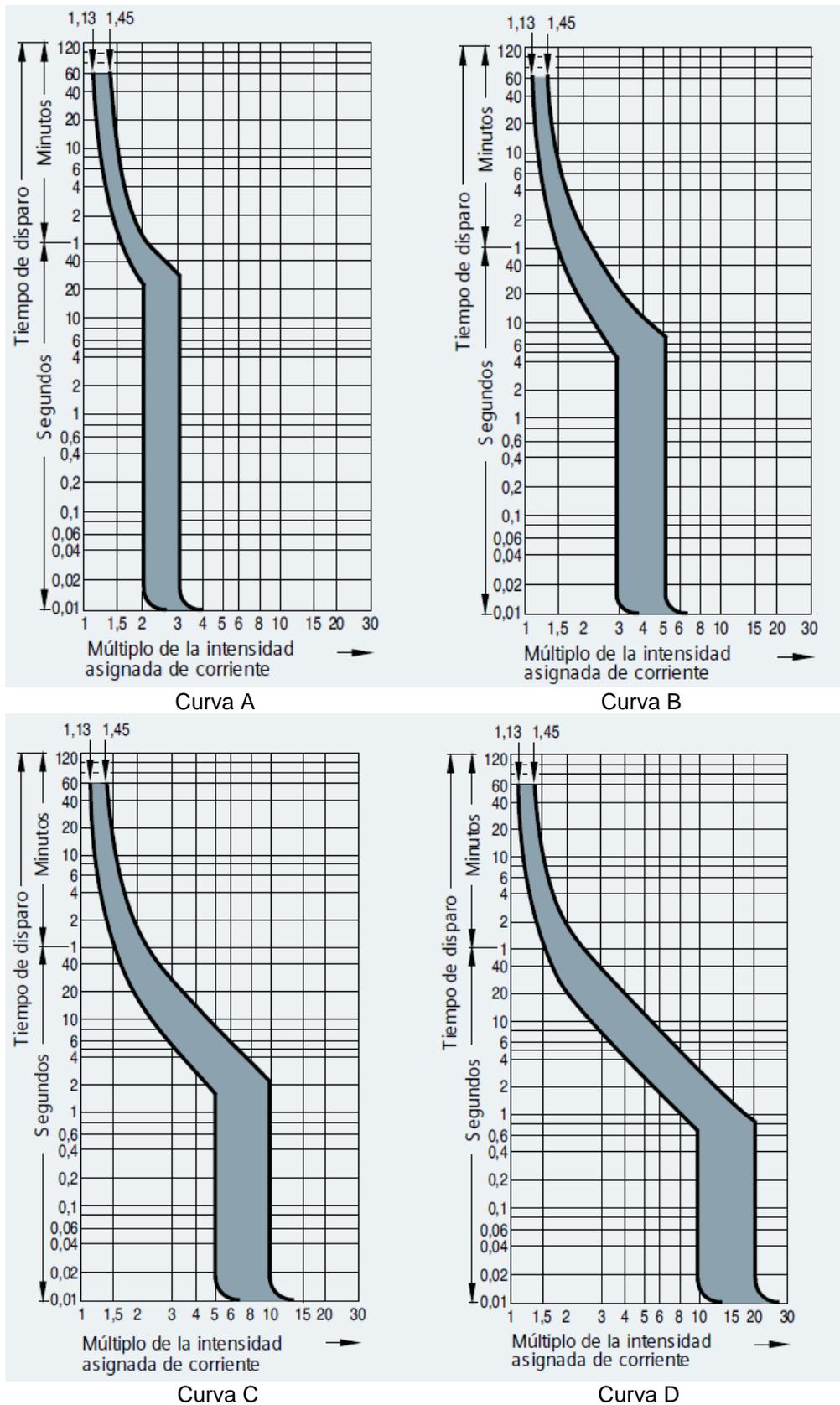


Figura 4.7 Curvas de referencia de interruptores termomagnéticos automáticos.

Dependiendo del tipo de curva se puede observar en Figura 4.7 como la curva del disparo magnético se encuentra desplazada en el tiempo hacia la derecha. Recordando que estos son interruptores domésticos, es decir, que sus curvas ya están dadas y no se pueden modificar.

4.2.2.2 Interruptores automáticos con protección electrónico.

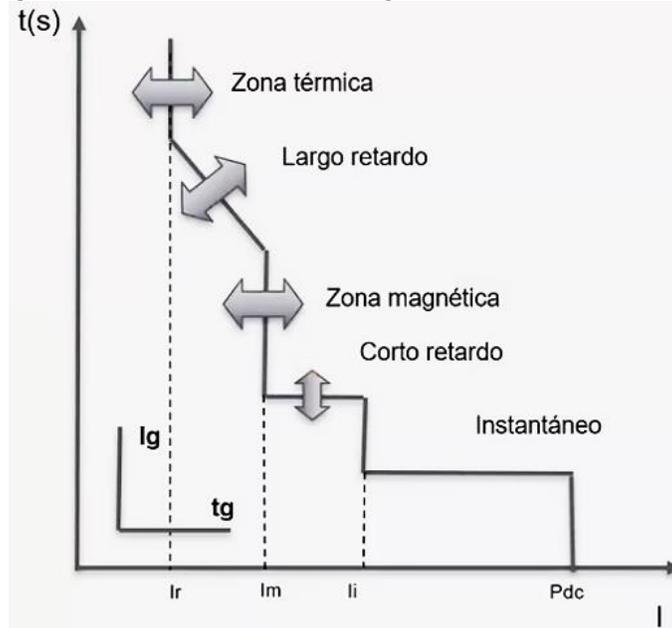


Figura 4.8 Curva de disparo de un interruptor con protección electrónica.

Corriente de regulación I_r .

El primer ajuste que se le puede realizar a los interruptores automáticos con ajuste electrónico es la corriente de regulación I_r , que corresponde a la corriente que dejará pasar de manera continua, la corriente nominal. Este ajuste se puede realizar entre el 40% – 100% de la corriente nominal del interruptor.

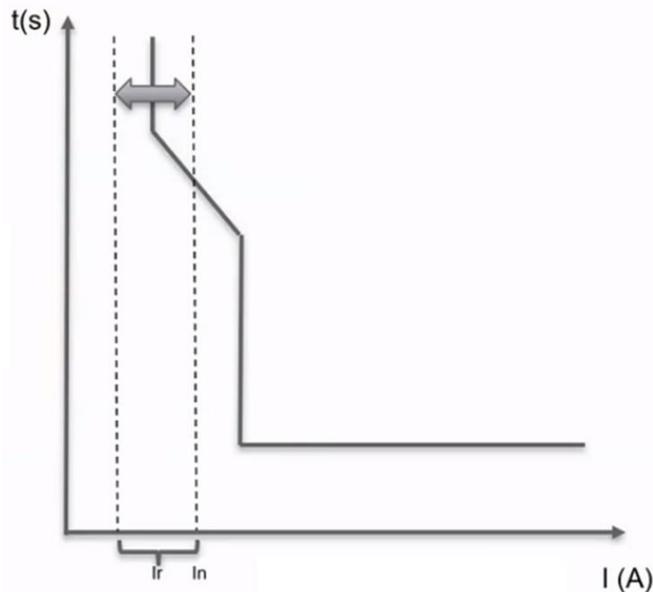


Figura 4.9 Corriente de regulación en interruptores automáticos.

Por ejemplo, para un interruptor de 225 A se podrá regular de 100 – 250 A.

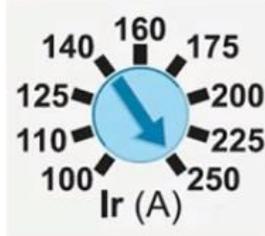


Figura 4.10 Ajuste de la Ir en un interruptor automático con protección electrónica.

Corriente de corto retardo Im o Isd.

Corriente de operación magnética es donde se asegura de la apertura instantánea (ms) del interruptor. Dependerá del tipo de interruptor puede ser regulable **Im** (o **Isd**).

$$I_m = 12 \times I_n$$

$$I_{sd} = 10 \times I_r$$

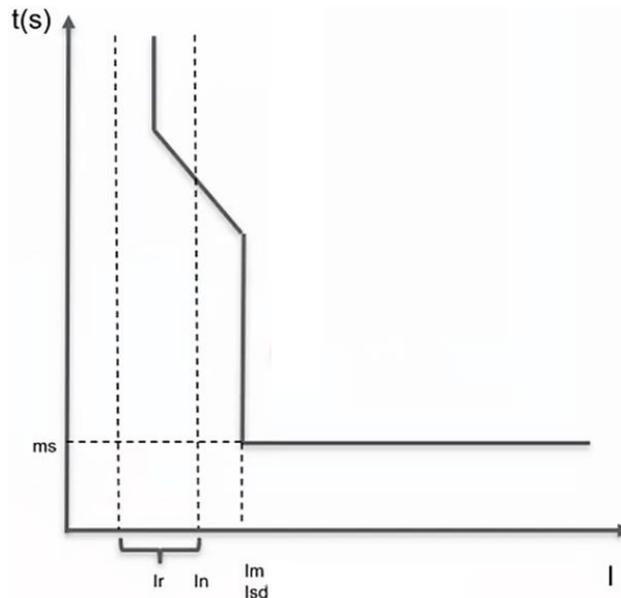


Figura 4.11 Corriente de corto retardo en interruptores automáticos.

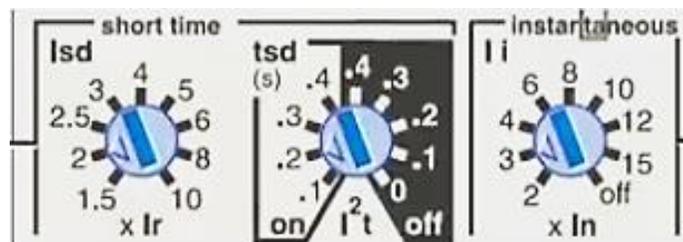


Figura 4.12 Ajuste de la Isd en un interruptor automático con protección electrónica.

Resistencia a los cortocircuitos.

Poder de corte último Icu

Es la capacidad máxima corriente que puede soportar el interruptor antes de destruirse.

Poder de corte en servicio I_{cs}

Es un parámetro de comparación importante, ya que brinda una medida de la robustez del interruptor. Se expresa en porcentaje de I_{cu} y múltiplo de 25. Por ejemplo 50% I_{cu} .

Corriente asignada de corta duración admisible I_{cw} .

Es la máxima corriente de cortocircuito que un interruptor puede soportar durante un lapso de tiempo sin alteración de sus características.

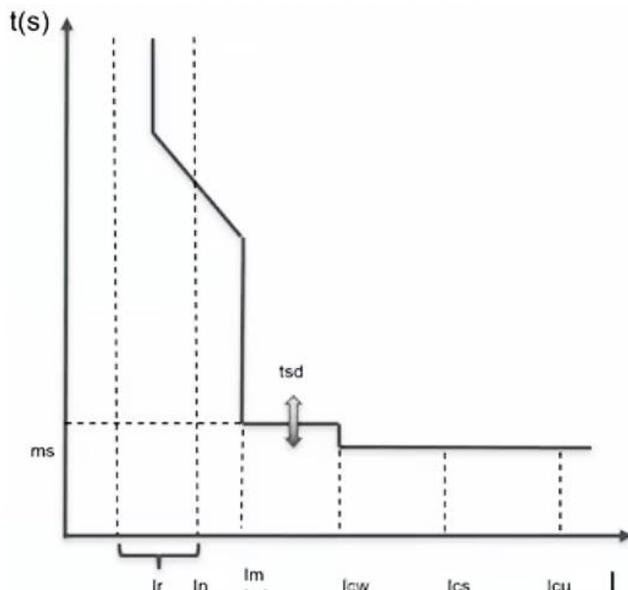


Figura 4.13 Poder de corte en servicio I_{cs} , Poder de corte último I_{cu} y corriente de corta duración admisible.

Selectividad en interruptores automáticos.

Recordando en que la selectividad puede ser parcial o total como se muestra en Figura 4.14.

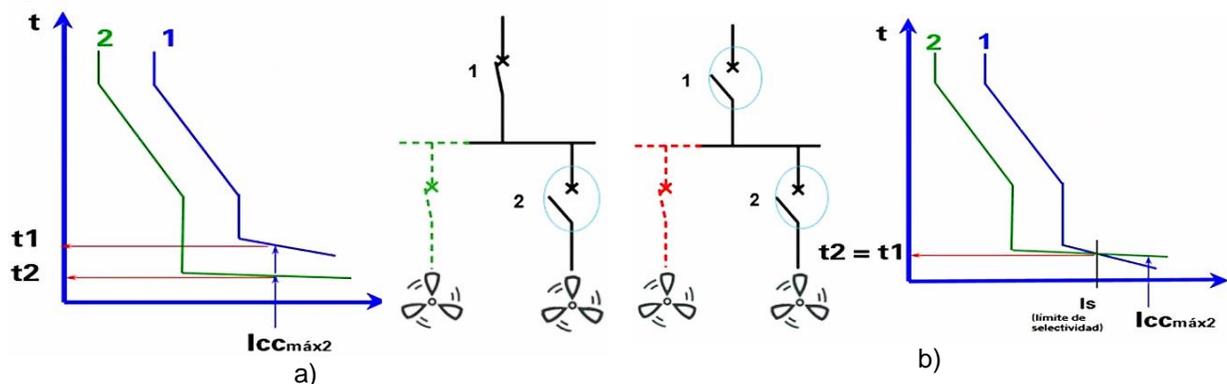


Figura 4.14 Selectividad: a) total, b) parcial.

Técnicas de selectividad.

Selectividad amperimétrica: está relacionada netamente al umbral de sobrecarga. Esta técnica está directamente ligada a la parametrización de las curvas de desconexión de largo retardo de dos interruptores automáticos en serie.

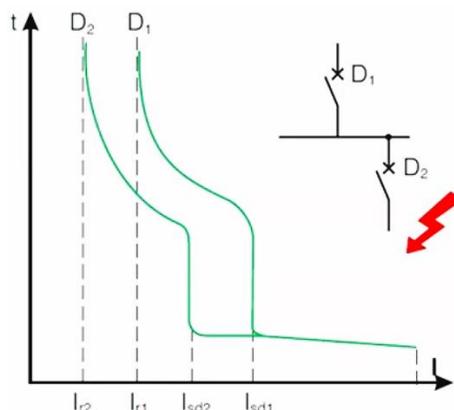


Figura 4.15 Selectividad amperimétrica entre dos interruptores automáticos.

Selectividad cromométrica: como su nombre lo indica, está relacionada con el tiempo. Esta es la continuación de la selectividad amperimétrica. Se obtiene por el escalonamiento en el tiempo de las curvas de desconexión. Esta técnica consiste en temporizar Δt el disparo por corto retardo de D1 en Figura 4.16.

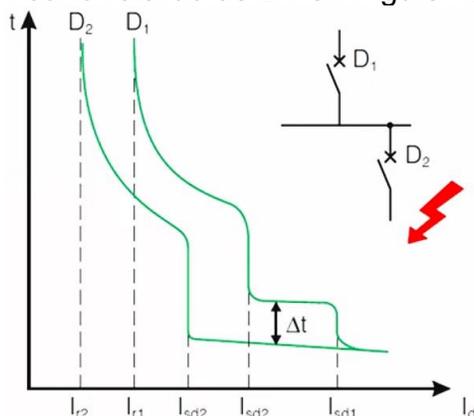


Figura 4.16 Selectividad cromométrica entre dos interruptores automáticos.

Selectividad lógica: este tipo de selectividad se logra con interruptores automáticos equipados con relés electrónicos concebidos para este fin: sólo las funciones corto retardo o protección tierra de los aparatos son gestionados por la selectividad lógicas. En particular, la función de protección instantánea no se ve afectada. Esta, en sí es de manera secuencial (escalonada).

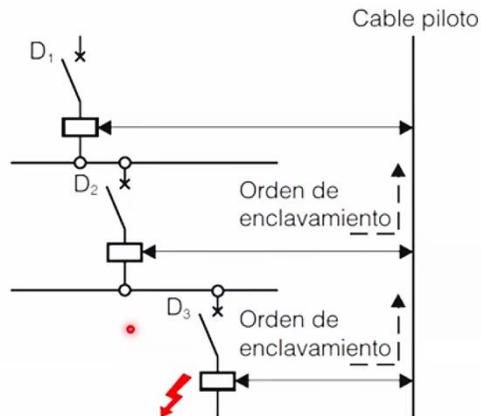


Figura 4.17 Selectividad lógica.

Limitación en interruptores automáticos.

La capacidad de atenuar la corriente de cortocircuito en una instalación mediante la reducción de la corriente de pico y la potencia disipada. Los interruptores de caja moldeada son los que poseen esta característica.

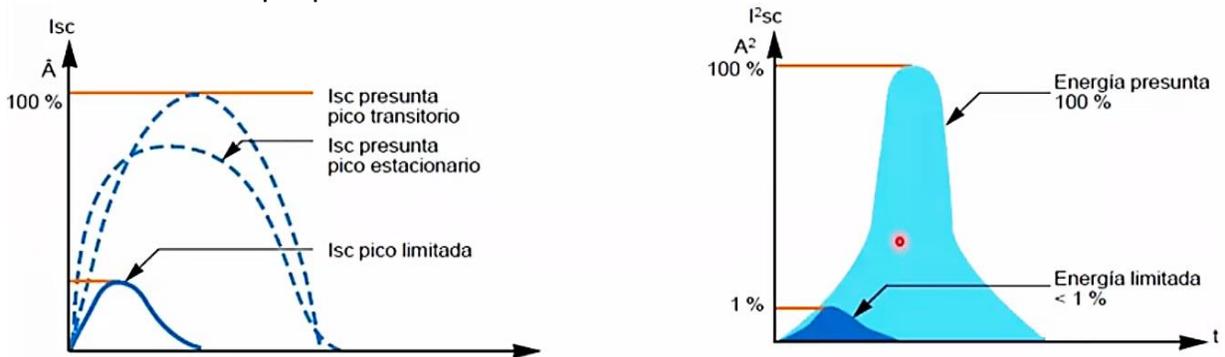


Figura 4.18 Limitación de corriente de cortocircuito.

Filiación, "efecto cascada".

La filiación es un técnica que se deriva directamente de la limitación de corriente: aguas debajo de un interruptor automático de limitación de corriente de cortocircuito es posible utilizar interruptores con poder de corte inferior a la corriente de cortocircuito calculada.

El poder de corte se incrementa gracias a la limitación de corriente del dispositivo aguas arriba. De este manera, se pueden reducir el costo en equipos y tableros, ya que con ellos también se puede disminuir la capacidad máxima de los equipos.

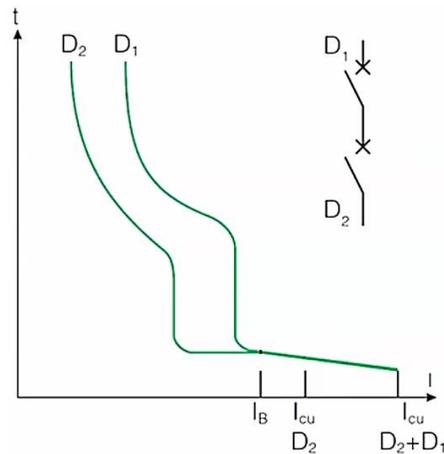


Figura 4.19 Filiación en interruptores automáticos.

Disparadores “a”, “n”, “z”.

Protección contra sobrecargas “a”: disparadores por sobrecarga, con retardo dependiente de la corriente “a”. Este disparador es la mismo ajuste de corriente de regulación I_r , utilizada para para la selectividad amperimétrica.

Protección contra cortocircuitos: todos los disparadores electrónicos por sobrecorriente ofrecen la posibilidad para la protección por cortocircuito, en instalaciones o consumidores.

Disparador por cortocircuito, con retardo breve “z”: el control de selectividad con retardo breve ofrece discriminación plena con retardos muy breves $t_{\Delta}=50$ ms, independiente de las etapas selectivas y de donde aparezca el cortocircuito en la instalación de distribución. El beneficio de la selectividad con retardo breve aumenta conforme existen más etapas selectivas en instalaciones extensas, por lo que se utiliza un escalonamiento convencional de tiempos. Es el mismo ajuste **tsd**.

Disparador por cortocircuito, sin retardo “n”: estos disparadores están ajustados de modo fijo a un múltiplo de la corriente nominal de funcionamiento.

Selectividad por escalonamiento: se da cuando se configuran los disparadores por sobrecorriente con retardo breve “z”, ajustando los tiempos de disparo y la corriente de los interruptores. La aptitud de un dispositivo para operar en forma selectiva, la define su categoría de servicio “A o B”

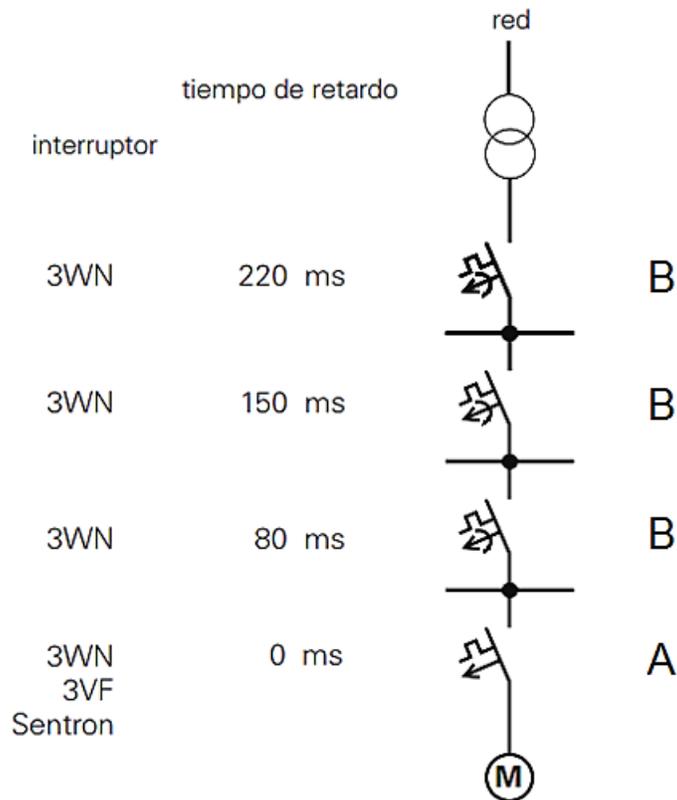


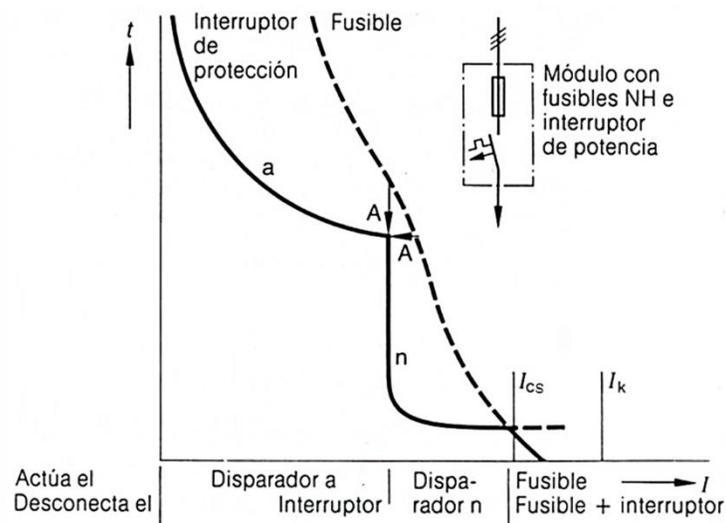
Figura 4.20 Ejemplo de selectividad por escalonamiento.

“A”: Interruptores sin retardo breve.

“B”: Interruptores con retardo breve, la corriente que pueden conducir durante ese tiempo I_{cw} se indica para una carga mínima de 50 ms de duración.

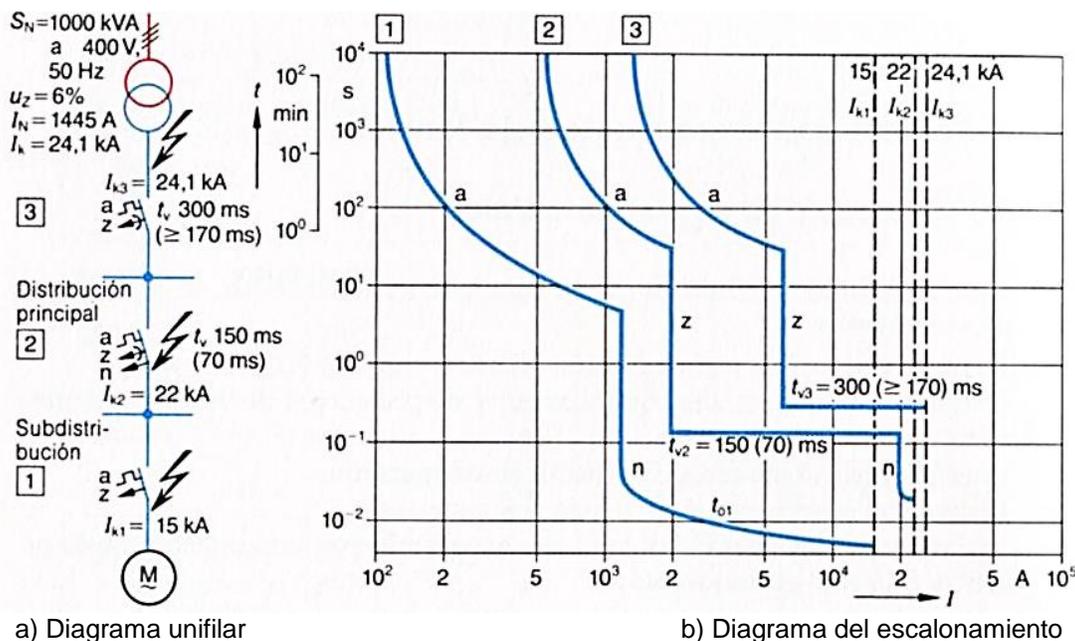
Para interruptores ≤ 2500 A , $I_{cw} = 12 I_n$ y no menor de 5 kA

Para interruptores > 2500 A , $I_{cw} > 30$ kA



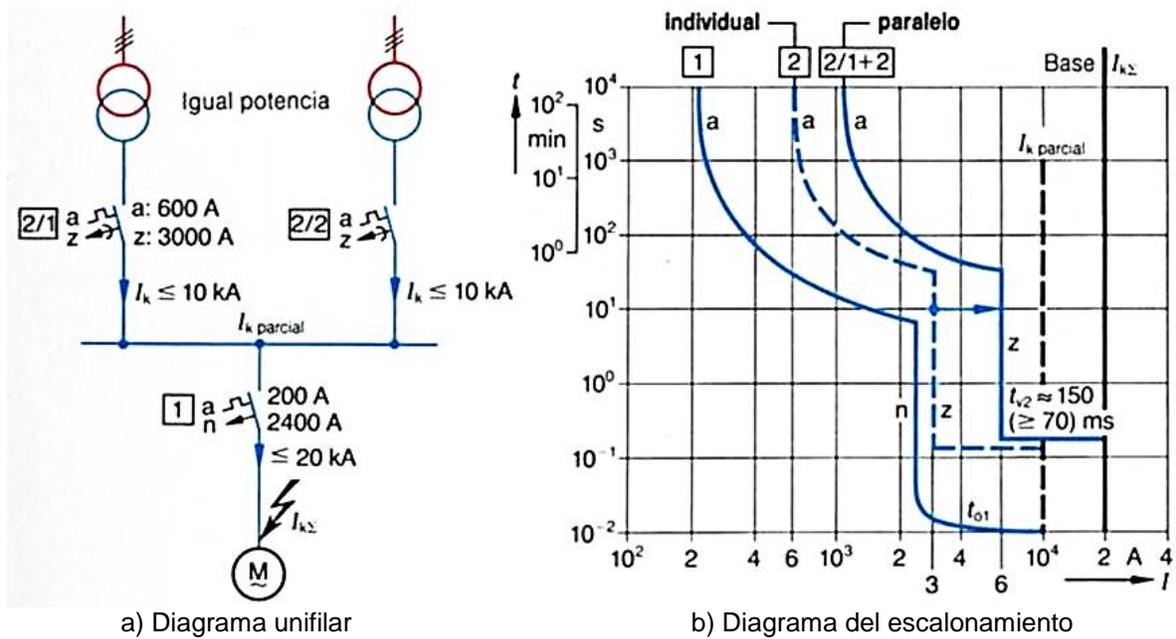
- a** Disparador por sobrecarga, térmico con retardo dependiente de la corriente.
- n** Disparador por cortocircuitos, electromagnético sin retardo.
- z** Disparador por cortocircuito con retardo independiente de la intensidad.
- Isc** Capacidad asignada de ruptura en cortocircuito.
- Ik** Corriente permanente de cortocircuito en el lugar de la instalación.
- A** Distancia entre las curvas características.
- Icu** Capacidad asignada de ruptura límite en cortocircuito.

Figura 4.21 Combinación de fusible e interruptor de potencia.



- 3** Interruptor automático.
- 2** Interruptor automático para la protección de la instalación
- 1** Interruptor automático para la protección de motores
- a** Disparador por sobrecarga con retardo dependiente de la corriente
- n** Disparador por elctromagnético instantáneo por cortocircuito
- z** Disparador por sobrecorriente con retardo breve.

Figura 4.22 Selectividad cronométrica de tres interruptores de potencia en serie.



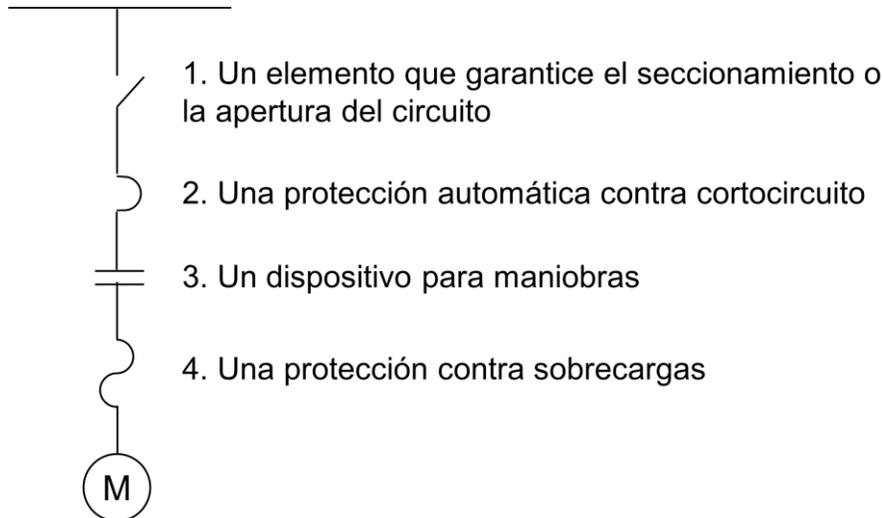
- 2/1 , 2/2** Interruptor automático de los alimentadores
- 1** Interruptor automático para la protección del motor
- a** Disparador por sobrecarga con retardo dependiente de la corriente
- z** Disparador por cortocircuito con retardo breve.

Figura 4.23 Características del disparo "a" y "z" en servicio de los transformadores.

4.3 Protección de motores.

Elementos básicos de protección y control de un motor.

En todo circuito ramal de motores deben existir algunos requisitos mínimos para la protección de los motores en baja tensión:



1. **Seccionamiento.** Lo provee un dispositivo que sea capaz de abrir el circuito con indicación visual de ON – OFF. El propósito es garantizar la apertura del circuito ramal con seguridad, para proteger a los usuarios y operadores.
2. **Protección automática contra cortocircuito:** se trata de un dispositivo de acción instantánea (magnético o electrónico) capaz de detectar y cortar cualquier corriente superior a la corriente de arranque del motor, la cual puede ser varias veces la corriente nominal, dependiendo de la Letra de Código del motor. Esta puede ser una protección de fusible, bobina magnética o relé de sobrecorriente.
3. **Dispositivo para maniobras:** en realidad no es una protección como tal, a pesar de que es capaz de soportar las corrientes de arranque y precisamente es para eso mismo, controlar la puesta en marcha y parada del motor, este abre el circuito del motor ya sea en condiciones normales como en sobrecarga.
4. **Protección contra sobrecarga.** Este dispositivo está llamado a detectar las corrientes de sobrecarga comprendidas por encima de la corriente nominal (1 a 10 veces I_n del motor); pero inferiores a las corrientes de cortocircuito. Aunque censa también a estas últimas, su accionamiento es retardado y no actúa suficientemente rápido para despejarlas. Esto lo debe hacer la protección de cortocircuito. En este caso suelen utilizarse relés bimetálicos, fusibles de acción retardada y relés electrónicos.

Factores a considerar para la protección de motores:

- Curva de corriente de arranque.
- Curvas de capacidad térmica, incluyendo límite térmico en rotor bloqueado.

De acuerdo con la Figura 4.24, para un rotor estático o bloqueado, la máxima corriente de arranque en el estator es de 4 a 8 veces la corriente nominal I_n . Toda la potencia de entrada se transforma en calor. Si el rotor permanece bloqueado la

temperatura de los bobinados del rotor y estator, se incrementa considerablemente, pues sólo se disipa parte del calor por la carcasa y esto con retraso. Si el motor no se desconecta a tiempo, los bobinados del rotor y del estator se pueden quemar.

Las pérdidas por calor generado disminuyen conforme incrementa la velocidad. Después del arranque la temperatura aumenta de manera exponencial como se muestra en Figura 4.25, hasta alcanzar el nivel de temperatura final. Para cargas más elevadas, la temperatura final será correspondientemente mayor.

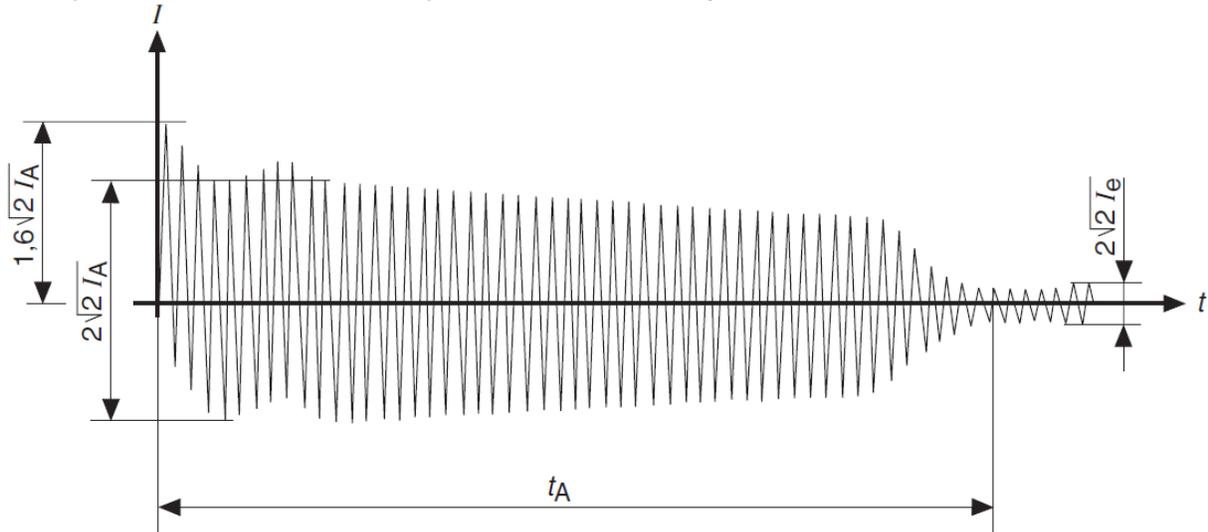
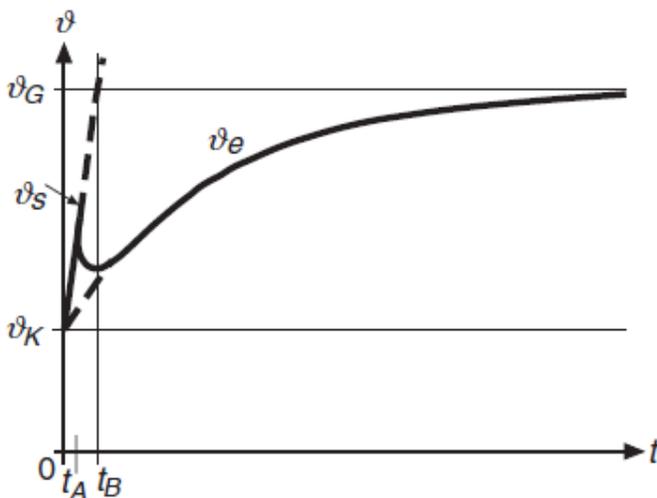


Figura 4.24 Motor de jaula de ardilla conectado directo a la línea (DAL).

Durante el periodo de arranque t_A , fluye una corriente de arranque del motor muy elevada I_A . Ello no produce un calentamiento excesivo si el intervalo de arranque permanece por debajo del límite especificado por el fabricante del motor, el cual suele ser de 10 segundos. El desequilibrado y corto pico de corriente de arranque se puede ignorar.



ϑ_G límite de temperatura del aislamiento (clase de motor)

ϑ_K temperatura del refrigerante

t_A intervalo de arranque

ϑ_S incremento de la temperatura durante el arranque

ϑ_e incremento de la temperatura durante la operación continua con corriente nominal I_e

t_B Intervalo de bloqueo

Figura 4.25 Incremento de la Temperatura en el bobinado del motor.

Debido a la elevada corriente de arranque I_A , la temperatura del bobinado se incrementa durante el intervalo de arranque t_A muy rápidamente. Después del arranque, la temperatura cae temporalmente, puesto que el calor es transferido al cuerpo del motor. Si el rotor permanece bloqueado, los bobinados alcanzarán su límite de temperatura muy rápidamente.

Fallo de fase

El fallo de una fase es la interrupción de un solo conductor de alimentación, por lo que el motor sigue girando con solo dos fases y puede sufrir daños. Los motores de tamaño pequeño y mediano son más críticos en el estator – esto significa que sólo puede sufrir daños el estator. Se debe de diferenciar entre:

- **Motores en conexión estrella:** estos motores no corren riesgo debido a un fallo de fase. Como se puede observar en Figura 4.26, las corrientes en los bobinados del motor, en el transcurso de la operación, con disturbios y sin ellos, en el momento de fallar una fase, las corrientes se igualan en las otras dos. Debido al incremento de corriente, se produce una pérdida de potencia mayor en ambos bobinados activos. Generalmente, el motor trabaja frío porque el tercer bobinado frío produce compensación de la temperatura. En el caso de sobrecorriente, la protección que detecta corriente se dispara en el momento adecuado. Los motores de tamaño pequeño y mediano (críticos en el estator) que generalmente se encuentran en configuración estrella no están sometidos a ningún riesgo en el caso de fallar una fase.
- **Motores en conexión delta:** en delta, las corrientes de fase en el funcionamiento normal son inferiores en razón del factor $1/\sqrt{3}$ que las corrientes en los bobinados $I_{STR}=0.58 \times I_n$. Durante el fallo de una fase, la corriente se incrementa por motivos electromagnéticos en un 50%, aproximadamente, como se muestra en la Figura 4.27. En el resto de los bobinados, que ahora están conmutados en serie, la corriente cae al 67%, aproximadamente. Este fenómeno se da porque el motor mantiene prácticamente constante la potencia transmitida al eje. El incremento absoluto de corriente en los bobinados, así como en las dos fases intactas, depende de la carga aplicada.

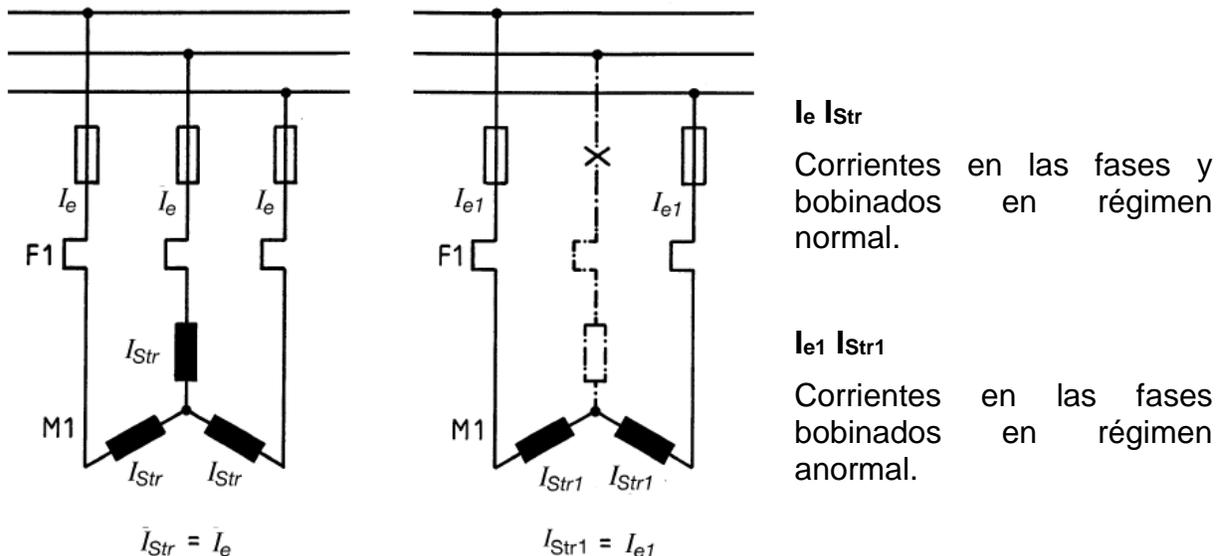
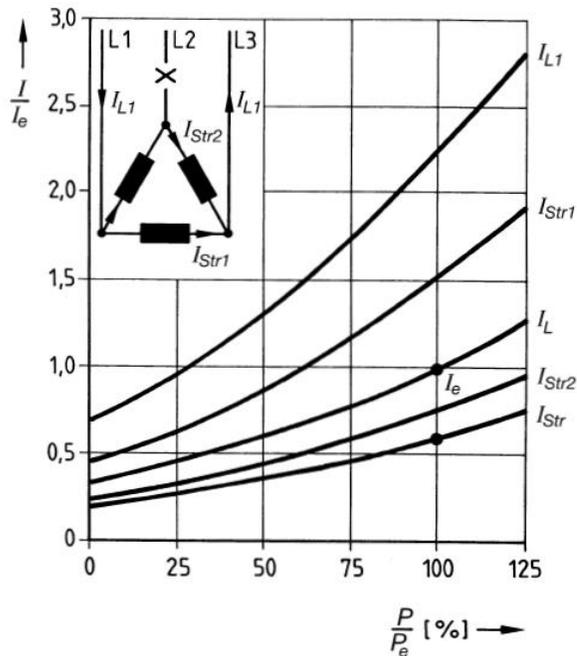


Figura 4.26 Fallo de fase de un motor en conexión estrella. Flujo de corriente en operaciones normal y anormal.



I_L I_{Str}

Corrientes en las fases y bobinados en régimen normal.

I_{L1} I_{Str1} I_{Str2}

Corrientes en las fases y bobinados en régimen anormal.

Figura 4.27 Fallo de fase de un motor en conexión triángulo. Flujo de corriente en operaciones normal y anormal en función de la carga.

Debido a que las corrientes en los bobinados son distintas, éstos no se calientan por igual. Debido a que el calor se intercambia entre los bobinados individuales y entre éstos y el cuerpo de hierro, el calentamiento del estator es proporcional a la suma de todas las pérdidas en todos los bobinados. En general, es aplicable lo siguiente para motores con una salida de:

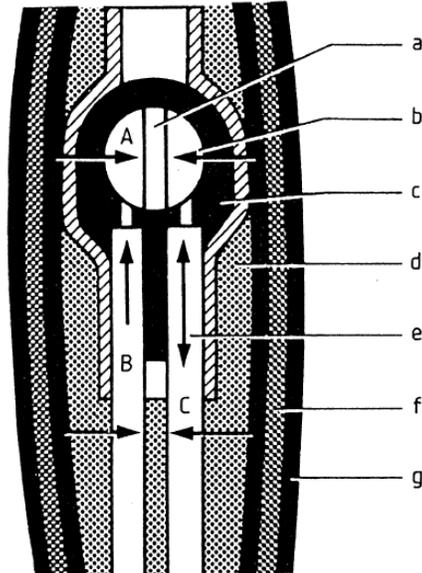
- $P_e \leq 10\text{kW}$: no es necesaria ninguna protección especial contra el fallo de fases, en la medida que la corriente de disparo en dos fases sea igual a $1.25 \times I_e$. En este caso, el calentamiento es, como mucho, igual al correspondiente a una carga trifásica simétrica.
- $P_e \geq 10\text{ kW}$: para estos motores se recomienda un dispositivo electrónico de respuesta rápida con protección contra el fallo de fases. Además de la protección eléctrica, el corte rápido también contribuye a reducir las tensiones mecánicas de los cojinetes.

En el caso de alimentación del estator por una sola fase, las pérdidas en el rotor son considerablemente más elevadas si se comparan con la alimentación simétrica. Esto puede representar un peligro adicional, especialmente, en motores de rotor crítico.

Sensores PTC

El sensor más comúnmente utilizado en motores de baja tensión es el termistor con coeficiente de temperatura positivo (PTC). Las resistencias PTC también se denominan termistores. Los sensores miniaturizados (Figura 4.28) poseen una baja resistencia por debajo de la temperatura nominal de respuesta, incrementándose ésta en el margen especificado de temperaturas de respuesta, según se muestra en Figura 4.29, en varios márgenes. Este cambio de resistencia se evalúa por medio de un dispositivo

de disparo. La temperatura nominal de respuesta está definida por el sensor PTC y, por ello, es independiente del dispositivo de disparo.



- a** sensor PTC (termistor o termistancia)
- b** punto de soldadura
- c** aislamiento del sensor
- d** aislamiento del bobinado
- e** hilos de conexión del sensor
- f** hilos del bobinado
- g** aislamiento del conductor
- A, B, C** dirección del flujo de calor

Figura 4.28 Sección recta de un sensor PTC y del bobinado de un motor de baja tensión.

La respuesta del sensor se puede utilizar para abrir el interruptor del motor, o para detección. Si es necesario emitir un aviso de advertencia antes de que se alcance la temperatura crítica, será necesario instalar otros sensores calibrados a una temperatura nominal de respuesta inferior.

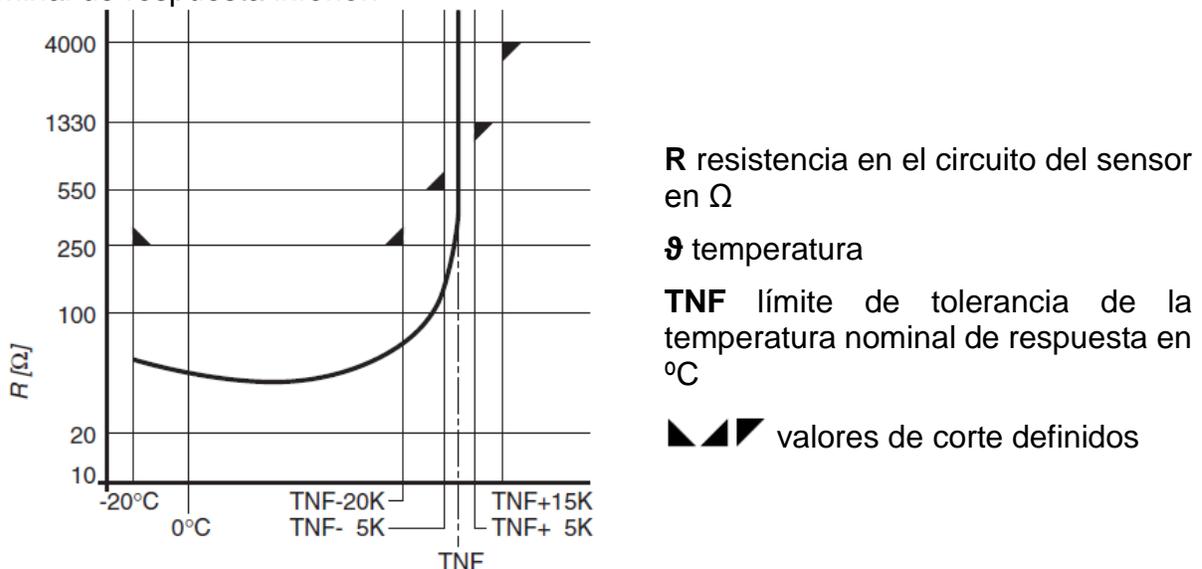


Figura 4.29 Curva característica de resistencia temperatura de un sensor PTC según IEC 34-11-2.

Sensores lineales de temperatura

Los sensores de platino PT100 se utilizan normalmente como sensores de temperatura lineales. El valor de su resistencia cambia proporcionalmente con respecto a la temperatura. Como se puede observar en Figura 4.30, a 0°C los sensores PT100 poseen una resistencia de $100\ \Omega$. Se utilizan mayormente en motores grandes. Los

motores de media tensión normalmente poseen sensores PT100 incorporados como característica estándar.

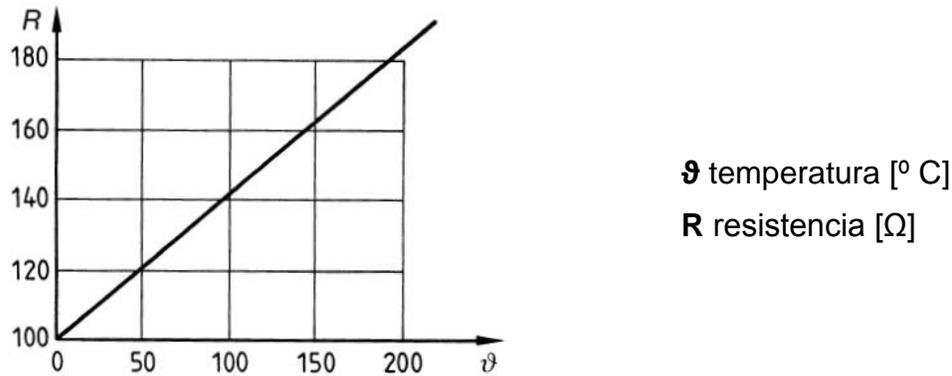


Figura 4.30 Curva característica de resistencia de un sensor PT100.

Protección dependiente de la corriente.

El consumo de corriente del motor constituye una medida de la elevación de su temperatura. Como no se mide la temperatura del bobinado del estator o del cuerpo del rotor, esta conexión sólo se aplica en las siguientes condiciones marginales, sujetas a:

- La carga nominal del motor se refiere a la máxima temperatura del refrigerante de 40° C.
- Las sobrecargas temporales, por ejemplo, durante el arranque, han de ser toleradas, como se observa en Figura 4.31.

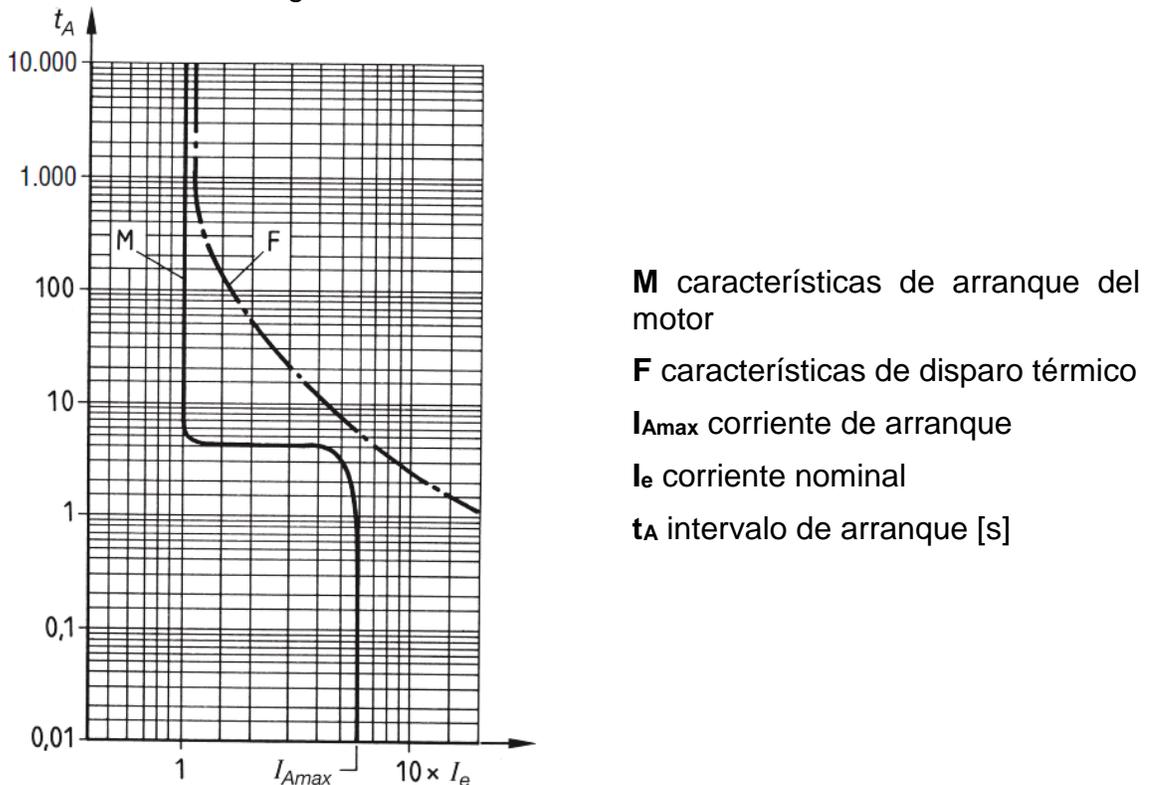


Figura 4.31 Las sobrecargas del motor han de permitirle el arranque. La curva F, característica del dispositivo siempre ha de permanecer por encima de la curva M, característica del motor

Para sistemas de protección que detectan corrientes no son aplicables los problemas y restricciones expuestos en los sensores de temperatura.

Protección contra cortocircuitos de los motores de media tensión.

Las elevadas tensiones de fase producidas por cortocircuitos entre fases y entre éstas y tierra son detectadas. El suministro se puede interrumpir por medio del interruptor automático.

La protección contra cortocircuitos normalmente siempre se encuentra activa. Por ello, el nivel de respuesta debe de ajustarse ligeramente por encima de la corriente máxima de arranque.

El disparo se debe retrasar 50 ms aproximadamente. Por otra parte, esto permite un rápido funcionamiento del interruptor automático de potencia y, además, evita cortes no deseados como resultado del pico de corriente.

Cuando ocurre un cortocircuito, se dispara un relé de salida separado del resto de las funciones de protección. Este activa un interruptor automático de potencia con suficiente capacidad de extinción del cortocircuito. Para evitar que el contactor se desconecte en condiciones de cortocircuito y, por tanto, se destruya, el relé de salida de protección térmica ha de bloquearse para las corrientes que superen valores mayores a 12 veces la corriente nominal.

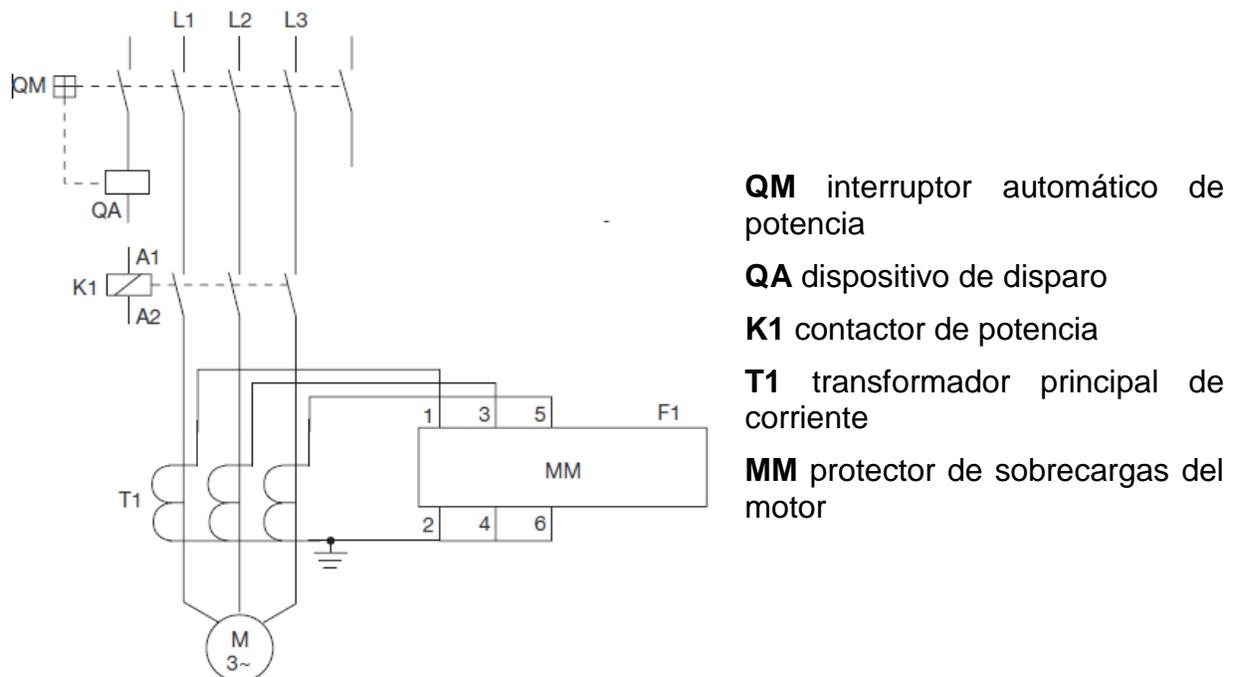


Figura 4.32 MM para la protección contra cortocircuitos.

Motores rotor críticos

Los motores de media tensión y los grandes de baja tensión son, en la mayoría de los casos, motores de rotor crítico. Los intervalos permisibles de arranque y bloqueo están limitados por la capacidad térmica del rotor y vienen especificados por el fabricante del

motor. Si el tiempo de disparo del protector del motor se ajusta a un intervalo de bloqueo permisible, entonces la protección térmica refleja los requerimientos prácticos del motor.

Las altas temperaturas son permisibles en el rotor durante un corto intervalo de tiempo. Por esta razón, el motor está sobre protegido en el arranque en caliente.

Si los motores de rotor crítico se utilizan bajo condiciones de elevada carga durante el arranque, se ha de tener en cuenta que alcanzarán su temperatura crítica muy rápidamente durante el bloqueo. Por ello, el periodo de arranque con carga elevada ha de ajustarse a un valor considerablemente más elevado que el intervalo de bloqueo permisible. Para garantizar la protección contra bloqueo durante el arranque, incluso en esas condiciones, se ha de controlar la velocidad durante el tiempo de arranque a través de medidor de rpm. Durante el funcionamiento, el protector también debe reaccionar inmediatamente a la condición de bloqueo.

Motores de media tensión.

Los motores de media tensión se utilizan para potencias de salida de 200 kW en adelante, aproximadamente. Su estructura y función son las mismas que las de los motores de baja tensión. Por lo general, son rotores críticos y han de protegerse de según dicha característica antes mencionada.

Motores controlados por frecuencia

Ha de tenerse muy presente que la refrigeración de los motores autoventilados no está plenamente garantizada a baja velocidad. El incremento de la temperatura del motor no sólo depende de la corriente consumida por éste. So puede observar en Figura 4.33. Existen pérdidas adicionales del 10%, aproximadamente, debido a los armónicos.

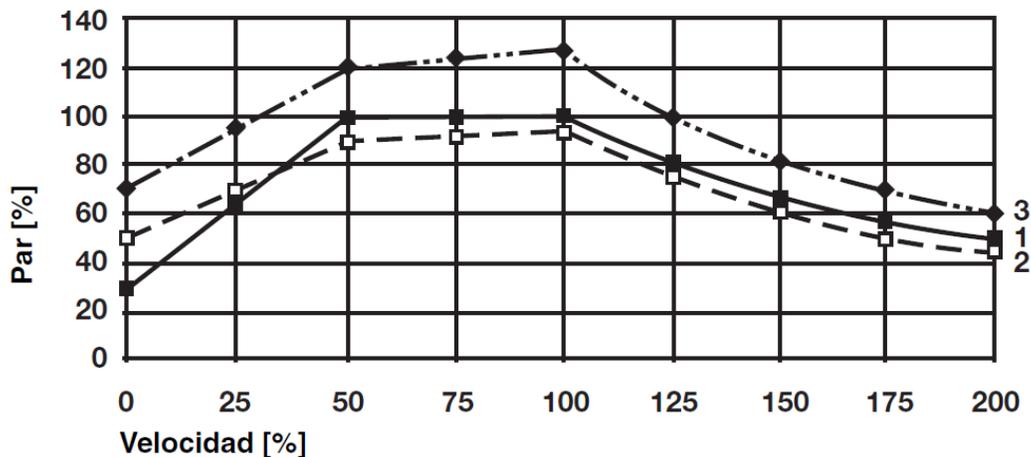


Figura 4.33 Carga térmica continua permisible para un motor de inducción controlado por un dispositivo de velocidad variable.

1 par de carga.

2 par de un motor estándar con la carga continua permisible.

3 par de un motor estándar de la potencia inmediatamente superior.

Por esta razón, estos motores también deben estar equipados con sensores de temperatura, por ejemplo: sensores PTC.

La protección dependiente de la corriente puede estar ya incluida en el convertidor estático, o puede lograrse, independientemente de la frecuencia, por medio de dispositivos externos:

- Relé térmico basado en principios bimetálicos.
- Interruptor automático de potencia.
- Protectores automáticos de motores con protección PTC integrada.

El margen de frecuencias permisible, así como la influencia de las elevadas frecuencias de conmutación utilizadas en el convertidor de frecuencia, han de tenerse en consideración al elegir un tipo particular de protector.

4.3.1 Curva de daño de los motores.

La curva de daño de un motor está compuesta por su corriente de arranque y su límite térmico como se muestra en Figura 4.34.

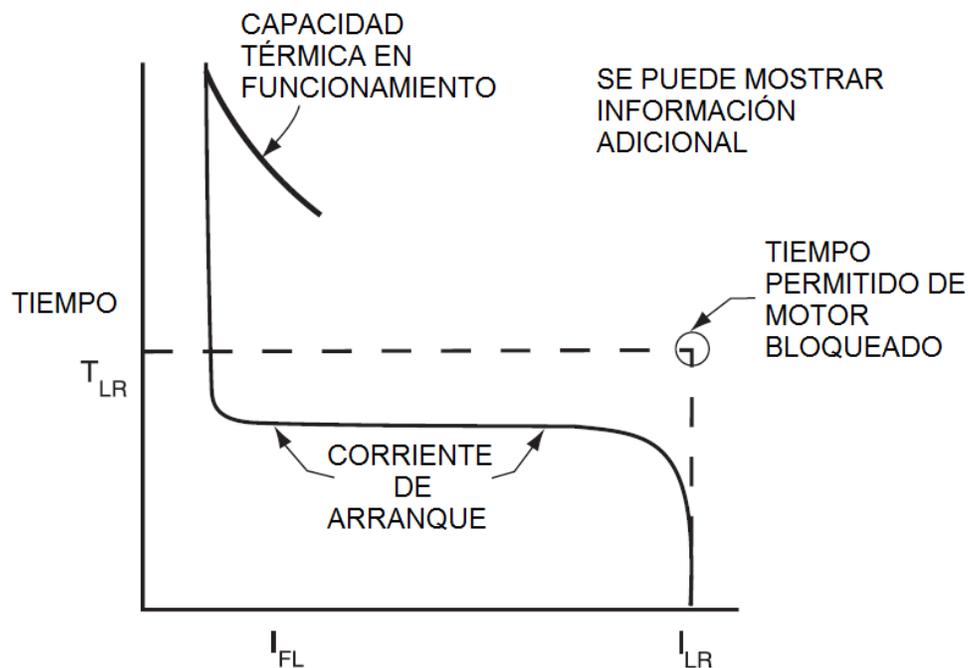


Figura 4.34 Curvas típicas de arranque y capacidad del motor (voltaje específico del terminal del motor y para arranque en frío).

Curva de arranque del motor.

La curva de arranque del motor representa la característica de aceleración de la máquina para una condición de arranque específica definida por el motor, el equipo accionado, el arrancador y las características de la fuente de energía.

Curva de límite térmico de sobrecarga del motor en funcionamiento (típica en motores de media tensión).

La curva de sobrecarga de funcionamiento representa la capacidad térmica del estator desde la corriente nominal a plena carga hasta la corriente consumida en el par de ruptura mientras el motor está funcionando. Esta curva nunca debe usarse para aproximar la capacidad de sobrecarga continua de un motor. La operación hasta y más allá de los límites de esta curva de sobrecarga reducirá la vida útil del aislamiento.

Curva de límite térmico de aceleración del motor (típica en motores de media tensión).

La curva de límite térmico de aceleración representa la capacidad térmica del rotor durante la aceleración desde el rotor bloqueado hasta el par de ruptura para un voltaje terminal específico. Por lo general, estas curvas no se proporcionan ya que se encuentran por encima de la curva de límite térmico del rotor bloqueado.

Punto de parada seguro del motor (típica en motores de baja tensión).

El punto de parada segura representa el tiempo máximo que un motor puede mantener una condición de rotor bloqueado sin daño a un voltaje terminal específico. NEMA MG-1 requiere tiempos de parada seguros no menores a 12 segundos para motores de menos de 500 HP y 1000 V.

Curva de límite térmico del rotor bloqueado del motor (típica en motores de media tensión).

La curva de límite térmico de rotor bloqueado representa el tiempo máximo que un motor puede mantener una condición de rotor bloqueado sin daño para un conjunto dado de voltajes terminales.

Alternativas de protección de motores.

Se determinan en función de la corriente nominal y la corriente y tiempo de arranque. Tiempos de arranque usuales 0.2 a 4 segundos y corriente arranque 4 a 8 veces la corriente nominal.

Nota: Cuando un motor trifásico opera como monofásico, su corriente aumenta al 173%.

- Fusible, interruptor automático con disparadores “a” y “n”, protección de motores con termistores.
- Fusible, contactor, relé de sobrecorriente, protección con termistores.
- Interruptor automático con disparadores “a” y “n”, contactor protección de motores con termistores.
- Interruptor automático con disparador “n”, contactor, relé de sobrecorriente, protección de motores con termistores.

Protección de un conjunto de equipos.

Motor y alimentador en media tensión.

Se emplea un relé instantáneo de sobrecorriente (50/51).

El relé debe permitir el arranque y operación normal del motor, y proteger el motor y cable de sobrecargas y fallas.

La curva del relé debe estar arriba y a la derecha de la curva de arranque del motor.

La curva del relé debe estar debajo y a la izquierda de la curva de daño del rotor, estator y del cable.

Relés de sobrecarga

Existen cuatro clases de disparo de relés de sobrecarga térmica:

- Clase 10A
- Clase 10
- Clase 20
- Clase 30

Estas clases se refieren a las características de disparo, y deben seleccionarse de acuerdo con las características de arranque del motor y su aplicación.

Tabla 4.3 Clases de relés de sobrecarga térmica

Clase	1.05 I _n	1.2 I _n	1.5 I _n	7.2 I _n
	Tiempo de disparo de un arranque en frío			
10A	> 2 h	< 2 h	< 2 min	2 s – 10 s
10	> 2 h	< 2 h	< 4 min	2 s – 10 s
20	> 2 h	< 2 h	< 8 min	2 s – 20 s
30	> 2 h	< 2 h	< 12 min	2 s – 30 s

I_n: es la corriente a plena carga del motor. La primera opción debe ser el relé Clase 10A.

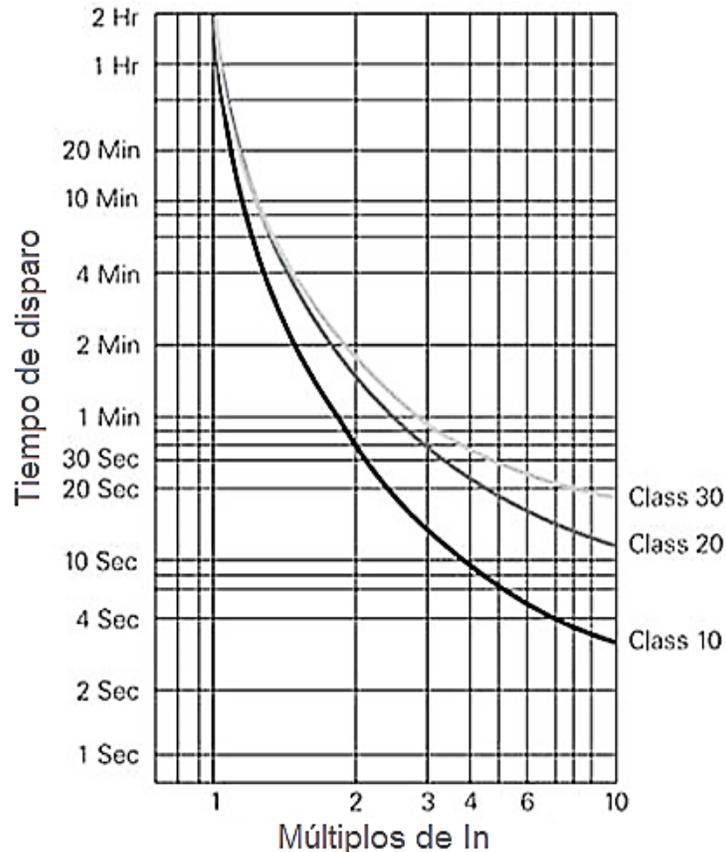


Figura 4.35 Curvas de relés de sobrecarga térmica.

Contactores.

Son dispositivos de apertura y cierre que comúnmente son utilizados en motores para sus maniobras.

Tabla 4.4 Categoría de utilización de contactores IEC.

Categoría de servicio	Aplicaciones
Corriente alterna	
AC-1	Cargas no inductivas (puramente resistivas) o ligeramente inductivas para calefacción eléctrica, ...
AC-2	Motores asíncrono para mezcladoras, centrífugas, ...
AC-3	Motores asíncronos para aparatos de aire acondicionado, compresores, ventiladores. Soportan corriente de rotor bloqueado y apertura de corriente nominal*
AC-4	Motores asíncronos para grúas, ascensores, ...
AC-5a	Conmutación de lámpara de descarga
AC-5b	Conmutación de lámparas incandescentes
AC-6a	Conmutación de transformadores
AC-6b	Conmutación de bancos de condensadores
AC-7a	Cargas ligeramente inductivas en electrodomésticos y aplicaciones similares
AC-7b	Cargas motorizadas en aplicaciones de electrodomésticos
AC-8a	Motor de compresor hermético de refrigerante con reposición manual de la protección de sobrecarga
AC-8b	Motor de compresor hermético de refrigerante con reposición automático de la protección de sobrecarga
Corriente directa	
DC-1	Cargas no inductivas (puramente resistivas) o ligeramente inductivas para calefacción eléctrica, ...
DC-3	Motores en derivación (shunt): arranque, accionamiento lento / frenado dinámico de motores DC
DC-5	Motores en serie: arranque, accionamiento, avance lento / frenado dinámico de motores DC
DC-6	Conmutación de lámparas incandescentes.
*La categoría AC-3 puede ser utilizado para avance lento ocasional (jogging) o conectar o conectar por períodos de tiempos limitados, tales como arranque de una máquina; durante tales períodos de tiempo limitado el número de operaciones no debe de exceder de cinco por minutos y no más de diez en un período de 10 minutos.	

Generalmente los contactores nema son ligeramente sobredimensionados, aunque no siempre, para cualquier aplicación. Este sobredimensionamiento en la construcción permite el uso de contactores NEMA son la necesidad de efectuar ingeniería en profundidad, tal como se asocia con los contactores IEC. Debido a este sobredimensionamiento, muchos usuarios en la industria consideran a los contactores NEMA más resistentes.

Los contactores en media tensión modernos, básicamente son equipos de accionamiento tripolares, los cuales disponen del vacío como medio corte y extinción del arco. Debido a que normalmente son instalados en celdas de media tensión disponen de un mecanismo de funcionamiento electromagnético.

¿Cómo coordinar las protecciones en un motor?

- Primeramente, identificamos las curvas de daño del motor: la corriente de carga plena, la curva de arranque y las curvas de límite térmico del rotor y estator (en caso de los motores en media tensión), punto de parada segura (en motores de baja tensión).

- Luego se identifican las áreas, debajo y a la izquierda de la curva de arranque es la zona de operación; por encima y a la derecha de las curvas de límite térmico y parada segura son las zonas de daño.
- Dimensione la protección de tal manera que se ubique por encima y a la derecha de la zona de operación y por debajo y a la izquierda de la zona de daño.

Recuerde que:

- Cuando un motor opera por encima de los límites de la curva de límite térmico de sobrecarga de funcionamiento, se reduce su vida útil del aislamiento del estator.
- Si se permite que un motor de media tensión funcione con el rotor bloqueado durante un tiempo por encima de la curva de límite térmico del rotor bloqueado, se producirán daños en el rotor.
- Cuando se permite que un motor de baja tensión funcione con el rotor bloqueado durante un tiempo por encima del punto de parada en caliente, se producirán daños en el rotor.

Ejemplo 4.1: Para un motor en baja tensión, trace los puntos de referencia de la curva de tiempo-corriente para un motor de inducción NEMA 100 HP @ 460 V, 124 A, 1800 rpm, 1.15 SF con un tiempo de parada seguro de 32 segundos. La corriente de arranque del motor es de 6 veces FLA. Configure una protección de sobrecarga para proteger el motor. La máxima corriente de cortocircuito en los terminales del motor es 25 kA.

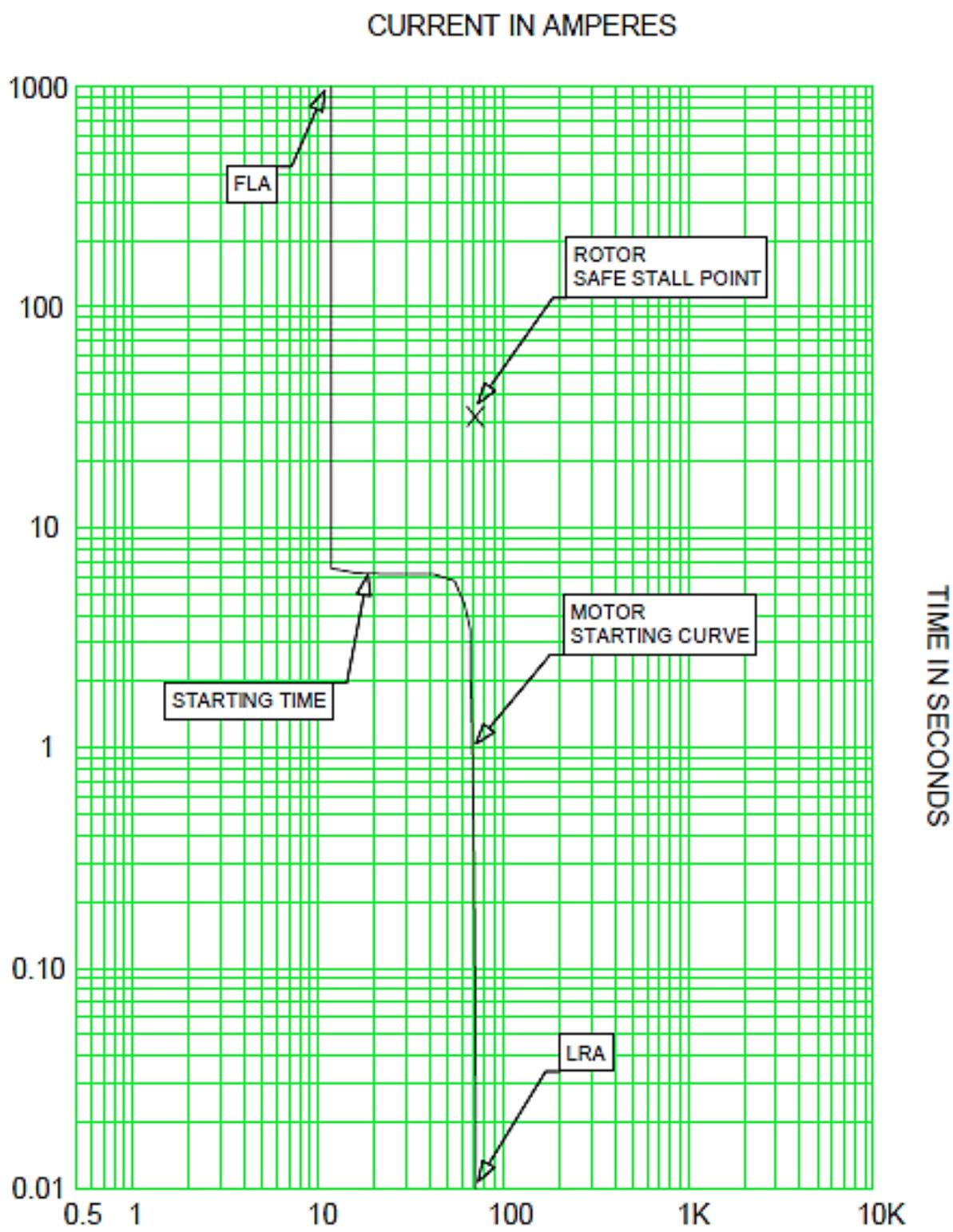
Identificamos las curvas del motor:

- Corriente de plena carga = 124 A.
- Corriente de arranque = 744 A.
- El tiempo de parada segura = 32 s.

La curva se plotea en Figura 4.36.

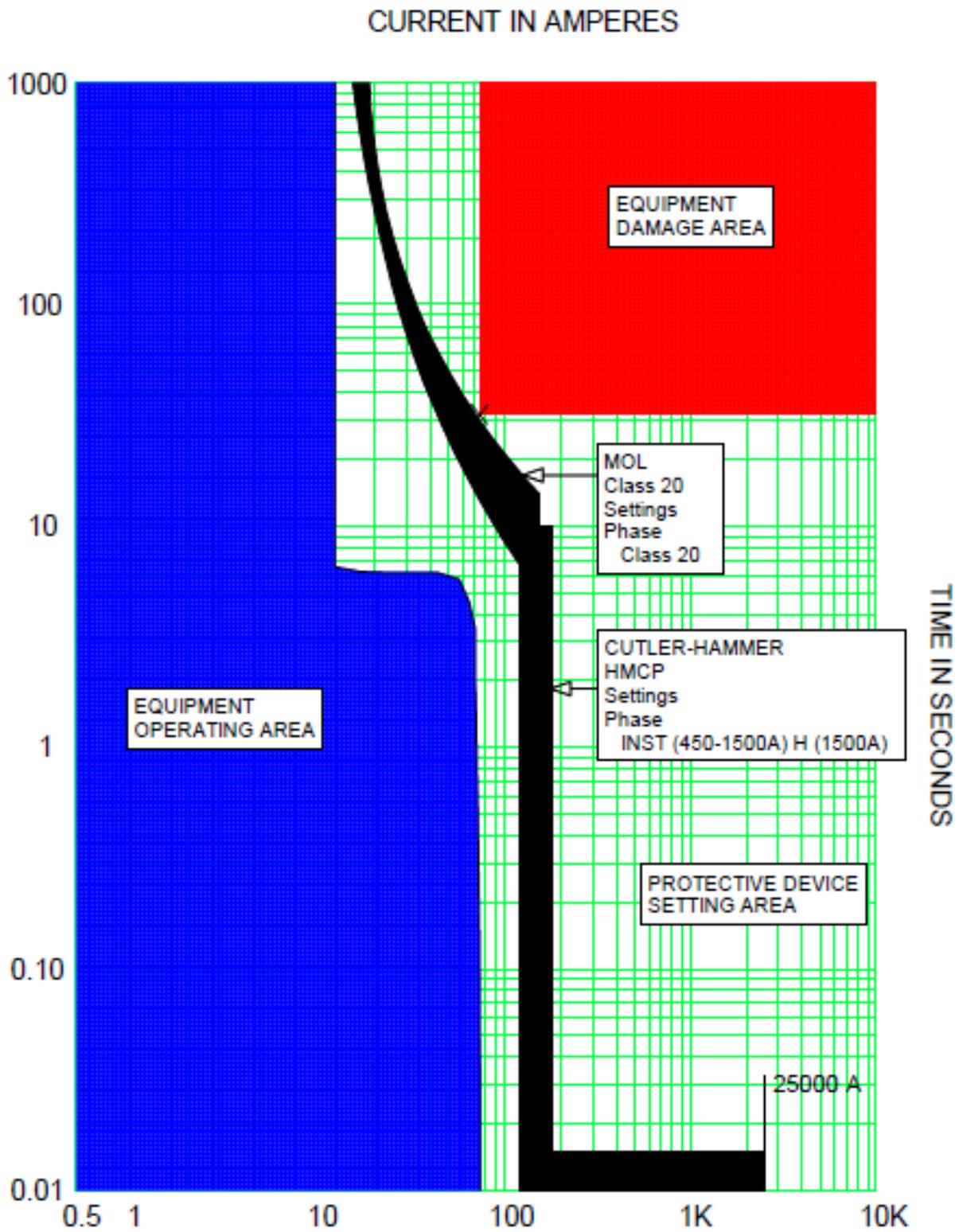
En Figura 4.37 se presentan:

- Las áreas de operación y daño se muestran en azul y rojo respectivamente
- En color negro se muestra la característica del interruptor que protege al tablero.



LV MOTOR.tcc Ref. Voltage: 480 Current Scale x10¹

Figura 4.36 Curva de daño del motor en baja tensión.



LV MOTOR TCC AREAS.tcc Ref. Voltage: 480 Current Scale x10⁴

Figura 4.37

Ejemplo 4.2: Para un motor en media tensión; trace los puntos de referencia de la TCC para un motor de inducción NEMA 1500 HP @ 4000V, 187 A, 1800 rpm, 1.0 SF. Luego configure un relé para proteger el motor. La corriente máxima de cortocircuito en los terminales del motor es de 18 kA.

La curva de arranque del motor se determina a partir de un estudio de arranque del motor. Los resultados se presentan a continuación.

Corriente (A)	Tiempo (s)
3.0	11.7
4.1	11.3
4.5	7.6
4.6	4.6
4.7	2.2
4.8	0.0

La curva de límite térmico de sobrecarga de funcionamiento es proporcionada por el fabricante.

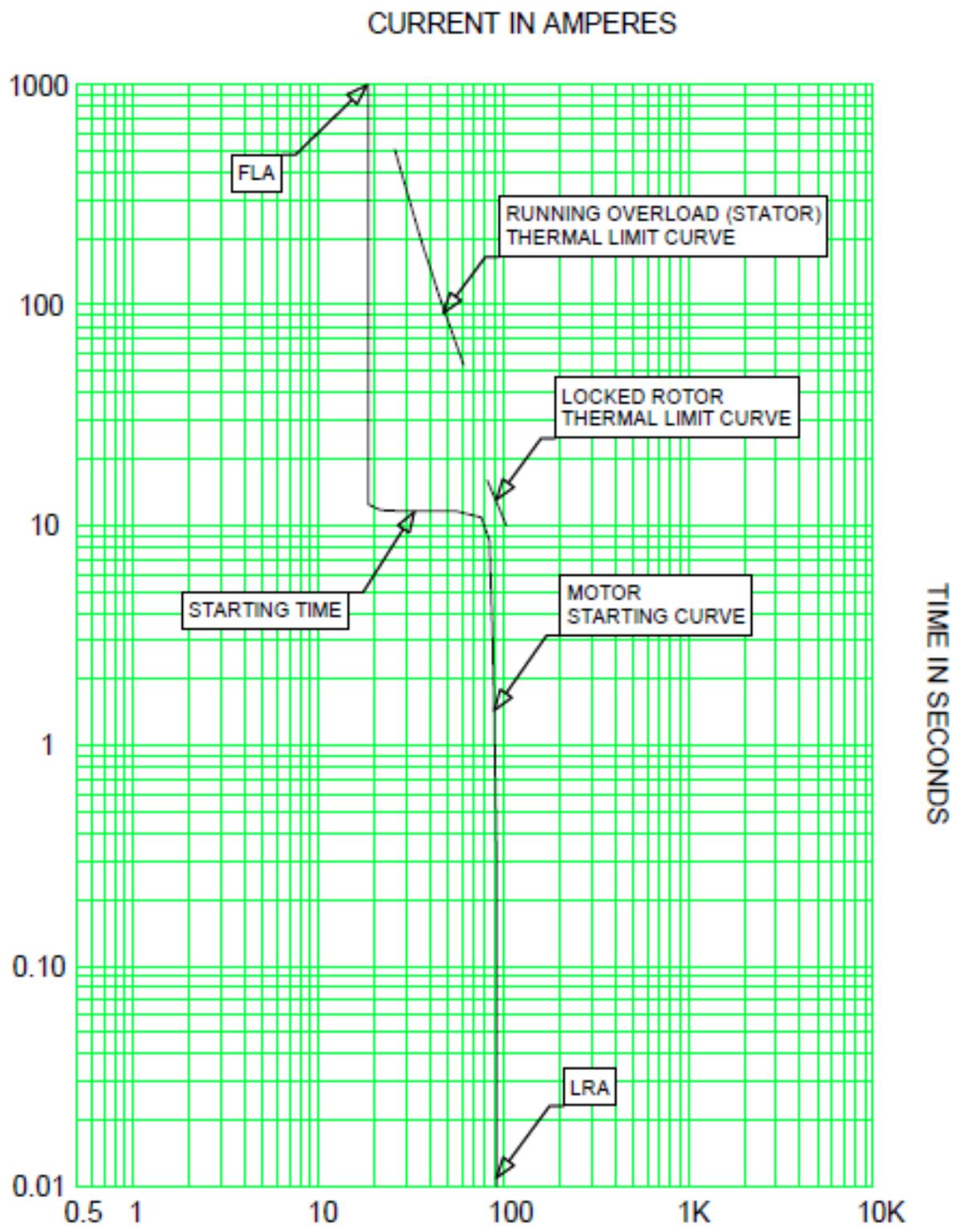
Corriente (A)	Tiempo (s)
1.4	510.0
2.0	180.0
3.3	53.0

El fabricante también proporciona la curva de límite térmico de rotor bloqueado.

Corriente (A)	Tiempo (s)
4.4	16.0
5.0	12.5
5.6	10.0

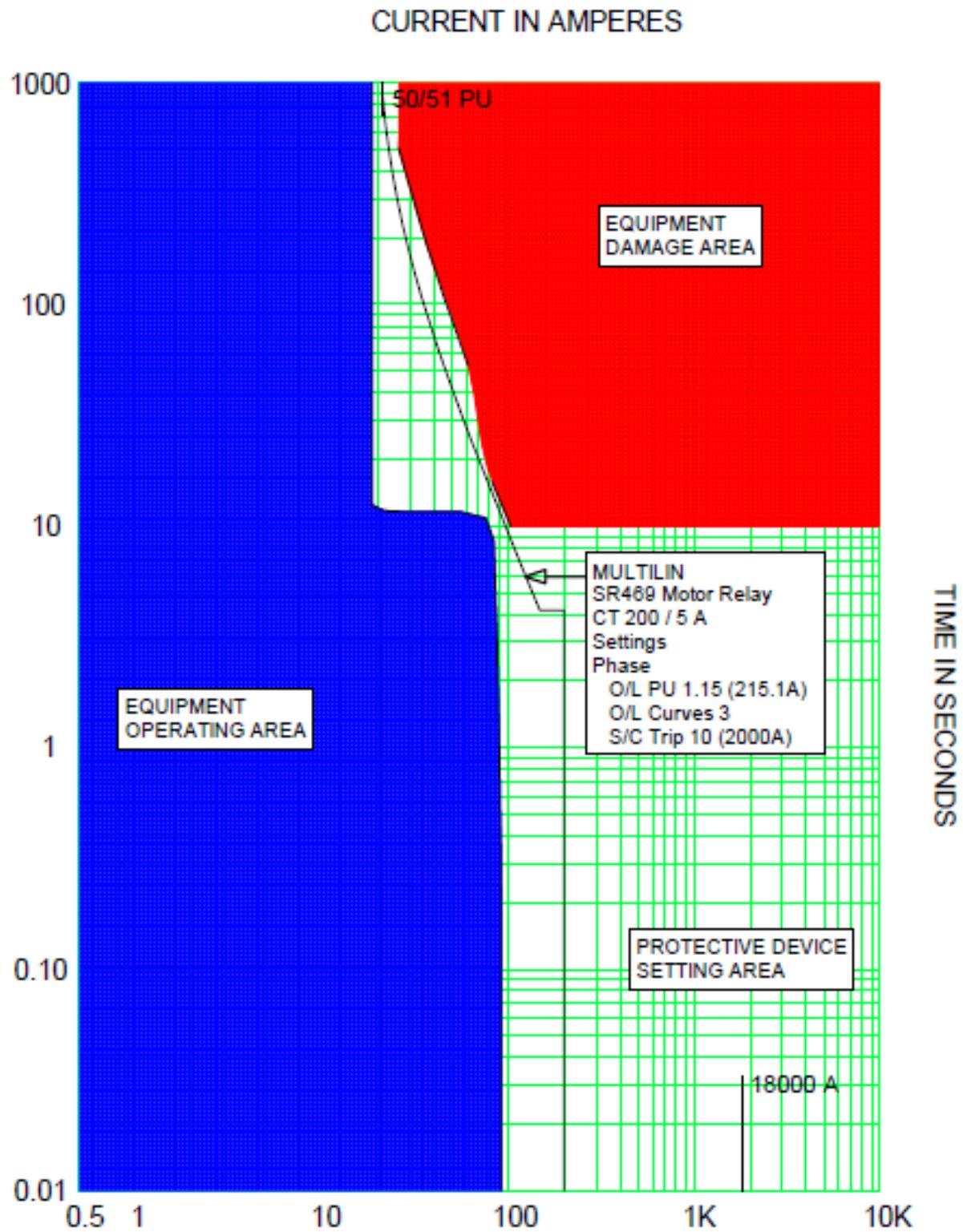
De igual manera que en el ejemplo anterior, se traza la TCC en Figura 4.38. y en Figura 4.39:

- Las áreas de operación y daño se muestran en azul y rojo respectivamente
- La curva en negro se muestra la característica del interruptor que protege al tablero.



MV MOTOR.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale x10¹

Figura 4.38

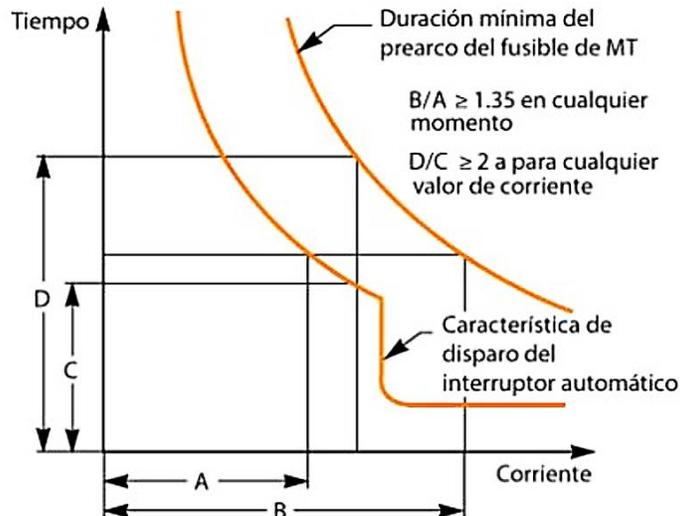


MV MOTOR TCC AREAS.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale x10⁴

Figura 4.39

4.4 Protección de transformadores.

En un transformador, usualmente las protecciones constan de un fusible en el lado de alta e interruptor termo magnético en el de baja, ambas curvas deben encontrarse separadas de acuerdo a lo especificado en la gráfica, y por debajo de la curva de daño del transformador.



La protección de los transformadores debe ubicarse debajo de la curva de daño del mismo y por encima del punto Inrush.

4.4.1 Curva de daño.

Para la selección y ajustes de la protección ya sea con fusibles o relevadores se debe tomar en cuenta que el transformador esté protegido por corrientes de falla externas que en al afectarlo al mismo por un período de tiempo pueda dañarlo.

La operación del transformador depende casi por completo de la temperatura del mismo, por tal motivo a mayor temperatura interna, menor será la corriente que este puede manejar. Las altas temperaturas son el enemigo de todo transformador, debido a que dañan el aislamiento de las placas del núcleo y las bobinas, contar con un sistema eficiente de refrigeración puede aumentar la capacidad nominal y prolongar la vida útil del transformador.

La curva de daño de un transformador está definida por la resistencia mecánica y la resistencia térmica que el transformador acepta sin sufrir daños permanentes. Estas curvas las provee el fabricante, de no poseerla, podemos utilizar una curva de daño aproximada, siguiendo el standard IEEE C57.109-1993 a partir de la categoría del transformador.

Primeramente, debemos ver la clasificación del transformador la cual se muestra en Tabla 4.5, ya que la curva varía dependiendo de esta.

Tabla 4.5 Categorías de los transformadores.

Categoría	Monofásicos (kVA)	Trifásicos (kVA)
I	5 – 500	15 – 500
II	501 – 1,667	501 – 5,000
III	1,668 – 10,000	5,001 – 30,000

Tabla 4.5 Categorías de los transformadores.

Categoría	Monofásicos (kVA)	Trifásicos (kVA)
IV	> 10,000	> 30,000

En los transformadores de categoría I y IV, solamente se ocupa una curva la cual representa ambas consideraciones térmica y mecánica. Para transformadores de categoría II y III se utilizan dos curvas, esto depende de la frecuencia de las fallas en el mismo, tiempo de vida y niveles de corriente de falla. En las curvas que tienen dos partes, una sólida y una punteada, la parte sólida representa la duración de la falla total por daño térmico, la parte punteada indica los efectos mecánicos.

Tabla 4.6 Determinación de la curva de daño del transformador según ANSI-IEEE C57.109.

Punto ANSI	Categoría	Tiempo T(s)	Corriente* I(A)
Punto 1	I	$1250 Z_t^2$	$\frac{I_n}{Z_t}$
	II	2	$\frac{I_n}{Z_t}$
	III y IV	2	$\frac{I_n}{Z_t + Z_s}$
Punto 2	II	4.08	$70\% \frac{I_n}{Z_t}$
	III y IV	8.00	$0.5 \times \frac{I_n}{Z_t + Z_s}$
Punto 3	II	$2551 Z_t^2$	$0.7 \times \frac{I_n}{Z_t}$
	III y IV	$5000 (Z_t + Z_s)^2$	$0.5 \times \frac{I_n}{Z_t + Z_s}$
Punto 4	I, II, III y IV	50	$5 \times I_n$
Parte de la curva térmica	I, II, III y IV	2	$25 \times I_n$
		10	$11.3 \times I_n$
		30	$6.3 \times I_n$
		60	$4.75 \times I_n$
		300	$3 \times I_n$
		1800	$2 \times I_n$

Zs: impedancia de la red referida a la capacidad del transformador en p.u.

Zt: impedancia del transformador en p.u.

*Para transformadores delta-estrella la corriente se debe de multiplicar por 0.58

Esfuerzo térmico.

Los transformadores deben construirse para soportar los esfuerzos dinámico y térmico producido por un cortocircuito, estando estos al 100% de carga, a tensión nominal y bajo estas condiciones: la duración del cortocircuito, para propósitos de cálculo térmico se calcula mediante:

$$t = \frac{1250}{I_{sim}^2}$$

$$I_{sim} = \frac{I_n}{Z_t} \quad \text{punto \#1, categoría 1}$$

Tabla 4.7 Clasificación de los transformadores¹⁴.

Potencia kVA	Corriente de cortocircuito en p.u. de la corriente nominal (simétrica).	Duración máxima de cortocircuito para cálculo térmico
Monofásicos		
5 – 25	40	0.781
37.5 – 100	35	1.020
167 – 500	25	2.0
Trifásicos		
15 – 45	35	1.020
75 – 225	30	1.388
300 – 500	25	2.0

Los transformadores deben soportar los esfuerzos dinámicos producidos por las I_{cckt} especificados en la tabla, durante 0.25 segundos.

4.4.1.1 Transformadores Categoría I.

Se utilizará solamente la siguiente curva que contempla el daño mecánico y el térmico en fallas frecuentes y no frecuentes que se den en el transformador. La parte punteada de la curva cubre la variación requerida de la capacidad de cortocircuito que soportan los transformadores de distribución de acuerdo a la norma IEEE Std C57.12.00-1993 que considera 40 veces la corriente nominal.

El punto 1 mostrado corresponde a un transformador monofásico entre 5 y 25 kVA, la misma curva puede emplearse para los demás transformadores hasta 500 kVA trifásicos, a corriente nominal.

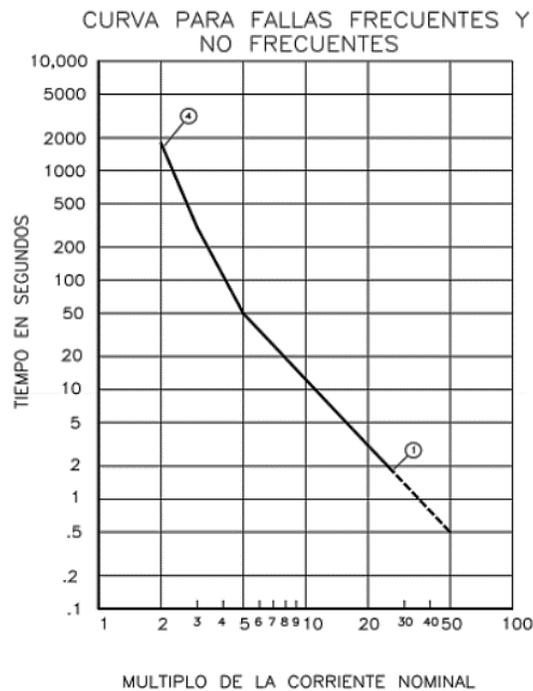


Figura 4.40 Transformador categoría I.

¹⁴Norma ANSI-IEEE C.57.109-1993

4.4.1.2 Transformadores Categoría II.

En esta categoría se contemplan dos curvas una para fallas frecuentes y otra para fallas no frecuentes, donde la frecuencia de falla se refiere al número de fallas con magnitud mayor al 70% de la máxima posible. Pero a ¿qué se le considera una falla frecuente? una falla frecuente es cuando ocurren más de 10 en la vida útil del transformador.

La curva para fallas frecuentes Figura 4.41 (a): refleja consideraciones de daño térmico y mecánico, una parte de la curva depende de la impedancia del transformador para fallas superiores al 70% de la máxima.

Curva para fallas no frecuentes Figura 4.41 (b): refleja el daño térmico. No depende de la impedancia del transformador, se puede usar para protección de respaldo donde el transformador es expuesto a fallas frecuentes libradas por relevadores rápidos.

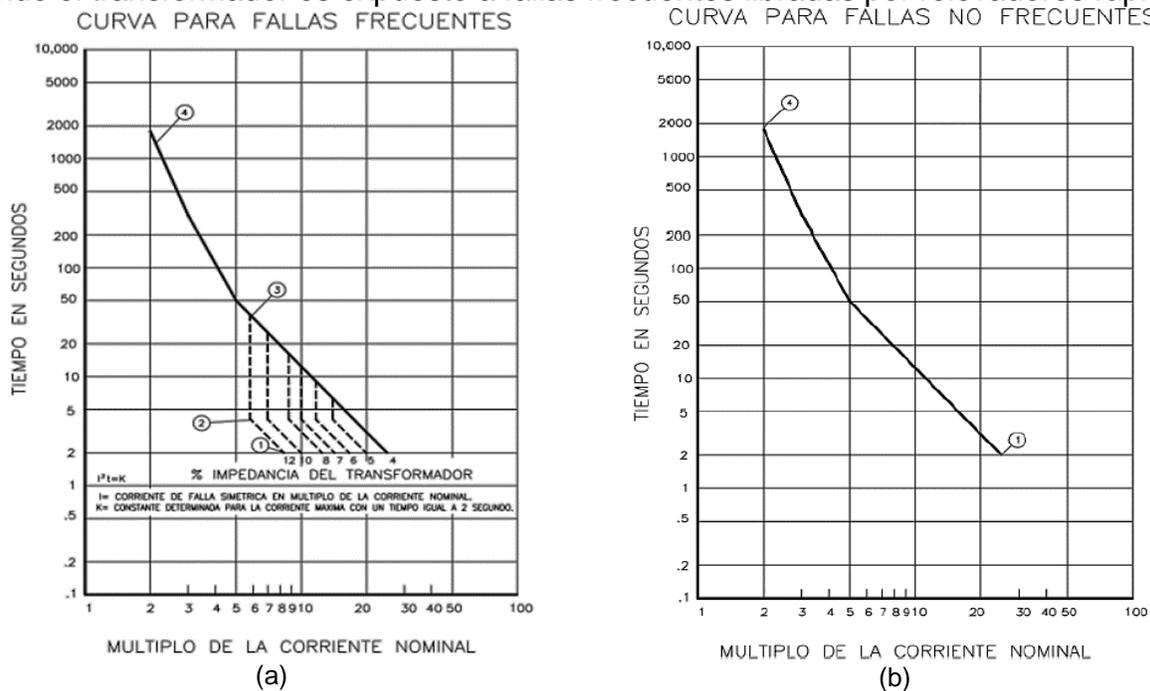
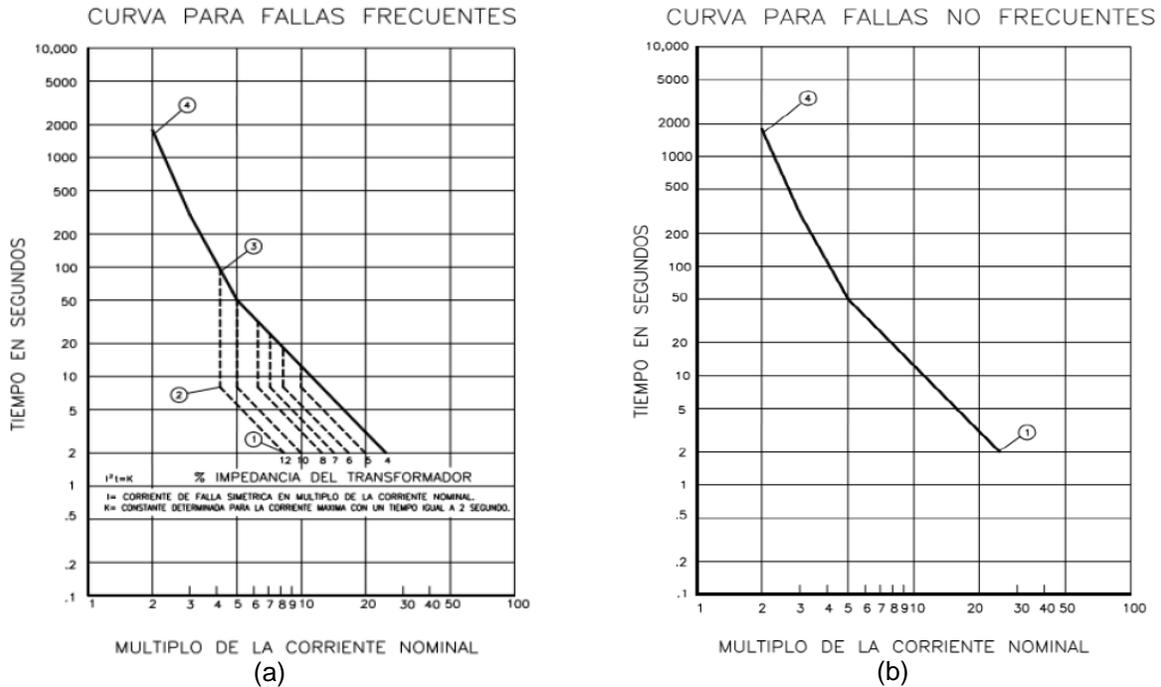


Figura 4.41 Transformador Categoría II.

4.4.1.3 Transformadores Categoría III.

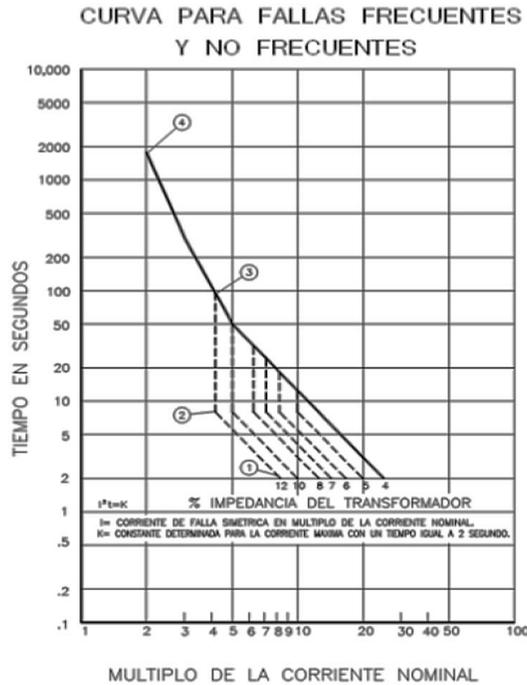
De la misma manera que en la categoría II, en esta categoría también se consideran dos curvas, una para fallas frecuentes Figura 4.42 (a) y otra para fallas no frecuentes Figura 4.42 (b), pero, para este caso, una falla frecuente es considerada cuando ocurren más de 5 en toda la vida útil del transformador, con una magnitud mayor al 50% de la máxima posible. La curva para fallas frecuentes refleja los daños térmicos y mecánicos, en la cual se debe considerar la impedancia del transformador, para fallas superiores al 50% de la corriente máxima posible, donde se obtiene esta parte de la curva para el caso de daño mecánico.

La curva para fallas no frecuentes representa es de la misma índole que en los transformadores de categoría II.



4.4.1.4 Transformadores Categoría IV.

La curva de la Figura 4.43, representa ambas consideraciones mecánicas y térmicas y deberá aplicarse tanto para fallas frecuentes como para no frecuentes como en los transformadores de categoría I, de forma similar como para la categoría III la parte de la curva mayor al 50% de la corriente máxima posible depende de la impedancia del transformador.



En un transformador delta estrella, una falla monofásica en el lado secundario solo refleja en el primario el 58% de la corriente de falla, de aquí la necesidad de desplazar la curva de daño a la izquierda. Los transformadores de potencia emplean protección diferencial (87). En este caso los TC en la delta se conectan en Y y los TC en la estrella se conectan en delta.

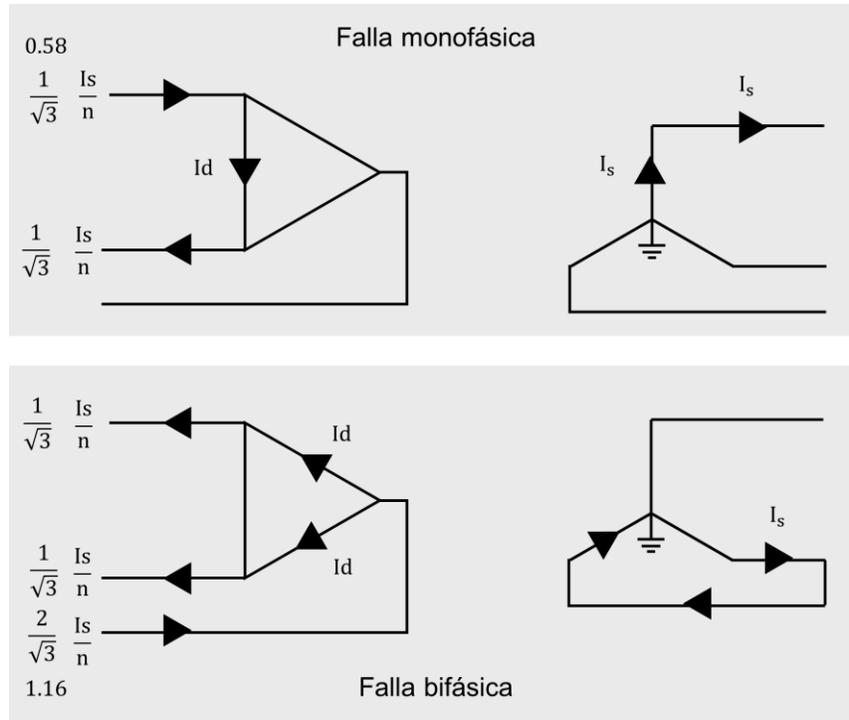


Figura 4.44 Fallas en un transformador delta-estrella.

Punto ANSI: Este punto representa el máximo valor de corriente de cortocircuito que el transformador soporta sin que se produzca daño por esfuerzos mecánicos y térmicos. En el caso de cortocircuitos en terminales del transformador, se considera el sistema como barra infinita y única impedancia la del transformador.

Se basa en la impedancia del transformador, considerando se conecta en una red infinita. Toma en cuenta que la corriente de cortocircuito varía en función de la impedancia del transformador, recordando que:

$$\%Z = \frac{I_n}{I_{cckt}}$$

Tabla 4.8 Punto ANSI.

%Z	Múltiplos de I_n Δ/Δ o Y/Y ($1/Z$)	Múltiplos x 0.58 Δ/Y	Tiempo ANSI [s] Z-2
4	$25 \times I_n$	$14.5 \times I_n$	2
5	$20 \times I_n$	$11.6 \times I_n$	3
5.25	$19.25 \times I_n$	$11.05 \times I_n$	3.25
5.5	$18.18 \times I_n$	$10.55 \times I_n$	3.5
5.75	$17.39 \times I_n$	$10.09 \times I_n$	3.75
6	$16.67 \times I_n$	$9.67 \times I_n$	4
6.5	$15.38 \times I_n$	$8.92 \times I_n$	4.5
7 o más	$14.29 \times I_n$	$8.29 \times I_n$	5

4.4.2 Curva de corriente transitoria o excitación (corriente de Inrush).

Punto de Inrush: para proteger transformadores deben considerarse puntos característicos de diseño, entre estos el de Inrush cuyo valor depende del transformador. Se obtiene multiplicando la corriente nominal I_n por el multiplicador de la Tabla 4.9. Esta corriente tiene un alto componente de DC que puede saturar un transformador de corriente TC. La duración es de 0.1 s.

Tabla 4.9 Punto Inrush.

Capacidad	Múltiplo de la corriente nominal
Trafos ≤ 1500 kVA	Múltiplo de 8
1500 < trafos < 3750 kVA	Múltiplo de 10
Trafos > 3750 kVA	Múltiplo de 12
La duraciones de 0.1 seg.	Circula solo por el primario

Cuando un transformador se energiza, existe una corriente de excitación cuya magnitud viene definida por el flujo residual en el núcleo del transformador y el punto de conexión en la curva de tensión. Se ha establecido una curva definida por los siguientes puntos que se presentan en Tabla 4.10 según la NTC 2797.

Tabla 4.10 Capacidad para soportar corriente de conexión del transformador (corriente de inrush).

Múltiplos de la corriente nominal	Tiempo [s]
25	0.01
12	0.1
6	1.0
3	10.0

¿Cómo coordinar protecciones en un transformador?

Primeramente, debemos plotear los siguientes datos:

- Los puntos de la curva de daño del transformador según Tabla 4.6.
- Punto Inrush definido a $12 \times I_n$ y 0.1 segundos.
- Punto Inrush definido a $25 \times I_n$ y 0.01 segundos (solo aplicaciones de fusibles).

Identificar las áreas de de la curva de tiempo-corriente.

- Área de operación del equipo: ubicada a la izquierda y debajo de la curva de carga plena y los puntos de inrush.
- Área de daños al equipo: ubicada a la derecha y por encima de las curvas de daños por fallas pasantes.

Dimensionar y configurar el dispositivo de protección.

- Establezca la protección por encima la curva de operación, es decir arriba y a la derecha de la corriente nominal y los puntos de magnetización y por debajo de la curva de daño.

Ejemplo 4.3: Trace los puntos de referencia de TCC para un transformador de tipo subestación de 1000 kVA, OA, 4160/480V, Δ -YG, con 5% de impedancia. Luego configure un relé para proteger el transformador.

Paso 1:

$$I_n = \frac{1000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}} = 138.8 \text{ A}$$

Se requiere un segundo conjunto de puntos de datos porque un fusible o relé en el lado delta de un transformador conectado Δ -YG, solo detectará el 58% de una falla de línea a tierra ubicada en el lado de la estrella. Para tener en cuenta esto, los puntos de datos actuales calculados anteriormente se ajustan en 0.58 para el devanado delta.

Punto	Tiempo (s)	Corriente (A)	Corriente al 58% (A)
1	2	$\frac{138.8}{0.05} = 2776$	1610
2	4.08	$0.7 \times \frac{138.8}{0.05} = 1943$	1127
3	$2551 \times 0.05^2 = 6.4$	$0.7 \times \frac{138.8}{0.05} = 1943$	1127
4	50	$5 \times 138.8 = 694$	402
Parte de la curva térmica	2	$25 \times 138.8 = 3469$	2012
	10	$11.3 \times 138.8 = 1568$	909
	30	$6.3 \times 138.8 = 874$	507
	60	$4.75 \times 138.8 = 659$	382
	300	$3 \times 138.8 = 416$	241
	1800	$2 \times 138.8 = 278$	161

Puntos de magnetización corriente inrush

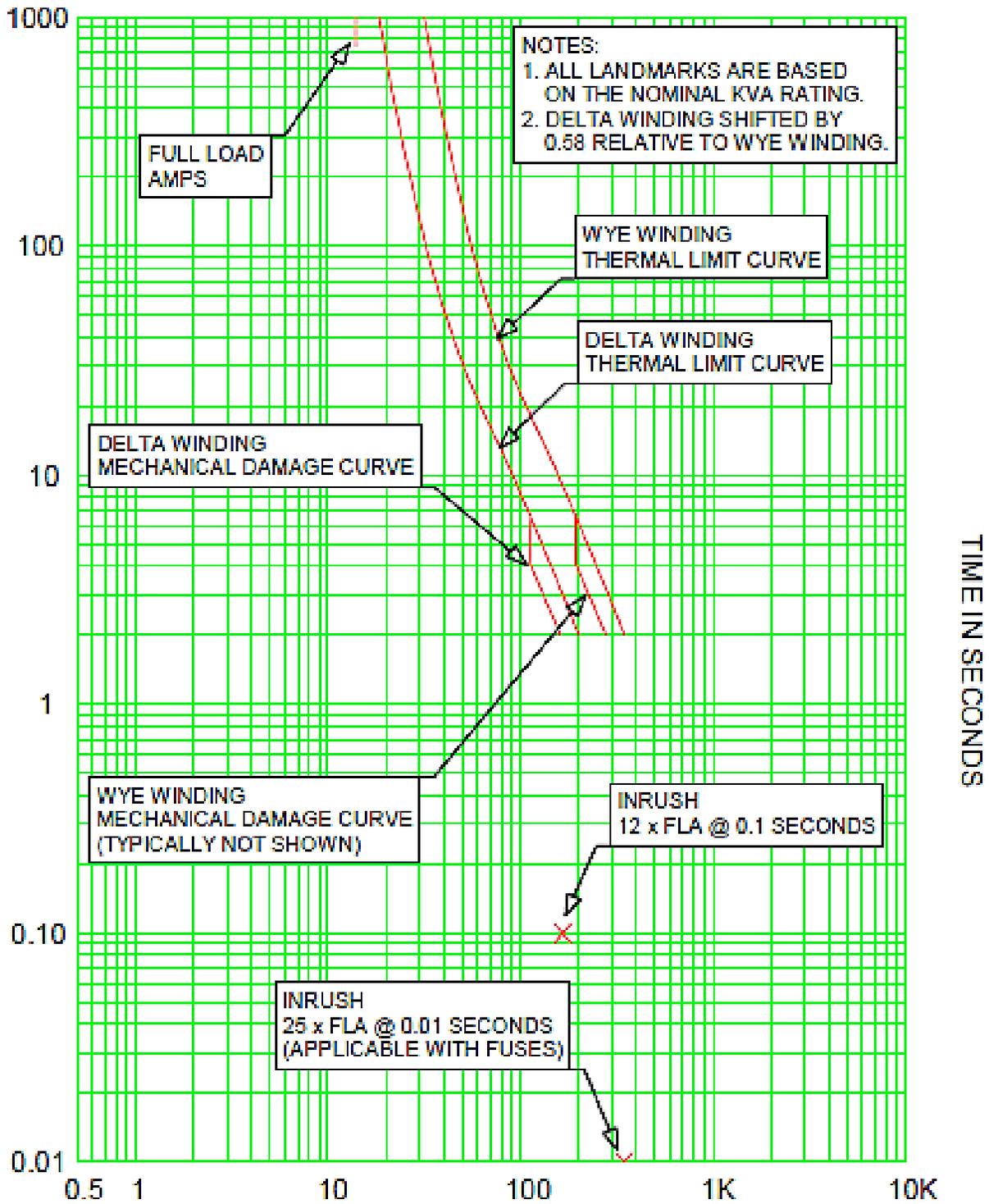
$$12 \times I_n = 12 \times 138.8 \text{ A} = 1665 \text{ A @ } 0.1 \text{ s}$$

$$25 \times I_n = 25 \times 138.8 \text{ A} = 3470 \text{ A @ } 0.01 \text{ s}$$

Con la curva de daño ya podemos identificar las diferentes áreas, en Figura 4.46 en color rojo se muestra el área de daño y en azul el área de operación.

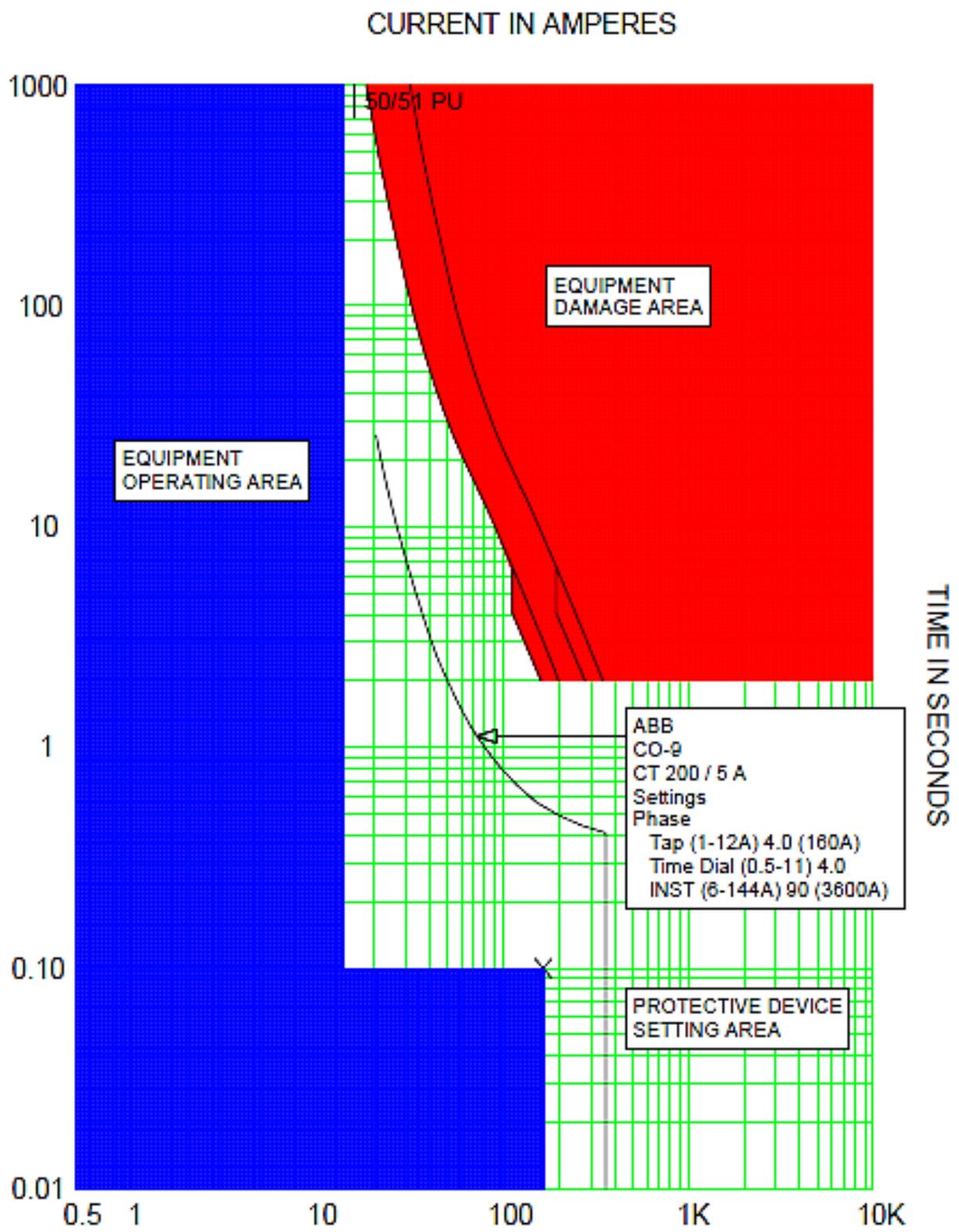
El dispositivo de protección lo colocamos sobre la zona azul y debajo de la zona roja.

CURRENT IN AMPERES



TRANSFORMER.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale x10⁴

Figura 4.45 Curva de daño para el transformador del Ejemplo 4.3.



XFMER TCC AREAS.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale x10⁴

Figura 4.46

Tabla 4.11 Protecciones básicas en transformadores de potencia.

A partir de los 5 MVA	Menores a 5 MVA
Detector de gas 63 (Buchholz) Sobrecarga 49 Relés térmicos Monitoreo de temperatura Sobrecorriente 50/51 Falla a tierra 64 Diferencial 87 Falla entre espiras Presión cambiador TAP	Detector de gas 63 (Buchholz) Sobrecarga 49 Sobrecorriente 50/51 Falla a tierra 64

Las fallas en el transformador usualmente 70-80% son entre espiras, el Buchholz detecta cuando es muy tarde.

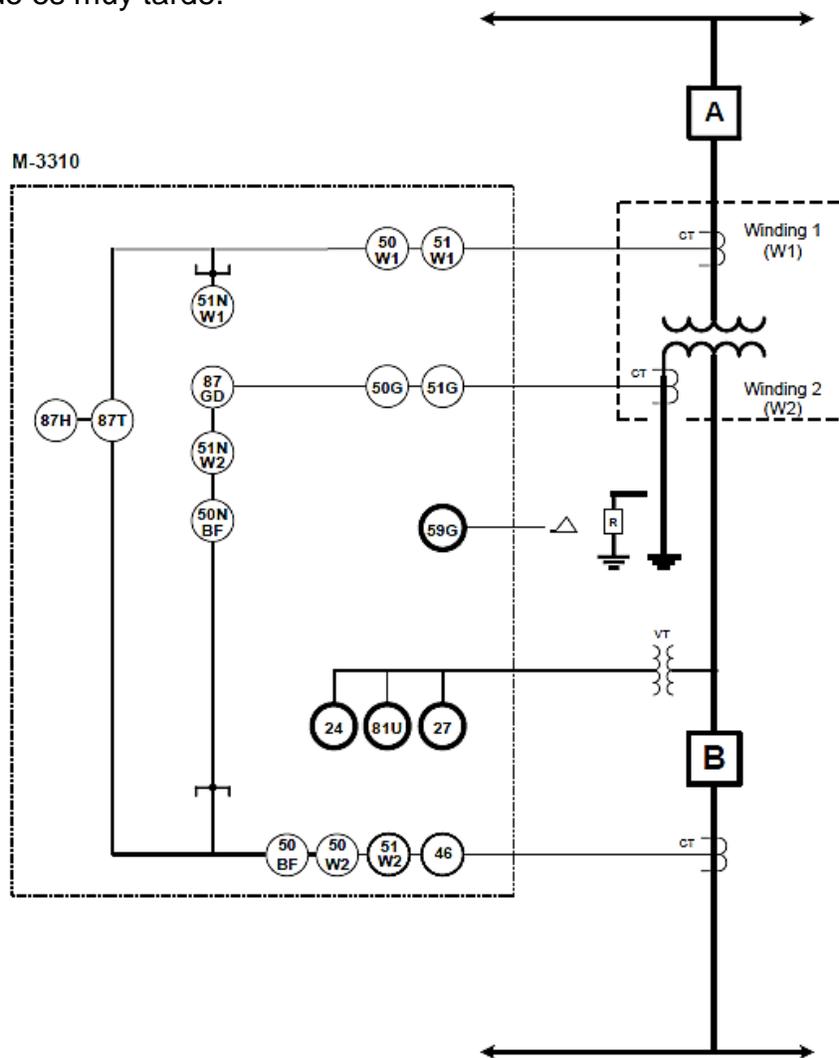


Figura 4.47 Esquema de protección de un relevador para transformador M3310.

4.5 Protección de generadores.

Corriente de plena carga (FLA) considerando temperatura ambiente. Se ubica en la parte superior.

Curva de sobrecarga.

Es la capacidad continua nominal de un generador a frecuencia, voltaje, factor de potencia y temperatura base de enfriamiento especificados. En condiciones de emergencia se permite sobrepasar el rango continuo del generador según se define en ANSI C50.13-1989.

Curva de decremento.

La respuesta en corriente de un generador con una falla en sus terminales es descrita usando las ecuaciones según IEEE 242-2001.

Ecuación 4.1

$$i_{ac} = (i_d'' - i_d') \varepsilon^{-t/T_d''} + (i_d' - i_d) \varepsilon^{-t/T_d'} + i_d$$

Componente subtransitoria de la corriente de CA de la armadura, i_d'' :

Ecuación 4.2

$$i_d'' = \frac{e''}{X_d''} pu$$

Ecuación 4.3

$$e = e_t + X_d'' \sin \theta pu$$

Cuando el generador se encuentra en vacío: $e'' = e_t$.

Componente transitoria de la corriente de CA de la armadura, i_d' :

Ecuación 4.4

$$i_d' = \frac{e'}{X_d'} pu$$

Ecuación 4.5

$$e = e_t + X_d' \sin \theta pu$$

Cuando el generador se encuentra en vacío: $e' = e_t$.

Componente de estado estable, i_d , la componente de estado estable es la corriente finalmente alcanzada y es una función de la corriente de campo:

Ecuación 4.6

$$i_d = \left(\frac{e_t}{X_d} \right) \left(\frac{I_F}{I_{Fg}} \right)$$

I_F son los amperes de pre-falla reales en condiciones de carga iniciales, ya sea a plena carga o sin carga; o cuando la acción de regulación es tomada en consideración, esto es los amperes de campo con máxima tensión de excitación aplicada.

La componente de cd de la corriente de armadura es controlada por la reactancia subtransitoria y la constante de tiempo de la armadura:

Ecuación 4.7

$$i_{dc} = \sqrt{2}i_d'' \varepsilon^{-t/T_A}$$

La corriente rms total es la suma de las dos componentes:

Ecuación 4.8

$$i_{total} = \sqrt{i_{ac}^2 + i_{dc}^2}$$

Donde:

- X_d'' : Reactancia subtransitoria, valor saturado.
- X_d' : Reactancia transitoria, valor saturado.
- X_d : Reactancia síncrona.
- e_t : Tensión en terminales del generador (pu).
- e'' : Tensión interna de la máquina detrás de X_d'' .
- e' : Tensión interna de la máquina detrás de X_d' .
- T_d'' : Constante de tiempo de cortocircuito subtransitorio (s).
- T_d' : Constante de tiempo de cortocircuito transitorio (s).
- T_A : Constante de tiempo de cortocircuito de la armadura (s).
- I_{Fg} : Corriente de campo a la tensión nominal sin carga.
- I_F : Corriente de campo para una condición de carga dada.
- θ : Ángulo del factor de potencia de la carga.

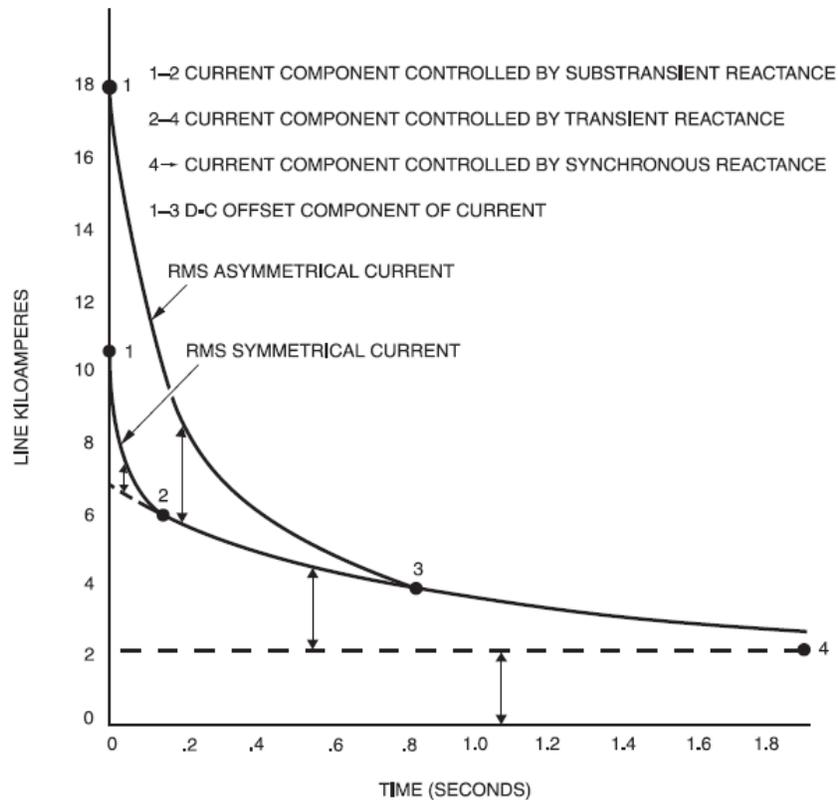


Figura 4.48 Curva de decremento típica de un generador.

Los siguientes datos se obtuvieron del fabricante del generador para una máquina de rotor redondo (o cilíndrico). Las curvas de decremento, que se muestran en la Figura 12-9, se trazan para:

- Excitación constante sin carga inicial
- Corriente de campo a 3 por unidad de valor sin carga
- Traza actual total del Ítem b), que incluye el componente dc

Las características de la máquina son:

$S = 19,500 \text{ kVA}$	$x_d'' = 10.7\%$	$I_{Fg} = 1 \text{ pu}$	$T_d'' = 0.015 \text{ s}$
$F_p = 0.8$	$x_d' = 15.4\%$	$I_F = 3 \text{ pu}$	$T_d' = 0.417 \text{ s}$
$V = 12.47 \text{ kV}$	$X_d = 154\%$		$T_A = 0.189 \text{ s}$
$I_n = 903 \text{ A}$			

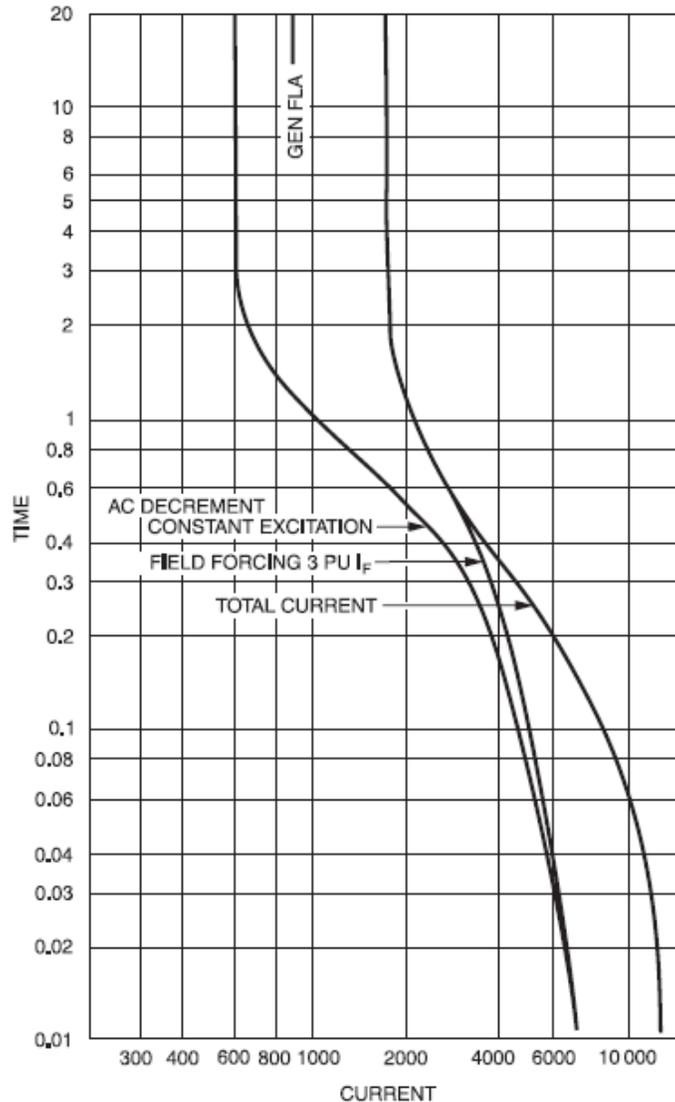


Figura 4.49 Curva de decremento para un generador de 19500 kVA.

Pasos para coordinar las protecciones en un generador.

- El primer paso es identificar las curvas de carga plena, la curva de sobrecarga y la curva de decremento.
- Luego identificamos las áreas en la TCC: su área de operación se encuentra debajo y a la izquierda de la curva a plena carga y, de igual manera, a la izquierda y debajo de la curva de decremento hasta 0.1 segundos; para un tiempo menor a los 0.1 segundos debe cruzarse con la curva y ubicarse a la derecha de la curva de decremento. La zona de daño arriba y derecha de la curva de daño

Ejemplo 4.4: Trace los puntos de referencia de la TCC para un generador diésel de 750 kVA @ 480 V, 902 A, FP=0.8 en retraso con: $X_d''=0.107$, $X_d'=0.154$, $X_d=1.54$, $T_d''=0.015$, $T_d'=0.417$ y $T_A=0.189$. El generador es capaz de soportar un cortocircuito trifásico a 3 veces la corriente nominal durante 5 segundos. Luego coloque un disyuntor para proteger el generador.

Primeramente, identificamos las curvas del generador.

Corriente de plena carga = 902 A.

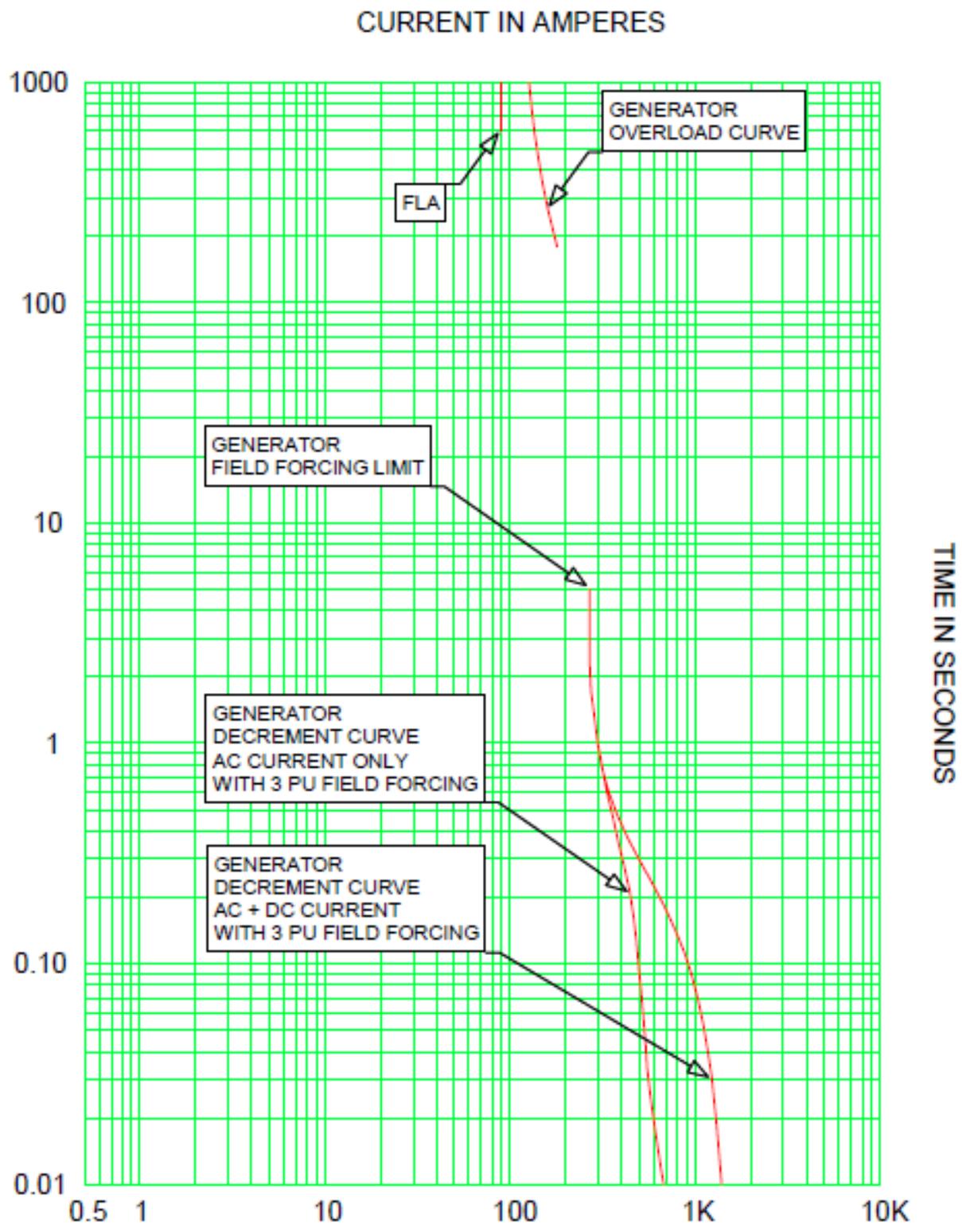
La curva de sobrecarga es proporcionada por el fabricante:

Tiempo (s)	Corriente (A)
1000	1.4
600	1.5
420	1.6
180	2.0

La curva de decremento se calcula mediante Ecuación 4.1.

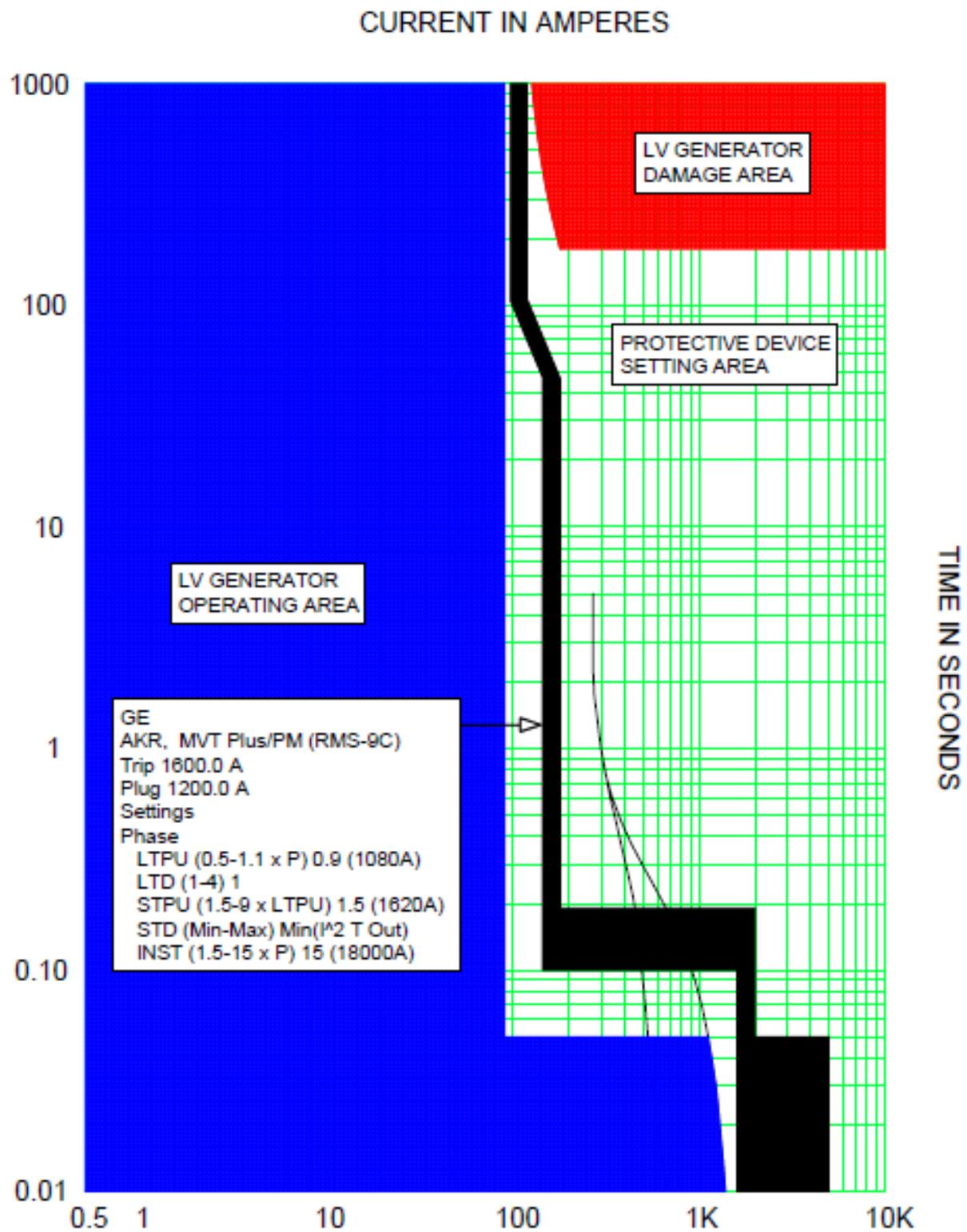
t (s)	I_{dc} (A)	I_{ac} (A)	I_{total} (A)
0.01	13.5	7.5	15.4
0.02	12.8	6.6	14.4
0.03	12.2	6.2	13.7
0.04	11.6	6.0	13.0
0.05	11.0	5.9	12.5
0.10	8.6	5.5	10.2
0.30	3.2	4.5	5.5
0.50	1.2	3.9	4.1
0.70	0.4	3.6	3.6
0.90	0.2	3.3	3.3
1.00	0.1	3.3	3.3
1.50	0.0	3.1	3.1
2.00	0.0	3.0	3.0
2.50	0.0	3.0	3.0
3.00	0.0	3.0	3.0
3.50	0.0	3.0	3.0
4.00	0.0	3.0	3.0
4.50	0.0	3.0	3.0
5.00	0.0	3.0	3.0

Se identifican las áreas de operación y de daño que se presentan en color azul y rojo respectivamente en Figura 4.50 y el disyuntor se dimensiona entre ambas zonas como se muestra en Figura 4.51.



LV GENERATOR.tcc Ref. Voltage: 480 Current Scale x10¹

Figura 4.50



LV GENERATOR PROTECTION.tcc Ref. Voltage: 480 Current Scale x10

Figura 4.51

4.6 Protección de condensadores, cables, tableros.

Para proteger equipos es necesario conocer las características o curvas de daño del mismo.

Las curvas de tiempo corriente ()

4.6.1 Protección de tableros.

Capacidad de resistencia a cortocircuitos

Los tableros, MCC y tableros de distribución prueban dependiendo su clasificación de corriente de cortocircuito según:

- UL 67, UL 845, UL 891: capacidad de prueba durante 3 ciclos.
- UL 489 no exige 3 ciclos. Se debe garantizar máximo 3 ciclos.

Los interruptores automáticos y los interruptores automáticos de baja tensión se prueban para que resistan su corriente nominal de cortocircuito durante 30 ciclos.

Protección contra sobrecargas en tableros eléctricos (larga duración).

Las características de los elementos de protección ya sean fusibles, interruptores automáticos... deberán ajustarse al siguiente criterio: Una vez determinada la corriente de operación normal, la protección IP de la instalación del tablero eléctrico y elegido la sección del conductor, los roles característicos de la protección deben cumplir ciertas condiciones simultáneamente.

Protección contra cortocircuitos en los tableros eléctricos (corta duración).

La capacidad de interrupción o poder de corte a la tensión de servicio de los elementos de protección (fusibles, interruptores etc.) deberá ser mayor que la corriente de cortocircuito máxima que pueda presentarse en el punto donde se instalen dichos elementos. Estos elementos deberán ser capaces de interrumpir esa corriente de cortocircuito, antes que produzcan daños en los conductores y conexiones debido a sus efectos técnicos y mecánicos.

Para coordinación las protecciones de un tablero en baja tensión.

- Se identifican los puntos de ampacidad y capacidad de cortocircuito.
- El área de operación se encuentra a la izquierda y debajo de la ampacidad del tablero y su área de daño a la derecha y por encima de su capacidad de cortocircuito.
- El dispositivo de protección debe encontrarse por encima y a la derecha de su ampacidad y por debajo y a la izquierda de su capacidad de cortocircuito.

Ejemplo 4.5 Trace los puntos de referencia (ampacidad y capacidad de cortocircuito) para un tablero de distribución trifásico de 400 A @ 208 V y que resiste hasta 30 kA. Luego coloque un disyuntor proteger al tablero donde la corriente de falla es de 25 kA.

- Primeramente identificamos los puntos:

Ampacidad : 400 A

Capacidad de cortocircuito : 30 kA @ 3 ciclos.

Se pueden observar en Figura 4.52

- Las áreas de operación y daño se muestran en Figura 4.53 en azul y rojo respectivamente
- En color negro se muestra la característica del interruptor que protege al tablero.

Para coordinación las protecciones de un tablero en baja tensión.

En media tensión se define la curva de límite térmico de cortocircuito,

$$t_2 = t_1 \left(\frac{i_1}{i_2} \right)^2, \text{ con la corriente simétrica durante 2 segundos (ANSI C37.010)}$$

- Como en los tableros en baja tensión, identificamos la ampacidad y la curva de límite térmico.
- El área de operación se encuentra a la izquierda y debajo de la ampacidad del tablero y su área de daño a la derecha y por encima del límite térmico.
- El dispositivo de protección se ubica por encima y a la derecha de su ampacidad y por debajo y a la izquierda de la curva de límite térmico.

Ejemplo 4.6 Trace los puntos de referencia (ampacidad y límite térmico) para switchgear de 1600 A @ 4.16 kV y que soporta hasta 31.5 kA. Luego coloque un disyuntor proteger al tablero donde la corriente de falla es de 25 kA.

- Identificación de curvas.

Ampacidad : 1200 A

Capacidad de cortocircuito : 31.5 kA

Tiempo de retardo de disparo nominal admisible: 2 segundos

La curva del límite térmico de cortocircuito.

Tiempo (s)	Corriente (kA)
2	31.50
20	9.96
200	3.15
1378	1.2

La curva se puede observar en Figura 4.54.

- Las áreas de operación y daño se muestran en Figura 4.55 en azul y rojo respectivamente
- En color negro se muestra la característica del interruptor que protege al tablero.

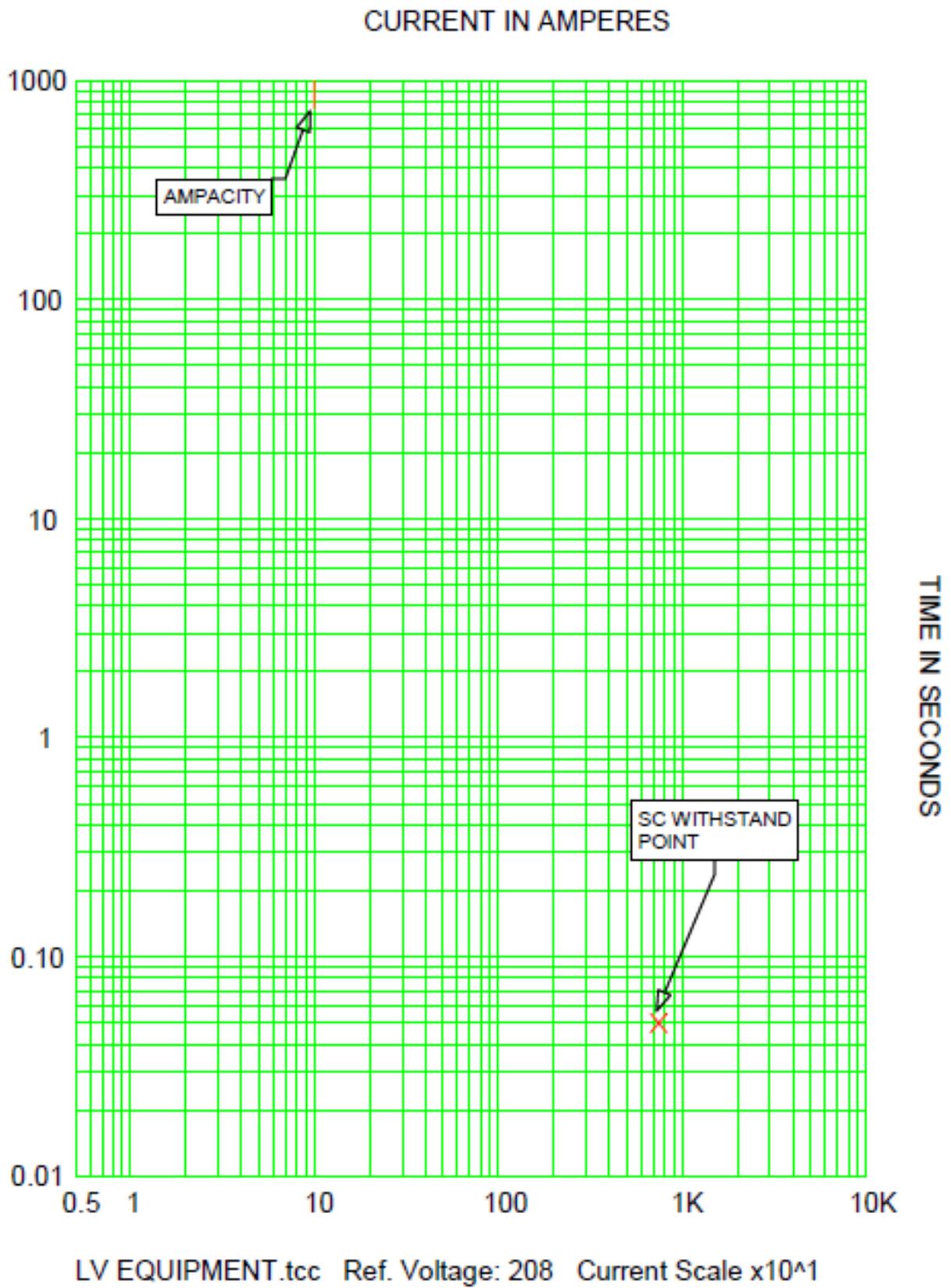
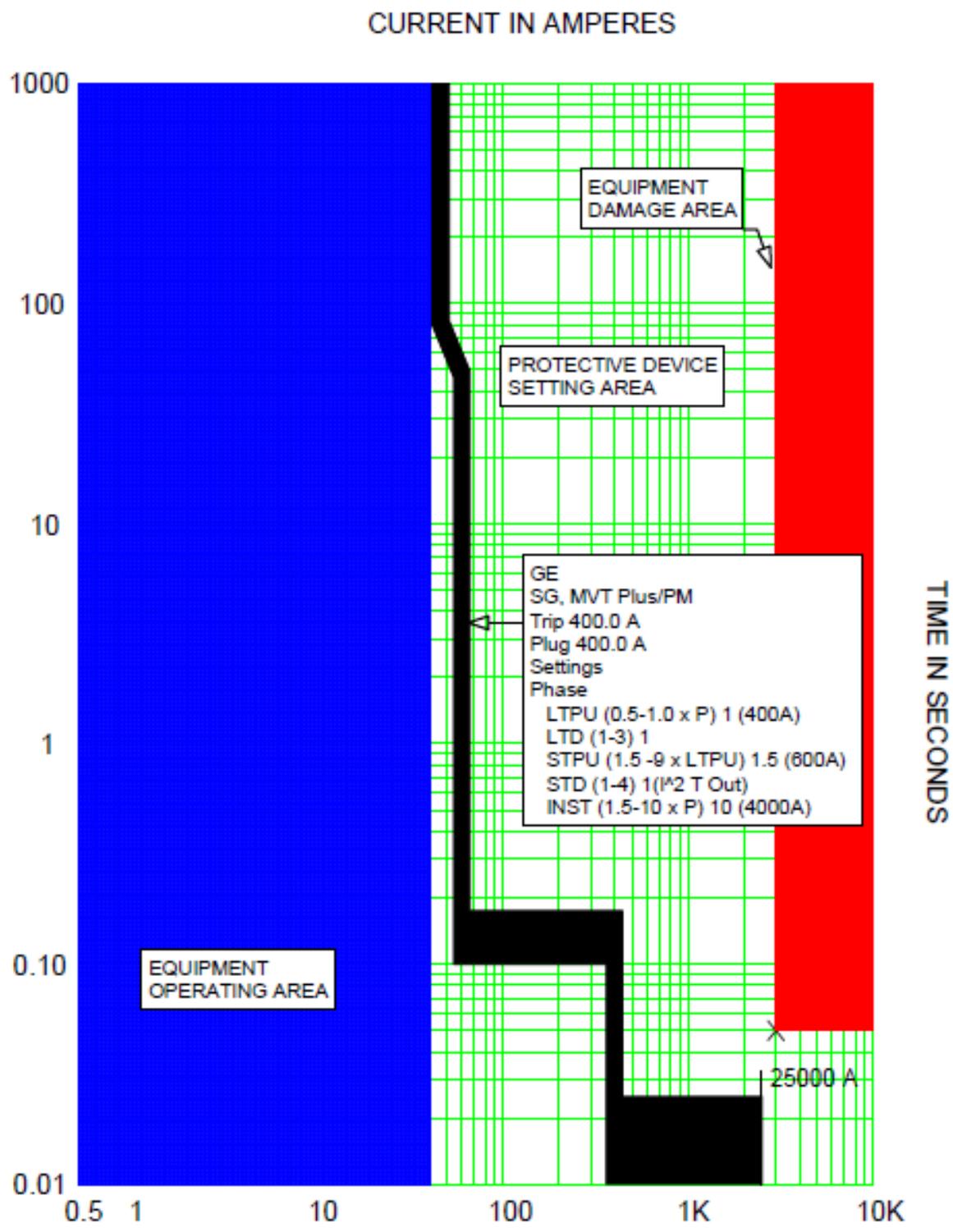
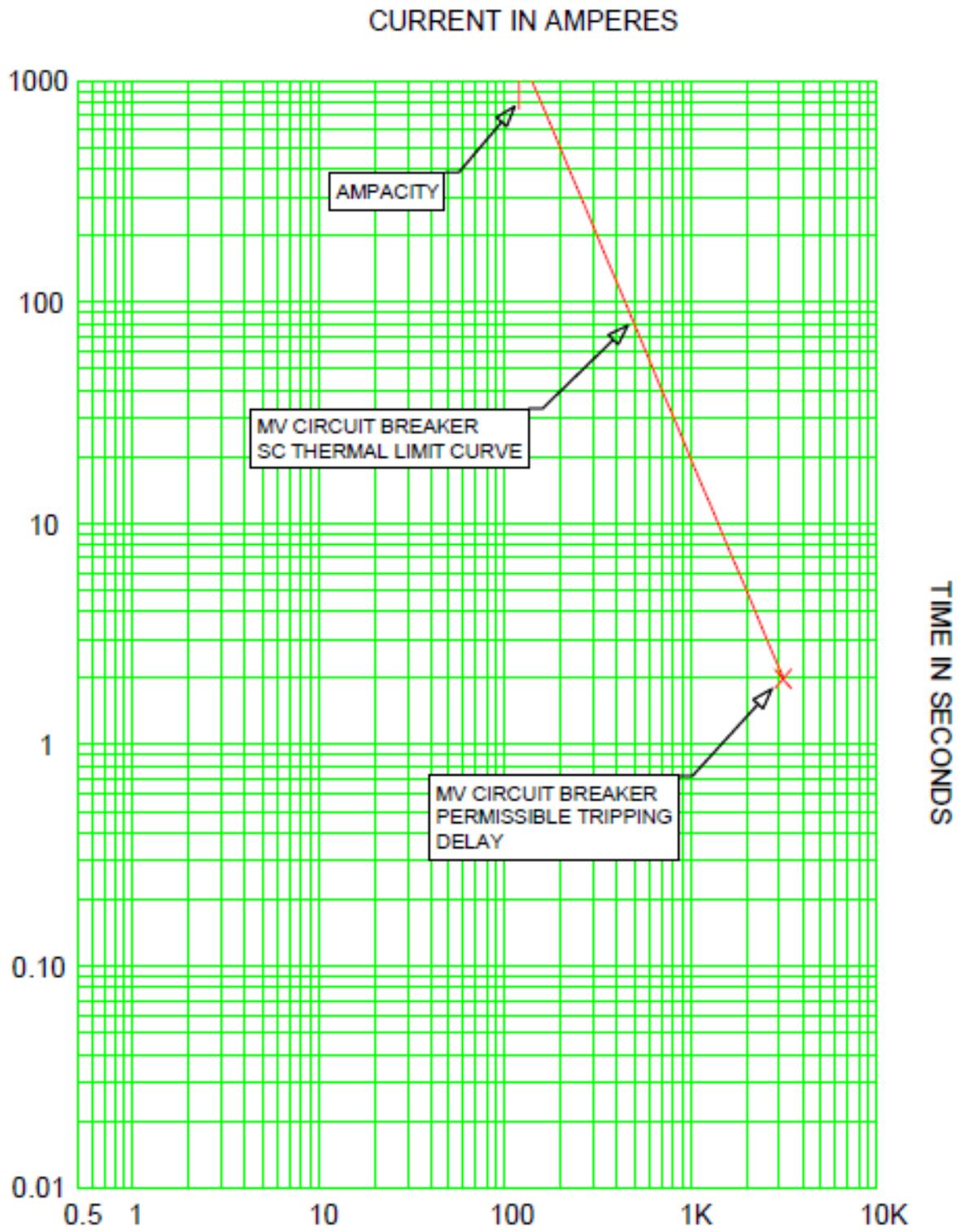


Figura 4.52 TCC del tablero de distribución del Ejemplo 4.5



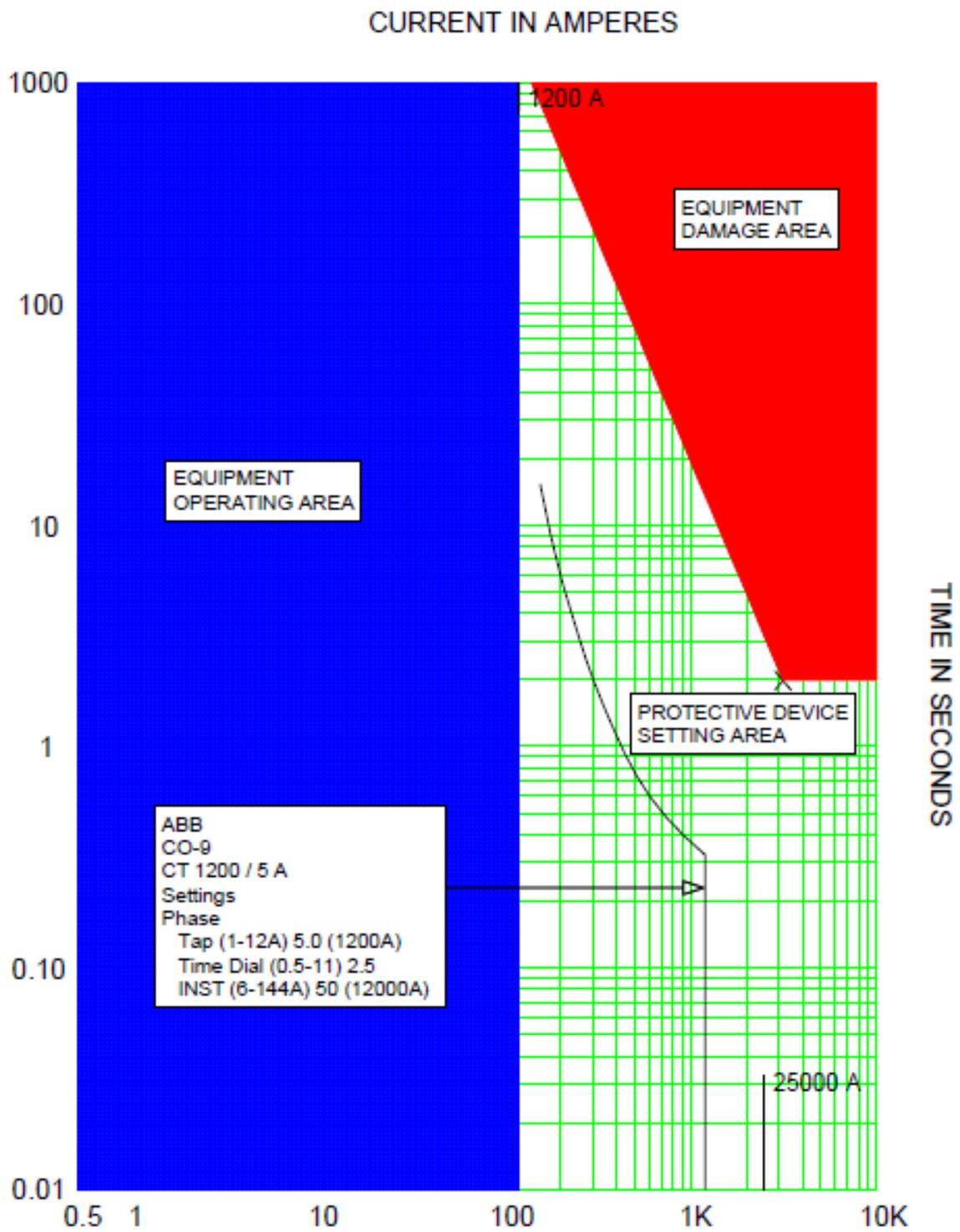
LV EQUIPMENT TCC AREAS.tcc Ref. Voltage: 208 Current Scale x10⁴

Figura 4.53



MV EQUIPMENT.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale x10¹

Figura 4.54 TCC del switchgear del Ejemplo 4.6



MV EQUIPMENT TCC AREAS.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale x10⁴

Figura 4.55

4.6.2 Protección de conductores.

Curva de daño de conductores.

Se define curva de daño del medio conductor. En las curvas de tiempo-corriente, se ubican entre 0.01 y 10 segundos (últimas 3 décadas).

Curva de daño para conductores.

Ecuación 4.9

$$T = \left(\frac{k \times A}{I} \right)^2$$

Donde:

A : área (cmil).

T : tiempo (s).

I : corriente de falla (serán los puntos que se utilizarán para trazar la curva).

K : factor

Donde K corresponde de acuerdo al tipo de conductor.

Tabla 4.12 Factor K para conductores.

Tipo de conductor	Factor K
AAC	0.0671
ACAR	0.0638
ACSR	0.0862
Cobre	0.0845
Cable de polivinilo	0.03465
Cable termoplástico	0.04565
Cable aislado	0.04330
XLPE @ 75° C	0.04975
XLPE @ 90° C	0.04704

Ecuación 4.10 Cable de cobre:

$$t = 0.0297 \log \left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right] \times \frac{A}{I^2}$$

Ecuación 4.11 Cable de aluminio:

$$t = 0.0125 \log \left[\frac{T_2 + 228}{T_1 + 228} \right] \times \frac{A}{I^2}$$

A : área del conductor (cmil)

I : corriente de cortocircuito RMS (A)

t : tiempo de corto circuito

- 0.01 a 10 s para cables.

- 0.01 a 20 s para ACSR

T₁ : temperatura de operación continua.

T₂ : temperatura máxima en cortocircuito.

Si un cable se carga continuamente por encima de su ampacidad nominal, se excederán los límites de diseño de temperatura de aislamiento. Esto conducirá a la pérdida de la vida, no a un fallo instantáneo.

Tabla 4.13 Límites de temperatura de funcionamiento.

Tipo	Voltaje	Cortocircuito	Sobrecarga de emergencia	Normal
		0.01 < t < 10 s	10 s < t < 1 – 6 h	t > 1 – 6 h
TW	600V	150°C	85°C	60°C
THWN	600V	150°C	90°C	75°C
THHN	600V	150°C	105°C	90°C
XLP	5 – 15 kV	250°C	130°C	90°C
EPR	5 – 15 kV	250°C	130°C	90°C

Dependiendo de la ampacidad se limitará la temperatura en el conductor según el tiempo de operación. Se ve afectada el tiempo de vida útil del conductor. Si es aéreo pierde rigidez mecánica.

El hito de ampacidad se encuentra en la década superior de un TCC a 1000 segundos.

Curva de límite de sobrecarga intermedia del alimentador (de 10 segundos a 1 – 6 horas).

Límite de funcionamiento de sobrecorriente del conductor que, si se excede, dañará el aislamiento de un conductor de potencia aislado. Lo que llevará no a una falla instantánea, si no a la reducción de la vida útil del conductor.

Se basa en la inercia térmica y aislamiento del conductor. La temperatura del medio conductor se normalizará 1 – 6 horas. Según el factor K se define el porcentaje de sobrecarga permitido antes de producir daño. En la TCC se ubica entre 10 a 18000 segundos.

Tabla 4.14 Factor K de conductores.

Calibre	Factor K			
	Aire		Conducto subterráneo	Directamente enterrado
	No conduit	Conduit		
< #2 AWG	0.33	0.67	1.00	1.25
#2 – 4/0 AWG	1.00	1.50	2.50	3.00
> 4/0 AWG	1.50	2.50	4.00	6.00

Tabla 4.15 Corriente de sobrecarga de emergencia a 40° C ambiente.

Tiempo Segundos	Porcentaje de sobrecarga					
	K=0.5	K=1	K=1.5	K=2.5	K=4	K=6
	EPR-XLP	$T_N=90^\circ\text{C}$			$T_E=130^\circ\text{C}$	
10	1136	1602	1963	2533	3200	3916
100	374	518	629	807	1018	1244
1000	160	195	226	277	339	407
10000	126	128	132	140	152	168
18000	126	127	128	131	137	147
	THH	$T_N=90^\circ\text{C}$			$T_E=130^\circ\text{C}$	
10	725	1020	1248	1610	2033	2487
100	250	338	407	518	651	794
1000	127	146	163	192	229	270
10000	111	112	114	118	124	131
18000	111	111	112	113	116	121

Tabla 4.15 Corriente de sobrecarga de emergencia a 40° C ambiente.

Tiempo Segundos	Porcentaje de sobrecarga					
	K=0.5	K=1	K=1.5	K=2.5	K=4	K=6
	THW	T _N =90° C			T _E =130° C	
10	987	1390	1703	2197	2275	3396
100	329	452	548	702	884	1080
1000	148	117	202	245	298	357
10000	121	123	125	132	142	154
18000	121	121	122	125	130	137

Ejemplo 4.7 Calcule y trace los puntos de referencia en la curva de tiempo-corriente para conductores 500MCM, THWN conductores de cobre instalados en un conducto de 2½" @480V. La máxima corriente de falla es de 21.5 kA.

Primeramente, hay que identificar los puntos de referencia de la curva de tiempo-corriente.

La ampacidad de 500MCM THWN¹⁵ de cobre es: 380 A

Obtenemos la curva de sobrecarga utilizando Tabla 4.14 y Tabla 4.15

Tiempo (s)	Corriente (%)	Corriente (A)
10	2197	380×21.71=8,348
100	702	380×7.02=2,667
1,000	245	380×2.45=931
10,000	132	380×1.32=501
18,000	125	380×1.25=475

Utilizando Ecuación ($t = 0.0297 \log \left[\frac{T_2+234}{T_1+234} \right] \times \frac{A}{I^2}$)

A = 500,000 cmil

I_{SC} = 21.5 kA

T = 0.01 - 10 segundos

T₁ = 75° C (Tabla 4.13)

T₂ = 150° C (Tabla 4.13)

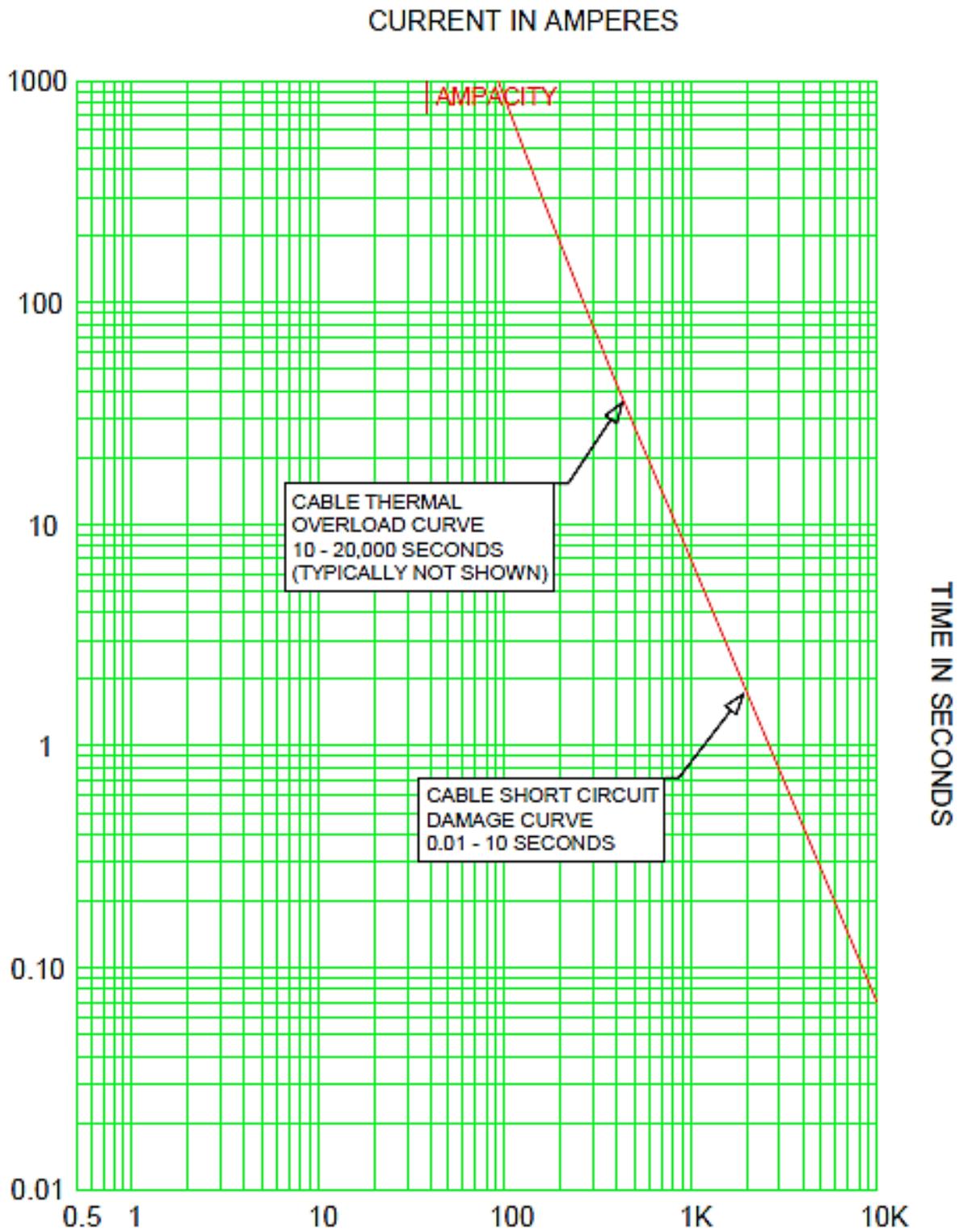
Tiempo (s)	Corriente (A)
10.00	8371
1.00	26,471
0.10	83,709
0.01	264,711

La curva de daño se muestra en Figura 4.56.

¹⁵ Según Tabla 310.16 del NEC

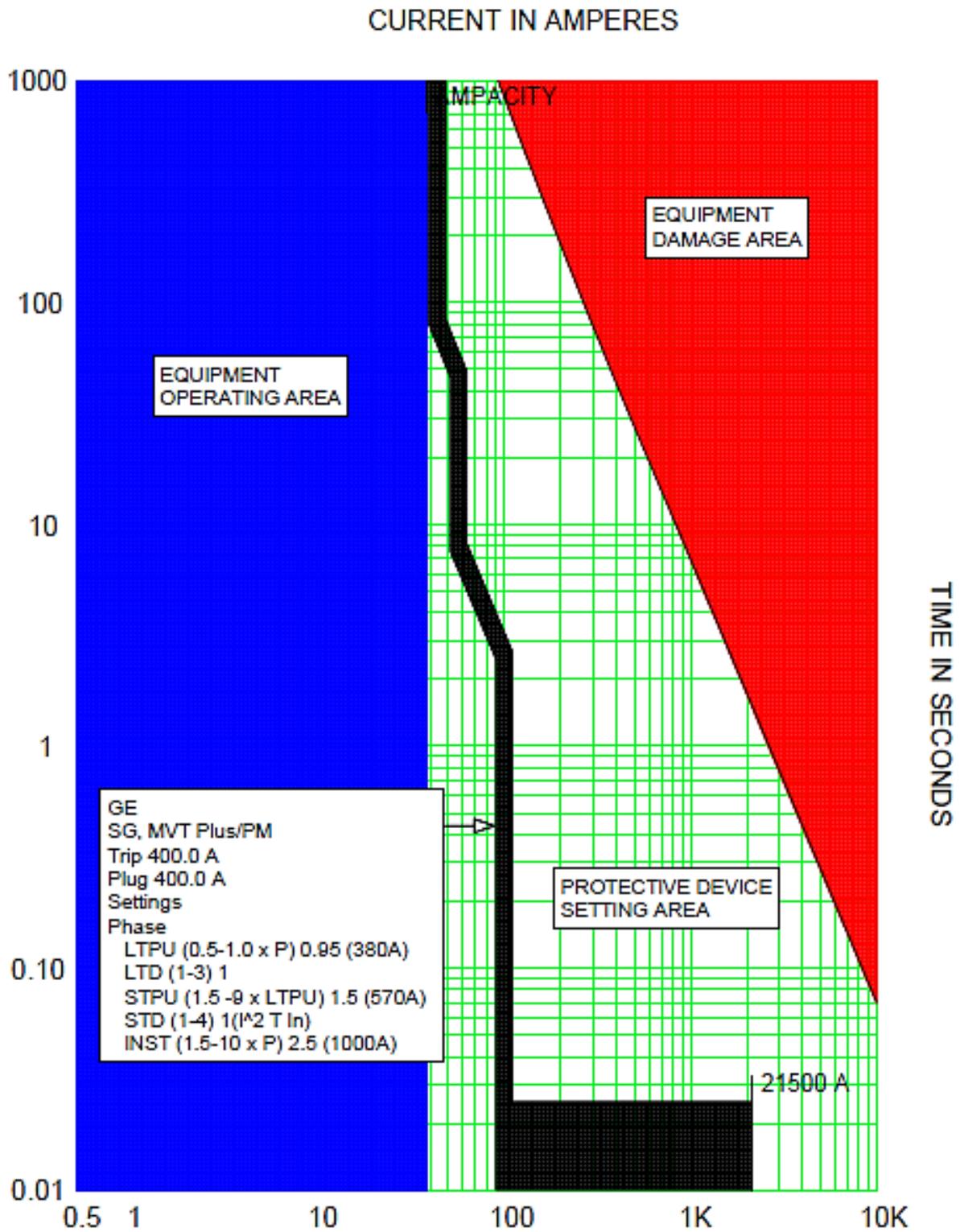
Luego se identifican las zonas en la TCC, se puede observar en Figura 4.57 el área de operación en color azul y daño del conductor por sobrecarga y cortocircuito en color rojo.

Para proteger los conductores se debe de buscar un interruptor que opere sobre la zona de operación y debajo de la curva de daño por sobrecarga y cortocircuito como se muestra en Figura 4.57.



CABLE.tcc Ref. Voltage: 480 Current Scale x10¹

Figura 4.56 Curva de daño tiempo vs corriente para cable de Ejemplo 4.7.



CABLE TCC AREAS.tcc Ref. Voltage: 480 Current Scale x10¹

Figura 4.57 Coordinación de protección para conductor 500MCM THWN cobre.

4.6.3 Protección de condensadores.

La corriente nominal del capacitor representa el consumo de corriente continua del banco de capacitores a la potencia y voltaje nominales que se pueden observar en los datos de placa.

Curva de ruptura del condensador representa el límite de presión que soporta el gas sin generar arco interno. La proporciona el fabricante.

La protección contra la rotura de la carcasa no evitará que el banco de condensadores sufra daños. Será necesario reemplazar el condensador. El propósito de proteger contra la ruptura de una caja es evitar el derrame de líquido aislante y daños al equipo adyacente.

Para coordinar la protección del condensador se requiere:

- Definir la corriente nominal y curva de ruptura.
- Identificar áreas de operación segura y de daño.
- Dimensionar el dispositivo de protección, en la TCC la protección debe quedar por encima de la corriente nominal y debajo de la curva de ruptura.

Ejemplo 4.8 Trace los puntos de referencia de TCC para un banco de condensadores trifásico de 300 kVAR a 4.16 kV. Ubique un fusible para proteger el condensador.

$$I_n = \frac{300 \text{ kVAr}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ kV}} = 41.6 \text{ A}$$

Puntos de la curva de ruptura proporcionados por el fabricante:

Tiempo (s)	Corriente (A)
2000	250
150	300
50	350
9	600
0.4	2,500
0.2	3,500
0.02	10,000

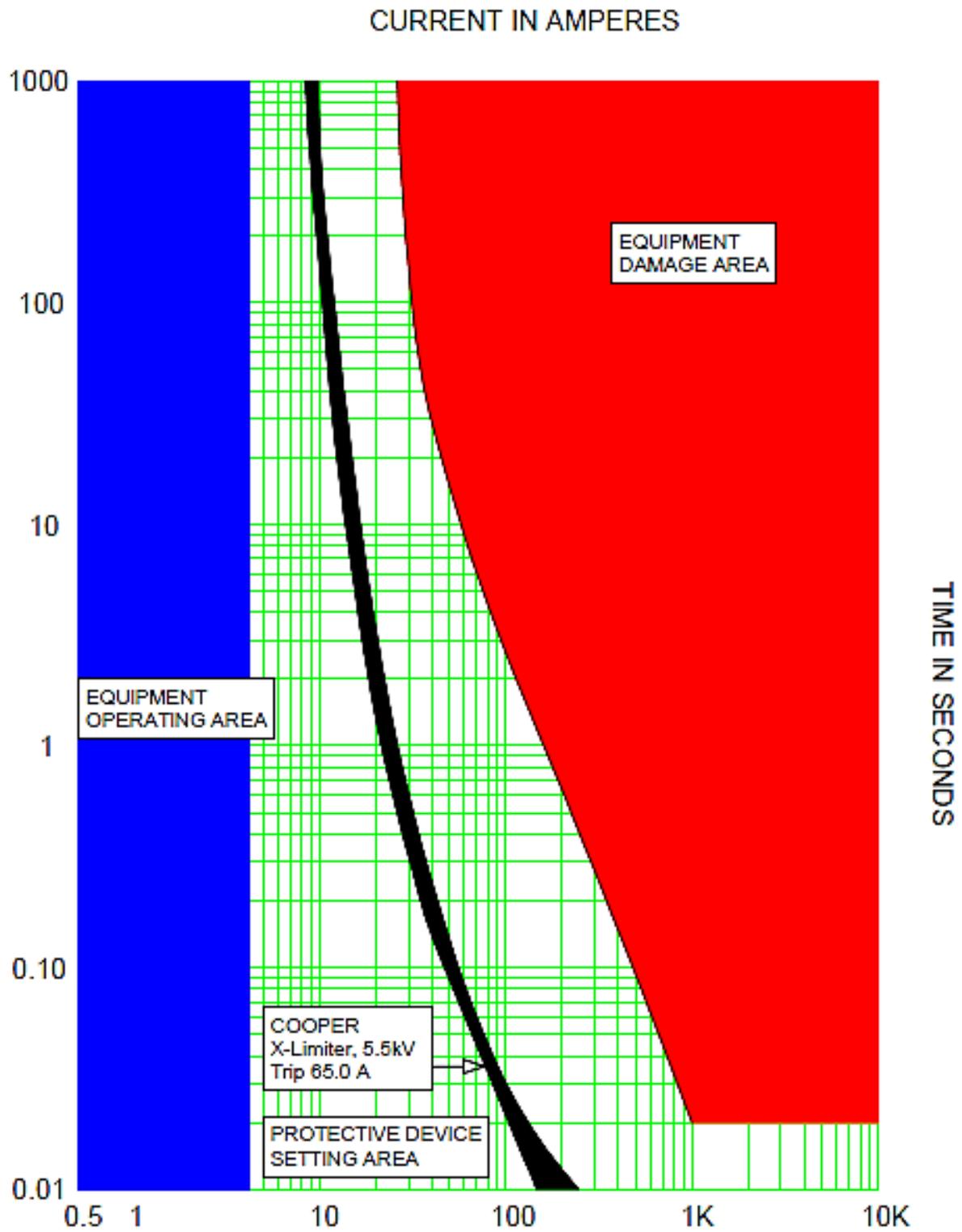
Se traza la curva de ruptura como se presenta en Figura 4.58

Luego al identificar las zonas de operación en color azul y de daño que se encuentra a la derecha y por encima de la curva de ruptura en color rojo como se muestra Figura 4.59



CAPACITOR.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale x10⁴

Figura 4.58 Curva de daño tiempo vs corriente para condensadores del Ejemplo 4.8



CAPACITOR TCC AREAS.tcc Ref. Voltage: 4160 Current Scale $\times 10^1$

Figura 4.59

Preguntas y ejercicios propuestos capítulo 4.

1. ¿Qué es la coordinación de protecciones?
2. ¿Por qué es importante realizar un estudio de coordinación de protecciones?
3. ¿Qué es selectividad?
4. ¿Cuál es el tiempo mínimo de separación entre fusibles para una correcta coordinación?
5. ¿Cuáles son los tipos de curvas en un interruptor automático?
6. ¿Cuál es la clasificación de los transformadores para definir su curva de daño?
7. ¿Por qué es importante tomar en cuenta el punto de inrush en los transformadores?

CONCLUSIONES.

- La distribución aérea y subterránea cumplen un mismo objetivo, transportar la energía eléctrica a un nivel de media tensión, sin embargo, difieren en que la distribución aérea posee un menor costo tanto su instalación y mantenimiento, pero además de apariencia con respecto a la subterránea, está expuesta a mayores accidentes por contacto animal y condiciones atmosféricas, en cambio la distribución subterránea posee mejor apariencia visual, pero sus costos se elevan tanto para su inversión como el mantenimiento, si bien no encuentra tan expuesta como la aérea, cuando ocurre una falla es mucho más complicado detectar su ubicación.
- Se presentaron los diferentes métodos para el cálculo de transformadores de distribución en el sector residencial, cabe destacar que con el método del NEC obtenemos transformadores sobre dimensionados.
- Con el método de DERM se deben de buscar otras tablas cuando se incluyen otros dispositivos que no están contemplados con el método.
- Las curvas de General Electric es lo que su nombre menciona, está basado en aparatos su marca, si bien no puede servir como un cálculo rápido no podemos asumir que todos los residentes cuentan con estos aparatos.
- El método de Arvidson se considera el más preciso entre todos los presentados, pues tomo en cuenta las características de las diferentes cargas que puede haber en un hogar, además de su comportamiento horario.
- Es importante identificar las cargas que aportan a la corriente de cortocircuito ya que con ellas se realizarán los estudios de cortocircuito, de igual manera, conocer su naturaleza para saber quiénes aportan al esfuerzo momentáneo y de interrupción.
- Se presentaron cuatro métodos para el cálculo de cortocircuito, entre ellos los más destacados fueron el método de los MVA y el método en por unidad, con los cuales se obtienen resultados similares, pero es importante aclarar que el método en por unidad es el más preciso, el método de los MVA nos puede servir para cálculos rápidos o en los que se pueden desprestigiar la parte resistiva de los equipos.
- Siempre es necesario utilizar los factores de asimetría debido a que en los cálculos de cortocircuito obtenemos la corriente simétrica y con el factor de asimetría conocemos el máximo para una corriente de cortocircuito.
- Cuando en una instalación se realizan cambios en las cargas o se cambian los transformadores, es necesario realizar un nuevo estudio de cortocircuito ya que las características de las cargas e impedancias cambian.

- En el documento los métodos desarrollados sólo son utilizados para cortocircuitos trifásicos, para otros tipos de fallas se utiliza el método de las componentes simétricas.
- Dentro de los elementos de una subestación existen dispositivos de maniobra y de protección, los seccionadores son dispositivos de maniobra.
- Los fusibles son los elementos de protección más sencillos, su deficiencia es que tienen un solo uso, luego se será necesario descartar y reemplazar.
- Los reconectores nos sirven para despejar fallas transitorias, lo son por lo que nos ayudan a no cortar el suministro de energía de manera innecesaria, aumentan los índices de confiabilidad.
- Los interruptores automáticos tienen dos tipos de curvas, una térmica y otra electromagnética, en los interruptores domésticos poseen curvas ya dadas, mientras que los interruptores electrónicos se pueden ajustar.
- Los relevadores son dispositivos de protección utilizados para identificar fallas en específicos, como lo son bajo/sobrevoltaje, falla a tierra, sobrecorriente, sobre/baja frecuencia, entre otras; y se identifican con los códigos ANSI.
- Del relé de sobrecorriente se identifican tres tipos de curvas: instantáneo, tiempo definido y tiempo inverso; de esta última dependiendo de la norma tiene otro comportamiento y sus coeficientes para modificarse.
- Los switchgear son celdas de media tensión que nos sirven para alojar elementos de protección y maniobra.
- La coordinación selectiva se refiere a que las protecciones se configuran de manera que se desconecte el punto más cercano a la falla si afectar otras cargas conectadas aguas arriba. Puede ser plena o parcial, la selectividad plena significa que siempre se actuará la protección más cercana a la falla, en cambio la selectividad parcial significa que en el caso supere cierta magnitud de cortocircuito, actuará la próxima protección aguas arriba la falla.
- Los motores, los transformadores, generadores, ..., todos tienen características diferentes, pero algo en común, zona de operación, curva y zona de daño, los dispositivos de protección deben colocarse por encima y a derecha de la zona de operación; por debajo y a la izquierda de la curva de daño. Es importante saber identificar y cómo armar las curvas de daño, también son proporcionadas por el fabricante.

ANEXOS.

Postes de distribución y telefonía.

Longitud [metros / pies]	Diámetro exterior [cm]		Peso [lb]	Empotramiento [m]	Resistencia de diseño factor de seguridad 2 a 1 [lb]
	punta	base			
6.50	12.0	21.7	600	1.15	300
8.00	16.5	28.5	1250	1.30	500
9.00	16.5	30.0	1400	1.40	500
9.14	16.5	30.2	1450	1.40	500
10.60	16.5	32.5	2100	1.56	500
12.00	16.5	34.5	2400	1.70	750
12.19	16.5	34.8	2500	1.72	750
13.70	16.5	37.0	3600	1.87	1000

Postes de distribución autoportables.

Longitud [metros / pies]	Diámetro exterior [cm]		Peso [lb]	Empotramiento [m]	Resistencia de diseño factor de seguridad 2 a 1 [lb]
	punta	base			
8.00	21.0	33.0	1800	1.30	2000
10.60	16.5	32.5	2150	1.56	1000
10.60	21.0	36.9	2600	1.56	2000
10.60	21.0	36.9	2700	1.56	2500
12.00	16.5	34.5	2400	1.70	1000
12.00	21.0	39.0	3300	1.70	2000
12.00	21.0	39.0	3500	1.70	2500
13.70	24.0	41.5	4200	1.87	2000

Postes de autoportables de transmisión 69 kV.

Longitud [metros / pies]	Diámetro exterior [cm]		Peso [lb]	Empotramiento [m]	Resistencia de diseño factor de seguridad 2 a 1 [lb]
	punta	base			
18.00	21.0	48.0	72000	2.30	2000
18.00	25.5	52.5	8500	2.30	3000
18.00	34.5	61.5	12500	2.30	5000
18.00	39.0	66.0	15500	2.30	6000
18.00	48.0	75.0	22000	2.30	10000
18.00	48.0	75.0	23000	2.30	12000

Postes de transmisión tangenciales 69 kV.

Longitud [metros / pies]	Diámetro exterior [cm]		Peso [lb]	Empotramiento [m]	Resistencia de diseño factor de seguridad 2 a 1 [lb]
	punta	base			
15.00	16.5	39.0	3900	2.00	1000
15.00	16.5	39.0	3900	2.00	1500
16.00	16.5	40.5	4000	2.10	1000
16.76	16.5	41.6	4300	2.20	1500
18.00	16.5	43.5	5500	2.30	1000
18.00	16.5	43.5	6000	2.30	1500

Postes de seccionados de 21 a 30 metros tangenciales 115-230 kV.

Longitud [metros / pies]	Diámetro exterior [cm]		Peso [lb]	Empotramiento [m]	Resistencia de diseño factor de seguridad 2 a 1 [lb]
	punta	base			
21.00	25.5	57.0	11900	2.70	2000
21.00	25.5	57.0	12900	2.70	2500
24.00	25.5	61.5	15200	3.00	2000
24.00	30.0	66.0	17200	3.00	2500
27.00	25.5	66.0	18100	3.30	2000
27.00	30.0	70.5	21100	3.30	2500
30.00	30.0	75.0	29500	3.60	2500

Postes de seccionados de 21 a 39 metros autoportables 115-230 kV.

Longitud [metros / pies]	Diámetro exterior [cm]		Peso [lb]	Empotramiento [m]	Resistencia de diseño factor de seguridad 2 a 1 [lb]
	punta	base			
21.00	25.5	57.0	13,600	2.70	3,000
21.00	30.0	61.5	14,800	2.70	4,000
21.00	43.5	75.0	18,100	2.70	5,000
21.00	43.5	75.0	21,700	2.70	6,000
21.00	57.0	88.5	32,000	2.70	10,000
21.00	57.0	88.5	33,000	2.70	12,000
24.00	30.0	66.0	17,200	3.00	3,000
24.00	30.0	66.0	18,200	3.00	4,000
24.00	39.0	75.0	23,900	3.00	6,000
24.00	52.5	88.5	34,100	3.00	10,000
24.00	52.5	88.5	35,100	3.00	12,000
27.00	30.0	70.5	20,900	3.30	3,000
27.00	30.0	70.5	21,300	3.30	4,000
27.00	52.5	93.0	41,100	3.30	10,000
27.00	52.5	93.0	42,700	3.30	14,000
30.00	30.0	75.0	29,500	3.60	3,000
30.00	30.0	75.0	31,100	3.60	3,500
30.00	34.5	79.5	32,000	3.60	4,000
30.00	39.0	84.0	34,100	3.60	7,000
30.00	48.0	93.0	42,000	3.60	10,000
30.00	48.0	93.0	42,300	3.60	12,000
33.00	43.5	93.0	46,000	3.90	10,000
33.00	43.5	93.0	47,000	3.90	12,000
36.00	39.0	93.0	48,500	4.20	7,000
39.00	34.5	93.0	49,850	4.50	5,000

Características eléctricas del conductor todo de aluminio AAC.

Código	Calibre AWG o MCM	Resistencia a corriente continua a 20° C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 60 Hz y 50° C (Ω/km)	Reactancia a un pie de separación de fase a neutro		Radio medio geométrico (mm)
				Industria (Ω/km)	Capacitiva (MΩ×km)	
Peachbell	6	2170	2.4313	0.3915	0.2325	1.695
Rose	4	1364	1.5289	0.3741	0.2214	2.134
Iris	2	0.857	0.9615	0.3567	0.2105	2.688
Pansy	1	0.681	0.7626	0.348	0.2048	3.017
Poppy	1/0	0.539	0.6047	0.3393	0.1994	3.383
Aster	2/0	0.427	0.4798	0.3306	0.1937	3.81
Phlox	3/0	0.339	0.381	0.3219	0.1884	4.267
Oxlip	4/0	0.2689	0.3021	0.3126	0.1828	4.816
Daisy	266.8	0.2132	0.2399	0.3039	0.1772	5.395
Laurel	266.8	0.2132	0.2399	0.3002	0.1767	5.7
Tulip	336.4	0.1691	0.1902	0.2915	0.171	6.401
Canna	397.5	0.1431	0.161	0.2846	0.167	7.01
Cosmos	477	0.1192	0.1349	0.2784	0.1627	7.589
Syringa	477	0.1192	0.1349	0.2772	0.1627	7.711
Dalia	556.5	0.1022	0.1156	0.2722	0.1591	8.26
Mistletoe	556.5	0.1022	0.1156	0.271	0.159	8.382
Orchid	636	0.0894	0.1019	0.266	0.1558	8.961
Violet	715.5	0.0795	0.0007	0.2617	0.153	9.479
Nasturtium	715.5	0.0795	0.0907	0.261	0.1529	9.571
Arbutus	795	0.0715	0.0814	0.2579	0.1504	9.967
Lilac	795	0.0715	0.0814	0.2573	0.1504	10.058
Anemone	874.5	0.065	0.0746	0.2542	0.1482	10.485
Crocus	874.5	0.065	0.0746	0.2536	0.148	10.546
Magnolia	954	0.0596	0.0684	0.2511	0.1461	10.912
Goldenrod	954	0.0596	0.0686	0.2505	0.1459	11.003
Bluedbell	1033.5	0.055	0.0636	0.248	0.1442	11.369
Larkspur	1033.5	0.055	0.0636	0.2474	0.1442	11.46
Marigold	1113	0.0511	0.0594	0.2443	0.1424	11.948
Hawthorn	1192.5	0.0447	0.0557	0.2418	0.1408	12.344
Narcissus	1272	0.042	0.0525	0.2393	0.1392	12.771
Columbine	1351.5	0.042	0.0497	0.2374	0.1377	13.076
Carnation	1431	0.0397	0.0472	0.2349	0.1363	13.533

Código	Calibre AWG o MCM	Resistencia a corriente continua a 20° C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 60 Hz y 50° C (Ω/km)	Reactancia a un pie de separación de fase a neutro		Radio medio geométrico (mm)
				Industria (Ω/km)	Capacitiva (MΩ×km)	
Wren	8	6/1	3.4017	3.9378	0.4938	0.2489
Turkey	6	6/1	2.1135	2.4487	0.4525	0.229
Swan	4	6/1	1.3278	1.5649	0.4295	0.2179
Swanate	4	7/1	1.3133	1.5681	0.4413	0.2166

Código	Calibre AWG o MCM	Resistencia a corriente continua a 20° C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 60 Hz y 50° C (Ω/km)	Reactancia a un pie de separación de fase a neutro		Radio medio geométrico (mm)
				Industria (Ω/km)	Capacitiva (MΩ×km)	
Sparrow	2	6/1	0.8343	1.0118	0.399	0.2066
Sparate	2	7/1	0.8251	1.0162	0.4108	0.2053
Robin	1	6/1	0.6621	0.8111	0.3909	0.2011
Raven	1/0	6/1	0.5243	0.6538	0.3773	0.1957
Qail	2/0	6/1	0.416	0.5301	0.3667	0.1902
Pigeon	3/0	6/1	0.3304	0.4288	0.3555	0.1846
Penguin	4/0	6/1	0.2618	0.3536	0.3449	0.1791
Grouse	80	8/1	0.6798	0.8726	0.4139	0.1995
Petrel	101.8	12/7	0.5217	0.6737	0.3866	0.1886
Minorca	110.8	12/7	0.4792	0.6364	0.3804	0.1866
Leghorn	134.6	12/7	0.3947	0.5252	0.3717	0.182
Guinea	159	12/7	0.334	0.4543	0.363	0.178
Dotterel	176.9	12/7	0.3002	0.4145	0.3567	0.1755
Dorking	190.8	12/7	0.2782	0.3884	0.353	0.1736
Brahma	203.2	16/19	0.252	0.3437	0.3424	0.1678
Cochin	211.3	12/7	0.2513	0.3574	0.3487	0.1714
Owl	266.8	6/7	0.2109	0.2828	0.3288	0.1736

TABLA N° 3

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD VERTICALES SOBRE VIAS FERREAS, EL SUELO O AGUA

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores de comunicación aislados, retenidas aterrizadas, conductores neutros y cables eléctricos aislados Metros	Cables suministradores aislados de mas de 750 V y conductores suministradores en línea abierta de 0 a 750 V Metros	Conductores suministradores en línea abierta de 750 V a 22 kV Metros	Conductores suministradores en línea abierta de 22 a 230 kV Metros
Vías férreas	7.2	7.5	8.1	8.1 + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito vehicular.	4.7	5.0	5.6	5.6 + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV
Vías peatonales	2.9	3.8	4.4	4.4 + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV
Aguas donde no es permitida la navegación	4.0	4.6	5.2	5.2 + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV
Aguas navegables, incluyendo lagos, ríos, embalses, canales, esteros, con un área de superficie sin obstrucción de:				
A) Hasta 8 Ha	5.3	5.6	6.2	6.2 / 8.7 / 10.5 / ó 12.3 metros + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV
B) De 8 a 80 Ha	7.8	8.1	8.7	
C) De 80 a 800 Ha	9.6	9.9	10.5	
D) Mas de 800 Ha	11.4	11.7	12.3	

TABLA N° 4

**DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD VERTICALES ENTRE CONDUCTORES Y CABLES
SOPORTADOS POR DIFERENTES ESTRUCTURAS**

NIVEL INFERIOR	NIVEL SUPERIOR			
	Conductores de Neutro que cumplen con el Art. 16 numeral 16.5 literal A, retenidas aéreas (metros)	Cables y conductores, mensajeros, retenidas de comunicación (metros)	Conductores suministradores en línea abierta entre 0 y 750 V. (metros)	Conductores suministradores en línea abierta entre 750 V y 22 kV. (metros)
Conductores de Neutro que cumplen con Art. 16 Numeral 16.5 literal A, retenidas aéreas	0.60 (1)	0.60 (1)	0.60	0.60
Cables y conductores, mensajeros, retenidas de comunicación	-----	0.60 (1)	1.20	1.50
Conductores suministradores en línea abierta entre 0 y 750 V.	-----	-----	0.60	1.20
Conductores suministradores en línea abierta entre 750 V y 22 kV	-----	-----	-----	1.20

TABLA Nº 6

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD DE CONDUCTORES A EDIFICIOS Y OTRAS INSTALACIONES

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD DE		Conductores y cables de comunicación aislados, mensajeros, retenidas aterrizadas expuestas a tensiones de hasta 300 V, conductores de neutro que cumplen con Art.16 numeral 16.5.A, cables de suministro que cumplen con Art.16 numeral 16.3.A	Cables de suministro de 0 a 750 V, que cumplen con Art.16 numeral 16.3.B	Partes rígidas energizadas no protegidas, de 0 a 750 V, conductores de comunicación no aislados, carcazas de equipos no aterrizadas expuestas a conductores abiertos de suministro de entre 300 y 750 V	Cables de suministro de mas de 750 V, que cumplen con Art. 16 numeral 16.3.B ó 16.3.C, conductores de suministro en línea abierta de 0 a 750 V	Partes rígidas energizadas no protegidas de 750 V a 22 KV, carcazas de equipos no aterrizadas, retenidas no aterrizadas expuestas a tensiones de 750 V a 22 KV	Conductores de suministro en línea abierta de 750 V a 22 KV
		Metros	metros	Metros	Metros	metros	metros
EDIFICIOS	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	1.4 (1)(2)	1.5 (1)(2)	1.5 (1)(2)	1.7 (1)(4)	2.0 (1)(2)	2.3 (1)(5)(6)
	Vertical, arriba o debajo de techos y áreas no accesibles a personas	0.9	1.10	3.0	3.2	3.6	3.8
	Vertical, arriba o debajo de techos y áreas accesibles a personas, vehículos, pero no a vehículos pesados (3)	3.2	3.4	3.4	3.5	4.0	4.1
	Vertical, arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados	4.7	4.9	4.9	5.0	5.5	5.6
OTRAS ESTRUCTURAS	Horizontal	0.9	1.07	1.5 (1)	1.7 (1)(4)	2.0 (1)	2.3 (1)(2)(5)(6)
	Vertical, arriba o debajo de cornisas y otras superficies con acceso a personas	3.2	3.4	3.4	3.5	4.0	4.1
	Vertical, arriba o debajo de otras partes de estas instalaciones	0.9	1.07	1.7	1.8 (1)	2.3	2.45

BIBLIOGRAFÍA

- [1] SIGET, Acuerdo 301-E-2003 Normativa de Materiales y Equipos para construcción de Líneas Aéreas y sus Anexos, 2003.
- [2] SIGET, Acuerdo 93-E-2008 Norma técnica de conexiones y reconexiones eléctricas en redes, 2008.
- [3] S. J. V., «Coordinación del aislamiento».
- [4] W. A. Barahona Abarca y J. J. Rivera Campos, Estándar para la construcción de líneas subterráneas de distribución de energía eléctrica, 2009.
- [5] J. A. Zetino Chicas, Notas de clase IEE215, 2020.
- [6] Schneider Electric, Guía de diseño de instalaciones eléctricas. Según normas internacionales IEC., 2008.
- [7] «Tipos de conductores usados en líneas eléctricas aéreas,» [En línea]. Available: <https://webstarsnet.com/>.
- [8] S. Ramírez Castaño, Redes de Distribución de Energía, 2004.
- [9] SIGET, Capítulo V, VI y VII del Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, 2001.
- [10] General Electric Company, Short-Circuit Current Calculations For Industrial And Commercial Power Systems, 1989.
- [11] F. Esteve, A. Silveira y A. Maldonado, Análisis de cortocircuito en generadores eólicos y fotovoltaicos, Montevideo, 2019.
- [12] Comisión Nacional de Agua, Diseño de instalaciones eléctricas. Manual de agua potable , alcantarilla y saneamiento, México, 2007.
- [13] L. Isidro Hernández, Cálculo de cortocircuito y coordinación de protecciones., 2013.
- [14] M. Y. V. Bedoya Toro y F. Cadavid Giraldo, Coordinación de relés de sobrecorriente en Sistemas de Distribución con Penetración de Generación Distribuida, Pereira, 2015.
- [15] IEEE, Std C37.20.3 Standard for Metal-Enclosed Interrupter Switchgear.
- [16] IEEE, Std C37.20.2 Standard for Metal-Clad Switchgear.
- [17] IEEE, Std C37.110 Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relay Purposes, 1996.

- [18] «Electricaplicada,» [En línea]. Available: <https://www.electricaplicada.com/switchgear-electricos-media-tension/>.
- [19] W. Osorno Rivera, Selección y Especificación de Transformadores de Corriente y Potencial en Instalaciones Eléctricas Industriales, México D.F., 2014.
- [20] A. M. Figueroa de Munguía, Notas de Clase PTE115, 2019.
- [21] IEEE, Sts 242 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, 2001.
- [22] M. A. Ccente Galicio, Capítulo 6 - Protecciones.
- [23] S. A. Díaz Navas y J. P. Ludizaca González, COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL ALIMENTADOR 124 DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES C.A. CONSIDERANDO LA INCORPORACIÓN DE LA RED SUBTERRÁNEA EN EL CENTRO HISTÓRICO DE LA CIUDAD, Cuenca, 2010.
- [24] Rockwell Automation, Fundamentos de Protección de motores, 1997.
- [25] T. P. Smith P. E., The ABC's of Overcurrent Coordination, 2006.
- [26] S&C, Interruptor de Fallas Intellirupter®.