

MANUAL DE AGUA POTABLE, ALCANTARILLADO Y SANEAMIENTO

CÁLCULO, ESTUDIO Y DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

16



MANUAL DE AGUA POTABLE, ALCANTARILLADO Y SANEAMIENTO

CÁLCULO, ESTUDIO Y DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA

Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento

Cálculo, Estudio y Diseño de Instalaciones Eléctricas

ISBN: 978-607-626-020-3

D.R. © Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales
Boulevard Adolfo Ruiz Cortines No. 4209 Col. Jardines en la Montaña
C.P. 14210, Tlalpan, México, D.F.

Comisión Nacional del Agua
Insurgentes Sur No. 2416 Col. Copilco El Bajo
C.P. 04340, Coyoacán, México, D.F.
Tel. (55) 5174•4000

Subdirección General de Agua Potable, Drenaje y Saneamiento

Impreso y hecho en México

Distribución gratuita. Prohibida su venta.

Queda prohibido su uso para fines distintos al desarrollo social.

Se autoriza la reproducción sin alteraciones del material contenido en esta obra,
sin fines de lucro y citando la fuente

CONTENIDO

Presentación	XI
Objetivo general	XIII
Antecedentes	XV
1. Instrumentos de gestión	1
1.1. Marco jurídico	2
1.2. Marco normativo	3
2. Estructura del proyecto eléctrico	5
2.1. Lineamientos generales	5
2.2. Normas aplicables	5
2.3. Diseño estructural	5
2.4. Alcance de los trabajos eléctricos	6
2.4.1. Lineamientos	6
2.4.2. Actividades, estudios y memorias de cálculo, planos, documentos y especificaciones, catálogo de conceptos y presupuesto base	6
2.4.3. Documentos y especificaciones	9
2.4.4. Catálogo de conceptos	10
2.4.5. Presupuesto base	10
2.5. Contenido de especificaciones	10
2.6. Alcance de los documentos técnicos – administrativos	10
2.6.1. Alcance de los trabajos y suministros	11
2.7. Condiciones generales	11
2.8. Notas electromecánicas generales	11
3. Planeación del sistema eléctrico	15
3.1. Introducción	15
3.2. Conceptos generales para instalaciones eléctricas en los sistemas de bombeo, pozos, plantas potabilizadoras, de tratamiento y desaladoras	15
3.2.1. Bases generales de diseño	16
3.2.2. Bases específicas de diseño	16
3.3. Determinación de centros de carga	18
3.4. Selección de tensiones	18
3.4.1. Clasificación	18
3.4.2. Tensiones normalizadas	19
3.5. Sistemas de distribución	19
3.5.1. Descripción de los sistemas más utilizados para el suministro de energía eléctrica en plantas industriales	19
3.5.2. Determinación de centros de carga	21
3.5.3. Arreglos básicos (diagramas)	23

3.6. Sistema de aire acondicionado	25
3.6.1. Base de diseño	25
3.6.2. Memoria de cálculo	25
3.6.3. Planos de diseño	25
3.7. Recomendaciones	27
3.7.1. Suministro de energía eléctrica	27
3.7.2. Coordinación con otras áreas de ingeniería	28
3.8. Cercados y bardas	29
3.8.1. Elementos estructurales en bardas	29
3.8.2. Muros en bardas	30
3.8.3. Portones vehiculares	30
3.8.4. Cercas	30
4. Métodos de cálculo del sistema de fuerza	35
4.1. Introducción	35
4.2. Cálculo de cortocircuito	35
4.2.1. Cortocircuito trifásico	35
4.2.2. Cortocircuito monofásico	37
4.2.3. Ejemplo de aplicación	43
4.3. Cálculo y selección de conductores eléctricos	47
4.3.1. Cables de energía	47
4.3.2. Cables de baja tensión	53
4.3.3. Ejemplo de aplicación para cables de baja tensión	58
4.3.4. Ejemplo de aplicación para cables de media tensión	60
4.4. Caída de tensión al arranque de motores	62
4.4.1. Métodos de arranque	62
4.4.2. Procedimiento de cálculo	63
4.4.3. Ejemplo de aplicación	66
4.5. Factor de potencia	69
4.5.1. Introducción	69
4.5.2. Determinación del factor de potencia	69
4.5.3. Procedimiento de cálculo para corrección del factor de potencia por capacitores	74
4.5.4. Ejemplo de aplicación	76
4.6. Cálculo y selección de reactores limitadores de corriente	79
4.6.1. Criterios básicos de selección	79
4.6.2. Método de cálculo	79
4.6.3. Ejemplo de aplicación	81
4.7. Banco de capacitores	83
4.7.1. De 600 volts y menos	84
4.7.2. De más de 600 volts	85

5. Canalizaciones eléctricas	113
5.1. Introducción	113
5.2. Tipos de canalizaciones	113
5.2.1. Por su construcción	113
5.2.2. Por su instalación	114
5.3. Factor de relleno	114
5.3.1. Tubería	114
5.3.2. Charolas	115
5.3.3. Ducto metálico	116
5.4. Banco de Tuberías	116
5.4.1. Número de tuberías	116
5.4.2. Usos permitidos	116
5.4.3. Soportería	118
5.4.4. Profundidad	119
5.5. Registros eléctricos	122
5.6. Tubería conduit de pvc	124
5.6.1. Clasificación	124
5.7. Ejemplos de aplicación	126
5.7.1. Tubería	126
5.7.2. Charolas	126
5.7.3. Ductos	127
6. Protecciones	133
6.1. Introducción	133
6.2. Dispositivos de protección de sobrecorriente	134
6.2.1. Fusibles	134
6.2.2. Interruptores automáticos	138
6.2.3. Relevadores	141
6.3. Transformadores de instrumentos	144
6.3.1. Transformadores de corriente	144
6.3.2. Ejemplo de selección de los transformadores de corriente	146
6.3.3. Transformadores de potencial	148
6.4. Protección de equipo	149
6.4.1. Protección de transformadores	149
6.4.2. Protección de motores	152
6.4.3. Protección de alimentadores	153
6.5. Coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente	158
6.5.1. Requerimientos mínimos de coordinación de protecciones de sobrecorrientes	158
6.5.2. Interpretación de curvas de operación de dispositivos de sobrecorriente	163
6.6. Coordinación de aislamiento	164
6.6.1. Determinación de las tensiones de aguante requeridas	164
6.6.2. Lista de tensiones de aguante nominales normalizadas a 60 Hz	165

6.6.3. Categorías de tensiones máximas de los equipos	165
6.6.4. Pasos de la coordinación de dispositivos de sobrecorriente	165
6.7. Ejemplo de aplicación	175
6.7.1. Selección de la escala de corrientes	175
7. Sistema de tierras	187
7.1. Introducción	187
7.2. Procedimiento para el cálculo del sistema de tierras	187
7.2.1. Características del terreno	187
7.2.2. Corriente máxima de falla a tierra	188
7.2.3. Calibre mínimo del conductor de la red de tierras	189
7.2.4. Diseño preliminar de la red de tierras	190
7.2.5. Número de electrodos requeridos	192
7.2.6. Tipos de electrodos	192
7.2.7. Longitud mínima del conductor requerido en la red de tierras	194
7.2.8. Resistencia de la red de tierras	194
7.2.9. Cálculo del máximo aumento de Tensión en la red de tierras	195
7.2.10. Cálculo de tensiones tolerables	195
7.2.11. Cálculo de tensiones probables	195
7.2.12. Condiciones de seguridad	195
7.3. Conductor de puesta a tierra de equipos	197
7.3.1. Sección transversal de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipo	197
7.3.2. Sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra de un sistema de corriente alterna	199
7.3.3. Conexión de puesta a tierra de un equipo	200
7.3.4. Conductor de tierra en apartarrayos	204
7.4. Procedimiento para el cálculo de pararrayos (tipo bayoneta o punta)	205
7.5. Ejemplos de aplicación	207
7.5.1. Ejemplo de red de tierras con electrodos	207
7.5.2. Ejemplo de protección por pararrayos	210
8. Sistemas de control	213
8.1. Introducción	213
8.2. Consideraciones generales	213
8.3. Equipos de control	213
8.3.1. Generalidades	213
8.3.2. Equipos auxiliares de control	214
8.3.3. Cables de control	218
8.3.4. Tableros de control	219
8.3.5. Controladores de motores	220

8.4. Control supervisorio	223
8.4.1. Requisitos generales	223
8.4.2. Arquitectura SCADA	226
8.5. Diagramas lógicos de control	230
8.6. Diagramas de control eléctrico	230
8.7. Ejemplos de sistemas de control	232
8.7.1. Arranque y paro de motor	232
8.7.2. Secuencia de arranque	232
8.7.3. Transferencia	233
8.7.4. Control de nivel en tanque elevado	237
8.7.5. Conexión y desconexión por baja presión, bajo nivel y baja calidad del agua	239
8.7.6. Control de retrolavado de filtros	240
8.7.7. Circuito alternador	242
8.8. Instrumentos de medición	245
9. Sistemas de emergencia	247
9.1. Introducción	247
9.2. Consideraciones eléctricas	247
9.2.1. Determinación del tipo de carga	247
9.2.2. Características eléctricas de los equipos	248
9.2.3. Otras cargas	248
9.3. Procedimiento para determinar la capacidad de una planta de emergencia (motogenerador)	249
9.4. Procedimiento de cálculo del banco de baterías	253
9.4.1. Datos básicos	253
9.4.2. Banco de baterías	253
9.4.3. Cálculo del banco de batería plomo-ácido	254
9.4.4. Cálculo del banco de batería Níquel-Cadmio	255
9.5. Cargador de baterías	256
9.5.1. Funciones del cargador	256
9.5.2. Cálculo del cargador de baterías	256
9.6. Ejemplos de aplicación	257
9.6.1. Ejemplo de planta de emergencia (motogenerador)	257
9.6.2. Ejemplo de la selección de baterías plomo-ácido	260
9.6.3. Ejemplo de selección batería níquel cadmio	262
9.6.4. Ejemplo de selección de cargador de baterías	262
9.7. Sistema de energía ininterrumpible	263
9.7.1. Datos técnicos requeridos de una planta de emergencia	263
9.7.2. Sistema de doble conversión	264
9.7.3. Sistema de modulación por ancho de pulso (PWM)	264

9.7.4. Características generales de selección	264
9.7.5. Altitud de operación	265
9.7.6. Operación	265
9.7.7. Capacidades	266
9.7.8. Instrumentos de medición, protección, alarmas y señalización	266
9.8. Alumbrado y circuitos de emergencia	267
9.8.1. Circuitos de sistemas de emergencia para alumbrado y fuerza	267
9.8.2. Control para los circuitos de alumbrado de emergencia	268
9.8.3. Ubicación de los interruptores	269
9.8.4. Protección contra sobrecorriente	270
9.9. Sistema contra incendios	271
9.10. Sistema de alarmas	272
9.10.1. Alarmas audibles en campo	273
9.10.2. Alto parlantes (bocinas)	273
9.10.3. Estaciones manuales de alarma	274
9.10.4. Pruebas	274
10. Sistemas de alumbrado	281
10.1. Introducción	281
10.2. Procedimiento para el cálculo de alumbrado	281
10.2.1. Nivel de iluminación recomendado	281
10.2.2. Área de tableros	284
10.3. Alumbrado para exteriores	290
10.4. Método de cálculo de los lúmenes	290
10.5. Alumbrado en subestaciones eléctricas	291
10.6. Método del cálculo para alumbrado localizado	293
10.7. Método de cavidad zonal	296
10.7.1. Ejemplo de aplicación por el método de los lúmenes	297
10.7.2. Ejemplo de aplicación para alumbrado localizado	299
11. Arreglos físicos	307
11.1. Introducción	307
11.2. Arreglos de conjunto	307
11.3. Subestaciones eléctricas	308
11.3.1. Consideraciones generales	308
11.3.2. Características del diagrama de conexiones	308
11.3.3. Características normativas	308
11.3.4. Tipos de acometida	309
11.3.5. Características específicas de arreglos físicos	310

11.4. Distribución de fuerza	312
11.4.1. Consideraciones generales	312
11.4.2. Características específicas de tableros	314
11.4.3. Compresores	316
11.4.4. Sistemas auxiliares	318
Conclusiones	341
Anexos	
A. Problemas	343
B. Factibilidad de suministro de energía eléctrica	351
C. Listado de normas de cálculo, estudio y diseño de instalaciones eléctricas	359
D. Glosario	371
E. Simbología	387
F. Notas aclaratorias	393
G. Bibliografía	395
Índice de ilustraciones	396
Índice de tablas	400
Contenido alfabético	404



PRESENTACIÓN

Uno de los grandes desafíos hídricos que enfrentamos a nivel global es dotar de los servicios de agua potable, alcantarillado y saneamiento a la población, debido, por un lado, al crecimiento demográfico acelerado y por otro, a las dificultades técnicas, cada vez mayores, que conlleva hacerlo.

Contar con estos servicios en el hogar es un factor determinante en la calidad de vida y desarrollo integral de las familias. En México, la población beneficiada ha venido creciendo los últimos años; sin embargo, mientras más nos acercamos a la cobertura universal, la tarea se vuelve más compleja.

Por ello, para responder a las nuevas necesidades hídricas, la administración del Presidente de la República, Enrique Peña Nieto, está impulsando una transformación integral del sector, y como parte fundamental de esta estrategia, el fortalecimiento de los organismos operadores y prestadores de los servicios de agua potable, drenaje y saneamiento.

En este sentido, publicamos este manual: como una guía técnica especializada, que contiene los más recientes avances tecnológicos en obras hidráulicas y normas de calidad, con el fin de desarrollar infraestructura más eficiente, segura y sustentable, así como formar recursos humanos más capacitados y preparados.

Estamos seguros de que será de gran apoyo para orientar el quehacer cotidiano de los técnicos, especialistas y tomadores de decisiones, proporcionándoles criterios para generar ciclos virtuosos de gestión, disminuir los costos de operación, impulsar el intercambio de volúmenes de agua de primer uso por agua tratada en los procesos que así lo permitan, y realizar en general, un mejor aprovechamiento de las aguas superficiales y subterráneas del país, considerando las necesidades de nueva infraestructura y el cuidado y mantenimiento de la existente.

El Gobierno de la República tiene el firme compromiso de sentar las bases de una cultura de la gestión integral del agua. Nuestros retos son grandes, pero más grande debe ser nuestra capacidad transformadora para contribuir desde el sector hídrico a **Mover a México.**

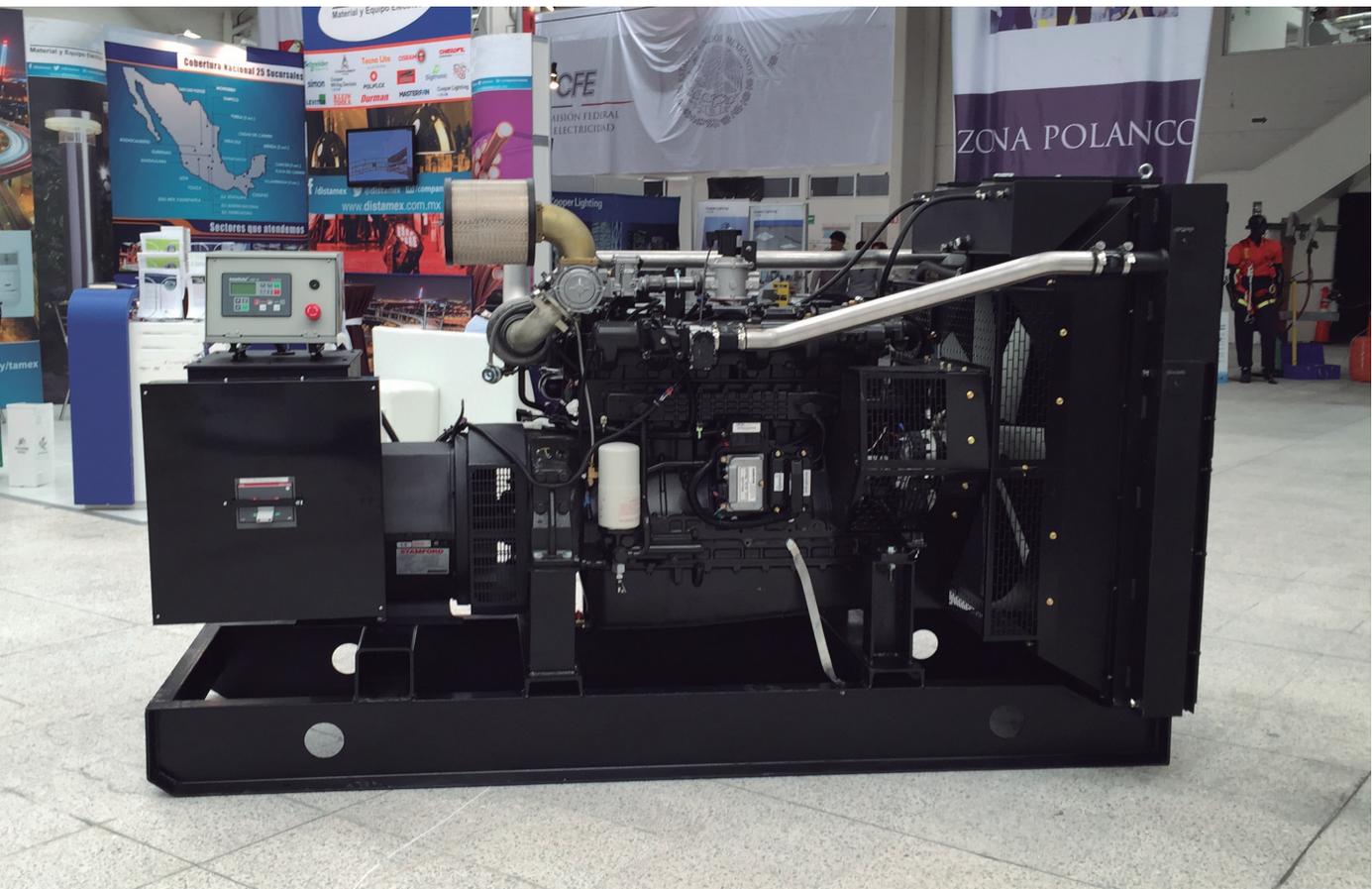
Director General de la Comisión Nacional del Agua



OBJETIVO GENERAL

El Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento (MAPAS) está dirigido a quienes diseñan, construyen, operan y administran los sistemas de agua potable, alcantarillado y saneamiento del país; busca ser una referencia sobre los criterios, procedimientos, normas, índices, parámetros y casos de éxito que la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), en su carácter de entidad normativa federal en materia de agua, considera recomendable utilizar, a efecto de homologarlos, para que el desarrollo, operación y administración de los sistemas se encaminen a elevar y mantener la eficiencia y la calidad de los servicios a la población.

Este trabajo favorece y orienta la toma de decisiones por parte de autoridades, profesionales, administradores y técnicos de los organismos operadores de agua de la República Mexicana y la labor de los centros de enseñanza.



ANTECEDENTES

Para cumplir con su objetivo, el Manual de agua potable, alcantarillado y saneamiento (MAPAS) está estructurado en cinco módulos, los cuales están organizados de acuerdo a funciones específicas dentro del organismo operador. El Módulo tres *Proyectos de agua potable, alcantarillado y saneamiento* incluye 32 libros de diseño para los distintos elementos que intervienen en el proceso de producción y distribución de agua potable, así como de la captación, desalojo y tratamiento de aguas residuales. Específicamente, dentro de este módulo el MAPAS ofrece cuatro libros enfocados al diseño, selección e instalación de los equipos electromecánicos, los cuales son:

- LIBRO 15. CÁLCULO, ESTUDIO Y DISEÑO DE INSTALACIONES MECÁNICAS
- LIBRO 16. CÁLCULO, ESTUDIO Y DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS
- LIBRO 17. SELECCIÓN DE EQUIPO Y MATERIALES ELECTROMECAÑICOS
- LIBRO 18. INSTALACIÓN Y MONTAJE DE EQUIPO ELECTROMECAÑICO

Por su parte el módulo cuatro *Operación y mantenimiento* cuenta con 14 libros que presentan procedimientos y recomendaciones para la operación y mantenimiento de redes de agua potable, alcantarillado y sistemas de tratamiento. Dentro de estos dos libros están enfocados al mantenimiento y optimización de los elementos y materiales electromecánicos, estos son:

- LIBRO 41. EFICIENCIA ENERGÉTICA, USO EFICIENTE Y AHORRO DE LA ENERGÍA
- LIBRO 43. PRUEBAS, PUESTA EN SERVICIO, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE EQUIPO Y MATERIALES
ELECTROMECAÑICOS

Estos seis libros se interrelacionan y se complementan entre sí y con los 49 libros restantes del manual, por lo que para una correcta interpretación de la información contenida en estos, se debe considerar de forma integral el contenido de los seis libros.

Con el presente documento se dan a los Organismos Operadores las recomendaciones básicas para diseñar y seleccionar los diferentes elementos que intervienen en la planeación de los sistemas eléctricos para plantas de bombeo y de tratamiento de aguas residuales.

La actualización de este libro brinda a los diseñadores la información suficiente para afrontar el reto de planear un proyecto integral donde intervienen sub estaciones eléctricas, acometidas eléctricas, instalaciones eléctricas, tableros eléctricos y demás componentes que son elementales en la planeación de los proyectos eléctricos.

A través de nueve capítulos, se aborda desde la fuerza hasta el control. Aun que dicho libro contiene amplia información con respecto al tema eléctrico es necesario tener nociones básicas de electricidad para poder comprender ciertos conceptos. En el caso de necesitar información más especializada sería conveniente referirse a la bibliografía y normatividad recomendada, así como la información proporcionada directamente por el proveedor de componentes eléctricos.

Se recomienda al diseñador que realice visitas periódicas a sitio con el fin de mejorar su apreciación de su diseño una vez instalado en campo ya que al trasladar la idea del papel a un elemento físico se encuentran áreas de oportunidad que pueden ayudar a realizar un proyecto de mejor calidad.

NOTA IMPORTANTE:

Considere que los lineamientos y recomendaciones indicadas en este libro, obedecen a la experiencia de los especialistas en el sector hídrico. En ningún caso se pretende sustituir a las normas oficiales, internacionales, extranjeras ni la aplicación a la mejor práctica de la ingeniería por lo que debe considerarse como una guía para el diseño de instalaciones eléctricas.

Palabras clave:

Instalaciones, sistema eléctrico de fuerza, sistemas de tierra, sistemas de alumbrado, cortocircuito, conductores, arranque de motor, caída de tensión, factor de potencia, reactores limitadores de corriente, canalizaciones, protecciones, fusible, interruptor, Transformador de instrumentos, Transformador de corriente, transformador, protección de motores, protección de transformadores, protección de alimentadores, apartarrayos, electrodos, sistemas eléctricos de emergencia, banco de baterías, Acometida.

1

INSTRUMENTOS DE GESTIÓN

En la actualidad en nuestro país enfrentamos grandes problemas energéticos, por lo que es conveniente que para resolverlos, se pueda contar con lineamientos que permitan a los organismos operadores ser más eficientes en el cálculo, estudio y diseño de instalaciones eléctricas. Lo anterior da la oportunidad al diseñador eléctrico, de contar con las herramientas básicas para afrontar la responsabilidad de planear una instalación donde intervengan equipos eléctricos tales como tableros, canalizaciones, protecciones, subestaciones eléctricas, transformadores, sistema de tierras e incluso alumbrado; así como también implementar recomendaciones nacionales e internacionales en la correcta instalación de equipos eléctricos que intervienen dentro de cualquier instalación para la distribución de agua potable o de aguas residuales.

Todo lo anterior debe estar estrictamente relacionado con el conocimiento por parte del personal operativo del organismo, del sistema hidráulico al cual está ligado; los niveles de eficiencia, dispositivos y accesorios necesarios para su funcionamiento, de lo contrario llevarán a una baja eficiencia sin obtener ahorros sustantivos en su operación. Aunado a ello debemos también considerar, que el uso adecuado de la energía hará más eficiente la oferta del servicio de abastecimiento de agua potable a la población, así como mejorar la operación

de plantas de aguas residuales, que favorezcan el uso racional de los recursos ambientales.

El personal responsable del organismo operador deberá ser personal calificado, cuyos conocimientos y facultades específicos permitan intervenir en el cálculo, estudio o diseño de una determinada instalación eléctrica. Además, tomar en consideración el marco jurídico y normativo existente para justificar los criterios en la selección de la instalación eléctrica requerida. El método utilizado para la determinación de la eficiencia electromecánica está fundamentado en Normas Oficiales Mexicanas, en tanto que para la predicción, causas de ineficiencia y otras recomendaciones, se basan en las Normas ANSI/HI, en publicaciones y experiencias.

La Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), órgano Administrativo, normativo, técnico, consultivo y desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), para llevar a cabo las atribuciones que le han sido conferidas, y para apoyar lo anterior, trabaja en conjunto con diversas instancias en el ámbito federal, estatal y municipal; asociaciones de usuarios y empresas; instituciones del sector privado y social así como organizaciones internacionales. Por lo que tiene la misión y visión de:

Misión

Preservar las aguas nacionales y sus bienes públicos inherentes para su administración sustentable y garantizar la seguridad hídrica con la responsabilidad de los órdenes de gobierno y la sociedad en general.

Visión

Ser una institución de excelencia en la preservación, administración de las aguas nacionales y la seguridad hídrica de la población.

Basado en lo anterior la CONAGUA busca apoyar a los responsables de los organismos operadores en la mejor toma de decisión en la selección de equipos electromecánicos basados en instrumentos de gestión tanto en un marco jurídico, como en un marco normativo, de tal manera que ante cualquier eventualidad, pueda tenerse la certeza de que se procedió con base a la legislación y normatividad nacional, y reforzada por estándares internacionales.

1.1. MARCO JURÍDICO

A continuación se presenta el Marco Legal a fin de considerar las normas jurídicas que se establecen, iniciando en la Constitución Política y apoyándose en las diferentes leyes de carácter general con sus respectivos reglamentos para su aplicación, en materia de proyectos de agua, lo que debe hacerse, por lo que fundamentan el presente libro.

- Constitución política
- Ley de Aguas Nacionales
- Reforma energética en México
- Ley de la Industria Eléctrica
- Ley de los órganos reguladores y coordinados en materia energética
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Ley orgánica de la Administración Pública Federal
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Trasmisión Energética
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- Ley del Sistema de Horario en los Estados Unidos Mexicanos
- Ley General del Cambio Climático
- Ley federal Sobre Meteorología y Normalización
- Ley de Planeación
- Reglamento de Ley de Aguas Nacionales
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en Materia de Aportaciones
- Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Trasmisión Energética
- Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
- Reglamento de la Ley federal Sobre Meteorología y Normalización
- Otras leyes secundarias

1.2. MARCO NORMATIVO

A continuación se presenta el Marco Normativo que contiene los programas, normas y reglas específicas para realizar y atender proyectos de agua, obedeciendo lo señalado en el marco jurídico.

La ingeniería de selección de instalaciones mecánicas deberá estar de acuerdo a las partes aplicables de la siguiente normatividad, estándares y reglamentos vigentes:

- Plan Nacional de Desarrollo
- Plan Nacional Hídrico
- Programa Nacional de Normalización
- Normas Oficiales Mexicanas
- Normas Mexicanas
- Normas Internacionales
- Normas extranjeras
- Sistema General de Unidades de Medida

Nota Importante:

Para la correcta utilización de este libro es necesario consultar las siguientes normas:

NOM	Normas Oficiales Mexicanas
NMX	Normas Mexicanas
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrotechnical Commission
NEC	National Electric Code



2

ESTRUCTURA DEL PROYECTO ELÉCTRICO

2.1. LINEAMIENTOS GENERALES

Se elaborará el proyecto del tanque de sumergencia y/o cárcamo de bombeo para aguas residuales, de la casa de máquinas (que incluya atraques para múltiples de succión, descarga, bases de equipos, silletas, grúa viajera, cuarto de control, caseta de vigilancia, etc.), el proyecto funcional tanto eléctrico como mecánico del cárcamo de bombeo de aguas residuales, y de los equipos electromecánicos de la planta de tratamiento según aplique.

2.2. NORMAS APLICABLES

La Ingeniería se hará con base en las normas que se encuentran en el Anexo B.

NOTA IMPORTANTE:

Todos los estudios y memorias de cálculo deberán tener anexa la información de la normatividad utilizada para el diseño.

2.3. DISEÑO ESTRUCTURAL

El diseño estructural, se realizará para la condición de carga más desfavorable, haciendo las combinaciones entre carga muerta, carga viva, peso de equipos, viento, sismo, etc.

El dimensionamiento, diseño estructural y/o adaptación de cajas tipo y atraques, casetas, protecciones tipo, silletas y piezas especiales deberá estar incluido en el diseño de la línea de conducción.

Se realizará el diseño geométrico de codos, reducciones, piezas especiales y atraques tomando en cuenta las fuerzas de empuje y los cambios de dirección vertical y horizontal. Además, se deberá verificar que los esfuerzos transmitidos al terreno sean menores que su capacidad de carga de acuerdo al sitio en donde se localizará la línea.

Se elaborarán los planos necesarios en donde se mostrará las estructuras en planta y elevación con todas las cotas, secciones, armados, cortes y

detalles necesarios para la construcción, incluyendo silletas, atraques, bases para los equipos, la memoria de cálculo detallada, cantidades de obra y el catálogo de conceptos. Estas actividades, entre otras, deberán ser realizadas por el área Civil, considerando los requerimientos electromecánicos.

2.4. ALCANCE DE LOS TRABAJOS ELÉCTRICOS

2.4.1. LINEAMIENTOS

Todos los cálculos, planos, especificaciones, símbolos, control de actividades datos y condiciones deberán ejecutarse de acuerdo a la buena práctica de la ingeniería; así mismo, a las normas generales de dibujo que emita la CONAGUA. Además se tomará en cuenta la norma relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica (NOM-001-SEDE)

Dentro de los trabajos a desarrollar por el contratista estarán conformados por lo siguiente:

2.4.2. ACTIVIDADES, ESTUDIOS Y MEMORIAS DE CÁLCULO, PLANOS, DOCUMENTOS Y ESPECIFICACIONES, CATÁLOGO DE CONCEPTOS Y PRESUPUESTO BASE

2.4.2.1. Actividades

- Visita al sitio.
- Revisión cruzada de la ingeniería (mecánica, eléctrica, civil, arquitectónica etc.)
- Aprobación del proyecto por parte de una Unidad Verificadora

- Trámites oficiales ante FF.CC., S.C.T., S.E., C.F.E., etc.
- Actividades Administrativas. (Juntas, revisión cruzada, informes, controles, etc.)

2.4.2.2. Estudios y memorias de cálculo

Dentro de esta actividad se deberá realizar lo siguiente:

- Estudio técnico-económico de la selección del equipamiento eléctrico y dispositivos de control
- Estudio de eficiencia, optimización y ahorro de energía del sistema
- Selección de arreglo de Subestación y número de transformadores
- Selección y cálculo de potencia de transformadores, apartarrayos, fusibles y cuchillas desconectadoras, arrancadores e interruptores, así como transformadores de corriente y potencial
- Cálculo de alimentadores: Selección por capacidad, por caída de tensión y por corto circuito
- Estudio de corto circuito
- Cálculo de arranque de motores
- Cálculo del sistema de tierras
- Cálculo y Selección de interruptores, dispositivos de protección y medición
- Cálculo de alumbrado interior y exterior (balance de cargas, circuitos, tipo de lámpara, método por lumen, punto por punto, cavidad zonal, etc.)
- Estudio de factor de potencia
- Coordinación de protecciones
- Procedimiento de diagramas de interconexión y de control
- Cálculo de cimentaciones, bases de equipo y estructuras metálicas, de subestación (civil).

- Estudio del Sistema contra Incendio.
- Estudio de Señalización

Nota importante:

Las memorias de cálculo deberán ser realizadas y aprobadas antes de iniciar los dibujos, planos, especificaciones o catálogo de conceptos.

- Señalización (incluyendo detalles de la relación)
- Sistema contra Incendio (Ubicación de extintores, etc.)

Todo plano deberá contener croquis de localización del área en cuestión de preferencia arriba del cuadro destinado para aprobación de la Unidad de Verificación.

2.4.2.3. Planos

Entre los dibujos a realizar como mínimo estarán los siguientes:

- Subestación Eléctrica (fuerza, tierras, pararrayos, alumbrado, contactos, control y diagramas de interconexión).
- Diagrama Unifilar, Centro de Control de Motores y/o de tablero de distribución.
- Distribución General de Fuerza y Control (por área)
- Distribución de Alumbrado y Contactos (por área).
- Distribución de Alumbrado exterior e iluminación localizada
- Sistema de Tierras y Pararrayos (por área)
- Diagramas Esquemáticos de Control e Interconexión
- Lista de Conduit y Cable
- Sistema General de Tierras
- Símbolos y Notas (pueden ser indicados en los dibujos específicos)
- Detalles de Instalación (pueden ser indicados en los dibujos específicos).
- Estructuras metálicas de subestación
- Cimentación y bases de equipos de la subestación

El proyecto eléctrico deberá ser dictaminado por una Unidad Verificadora en el curso de la realización del proyecto de Ingeniería y antes de ser presentado al organismo operador o CONAGUA.

En lo referente a dibujos, podrán emplearse formatos ya elaborados que son repetitivos y que solamente se adaptan a los requerimientos y características del proyecto como lo son:

- a) Diagrama Unifilar
- b) Detalles de Instalación
- c) Lista de cables y conduits

Como planos generales se considerarán los siguientes:

- a) Diagrama Unifilar General
- b) Distribución General de Fuerza
- c) Sistema General de Tierras y Pararrayos
- d) Sistema de Alumbrado Exterior

Planos Específicos

a) Planos de alumbrado y contactos

Estos planos contendrán la localización y tipo de luminarias, circuitos, apagadores, altura de montaje, tableros, alambreado, asimismo la lista de materiales y detalles de instalación. Se indicara el nivel de iluminación (luxes)

b) Planos de distribución de fuerza, tierras y pararrayos

En este tipo de dibujos se mostrará la localización de los motores, rutas de conduits, estaciones de control, centro de control de motores, tipo de soportes, etc. Las tuberías conduits deberán identificarse con un número de referencia el cual también estará representado en los diagramas unifilares y en la lista de conduit de cable.

En los planos generales de fuerza deberán aparecer los alimentadores principales, de control y de señalización, tanto en alta como en baja tensión. Así mismo, los detalles de instalación, cortes y lista de materiales

c) Diagramas esquemáticos de control

Estos dibujos deberán contener los diagramas elementales de control de los motores, electroniveles y de aquellos dispositivos que tengan enlaces e interconexiones con instrumentos.

d) Sistemas de tierras

El sistema de tierras deberá indicar el tipo de conector, calibre de conductores, detalle de instalación, cortes y lista de materiales. Podrá incluirse en este dibujo el sistema de pararrayos.

e) Diagrama unifilar

Este dibujo deberá quedar de preferencia en un solo plano, mostrando todos los elementos de protección, control y medición, su designación y características principales. Los circuitos alimentadores deberán ser identificados por medio de un solo código numeral y/o alfabético, indicándose en el plano la lista de conduits y cable, asimismo deberá representarse un cuadro de cargas indicando todas las cargas de la planta, así como

todos y cada uno de los requerimientos marcados por la Unidad Verificadora

f) Diagrama unifilar de CCM'S y/o tablero de distribución

Este tipo de dibujo contendrá el unifilar mostrando los motores de servicios, transformadores de alumbrado, protecciones, instrumentos de medición y control, los circuitos con las características del cable conduits, tierras, control, identificación del equipo y sus características formando parte del plano

g) Lista de cables y conduits

Este tipo de dibujo deberá contener las características de todos los alimentadores, circuitos de control y de alimentación eléctrica que no se muestren en los diagramas del centro de control de motores. Se mostrará de donde parte y a que equipo llega, característica del cable, longitud, canalización e identificación del circuito

h) Planos de subestación

Se indicará la planta y las elevaciones necesarias que muestren las partes principales así como los detalles suficientes que faciliten la construcción de ésta.

Los diagramas de interconexión entre tabllas de equipos deberán aparecer en los dibujos correspondientes.

Todos los símbolos, notas, detalle de instalación y lista de materiales así como todo el equipo podrán indicarse en el propio plano.

Se elaborará el proyecto de la estructura de la subestación; así como, las bases de los equipos de fuerza y control.

Se realizará el diseño de las estructuras metálicas y bases para equipos de la subestación (transformadores, cuchillas, interruptores, etc.) del proyecto, tomando en cuenta las cargas muertas, vivas,

accidentales y peso de los equipos; siguiendo las recomendaciones de los estudios de mecánica de suelos y en base a las Normas ACI-318 y ACI-350 (American Concrete Institute) y del Manual de Diseño de Obras Civiles de la Comisión Federal de Electricidad

i) Planos del Sistema de Señalización y del Sistema contra Incendio

Se desarrollaran dibujos conteniendo la señalización del proyecto, así mismo, planos del sistema contra incendio. En ambas actividades deberán mostrarse con precisión la ubicación de las señales y de los distintos dispositivos de protección contra incendio seleccionados de acuerdo a normas y al estudio formulado

2.4.3. DOCUMENTOS Y ESPECIFICACIONES

En este rubro el contratista realizará lo siguiente:

Documentos

- Bases del Diseño (antes de iniciar planos)
- Cuestionario Eléctrico (antes de iniciar los planos y memorias de cálculo)

Estos documentos deben ser aprobados antes de iniciar las memorias de cálculo, planos y especificaciones.

Documentos Técnicos - Administrativos

- Alcances de los Trabajos y Suministros
- Condiciones Generales

Especificaciones

El proyecto eléctrico deberá contener como mínimo las siguientes especificaciones:

- Especificaciones Generales de Diseño Eléctrico
- Especificaciones Generales de Construcción

Especificaciones de Equipos

- Transformadores de Distribución o de Potencia
- Tablero Blindado
- Transformador de Servicios propios
- Planta Eléctrica de emergencia
- Banco de Baterías y Cargador
- Tableros en 220/127 v
- Tablero de Corriente Directa
- Banco de Capacitores
- Cables de Potencia
- Cables para el Sistema de Tierras
- Electrodo de Tierra
- Cables de Pararrayos
- Sistema de Soportes para Cables
- Aisladores Tipo Suspensión
- Cables de Control
- Tableros de Distribución
- Centro de Control de Motores
- Subestación Unitaria
- Motores de Servicios
- Cerca Perimetral
- Desconectador Fusible
- Especificaciones para Construcción de Obra Civil
- Sistema contra Incendio
- Señalización

2.4.4. CATÁLOGO DE CONCEPTOS

Este documento describirá en forma de conceptos la lista de materiales e incluirá todas las partidas de que consta el proyecto, necesarias para licitarlo, construirlo y operarlo; se anotarán en forma de columna indicando: número, descripción, unidad y cantidad. Los conceptos considerados, deberán cubrir el diseño, fabricación, suministro, refacciones, pruebas en campo, en fábrica, empaque, embarque, transporte, montaje y puesta en operación, etc. Dictamen de Verificación correspondiente a la construcción por parte de una unidad verificadora. En cada concepto, se indicará la especificación de referencia donde aplique y los planos de referencia. Se incluirá como concepto el Manual de Operación y Mantenimiento a realizar por el contratista de obra.

2.4.5. PRESUPUESTO BASE

El contratista de Ingeniería presentará en base en el catálogo de conceptos, el Presupuesto Base del proyecto en cuestión.

2.5. CONTENIDO DE ESPECIFICACIONES

Las especificaciones de equipos electromecánicos deberán contener como mínimo lo siguiente:

- a) Objetivo y Campo de aplicación
- b) Normas aplicables
- c) Alcance del Suministro
- d) Especificaciones Técnicas
 - Condiciones de Operación
 - Condiciones de Diseño
 - Características Generales de Construcción
 - Ruido

- Control de Calidad
 - Partes de Repuesto y Herramientas Especiales
 - Experiencia
 - Señalización
 - Características Particulares
 - Cuestionario Técnico
- e) Planos de Referencia
 - f) Certificación del Equipo
 - g) Instalación
 - h) Alimentación de Energía
 - i) Alambrado y Control
 - j) Placa de Identificación
 - k) Inspección en Fábrica
 - l) Pruebas
 - Fábrica
 - Campo
 - m) Características Particulares
 - n) Embarque y Transporte
 - o) Información que se deberá presentar en la documentación de concurso y después de la adjudicación
 - Dibujos básicos
 - Boletines, instructivos de operación, instalación y mantenimiento
 - Dibujos e información certificada del equipo
 - p) Programa de entrega
 - q) Garantías
 - r) Montaje
 - s) Penalización
 - t) Forma de Pago y de Medición

2.6. ALCANCE DE LOS DOCUMENTOS TÉCNICOS – ADMINISTRATIVOS

Los documentos “Alcance de los Trabajos y Suministros” y “Condiciones Generales”, deberán contener como mínimo lo siguiente:

2.6.1. ALCANCE DE LOS TRABAJOS Y SUMINISTROS

- a) Descripción del trabajo
- b) Especificaciones y dibujos
- c) Descripción del trabajo específico
- d) Material en obra, equipo y servicios suministrados por el contratista
- e) Programa de ejecución y secuencia del trabajo
- f) Programa y reportes
- g) Requerimientos para el suministro de datos
- h) Comunicaciones
- i) Información general
- j) Seguridad e higiene
- k) Información contractual
- l) Factores de evaluación penalización
- m) Empaque y embarque
- n) Información del contratista ganador
- o) Control de calidad, garantía

2.7. CONDICIONES GENERALES

- a) Especificaciones y Dibujos Aprobados para Construcción
- b) Propósito de las Especificaciones y Dibujos
- c) Permisos y Licencias
- d) Garantías
- e) Limpieza
- f) Programa, Coordinación y Reportes
- g) Aviso de Terminación y Procedimientos de Aceptación
- h) Fuerza Mayor
- i) Suspensión de los trabajos
- j) Derecho de Terminación por CONAGUA
- k) Terminación por Incumplimiento de “El Contratista”
- l) Impuestos y Acción Oblicua Subrogatoria

- m) Reclamaciones
- n) Retenciones y Deducciones
- o) Seguros
- p) Indemnizaciones
- q) Subcontratos
- r) Inspección y Control de Calidad
- s) Embarques de Equipos y Materiales Suministrados por “El Contratista”
- t) Posesión antes de la Terminación
- u) Condiciones y Riesgos de los Trabajos
- v) Ocupación Conjunta
- w) Reglamento de Trabajo
- x) Seguridad e Higiene
- y) Equipo de Montaje de “El Contratista”
- z) Protección de Los Materiales y Equipo
- aa) Propiedad, Cuidado, Custodia y Control de Materiales y Equipo
- bb) Personal de “El Contratista”
- cc) Armonía laboral
- dd) Responsabilidad Laboral
- ee) Información Confidencial
- ff) Publicidad
- gg) Propiedad de la Información
- hh) Garantía de Respaldo
- ii) Comunicaciones
- jj) Leyes y Reglamentos
- kk) Jurisdicción

2.8. NOTAS ELECTROMECÁNICAS GENERALES

En las listas de materiales deberá incluirse la descripción básica del equipo mayor y especificación general del equipo menor, como tableros, transformadores de alumbrado, interruptores, contactos, cable, tubo conduit, zapatas y accesorios de instalación, etc.

Todos los planos, cálculos y selecciones de equipos mecánicos deberán estar justificados con

normas, catálogos, folletos o bien con elementos que ratifiquen lo especificado. El proyecto eléctrico será realizado de acuerdo a la norma NOM-001-SEDE-2005 en su última edición.

Los conceptos que no queden amparados por esta norma deberán estar cubiertos por las normas IEC, ANSI, NEMA, IPCEA, IEEE, ASME, AWWA, ASTM, etc. En su última edición, así como las normas de CFE para lo concerniente a líneas eléctricas

Se deben efectuar los trámites oficiales ante CFE, considerando que si existen cruces en lo referente a líneas eléctricas de distribución, transmisión y de la solicitud del suministro. También deberán efectuarse los trámites oficiales ante FFCC, SCT, si fuera necesario.

El proyecto eléctrico deberá ser evaluado por una Unidad verificadora. El contratista proporcionará en el Informe Final el Dictamen de Verificación.

Todos y cada uno de los planos del proyecto eléctrico deberán contener un cuadro de 5cm x 10cm, con la leyenda UNIDAD DE VERIFICACIÓN, para firma y/o sello correspondiente. Este deberá estar localizado en el extremo inferior derecho, arriba de la identificación del proyecto.

Todos los planos deberán ser realizados de acuerdo a las normas y de preferencia de tamaño 24" x 36" en papel herculene, película o similar.

En caso de que las instalaciones requieran de alimentación eléctrica para alumbrado y/o suministro de energía para el accionamiento de actuadores eléctricos de compuertas y válvulas, deberá

considerarse la ejecución del proyecto eléctrico.

En los planos de alumbrado y contactos se deberá anotar el nivel de iluminación, calculado en luxes.

Las memorias de cálculo y estudios eléctricos y mecánicos deberán ser congruentes con los planos y especificaciones.

Dentro del catálogo de conceptos, tanto mecánicos como eléctricos, la empresa deberá indicar todas aquellas partidas y/o actividades que complementen el objetivo del proyecto tal como:

- a) Actividades de ingeniería, pruebas y puesta en servicio, entrenamiento de personal, etcétera
- b) Ingeniería "tal como se construyó el proyecto"
- c) Ajustes por longitudes, diámetro, presiones, capacidades, etcétera
- d) Ajustes por diferencias en cantidades, etcétera

Y todos aquellos elementos que se tengan que realizar por parte del contratista de obra para lograr el objetivo del proyecto.

Todas las especificaciones y documentos deberán identificarse y llevar la carátula de la CONAGUA (logotipo). Asimismo, el proyecto deberá ser firmado por el contratista en una copia reproducible.

La empresa realizará todas aquellas actividades necesarias para cumplir con el propósito del proyecto, elaborando dibujos, planos, especificaciones, memorias de cálculo, estudios, catálo-

go de conceptos, etc. de tal manera que se pueda realizar el concurso de obra del proyecto.

El desarrollo del proyecto incluyendo selección de equipo deberá contemplar la descripción del sitio tal como altitud, temperatura, presión, y condiciones especiales de servicio como lo es ambiente, corrosión, salinidad, contaminación, etc.

La empresa verificará que la ventilación natural en los cuartos de control sea suficiente para disipar el calor, producto de las pérdidas de los equipos eléctricos.

En la elaboración del proyecto el contratista deberá considerar el estudio técnico y económico de diferentes alternativas de tamaño, forma, localización, ubicación y arreglo óptimo de todos los elementos que lo conforman.

Todo el conjunto y alcance definidos deberá cumplir con las normas descritas y otras disposiciones que ha marcado la "Buena Práctica de la Ingeniería".

La empresa deberá contemplar lo relativo a las Normas sobre Ahorro de Energía, sobre todo en el desarrollo de las especificaciones del equipo y material electromecánico (cubriendo balastos, lámparas, motores etc.). Todos los equipos deberán ser certificados por un organismo de certificación del producto, debidamente acreditado a nivel nacional (ANCE, AGMA, NYCE, NOM, BVQI, CSA, UL, CESI, GL, SABS, SAA, INMETRO, CEPTEL, PTB, JET, ISO, etc.) en su última edición.

Para el informe final se incluirá toda la documentación que constituye el proyecto. Deberá dividirse en dos grupos. El primero consistirá en aquella documentación requerida en el concurso y el segundo grupo consistirá en memorias de cálculo, estudios, CD's, etc., que habiéndose elaborado no forman parte del paquete de concurso.

La empresa deberá capturar la Ingeniería (especificaciones, planos, memorias, estudios, catálogos de conceptos, etc.) en medios digitales electrónicos, utilizando el procesador de textos Word de Windows, Autocad, etc. (última versión).

La documentación arriba mencionada deberá estar debidamente relacionada e identificada físicamente en el propio dispositivo electrónico. Así mismo en los documentos impresos se indicarán índices generales, en cada tomo y en forma particular. Cada tomo, deberá contener separadores por especificación y/o documentos.

Se presentara como resultado de los trabajos, un informe final que contendrá: Memoria descriptiva, planos, esquemas, gráficas, catálogo de conceptos, presupuesto base y cantidades de obra del proyecto realizado.

NOTA IMPORTANTE:

Toda la documentación presentada en este anexo, deberá adjuntarse al contrato, de acuerdo con el tipo de proyecto (pozos, plantas potabilizadoras, plantas de tratamiento, plantas desaladoras, etcétera).



3

PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo pretende dar un panorama general de las instalaciones eléctricas en los sistemas de bombeo de agua potable y alcantarillado, describiendo sus principales componentes y la importancia que tienen dentro de las instalaciones.

Se presentan los conceptos generales que deben tomarse como base en el diseño del sistema eléctrico y las desviaciones que se deben evitar en el desarrollo del mismo.

Se describe una clasificación de cargas, la definición de centros de carga y la importancia que representa para algunos tipos de instalación contar con estos.

Se enuncian las tensiones normalizadas y una clasificación de acuerdo a su nivel de distribución y suministro en la República Mexicana, conforme a los valores que maneja la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Se describen los efectos que produce la variación de la tensión en algunos equipos eléctricos,

además se dan algunas recomendaciones para minimizar los efectos en estos equipos.

NOTA IMPORTANTE:

El diseño de todas las instalaciones eléctricas en el sector hídrico, como son pozos, plantas potabilizadoras, plantas desaladoras, plantas de tratamiento, etcétera, deberán sustentarse en la legislación y normatividad existente, como la indicada en este libro.

3.2. CONCEPTOS GENERALES PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO, POZOS, PLANTAS POTABILIZADORAS, DE TRATAMIENTO Y DESALADORAS¹

Los componentes principales de una instalación eléctrica en los sistemas de bombeo, pozos, plantas potabilizadoras, de tratamiento y desaladoras, desde el punto de acometida con la compañía suministradora, son principalmente: la subestación eléctrica y el sistema de fuerza.

¹ Fuente: NOM-001-SEDE, NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

3.2.1. BASES GENERALES DE DISEÑO

Para los sistemas eléctricos, de forma general se consideran las siguientes bases de diseño.

Seguridad

La seguridad del personal es un factor de vital importancia y no admite restricciones por otros factores. Es uno de los objetivos fundamentales de la normalización.

Flexibilidad y facilidad

De acuerdo al tipo de instalación deben preverse posibles expansiones, aumentos en la carga y sus repercusiones en factores como son: La capacidad de los equipos nuevos y su espacio, la tensión, espacio para instalaciones adicionales, modos alternativos de alimentación a las cargas, etcétera.

Economía

El costo de los equipos, el pago por consumo de energía y los gastos de operación y mantenimiento como resultado de las alternativas en el diseño es un factor importante pero de ninguna manera debe interferir en el sacrificio de la seguridad y la eficiencia del sistema.

Eficiencia

El sistema eléctrico debe estar en relación directa a su construcción y acabado, contará con el equipo adecuado para poder asegurar su operación en condiciones normales y dependiendo del tipo de instalación deberá contar con lo necesario para la operación aún en situaciones emergentes.

Continuidad

La continuidad que guarde un sistema eléctrico depende de la importancia que tenga en el proceso, lo que en las de mayor importancia se instalan equipos duales o se cuenta con un sistema de respaldo y se aíslan las posibles fallas para asegurar la operación correcta.

Normatividad

Todos los diseños de sistemas eléctricos deben apegarse a las normas nacionales o en su defecto con las internacionales vigentes, correspondientes.

3.2.2. BASES ESPECÍFICAS DE DISEÑO

De forma particular, se deben tomar en cuenta las siguientes bases específicas por tipo de sistema.

Sistema de distribución en media tensión

Deberá estar localizado, de preferencia en un área próxima al centro de carga eléctrica de la planta y deberá consistir de un tablero de distribución y centro de control de motores en media tensión.

Sistema de distribución en baja tensión

La tensión de 480 V se deberá obtener mediante la transformación de un arreglo de subestación propia.

El sistema de distribución a 220/127 volts, 3 fases, 4 hilos, 60 Hz, con neutro a tierra será para servicios de alumbrado y motores fraccionarios.

Podrán usarse canalizaciones subterráneas o aéreas para alimentadores de fuerza, alimentadores para distribución de alumbrado y estaciones de botones de control de motores.

Los conduits subterráneos deberán ser instalados recubriéndolos con una envolvente rectangular de concreto armado que deberá colorearse de rojo para identificación, de acuerdo a la Tabla 3.1.

Los bancos que contengan uno y dos conduits deberán ser localizados a escala. Los bancos de 3 o más conduits deberán ser localizados en planta y elevación. Dimensiones extremas deberán indicar el tamaño del banco en planta; en la elevación deberá indicarse el tamaño del banco desde la parte superior hasta la inferior.

Los conductores que operen en temperaturas ambientes de 45°C o menores, deben tener un aislamiento termoplástico de PVC con cubierta de nylon y temperatura de operación de 75°C, para 600 V, tipo THWN. Deberá proveerse un conduit separado para los hilos de control. La distancia máxima entre registros será de 60 m, siempre y cuando no existan deflexiones apreciables de dirección. En general se utilizarán conductores de cobre para alimentadores de fuerza y control.

Alumbrado

Los sistemas de alumbrado en unidades de proceso y edificios deberán ser alimentados mediante transformadores trifásicos. Estos transformadores deberán localizarse de preferencia cerca de los tableros. Los transformadores serán tipo seco. Los tableros de alumbrado serán de 220/127 V equipados, con interruptores para circuitos derivados y estarán localizados cerca del centro de carga.

Deben usarse luminarios fluorescentes en oficinas, vestidores, talleres, almacenes, cuartos de control, etc. También podrán usarse en áreas exteriores de proceso siempre y cuando reúnan características adecuadas.

Se deberán instalar contactos para lámparas portátiles en áreas de proceso. Los contactos deberán localizarse de manera que las áreas de trabajo puedan alcanzarse con una extensión de 15 m. En otras localidades los contactos deberán colocarse según las necesidades de estas áreas.

Se usará alumbrado localizado en equipos que contengan instrumentos u otros dispositivos que sea necesaria su iluminación debido a las condiciones de proceso.

Para la iluminación de áreas de almacenamiento se usarán reflectores de alta eficiencia luminosa.

Se deberán usar luces de aviso para los aviones y luces de obstrucción en las estructuras altas, en conformidad con el reglamento de Aeronáutica Civil.

Se deberá proyectar un sistema de alumbrado de emergencia en los cuartos de control eléctrico e instrumentos en donde se localizarán luminarios estratégicamente, de tal manera que los tableros eléctricos e instrumentos, etcétera, queden iluminados, así como también los accesos, salidas y escaleras.

Sistema de conexión a tierra

El proyectista debe tener como objetivo principal en el diseño de un sistema general de tierras, lograr la protección de personas, equipos, aparatos e instalaciones en general, contra descargas

atmosféricas, cargas estáticas, o choques eléctricos, producidos por diferencias de potencial, originados por el contacto de conductores vivos con partes metálicas o bien por el paso de las corrientes de falla.

En el capítulo 6 del presente documento se detalla todo lo referente al sistema general de tierras.

3.3. DETERMINACIÓN DE CENTROS DE CARGA

Un centro de carga es donde se encuentran las demandas de mayor potencia dentro de una instalación. La importancia de determinar los centros de carga, consiste en contar con un sólo grupo de alimentadores principales, alimentadores secundarios cortos y tener los elementos de control cerca de los equipos.

Clasificación de cargas

La cantidad, capacidad, localización y tipo de cargas es un factor determinante en el diseño de un sistema eléctrico. El estudio consiste en una recopilación y clasificación de cargas.

Por su magnitud

En algunas instalaciones, las cargas requieren una tensión de operación diferente, por consecuencia la instalación tendrá diferentes niveles de tensión. Cuando esto sucede las cargas deben agruparse de acuerdo a estos niveles.

Por su localización (densidad de carga)

De acuerdo al arreglo de cargas que se tengan, éstas deben agruparse también por zonas, de tal

forma que no se tenga altos costos de la instalación debido a las distancias que se tengan de los centros de cargas a las cargas.

Por su importancia de continuidad

Considerando que tan necesario es el servicio, se puede saber cuáles son las cargas prioritarias en caso de utilizar un sistema de respaldo y así clasificar también como cargas en el sistema normal y cargas con respaldo de emergencia, o bien con una segunda alimentación normal alternativa.

Por su naturaleza o tipo de carga

En el diseño de los sistemas eléctricos, es necesario considerar una variedad de tipos de cargas que intervienen y que generalmente se pueden agrupar en alumbrado, motores, contactos y aplicaciones especiales. Estas últimas tienen una gran variedad dependiendo de cada instalación.

3.4. SELECCIÓN DE TENSIONES²

3.4.1. CLASIFICACIÓN

Las tensiones eléctricas normalizadas son las siguientes:

- Baja tensión: Desde 100 V hasta 1 000 V.
- Media tensión: Tensión mayor a 1 000 Volts hasta 34.5 kV
- Alta tensión: Tensión mayor a 34.5 kV y menor que 230 kV.
- Extra alta tensión: Tensión mayor a 230 kV hasta 400 kV

3.4.2. TENSIONES NORMALIZADAS

Cuando un sistema nuevo es construido o cuando un nivel nuevo de tensión eléctrica se integra a un existente debe seleccionarse uno o más de los sistemas preferentes de tensión eléctrica nominal de la Tabla 3.2. La selección lógica y económica depende de varios factores, tales como el tipo y el tamaño del sistema.

Para cualquier tensión eléctrica nominal del sistema, las tensiones eléctricas reales existentes en varios puntos y tiempos de cualquier sistema eléctrico, se recomienda que estén comprendidas dentro de las tolerancias dadas en la Tabla 3.2.

El diseño y operación de sistemas eléctricos y el diseño de equipos alimentados por tales sistemas deben coordinarse con respecto a estas tensiones eléctricas de tal forma que los equipos funcionen satisfactoriamente en la banda de tensiones de utilización que se encuentran en el sistema.

Las tensiones iguales y mayores a 34 500 V se utilizan para subtransmisión o transmisión. En algunos casos pueden ser tensiones de suministro.

En la Tabla 3.3 se muestran las tensiones congeladas que están en uso actualmente, con tendencia a su desaparición.

3.5. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN³

3.5.1. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS MÁS UTILIZADOS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PLANTAS INDUSTRIALES

Las tensiones consideradas deben ser aquellas a las que funcionan los circuitos. Las tensiones utilizadas de corriente alterna son: 120, 127, 120/240, 208Y/120, 240, 480Y/277, 480, 600Y/347 ó 600 volts. La tensión nominal de un equipo no debe ser menor a la tensión real del circuito al que está conectado.

El sistema en 480 V es menos costoso que el de 220 V ya que maneja corrientes menores, repercutiendo esto en calibres de conductores más delgados y menor capacidad en las protecciones. En este sistema se pueden manejar transformadores auxiliares para el alumbrado con secundario en 220/127 V.

Efecto de la variación de la tensión en un sistema

Los principales efectos de la variación de la tensión en los equipos que conforman las instalaciones son:

³ Fuente: NMX-J-098-ANCE, IEEE Std 141 y NOM-001-SEDE

- Fluctuaciones en la velocidad de los motores de inducción
- Aumento en la temperatura de motores, ver Tabla 3.4
- La baja tensión causa la disminución del par de arranque y el aumento de temperatura a plena carga, lo que produce un mayor tiempo en la aceleración y menor vida en los aislamientos del motor
- La alta tensión produce un incremento en el par y la corriente de arranque, disminución del factor de potencia, lo que puede causar daño en los acoplamientos, aumenta la caída de tensión en el sistema y obliga a corregir el factor de potencia para evitar las penalizaciones respectivas, por lo que se puede concluir que un motor de inducción es afectado en mayor grado por bajas tensiones
- Lámparas fluorescentes: la salida de la luz para los balastos magnéticos varía aproximadamente en proporción directa a la tensión aplicada. Así un 1 por ciento de incremento en la tensión aplicado incrementará la salida de luz en un 1 por ciento y, a la inversa, una disminución del 1 por ciento en la tensión aplicada reducirá la salida de luz en un 1 por ciento
- La salida de luz de los balastos electrónicos puede ser más o menos dependiente de la entrada de tensión. El componente sensible a la tensión de la composición fluorescente es el balastro. Es una pequeña reactancia, transformador, circuito electrónico, o combinación que suministra las tensiones de arranque y operación a la lámpara y limita la corriente de la lámpara a los valores de diseño. Estos balastos pueden sobrecalentarse cuando están sujetos a tensión y temperaturas de operación por encima de lo normal, y pueden requerirse protecciones térmicas
- En lámparas de alta intensidad de descarga (HID, mercurio, sodio y haluros metálicos), Las lámparas de mercurio usando un balastro de reactancia típica que tendrán un cambio del 12 por ciento en la salida de la luz y un cambio del 5 por ciento en la tensión del terminal. Las lámparas HID pueden extinguirse cuando la tensión terminal cae por debajo del 75 por ciento de la tensión nominal. Un balastro de autotransformador de wattage constante producirá un cambio +/- 5 por ciento en el wattage de lámparas de mercurio, o un cambio de +/- 10 por ciento en wattage para haluros metálicos, cuando la tensión de línea varía +/- 10 por ciento

En la práctica se puede recurrir a la utilización de alimentadores lo más cortos posibles (uso de centros de cargas), para obtener una reducción de impedancias, sin que ello repercuta en corrientes de cortocircuito altas. El uso de capacitores en paralelo, la utilización de cambiadores de derivación bajo carga, reguladora de tensión, autotransformador, puede ser útil para el objetivo.

Perfil de caída de tensión

Para evitar los efectos que pudieran presentarse por tener una caída de tensión excesiva, es recomendable tratar de mantener el valor de tensión dentro de límites aceptables en las terminales de los equipos, cuidando que la caída de tensión producida por la corriente que fluye a través de las impedancias (de los equipos y materiales) no rebase dichos límites conociendo la regulación de tensión, para mayor información del desarrollo

de este tema consultar la norma IEEE Std 141 tema límites del perfil de tensión para un sistema de regulación de distribución.

Caída de tensión en el sistema

Para conocer la caída de tensión de un circuito en condiciones estables (sin transitorios como efectos por arranque de motores) es necesario conocer la impedancia del circuito y la corriente en el mismo.

Guías de selección de tensiones

Conociendo las tensiones comúnmente empleadas por la CFE y la industria en general, tanto en media como en baja tensión ver Tabla 3.2 y Tabla 3.3, se puede seleccionar la tensión más económica en función de la carga conectada.

En la Tabla 3.5 se muestran los valores recomendados de tensión de alimentación para motores de inducción de acuerdo a su potencia.

En instalaciones de gran capacidad es posible tener que seleccionar varios niveles de tensión, aplicando cada uno para diferente utilidad, por ejemplo:

- Del nivel mayor al menor se puede utilizar una tensión para los equipos de bombeo principales de 4 160 V.
- Una tensión de 480 V para bombas auxiliares, grúas, mecanismos de apertura de compuertas, etc. y finalmente una tensión de 220/127 V para cargas de alumbrado y otras cargas pequeñas.

3.5.2. DETERMINACIÓN DE CENTROS DE CARGA

3.5.2.1. Descripción de parámetros

En instalaciones grandes en donde la carga se encuentra concentrada en determinados lugares es conveniente la distribución del sistema en centros de carga.

Para ubicar los centros de carga de una instalación y realizar un análisis para identificar la alternativa más adecuada a un buen diseño es necesario conocer principalmente los siguientes parámetros:

Levantamiento de cargas

Obtenga una distribución de la carga de la instalación en general con la localización de los equipos y sus características eléctricas (potencia, tensión, fases, etcétera). En la mayor parte de las veces lo anterior no es posible por lo que deberá de estimar la carga en función de instalaciones similares, elaborando sus propios índices de watts o VA por m² para las diferentes áreas.

Determinación de la demanda total

La suma de watts o VA nominales de las cargas proporciona la carga conectada total. Dado que algunos equipos trabajan en forma intermitente y otros a menos de su capacidad plena, la demanda resultante es menor que la carga conectada.

Localización del centro de carga

En general, entre más cerca se localicen los equipos de transformación (cuando se requieran) del centro de carga del área servida, menor serán los costos del sistema de distribución.

En caso de tener duda, es necesario realizar una evaluación técnico-económica.

Arreglo físico

El arreglo físico depende del proceso y complejidad de la instalación por lo que es conveniente conocer las ventajas y desventajas de cada uno de éstos como se indicarán en sistemas de distribución de este libro, para seleccionar el adecuado.

Selección de tensiones

Seleccione las mejores tensiones en cada uno de los niveles (baja y media tensión). Las tensiones del sistema son de los que influyen más que ningún otro factor en la economía.

Expansiones futuras

Si la instalación que se está proyectando prevé expansiones futuras, cuide que los equipos soporten la carga adicional y verifique la utilización de equipo normalizado estudiando la manera de conectar la nueva carga con un mínimo de costo.

Otros requerimientos

Tan pronto sea posible, debe de efectuarse una reunión con la empresa suministradora de energía eléctrica para determinar los requerimientos del servicio, para poder analizar sus redes y pro-

porcionar la información requerida para iniciar los cálculos del proyecto.

Diagrama unifilar

La realización de este diagrama nos permitirá identificar en forma conjunta las características de nuestra instalación, o centros de carga.

El plano eléctrico más común es el diagrama unifilar que identifica y suministra información sobre las dimensiones de los componentes principales del sistema de alumbrado eléctrico y muestra cómo la potencia es distribuida desde la fuente, habitualmente la acometida, hasta el equipo de utilización.

Se representan equipos tales como tableros de distribución, equipos de conmutación, subestaciones, centros de control de motores, equipos de emergencia, interruptores de transferencia y equipo de calefacción, ventilación y aire acondicionado.

También se ilustran acometidas, alimentadores y algunas canalizaciones de circuitos derivados y cables. El diagrama unifilar normalmente indica el tipo de canalización o cable y el tamaño comercial, el número de conductores, sus tamaños y cualquier otra información especial; además puede indicar el nivel de tensión, las capacidades de las barras conductoras, la corriente de interrupción, las capacidades nominales de fusibles o interruptores, la puesta a tierra del sistema, medidores, relevadores y cualquier otra información para ayudar a identificar el sistema eléctrico.

Un diagrama unifilar completo mostrará las acometidas, alimentadores, las cargas y equipos principales.

3.5.3. ARREGLOS BÁSICOS (DIAGRAMAS)

Sistema radial simple

Es el sistema más sencillo ya que ocupa solamente un alimentador primario, un solo transformador o banco de transformación (el transformador alimenta solo un bus secundario). Es el sistema más empleado, su operación y expansión en caso necesario son simples, se utiliza donde no es necesaria una continuidad en el servicio, debido a que en caso de falla o mantenimiento el sistema queda completamente fuera de servicio, ver Ilustración 3.1.

Es el más económico de todos los sistemas, de fácil operación y expansión simple; se emplea en pequeñas industrias, donde el proceso puede interrumpirse y la planta puede alimentarse con un sólo transformador.

Sistema radial expandido

Es un sistema similar al anterior con un solo alimentador primario con dos o más transformadores que alimentan cada uno a un bus secundario, su operación y expansión es sencilla, en caso de falla de uno de los secundarios se aísla el área afectada pero en caso de falla del alimentador primario queda fuera por completo el sistema ver, Ilustración 3.2.

Las ventajas que se tienen sobre el sistema anterior es el tener alimentadores más cortos y bajas

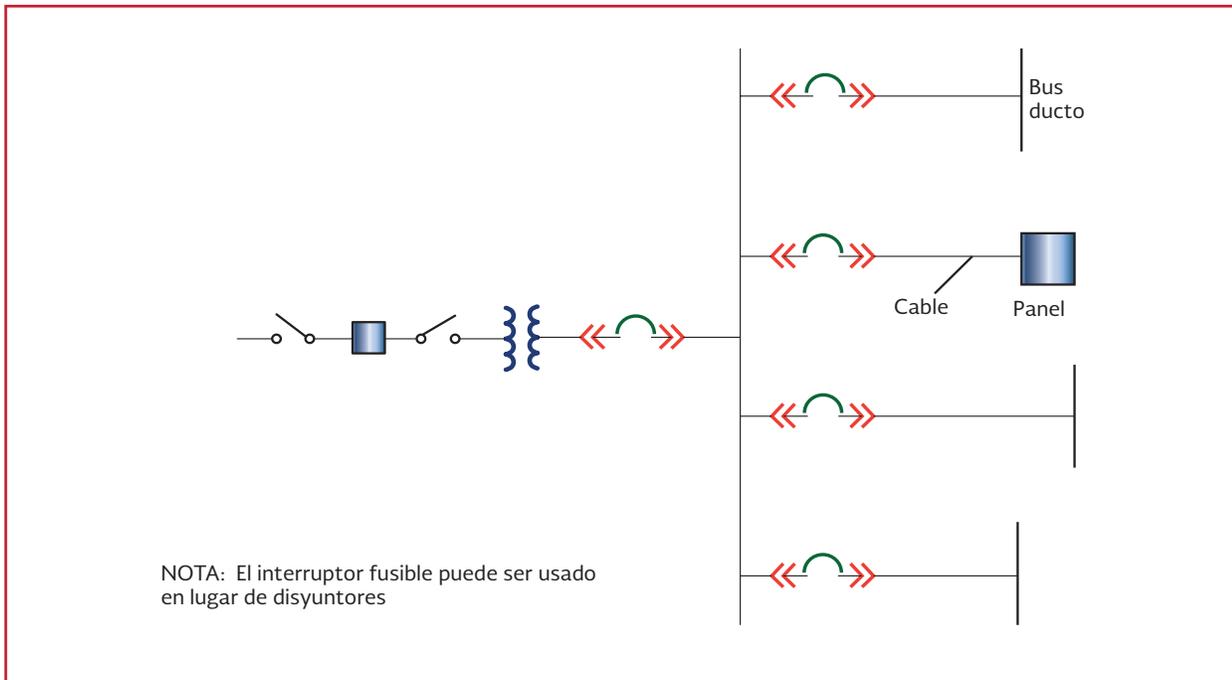
corrientes de cortocircuito. Se utiliza cuando la magnitud de la carga requiere utilizar más transformadores. Tiene las mismas desventajas del sistema anterior y su costo es más elevado 25 a 30 por ciento comparado con el sistema anterior.

Sistema primario selectivo

Este sistema tiene la característica que dos alimentadores primarios llegan a cada banco de transformación. Se tienen el número de transformadores necesarios de acuerdo a la instalación y normalmente se conecta la mitad de los transformadores a cada uno de los alimentadores y solamente en caso de falla se conectan todos los transformadores a un solo alimentador por lo que éste debe tener la capacidad suficiente para soportar la carga total y los seccionadores deben tener un bloqueo para impedir el cierre de los dos a la vez, ver Ilustración 3.3.

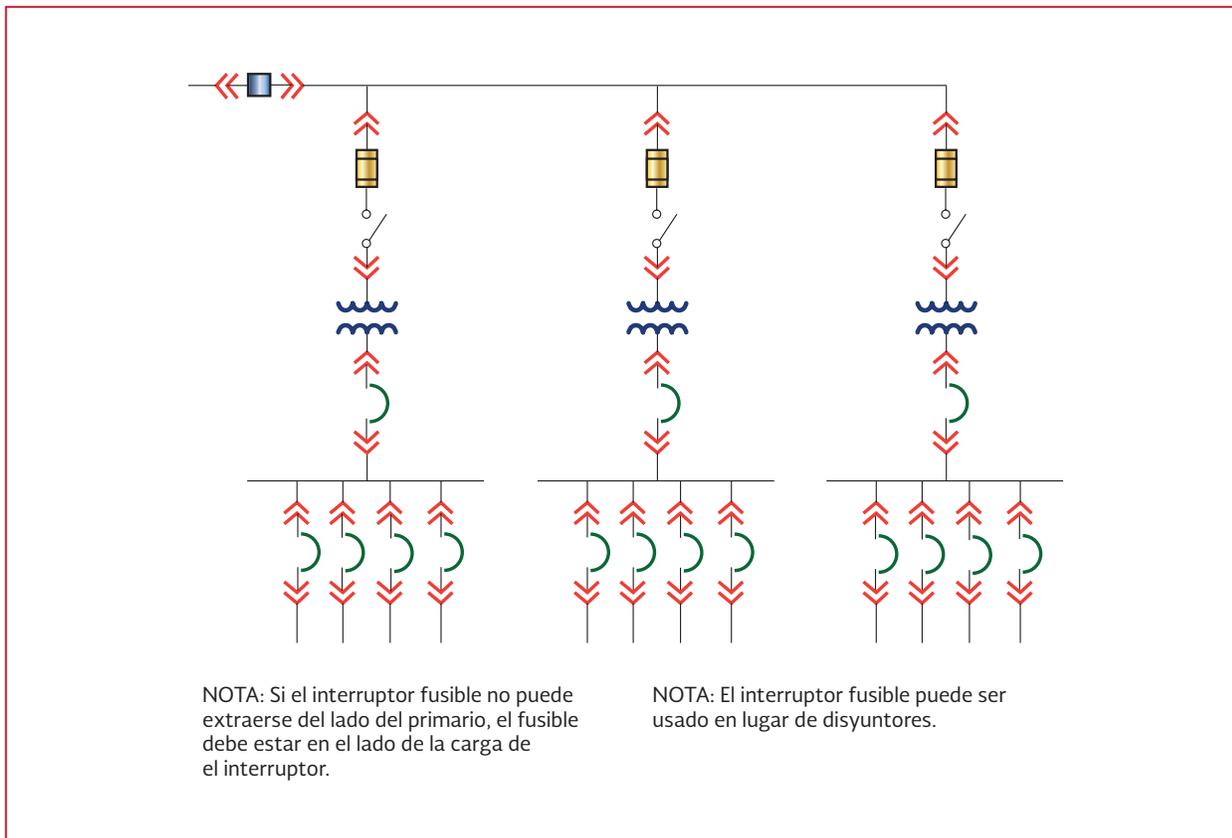
Una ventaja es que se cuenta con dos fuentes distintas de alimentación en el primario. Otra ventaja es poder dar un mejor mantenimiento al equipo primario de seccionadores y buses. Como desventajas tiene que en caso de falla un transformador o tablero secundario queda fuera por completo esa zona y su costo es superior a los sistemas radiales, entre 50 a 75 por ciento más caro comparado con el radial simple y 20 a 30 por ciento más caro con respecto al radial expandido, estos rangos son debido al número de transformadores empleados.

Ilustración 3.1 Sistema radial simple



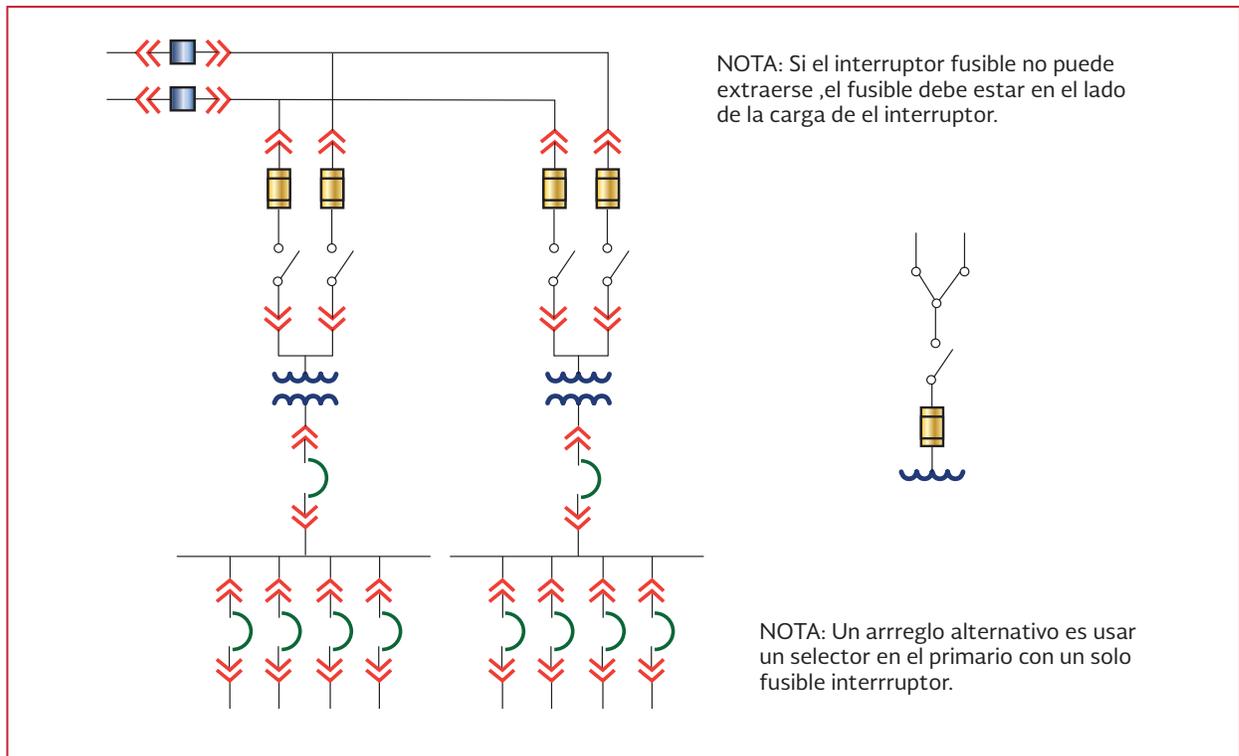
Fuente: IEEE Std 242

Ilustración 3.2 Sistema radial expandido



Fuente: IEEE Std 242

Ilustración 3.3 Ejemplo de sistema radial selectivo en el primario



Fuente: IEEE Std 242

3.6. SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO⁴

Información que debe de entregar el contratista:

3.6.1. BASE DE DISEÑO

Indicando como mínimo el nombre del proyecto, localización, fecha y contener la siguiente información:

1. Condiciones climatológicas
2. Localización del sitio
3. Memoria descriptiva del proyecto

Adicionalmente, se deben incluir en la memoria descriptiva, las particularidades que se establezcan para proyectos específicos.

3.6.2. MEMORIA DE CÁLCULO

La memoria de cálculo debe incluir todas las cargas externas e internas de calor que afectan a los lugares.

1. Metodología de cálculo
2. Documentos que integran la memoria de cálculo

3.6.3. PLANOS DE DISEÑO

Toda la información contenida en los planos de diseño, se debe presentar en idioma español y utilizar el sistema general de unidades de medida basado en el sistema Internacional de unidades (SI) establecido en la NOM-008-SCCFI.

4 Fuente: NRF-051-PEMEX

Los planos del sistema de aire acondicionado deben contener además la información que requieran otras disciplinas para su diseño e instalación; como pueden ser arquitectura, ingeniería civil, ingeniería eléctrica, telecomunicaciones, instrumentación y seguridad.

Se debe incluir la información necesaria para llevar a cabo la instalación del sistema de aire acondicionado, así como utilizar detalles típicos, detalles específicos y notas aclaratorias; se deben realizar referencias claras en el cuerpo del dibujo y se debe mostrar la simbología empleada en los planos, de acuerdo con lo indicado en el proyecto y/o en la hoja de datos para diseño.

3.6.3.1. Distribución de ductos

Se debe indicar en este plano, el recorrido o distribución total de los ductos del sistema de aire acondicionado, para cada uno de ellos, tanto en planta como en elevaciones, cortes longitudinales y transversales; se debe dibujar sobre el plano arquitectónico y mostrar tanto los ductos de inyección como los de retorno, con sus dimensiones y la capacidad de flujo de cada uno. En particiones, difusores, rejillas y compuertas para balanceo; se deben indicar sus niveles, referenciar las acotaciones de sus ejes a los estructurales, se debe mostrar la localización de termostatos, humidostatos de cuarto y el monitor de corrosión atmosférica, así como los elementos sensores y de control.

Se debe indicar la cantidad, dimensiones, capacidad y tipo de difusor o rejilla empleados en el proyecto; aplica para difusores de inyección, rejillas de retorno, rejillas de paso en puerta, rejilla en la toma de aire exterior y persianas de muro.

Se debe de emitir un plano de distribución de ductos por cada nivel del edificio por acondicionar e incluir lo indicado en el párrafo anterior, en caso de que el edificio acondicionado tenga más de un nivel.

3.6.3.2. Cuarto de máquinas o localización de equipo

Sobre un plano se debe mostrar el equipo de aire acondicionado propuesto en el proyecto, tanto en planta como elevaciones, cortes longitudinales y transversales; ya sea que el equipo se encuentre confinado en un cuarto de máquinas o bien se localice en el exterior del local o edificio acondicionado.

El equipo se debe identificar con su clave, debe estar dimensionado y acotado a los ejes estructurales del edificio. Se deben indicar las capacidades del flujo de aire y las dimensiones de los ductos de aire que se muestren en el dibujo, así como la localización del tablero de control, el drenaje para los condensados, el interruptor de flujo de aire y termostato límite.

Los dibujos de equipos, deben mostrar las unidades manejadoras de aire, unidades condensadoras, unidades enfriadoras de agua, unidades de filtración, unidades presurizadoras, bombas de agua helada o agua para calefacción.

En este plano se deben mostrar las tuberías de refrigerante o de agua helada para interconectar las manejadoras de aire con las unidades condensadoras o unidades enfriadora de agua, en la tubería se debe indicar nomenclatura, especificación de material diámetro y sentido del flujo.

3.6.3.3. Diagrama de flujo de aire

Se deben indicar en forma esquemática los lugares acondicionados. Para cada local o zona del edificio se debe mostrar el flujo de aire de inyección, flujo de aire de retorno, temperatura de inyección, temperatura interior y humedad relativa.

Se deben indicar en forma esquemática los equipos para manejo de aire, tales como unidades manejadoras, unidades paquete, unidades de presurización y de filtración, los que se deben identificar e indicar el flujo de aire de inyección y flujo en la toma de aire exterior.

3.6.3.4. Diagrama de control

Debe indicar la lógica de arranque y paro, interconexión con elementos sensores y de control, protecciones, alarmas visibles y audibles, que se deben identificar para su fácil interpretación para diseño y ejecución, así como las tensiones de alimentación y salida; este diagrama se debe acompañar con la descripción de la secuencia de operación, en donde se establezca de forma clara, el proceso de arranque de equipos, condicionantes de paro y alarma.

Se debe dibujar un diagrama esquemático de control unizona, donde se muestre el equipo de manejo de aire y sus accesorio como filtros, serpentines de enfriamiento, tubería válvulas de control, termostatos, manómetros, interruptor de flujo de aire; entre otros.

3.6.3.5. Detalles de construcción

Se deben generar detalles de construcción, que son típicos cuando se deban aplicar en diferentes situaciones dentro del proyecto y específicos cuando aplican a una sola situación.

En los detalles típicos se debe indicar el engargolado de ductos, compuerta de control, aislamiento tanto de ductos como de tuberías de agua o refrigerante, soportería, soporte o cimentación de equipos, cruce de ductos en muro o por losa, conexión flexible de lona ahulada, rejillas en puerta así como algún otro detalle de relevancia para su ejecución.

Se deben elaborar los detalles específicos para aquellos proyectos donde se presenten características particulares de diseño tales como limitaciones de espacio o área, material arquitectónico para sujetar la soportería, drenaje para condensados, entre otros.

3.7. RECOMENDACIONES

3.7.1. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Conociendo los principales datos de la instalación eléctrica, el proyectista deberá proporcionar a la CFE los siguientes datos:

1. Nombre del proyecto
2. Localización de la instalación
3. Giro o tipo de proyecto
4. Demanda máxima requerida

5. Capacidad instalada
6. Fecha programada para recibir el servicio eléctrico
7. Continuidad de servicio
8. Características principales del equipo (número y capacidad de motores, tipo de arranque, tensión de utilización, etcétera)

Posteriormente la CFE deberá proporcionar al proyectista algunos datos, entre los que se encuentran:

1. Tensión de suministro
2. Tolerancia de variación de la tensión
3. Tipo de acometida (aérea o subterránea)
4. Frecuencia
5. Tolerancia de la variación de la frecuencia
6. Número de fases y número de hilos
7. Capacidad de cortocircuito máxima y mínima
8. Continuidad del servicio (estadísticas de fallas indicando el tiempo y número de interrupciones, así como la frecuencia de maniobras por mantenimiento)
9. Programa y presupuesto de obras necesarias para el suministro

Para mayor referencia sobre esta solicitud ver ANEXO C.

3.7.2. COORDINACIÓN CON OTRAS ÁREAS DE INGENIERÍA

Al diseñar la instalación eléctrica, deberá ser con la participación del personal que se indica a continuación, el cual nos puede indicar con mayor certeza los siguientes criterios:

Ingeniería mecánica, hidráulica y proceso

1. Información referente a potencia requerida en equipos de bombeo, grúas, compresores, etcétera Así como establecer la lógica de control, protección y medición en electroválvulas, torres de oscilación, paros y arranques de equipos, etcétera
2. Las necesidades de continuidad del proceso de sectores, grupos, unidades, etcétera
3. Equipos y máquinas que por su importancia puedan quedar fuera o en servicio en un caso de emergencia
4. Requerimientos de automatización: control bajo nivel, bloqueo mecánico, alto nivel, turbidez, PH, etcétera
5. Alimentación eléctrica especial para la operación de electroválvulas, medición de gasto, indicadores sonoros o luminosos (lámparas de obstrucción), etcétera
6. La necesidad de ampliaciones o cambios futuros
7. Arreglo general de la planta (definición de la localización de equipos, edificios de máquinas, cárcamo de bombeo, vías de acceso, zonas de maniobra, etcétera)

Ingeniería civil

1. Definición de las preparaciones de la obra civil como son bases, huecos, acondicionamiento de locales, etcétera, de acuerdo a las dimensiones y pesos de los equipos
2. Área de mantenimiento y operación:
 - a) Procedimiento para la instalación de tal forma que su mantenimiento sea sin riesgos y con facilidad

- b) Procedimiento para el arreglo de equipo de tal suerte que en caso de mantenimiento preventivo la instalación conserve cierta continuidad del servicio
- c) Seguimiento del análisis de alternativas

Se tiene la posibilidad que en el desarrollo de un proyecto eléctrico se encuentren fallas que no se contemplaron desde el inicio, o que por necesidad de las otras áreas de ingeniería se tengan que ajustar algunos datos o variables del proyecto, por lo que proporcionar una metodología de ajuste resultaría inapropiada, lo que se recomienda, es apegarse a los parámetros enunciados en el análisis de alternativas y procurar tener buena comunicación con las otras áreas para evitar estas modificaciones.

3.8. CERCADOS Y BARDAS⁵

Conjunto de elementos arquitectónicos verticales y estructurales, prefabricados o construidos con materiales propios de la región, cuya finalidad es delimitar el predio de la subestación eléctrica.

La función principal es:

- a) Delimitar el predio de la subestación eléctrica
- b) Resguardar la subestación eléctrica del vandalismo
- c) Mitigar el impacto auditivo por la emisión de ruidos e impacto visual que se generen por la operación de la subestación eléctrica
- d) Evitar la entrada de personas y vehículos ajenos
- e) Proteger la entrada de la fauna propia de la región

El diseño de una barda para la subestación eléctrica, obedece primordialmente a la topografía y características del terreno, así como de su ubicación.

La subestación eléctrica que se ubique en área urbana o suburbana, debe tener una barda con una altura recomendable de 3 m, salvo que las condiciones topográficas del sitio motiven una altura diferente, anteponiendo siempre la seguridad de la subestación. La barda debe ser acorde al entorno arquitectónico de la zona.

En el caso de subestaciones eléctricas blindadas en gas SF₆ invariablemente deben de bardarse en todo su perímetro.

3.8.1. ELEMENTOS ESTRUCTURALES EN BARDAS

Con la intención de plantear un diseño estructural adecuado para cada proyecto de bardas es necesario contar previamente con el estudio geotécnico del suelo, que nos permita conocer sus propiedades físicas, químicas y mecánicas, información que, aunada al conocimiento de los niveles freáticos, serán la base sobre la cual se planteará el diseño de su cimentación.

El diseño de la cimentación de la barda de las subestaciones eléctricas debe ser resuelto por un especialista en cálculo estructural, a quien necesariamente deberá proporcionársele, adicionalmente a la información detallada en el párrafo anterior, el estudio topográfico, el proyecto de terracerías y el diseño arquitectónico de la barda.

El especialista en cálculo estructural será el responsable de aplicar los criterios indicados de ci-

⁵ Fuente: Especificación CFE DCCSED01

mentaciones, así como los reglamentos de construcción y las normas técnicas complementarias que apliquen, y que le permitan justificar la solución de cimentación que elija para cada caso y que pudieran ser entre otros: zapatas aisladas, zapatas corridas, pilas o pilotes.

Los elementos que rigidizan las bardas, tales como castillos, dalas y cadenas, deberán ser de concreto reforzado, cuyas dimensiones, resistencia y área de acero deberán plantearse en función del análisis que el especialista en cálculo estructural realice.

3.8.2. MUROS EN BARDAS

Para la construcción de muros, éstos deben ser de tabicón, bloque de concreto sólido, tabique de barro rojo recocido, o elementos prefabricados de concreto reforzado. El ancho mínimo de la barda debe ser de 14 cm. También se pueden utilizar materiales propios de la región o área donde se construya la subestación eléctrica, siempre y cuando dichos materiales cumplan con la norma mexicana NMX-C-404-ONNCCE bloques, tabiques o ladrillos y tabicones para uso estructural.

Como protección adicional al vandalismo, se debe incluir en la parte superior del muro la instalación de bayonetas con alambre de púas y obstáculos de cuchillas (concertinas de seguridad). En ciudades se recomienda el uso de elementos de seguridad con menor impacto visual, como sistemas modulares prefabricados de acero con puntas punzocortantes de alta calidad.

3.8.3. PORTONES VEHICULARES

Son elementos que por condiciones operativas y de seguridad, restringen el acceso de personas

y vehículos a las instalaciones de la subestación eléctrica.

Para el diseño de los portones se debe considerar como mínimo:

1. Bisagras forjadas con rodamientos
2. Rodajas en la base de cada hoja para facilidad de abatimiento, con la finalidad de evitar desplomes y desajustes que entorpezcan su correcto funcionamiento
3. Incluir picaporte de seguridad para ambas hojas
4. Pasador y porta candado en la parte interior de la subestación eléctrica
5. Chapa de alta seguridad en la puerta hombre
6. Detalles de anclaje a la estructura de la barda pintada para protección de los perfiles de acero, de conformidad con la ubicación geográfica

3.8.4. CERCAS

La cerca perimetral para la subestación eléctrica puede ser de malla ciclónica o malla de seguridad triple nudo.

El objetivo principal es delimitar exclusivamente el área total del predio de la subestación eléctrica, evitando la invasión al predio de personas y vehículos ajenos y no debe utilizarse para delimitar el área eléctrica de una subestación.

La subestación eléctrica, ubicada en áreas donde se perciban indicios de vandalismo, se debe instalar una concertina para brindar mayor seguridad con este tipo de cercado, ver Ilustración 3.4.

Ilustración 3.4 Cercado de subestación eléctrica



Tabla 3.1 Requisitos de profundidad mínima

Tensión del circuito	Condiciones generales (no especificadas de otra manera)			Condiciones especiales (se usan si es aplicable)		
	Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6
	Cables enterrados directamente ^d	Tubo conduit RTHRC, PVC y HDPE ^b	Tubo conduit metálico pesado y semipesado	Canalizaciones bajo edificios o losas de concreto exteriores, con espesor mínimo ^c de 10 centímetros	Cables en canalizaciones de aeropuertos o aéreas adyacentes en donde se prohíbe el paso	Áreas sometidas a tráfico vehiculares tales como vías principales y Comerciales para estacionamiento
Centímetros						
Mayor de 600 volts hasta 22 kilovolts	75	45	15	10	45	60
Mayor de 22 kilovolts hasta 40 kilovolts	90	60	15	10	45	60
Mayor de 40 kilovolts	100	75	15	10	45	60

Notas generales:

1. Se permitirán profundidades menores cuando se exige altura de los conductores o cables para las terminaciones o los empalmes o cuando se necesita tener acceso.
2. Cuando la roca sólida evita el cumplimiento con las especificaciones de profundidad de la cubierta de esta tabla, el alambrado se debe instalar en una canalización metálica o no metálica directamente enterrada. La canalización debe estar cubierta con un mínimo de 5 centímetros de concreto que se extienda hasta la roca.
3. En establecimientos industriales, cuando las condiciones de mantenimiento y supervisión garantizan que personas calificadas atenderán la instalación, se permitirá que los requisitos mínimos de profundidad de la cubierta, para conductos diferentes del tubo conduit metálico pesado y el tubo conduit metálico semipesado, se reduzcan 15 centímetros por cada 5 centímetros de concreto o equivalente, colocado totalmente dentro de la zanja por encima de la instalación subterránea.

Notas específicas:

- a) Profundidad mínima se define como la distancia más corta, en milímetros, medida entre un punto en la superficie superior de cualquier conductor, cable, tubo conduit u otra canalización enterrada directamente, y la superficie superior del nivel terminado del terreno, concreto u otra cubierta similar.
- b) Aprobado para uso directamente enterrado sin revestimiento. Todos los otros sistemas no metálicos requerirán 5 centímetros de concreto o su equivalente sobre el conduit, adicional a la profundidad que se indica en la tabla.
- c) La losa debe sobresalir de la instalación subterránea un mínimo de 15 centímetros, y se debe colocar una cinta de advertencia u otro medio eficaz y adecuado para las condiciones, sobre la instalación subterránea.
- d) La ubicación de cables subterráneos enterrados directamente que no están encerrados ni protegidos con concreto y están enterrados a 75 centímetros o más por debajo del suelo, se debe identificar con una cinta de advertencia que se coloca en la zanja por lo menos a 30 centímetros por encima de los cables.

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 3.2 Tensiones eléctricas normalizadas

Clasificación	Tensión eléctrica nominal del sistema* (V)			Tensión eléctrica de servicio (V)		Tensión eléctrica nominal de utilización** (V)
	1 fase 3 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	Máximo	Mínimo	
Baja tensión	120/240	-	-	126/252	108/216	<u>115/230</u>
	-	-	208Y/120 (1)	-	-	=
	-	-	<u>220 Y/127 (2)</u>	231/133.3	198/114.3	<u>208 Y/120</u>
	-	-	<u>480 Y/277</u>	504/291	432/249.4	<u>460 Y/265</u>
	-	<u>480</u>	-	504	432	<u>460</u>
Media tensión	-	-	-	-	-	-
	-	<u>4 160</u>	-	4 368	3 744	-
	-	-	-	-	-	<u>4 000</u>
	-	<u>13 800</u>	<u>13 800 Y/7 970</u>	14 490	12 420	-
	-	-	-	14 490/8 366	12 420/7 171	<u>13 200</u>
	-	<u>23 000</u>	<u>23 000 Y/13 280-</u>	24 150	20 700	-
	-	-	-	24 150/13 943	20 700/11 951	-
-	<u>34 500</u>	<u>34 500 Y/19 920</u>	36 225	31 050	-	
-	-	-	36 225/20 915	31 050/17 927	-	
Alta tensión	-	69 000	-	72 450	-	-
	-	85 000	-	123 000	-	-
	-	<u>115 000</u>	-	123 000	-	-
	-	138 000	-	145 000	-	-
	-	161 000	-	170 000	-	-
	-	230 000	-	245 000	-	-
Extra alta tensión	<u>400 000</u>	-	-	420 000	-	-

Notas:

- En esta tabla no se muestran las tensiones congeladas que están en uso actualmente, por que la tendencia es su desaparición.
 - El valor máximo y mínimo de la tensión eléctrica de servicio se obtiene aplicando la tolerancia de +5% y -10% al valor de la tensión eléctrica nominal del sistema.
 - Para disminuir la diferencia entre las bandas de tensión eléctrica (por ejemplo 127V vs. 120V) se recomienda que las tolerancias para obtener la tensión eléctrica de suministro se reduzca a +5% y -10% de acuerdo con los recursos disponibles y la interconexión de los diferentes tipos de cargas y fuentes
 - Los niveles aquí establecidos y sus tolerancias sólo aplican para niveles de tensión eléctrica sostenido a la frecuencia del sistema y no para fallas momentáneas que puedan resultar de causas tales como operación de maniobra, corrientes de arranque de motores o cualquier otra condición como puede ser distorsión armónica, fluctuaciones de tensión, parpadeo y otros, razón por la cual se definen las responsabilidades siguientes:
 - El usuario es responsable de mantener un sistema eléctrico por debajo de los límites que especifique la compañía suministradora
 - La compañía suministradora es responsable de la coordinación de los niveles de distorsión bajo condiciones normales de operación
 - Las instalaciones eléctricas de los usuarios debe de cumplir con las Normas Mexicanas NMX-J-610/3-3-ANCE, NMX-J-610/3-6-ANCE, NMX-J-610/3-7-ANCE y NMX-J-610/4-30-ANCE
 - Para efectos de la variación en la tensión de utilización, es importante tener en cuenta que la NOM-001-SEDE recomienda que la caída máxima de tensión eléctrica de los circuitos alimentadores y derivados, hasta la salida eléctrica mas alejada, no supere 5% ára una razonable eficacia de funcionamiento de los sistemas y de los elementos que la componen
- (1) La tensión 208Y/120 no es una tensión que se encuentra dentro del sistema eléctrico del suministrador, sin embargo, se utiliza para el diseño de instalación eléctrica
- (2) La tensión 220Y/127, se suministrara en la carga que así lo requieran por el tamaño y tipo de carga, siendo la tensión y sistema preferente de 120/240 y 1 fase 3 hilos
- (*) Las tensiones nominales preferentes son las que se presentan subrayadas, el resto son tensiones restringidas.
- (**) La tolerancia de la tensión eléctrica nominal de utilización está en función de la tensión eléctrica máxima de servicio y da la caída máxima permisible en la instalación del usuario

Fuente: NMX-J-098-ANCE

Tabla 3.3 Tensiones congeladas

Tensión eléctrica nominal congelada	
kV	
0.44	
2.4	
4.4	
6.0	
6.9	
11.8	
20	
44	
60	
66	
70	
90	
95	
150	

Fuente: NMX-J-098-ANCE

Tabla 3.4 Efectos de la variación de tensión en los motores de inducción

Características de motor	Proporcional a	Variación de tensión	
		90 % de la placa	110 % de la placa
Par de arranque y funcionamiento máximo	Cuadrado de tensión	-19 %	+ 21 %
Deslizamiento porcentual	$(I/voltaje)^2$	+ 23 %	-19 %
Velocidad a plena carga	Deslizamiento – velocidad síncrona	-0.2 a 1.0 %	+ 0.2 a 1.0 %
Corriente de arranque	Tensión	-10 %	+ 10 %
Corriente a plena carga	Varía con el diseño	+ 5 a + 10 %	-5 a -10 %
Corriente sin carga	Varía con el diseño	-10 a -30 %	+ 10 a + 30 %
Elevación de la temperatura	Varía con el diseño	+ 10 a + 15 %	-10 a -15 %
Eficiencia a plena carga	Varía con el diseño	-1 a -3 %	+ 1 a + 3 %
Factor de potencia a plena carga	Varía con el diseño	+ 3 a + 7 %	-2 a -7 %
Ruido magnético	Varía con el diseño	Ligero decrecimiento	Ligero incremento

Fuente: IEEE Std 141

Tabla 3.5 Valores recomendados de tensiones para motores de inducción

230 volts		460 volts		(115, 127 , 220 , 240) volts	
kW	h.p	kW	hp	kW	hp
11.2	15	22.4	30	0.187	1/4
18.7	25	37.3	50	0.279	3/8
20.8	40	56	75	0.373	1/2
44.8	60	93.3	125	0.560	3/4
74.6	100	149	200	0.746	1
119	150	224	300	1.119	1 1/2
187	250	373	500	1.492	2

Fuente: NOM-001-SEDE

4

MÉTODOS DE CÁLCULO DEL SISTEMA DE FUERZA

4.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo comprende los procedimientos del cálculo de cortocircuito, cálculo y selección de conductores, caída de tensión al arranque de motores, corrección de factor de potencia y selección de reactores limitadores de corriente.

En el procedimiento de cálculo de cortocircuito se establecen dos casos, uno cuando ocurre una falla trifásica, la cual produce la máxima corriente de cortocircuito y otro cuando se origina un cortocircuito monofásico, que es el más común. En ambos se proporcionarán las bases necesarias para la determinación de los valores de cortocircuito, utilizando para este fin el método de por "unidad", que constituye un medio aproximado para determinar el valor de las corrientes de cortocircuito, el cual se considera práctico, sencillo y confiable, además de ser uno de los más utilizados. En cuanto al procedimiento para la selección de conductores se consideran los cálculos por ampacidad, caída de tensión, regulación de tensión (para cables de energía) y la comprobación por cortocircuito, así mismo se muestra el procedimiento para la selección de la tubería.

Considerando que para el arranque, los motores de c.a. para uso general, tanto jaula de ardilla como síncronos necesitan una corriente a tensión plena de cinco a diez veces la corrien-

te nominal y que tales aumentos súbitos de corriente tomada del sistema de alimentación, causan caídas de tensión considerables en el sistema, por lo que se establecen los métodos de arranque, el procedimiento de cálculo y se mencionan algunas recomendaciones para tratar de reducir las caídas de tensión excesivas.

Por otra parte se proporcionan las consideraciones generales para la corrección de factor de potencia, donde se mencionan algunos métodos de compensación y se desarrollan los procedimientos de cálculo, mencionando recomendaciones de carácter general. Por último se muestra el procedimiento de cálculo para la selección de reactores limitadores de corriente, en el cual se establecen criterios de carácter general.

4.2. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO⁶

4.2.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO

4.2.1.1. Fuentes de corriente de falla

Las corrientes con frecuencia fundamentales que fluyen durante un cortocircuito provienen de rotación de maquinaria eléctrica. Maquinaria

⁶ Fuente: IEEE STD 141, NMX-J-284-ANCE y NMX-J-136-ANCE

de rotación en los cálculos de cortocircuito de planta industrial puede ser analizado en cinco categorías:

- a) Acometida eléctrica: Potencia o corriente de cortocircuito
- b) Generadores: Capacidad (MVA) y reactancia subtransitoria (X_d'')
- c) Motores y condensadores : Capacidad (h.p.) y reactancia subtransitoria (X_d'')
- d) Transformadores: Capacidad (KVA), reactancia (Z%), tensión primaria y secundaria
- e) Reactores: Capacidad (kVA), reactancia (Z%)
- f) Cables: reactancia, longitud y tensión de operación

4.2.1.2. Diagrama unifilar

El procedimiento de cálculo se inicia preparando un diagrama unifilar en el cual se indican los elementos y parámetros que influyen en el cálculo como son las fuentes de energía y elementos pasivos.

4.2.1.3. Diagrama de reactancias

El diagrama de reactancias se forma a partir del diagrama unifilar, sustituyendo cada uno de los elementos pasivos por sus impedancias correspondientes, todas las fuentes generadoras de tensión (donde aplique) desaparecen y en su lugar se colocan las impedancias propias o internas.

Para determinar el comportamiento de la red en el cortocircuito en un modo determinado, se dibuja una red equivalente y mediante aritmética simple, transformación en serie, paralelo y delta

estrella, se determina el valor de la impedancia y equivalente.

Se deberá obtener del fabricante los valores específicos (reactancias, resistencias, potencia, tensión, etcétera) de los diferentes equipos y elementos del sistema, cuando no sea posible obtenerlos se emplearán los valores que se dan en las Tabla 4.1, Tabla 4.2, Tabla 4.4, Tabla 4.5, Tabla 4.6 y Tabla 4.7.

Los motores con tensión nominal de 600 volts e inferiores, se agrupan indicando su reactancia equivalente, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 4.3.

4.2.1.4. Conversión de reactancias a una potencia base

Todas las reactancias de los diferentes elementos deberán convertirse a su potencia de aportación al cortocircuito de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

- a) Para el sistema de suministro:

Conociendo la potencia de cortocircuito trifásico:

$$X_{0/1} = \frac{kVA_b}{kVA_{cc}} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Conociendo la corriente de cortocircuito trifásico:

$$X_{0/1} = \frac{kVA_b}{\sqrt{3}I_{cc}kV_b} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Conociendo la reactancia equivalente del sistema "por unidad" ($X'_{0/1}$) a determinada potencia base en kVA':

$$X_{0/1} = X'_{0/1} \frac{kVA_b}{kVA'} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

b) Para un transformador:

$$X_{0/1} = X_{t0/1} \frac{kVA_b}{kVA_t} \quad \text{Ecuación 4.4}$$

c) Para los conductores:

$$R_{0/1} = R \frac{kVA_b}{1000kV_b^2} \quad \text{Ecuación 4.5}$$

$$X_{0/1} = X \frac{kVA_b}{1000kV_b^2} \quad \text{Ecuación 4.6}$$

$$Z_{0/1} = R_{0/1} + jX_{0/1} \quad \text{Ecuación 4.7}$$

d) Para los motores

$$X_{0/1} = \frac{x_m \% kVA_b}{100kVA_m} \quad \text{Ecuación 4.8}$$

e) Para generadores usar X''_d .

donde:

- $X_{0/1}$ = Reactancia por unidad
- kVA_{cc} = Potencia base de cortocircuito
- $Z_{0/1}$ = Impedancia por unidad
- kV_b = Tensión entre fases
- I_{cc} = Corriente de cortocircuito
- kVA' = Potencia base (Suministro por CFE)
- $R_{0/1}$ = Resistencia por unidad
- $x_m \%$ = Reactancia del motor en porcentaje
- kVA_t = Potencia del transformador
- kVA_b = Potencia base de línea
- kVA_{cc} = Potencia de cortocircuito
- kV_b = Tensión base

Con estos valores se elabora el diagrama de reacciones equivalente de la red.

4.2.1.5. Cálculo de la corriente de falla

Para calcular la corriente de cortocircuito simétrico en el punto de falla se aplicará la expresión:

$$I_{cc \text{ sim}} = \frac{kVA_b}{\sqrt{3} Z_{EqTot} kV_b} \quad \text{Ecuación 4.9}$$

donde:

Z_{EqTot} = Impedancia equivalente total de secuencia positiva

Para la determinación de la corriente de cortocircuito asimétrico se deberá utilizar el factor de asimetría (K) que está en función de la relación X/R de la instalación y que para fines prácticos se considerará de un valor de 1.25.

La expresión será la siguiente:

$$I_{cc \text{ asim}} = k I_{cc} \quad \text{Ecuación 4.10}$$

4.2.2. CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO

En este cálculo la corriente se ve afectada por la forma que se encuentran conectados los neutros de los equipos al sistema de tierras, ya que presentan retorno de corriente de secuencia cero, por lo que es necesario considerar este aspecto en la denominada red de secuencia cero, ver Ilustración 4.1 e Ilustración 4.2.

Ilustración 4.1 Diagramas de secuencia cero para generadores (parte 1)

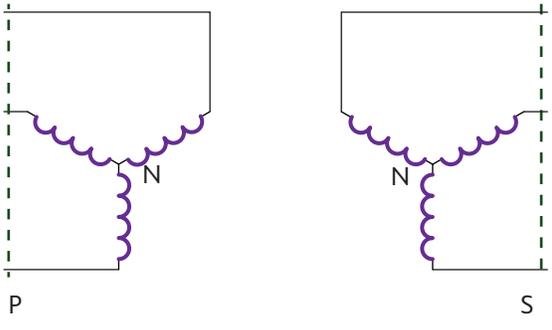
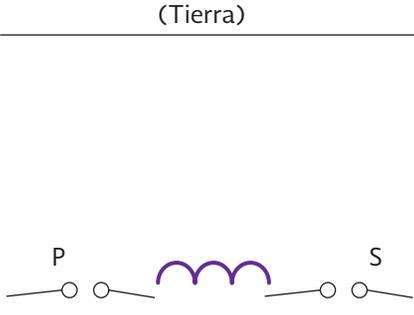
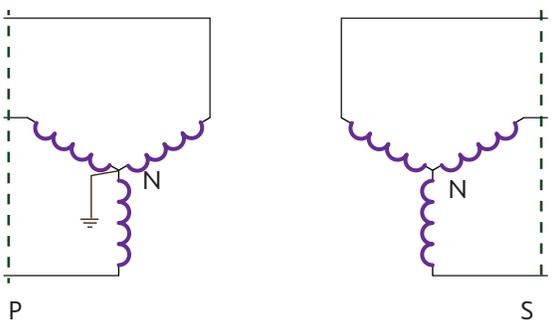
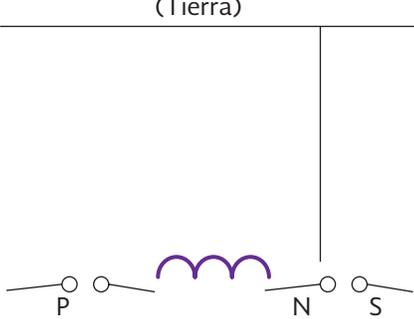
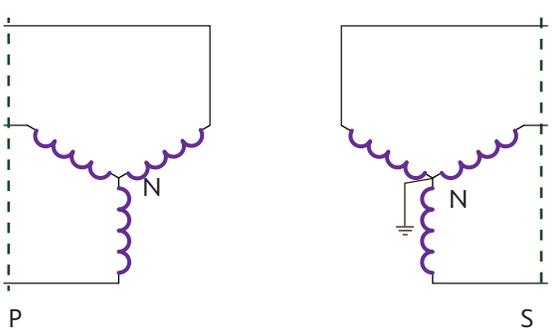
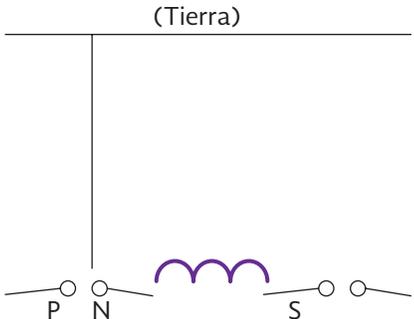
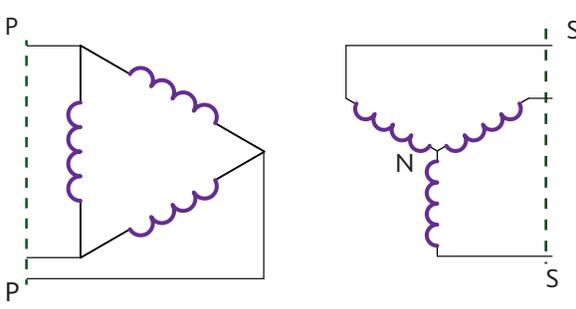
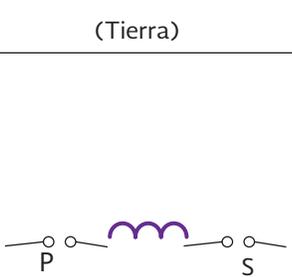
Conexión a tierra del neutro	Diagrama de secuencia cero
	<p>(Tierra)</p> 
	<p>(Tierra)</p> 
	<p>(Tierra)</p> 
	<p>(Tierra)</p> 

Ilustración 4.1 Diagramas de secuencia cero para generadores (parte 1) (continuación)

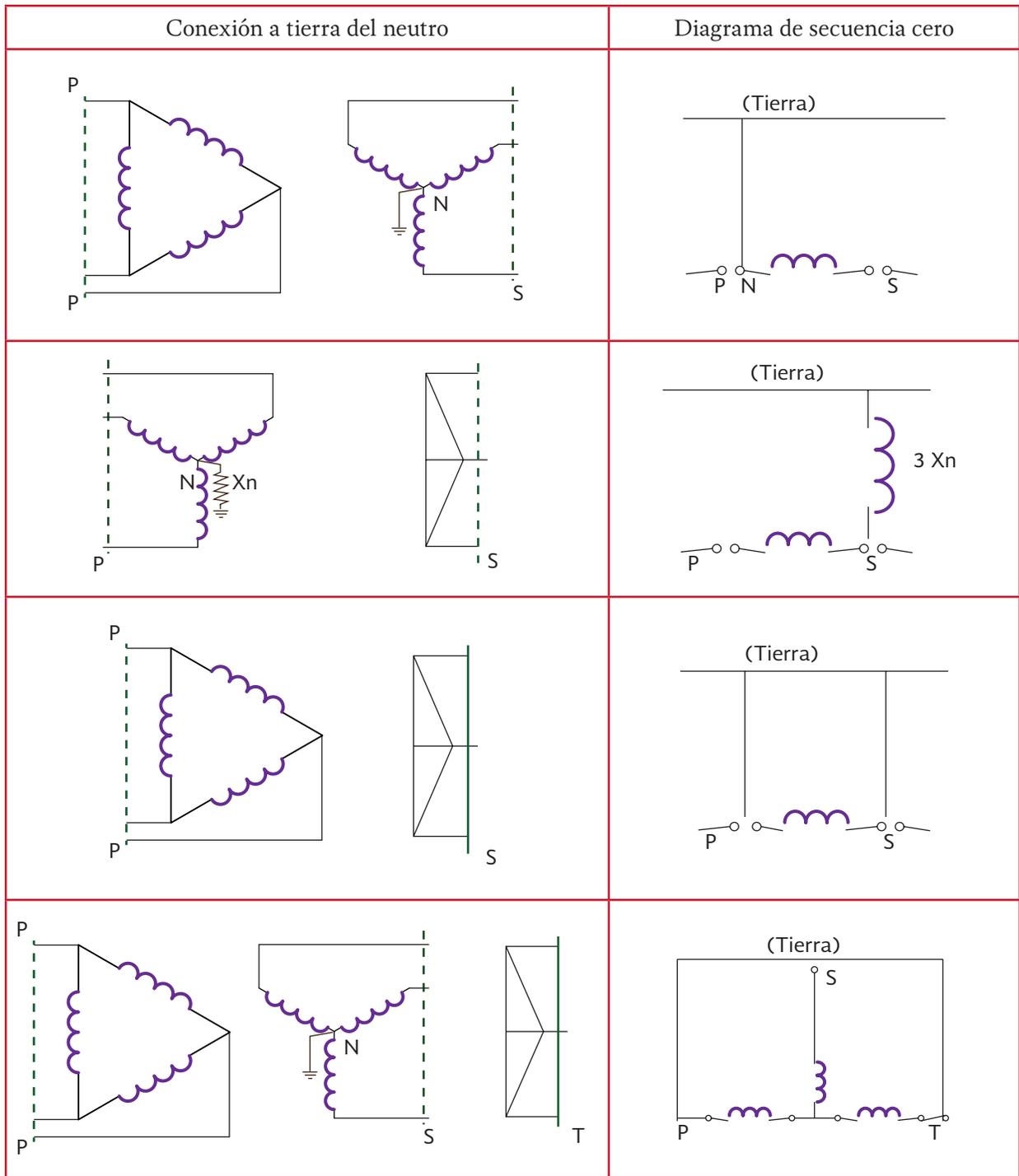
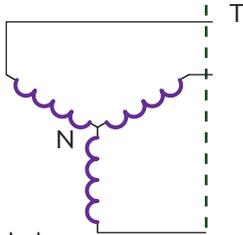
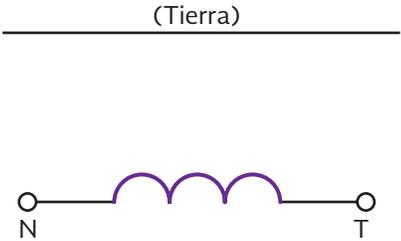
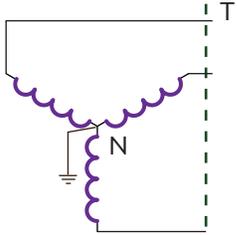
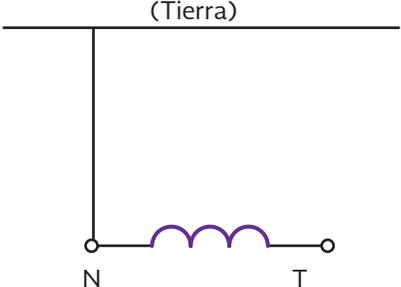
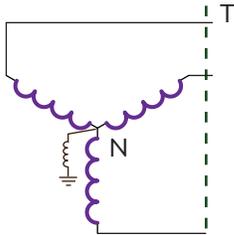
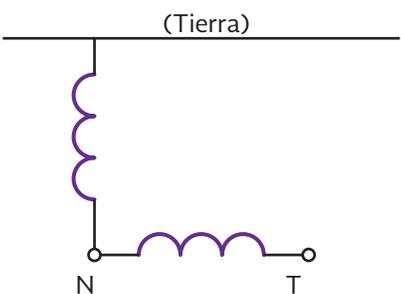
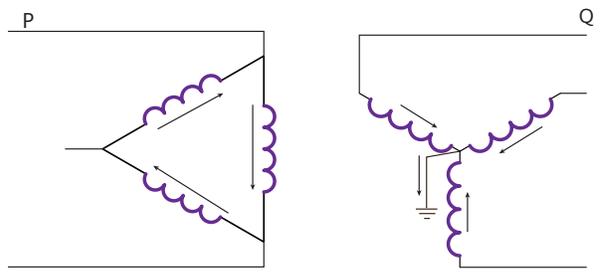
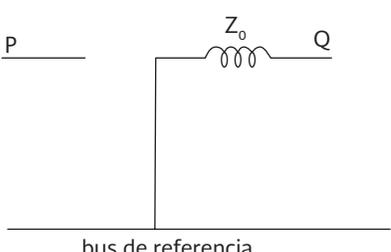
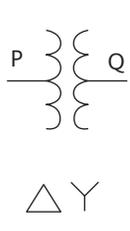
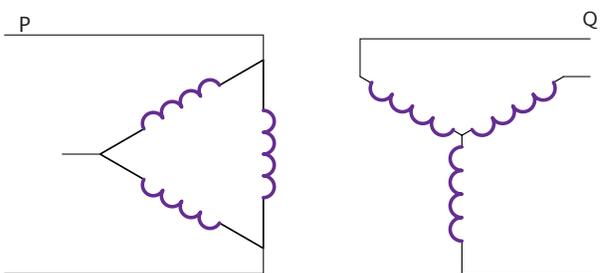
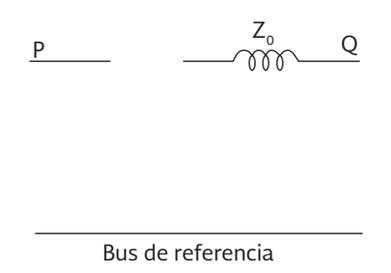
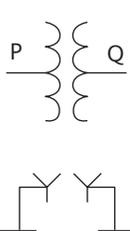
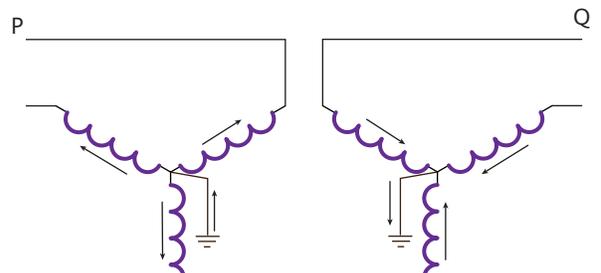
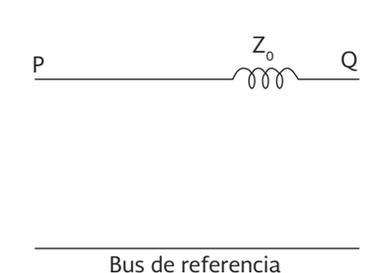
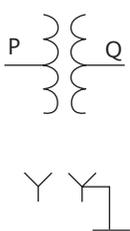
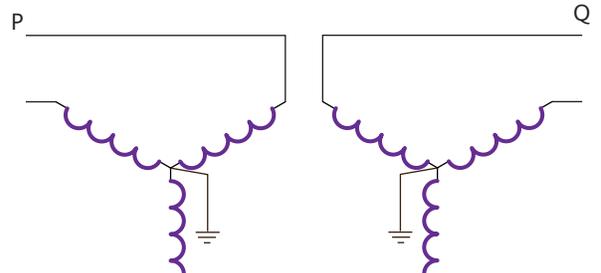
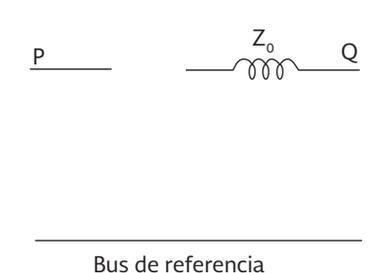


Ilustración 4.1 Diagramas de secuencia cero para generadores (parte 1) (continuación)

Conexión a tierra del neutro	Diagrama de secuencia cero
<p data-bbox="331 554 493 583">Neutro aislado</p> 	
<p data-bbox="344 898 570 953">Neutro sólidamente conectado a tierra</p> 	
<p data-bbox="334 1226 630 1310">Neutro conectado a tierra a través de reactancia o resistencia</p> 	

Fuente: Simbología NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Ilustración 4.2 Diagrama de secuencia cero para transformadores

Símbolo	Conexión a tierra del neutro	Diagrama de secuencia cero
		
		
		
		

Fuente: IEEE 142

4.2.2.1. Diagrama unifilar

Se procede igual que el punto 4.2.1 para cortocircuito trifásico y se considera la forma de conexión del neutro a tierra.

4.2.2.2. Diagrama de reactancias

Proceda igual que en el apartado 4.2.1 para cortocircuito trifásico.

4.2.2.3. Conversión de reactancias a una potencia base

Se procede igual que en el punto 4.2.1 para cortocircuito trifásico, con estos valores por unidad se elaboran los diagramas de secuencia positiva (+), negativa (-) y cero (0), las tres mallas de secuencia se deberán conectar en serie.

4.2.2.4. Simplificación de diagrama de reactancias

Esta simplificación se realiza para obtener el diagrama de reactancias equivalente en el punto de falla de las tres redes de secuencia, positiva, negativa y cero, tomando en consideración que estas dependen de la conexión a tierra de los neutros de transformadores, generadores, motores y sistema.

Se interconectan las tres redes de secuencia y se combinan las reactancias hasta obtener la reactancia total equivalente.

4.2.2.5. Cálculo de la corriente de falla

Para calcular la corriente de cortocircuito de falla a tierra o monofásica, se aplican Las siguientes expresiones:

$$X_{ohm} = \frac{1\,000\ X_{p.u.}\ kV^2}{kVA_{base}} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

$$I_{ccsim} = \frac{3\ V_{L-N}}{X_1 + X_2 + X_3} \quad \text{Ecuación 4.12}$$

$$I_{ccaim} = k\ I_{ccsim} \quad \text{Ecuación 4.13}$$

El cálculo de la potencia de cortocircuito simétrica se efectúa por medio de la expresión siguiente:

$$P_{ccsim} = \frac{kV}{Z_{Eq\ Tot}} \quad \text{Ecuación 4.14}$$

donde:

X_{ohm}	=	Reactancia equivalente en ohms
$X_{p.u.}$	=	Reactancia equivalente de secuencia positiva o negativa o cero en p.u
X_{EqMot}	=	Reactancia equivalente de motor en, ohms
X_1	=	Reactancia equivalente de secuencia positiva en ohms
X_2	=	Reactancia equivalente de secuencia negativa en ohms
X_0	=	Reactancia equivalente de secuencia cero en ohms
kV	=	Tensión de línea en el punto de falla en kV

- kVA_{base} = Potencia base en kVA
- V_{L-N} = Tensión de fase a neutro en volts
- $I_{cc\ sim}$ = Corriente de cortocircuito monofásica simétrica en amperes
- $I_{cc\ asim}$ = Corriente de cortocircuito monofásica asimétrica en amperes
- k = Factor de asimetría
- Z_{EqTot} = Impedancia equivalente total de secuencia positiva

4 160 volts, de acuerdo al diagrama unifilar de la Ilustración 4.3.

Cálculo de la falla trifásica

Potencia base.

$$kVA_b = 10\ 000$$

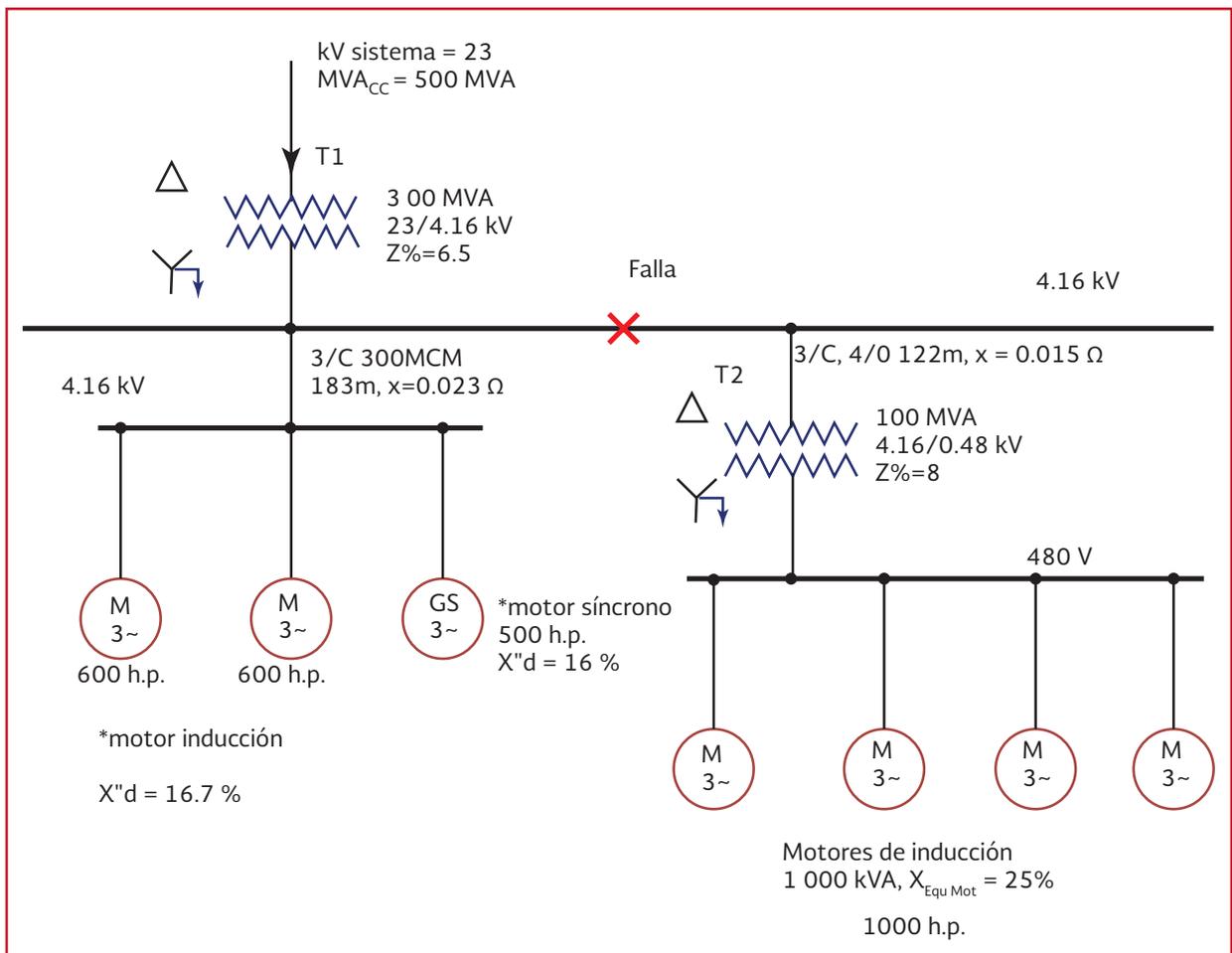
Sistema de suministro: haciendo referencia a la Ecuación 4.1 tenemos:

$$X_R = \frac{10\ 000}{500\ 000} = 0.020$$

4.2.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Calcular el valor de la corriente de falla trifásica (simétrica y asimétrica) y monofásica en el bus de

Ilustración 4.3 Diagrama unifilar



Fuente: Simbología NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Transformadores: haciendo referencia a la Ecuación 4.4 tenemos:

$$X_{T1} = \frac{6.5(10\,000)}{300\,000} = 0.217$$

$$X_{T2} = \frac{8.0(10\,000)}{100\,000} = 0.800$$

Motores de inducción: haciendo referencia a la Ecuación 4.8 tenemos:

$$X_{Mot\ 4.16\ kV} = \frac{16.7(10\,000)}{100(600)} = 2.783$$

$$X_{Mot\ 480V} = \frac{25(10\,000)}{100(1\,000)} = 2.5$$

Motor síncrono: haciendo referencia a la Ecuación 4.8 tenemos:

$$X_{MotS} = \frac{16(10\,000)}{100(500)} = 3.2$$

Cables: haciendo referencia a la Ecuación 4.6 tenemos:

$$X_{300MCM} = \frac{0.023(10\,000)}{1\,000(4.16)^2} = 0.013$$

$$X_{4/0} = \frac{0.015(10\,000)}{1\,000(4.16)^2} = 0.009$$

Diagrama de reactancias equivalentes

Para la reducción de las reactancias del diagrama mostrado en la Ilustración 4.4 se procede de la forma siguiente:

1. Con las reactancias en serie se encontrará su equivalente como la suma algebraica de cada una de las reactancias involucradas

$$X_{Equ\ Serie1} = X_2 + X_3 + \dots + X_n$$

Ecuación 4.15

2. Con las reactancias en paralelo se encontrará su equivalente como la suma algebraica de los recíprocos de cada una de las reactancias involucradas

$$\frac{1}{X_{Equ\ Serie}} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_n}}$$

Ecuación 4.16

Ver Ilustración 4.5.

$$X_{Equ\ Serie} = 0.02 + 0.217 = 0.237$$

$$\frac{1}{X_{Equ\ Serie}} = 0.013 + \frac{1}{\frac{1}{2.783} + \frac{1}{2.783} + \frac{1}{3.2}} = 0.98$$

$$X_{EquSerie} = 2.5 + 0.8 + 0.009 = 3.309$$

Ver Ilustración 4.6

$$\frac{1}{X_{Equ\ total}} = \frac{1}{\frac{1}{0.237} + \frac{1}{0.983} + \frac{1}{3.309}} = 0.181$$

Corriente de cortocircuito simétrico. De la Ecuación 4.9 tenemos:

$$I_{cc\ sim} = \frac{10\,000}{\sqrt{3}(0.181)4.16} = 7\,667.74\text{ A}$$

Corriente de cortocircuito asimétrico:

De la Ecuación 4.10 definiendo $k = 1.25$, tenemos que:

$$I_{ccasim} = 1.25(7\,667.74) = 9\,584.68\text{ A}$$

Cálculo de la falla monofásica

El diagrama de reactancia de secuencia positiva es igual al de la falla trifásica, por lo tanto, la reactancia de secuencia positiva es $X_1 = 0.181$ p.u.

El valor de la reactancia de la secuencia positiva es igual a la secuencia negativa, por lo tanto $X_2 = 0.181$ p.u. (ver Ilustración 4.7). La reactancia de la secuencia cero es igual a reactancia del transformador 1, por lo tanto tenemos que:

$$X_0 = X_{T1} = 0.217$$

Todos los motores tienen conexión delta. A continuación se muestra la simplificación de la malla, ver Ilustración 4.8.

De la Ecuación 4.11 tenemos que:

$$X_1 = X_2 = \frac{1\,000 (0.181) 4.16^2}{10\,000} = 0.313$$

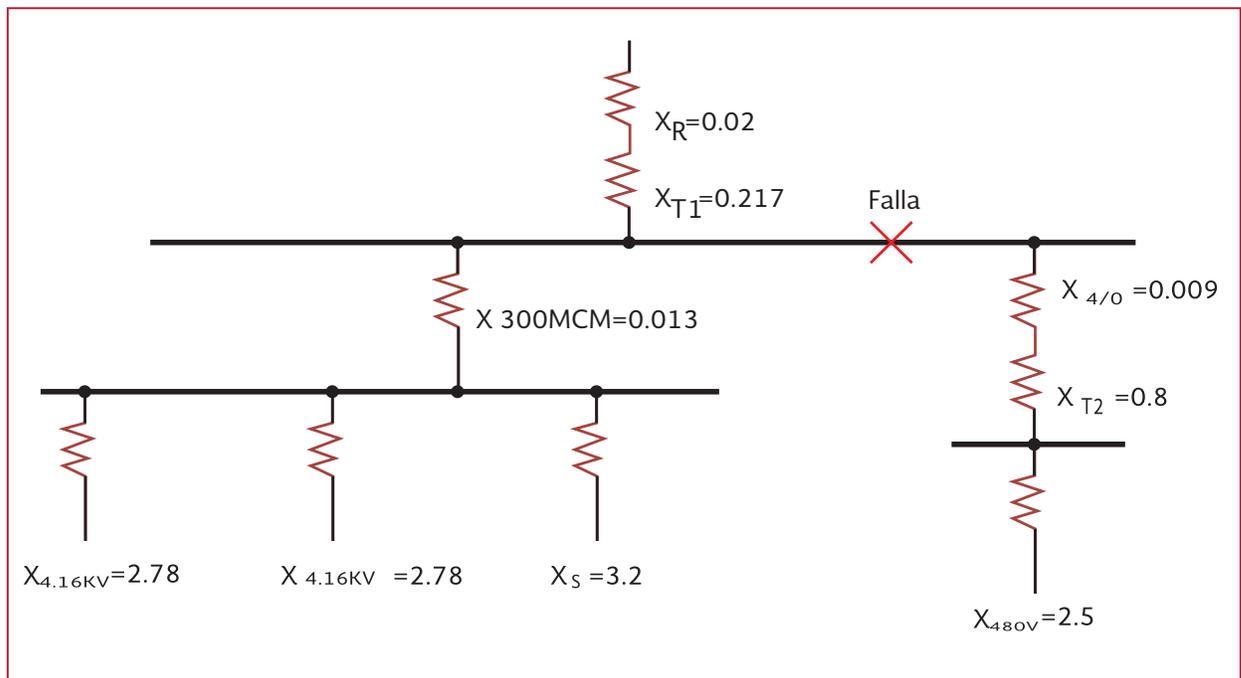
$$X_{(0)} = \frac{1\,000 (0.217) 4.16^2}{10\,000} = 0.376$$

De la Ecuación 4.12 tenemos que:

$$X_1 = X_2 = \frac{(3) \frac{4\,160}{\sqrt{3}}}{0.313 + 0.313 + 0.376} = 7\,190.949\text{A}$$

Por lo tanto el cálculo de la falla de cortocircuito monofásico simétrico es de 7 190.949 A. A continuación se muestran los diagramas equivalentes.

Ilustración 4.4 Diagrama de reactancias



Fuente: Simbología NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Ilustración 4.5 Diagrama de 9 reactancias simplificado

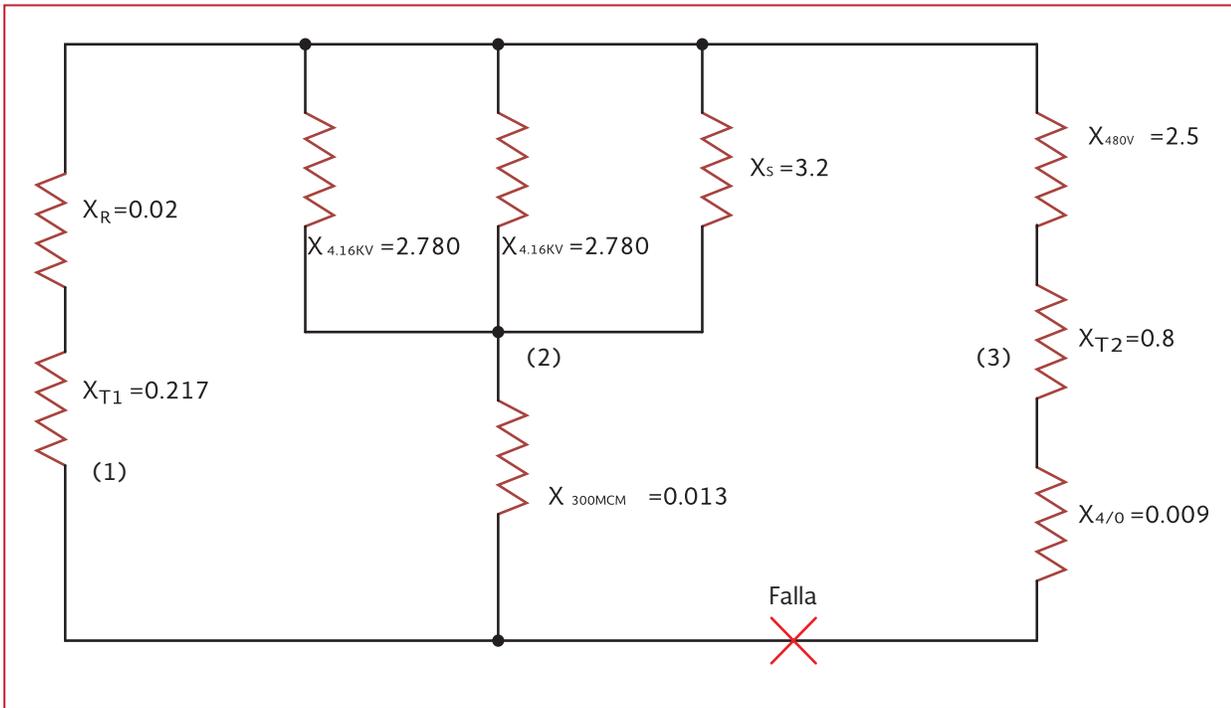
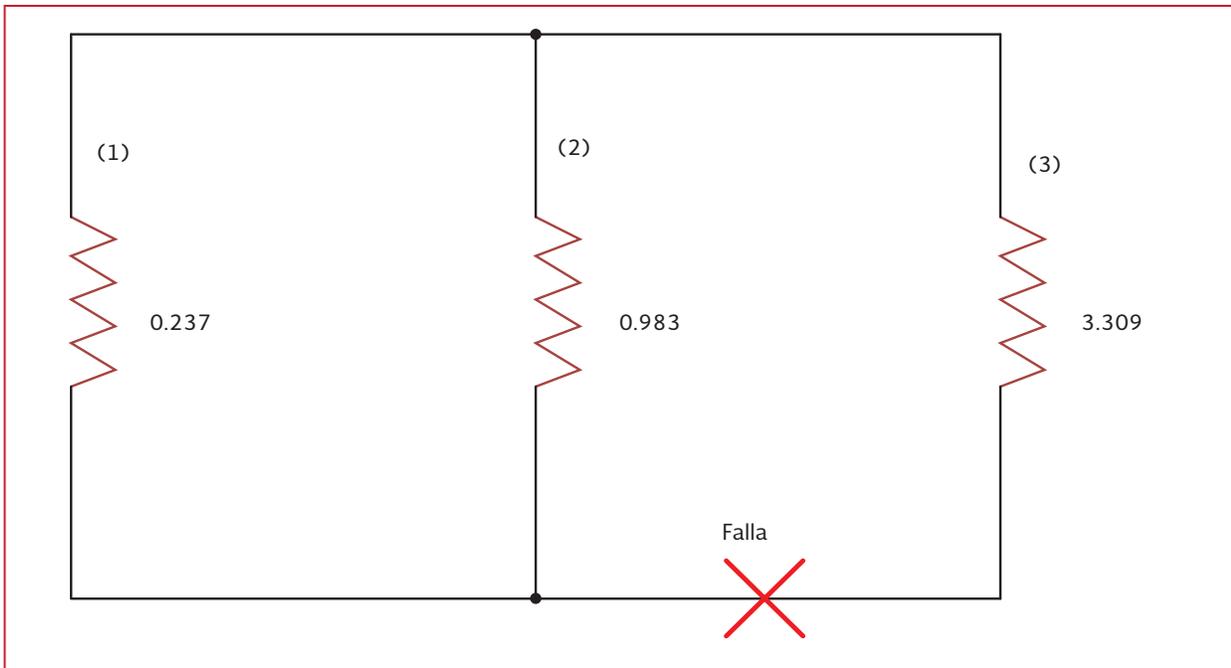


Ilustración 4.6 Diagrama de 3 reactancias simplificado



Fuente: Simbología NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Ilustración 4.7 Diagrama secuencia cero

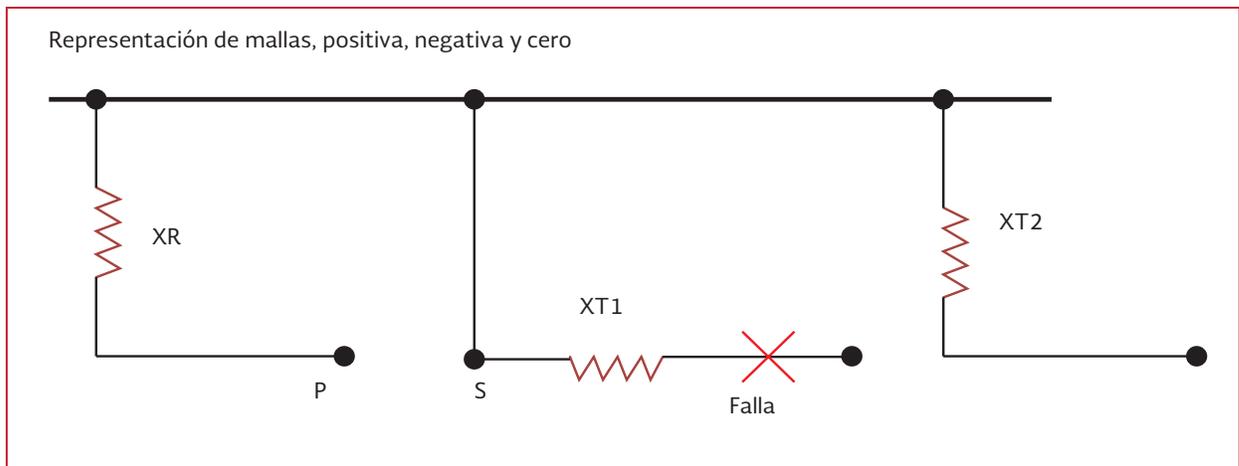
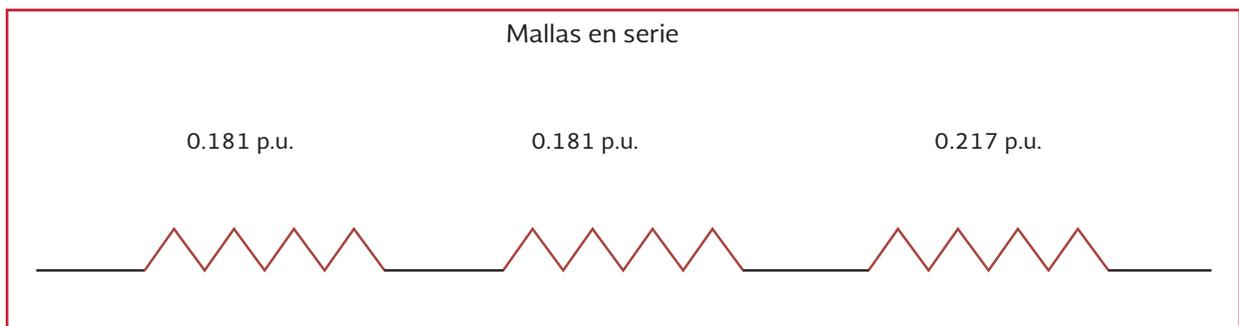


Ilustración 4.8 Malla en serie



Fuente: Simbología NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

4.3. CÁLCULO Y SELECCIÓN DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS⁷

4.3.1. CABLES DE ENERGÍA

Estos cables tienen como función primordial la de transportar energía eléctrica desde las fuentes de generación hasta los puntos de consumo, para su utilización, por lo cual es de vital importancia su adecuada selección.

4.3.1.1. Consideraciones generales

Los requisitos generales de los conductores y de sus denominaciones de tipo son: aislamiento, marcado, resistencia mecánica, ampacidad y usos.

4.3.1.2. Cálculo de calibre mínimo

Cálculo por corriente: Calcule el valor de la corriente nominal (I_n) de los equipos y características eléctricas a alimentar, aplique las fórmulas correspondientes de acuerdo a las indicadas en la Tabla 4.1.

⁷ Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.1 Fórmulas eléctricas Valores típicos (por cada kVA) de reactancias para máquinas síncronas y de inducción

Para obtener	Valor conocido	Sistema	
		Monofásico (2 hilos)	Trifásico (3 o 4 hilos)
Amperes (In)	h.p	$I_n = \frac{746 (\text{hp})}{E (\eta) \text{FP}}$	$I_n = \frac{746 (\text{h.p})}{\sqrt{3} (E) \eta (\text{FP})}$
Amperes (In)	kW	$I_n = \frac{1\,000 (\text{kW})}{E (\text{FP})}$	$I_n = \frac{1\,000 (\text{kW})}{\sqrt{3} (E) \text{FP}}$
Amperes (In)	kVA	$I_n = \frac{1\,000 (\text{kVA})}{E}$	$I_n = \frac{1000 (\text{kVA})}{\sqrt{3} (E)}$
Caída de tensión en (e%)		$e\% = 4 \frac{(\ell) I_n}{E (S)}$	$e\% = \frac{2 (\ell) (I_n) \sqrt{3}}{E (S)}$ $e\% = \frac{2 (\ell) (I_n)}{E (S)}$

donde:

- I_n = Corriente nominal en amperes
- h.p. = Potencia en caballos de potencia
- kW = Potencia en kW
- kVA = Potencia en kVA
- E = Tensión en línea en volts
- e% = Caída de tensión en %
- S = Sección transversal del conductor en mm^2
- FP = Factor de potencia (Utilice un valor de 0.9 para efectos de cálculo en este procedimiento)
- h = Eficiencia en %
- ℓ = Longitud total del conductor en metros

1. Determine los factores de corrección de acuerdo al tipo y forma de instalación
 - a) Factor de corrección por temperatura (FCT), aplicar Tabla 4.8
 - b) Considerar que la temperatura de operación del conductor es 90°C

- c) Factor de corrección por profundidad (FCP) y mínimos espacios, aplicar Tabla 4.1, Tabla 4.9, Tabla 4.10 y Tabla 4.11
 - d) Factor de corrección por agrupamiento (FCA), aplicar Tabla 4.12
2. Corrección del valor de corriente nominal: Aplicar la siguiente fórmula:

$$I_c = \frac{I_n}{\text{FCA} (\text{FCT}) \text{FCP}} \quad \text{Ecuación 4.17}$$

donde:

- I_c = Corriente corregida en amperes
- I_n = Corriente nominal del equipo en amperes
- FCA = Factor de corrección por agrupamiento
- FCT = Factor de corrección por temperatura
- FCP = Factor de corrección por profundidad

En caso de motores de servicio continuo y cuando se calcule solo la alimentación de un motor considerar los siguientes puntos:

1. Un sólo motor. Los conductores que alimenten un solo motor usado en una aplicación de servicio continuo, deben tener ampacidad no menor al 125 por ciento del valor nominal de corriente de plena carga del motor. Así mismo, para los casos que aplican en el sector hídrico, se presentan sus condiciones específicas que deben cumplir:

a) Motor con velocidades múltiples.

Para un motor con velocidades múltiples, la selección de los conductores del circuito derivado en el lado de línea del controlador debe estar basada en la mayor de las corrientes nominales de plena carga indicada en la placa de características del motor. La ampacidad de los conductores del circuito derivado entre el controlador y el motor no debe ser menor al 125 por ciento de la corriente nominal del devanado o devanados a los que energiza los conductores

b) Motor con arranque en estrella y funcionamiento en delta. Para motores conectados con arranque en estrella y funcionamiento en delta, la ampacidad de los conductores del circuito derivado del lado de línea del controlador no debe ser menor al 125 por ciento de la corriente de plena carga del motor. La ampacidad de los conductores entre el controlador y el motor no debe ser menor al 72 por ciento del valor nominal de la corriente de plena carga del motor. **NOTA:** Los conductores individuales

del circuito de motor de un motor con arranque en estrella y funcionamiento en delta transportan el 58 por ciento del valor nominal de la corriente de carga. El multiplicador del 72 por ciento se obtiene multiplicando el 58 por ciento por 1.25

c) Motor con devanado dividido. Para motores conectados con devanado dividido, la ampacidad de los conductores del circuito derivado del lado de línea del controlador no debe ser menor al 125 por ciento de la corriente de plena carga del motor. La ampacidad de los conductores entre el controlador y el motor no debe ser menor al 62.50 por ciento del valor nominal de la corriente de plena carga del motor. **NOTA:** El multiplicador del 62.50 por ciento se obtiene multiplicando el 50 por ciento por 1.25

d) Servicio no continuo. Los conductores para un motor usado en aplicaciones de corta duración, intermitentes, periódicas o variables, deben tener ampacidad no menor al porcentaje del valor nominal de corriente de la placa de características del motor, mostrado en la Tabla 4.13. Envoltentes de terminales separadas. Se permitirá que los conductores entre un motor estacionario de 746 watts (1 h.p. nominal) o menos y con envoltente de terminales separada, sean de tamaño menor al 2.08 mm² (14 AWG) pero no menor al 0.824 mm² (18 AWG), siempre que tengan una ampacidad

e) Conductores para motores pequeños. Los conductores para motores

pequeños no deben ser menores a 2.08 mm^2 (14 AWG) a menos que se permita lo contrario en:

- Cobre tamaño 0.824 mm^2 (18 AWG). Cuando se instalen en un gabinete o envolvente, se permitirán los conductores individuales de cobre de tamaño 0.824 mm^2 (18 AWG), los conductores de cobre que son parte de un ensamble de cables cubiertos multiconductores o los conductores de cobre en un cordón flexible, bajo cualquiera de las siguientes series de condiciones: Circuitos de motor con una ampacidad de plena carga mayor a 3.50 amperes o menor a o igual a 5 amperes si los circuitos están protegidos de acuerdo a normas. Circuitos de motor con una ampacidad de plena carga de 3.50 amperes o menos si los circuitos están protegidos de acuerdo a normas
- Cobre tamaño 1.31 mm^2 (16 AWG). Cuando se instalen en un gabinete o envolvente, se permitirán los conductores individuales de cobre de tamaño 1.31 mm^2 (16 AWG), los conductores de cobre que son parte de un ensamble de cables cubiertos multiconductores o los conductores de cobre en un cordón flexible, bajo cualquiera de las siguientes series de condiciones: Circuitos de motor con una ampacidad de plena carga mayor a 5.50 amperes o menor o igual a 8 amperes si los circuitos están protegidos de acuerdo a normas. Circuitos

de motor con una ampacidad de plena carga de 5.50 amperes o menos si los circuitos están protegidos de acuerdo a normas

2. **Secundario del motor de rotor devanado:**

a) Servicio continuo. Para servicio continuo, los conductores que conectan el secundario de un motor de corriente alterna de rotor devanado con su controlador, deben tener una ampacidad no menor al 125 por ciento de la corriente de plena carga del secundario del motor

b) Servicio no continuo. Para servicio diferente del continuo, estos conductores deben tener una ampacidad, en porcentaje de la corriente de plena carga del secundario, no menor a la especificada en la Tabla 4.13

c) Resistencia separada del controlador. Cuando la resistencia del secundario esté separada del controlador, la ampacidad de los conductores entre el controlador y la resistencia no debe ser menor a la indicada en la Tabla 4.14

3. Varios motores y otras cargas. Los conductores que alimentan varios motores y otras cargas deben tener una ampacidad no menor a la suma de cada uno de los siguientes:

- a) 125 por ciento de la corriente nominal de plena carga del motor con el valor nominal más alto
- b) La suma de las corrientes nominales de plena carga de todos los otros motores del grupo
- c) 100 por ciento de las cargas no continuas que no son motores
- d) 125 por ciento de las cargas continuas que no son motores

Excepción 1: Cuando uno o más de los motores del grupo se utilicen para servicio de corta duración, intermitente, periódico o variable, el valor nominal en amperes de dichos motores utilizada en la suma, se debe determinar de acuerdo con la Tabla 4.13. En la suma se debe utilizar el motor de mayor capacidad y debe ser uno de los dos valores siguientes: valor nominal de corriente en amperes de la Tabla 4.13. o la corriente más alta de plena carga en servicio continuo del motor multiplicada por 1.25

Excepción 2: La ampacidad de los conductores que alimentan equipos eléctricos fijos para calefacción de ambiente, operados con motor.

Excepción 3: Cuando el circuito se pueda bloquear de modo que impida el funcionamiento simultáneo de determinados motores y otras cargas, se permitirá que la ampacidad de los conductores se base en la suma de las corrientes de los motores y de las otras cargas que van a funcionar simultáneamente, y que den como resultado la mayor corriente total.

- e) Determinación del calibre del conductor por corriente: Con el valor de corriente calculado en el paso "c", seleccione el calibre del conductor que conduzca una corriente superior a la calculada y datos de la NOM-001-SEDE

Para elegir el calibre emplee las curvas, tablas de la Norma o datos del fabricante a un factor de carga del 75 por ciento. Considere que el factor

de carga está definido como la corriente de carga promedio dividida entre la máxima corriente de carga para un período dado. Consulte manual técnico de cables de energía de fabricante, o curvas de algún otro fabricante.

Si el valor de la corriente corregida es superior a la capacidad permisible de conducción del cable de energía calibre 500 kCM (en cualquier forma de instalación). Utilice conductores en paralelo del calibre resultante, verifique que el factor de corrección por agrupamiento (FCA) sea adecuado a esta nueva situación, si no lo es, repita este procedimiento, según el inciso (b) servicio no continuo.

4.3.1.3. Cálculo por caída de tensión

- a) Verificar calibre por caída de tensión:

Aplicar la siguiente expresión (Henríquez, 2002):

$$E \% = \frac{E_n (100)}{V_n} \quad \text{Ecuación 4.18}$$

donde:

- E_n = Caída de tensión al neutro, en Volts
 V_n = Tensión al neutro, en Volts

- b) Para calcular E_f realice lo siguiente:

- Determine el valor de resistencia (R) en corriente alterna (c.a.) del conductor seleccionado en el inciso (a) del tema anterior de cálculo del calibre mínimo, aplique Tabla 4.8 y la temperatura de operación del conductor 75 °C
- Calcule el radio medio geométrico (RMG) del conductor. Utilice Tabla 4.15 y Tabla 4.16

- Calcule la distancia media geométrica (DMG) e inductancia (L) del conductor, aplique Tabla 4.16 y Tabla 4.17
- Calcule la reactancia inductiva (X_L) del conductor

Aplicar fórmula:

$$X_L = 2\pi F L \quad \text{Ecuación 4.19}$$

donde:

- X_L = Reactancia inductiva del cable en ohms/Km
- F = Frecuencia en Hz (aplique el valor de 60 Hz)
- L = Inductancia en H/Km

- Calcule el valor de impedancia (Z) del conductor

Aplicar fórmula:

$$Z = (R - jX_L)\ell \quad \text{Ecuación 4.20}$$

donde:

- Z = Impedancia del cable en ohms
- R = Resistencia en c.a., del cable en ohms/Km
- jX_L = Reactancia inductiva del cable en ohms/Km
- ℓ = Longitud del cable en Km

$$|Z| = \sqrt{(R^2 - (jX_L)^2)}$$

Ecuación 4.21

- Obtenga el valor de caída de tensión al neutro (V)

Aplicar fórmula:

$$E_n = (Z)(I_n)$$

Ecuación 4.22

donde:

- E_n = Caída de tensión al neutro en volts
- $Z=ZL\phi$ = Impedancia del cable en ohms
- $I_n=I_n I\phi$ = Corriente nominal del equipo a alimentar
- ϕ = Arc cos (FP), para efectos de cálculo en este procedimiento
- FP = 0.9(-) y $\phi = -25.84^\circ$
- ϕ = Arc tag (X_L/R)

Si desea puede utilizar los valores absolutos de I_n y Z.

- Obtenga el valor de tensión al neutro (V_n)

Aplicar la fórmula:

$$V_n = \frac{\text{Tensión de línea en volts}}{\sqrt{3}}$$

Ecuación 4.23

- c) Determine el valor del por ciento de caída de tensión, si este valor excede del 3 por ciento (en un circuito derivado) verifique el calibre del conductor y repita el paso.

4.3.1.4. Cálculo del calibre del conductor por cortocircuito

Para realizar este cálculo deberá tomarse en cuenta el resultado del estudio de corto circuito y solamente se recomienda realizarlo en circuitos de media tensión. En caso de que sea necesario derivado de los altos niveles de corto circuito se debe de tomar en cuenta las características del conductor.

Determine la máxima corriente de falla que deberá soportar el conductor antes de que operen los dispositivos de protección.

La impedancia de líneas y alimentadores (cables) deberá convertirse directamente a MVA de corto circuito por medio de la siguiente ecuación, si la reactancia de la línea está en ohms.

$$MVA_{cc} = \frac{kV^2}{X_{ohms}} \quad \text{Ecuación 4.24}$$

$$I_{cc} = \frac{MVA_{cc} (1\ 000)}{\sqrt{3} \text{ kV}} \quad \text{Ecuación 4.25}$$

donde:

I_{cc} = Máxima corriente de falla en amperes

MVA_{cc} = Potencia de cortocircuito en MVA

kV = Tensión de línea donde se conectará el conductor

Para efectos de cálculo en este procedimiento considere:

Para 4.16 KV - 250 MVA

Para 13.8 KV - 750 MVA

Con el valor de I_{cc} y el tiempo de operación del dispositivo de protección, determine con la Ilustración 4.9 o Ilustración 4.10 el calibre del conductor.

4.3.1.5. Selección del diámetro de tubería

a) Calcule el área que ocupará el alimentador:

Aplicar fórmula:

$$F = \frac{Ac}{A} \quad \text{Ecuación 4.26}$$

donde:

F = 53% Para un conductor
31% Para dos conductores
43 % Para tres conductores
40% Para cuatro o más conductores

b) Calcule el área de la tubería:

Aplicar fórmula:

$$A = \frac{Ac}{F} \quad \text{Ecuación 4.27}$$

donde:

Ac = Área total de los conductores

F = Factor de relleno

A = Área interior del tubo

c) Selección del ancho de la charola:

Revise los factores de corrección aplique la Tabla 4.12 para la cantidad de charolas seleccionadas.

4.3.1.6. Observaciones

Este procedimiento aplica para cables de energía desde 5 hasta 34.5 kV. Para la determinación del calibre apropiado del conductor, elija el calibre que haya resultado mayor de los diferentes métodos de cálculo realizados.

4.3.2. CABLES DE BAJA TENSIÓN

Se puede considerar como conductor para baja tensión a todo aquel que tenga un aislamiento que le permita operar en tensión de hasta 1 000 volts en condiciones de seguridad apropiadas.

Ilustración 4.9 Gráfica de corrientes de cortocircuito permisibles para cables de alta tensión, con conductor de cobre y aislamiento de polietileno de cadena cruzada o de etileno propileno

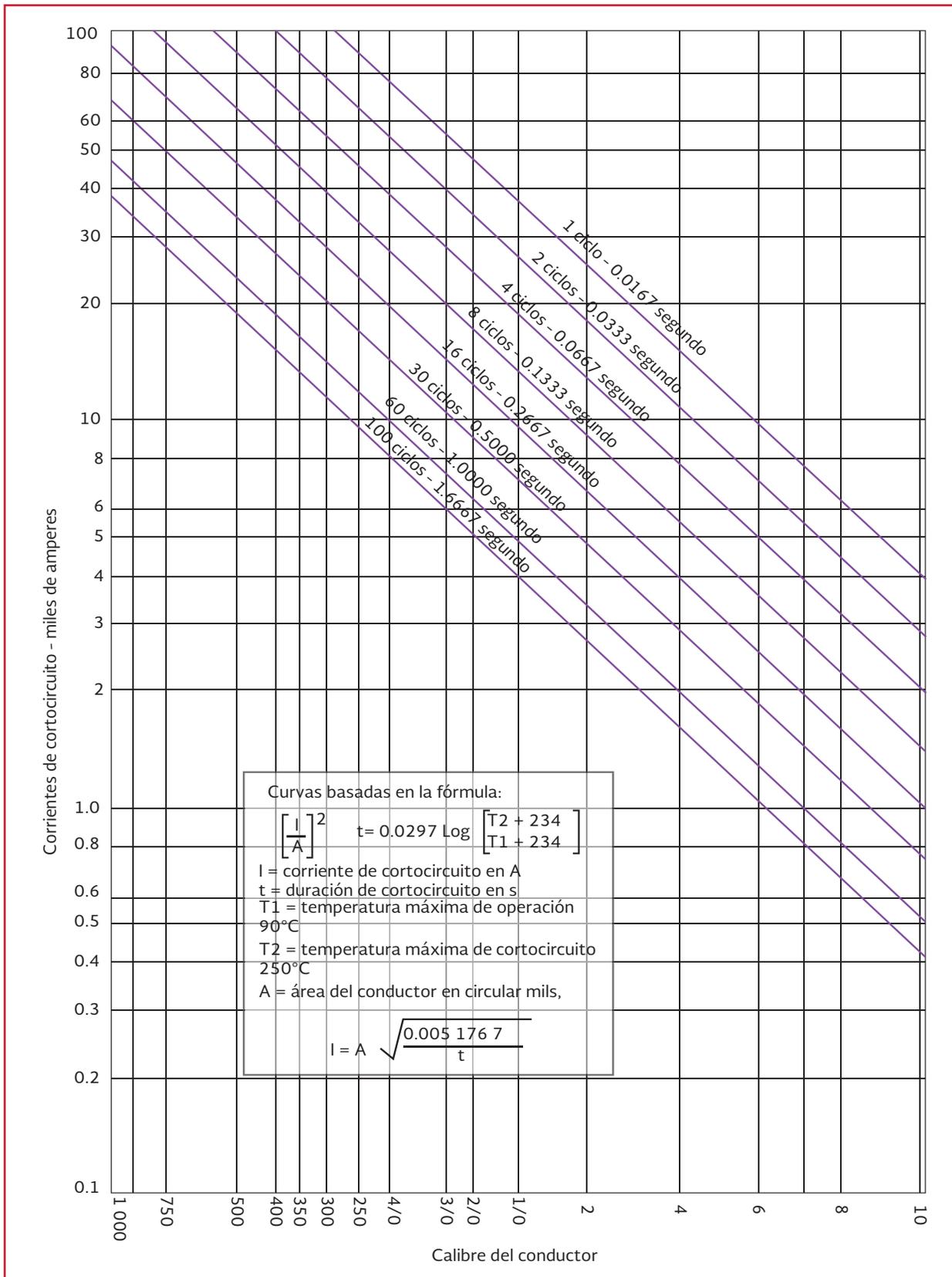
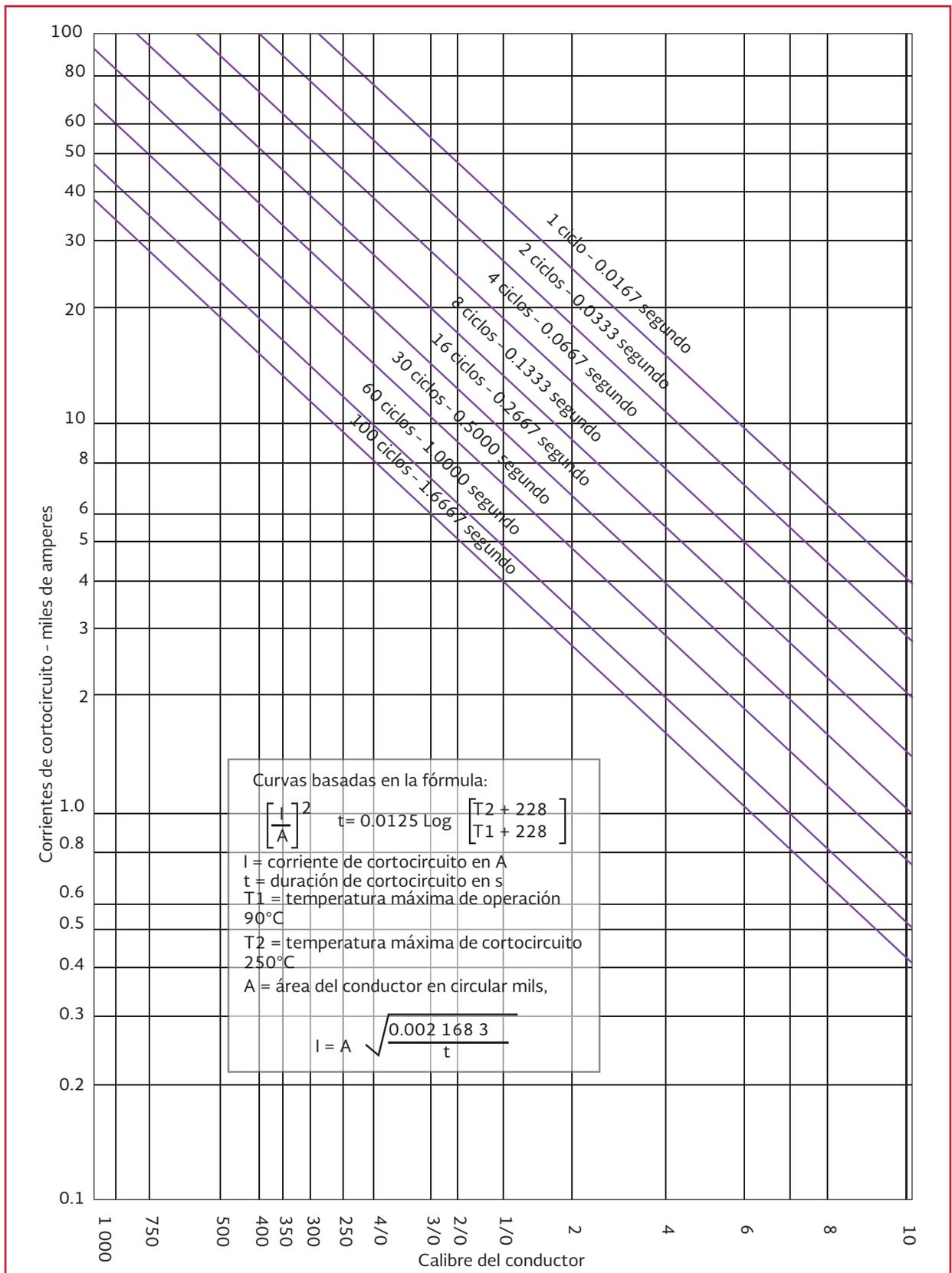


Ilustración 4.10 Gráfica de corrientes de cortocircuito permisibles para cables de alta tensión, con conductor de aluminio y aislamiento de polietileno de cadena cruzada o de etileno propileno



De la adecuada selección del conductor depende de la continuidad de servicio en una instalación, previniendo posibles fallas.

4.3.2.1. Consideraciones generales

- a) Características físicas de instalaciones del conductor
 - Tipo (al aire libre o subterráneo)
 - Forma (en tubo, charola, o en banco de ductos)
 - Temperatura (ambiente y del terreno)
 - Trayectoria (longitud y profundidad)
- b) Seleccionar cable de baja tensión

Considere: Cable tipo RHW, THW o THWN (para secos y húmedos).

4.3.2.2. Cálculo por corriente

Considere los factores siguientes:

- a) Calcule el valor de la corriente nominal (I_n) de los equipos
Recabe las características eléctricas de los equipos a alimentar y aplique la Tabla 4.1.
- b) Determine factores de corrección de acuerdo a forma y tipo de instalación
Aplique los factores de corrección siguientes:
 - Factor de corrección por temperatura (FCT), aplicar Tabla 4.8
Considerar la temperatura de operación del conductor a 75°C (ambiente húmedo):
 - FCT = 1.0 si la temperatura ambiente es igual o menor a 30°C. Factor de corrección por agrupamiento (FCA):

Aplicar las Tabla 4.1 y Tabla 4.12.
FCA = 1.0 si el número de conductores es igual a 3 o menor

- c) Corrección del valor de la corriente nominal

La corriente nominal se afecta considerando los factores de corrección determinados en el inciso (b).

Aplicar fórmula:

$$I_c = \frac{I_n}{FCT(FCA)} \quad \text{Ecuación 4.28}$$

donde:

I_c = Corriente corregida en amperes

I_n = Corriente nominal del equipo en amperes

En caso de motores de servicio continuo aplique un factor del 125 por ciento de la corriente nominal del motor a plena carga
En caso de motores de servicio no continuo, ver Tabla 4.13

Cuando se alimenten varios motores o motor y otras cargas deberán tener una capacidad de conducción de corriente, igual a la suma de las corrientes a plena carga nominales de todos los motores y/o equipos más el 25 por ciento de la corriente nominal del motor mayor del grupo.

- d) Determine el calibre del conductor por corriente:

Con el valor de la corriente calculado en el inciso "c" de este punto a 75°C, seleccione el calibre del conductor adecuado (que conduzca una corriente superior a la calculada), ver Tabla 4.18. y Tabla 4.19.

Si el valor de la corriente corregida es superior a la capacidad permisible de conducción de corriente, del cable con

calibre 500 KCM (de cualquier forma de instalación), utilice dos o más conductores por fase del calibre resultante, verificando si el (FCA) es el adecuado, a esta nueva condición, si no lo es, repita el procedimiento del inciso (b)

4.3.2.3. Cálculo por caída de tensión

Aplicar la Tabla 4.18. y Tabla 4.19. y considere los siguientes factores:

1. Utilice la sección transversal del conductor seleccionado en el inciso (b)
2. La caída de tensión (e%) total del circuito alimentador y derivado no debe exceder del 5 por ciento
3. Para efectos de cálculo en este procedimiento considere:
 - Circuitos alimentadores, e% = 3 %
 - Circuitos derivados, e% = 2 %
4. Si el valor de la caída de tensión, (e%) excede el valor considerado verifique el calibre del conductor y repita el paso indicado para el cálculo de caída de tensión nuevamente

4.3.2.4. Cálculo por cortocircuito

1. Verificar el calibre del conductor por cortocircuito
2. Realice este paso solamente para alimentadores a CCM en 480 volts
3. Determine la máxima corriente de falla que deberá soportar el conductor antes de que opere el dispositivo de protección.

Aplicar fórmula:

$$I_{cc} = \frac{MVA_{cc} (1\ 000)}{\sqrt{3} (kV)} \quad \text{Ecuación 4.29}$$

donde:

I_{cc} = Máxima corriente de falla en amperes

MVA_{cc} = Potencia de cortocircuito en MVA

kV = Línea donde se conectará el conductor en kV

Para efectos de cálculo en este procedimiento considere: Para 480 volts una $I_{cc} = 25\ 000$ amperes simétricos.

Con el valor de I_{cc} y tiempo de liberación de falla, determine de la Ilustración 4.9 o Ilustración 4.10 el calibre del conductor.

Para el caso de la eficiencia η aplique la corriente nominal del motor de la Tabla 4.20.

4.3.2.5. Selección del diámetro de la tubería

Aplique la Tabla 4.21 y la Ecuación 4.6.

4.3.2.6. Observaciones

Este procedimiento aplica para conductores en baja tensión (600 volts o menos) en c.a. y c.d. Para la determinación del calibre apropiado del

conductor, elija el calibre que haya resultado mayor de los diferentes cálculos realizados.

4.3.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN PARA CABLES DE BAJA TENSIÓN

1. Calcular el calibre mínimo de un alimentador de un motor de inducción jaula ardilla trifásico, 60 Hz, 60 h.p. (45 kW), 480 V. Cuya trayectoria del CCM al motor es de la siguiente forma:

- a) Canalización por medio de charola de aluminio libre de cobre dentro del cuarto de control (aproximadamente 6 metros con tolerancia para curvas)
- b) Canalización por medio de tubería conduit de fierro galvanizado desde el cuarto de control hasta el motor (59 m), esta condición regirá para fines de cálculo

Por lo tanto la longitud total del circuito será de 65 metros.

2. Cálculo de la corriente nominal, aplique Tabla 4.1

$$I_n = \frac{746 (60)}{\sqrt{3} (480) (0.82) (0.90)} = 72.95 \text{ A}$$

Para el caso de la eficiencia η aplique las recomendaciones de fabricante en este caso para un motor a 1 800 r/min.

De donde se obtiene la corriente nominal $I_n = 73 \text{ A}$

3. Determinación de los factores de corrección:

La temperatura ambiente máxima puede llegar a más de 40°C para casas de máquinas por lo cual el factor de corrección por temperatura de la Tabla 4.8 y entre 41°C y 45°C para un aislamiento THW,

75°C es 0.82. Por lo consiguiente tomamos $FCT = 0.82$.

Las condiciones en la charola corresponden al aire y con separación entre conductor y conductor, en tubo irán 3 conductores, de manera que el factor de corrección por agrupamiento es $FCA = 1$. Con los dos valores anteriores y aplicando la corrección del valor de la corriente nominal y aplicando la Ecuación 4.28.

$$I_c = \frac{I_n}{FCT (FCA)}$$

$$I_c = \frac{73}{0.82(1)} = 89.02$$

Aplicando el 125 por ciento según, en el tema de corrección valor de corriente nominal del inciso (c), donde la corriente corregida es:

$$I_c = 89.02 (1.25) = 111.27 \text{ A}$$

4. Determinación del calibre del conductor:

De acuerdo con la Tabla 4.19 y considerando el cable en tubería y de cobre aislado se usará un conductor calibre 2 AWG, con una sección transversal de 33.6 mm².

5. Comprobación por caída de tensión:

Utilizando la fórmula de caída de tensión de la Tabla 4.1 tenemos:

$$e \% = \frac{2 (\ell) (I_n) \sqrt{3}}{E (S)}$$

$$e \% = \frac{2 (65) (73) \sqrt{3}}{480 (33.6)} = 0.1$$

Está caída es inferior al 3 por ciento, por lo tanto el conductor de calibre 2 AWG es apropiado.

6. Cálculo por cortocircuito: de la Ecuación 4.25

$$I_{cc} = \frac{MVA_{cc} (1\ 000)}{\sqrt{3} (0.48)}$$

Este valor es obtenido del cálculo de cortocircuito indicado en el desarrollo en el apartado 4.2, en donde se tiene una potencia de cortocircuito de 9.7274 MVA y para la cual la I_{cc} es:

$$I_{cc} = \frac{9.727 (1\ 000)}{\sqrt{3} (0.48)} = 11699.76\ A$$

Con ésta I_{cc} y el tiempo máximo de duración en falla, que se estima conservadoramente en 8 ciclos (0.1333s), se obtiene la corriente permisible en el conductor, ver Ilustración 4.9.

O bien aplique la fórmula:

$$I = A \sqrt{\frac{0.0297 \log\left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)}{t}}$$

Ecuación 4.30

donde:

- I = Corriente de cortocircuito permisible en amperes
- T_1 = Temperatura máxima de operación a 90°C
- T_2 = Temperatura máxima de cortocircuito 250°C
- A = Área del conductor en circular Mils

t = Tiempo de liberación

El área en circular mils es 33 600 para calibre 2 AWG.

$$I = 33\ 600 \sqrt{\frac{0.0297 \log\left(\frac{250 + 234}{90 + 234}\right)}{0.1333}}$$

$$I = 6\ 621.43\ A$$

Con lo cual se comprueba que el conductor es el adecuado.

La fórmula para calcular el área circular mil para cualquier cable tamaño dado el AWG (*American Wire Gauge*) es como se muestra.

$$A_n = (5) 92^{\frac{36-n}{39}} \quad \text{Ecuación 4.31}$$

donde:

- A_n = Área circular mil
- n = Número del cable en código AWG (1, 2, 3 ... etc), para el caso de los cables 1/0, 2/0, 3/0 tomar n = 0, n = - 1, n = -2 etcétera

6. Selección del diámetro de la tubería:

Para tres conductores con aislamiento THW a 75°C, en la parte en que éstos se alojen en tubería se aplica la Tabla 4.21 con un porcentaje de relleno del 40 por ciento. La tubería seleccionada es de 53 mm

4.3.4. EJEMPLO DE APLICACIÓN PARA CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Calcular el calibre mínimo del alimentador de una subestación que tiene 5 transformadores de 300 kVA y 5 de 500 kVA, 13 200/480-220 volts, desde una caseta de medición a cien metros de distancia. La instalación deberá ser subterránea, con una temperatura media del terreno de 25 °C. El factor de carga considerado es de 75 por ciento. Como información adicional, se dispone de equipo de protección especial, pero cualquier falla a tierra será disipada en menos de 1 hora. Por lo tanto los cables a emplear deberán ser de categoría 133 por ciento nivel de aislamiento. El factor de potencia del sistema es de 0.90. En este ejemplo se pueden usar cables XLP o EP.

Se decide usar cable polycon EP 15 kV, catálogo de cables de energía 1a 69 kV-Catálogo de conductores y 133 por ciento nivel de aislamiento, conductor de cobre, en construcción monopolar.

- a) Cálculo de la corriente nominal.

$$\text{Carga} = (300(5)) + (500(5))$$

$$\text{Carga} = 4\,000 \text{ kVA}$$

Para obtener la corriente nominal y sabiendo la potencia en kVA aplicamos la fórmula correspondiente de la Tabla 4.1

$$I_n = \frac{1\,000(4\,000)}{\sqrt{3}(13\,200)} = 174.95 \text{ A}$$

Los datos de instalación son los siguientes: Un ducto subterráneo formado por un tubo con tres conductores, monopolares, temperatura del terreno máximo de 30° C, longitud de la línea 100 m y un factor de potencia igual a 0.90.

Factores de corrección: Conductor de cobre, instalación subterránea en ducto.

$$\text{FCT} = 0.97$$

$$\text{FCA} = 1.00$$

$$\text{FCP} = 1.00$$

- b) Calculamos la corriente corregida usando la Ecuación 4.17

$$I_c = \frac{174.95}{(1.00)(0.97)(1.00)} = 180.36 \text{ A}$$

Selección del conductor: Considerando un 75 por ciento factor de carga, aplicando datos de fabricante, para obtener la capacidad de corriente para cables EP, 8001-15 000 volts, conductor de cobre, se encuentra que el calibre 1/0 AWG puede conducir 220 amperes

- c) Cálculo por caída de tensión: de la Ecuación 2.18 tenemos

$$E \% = \frac{E_n(100)}{V_n}$$

Para calcular la caída de tensión al neutro se realiza lo siguiente:

Determinamos la caída de tensión del neutro de acuerdo con dato sacado de proveedor que nos arroja que para un calibre 1/0 es:

Datos de proveedor:

$$R = 0.329 \text{ ohms/km.}$$

$$R_{90} = 0.329(1 + 0.00393 \times 70) = 0.41 \text{ ohms/km.; Que es la resistencia de cable en ohms/km.}$$

Calculamos la distancia media geométrica utilizando las ecuaciones de apoyo de la Ilustración 4.25

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{abc} = \sqrt[3]{D}$$

DMG = 26.2 mm de diámetro exterior del conductor aislado proporcionado en la tabla de dimensiones y pesos para los cables R₉₀, datos de fabricante.

De la tabla de dimensiones y características del cable sin aislamiento, se obtiene el radio del conductor desnudo 4.74 mm y del catálogo de conductores de fabricante tenemos 8 001-15 000 volts.

$$RMG = 0.758 r$$

$$RMG = 0.758(4.74) = 3.59 \text{ mm}$$

$$X_L = (2 (3.14) 60) ((2) 10^{-4} \ln \frac{26.2}{3.59})$$

$$= 0.1499 \text{ ohms/km}$$

$$E_n = (175)(0.48)(0.1) = 8.4 \text{ V} = 0.08 \%$$

Que es la caída de tensión al neutro (E_n)

$$V_n = \frac{13200}{\sqrt{3}} = 7621.02 \text{ V}$$

$$E \% = \frac{8.4(100)}{7621.02} = 0.11$$

Determinándose que el calibre 1/0 AWG EPR es adecuado

d) Cálculo por cortocircuito.

$$I_{cc} = \frac{750 \text{ MVA}(1000)}{\sqrt{3} (13.8)} = 31376.81 \text{ A}$$

Con esta corriente y el tiempo de liberación de falla de 8 ciclos (0.1333), se determina el calibre del conductor, donde el calibre adecuado es: 2/0 AWG.

Con un área igual a 67.40 mm² y un diámetro de 27.30 mm

e) Selección del diámetro de la tubería

$$A_{(t)} = 3 \left(3.1416 \frac{27.30^2}{4} \right)$$

$$A_{(t)} = 1756.052 \text{ mm}^2$$

$$A_{TUB} = \frac{1756.052(100)}{40}$$

$$A_{TUB} = 4390 \text{ mm}^2$$

$$d_{TUB} = \sqrt{\frac{(4) 4390 \text{ mm}^2}{3.1416}}$$

$$d_{TUB} = 75 \text{ mm}$$

Por lo tanto el diámetro de la tubería comercial más próxima será 76 mm (3 pulg)

4.4. CAÍDA DE TENSIÓN AL ARRANQUE DE MOTORES

4.4.1. MÉTODOS DE ARRANQUE

Cuando se utilice algún método de arranque a tensión reducida con parte de los devanados del motor o combinando conexiones con la finalidad de reducir los pares transitorios en la flecha del motor en operación, la corriente de arranque, la caída excesiva de tensión que puede evitar la aceleración de la transmisión a la velocidad normal y provocar el mal funcionamiento de otros dispositivos como relevadores y contactores, y evitar parpadeos en sistemas de alumbrado; debe de asegurarse de que las necesidades del par de la carga se satisfagan, ya que este tipo de métodos también reducen el par del motor.

Normalmente se prefiere un arranque a tensión plena, puesto que permite obtener el mayor par a rotor bloqueado y de aceleración, aunque este método es el más sencillo, barato y confiable también es el que demanda las mayores corrientes durante el período de arranque.

4.4.1.1. Datos principales de los métodos de arranque a tensión reducida

Letras de código a rotor bloqueado. Las letras de código marcadas en las placas de características de los motores, para indicar la entrada del motor con el rotor bloqueado, deben cumplir lo establecido en la Tabla 4.22. La letra de código que indica la entrada del motor con rotor bloqueado, debe aparecer en un bloque individual de la placa de características, debidamente designada.

Motores de velocidades múltiples. Los motores de velocidades múltiples deben estar marcados con la letra código que designe los kilovoltamperes por caballo de fuerza con el rotor bloqueado, a la máxima velocidad a la cual se puede arrancar el motor.

Excepción. Los motores de velocidades múltiples y potencia constante deben estar marcados con la letra código que indique el valor máximo de kilovoltamperes por caballo de fuerza con el rotor bloqueado.

Motores de una sola velocidad. Los motores de una sola velocidad que arrancan conectados en estrella y funcionan conectados en delta, deben estar marcados con la letra código correspondiente a los kilovoltamperes por caballo de fuerza con el rotor bloqueado, para la conexión en estrella.

Motores de tensión dual. Los motores de tensión dual que tengan distintos kilovoltamperes con rotor bloqueado por caballo de fuerza en las dos tensiones, deben estar marcados con la letra de código correspondiente a la tensión que produzca el mayor valor de kilovoltamperes por caballo de fuerza, con el rotor bloqueado.

Motores de 50/60 Hz. Los motores que operen con 50 y 60 Hz deben estar marcados con una letra de código que indique los kilovoltamperes por caballo de fuerza con el rotor bloqueado, a 60 Hz.

Motores con devanado dividido. Los motores con arranque de devanado dividido deben estar marcados con la letra de código que designe los kilovoltamperes por caballo de fuerza con rotor bloqueado, con base en la corriente con rotor bloqueado para todo el devanado del motor.

Motores de alto par. Los motores de alto par se designan para operación en condición estacionaria y deben estar marcados de acuerdo con Tabla 4.22, excepto que el par con rotor bloqueado debe reemplazar la designación de potencia en caballos de fuerza.

Secundario del motor de rotor devanado

- a) Servicio continuo. Para servicio continuo, los conductores que conectan el secundario de un motor de corriente alterna de rotor devanado con su controlador, deben tener una ampacidad no menor al 125 por ciento de la corriente de plena carga del secundario del motor
- b) Servicio no continuo. Para servicio diferente del continuo, estos conductores deben tener una ampacidad, en porcentaje de la corriente de plena carga del secundario
- c) Resistencia separada del controlador. Cuando la resistencia del secundario esté separada del controlador, la ampacidad de los conductores entre el controlador y la resistencia no debe ser menor a la indicada en la Tabla 4.14

4.4.2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

4.4.2.1. Generalidades

El nivel de tensión en las barras principales de los tableros de las instalaciones se determina utilizando alguno de los siguientes métodos:

1. Flujos de potencia
2. Caída de tensión considerando reactancias
3. Caída de tensión considerando impedancias
4. Reactancia proporcional
5. Impedancia proporcional

4.4.2.2. Impedancias por unidad del sistema

1. Elaborar el diagrama unifilar del sistema en estudio, mostrando los elementos con sus datos respectivos. Se desprecia la impedancia de los conductores, en longitudes pequeñas; o bien se considera para la Tabla 4.23 longitudes grandes
2. Obtener el dato de la capacidad interruptiva de la línea de alimentación en MVA, dato proporcionado por la compañía de suministro (potencia de cortocircuito mínima disponible)
3. Selección de los kVA base, se recomienda usar los kVA del transformador reductor
4. Referir todos los valores de impedancia a la potencia base, seleccionada en el paso anterior
 - a) Impedancia del sistema:

$$Z_{s(0/1)} = \frac{S_{base}}{S_{cc}} \quad \text{Ecuación 4.32}$$

donde:

$Z_{s(0/1)}$ = Impedancia por unidad del sistema eléctrico externo

S_{base} = Potencia base, igual a la potencia nominal del transformador

S_{cc} = Potencia de cortocircuito mínima disponible, del sistema del suministro

- b) Impedancia por unidad de transformador

Para calcular la impedancia por unidad del transformador se utiliza la siguiente fórmula, considerando que la potencia base es igual a la capacidad del transformador:

$$Z_{T(0/1)} = \frac{Z\%}{100} \quad \text{Ecuación 4.33}$$

Si no se tomara la potencia del transformador como valor base, la fórmula sería la siguiente:

$$Z_{T(0/1)} = \frac{S_{\text{base}}(Z_{\%T})}{100(S_{\text{trans}})} \quad \text{Ecuación 4.34}$$

donde:

$Z_{T(0/1)}$ = Impedancia por unidad del transformador

$Z_{\%T}$ = Impedancia del transformador en %

S_{trans} = Potencia del transformador

c) Impedancia en por unidad de los motores

Impedancia del motor a plena carga:
Aplicamos la siguiente fórmula:

$$Z_{\text{mp}} = \frac{V_{f-n}}{I_n} \text{ (Ohms)}$$

Ecuación 4.35

Impedancia del motor al arranque:
Aplicamos la siguiente fórmula:

$$Z_{\text{ma}} = \frac{V_{f-n}}{I_{\text{arranque}}} \text{ (Ohms)}$$

Ecuación 4.36

Transformando los valores de ohms a valores en por unidad, la impedancia del motor a plena carga en por unidad:

$$Z_{\text{mp}(0/1)} = \frac{S_{\text{base}}(Z_{\text{mp}})}{\text{kV}^2(1\ 000)}$$

Ecuación 4.37

Impedancia del motor al arranque por unidad:

$$Z_{\text{ma}(0/1)} = \frac{S_{\text{base}}(Z_{\text{ma}})}{\text{kV}^2(1\ 000)}$$

Ecuación 4.38

donde:

Z_{mp} = Impedancia del motor a plena carga, en ohms

$Z_{\text{mp}(0/1)}$ = Impedancia del motor a plena carga, en por unidad

Z_{ma} = Impedancia del motor al arranque, en ohms

$Z_{\text{ma}(0/1)}$ = Impedancia del motor al arranque, en por unidad

I_n = Corriente nominal del motor, en amperes

I_{arranque} = Corriente de arranque en amperes (considere un valor aceptable entre 5.5 y 6 veces la corriente nominal para efectos de cálculo o consulte los valores de corriente de rotor bloqueado y sus factores de Norma

d) Elaboración y reducción del diagrama de impedancias. Proceda igual que en el apartado 4.2.1 cortocircuito trifásico, diagrama de reactiva. El porcentaje de la caída de tensión en la barra expresado por unidad es:

$$V_1 = V_o - I_T(Z_s + Z_T)$$

Ecuación 4.39

O bien:

$$V_1 = 1 - I_T(Z_s + Z_T)$$

donde:

V_1 = Caída de tensión momentánea en la barra, expresada en por unidad

V_0 = Tensión nominal al 100% expresada en por unidad

I_T = Corriente total al arranque, a tensión nominal, en por unidad

Z_s = Impedancia del sistema

Z_T = Impedancia del transformador

e) Cálculo de la caída de tensión

$$\% e = \frac{V_{nom} - V_1}{V_{nom}} \times 100$$

Ecuación 4.40

donde:

$\%e$ = Caída momentánea de tensión en el motor en por ciento

V_{nom} = Tensión nominal en volts

V_1 = Caída de tensión momentánea en la barra expresada en volts

f) Conclusiones

Con los cálculos realizados determine el tipo de arranque a utilizar.

Con tensión plena: Para fines prácticos se recomienda tener una caída de tensión máxima al arranque igual al 20 por ciento. Después del arranque, los motores deben funcionar independientemente y en forma permanente aún al ocurrir las siguientes variaciones: +/- 10 por ciento de la tensión nominal, +/- 5 por ciento de la frecuencia nominal y 10% de la variación combinada en valor absoluto de tensión y frecuencia

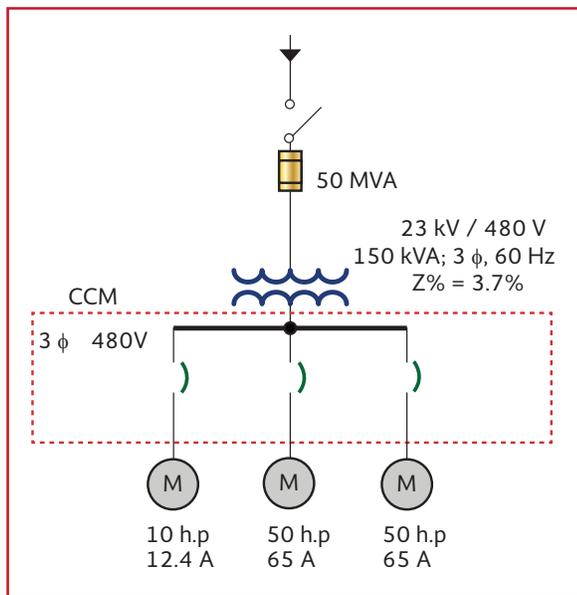
Con tensión reducida: Una vez realizado el punto anterior, si el valor sobre pasa los valores considerados, es necesario utilizar alguno de los métodos de arranque a tensión reducida indicados en la Tabla 4.14

4.4.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN

En una planta se tienen 3 motores de operación continua, se desea calcular la caída de tensión en el CCM al arranque de los motores considerando la condición más crítica, el arranque del motor mayor y los demás a plena carga.

a) Diagrama unifilar, ver Ilustración 4.11

Ilustración 4.11 Diagrama unifilar



Fuente: Simbología NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

b) Potencia de cortocircuito mínima disponible:

$$P_{cc} = 50 \text{ MVA}$$

c) Selección de kVA base:

$$\text{kVA}_{\text{base}} = 150 \text{ kVA}$$

d) Refiriendo los valores de las impedancias a la potencia base y aplicando la Ecuación 4.34 se tiene:

$$Z_{T(0/1)} = Z_{S(0/1)} = \frac{S_{\text{base}}}{S_{\text{trans}}} = \frac{150}{50 \cdot 1000} = 0.003 \text{ p.u.}$$

Para la Z_{motor} de 50 hp de la Ecuación 4.34 y Ecuación 4.25 tenemos:

$$Z_{mp} = \frac{V_{f-n}}{I_n} = \frac{480}{65\sqrt{3}} = 4.263 \text{ Ohms}$$

$$Z_{ma} = \frac{V_{f-n}}{I_{\text{arranque}}} = \frac{480}{65(6.5)\sqrt{3}} = 0.655 \text{ Ohms}$$

Para la Z_{motor} de 10 hp. de la Ecuación 4.34 y Ecuación 4.35 tenemos:

$$Z_{mp} = \frac{V_{f-n}}{I_n} = \frac{480}{12.4\sqrt{3}} = 22.34 \text{ Ohms}$$

$$Z_{ma} = \frac{V_{f-n}}{I_{\text{arranque}}} = \frac{480}{12.4(6.4)\sqrt{3}} = 3.49 \text{ Ohms}$$

Transformando los valores obtenidos en ohms a valores por unidad:

Para el transformador, Ecuación 4.34:

$$Z_{T(0/1)} = \frac{S_{\text{base}} Z_{\%T}}{(100) S_{\text{trans}}} = \frac{150(3.7)}{100(150)} = 0.037$$

Para el motor de 50 hp. Ecuación 4.26.

$$Z_{mp(0/1)} = \frac{S_{\text{base}} (Z_{mp})}{\text{kV}^2 (1000)} = \frac{150(4.263)}{0.480^2 (1000)} = 2.77 \text{ p.u.}$$

$$Z_{ma(0/1)} = \frac{S_{\text{base}} (Z_{ma})}{\text{kV}^2 (1000)} = \frac{150(0.655)}{0.480^2 (1000)} = 0.42 \text{ p.u.}$$

Para el motor de 10 hp., Ecuación 4.36.

$$Z_{mp(0/1)} = \frac{S_{\text{base}} (Z_{mp})}{\text{kV}^2 (1000)} = \frac{150(22.34)}{0.480^2 (1000)} = 14.54 \text{ p.u.}$$

$$Z_{ma(0/1)} = \frac{S_{\text{base}} (Z_{ma})}{\text{kV}^2 (1000)} = \frac{150(3.409)}{0.480^2 (1000)} = 2.21 \text{ p.u.}$$

e) Elaboración y simplificación del diagrama de impedancias (ver Ilustración 4.12).

Reduciendo la impedancia del transformador y de la alimentación:

$$Z_{S(0/1)} + Z_{T(0/1)} = 0.003 + 0.037 = 0.040 \text{ p.u.}$$

De tal manera que nos queda el diagrama de la siguiente manera (ver Ilustración 4.13).

$$Z_X = \frac{Z_{mp(0/1)}(Z_{ma(0/1)})}{Z_{mp(0/1)} + Z_{ma(0/1)}} = \frac{14.54(0.42)}{14.54 + 0.42} = 0.408 \text{ p.u.}$$

Ver Ilustración 4.14, diagrama resultante.

$$Z_Y = \frac{Z_X(Z_{mp(0/1)})}{Z_X + Z_{mp(0/1)}} = \frac{0.408(2.77)}{0.408 + 2.77} = 0.355 \text{ p.u.}$$

$$Z_{Total} = 0.40 + 0.355 = 0.755$$

Determinamos la corriente total al arranque, a tensión nominal, en por unidad.

$$I_T = \frac{1}{Z_{Total}} = \frac{1}{0.755} = 1.324$$

Ecuación 4.41

Determinamos la caída de tensión momentánea en la barra, expresada en por unidad de la Ecuación 4.38.

$$V_1 = 1 - (1.324)(0.040) = 0.947 \text{ p.u.}$$

Determinamos la caída de tensión momentánea en la barra, expresada en tensión de la siguiente manera:

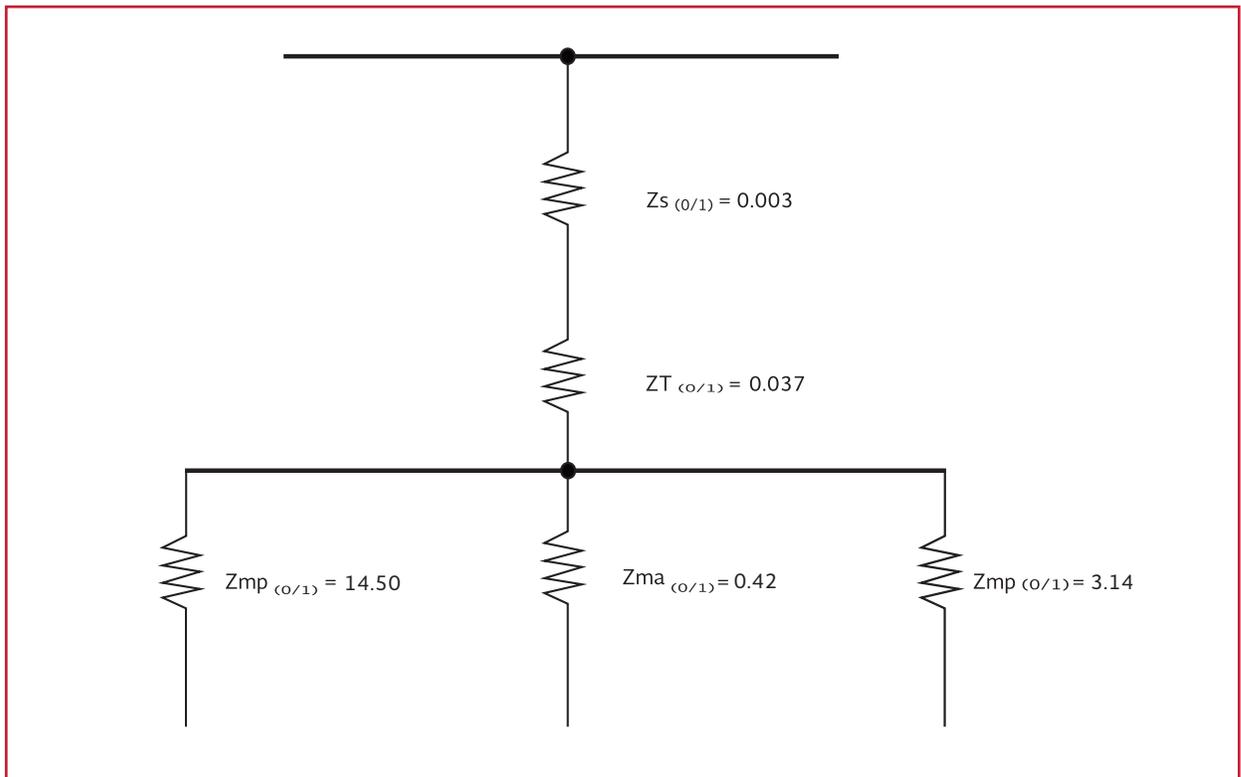
$$V_1 = V_{Nom}(V_1) = 480(0.947) = 454 \text{ Volts}$$

f) Cálculo de la caída de tensión. De la Ecuación 4.39 obtenemos:

$$\%e = \frac{480 - 454}{480} 100 = 5.3 \%$$

De acuerdo a los valores tolerables es posible el arranque de los motores a tensión plena.

Ilustración 4.12 Diagrama de impedancias



Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Ilustración 4.13 Diagrama resultante 1

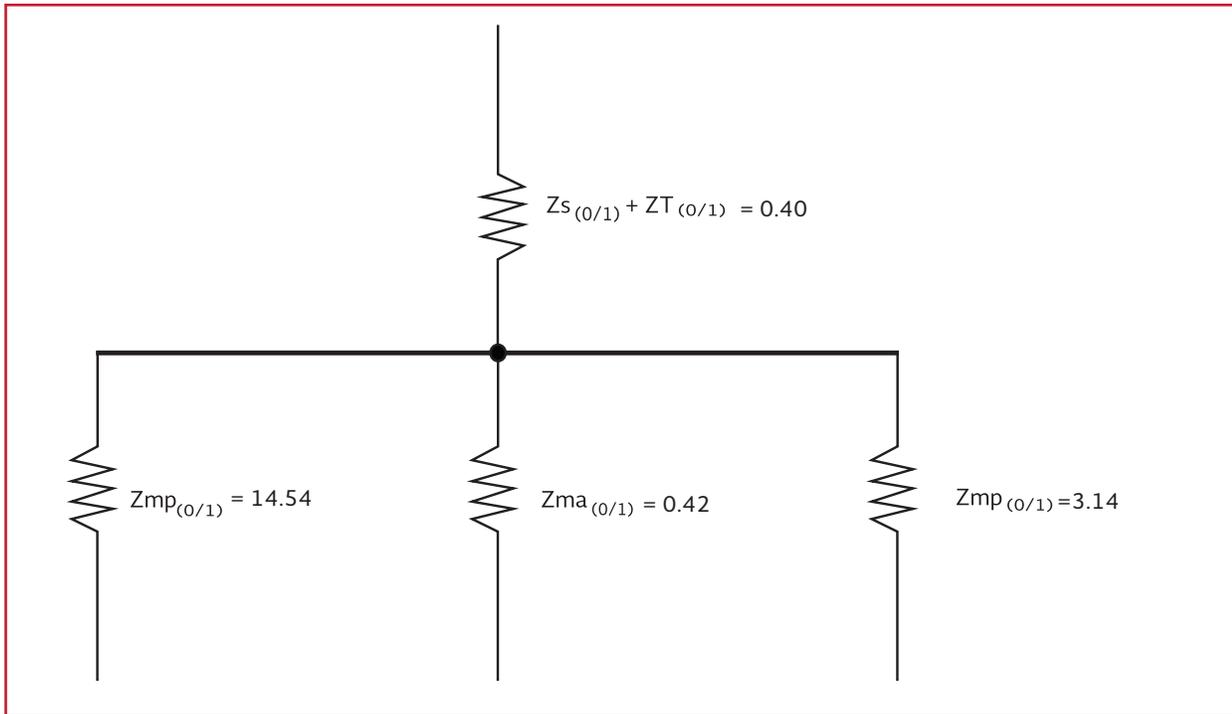
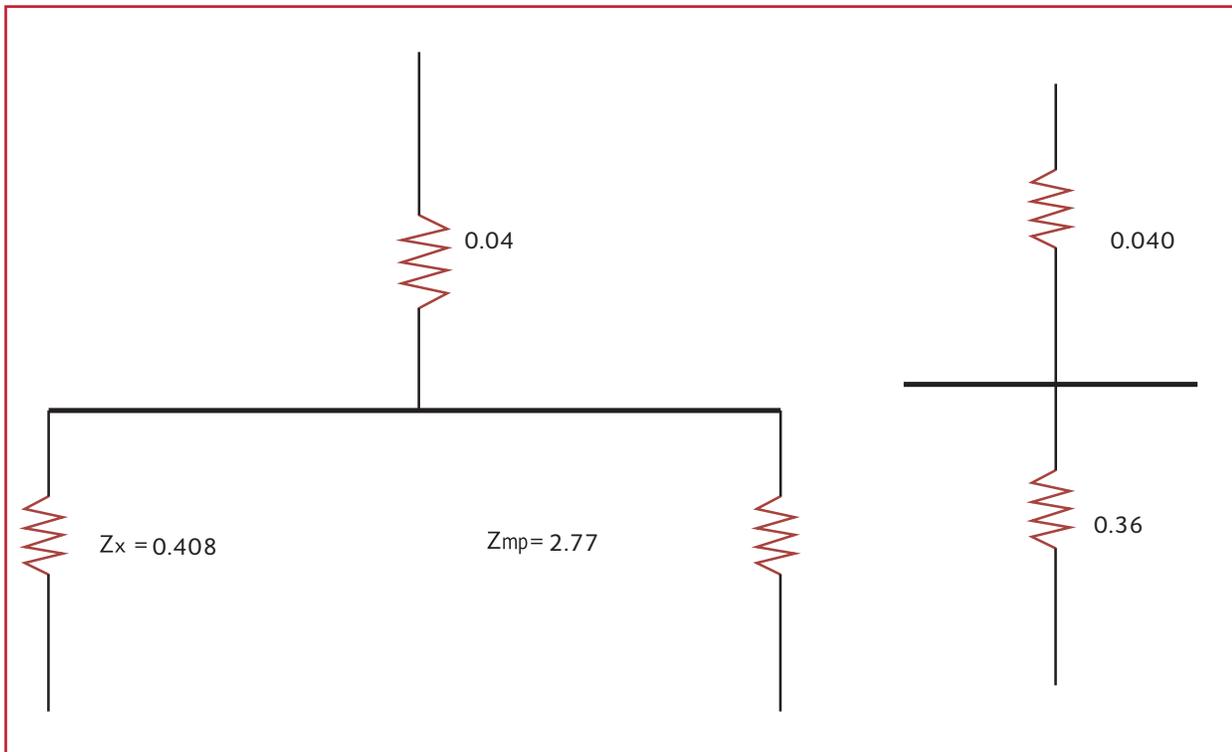


Ilustración 4.14 Diagrama resultante 2



Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

4.5. FACTOR DE POTENCIA⁸

4.5.1. INTRODUCCIÓN

Esta sección indica el procedimiento de cálculo para la corrección del factor de potencia en una instalación eléctrica que produce un factor de potencia bajo. La corrección se hace a través de capacitores ya que este método resulta más simple y económico.

4.5.1.1. Problemas por el bajo factor de potencia

Una instalación eléctrica que opera con un factor de potencia bajo presenta los problemas siguientes:

1. Reduce la capacidad del sistema y su rendimiento debido a cables y transformadores sobrecargados
2. Aumenta las pérdidas debido a la resistencia en los conductores
3. Reduce el nivel de tensión, afectando en forma adversa la eficiencia de operación de los motores
4. Reduce la iluminación de las lámparas incandescentes
5. Aumenta el costo de la energía cuando la compañía de suministro impone las condiciones del factor de potencia

4.5.1.2. Cargas que intervienen en el factor de potencia

Las cargas inductivas tales como motores de inducción, transformadores, soldadoras de arco, lámparas fluorescentes, equipo electrónico son

las cargas más significativas, esto se debe principalmente a lo siguiente:

1. Son las cargas que tienen el factor de potencia más bajo
2. La mayoría de las cargas son motores

Las causas de que los motores operen con un factor de potencia más bajo que el de diseño propio es la variación de tensión y que los motores trabajan por debajo de su capacidad nominal.

En la Tabla 4.23 y Tabla 4.24 se indican impedancias y con Tabla 4.25 los valores específicos del FP en relación a la variación de la potencia y velocidad del motor.

4.5.2. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

4.5.2.1. Método analítico en la etapa del proyecto

El factor de potencia en una instalación en la etapa del proyecto se puede determinar a partir de la estimación de las características operativas del equipo que será instalado. Este método puede resumirse de la manera siguiente:

- a) Análisis de la instalación eléctrica.** Separar el equipo eléctrico (cargas) que produzcan un factor de potencia bajo. Estas cargas son motores de inducción, transformadores, alumbrado y otras cargas
- b) Características de la carga con bajo factor de potencia.** Una vez seleccionada la carga con bajo factor de potencia, las características eléctricas que se deben reunir son:

⁸ Fuente: IEEE STD 141.

1. Para Motores:
 - Potencia (en h.p.)
 - Factor de potencia (FP)
 - Eficiencia (n)
 - Velocidad (r/min)
2. Para transformadores:
 - Potencia (en kVA)
 - Impedancia (en p.u.)
 - Corriente de excitación (en p.u.)
3. Para alumbrado.
 - Potencia (W)
 - Tensión (V)
4. Para otras cargas.
 - Potencia (kVA o kW)
 - Tensión (kV)
 - Corriente (A)
 - Factor de potencia

c) Determinación de la potencia activa y reactiva de cada carga. Si no se conoce el FP y/o eficiencia real, utilice la Ilustración 4.15 e Ilustración 4.16, respectivamente. Si el motor no se encuentra trabajando al 100 por ciento de su potencia nominal, utilizar la Tabla 4.26

Para determinar la potencia reactiva del motor

$$kVAR_M = kW_M (\tan (\text{arc Cos FP}))$$

Ecuación 4.42

donde:

- $kVAR_M$ = Potencia reactiva del motor, en kVAR
- kW_M = Potencia nominal del motor, en kW
- FP = Factor de potencia al que está trabajando el motor
- tan = Tangente del ángulo del FP

Para el transformador

Los transformadores tienen un consumo propio reactivo los cuales son constantes ya sean en vacío o con 100 por ciento de carga, se calculan con la expresión siguiente.

$$kVAR_{T1} = kVA_{Nom} (I_{exc T1}) \quad \text{Ecuación 4.43}$$

$$kVAR_{T2} = kVA_{T1} (kVAR_{T2}) \quad \text{Ecuación 4.44}$$

Para capacidad nominal al 100 por ciento del transformador:

$$kVAR_T = kVAR_{T1} + kVAR_{T2} \quad \text{Ecuación 4.45}$$

donde:

- $kVAR_{T1}$ = Potencia reactiva en vacío, este valor es independiente de la carga conectada al transformador, en kVAR
- $kVAR_{T2}$ = Potencia reactiva con carga, este valor varía con la capacidad empleada del transformador, si el transformador trabaja con un porcentaje (100%) de su capacidad nominal, calcule primero los $kVAR_{T2}$ al 100% de capacidad y aplique la fórmula siguiente:

$$kVAR_{T2}(\%) = kVAR_{T2} \left(\frac{kVA(\%)}{kVA_{Nom}} \right)^2$$

- kVA_{Nom} = Potencia aparente nominal en kVA
- I_{exc} = Corriente de excitación en p.u.
- Z = Impedancia en p.u.
- $kVAR_T$ = Potencia reactiva total del transformador en kVAR
- $kVAR_{T2}\%$ = Porcentaje de capacidad empleada del transformador, sustituir este valor por $kVAR_{T2}$ de la ecuación de $kVAR_T$

Ilustración 4.15 Curvas características para el factor de potencia de motores de inducción polifásica, par normal y baja corriente de arranque

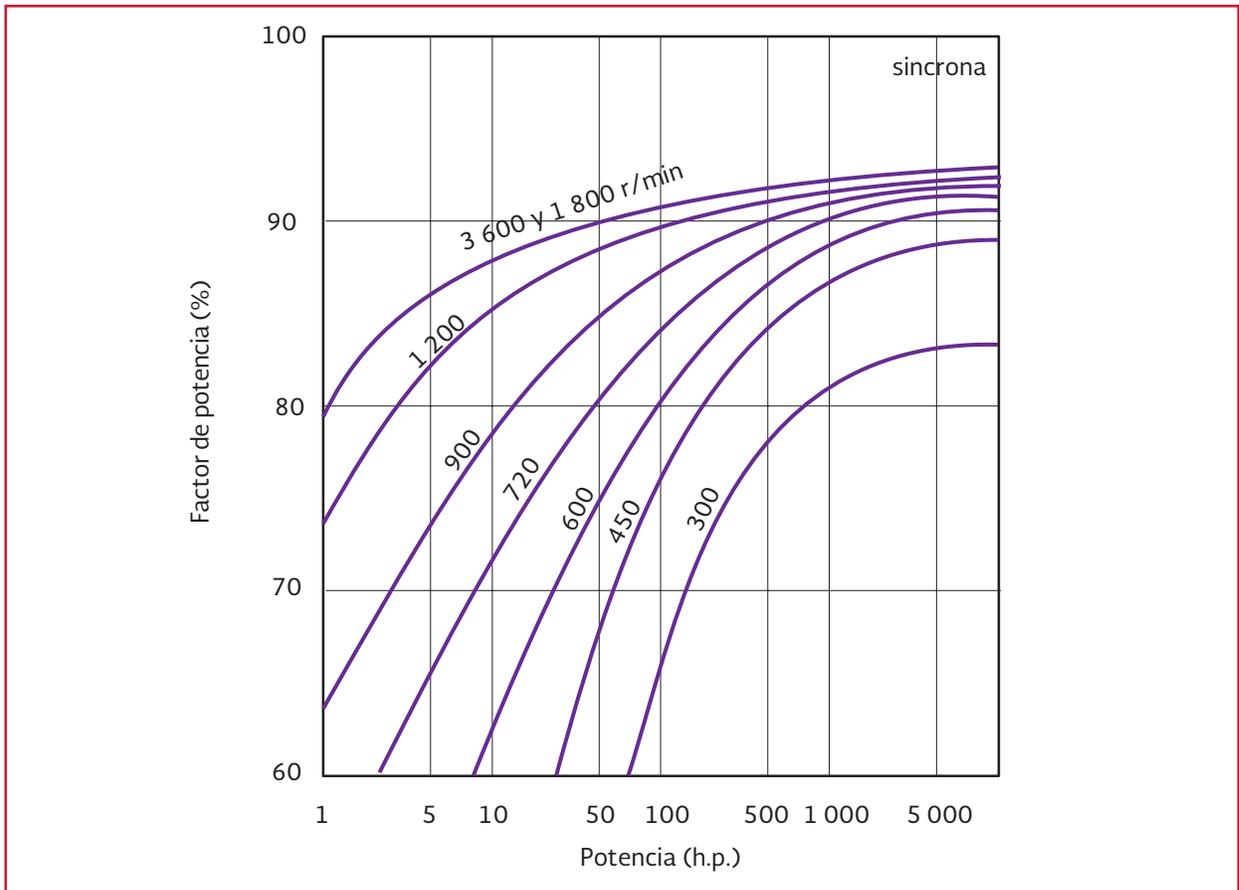
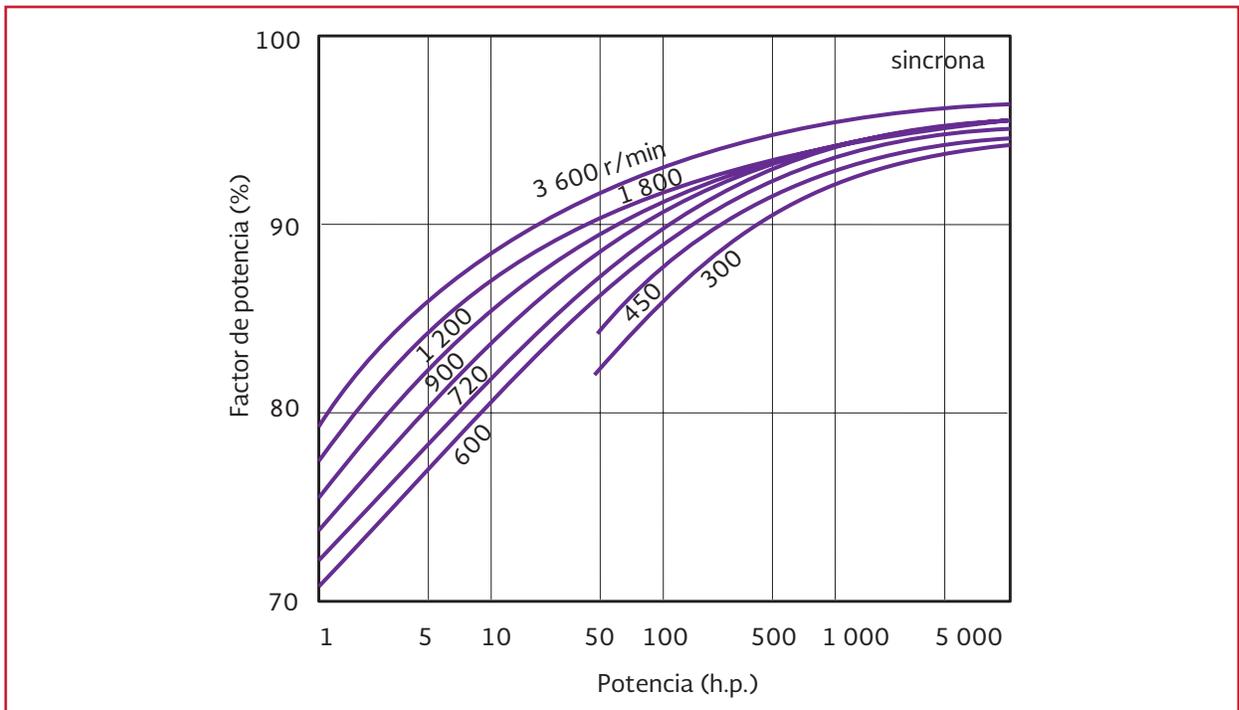


Ilustración 4.16 Curvas características para eficiencia de motores de inducción polifásica, par normal y baja corriente de arranque



Para el alumbrado

$$kVAR_A = kW_A \tan(\text{arc cos FP})$$

Ecuación 4.46

donde:

$$kVAR_A = \text{Potencia reactiva del alumbrado en kVAR}$$

$$kW_A = \text{Potencia nominal del equipo de alumbrado en kW}$$

$$FP = 1; \text{ Para alumbrado incandescente, } 0.9; \text{ Para alumbrado fluorescente}$$

$$\tan = \text{Tangente del ángulo del FP}$$

Otras cargas

Para obtener la potencia activa y reactiva se utilizan las fórmulas siguientes:

Para carga trifásica (3 o 4 hilos).

$$\text{Potencia activa : } kW_c = \frac{\sqrt{3}(I_n)(E)(FP)}{1\,000}$$

Ecuación 4.47

$$\text{Potencia reactiva: } kVAR_c = \frac{\sqrt{3}(I_{nom})(E)(\sin \text{arc cos FP})}{1\,000}$$

Ecuación 4.48

Para carga monofásica (2 hilos).

$$\text{Potencia activa: } kW_c = \frac{(I_{nom})(E)(FP)}{1\,000}$$

Ecuación 4.49

$$\text{Potencia reactiva: } kVAR_c = \frac{(I_{nom})(E) \sin(\text{arc cos FP})}{1\,000}$$

Ecuación 4.50

donde:

$$kW_c = \text{Potencia activa de la carga en kW}$$

$$kVAR_c = \text{Potencia reactiva de la carga en kVAR}$$

$$I_{nom} = \text{Corriente nominal en amperes}$$

$$E = \text{Tensión de línea en Volts}$$

$$FP = \text{Factor de potencia de la carga}$$

Determinación de la potencia total reactiva y activa del conjunto de cargas

Desarrollar las fórmulas siguientes:

$$kVAR_{Tot} = kVAR_M + kVAR_T + kVAR_A + kVAR_C$$

Ecuación 4.51

$$kW_{Tot} = kW_M + kW_A + kW_C$$

donde:

$$kW_{Tot} = \text{Potencia total activa de las cargas kW}$$

$$kVAR_{Tot} = \text{Potencia total reactiva de las cargas kVAR}$$

Nota: Si los capacitores están conectados en el lado de alta tensión del transformador considerar las fórmulas anteriores.

Si los capacitores están conectados en el lado de baja tensión, en la ecuación para calcular los $kVART_{Tot}$ no se considera a los $kVAR_T$.

Determinación de la potencia aparente total kVA_{Tot} y factor de potencia existente (FP)

Desarrollar las fórmulas siguientes:

$$kVA_{Tot} = \sqrt{(kW_{Tot})^2 + (kVAR_{Tot})^2}$$

Ecuación 4.52

$$FP = \frac{kW_{Tot}}{kVA_{Tot}} \quad \text{Ecuación 4.53}$$

4.5.2.2. Método por medición en instalaciones en operación

Para determinar el factor de potencia en instalaciones en operación, lo más práctico es por cualquiera de las formas siguientes:

1. Con un indicador que marca el factor de potencia
2. A través del consumo global de energía (facturación de la compañía suministradora)
3. Con instrumentos de medición de potencia activa e instrumentos de medición de potencia reactiva

Además se deben de considerar las siguientes prácticas:

- a) Recabar características eléctricas de la instalación

Para recibos proporcionados por la compañía suministradora considerar:

1. Kilowatts hora consumidos (kWh)
2. Kilovars hora consumidos (kVARh)
3. Factor de potencia (si está indicado)

Para lecturas obtenidas del equipo de medición durante las horas de trabajo, considerar:

1. Potencia activa (kW)
2. Potencia reactiva (kVAR)
3. Tensión (kV)
4. Corriente (A)

Factor de potencia

Estas lecturas deberán ser tomadas en condiciones de demanda máxima.

- b) Determinar el factor de potencia (FP) existente.

Desarrollar la fórmula siguiente:

$$FP = \frac{kWh}{\sqrt{(kWh)^2 + (kVARh)^2}}$$

Ecuación 4.54

$$FP = \frac{kW_{lectura}}{\sqrt{(kW_{lectura})^2 + (kVAR_{lectura})^2}}$$

Ecuación 4.55

4.5.3. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA POR CAPACITORES

4.5.3.1. Corrección del factor de potencia en grupo empleando datos nominales del equipo

- a) Calcular la potencia reactiva necesaria ($kVAR_N$) para corregir el *F.P*. Considérese un factor de potencia corregido superior o igual a 0.9 (atrasado) y aplique la Tabla 4.27 donde:

$$kVAR_N = (kW_{Tot})$$

La fórmula anterior es válida para el FP existente y corregidos o de lo contrario aplicar la siguiente fórmula:

$$kVAR_N = kW_{Tot} \times (\tan \theta_1 - \tan \theta_2)$$

Ecuación 4.56

donde:

- θ_1 = Arco coseno del factor de potencia existente
 θ_2 = Arco coseno del factor de potencia corregido

Para un FP = 0.9 (-) corregido, desarrollar la fórmula siguiente:

$$kVAR_N = kW_{Tot} (\tan \theta_1 - 0.484)$$

- b) Comprobación del factor de potencia corregido

Desarrollar las fórmulas siguientes:

$$kVAR_G = kVAR_{Tot} = kVAR_N$$

Ecuación 4.57

$$kVAR_G = \sqrt{(kW_{Tot})^2 + (kVAR_G)^2}$$

Ecuación 4.58

$$FP_{\text{corregido}} = \cos \theta_2 = \frac{kW_{Tot}}{kVA_G}$$

Ecuación 4.59

donde:

- $kVAR_G$ = Potencia reactiva total del grupo, incluye potencia reactiva de capacitores ($kVAR_N$)
 kVA_G = Potencial total aparente total del grupo, incluyendo capacitores
 $FP_{\text{corregido}}$ = Factor de potencia corregido, el valor obtenido debe ser igual o superior a 0.9(-)

4.5.3.2. Corrección del factor de potencia en grupo empleando lecturas de consumo de energía y potencia

Desarrollar el tema de método por medición en instalaciones en operaciones

- a) Cálculo de la potencia reactiva necesaria $kVAR_N$ para corregir el factor de potencia. Considerar un FP (corregido) igual o superior a 0.9 y aplique la Tabla 4.27.

donde:

$$kVAR_N = (kW_{Lectura})$$

Ecuación 4.60

Con los FP existente y corregido, o aplicar fórmula.

$$kVAR_N = kW_{Lectura} (\tan \theta_1 - \tan \theta_2)$$

Ecuación 4.61

- b) Comprobar el valor del factor de potencia corregido

Desarrollar las fórmulas siguientes:

$$kVAR_G = kVAR_{Lectura} = kVAR_N$$

Ecuación 4.62

$$kVAR_G = \sqrt{(kW_{Lectura})^2 + (kVAR_G)^2}$$

Ecuación 4.63

$$FP_{\text{corregido}} = \cos \theta_2 = \frac{kW_{Lectura}}{kVA_G}$$

Ecuación 4.64

4.5.3.3. Corrección del factor de potencia en forma individual

Realizar incisos a, b y c del punto "Método analítico en la etapa del proyecto" considerar solamente motores, alumbrado y otras cargas.

- a) Determinar el factor de potencia (FP) existente

Desarrollar la fórmula siguiente:

$$FP = \cos \theta_1 = \frac{kW_c}{kVA_c}$$

Ecuación 4.65

donde:

$$\theta_1 = \arccos \frac{kW_c}{kVA_c} \quad \text{Ecuación 4.66}$$

kW_G = Potencia activa de cada carga en kW

kVA_G = Potencia aparente de cada carga en kVA (considerar solamente motores y otras cargas)

- b) Determinar la potencia reactiva necesaria ($kVAR_N$) para corregir el FP. Considere un FP corregido igual o superior a 0.9 (-).

Con los valores obtenidos en los incisos a, b y c del punto "Método analítico en la etapa del proyecto", el factor de potencia existente y de la selección los $kVAR_N$.

$$kVAR_N = (kW_c)$$

El valor de la Tabla 4.27, es obtenido con el FP existente y FP corregido

- c) Comprobar el valor de potencia corregido

Desarrollar la fórmula siguiente:

$$kVAR_i = kVAR_c - kVAR_N$$

Ecuación 4.67

$$kVA_i = \sqrt{(kW_c)^2 + (kVAR_i)^2}$$

Ecuación 4.68

$$FP_{\text{corregido}} = \frac{kW_c}{kVA_i}$$

Ecuación 4.69

donde:

$kVAR_c$ = Potencia reactiva de la carga en kVAR

$kVAR_i$ = Potencia reactiva total de la carga en kVAR

kVA_i = Potencia aparente total de la carga en kVA

4.5.4. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Determinar el banco de capacitores para corregir el factor de potencia a un valor de 0.9, de una planta de bombeo con las características siguientes:

Cargas:

- 3 motores de 100 h.p., 4 polos, 480 volts
- 2 motores de 50 h.p., 4 polos, 480 volts
- 4 motores de 3 h.p., 4 polos, 480 volts

1 Transformador de 500 kVA

1. Cálculo de los kW y kVAR

a) Motores de 100 h.p.

$$kW_{M100} = 100 (0.746) = 74.6 \text{ kW}$$

$$kW_{M100} = \text{Número de motores de 100 h.p.} (kW_{M100})$$

$$kW_{M100} = (3) 74.6 = 223.8 \text{ W}$$

El FP para un motor de 100 h.p. 4 polos, es de 0.89 de la Tabla 4.25 (considerando que el motor trabaja al 100 por ciento de su carga).

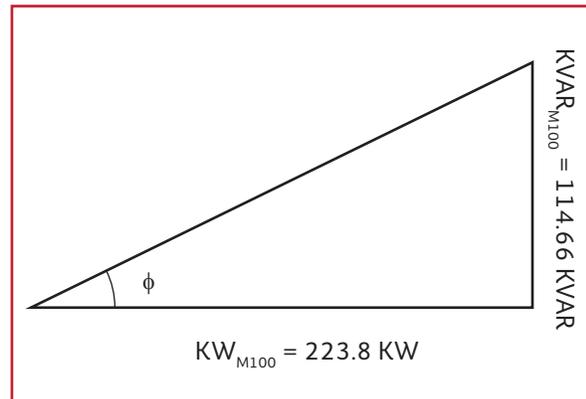
$$kVAR_{M100} = 74.6 \tan(\text{arc cos } 0.89) = 38.22 \text{ kW}$$

$$kVAR_{M100} = \text{Número de motores de 100 h.p.} (kVAR_{M100})$$

$$kW_{M100} = (3) 38.22 = 114.66 \text{ kVAR}$$

Ver Ilustración 4.17, triangulo de potencias para los motores 100 h.p.

Ilustración 4.17 Triangulo de potencias para los motores 100 h.p.



b) Motores de 50 h.p.

$$kW_{M50} = (50) 0.746 = 37.3 \text{ kW}$$

$$kW_{M50} = \text{Número de motores de 50 h.p.} \times kW_{M50}$$

$$kW_{M50} = (2) 37.3 = 74.6 \text{ W}$$

El FP para un motor de 50 h.p. 4 polos, es de 0.83 de la Tabla 4.25 (considerando que el motor trabaja al 100% de su carga).

$$kVAR_{M50} = 37.3 \tan(\text{arc cos } 0.83) = 25.07 \text{ kW}$$

$$kVAR_{M50} = \text{Número de motores de 50 h.p.} (kVAR_{M50})$$

$$kW_{M50} = (2) 25.07 = 50.14 \text{ kVAR}$$

Ver Ilustración 4.18 Triangulo de potencias para los motores 50 h.p.

Ilustración 4.18 Triangulo de potencias para los motores 50 h.p.

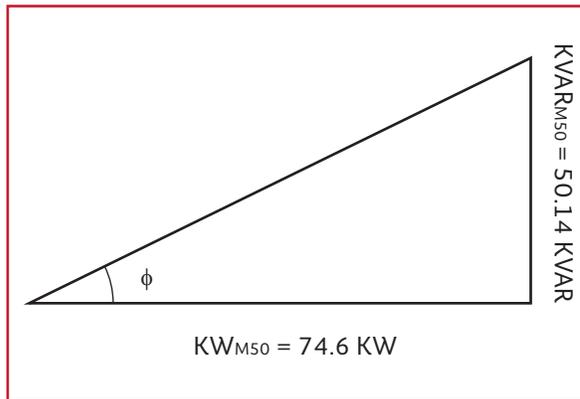
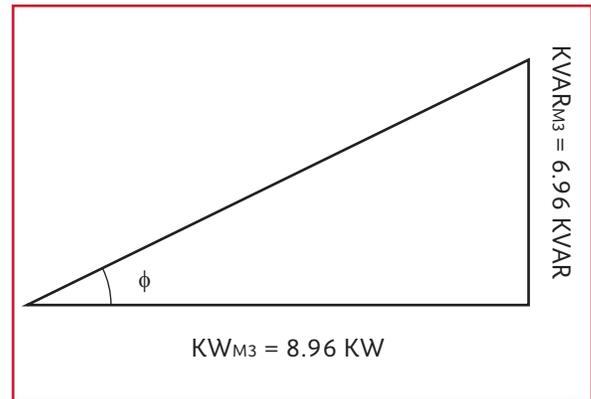


Ilustración 4.19 Triangulo de potencias de los motores 3 h.p.



c) Motores de 3 h.p.

$$kW_{M3} = (3) 0.746 = 2.24 \text{ kW}$$

$$kW_{M3} = \text{Número de motores de 3 h.p.} \cdot (kW_{M3})$$

$$kW_{M3} = (4) 2.24 = 8.96 \text{ W}$$

El FP para un motor de 3 h.p. 4 polos, es de 0.79 de la Tabla 4.25 (considerando que el motor trabaja al 100% de su carga).

$$kVAR_{M3} = 2.24 \tan(\arccos 0.79) = 1.74 \text{ kW}$$

$$kVAR_{M3} = \text{Número de motores de 3 h.p.} \cdot (kVAR_{M3})$$

$$kW_{M3} = (4) 1.74 = 6.96 \text{ kVAR}$$

Ver Ilustración 4.19. Triangulo de potencias de los motores 3 h.p.

d) Transformador

Para el caso de transformadores los kVAR consumidos ya sea en vacío o plena carga están determinados aproximadamente por la corriente de vacío, la cual en nuestro caso es del 2 por ciento.

$$kVAR_{Tr} = 500 \text{ kVA} (0.02) = 10 \text{ kVA}$$

e) Potencia total activa y reactiva de la carga

Los capacitores estarán conectados en el lado de baja tensión, por lo que no se considera los KVAR del transformador.

$$kVAR_{Tot} = kVAR_{M100} + kVAR_{M50} + kVAR_{M3}$$

$$= 171.76 \text{ kVAR}$$

$$\begin{aligned}
 kW_{Tot} &= kW_{M100} + kW_{M50} + kW_{M3} = \\
 &= 223.8 + 74.6 + 8.96 = \\
 &= 307.35 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

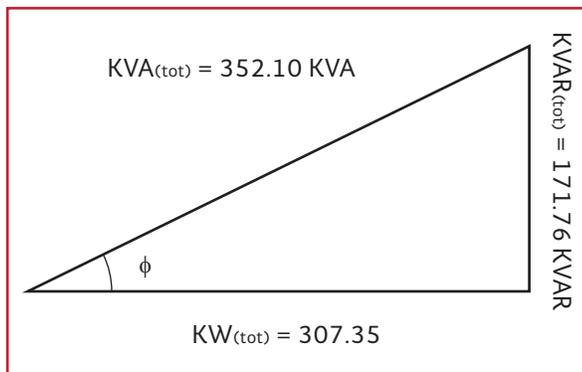
f) Potencia aparente total y FP existente

$$kVA_{Tot} = \sqrt{(307.35)^2 + (171.76)^2} = 352.10$$

$$FP = \frac{307.35}{352.10} = 0.87$$

Ver Ilustración 4.20. Triángulo de potencias de carga.

Ilustración 4.20 Triángulo de potencias de carga



Usando la Tabla 4.27, para este caso y por no existir un valor de 0.87 obtenemos el dato de la tabla mediante la interpolación lineal entre los límites próximos, por lo cual nos da el valor de 0.083

$$kVAR_N = kW_{Tot} (0.083)$$

$$kVAR_N = 307.35 (0.083)$$

$$kVAR_N = 25.51 \text{ kVAR}$$

O por la fórmula siguiente se obtiene el mismo resultado;

$$kVAR_N = kW_{Tot} (\tan \theta_1 - \tan \theta_2)$$

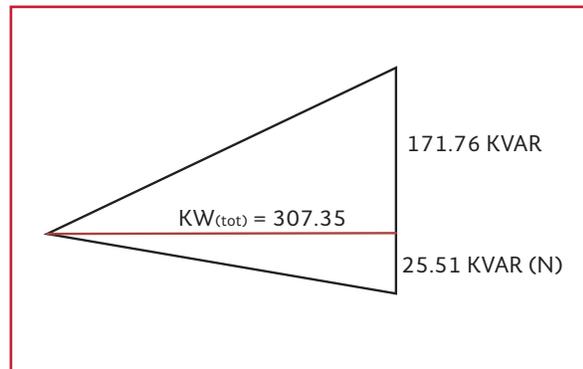
$$kVAR_N = 307.35 (\tan(\arccos 0.87) - \tan(\arccos 0.90))$$

$$kVAR_N = 307.35 (0.567 - 0.484)$$

$$kVAR_N = 25.51$$

Ver Ilustración 4.21. Comprobación de resultados.

Ilustración 4.21 Comprobación de resultados



Comprobación del FP corregido

$$kVAR_G = 171.76 - 25.51$$

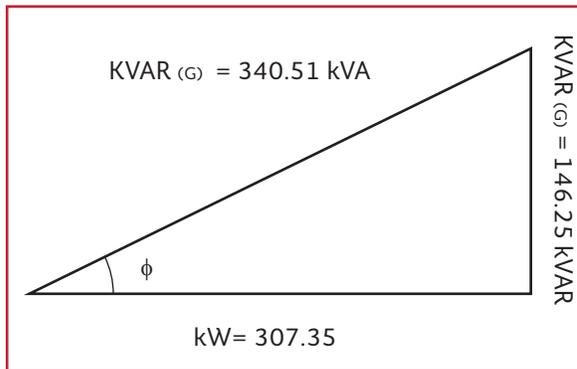
$$kVAR_G = 146.25$$

$$kVAR_G = \sqrt{(307.35)^2 + (146.25)^2} = 340.51$$

$$FP_{Corregido} = \frac{307.35}{340.51} = 0.90$$

Ver Ilustración 4.22. Triángulo de potencias con FP = 0.90.

Ilustración 4.22 Triangulo de potencias con FP = 0.90



4.6. CÁLCULO Y SELECCIÓN DE REACTORES LIMITADORES DE CORRIENTE

4.6.1. CRITERIOS BÁSICOS DE SELECCIÓN

Los reactores limitadores de corriente son utilizados principalmente para reducir la magnitud de la corriente de cortocircuito, reduciendo por consiguiente los esfuerzos mecánicos y térmicos en todos los componentes que conducen la corriente de cortocircuito y limitando la caída de tensión en la barra conductora, minimizando así los efectos en otras partes del sistema. Debido a que la estabilidad del sistema se afecta por los reactores, éstos deben emplearse con precaución, puesto que el aumento de la reactancia entre las maquinas disminuye el límite de su estabilidad, ver Tabla 4.29 y Tabla 4.30.

- a) Tipo de servicio:
 - Interior
 - Intemperie
- b) Condiciones de operación:
 - Medio ambiente
 - Altitud de operación
 - Humedad relativa
 - Temperatura ambiente
 - Espacio para instalación
- c) Determinación del tipo de arreglo y construcción
- d) Especificar localización de terminales
- e) Especificar material de devanados, considere:
 - Cobre
 - Aluminio
- f) Especificar tipo y clase de aislamiento
- g) Especificar tensión nominal de operación, tensión máxima de diseño y nivel básico al impulso
- h) Concentrar los datos en Tabla 4.28

4.6.2. MÉTODO DE CÁLCULO

- a) Analizar el sistema eléctrico en el cual habrán de emplearse los reactores (incluyendo ampliaciones). Considere la condición más crítica de operación
- b) Elaborar un diagrama unifilar simplificado, indicando los equipos que contribuyen o limitan la corriente de cortocircuito, en el nivel de tensión donde ésta se calcule. Ver arreglos típicos en Ilustración 4.23 (gene-

radores) donde aplique, transformadores, reactores, carga, equivalente, etcétera

- c) Establecer los límites de capacidad interruptiva y caída de tensión que no deberán rebasarse con el uso de reactores limitadores de corriente, así como los puntos en los que se desee conocer estos valores (generalmente buses de generación y sincronización)
- d) Analizar las características eléctricas de los equipos involucrados en el diagrama unifilar del punto (b), haciendo los cálculos necesarios para que los valores de impedancia queden expresados en MVA's o p.u.
- e) Elaborar con base en el diagrama unifilar simplificado, un diagrama de bloques (MVA's) o de impedancias (p.u.), tomando en consideración los datos del punto anterior
- f) Determinar el valor de impedancia "Z" del reactor para la Ilustración 4.23 aplique la siguiente fórmula:

$$Z_{ohm} = V^2 \left(\frac{1}{MVA_d} - \frac{1}{MVA_e} \right)$$

Ecuación 4.70

donde:

- Z_{ohm} = Impedancia del reactor en ohms
- V = Tensión nominal (de línea) del sistema en kV
- MVA_d = Nivel de falla 3 ϕ deseado en el sistema en MVA
- MVA_e = Nivel de falla 3 ϕ existente en el sistema en MVA

Con el valor obtenido y la Tabla 4.29, seleccione la impedancia nominal del reactor "Z_n" (considere el valor inmediato superior al de cálculo). Ver Ilustración 4.23 (b) y (c)

Calcular la potencia de falla 3 ϕ en cada uno de los puntos que se establezcan, aplique el apartado 4.2

Considere para este cálculo un valor de impedancia nominal (Z_n) de la Tabla 4.29, e idéntico para cada reactor. Los valores obtenidos deberán cumplir con el límite de capacidad interruptiva establecido en el paso "c"

- g) Calcular la máxima corriente que circulará por el reactor

Considere:

- La condición más crítica de operación
- El factor de potencia de la carga generalmente es de 0.9 (-)
- Máxima caída de tensión permisible
- Valor x/r del reactor (generalmente x/r=80)

En base al diagrama unifilar simplificado del paso (b), mostrando al sistema en la condición crítica, aplicar fórmulas:

$$Z = Z \angle \theta ; \theta = \arctan \frac{X}{R}$$

$$I_{max} = I \angle \theta ; \theta = \arccos FP (-)$$

$$\Delta V \leq \frac{5\%kV_{nom}}{100} \quad (\text{Para bus de sincronización ver Ilustración 2.25})$$

donde:

ΔZ = Impedancia del sistema entre la fuente de suministro y la carga en ohms (para efectos de cálculo en este procedimiento considere solamente la impedancia nominal Z_n de los reactores)

I_{max} = Máxima corriente que circulará por el reactor en amperes

ΔV = Máxima caída de tensión permisible entre la fuente de suministro y la carga en volts

kV_{nom} = Tensión nominal (de líneas) del sistema en kV

Con el valor obtenido y la Tabla 4.29 seleccione la corriente nominal del reactor " I_n " (considere el valor inmediato superior al de cálculo)

a) Verificar que los resultados obtenidos en los pasos "f" y "g" no rebasen los valores establecidos en el paso "c". En caso de que esto suceda, repetir los pasos "f" y "g", modificando el valor de la impedancia del reactor hasta quedar dentro de los límites referidos

b) Calcular la máxima potencia (P) que se puede transferir a través del reactor
Aplicar la ecuación:

$$P = \sqrt{3} (I) kV_{nom} \quad \text{Ecuación 4.71}$$

Calcular la caída de tensión nominal del reactor " ΔV_r ".

$$\Delta V_r = I_n (Z_n) V \quad \text{Ecuación 4.72}$$

Calcular la capacidad nominal del reactor "kVA_r"

Para reactor monofásico:

$$kVA_r = I_N \frac{Z_n}{1000} (kVA)$$

Ecuación 4.73

Para reactor trifásico:

$$kVA_r = 3 (I_N) \frac{Z_n}{1000} (kVA)$$

Ecuación 4.74

c) Concentrar los datos obtenidos en la Tabla 4.28

4.6.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Calcule el reactor limitador de corriente necesario para una instalación que cuenta con el siguiente equipo:

Un transformador trifásico de 20 MVA y de 110/13.8 KV que alimenta a un tablero de distribución de 13.8 kV el cual está provisto de disyuntores cuya capacidad interruptiva es de 150 MVA y que está conectado al sistema como en Ilustración 4.24 Diagrama unifilar.

El esfuerzo de interrupción que se impone a los disyuntores existentes (sin aportaciones de los motores síncronos) es de:

$$P_{cc} = \frac{100}{7.5\%} 20MVA \quad \text{Ecuación 4.75}$$
$$= 266.66 MVA$$

Reduciendo el esfuerzo de interrupción al valor deseado de 150 MVA de los disyuntores existentes, se aplica:

$$Z_{\text{ohm}} = (13.8)^2 \times \left(\frac{1}{150} - \frac{1}{266} \right)$$

$$Z_{\text{ohm}} = 190.44 \left(\frac{117}{150(266)} \right)$$

$$Z = 0.55 \text{ ohms}$$

La caída de tensión a través del reactor será de:

$$\Delta V_r = 835 \text{ A} \times 0.550 \text{ ohms} = 459.25 \text{ V}$$

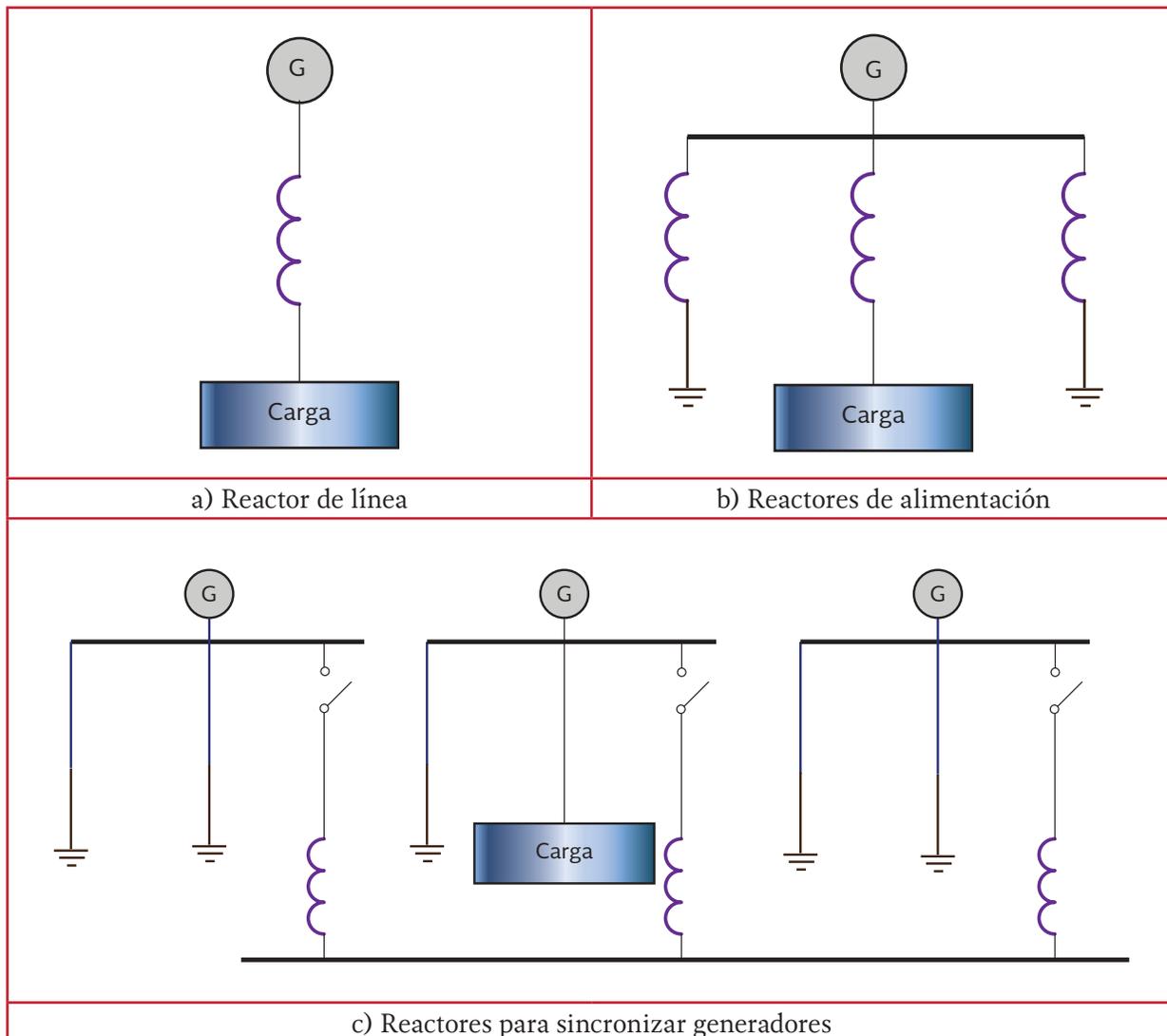
En consecuencia se deben seleccionar tres reactores monofásicos, cada uno de 0.55 ohms por fase y una capacidad de:

$$V_{\text{AR}} = 835 \times \left(\frac{459.25}{1000} \right) = 383.47 \text{ kVA}$$

Donde cada reactor tendrá una capacidad para proporcionar un porcentaje de reactancia de:

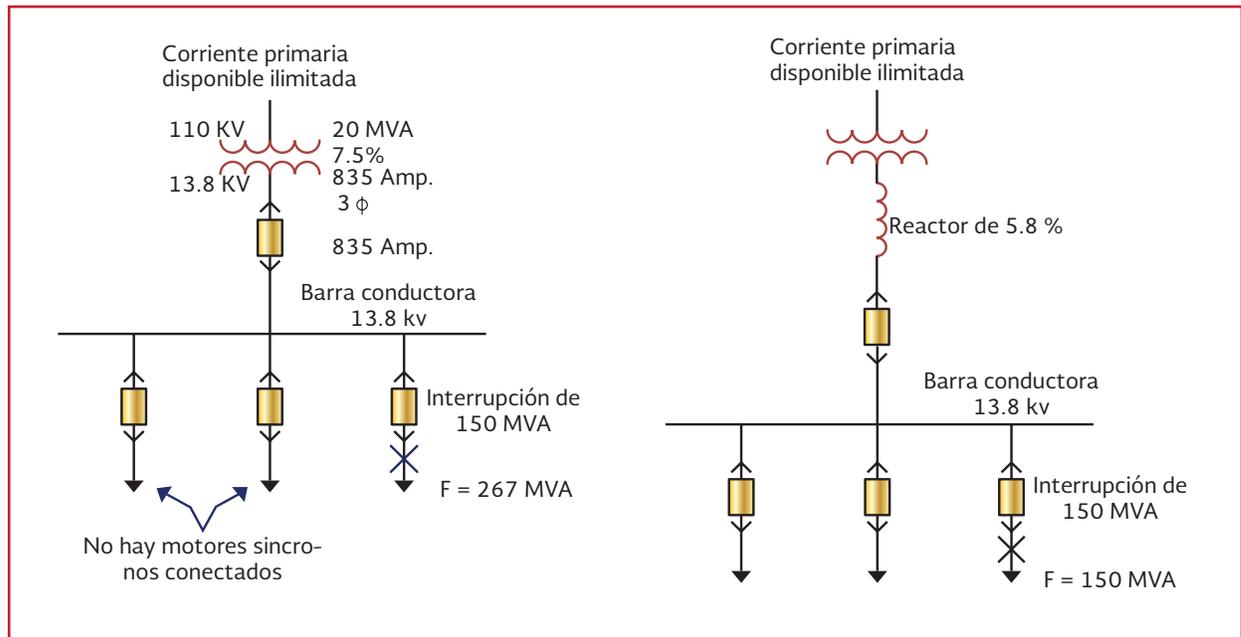
$$V_{\text{AR}} = \left(\frac{0.55 \times 20000}{(13.8)^2 (10)} \right) = 5.78 \%$$

Ilustración 4.23 Arreglo típico de reactores



Fuente: Simbología NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Ilustración 4.24 Diagrama unifilar



Fuente: Simbología NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

4.7. BANCO DE CAPACITORES

En todos los sistemas eléctricos trifásicos, existen cargas resistivas e inductivas que definen la impedancia de un sistema. Las cargas inductivas, como los motores, transformadores, reactores, etcétera, provocan en los sistemas eléctricos un defasamiento - entre los fasores de tensión y corriente. Al coseno de este ángulo se le denomina factor de potencia

Aplicaciones

- Bancos fijos
- Bancos automáticos
- Filtros de armónicas

Es importante recordar que todos los capacitores son una trayectoria de baja impedancia para las corrientes de armónicas generadas por las cargas no-lineales como los drives de frecuencia variable, arrancadores suaves de motores, solda-

doras, computadoras, PLC's, equipo de robótica y otros equipos electrónicos. Estas corrientes armónicas pueden ser absorbidas en el capacitor causando que éste se sobrecaliente, acortando su tiempo de vida y posiblemente hasta evitando su correcta operación.

Además, el circuito resonante formado por los capacitores acoplados en paralelo con la inductancia del sistema (transformadores y motores) puede ampliar las corrientes y tensiones armónicas, lo cual puede causar la incorrecta operación del fusible y/o dañar el equipo eléctrico.

En el caso de aplicaciones que requieran de la corrección del factor de potencia en ambientes ricos en armónicos, se debe considerar un banco de capacitores automáticos anti-resonante

- a) Se deben instalar bancos de capacitores que mantengan el factor de potencia en un valor mínimo de 0.90 a cualquier condición de carga en operación y no so-

brepasen bajo ninguna circunstancia, el valor de 100, debe cumplir lo dispuesto en la Norma NMX-J-203-ANCE.

- b) Si el banco de capacitores genera una distorsión de tensión por armónicas mayor a 5 por ciento, con la individual mayor del 3 por ciento de la onda fundamental de tensión, este debe incluir filtros para que la distorsión esté dentro de valores permitidos
- c) Los capacitores pueden ubicarse en los diferentes niveles de tensión de la instalación, siendo esto definido de acuerdo a las especificaciones del proyecto
- d) Los bancos de capacitores pueden ser de tipo exterior o interior e instalarse en locales independientes o en cuartos de tableros considerando las dimensiones adecuadas y espacio suficiente para la instalación y mantenimiento seguro.

4.7.1. DE 600 VOLTS Y MENOS

Descarga de la energía almacenada. Los capacitores deben tener un medio para descargar la energía almacenada.

4.7.1.1. Conductores

- a) Ampacidad. La ampacidad de los conductores de un circuito de capacitores no debe ser menor al 135 por ciento de la corriente nominal del capacitor
- b) Protección contra sobrecorriente. En cada conductor de fase de cada banco de capacitores se debe instalar un dispositivo de protección contra sobrecorriente. La corriente nominal o ajuste del dispo-

sitivo de protección contra sobrecorriente debe ser lo más baja que sea posible

Excepción: No se exigirá un dispositivo de protección contra sobrecorriente separado para un capacitor conectado en el lado de carga del dispositivo de protección contra sobrecarga del motor

- c) Medios de desconexión. En cada conductor de fase de cada banco de capacitores se debe instalar un medio de desconexión que debe cumplir los siguientes requisitos:

1. El medio de desconexión debe abrir simultáneamente todos los conductores de fase.
 2. Se permitirá que el medio de desconexión desconecte el capacitor de la línea como un procedimiento habitual de funcionamiento.
 3. La corriente nominal del medio de desconexión no debe ser menor al 135 por ciento de la corriente nominal del capacitor.
- Excepción:** No se exigirá un medio de desconexión separado para un capacitor conectado en el lado de carga de un controlador de motor

4.7.1.2. Puesta a tierra

Las cajas o envoltentes de los capacitores se deben conectar al conductor de puesta a tierra de equipos.

Excepción: Las cajas o envoltentes de los capacitores no se deben conectar al conductor de puesta a tierra de equipos cuando las unidades de capacitores estén sostenidas en una estructura diseñada para operar a un potencial distinto al de tierra.

4.7.2. DE MÁS DE 600 VOLTS

4.7.2.1. Desconexión

- a) Corriente de carga. Para la desconexión de los capacitores se deben utilizar interruptores operados en grupo que sean capaces para:
 - 1. Conducir continuamente no menos del 135 por ciento de la corriente nominal de la instalación del capacitor
 - 2. Interrumpir la corriente de carga máxima permanente de cada capacitor, banco de capacitores o instalación de capacitores que se desconectarán como una unidad
 - 3. Soportar la máxima corriente de irrupción incluidas las contribuciones de las instalaciones adyacentes de capacitores
 - 4. Conducir las corrientes debidas a fallas en el lado de los capacitores del interruptor
- b) Seccionamiento:
 - 1. Generalidades. Se debe instalar un medio que permita separar de todas las fuentes de tensión cada capacitor, banco de capacitores o instalación de capacitores que se puedan sacar del servicio como una unidad
 - 2. Interruptores de seccionamiento o desconexión sin valor nominal de interrupción. Los interruptores de seccionamiento o desconexión deben estar enclavados con el dispositivo de interrupción de carga o deben estar dotados de anuncios de advertencia visibles, para evitar la interrupción de la corriente de carga

- c) Requisitos adicionales para capacitores en serie. Se debe asegurar la secuencia de desconexión apropiada, mediante el uso de uno de los siguientes:
 - 1. Desconectores de seccionamiento y de secuencia mecánica y derivación
 - 2. Bloqueo
 - 3. Un procedimiento de desconexión que esté claramente explicado en el lugar de los interruptores

4.7.2.2. Protección contra sobrecorriente

- a) Provista para detectar e interrumpir la corriente de falla. Se debe instalar un medio para detectar e interrumpir cualquier corriente de falla que pudiera causar presiones peligrosas dentro de un capacitor individual
- b) Dispositivos monofásicos o polifásicos. Para este propósito se permitirá utilizar dispositivos monofásicos o polifásicos.
- c) Protección individual o en grupos. Se permitirá proteger los capacitores individualmente o en grupos
- d) Dispositivos de protección ajustados o calibrados. Los dispositivos de protección de los capacitores o el equipo de capacitores deben calibrarse o ser ajustados para operar dentro de los límites de la zona segura para los capacitores individuales. Si los dispositivos de protección están clasificados o ajustados para operar dentro de los límites de la Zona 1 o Zona 2, de las áreas clasificadas los capacitores deben estar encerrados o separados. En ningún caso el valor nominal o ajuste de los dispositivos de protección debe exceder los límites máximos de la Zona 2 de las áreas clasificadas

1. **Identificación.** Todos los capacitores deben tener una placa de características permanente en la que conste el nombre del fabricante, tensión nominal, frecuencia, kilovars o amperes, número de fases y volumen de líquido identificado como inflamable, si ese es el caso
2. **Puesta a tierra.** Las cajas de los capacitores se deben conectar al conductor de puesta a tierra de equipos. Si el punto neutro del capacitor está conectado al conductor del electrodo de puesta a tierra, la conexión se debe hacer de acuerdo con algún método permitido
Excepción: Las cajas de los capacitores no se deben conectar al conductor de puesta a tierra de equipos cuando las unidades de capacitores estén soportadas en una estructura diseñada para funcionar a un potencial distinto del de tierra

4.7.2.3. Medios de descarga

a) Medios para reducir la tensión residual.

Se debe instalar un medio para reducir la tensión residual de un capacitor a 50 volts o menos en un lapso de 5 minutos después de desconectar el capacitor de la fuente de alimentación

- b) Conexión a las terminales.** Un circuito de descarga debe estar conectado permanentemente a las terminales del capacitor o estar equipado con un medio automático de conexión del circuito a las terminales del banco de capacitores después de la desconexión del capacitor de la fuente de alimentación. Los devanados de los motores, transformadores u otros equipos conectados directamente a los capacitores sin interruptores ni dispositivos de protección contra sobrecorriente interpuestos, deben cumplir con el inciso a)

Tabla 4.2 Valores típicos (por cada kVA) de reactancias para máquinas síncronas y de inducción

Generadores de Turbina+	X_d'	X_d''
2 Polos	0.09	0.15
4 Polos	0.15	0.23
Generador de polos salientes con devanado amortiguador		
12 polos o menos	0.16	0.33
14 polos o menos	0.21	0.33
Motores síncronos		
6 polos	0.15	0.23
8-14 polos	0.20	0.30
16 polos o más	0.28	0.40
Condensadores síncronos	0.24	0.37
Convertidores síncronos		
600 volts corriente directa	0.20	
250 volts corriente directa	0.33	
Motores de inducción mayores a 600 V	0.17	
Motores pequeños, 600 V y menos	Ver tabla 2.2 y 2.3	

Fuente: IEEE-STD 141

Tabla 4.3 Rotativas - reactancia de las maquinas multiplicadores

Tipo de maquina rotativa	Primer ciclo de la red	Interrupción de la red
Toda las turbinas generadoras; todos los generadores hidroeléctricos con amortiguadores bobinados; todos los condensadores	$1.0 X_d''$	$1.0 X_d''$
Generadores hidroeléctricos con amortiguadores bobinados	$0.75 X_d'$	$0.75 X_d'$
Todos los motores síncronos	$1.0 X_d''$	$1.5 X_d''$
Motores inductivos		
Mayor de 1 000 hp a 1 800 r/min o menos	$1.0 X_d''$	$1.5 X_d''$
Mayor de 250 hp a 3600 r/min	$1.0 X_d''$	$1.5 X_d''$
Todos los demás, 50 hp y mayores	$1.2 X_d''$	$3.0 X_d''$

Fuente: IEEE-STD 141

Tabla 4.4 Factores para reactancias (o impedancias) en la combinación de máquina rotatoria

Tipo de máquina rotatoria	Primer ciclo sistema	Interrupción
Motores de inducción		
Para todos los motores de 50 hp y mayores	$1.2 X_d''$	$3.0 X_d''$
Para todos los motores menores de 50 hp	$1.67 X_d'' \Delta$	

* o estime para el primer ciclo $x=0.20$ p.u. (por unidad) basado en la potencia del motor

+ o estime para interrupción $x=0.50$ p.u. (por unidad) basado en la potencia del motor

Δ o estime para el primer ciclo $x=0.28$ p.u. (por unidad) basado en la potencia del motor

Fuente: IEEE-STD 141

Tabla 4.5 Constantes de conductores para un espaciamento simétrico de 1pie (0.3048m)

Calibre del conductor (Cobre)		Resistencia R a 50°C, 60 Hz	Reactancia XA por 1 pie de espaciamento, 60 Hz
(cmil)	(AWG No.)	ohm/conductor/1 000 ft	ohm/conductor/1 000 ft
1 000 000		0.0130	0.0758
900 000		0.0142	0.0769
800 000		0.0159	0.0782
750 000		0.0168	0.079
700 000		0.0179	0.08
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
211 600	4/0	0.0574	0.0953
167 800	3/0	0.0724	0.0981
13 3100	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
41 749	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

Fuente: IEEE Std 141

Tabla 4.5 Constantes de conductores para un espaciamiento simétrico de 1pie (0.3048m) (continuación)

Calibre del conductor (Aluminio con alma de acero)		Resistencia R a 50°C, 60 Hz	Reactancia XA por 1 pie de espaciamiento, 60 Hz
(cmil)	(AWG No.)	ohm/conductor/1 000 ft	ohm/conductor/1 000 ft
1 590 000		0.0129	0.0679
1 431 000		0.0144	0.0692
1 272 000		0.0161	0.0704
1 192 500		0.0171	0.0172
1 113 000		0.0183	0.0719
954 000		10.0213	0.0738
795 000		0.0243	0.0744
715 500		0.0273	0.0756
636 000		0.0307	0.0768
556 500		0.0352	0.0786
477 000		0.0371	0.0802
397 500		0.0445	0.0824
336 400		0.0526	0.0843
226 800		0.0662	0.09945
	4/0	0.08335	0.0945
	3/0	0.1052	0.1099
	2/0	0.133	0.1175
	1/0	0.1674	0.1212
	1	0.212	0.1242
	2	0.267	0.1259
	3	0.337	0.1251
	4	0.424	0.124
	5	0.534	0.1259
	6	0.674	0.1273

Fuente: IEEE Std 141

Tabla 4.6 Factor de espaciamiento de reactancia X_B , en ohms por 1 000pies (30.48 m) de conductor

Separación en pulgadas												
Pies	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	--	-0.0571	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0201	-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	0.0255	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											
Separación (Cuartos de pulgada)												
Pulgadas	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	--	--	--								

Fuente: IEEE-STD 141

Tabla 4.7 Valores de impedancia para transformadores

NBAI alta tensión kV (cresta)	Baja tensión KV	Por ciento de impedancia		
		ONAN	ONAF, OFAF primer paso	ONAF, OFAF segundo paso
110	1.2 a 15.0	4.0 a 7.0	4.0 a 7.5	-
150	1.2 a 15.0	4.0 a 7.0	4.0 a 7.5	-
200	1.2 a 15.0	4.5 a 7.5	4.5 a 8.0	-
250	1.2 a 25.0	5.0 a 8.0	5.0 a 10.5	-
350	1.2 a 34.5	5.0 a 9.0	6.0 a 12.0	7,0 a 15,0
450	15.0 a 34.5	5.0 a 9.0	7.0 a 12.0	8.0 a 15.0
550	15.0 a 34.5	6,0 a 9,5	7.0 a 14.0	8.0 a 16.0
650	15.0 a 34.5	6,0 a 10,0	7.0 a 14.0	8.0 a 16.0
750	15.0 a 69.0	6.0 a 10.0	8.0 a 15.0	9.0 a 17.0
900	15.0 a 69.0	7.0 a 11.0	9.0 a 15.0	10.0 a 18.0
1 050	15.0 a 69.0	7.0 a 12.0	9.0 a 16.0	10.0 a 19.0
1 425	15.0 a 69.0	8.0 a 12.0	10.0 a 16.0	10.0 a 20.0
1 550	34.5 a 161.0	9.0 a 13.0	10.0 a 17.0	10.0 a 21.0

DISPOSICIÓN ADICIONAL:

Para todos los casos anteriores, la diferencia de impedancia entre dos o más transformadores duplicados, no debe exceder 7.5 % del valor que se especifica. Se entiende por transformadores duplicados cuando dos o más transformadores del mismo diseño se producen por un fabricante.

Fuente: NMX-J-284-ANCE

Tabla 4.8 Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente

Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C			
Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:			
Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1.29	1.2	0.1.15
11-15	1.20	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	-	0.58	0.71
61-65	-	0.47	0.65
66-70	-	0.33	0.58
91-75	-	-	0.50
76-80	-	-	0.41
81-85	-	-	0.29

Tabla 4.8 Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente (continuación)

Cables directamente enterrados en ductos subterráneos							
Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 40 °C							
Para temperaturas ambiente distintas de 40 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:							
Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura de los conductores						
	60 °C	75 °C	90 °C	150 °C	200 °C	250 °C	
10 o menos	1.58	1.36	1.26	1.13	1.09	1.07	
11-15	1.50	1.31	1.22	1.11	1.08	1.06	
16-20	1.41	1.25	1.18	1.09	1.06	1.05	
21-25	1.32	1.20	1.14	1.07	1.05	1.04	
26-30	1.22	1.13	1.1	1.04	1.03	1.02	
31-35	1.12	1.07	1.05	1.02	1.02	1.01	
36-40	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
41-45	0.87	0.93	0.95	0.98	0.98	0.99	
46-50	0.71	0.85	0.89	0.95	0.97	0.98	
51-55	0.50	0.76	0.84	0.93	0.95	0.96	
56-60	-	0.65	0.77	0.9	0.94	0.95	
61-65	-	0.53	0.71	0.88	0.92	0.94	
66-70	-	0.38	0.63	0.85	0.9	0.93	
91-75	-	-	0.55	0.83	0.88	0.91	
76-80	-	-	0.45	0.8	0.87	0.9	
81-90	-	-	-	0.74	0.83	0.87	
91-100	-	-	-	0.67	0.79	0.85	
101-110	-	-	-	0.6	0.75	0.82	
111-120	-	-	-	0.52	0.71	0.79	
121-130	-	-	-	0.43	0.66	0.76	
131-140	-	-	-	0.3	0.61	0.72	
141-160	-	-	-	-	0.50	0.65	
161-180	-	-	-	-	0.35	0.58	
181-200	-	-	-	-	-	0.49	
201-225	-	-	-	-	-	0.35	

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.9 Factor de corrección por incremento en la profundidad de instalación

Profundidad de instalación en metros	Cables directamente enterrados		Cables en ductos subterráneos	
	5kV a 23 kV	35kV	5kV a 23 kV	35 kV
0.90	1.00		1.00	
1.00	0.99		0.99	
1.20	0.98	1.00	0.98	1.00
1.50	0.97	0.99	0.97	0.99
1.80	0.96	0.98	0.95	0.97
2.50	0.95	0.96	0.91	0.92

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.10 Profundidad mínima de los ductos o bancos de ductos para cables en ductos subterráneos

Localización	Profundidad mínima (m)
En lugares no transitados por vehículos	0.30
En lugares transitados por vehículos	0.50
Bajo carreteras	1.00
Bajo la base inferior de rieles en vías de ferrocarril ubicadas en calles pavimentadas	0.90
Bajo la base inferior de rieles en vías de ferrocarril ubicadas en calles o caminos no pavimentados	1.30

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.11 Separación mínima entre ductos o bancos de ductos y con respecto a otras estructuras subterráneas

Medio separador	Separación mínima
Tierra compactada	0.30
Tabique.	0.10
Concreto	0.05

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.12 Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable

Numero de conductores ¹	Pocentaje de ajuste para temperatura ambiente, si es necesario
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

¹Es el numero total de conductores en la canalizacion o cable ajustado

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.13 Servicio por régimen de tiempo

Clasificación del servicio	Porcentajes del valor nominal de corriente de las placas de características			
	Motor especificado para 5 minutos	Motor especificado para 15 minutos	Motor especificado para 30 y 60 minutos	Motor especificado para funcionamiento-Continuo
Servicio de corto tiempo: Accionamiento de válvulas, elevación o descenso de rodillos, etc.	110	120	150	-
Servicio intermitente: Elevadores y montacargas, máquinas de herramientas, bombas, puentes levadizos, plataformas giratorias, etc.	85	85	90	140
Servicio periódico: Rodillos, máquinas de manipulación de minerales y carbón, etc.	85	90	95	140
Servicio variable	110	120	150	200

Cualquier motor debe ser considerado como de ciclo continuo, a menos que la naturaleza de los aparatos que accione sea tal que el motor no operará continuamente con carga bajo cualquier condición de operación.

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.14 Conductor del secundario

Clasificación de servicio en función de la resistencia	Ampacidad del conductor en porcentaje de la corriente a plena carga del secundario
Arranque ligero	35
Arranque pesado	45
Arranque extra-pesado	55
Arranque ligero intermitente	65
Arranque intermitente medio	75
Arranque intermitente pesado	85
Servicio Continuo	110

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.15 Radio geométrico de conductores usuales

Construcción del conductor	RMG
Alambre sólido	0.779 r
Cable de un solo material	
7 hilos	0.726 r
19 hilos	0.758 r
37 hilos	0.768 r
61 hilos	0.772 r
91 hilos	0.774 r
127 hilos	0.776 r

r = radio del conductor

Tabla 4.16 Características de conductores concéntricos normales

Tamaño (AWG o kcmil)	Área		Conductores				Resistencia en corriente continua a 75 °C		
			Trenzado		Total		Cobre		Aluminio
	mm ²	kcmil	Cantidad de hilos	Diámetro mm	Diámetro mm	Área mm ²	No Cubierto Ω/km	Recubierto Ω/km	Aluminio Ω/km
18	0.823	1 620	1	--	1.02	0.823	25.5	26.5	—
18	0.823	1 620	7	0.39	1.16	1.06	26.1	27.7	—
16	1.31	2 580	1	--	1.29	1.31	16	16.7	—
16	1.31	2 580	7	0.49	1.46	1.68	16.4	17.3	—
14	2.08	4 110	1	--	1.63	2.08	10.1	10.4	—
14	2.08	4 110	7	0.62	1.85	2.68	10.3	10.7	—
12	3.31	6 530	1	--	2.05	3.31	6.34	6.57	—
12	3.31	6 530	7	0.78	2.32	4.25	6.5	6.73	—
10	5.261	10 380	1	--	2.588	5.26	3.984	4.148	—
10	5.261	10 380	7	0.98	2.95	6.76	4.07	4.226	—
8	8.367	16 510	1	--	3.264	8.37	2.506	2.579	—
8	8.367	16 510	7	1.23	3.71	10.76	2.551	2.653	—
6	13.3	26 240	7	1.56	4.67	17.09	1.608	1.671	2.652
4	21.15	41 740	7	1.96	5.89	27.19	1.01	1.053	1.666
3	26.67	52 620	7	2.2	6.6	34.28	0.802	0.833	1.32
2	33.62	66 360	7	2.47	7.42	43.23	0.634	0.661	1.045
1	42.41	83 690	19	1.69	8.43	55.8	0.505	0.524	0.829
1/0	53.49	105 600	19	1.89	9.45	70.41	0.399	0.415	0.66
2/0	67.43	133 100	19	2.13	10.62	88.74	0.317	0.329	0.523
3/0	85.01	167 800	19	2.39	11.94	111.9	0.2512	0.261	0.413
4/0	107.2	211 600	19	2.68	13.41	141.1	0.1996	0.205	0.328
250	127	--	37	2.09	14.61	168	0.1687	0.1753	0.2778
300	152	--	37	2.29	16	201	0.1409	0.1463	0.2318
350	177	--	37	2.47	17.3	235	0.1205	0.1252	0.1984
400	203	--	37	2.64	18.49	268	0.1053	0.1084	0.1737
500	253	--	37	2.95	20.65	336	0.0845	0.0869	0.1391
600	304	--	61	2.52	22.68	404	0.0704	0.0732	0.1159
700	355	--	61	2.72	24.49	471	0.0603	0.0622	0.0994
750	380	--	61	2.82	25.35	505	0.0563	0.0579	0.0927
800	405	--	61	2.91	26.16	538	0.0528	0.0544	0.0868
900	456	--	61	3.09	27.79	606	0.047	0.0481	0.077
1 000	507	--	61	3.25	29.26	673	0.0423	0.0434	0.0695
1 250	633	--	91	2.98	32.74	842	0.0338	0.0347	0.0554
1 500	760	--	91	3.26	35.86	1 011	0.02814	0.02814	0.0464
1 750	887	--	127	2.98	38.76	1 180	0.0241	0.0241	0.0397
2 000	1013	--	127	3.19	41.45	1 349	0.02109	0.02109	0.0348

Notas

- (1) Estos valores de resistencia son válidos solamente para los parámetros indicados. Al usar conductores con hilos recubiertos, de distinto tipo de trenzado y especialmente a otras temperaturas, cambia la resistencia.
- (2) Fórmula para el cambio de temperatura: $R_2 = R_1 [1 + (T_2 - 75)]$, donde Cu = 0.00323, AL = 0.00330 a 75° C.
- (3) Los conductores con cableado compacto o comprimido tienen aproximadamente un 9% y un 3%, respectivamente, menos de diámetro del conductor desnudo que los conductores mostrados.
- (4) Las conductividades usadas, según la IACS: cobre desnudo = 100%, aluminio = 61%.
- (5) El cableado de Clase B está aprobado también como sólido para algunos tamaños. Su área y diámetro total son los de la circunferencia circunscrita.

Fuente: NOM-001-SEDE

Ilustración 4.25 Fórmulas de cálculo de inductancia total (H/km)

El valor medio de la inductancia total del sistema es:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG}$$

dónde DMG es la distancia media geométrica y queda definida como:

$$DMG = \sqrt[3]{S_{ab} \times S_{bc} \times S_{ca}}$$

Formulación triangular equidistante

El valor de la inductancia total es:

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG}$$

dónde:

$$DMG = \sqrt[3]{2} \times S$$

Tabla 4.17 Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 volts, 3 fases a 60 Hz y 75°C

Área mm ²	Tamaño (AWG o kcmil)	Ohms al neutro por kilómetro													
		X _l (Reactancia) para todos los conductores		Resistencia en corriente alterna p/conductores de cobre sin recubrimiento			Resistencia en corriente alterna para conductores de aluminio			Z eficaz a FP = 0.85 para conductores de cobre sin recubrimiento			Z eficaz a FP = 0.85 para conductores de aluminio		
		Conduit de PVC o Aluminio	Conduit de acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero	Conduit de PVC	Conduit de Aluminio	Conduit de Acero
2.08	14	0.190	0.240	10.2	10.2	10.2	10.2				8.9	8.9	8.9		
3.31	12	0.177	0.223	6.6	6.6	6.6	6.6				5.6	5.6	5.6		
5.26	10	0.164	0.207	3.9	3.9	3.9	3.9				3.6	3.6	3.6		
8.36	8	0.171	0.213	2.56	2.56	2.56	2.56				2.26	2.26	2.30		
13.30	6	0.167	0.210	1.61	1.61	1.61	1.61	2.66	2.66	2.66	1.44	1.48	1.48	2.33	2.36
21.15	4	0.157	0.197	1.02	1.02	1.02	1.02	1.67	1.67	1.67	0.95	0.95	0.98	1.51	1.51
26.67	3	0.154	0.194	0.82	0.82	0.82	0.82	1.31	1.35	1.31	0.75	0.79	0.79	1.21	1.21
33.62	2	0.148	0.187	0.62	0.66	0.66	0.66	1.05	1.05	1.05	0.62	0.62	0.66	0.98	0.98
42.41	1	0.151	0.187	0.49	0.52	0.52	0.52	0.82	0.85	0.82	0.52	0.52	0.52	0.79	0.82
53.49	1/0	0.144	0.180	0.39	0.43	0.39	0.39	0.66	0.69	0.66	0.43	0.43	0.43	0.62	0.66
67.43	2/0	0.141	0.177	0.33	0.33	0.33	0.33	0.52	0.52	0.52	0.36	0.36	0.36	0.52	0.52
85.01	3/0	0.138	0.171	0.253	0.269	0.259	0.259	0.43	0.43	0.43	0.289	0.302	0.308	0.43	0.46
107.2	4/0	0.135	0.167	0.203	0.220	0.207	0.207	0.33	0.36	0.33	0.243	0.256	0.262	0.36	0.36
127	250	0.135	0.171	0.171	0.187	0.177	0.177	0.279	0.295	0.282	0.217	0.230	0.240	0.308	0.33
152	300	0.135	0.167	0.144	0.161	0.148	0.148	0.233	0.249	0.236	0.194	0.207	0.213	0.269	0.289
177	350	0.131	0.164	0.125	0.141	0.128	0.128	0.200	0.217	0.207	0.174	0.190	0.197	0.240	0.262
203	400	0.131	0.161	0.108	0.125	0.115	0.115	0.177	0.194	0.180	0.161	0.174	0.184	0.217	0.240
253	500	0.128	0.157	0.089	0.105	0.095	0.095	0.141	0.157	0.148	0.141	0.157	0.164	0.187	0.210
304	600	0.128	0.157	0.075	0.092	0.082	0.082	0.118	0.135	0.125	0.131	0.144	0.154	0.167	0.190
380	750	0.125	0.157	0.062	0.079	0.069	0.069	0.095	0.112	0.102	0.118	0.131	0.141	0.148	0.171
507	1000	0.121	0.151	0.049	0.062	0.059	0.059	0.075	0.089	0.082	0.105	0.118	0.131	0.128	0.151

Notas: 1. Estos valores se basan en las siguientes constantes: conductores del tipo RHH con trenzado de Clase B, en configuración acunada. La conductividad de los alambres es del 100 por ciento IACS para cobre y del 61 por ciento IACS para aluminio; la del conduit de aluminio es del 45 por ciento IACS. No se tiene en cuenta la reactancia capacitiva, que es insignificante a estas tensiones. Estos valores de resistencia sólo son válidos a 75 °C y para los parámetros dados, pero son representativos para los tipos de alambres para 600 volts que operen a 60 Hz.

2. La impedancia (Z) eficaz se define como $R \cos(\theta) + X \sin(\theta)$, en donde θ es el ángulo del factor de potencia del circuito. Al multiplicar la corriente por la impedancia eficaz se obtiene una buena aproximación de la caída de tensión de línea a neutro. Los valores de impedancia eficaz de esta tabla sólo son válidos con un factor de potencia de 0.85. Para cualquier otro factor de potencia (FP) del circuito, la impedancia eficaz (Ze) se puede calcular a partir de los valores de R y XL dados en esta tabla, como sigue: $Z_e = R \times FP + X_L \times \sin(\theta)$

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.18 Ampacidades permisibles de conductores individuales aislados para tensiones hasta e incluyendo 2 000 volts al aire libre, basadas en una temperatura ambiente 30 °C

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	Tipo TW, UF	Tipos RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW- 2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipos UF	Tipos RHW, XHHW, USE	Tipos SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
0.824	18	—	—	14	—	—	—
1.31	16	—	—	18	—	—	—
2.08	14**	25	30	35	—	—	—
3.31	12**	30	35	40	—	—	—
5.26	10**	40	50	55	—	—	—
8.37	8	60	70	80	—	—	—
13.3	6	80	95	105	60	75	85
21.2	4	105	125	140	80	100	115
26.7	3	120	145	165	95	115	130
33.6	2	140	170	190	110	135	150
42.4	1	165	195	220	130	155	175
53.5	1/0	195	230	260	150	180	205
67.4	2/0	225	265	300	175	210	235
85.0	3/0	260	310	350	200	240	270
107	4/0	300	360	405	235	280	315
127	250	340	405	455	265	315	355
152	300	375	445	500	290	350	395
177	350	420	505	570	330	395	445
203	400	455	545	615	355	425	480
253	500	515	620	700	405	485	545
304	600	575	690	780	455	545	615
355	700	630	755	850	500	595	670
380	750	655	785	885	515	620	700
405	800	680	815	920	535	645	725
456	900	730	870	980	580	700	790
507	1 000	780	935	1 055	625	750	845
633	1 250	890	1 065	1 200	710	855	965
760	1 500	980	1 175	1 325	795	950	1 070
887	1 750	1 070	1 280	1 445	875	1 050	1 185
1 013	2 000	1 155	1 385	1 560	960	1 150	1 295

Para los factores de corrección de la ampacidad cuando la temperatura ambiente es diferente a 30 °C.

**Para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.19 Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2 000 volts y 60 °C a 90°C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30°

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
Sección nominal en mm ²	Calibre AWG o kcmil	Tipos TW, UF	Tipos RHW, THHW, THHW- LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	Tipos TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW- 2, THHN, THHW, THHW- LS, THW-2, THWN-2, USE-2,X- HH,XHHW, XHHW- 2, ZW-2	Tipos UF	Tipos RHW, XHHW, USE	Tipos SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
0.824	18"	-	-	14	-	-	-
1.31	16"	-	-	18	-	-	-
2.08	14"	15	20	25	-	-	-
3.31	12"	20	25	30	-	-	-
5.26	10"	30	35	40	-	-	-
8.37	8	40	50	55	-	-	-
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1 000	455	545	615	375	445	500
633	1 250	495	590	665	405	485	545
760	1 500	525	625	705	435	520	585
887	1 750	545	650	735	455	545	615
1 013	2 000	555	665	750	470	560	630

*Para los factores de corrección de la ampacidad cuando la temperatura ambiente es diferente a 30 °C.

**Para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor.

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.20 Corriente a plena carga de motores trifásicos de corriente alterna

kW	hp	Tipo de inducción de jaula de ardilla y de rotor devanado. (amperes)							Tipo síncrono de factor de potencia unitario* (amperes)			
		115 volts	200 volts	208 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2300 volts	230 volts	460 volts	575 volts	2300 volts
0.37	½	4.4	2.5	2.4	2.2	1.1	0.9	—	—	—	—	—
0.56	¾	6.4	3.7	3.5	3.2	1.6	1.3	—	—	—	—	—
0.75	1	8.4	4.8	4.6	4.2	2.1	1.7	—	—	—	—	—
1.12	1 ½	12	6.9	6.6	6	3	2.4	—	—	—	—	—
1.5	2	13.6	7.8	7.5	6.8	3.4	2.7	—	—	—	—	—
2.25	3	—	11	10.6	9.6	4.8	3.9	—	—	—	—	—
3.75	5	—	17.5	16.7	15.2	7.6	6.1	—	—	—	—	—
5.6	7 ½	—	25.3	24.2	22	11	9	—	—	—	—	—
7.5	10	—	32.3	30.8	28	14	11	—	—	—	—	—
11.2	15	—	48.3	46.2	42	21	17	—	—	—	—	—
14.9	20	—	62.1	59.4	54	27	22	—	—	—	—	—
18.7	25	—	78.2	74.8	68	34	27	—	53	26	21	—
22.4	30	—	92	88	80	40	32	—	63	32	26	—
29.8	40	—	120	114	104	52	41	—	93	41	33	—
37.3	50	—	150	143	130	65	52	—	104	52	42	—
44.8	60	—	177	169	154	77	62	16	123	61	49	12
56	75	—	221	211	192	96	77	20	155	78	62	15
75	100	—	285	273	248	124	99	26	202	101	81	20
93	125	—	359	343	312	156	125	31	253	126	101	25
112	150	—	414	396	360	180	144	37	302	151	121	30
150	200	—	552	528	480	240	192	49	400	201	161	40
187	250	—	—	—	—	302	242	60	—	—	—	—
224	300	—	—	—	—	361	289	72	—	—	—	—
261	350	—	—	—	—	414	336	83	—	—	—	—
298	400	—	—	—	—	477	382	95	—	—	—	—
336	450	—	—	—	—	515	412	103	—	—	—	—
373	500	—	—	—	—	590	472	118	—	—	—	—

*Para factores de potencia de 90 por ciento y 80 por ciento, las cifras anteriores se deben multiplicar respectivamente por 1.10 y 1.25

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.21 Número máximo de conductores compactos en tubería metálica eléctrica (EMT)

Conductores compactos												
Tipo	Tamaño o designación		Designación métrica (Tamaño comercial)									
	mm ²	AWG ó kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
			(½)	(¾)	(1)	(1¼)	(1½)	(2)	(2½)	(3)	(3½)	(4)
THW THW-2 THHW	8.37	8	2	4	6	11	16	26	46	69	90	115
	13.3	6	1	3	5	9	12	20	35	53	70	89
	21.2	4	1	2	4	6	9	15	26	40	52	67
	26.7	2	1	1	3	5	7	11	19	29	38	49
	42.4	1	1	1	1	3	4	8	13	21	27	34
	53.5	1/0	1	1	1	3	4	7	12	18	23	30
	67.4	2/0	0	1	1	2	3	5	10	15	20	25
	85.0	3/0	0	1	1	1	3	5	8	13	17	21
	107	4/0	0	1	1	1	2	4	7	11	14	18
	127	250	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	177	350	0	0	1	1	1	2	4	6	8	11
	203	400	0	0	0	1	1	1	4	6	8	10
	253	500	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	304	600	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	355	700	0	0	0	1	1	1	2	3	4	6
	380	750	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	456	900	0	0	0	0	1	1	2	3	4	5
507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	2	3	4	
THHN THWN THWN-2	8.37	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	13.3	6	2	4	7	13	18	29	52	78	102	130
	21.2	4	1	3	4	8	11	18	32	48	63	81
	26.7	2	1	1	3	6	8	13	23	34	45	58
	42.4	1	1	1	2	4	6	10	17	26	34	43
	53.5	1/0	1	1	1	3	5	8	14	22	29	37
	67.4	2/0	1	1	1	3	4	7	12	18	24	30
	85.0	3/0	0	1	1	2	3	6	10	15	20	25
	107	4/0	0	1	1	1	3	5	8	12	16	21
	127	250	0	1	1	1	1	4	6	10	13	16
	152	300	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14
	177	350	0	0	1	1	1	3	5	7	10	12
	203	400	0	0	1	1	1	2	4	6	9	11
	253	500	0	0	0	1	1	1	4	5	7	9
	304	600	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	355	700	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	380	750	0	0	0	1	1	1	2	4	5	6
	456	900	0	0	0	0	1	1	2	3	4	5
507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	3	3	4	

Tabla 4.21 Número máximo de conductores compactos en tubería metálica eléctrica (EMT) (continuación)

Conductores compactos												
Tipo	Tamaño o designación		Designación métrica (Tamaño comercial)									
	mm ²	AWG ó kcmil	16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
			(½)	(¾)	(1)	(1¼)	(1½)	(2)	(2½)	(3)	(3½)	(4)
XHHW XHHW-2	8.37	8	3	5	8	15	20	34	59	90	117	149
	13.3	6	1	4	6	11	15	25	44	66	87	111
	21.2	4	1	3	4	8	11	18	32	48	63	81
	26.7	2	1	1	3	6	8	13	23	34	45	58
	42.4	1	1	1	2	4	6	10	17	26	34	43
	53.5	1/0	1	1	1	3	5	8	14	22	29	37
	67.4	2/0	1	1	1	3	4	7	12	18	24	31
	85.0	3/0	0	1	1	2	3	6	10	15	20	25
	107	4/0	0	1	1	1	3	5	8	13	17	21
	127	250	0	1	1	1	2	4	7	10	13	17
XHHW XHHW-2	152	300	0	0	1	1	1	3	6	9	11	14
	177	350	0	0	1	1	1	3	5	8	10	13
	203	400	0	0	1	1	1	2	4	7	9	11
	253	500	0	0	0	1	1	1	4	6	7	9
	304	600	0	0	0	1	1	1	3	4	6	8
	355	700	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	380	750	0	0	0	1	1	1	2	3	5	6
	456	900	0	0	0	0	1	1	2	3	4	5
	507	1 000	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5

Definición: El trenzado compacto es el resultado de un proceso de fabricación, en el cual un conductor aprobado se comprime hasta que prácticamente se eliminan los intersticios (espacios entre los hilos trenzados)

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.22 Letras de código de indicación para rotor bloqueado

Letra código	Kilovolts amperes por caballo de fuerza con el rotor bloqueado
A	0 – 3.14
B	3.15 – 3.54
C	3.55 – 3.99
D	4.0 – 4.49
E	4.50 – 4.99
F	5.0 – 5.59
G	5.60 – 6.29
H	6.30 – 7.09
J	7.10 – 7.99
K	8.0 – 8.99
L	9.0 – 9.99
M	10.0 – 11.19
N	11.20 – 12.49
P	12.50 – 13.99
R	14.0 – 15.99
S	16.0 – 17.99
T	18.0 – 19.99
U	20.0 – 22.39
V	22.40 en adelante

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 4.23 Impedancia por metro y ángulo para conductores de baja tensión (Tabla de kVAR para mejorar el factor de potencia)

FP original	Factor de potencia corregido (FP)																								
	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0				
0.50	0.982	1.008	1.34	1.060	1.066	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.589	1.732				
0.52	0.893	0.919	0.945	0.971	0.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131	1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643				
0.54	0.809	0.835	0.861	0.887	0.913	0.939	0.966	0.992	1.019	1.047	1.075	1.103	1.113	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559				
0.56	0.730	0.756	0.782	0.808	0.834	0.860	0.887	0.913	0.940	0.936	0.996	1.024	1.054	1.085	1.117	1.151	1.188	1.229	1.277	1.337	1.480				
0.58	0.655	0.681	0.707	0.733	0.759	0.785	0.812	0.838	0.865	0.893	0.921	0.949	0.979	1.010	1.042	1.076	1.113	1.154	1.201	1.262	1.405				
0.60	0.583	0.609	0.635	0.661	0.687	0.713	0.740	0.766	0.793	0.821	0.849	0.877	0.907	0.938	0.970	1.004	1.041	1.082	1.130	1.190	1.333				
0.62	0.516	0.542	0.568	0.594	0.620	0.646	0.673	0.699	0.726	0.754	0.782	0.810	0.840	0.871	0.903	0.937	0.974	1.015	1.063	1.123	1.266				
0.64	0.451	0.474	0.503	0.529	0.555	0.581	0.608	0.634	0.661	0.689	0.717	0.745	0.775	0.806	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.068	1.201				
0.66	0.388	0.414	0.440	0.466	0.492	0.518	0.545	0.571	0.598	0.626	0.654	0.682	0.712	0.743	0.775	0.809	0.846	0.887	0.935	0.995	1.138				
0.68	0.328	0.354	0.308	0.406	0.432	0.458	0.485	0.511	0.538	0.566	0.594	0.622	0.652	0.683	0.715	0.749	0.786	0.827	0.875	0.935	1.078				
0.70	0.270	0.296	0.322	0.348	0.374	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.564	0.594	0.625	0.657	0.691	0.728	0.769	0.817	0.877	1.020				
0.72	0.214	0.240	0.266	0.292	0.318	0.344	0.371	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.761	0.964				
0.74	0.159	0.185	0.211	0.237	0.263	0.289	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.706	0.909				
0.76	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.235	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.399	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.604	0.652	0.712	0.855				
0.78	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.182	0.209	0.235	0.262	0.290	0.318	0.346	0.376	0.407	0.439	0.473	0.510	0.551	0.599	0.659	0.802				
0.80	0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.157	0.183	0.210	0.238	0.226	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.609	0.750				
0.82			0.000	0.026	0.052	0.078	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.555	0.698				
0.84				0.000	0.026	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.219	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646				
0.86					0.000	0.026	0.053	0.081	0.109	0.137	0.167	0.198	0.230	0.264	0.301	0.342	0.390	0.450	0.509	0.559	0.659	0.802			
0.88						0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.450	0.509	0.559	0.659	0.802			
0.90							0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.450	0.509	0.659	0.802			
0.92								0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.450	0.659	0.802			
0.94									0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.450	0.659	0.802		
0.96										0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.450	0.659	0.802	
0.98											0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.450	0.659	0.802

Fuente: IEEE-STD-141

Tabla 4.24 Impedancia por metro y ángulo para conductores de baja tensión

3 cables de 600 v, unipolares en un ducto magnético			3 cables de 600 v, unipolares en un ducto magnético		
Calibre AWG ó KCM	Z (ohm/m)	θ (grados)	Calibre AWG ó KCM	Z (ohm/m)	θ (grados)
8	.00267	4.92	8	.00267	4.02
6	.00169	7.99	6	.00168	6.2
4	.001073	10.99	4	.001067	9
2	.00069	15.87	2	.000679	12.62
1/0	.000456	22.95	1/0	.00044	18.6
2/0	.000377	27.51	2/0	.000361	23.34
3/0	.000314	32.83	3/0	.000286	28.42
4/0	.000266	37.8	4/0	.000245	32.19
250	.000243	41.93	250	.00022	36.15
300	.000222	46.73	300	.000197	41.16
350	.000202	52.22	350	.000176	46.64
400	.000199	54.02	400	.000171	48.88
500	.000181	57.75	500	.000152	53.5

Tabla 4.25 Efectos de las variaciones de tensión sobre el FP en motores de 2 polos=3600 r/min.60 h

Capacidad		Factor de potencia												
		2 Polos			4 Polos			6 Polos			8 Polos			
		3.600 r/min. 460 V. 60 Hz			1.800 r/min. 460 V. 60 Hz			1.200 r/min. 460 V. 60 Hz			900 r/min. 460 V. 60 Hz			
h.p.	kW	50%	75%	100%	50%	75%	100%	50%	75%	100%	50%	75%	100%	
1	0.746	0.69	0.79	0.84	0.86	0.60	0.72	0.79	0.45	0.57	0.66	0.32	0.42	0.52
1.5	1.119	0.72	0.82	0.86	0.81	0.62	0.74	0.81	0.45	0.56	0.66	0.43	0.54	0.62
2	1.492	0.68	0.79	0.84	0.84	0.66	0.78	0.84	0.46	0.58	0.66	0.45	0.55	0.65
3	2.238	0.75	0.84	0.88	0.88	0.61	0.73	0.79	0.50	0.63	0.70	0.50	0.63	0.71
5	3.730	0.76	0.85	0.89	0.89	0.62	0.74	0.80	0.58	0.70	0.76	0.49	0.62	0.70
7.5	5.595	0.75	0.84	0.88	0.88	0.67	0.78	0.84	0.63	0.74	0.80	0.50	0.63	0.71
10	7.460	0.79	0.87	0.90	0.90	0.66	0.77	0.83	0.63	0.74	0.80	0.61	0.72	0.78
15	11.190	0.77	0.85	0.88	0.88	0.68	0.78	0.83	0.69	0.80	0.84	0.62	0.73	0.79
20	14.920	0.82	0.87	0.89	0.89	0.68	0.79	0.84	0.70	0.80	0.85	0.54	0.66	0.73
25	18.650	0.82	0.87	0.89	0.89	0.70	0.80	0.84	0.65	0.77	0.82	0.51	0.64	0.71
30	22.380	0.82	0.87	0.89	0.89	0.70	0.79	0.84	0.65	0.77	0.83	0.63	0.74	0.80
40	29.840	0.82	0.87	0.89	0.89	0.67	0.78	0.83	0.73	0.82	0.86	0.66	0.76	0.81
50	37.300	0.83	0.87	0.89	0.89	0.66	0.77	0.83	0.74	0.83	0.86	0.68	0.78	0.83
60	44.760	0.81	0.88	0.90	0.90	0.75	0.83	0.87	0.74	0.82	0.86	0.68	0.78	0.83
75	55.950	0.83	0.88	0.90	0.90	0.73	0.82	0.86	0.74	0.83	0.86	0.64	0.74	0.79
100	74.600	0.85	0.90	0.91	0.91	0.78	0.86	0.89	0.68	0.78	0.82	0.63	0.74	0.79
125	93.250	0.82	0.87	0.89	0.89	0.74	0.82	0.85	0.70	0.79	0.83	0.64	0.74	0.79
150	111.900	0.83	0.88	0.90	0.90	0.74	0.82	0.85	0.67	0.78	0.82	0.64	0.74	0.79
200	149.200	0.81	0.87	0.89	0.89	0.75	0.83	0.86	0.68	0.79	0.83	0.65	0.75	0.80
250	186.500	0.85	0.89	0.90	0.90	0.78	0.85	0.87	0.68	0.77	0.81	0.66	0.76	0.81
300	223.800	0.87	0.90	0.91	0.91	0.77	0.84	0.87	0.69	0.78	0.81	0.66	0.77	0.81
350	261.100	0.86	0.90	0.91	0.91	0.77	0.84	0.86	0.67	0.77	0.81	0.64	0.75	0.8
400	298.400	0.88	0.90	0.91	0.91	0.74	0.82	0.86	0.67	0.77	0.81	0.62	0.73	0.79
450	335.700	0.88	0.90	0.91	0.91	0.78	0.85	0.86	0.67	0.77	0.81	0.60	0.72	0.78
500	373.000	0.88	0.90	0.91	0.91	0.73	0.82	0.86	0.66	0.76	0.80			
550	410.300								0.63	0.74	0.79			
600	447.600	0.84	0.89	0.90	0.90	0.74	0.82	0.86	0.63	0.74	0.79			
650	484.9	0.86	0.90	0.91	0.91	0.71	0.81	0.85						
700	522.2	0.86	0.90	0.91	0.91	0.71	0.81	0.85						
750						0.70	0.80	0.85						

Tabla 4.26 Valores máximos de corriente de arranque en amperes de motores trifásicos, de inducción, jaula de ardilla 220 volts nominal

Potencia		Corriente (amperes)	Letra de diseño
kW	h.p.		
0.187	¼	15	B, D
0.249	½	17	B, D
0.373	¾	21	B,D
0.56	1	26	B,D
0.746	1 ½	31	B,D
1.119	2	42	B,D
1.492	3	52	B,D
2.238	4	67	B,C,D
3.73	5	96	B,C,D
5.6	7 ½	133	B,C,D
7.46	10	169	B,C,D
11.19	15	242	B,C,D
14.92	20	303	B,C,D
18.65	25	382	B,C,D
22.38	30	455	B,C,D
29.84	40	606	B,C,D
37.3	50	758	B,C,D
44.76	60	909	B,C,D
55.95	75	1 134	B,C,D
74.6	100	1 516	B,C,D
93.25	125	1 897	B,C,D
111.9	150	2 269	B,C,D
149.2	200	3 032	B,C
186.5	250	3 316	B
223.8	300	4 600	B
261.1	350	5 332	B
298.4	400	6 064	B
335.7	450	6 796	B
373	500	7 579	B

Tabla 4.27 Tabla de kVAR para mejorar el factor de potencia

FP original	Factor de potencia corregido (FP)																					
	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0	
0.50	0.982	1.008	1.34	1.060	1.066	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.589	1.732	
0.52	0.893	0.919	0.945	0.971	0.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131	1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643	
0.54	0.809	0.835	0.861	0.887	0.913	0.939	0.966	0.992	1.019	1.047	1.075	1.103	1.113	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559	
0.56	0.730	0.756	0.782	0.808	0.834	0.860	0.887	0.913	0.940	0.936	0.996	1.024	1.054	1.085	1.117	1.151	1.188	1.229	1.277	1.337	1.480	
0.58	0.655	0.681	0.707	0.733	0.759	0.785	0.812	0.838	0.865	0.893	0.921	0.949	0.979	1.010	1.042	1.076	1.113	1.154	1.201	1.262	1.405	
0.60	0.583	0.609	0.635	0.661	0.687	0.713	0.740	0.766	0.793	0.821	0.849	0.877	0.907	0.938	0.970	1.004	1.041	1.082	1.130	1.190	1.333	
0.62	0.516	0.542	0.568	0.594	0.620	0.646	0.673	0.699	0.726	0.754	0.782	0.810	0.840	0.871	0.903	0.937	0.974	1.015	1.063	1.123	1.266	
0.64	0.451	0.474	0.503	0.529	0.555	0.581	0.608	0.634	0.661	0.689	0.717	0.745	0.775	0.806	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.068	1.201	
0.66	0.388	0.414	0.440	0.466	0.492	0.518	0.545	0.571	0.598	0.626	0.654	0.682	0.712	0.743	0.775	0.809	0.846	0.887	0.935	0.995	1.138	
0.68	0.328	0.354	0.308	0.406	0.432	0.458	0.485	0.511	0.538	0.566	0.594	0.622	0.652	0.683	0.715	0.749	0.786	0.827	0.875	0.935	1.078	
0.70	0.270	0.296	0.322	0.348	0.374	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.564	0.594	0.625	0.657	0.691	0.728	0.769	0.817	0.877	1.020	
0.72	0.214	0.240	0.266	0.292	0.318	0.344	0.371	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.761	0.964	
0.74	0.159	0.185	0.211	0.237	0.263	0.289	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.706	0.909	
0.76	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.235	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.399	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.604	0.652	0.712	0.855	
0.78	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.182	0.209	0.235	0.262	0.290	0.318	0.346	0.376	0.407	0.439	0.473	0.510	0.551	0.599	0.659	0.802	
0.80	0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.157	0.183	0.210	0.238	0.226	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.609	0.750	
0.82			0.000	0.026	0.052	0.078	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.555	0.698	
0.84					0.000	0.026	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646	
0.86							0.000	0.026	0.053	0.081	0.109	0.137	0.167	0.198	0.230	0.264	0.301	0.342	0.390	0.450	0.59	
0.88									0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540	
0.90											0.000	0.028	0.058	0.089	0.121	0.155	0.192	0.233	0.281	0.341	0.484	
0.92													0.000	0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.283	0.426	
0.94															0.000	0.034	0.071	0.12	0.160	0.220	0.363	
0.96																0.000	0.041	0.089	0.149	0.219	0.292	
0.98																						

Fuente: IEEE-STD-141

Tabla 4.28 Aspectos generales para especificación de reactores

Proyecto:				
No. de proyecto:				
Lugar:				
Fecha:	Calculó:	Rev.:	Claves:	Aprobó:
Condiciones de operación				
Condiciones ambientales:				
Temperatura ambiente promedio (° C):				
Altitud operación (msnm):				
Humedad relativa (%):				
Características generales				
Tipo:				
Servicio:				
Con enfriamiento:				
Fases:	Construcción:		Arreglo:	
kV nominal:	kV diseño:	Aivel básico de impulso (NBI):		kV cresta:
Clase de aislamiento:			Localización de terminales (Grados geométricos):	
Material devanados				
Sobre elevación de temperatura:				
Zapatás:				
Características específicas				
Reactancia (1/f):				
Corriente nominal (A)				
Caída de tensión (V)				
Potencia nominal (kVA):				
Máxima potencia transferible (MVA)				
Observaciones:				

Tabla 4.29 Valores por reactores

Impedancia (ohms)	Tensión del sistema (kv)	Corriente nominal (amperes)
0.10	2.4	100
0.0125	4.16	125
0.016	7.2	160
0.020	12.0	200
0.025	13.2	250
0.031	14.4	315
0.040	23.0	400
0.050	27.6	500
0.063	34.5	630
0.080	46.0	800
0.100	69.0	1 000
0.125	115.0	1 250
0.160	138.0	1 600
0.200	161.0	2 000
0.250	230.0	2 500
0.315		3 150
0.400		4 000
0.500		5 000
0.630		6 300
0.800		8 000

Notas:

1.- Los valores de todas las columnas pueden interrelacionarse

2.- Para valores diferentes a los de esta tabla consultar al fabricante ya que estos varían dependiendo del tipo de protección a usar (tabla representativa para ejemplo).

Tabla 4.30 Rangos de la relación x/r para sistemas equivalentes en instalaciones típicas

	Tipo de circuito	Rango
1	Máquinas síncronas conectadas directamente al bus o a través de reactores	40-120
2	IDEM al anterior pero a través de transformadores de 100 MVA y mayores	40-60
3	IDEM al anterior pero a través de transformadores de 25 a 100 MVA	30-50
4	IDEM al anterior pero a través de transformadores de 100 MVA ó más donde el transformador aporta el 90 % ó más del total de la impedancia equivalente a el punto de falla	15-40
5	IDEM al anterior pero a través de transformadores de 10 a 100 MVA	15-40
6	Máquinas síncronas remotas conectadas a través de otros tipos de circuitos, como son transformadores de 10 MVA ó menores, líneas de transmisión, fuentes de distribución, etc	150 menos

Fuente: ANSI C57-16



5

CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

5.1. INTRODUCCIÓN

La finalidad de este capítulo es la de proporcionar los elementos necesarios para la selección de las canalizaciones eléctricas adecuadas y necesarias para una instalación eléctrica, conforme a las condiciones impuestas por el proyecto.

5.2. TIPOS DE CANALIZACIONES⁹

Existen diferentes tipos de canalizaciones, las cuales se clasifican dependiendo de su construcción y su instalación.

5.2.1. POR SU CONSTRUCCIÓN

5.2.1.1. Tubo conduit metálico rígido

Los tubos conduit metálicos pueden ser de aluminio, acero o aleaciones especiales, los tubos de acero a su vez se fabrican en los tipos pesado, semipesado y ligero, distinguiéndose uno de otro por el espesor de la pared.

Los tubos rígidos (metálicos) del tipo p

Pesado y semipesado (para espesores de tubería, ver normas NMX-J-534-ANCE, NMX-J-535-

ANCE y NMX-J-536), se pueden emplear en instalaciones visibles u ocultas, ya sea embebido en concreto o embutido en mampostería en cualquier tipo de edificios y bajo cualquier condición atmosférica. También se pueden usar directamente enterrados recubiertos externamente para satisfacer condiciones más severas.

El tubo conduit metálico rígido ligero, es permitido en instalaciones ocultas o visibles ya sea embebido en concreto o embutido en mampostería en lugares de ambiente seco no expuestos a humedad o ambiente corrosivo. No se recomienda en lugares que durante su instalación o después de ésta, esté expuesto a daño mecánico. También se debe usar directamente enterrado o en lugares húmedos o mojados, así como en lugares clasificados como peligrosos.

5.2.1.2. Charolas

También conocidas como soportería para cables, se fabrican de acero galvanizado y aluminio, para lugares con un alto grado de corrosión se utiliza un material plástico, son fabricadas de tipo de canal ventilado y de escalera.

En las charolas se pueden transportar cables de fuerza, alumbrado, control y señalización; los lo-

cales en que se instale este sistema no deben contener materiales combustibles ni cantidades apreciables de polvos o sólidos suspendidos en el aire.

5.2.1.3. Ductos

Los ductos son otros medios de canalización de conductores eléctricos que se usan sólo en las instalaciones eléctricas visibles debido a que no se pueden montar embutidos en pared o dentro de losas de concreto, se fabrican de canales de lámina de acero de sección cuadrada o rectangular con tapas atornilladas y su aplicación se encuentra en instalaciones industriales y laboratorios. Las canalizaciones metálicas deben ir puestas a tierra.

Canalizaciones y envoltentes de acometida

Las envoltentes y canalizaciones metálicas para los conductores y equipo de acometida se deben conectar al conductor puesto a tierra del sistema si el sistema eléctrico está puesto a tierra, o al conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas eléctricos que no están puestas a tierra.

Excepción: No se exigirá que un codo metálico usado en una instalación subterránea de tubo conduit no metálico pesado y que está aislado de posibles contactos por una cubierta de cuando menos 45 centímetros, esté conectado al conductor puesto a tierra del sistema o al conductor del electrodo de puesta a tierra.

5.2.2. POR SU INSTALACIÓN

Las canalizaciones se clasifican en:

1. **Visibles.** Las instalaciones visibles son aquellas que se encuentran expuestas a las condiciones que imperan en el medio ambiente. Se pueden utilizar para estas instalaciones el tubo conduit metálico pesado, semipesado, ligero (éste último no puede ser usado en lugares húmedos o donde pueda sufrir daño), las charolas y los ductos.
2. **Subterráneas.** Las instalaciones subterráneas son las que por la necesidad del proyecto deben ir bajo tierra, utilizando para esto tubo conduit metálico pesado y semipesado que pueden ir en banco de tuberías construido de concreto.

5.3. FACTOR DE RELLENO¹⁰

5.3.1. TUBERÍA

El área de la sección transversal interior de la tubería, que puede ser ocupada por los conductores debe ser igual o mayor a la especificada en la norma relativa a instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica, indicados en el libro de Mapas Instalación de equipos electromecánico, tema instalación de canalizaciones, tabla de dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit.

10 NOM-SEDE-001

5.3.2. CHAROLAS

Cuando todos los cables son de sección transversal de 107.2 mm² (4/0 AWG) y mayores, la suma de los diámetros de los cables no debe exceder del 90 por ciento de la ocupación de la charola y los cables deben instalarse en una sola capa, esto es cuando la charola es de tipo fondo sólido, cuando es del tipo escalera la suma de los diámetros de

los cables no debe exceder el ancho de la charola, para mayor información revisar la Tabla 5.1.

Cuando se tengan cable de sección transversal menores de 107.2 mm² (4/0 AWG) o combinaciones de cables de diferentes secciones transversales con cables de 107.2 mm² (4/0 AWG), dependiendo del tipo se puede calcular conforme a la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Área de ocupación permisible para cables de un solo conductor en charolas portacables de tipo escalera, fondo ventilado o malla ventilada para cables de 2 000 volts o menos

Ancho interior de la charola portacables	Área de ocupación máxima permisible para cables multiconductores charolas portacables tipo escalera o fondo ventilado	
	Columna 1	Columna 2
Centímetros	mm ²	mm ²
5	1 400	1 400 - (28 Sd)
10	2 800	2 800 - (28 Sd)
15	4 200	4 200 - (28 Sd)
20	5 600	5 600 - (28 Sd)
22.5	6 100	6 100 - (28 Sd)
30	8 400	8 400 - (28 Sd)
40	11 200	11 200 - (28 Sd)
45	12 600	12 600 - (28 Sd)
50	14 000	14 000 - (28 Sd)
60	16 800	16 800 - (28 Sd)
75	21 000	21 000 - (28 Sd)
90	25 200	25 200 - (28 Sd)

Se deben calcular las áreas de ocupación máxima permisible de las columnas 2. Por ejemplo, la ocupación máxima permisible, en milímetros cuadrados, para una charola portacables de 15 centímetros de ancho en la columna 2, debe ser 4 200 menos (28 multiplicado por Sd). El término Sd de las columnas 2 es la suma de los diámetros, en milímetros, de todos los cables individuales de 507 mm² y más mayores instalados en la misma charola con cables más pequeños.

Fuente: NOM-001-SEDE

5.3.3. DUCTO METÁLICO

La suma de las áreas de las secciones transversales de los conductores contenidos en cualquier sección transversal de un ducto, no debe ser mayor del 20 por ciento de la sección transversal de dicho ducto.

Se puede contener en el ducto 30 conductores como máximo, siempre que la suma de las áreas no exceda el 20 por ciento del área transversal del ducto.

5.4. BANCO DE TUBERÍAS¹¹

En instalación subterránea generalmente se utilizan bancos de tuberías para proteger a las tuberías de cualquier agente extraño. Generalmente, se componen de tubería conduit metálico tipo pesado, semipesado y tubo de PVC.

5.4.1. NÚMERO DE TUBERÍAS

Existen muchas variantes en los arreglos de bancos de ductos, siendo éstos de 20 y 12 tuberías como máximo utilizando diámetros de tubería desde el 19mm ϕ hasta 101mm ϕ como máximo.

En los bancos de ductos, se debe dejar como mínimo el 30 por ciento de tubos futuros del mismo diámetro que los tubos de diámetro mayor utilizados en el banco.

5.4.2. USOS PERMITIDOS

Tubo conduit metálico semipesado Tipo IMC.

- a) Todas las condiciones atmosféricas y lugares. Se permitirá el uso del tubo conduit metálico semipesado (IMC) en todas las condiciones atmosféricas y en todos los lugares
- b) Ambientes corrosivos. Se permitirá instalar el tubo conduit metálico semipesado (IMC), codos, coples y accesorios en el concreto, en contacto directo con la tierra, o en áreas sometidas a condiciones corrosivas fuertes, si están protegidos contra la corrosión y se juzgan adecuados para esas condiciones
- c) Con relleno de cascajo. Se permitirá instalar tubo conduit metálico semipesado (IMC) en relleno de cascajo o debajo de él, donde esté sujeto a humedad permanente, si está protegido por todos los lados por una capa de concreto sin cascajo de espesor no menor a 5 centímetros; si el tubo conduit no está a menos de 45 centímetros bajo el relleno; o si está protegido contra la corrosión y se juzga adecuado para esas condiciones
- d) Lugares mojados. Todos los soportes, pernos, abrazaderas, tornillos, etcétera, deben ser de material resistente a la corrosión o deben estar protegidos por materiales resistentes a la corrosión

Escariado y roscado. Todos los extremos cortados del tubo conduit se deben escariar o acabar de una forma adecuada para eliminar los bordes ásperos. Cuando el tubo conduit se rosque en obra, se debe utilizar una tarraja estándar con conicidad de 1 en 16 ($\frac{3}{4}$ de pulgada por pie).

Pasacables. Cuando el tubo conduit entre en una caja, accesorio u otro envolvente, se debe instalar un pasacables que proteja el cable de la abrasión,

11 Fuente: NOM-SEDE-001

a menos que la caja, accesorio, gabinete o envolvente esté diseñado para brindar dicha protección.

Marcado. Cada tramo debe ir marcado de manera clara y duradera al menos cada 1.50 metros con las letras IMC.

Longitud. La longitud de un tramo de tubo conduit metálico semipesado (IMC) debe ser de 3.00 metros, incluido un cople, y cada extremo debe estar roscado. Se permitirán longitudes mayores o menores, con cople o sin él, y roscadas o no.

Tubo conduit metálico pesado tipo RMC

- a) Condiciones atmosféricas y ocupaciones
 1. Tubo conduit metálico pesado de acero galvanizado (RMC) y de acero inoxidable. Se permitirá el uso de tubo conduit metálico pesado de acero galvanizado (RMC) y de acero inoxidable en todas las condiciones atmosféricas e inmuebles
 2. Tubo conduit metálico pesado (RMC) de latón rojo. Se permitirá instalar tubo conduit metálico pesado (RMC) de latón rojo para enterrarlo directamente y en aplicaciones en piscinas
 3. Tubo conduit metálico pesado (RMC) de aluminio. Se permitirá instalar tubo conduit metálico pesado (RMC) de aluminio cuando se considere adecuado para el entorno. El tubo conduit de aluminio rígido (RMC) encerrado en concreto o en contacto directo con la tierra debe tener protección complementaria contra la corrosión
 4. Canalizaciones y accesorios ferrosos. Se permitirán canalizaciones y accesorios ferrosos protegidos contra la corrosión únicamente con esmalte,

solamente en interiores y en ocupaciones no sometidas a influencias corrosivas fuertes

b) Ambientes corrosivos

1. Tubo conduit metálico pesado (RMC) de acero galvanizado, acero inoxidable y bronce, y codos, coples y accesorios. Se permitirá instalar tubo conduit metálico pesado (RMC) de acero galvanizado, acero inoxidable y latón rojo, y codos, coples y accesorios en concreto, en contacto directo con la tierra o en áreas expuestas a influencias corrosivas fuertes, si están protegidos contra la corrosión y se juzgue adecuado para esa condición
2. Protección complementaria del tubo conduit metálico pesado (RMC) de aluminio. El tubo conduit metálico pesado (RMC) de aluminio debe tener protección complementaria aprobada contra la corrosión cuando está embebido en concreto o en contacto directo con la tierra

c) Relleno de cascajo. Se permitirá instalar el tubo conduit metálico pesado de acero galvanizado, acero inoxidable y latón rojo (RMC) en relleno de cascajo o debajo de él, donde esté sometido permanente a la humedad, cuando esté protegido por todos sus lados por una capa de concreto sin ceniza no menor a 5 centímetros de espesor, cuando el tubo conduit esté a no menos de 45 centímetros bajo el relleno, o cuando esté protegido contra la corrosión y se juzgue adecuado para esa condición

d) Lugares mojados. Todos los soportes, pernos, abrazaderas, tornillos, etc. deben ser de material resistente a la corrosión o deben estar protegidos por un material resistente a la corrosión

NOTA IMPORTANTE:

En los proyectos eléctricos se deberá seleccionar la metalurgia adecuada para canalizaciones y accesorios en función de la clasificación de área, lo cual deberá especificarse en el proyecto.

5.4.3. SOPORTERÍA

El tubo conduit metálico semipesado (IMC) se debe soportar de acuerdo con uno de los siguientes métodos:

1. El tubo conduit se debe soportar a intervalos no mayores de 3.00 metros
2. La distancia entre soportes para tramos rectos de tubo conduit se permitirá de acuerdo con la Tabla 5.2, siempre y cuando el tubo conduit tenga coples roscados, y los soportes eviten la transmisión de esfuerzos a la terminación cuando hay una deflexión entre los soportes
3. Se permitirá que los tramos verticales visibles desde maquinaria industrial o equipo fijo estén soportados a intervalos no mayores de 6.00 metros, siempre y cuando el tubo conduit tenga coples ros-

cados, esté soportado y fijo firmemente en la parte superior e inferior del tramo vertical y no haya disponibles otros medios de soporte intermedio

4. Se permitirán tramos horizontales de tubo conduit metálico semipesado (IMC) soportados en aberturas a través de elementos estructurales, a intervalos no mayores a 3.00 metros y asegurados firmemente a una distancia no mayor a 90 centímetros de los puntos de terminación

El tubo conduit metálico pesado (RMC) se debe soportar de acuerdo con uno de los siguientes métodos:

1. El tubo conduit se debe soportar a intervalos de máximo 3.00 metros
2. La distancia entre soportes para tramos rectos de tubo conduit se permitirá de acuerdo con la Tabla 5.2, siempre y cuando el tubo conduit tenga coples roscados, y éstos eviten la transmisión de esfuerzos a la terminación cuando hay una deflexión entre los soportes
3. Se permitirá que los tramos verticales visibles desde maquinaria industrial o

Tabla 5.2 Soportes para tubo conduit metálico pesado

Tamaño del conduit		Distancia máxima entre los soportes del tubo conduit metálico pesado Metros
Designación métrica	Tamaño comercial	
16-21	½ - ¾	3
27	1	3.7
35-41	1¼ - 1½	4.3
53-63	2 - 2½	4.9
78 y mayor	3 y mayor	6.1

Fuente: NOM-001-SEDE

equipo fijo estén soportados a intervalos no mayores de 6.00 metros, siempre y cuando el tubo conduit tenga coples roscados, esté soportado firmemente en los extremos y no haya disponibles otros medios de soporte intermedio

4. Se permitirá que los tramos verticales visibles desde maquinaria industrial o equipo fijo estén soportados a intervalos no mayores de 6.00 metros, siempre y cuando el tubo conduit tenga coples roscados, esté soportado firmemente en los extremos y no haya disponibles otros medios de soporte intermedio
5. Se permitirán tramos horizontales de tubo conduit metálico pesado (RMC) soportados en aberturas a través de miembros estructurales, a intervalos no superiores a 3.00 metros y asegurados firmemente a no más de 90 centímetros de los puntos de terminación
6. Se permitirán tramos horizontales de tubo conduit metálico pesado (RMC) soportados en aberturas a través de miembros estructurales, a intervalos no superiores a 3.00 metros y asegurados firmemente a no más de 90 centímetros de los puntos de terminación

En la construcción del banco de tuberías deben colocarse varillas verticales y horizontales que sirvan de soporte a las tuberías, amarrándolas a éstas con alambre para evitar que puedan moverse, ver Ilustración 5.1 para más detalle de dimensiones.

5.4.4. PROFUNDIDAD

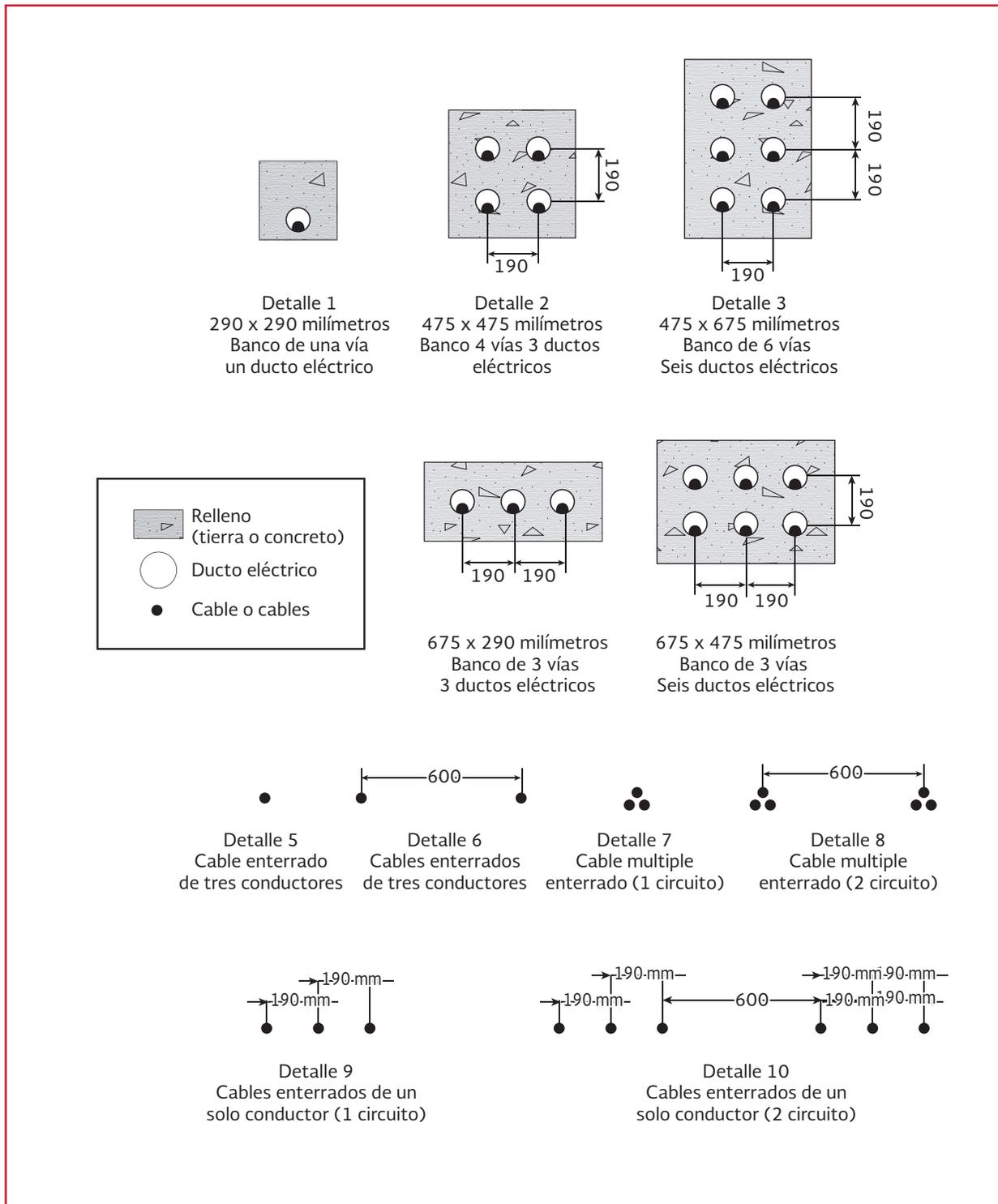
La Tabla 5.3 indica la profundidad mínima a la que deben instalarse los bancos de ductos, siempre que se cumplan los requisitos de instalación.

Cuando se instalen cables para diferentes tensiones en un mismo banco de tuberías, los cables de mayor tensión deben estar a mayor profundidad. Las canalizaciones subterráneas no deben instalarse directamente abajo de cimentaciones de edificios o de tanques de almacenamiento. Cuando esto no sea posible, la estructura del banco de ductos debe diseñarse para prevenir la aplicación de cargas perjudiciales sobre los cables, Tabla 5.4.

1. Cuando se instalen cables para diferentes tensiones en una misma trinchera, los cables de mayor tensión deben estar a mayor profundidad
2. Los cables submarinos deben enterrarse en una trinchera de 1.00 metro de profundidad hasta alcanzar 10.00 metros de profundidad en zonas de arena. En zonas de roca debe protegerse con medias cañas de fierro; en partes más profundas deben ir depositadas en el lecho marino
3. Cuando no sea posible cumplir con estas profundidades, éstas pueden reducirse previo acuerdo entre las partes involucradas

La separación mínima entre bancos de ductos y entre ellos y otras estructuras se indica en la Tabla 5.5.

Ilustración 5.1 Esquema de banco de tuberías 1



Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 5.3 Requisitos de profundidad mínima en instalaciones de 0 a 600 V

Tipo de método de alambrado o circuito					
Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	
Ubicación del método de alambrado o circuito	Cables o conductores directamente enterrados	Tubo conduit metálico pesado o semipesado	Canalizaciones no metálicas aprobadas para instalar directamente enterradas sin cubiertas de concreto u otras canalizaciones aprobadas	Circuitos derivados para viviendas de 120 volts o menos con protección contra fallas a tierra y protección contra sobre corriente máxima de 20 amperes	Circuitos de control de riego y alumbrado del paisaje limitados a menos de 30 volts e instalados con cables tipo UF o en otros cables o canalizaciones identificados
centímetros					
Todas las ubicaciones no especificadas abajo	60	15	45	30	15
En zanjias con una cubierta de 5 centímetros de concreto de espesor o equivalente	45	15	30	15	15
Bajo un edificio	0 (en canalizaciones o cable tipo MC o MI identificados para instalar directamente enterrados)	0	0	0 (en canalizaciones o cable tipo MC o MI identificado para instalar directamente enterrados)	0 (en canalizaciones o cable tipo MC o MI identificado para instalar directamente enterrados)
Bajo baldosas de concreto para exteriores de mínimo 10 centímetros de espesor, sin tráfico de vehículos y que las baldosas sobresalgan no menos de 15 centímetros de la instalación subterránea	45	10	10	15 (directamente enterrado) 10 (en canalizaciones)	15 (directamente enterrado) 10 (en canalizaciones)
Bajo calles, carreteras, autopistas, callejones, accesos vehiculares y estacionamientos	60	60	60	60	60
Accesos vehiculares y estacionamientos exteriores para viviendas unifamiliares, bifamiliares y utilizados sólo para propósitos relacionados con la vivienda	45	45	45	30	45
Dentro o bajo las pistas de los aeropuertos, incluidas las áreas adyacentes donde está prohibido el paso	45	45	45	45	45

1. Profundidad mínima se define como la distancia más corta en milímetros medida entre un punto en la superficie superior de cualquier conductor, cable, tubo conduit o canalización directamente enterrados, y el nivel superior del terreno terminado, concreto o cubierta similar.

2. Las canalizaciones aprobadas para enterramiento sólo embebidas en concreto requieren una cubierta de concreto de no menos de 5 centímetros de espesor.

3. Se permitirán menores profundidades cuando los cables y conductores suben para terminaciones o empalmes o cuando se requiere tener acceso a ellos.

4. Cuando se usa uno de los métodos de alambrado presentados en las columnas 1-3 para uno de los tipos de circuitos de las columnas 4 y 5, se permitirá enterrar los cables a la menor profundidad.

5. Si se encuentra roca sólida que impide cumplir con la profundidad especificada en esta Tabla, el alambrado se debe instalar en canalizaciones metálicas o no metálicas permitidas directamente enterradas. Las canalizaciones se deben cubrir con un mínimo de 5 centímetros de concreto que penetre hasta la roca.

Tabla 5.4 Profundidad mínima de los ductos o bancos de ductos

Localización	Profundidad mínima (m)
En lugares no transitados por vehículos	0.30
En lugares transitados por vehículos	0.50
Bajo carreteras	1.00
Bajo la base inferior de rieles en vías de ferrocarril ubicadas en calles pavimentadas	0.90
Bajo la base inferior de rieles en vías de ferrocarril ubicadas en calles o caminos no pavimentados	1.30

Fuente NOM-001-SEDE

Tabla 5.5 Separación mínima entre ductos o bancos de ductos y con respecto a otras estructuras subterráneas

Medio separador	Separación mínima (metros)
Tierra compactada	0.30
Tabique	0.10
Concreto	0.05

Fuente NOM-001-SEDE

5.5. REGISTROS ELÉCTRICOS

La localización de los registros, pozos y bóvedas debe ser tal que su acceso desde el exterior quede libre y sin interferir con otras instalaciones.

1. Los cables dentro de los registros, pozos o bóvedas deben quedar fácilmente accesibles y soportados de forma que no sufran daño debido a su propia masa, curvaturas o movimientos durante su operación. La instalación del conductor deberá estar de acuerdo a las normas y las características del conductor.
2. Los soportes de los cables deben estar diseñados para resistir la masa de los propios cables y de cargas dinámicas; mantenerlos separados en claros específicos y ser adecuados al medio ambiente
3. Los cables deben quedar soportados cuando menos 10 centímetros arriba del piso, o estar adecuadamente protegidos
Excepción: Este requisito no se aplica a conductores neutros y de puesta a tierra.
4. La instalación debe permitir el movimiento del cable sin que haya concentración de esfuerzos destructivos
5. Las paredes interiores de los registros deben dejar un espacio libre cuando menos igual al que deja su tapa de acceso, y su altura debe ser tal que permita a una persona trabajar desde el exterior o parcialmente introducida en ellos
6. Los pozos de visita deben reunir los requisitos siguientes respecto a las dimensiones. Debe mantenerse un espacio de trabajo limpio, suficiente para desempeñar las labores. Las dimensiones del área de trabajo horizontales deben ser como mínimo de 0.90 metros y las ver-

- tales deben ser como mínimo de 1.80 metros
7. Se recomienda no instalar cables eléctricos y de comunicación dentro de un mismo registro, pozo o bóveda

5. Que la separación mínima entre cables eléctricos y de comunicación propia del suministrador, dentro del registro, pozo o bóveda, sea la indicada en la Tabla 5.6

No deben instalarse cables eléctricos y de comunicación dentro de un mismo registro, cuando esto no sea posible cumplir se deben de tomar las debidas precauciones señaladas en los incisos 1, 2, 3, 4 y 5 según la NOM-001-SEDE:

1. Que exista acuerdo entre las partes involucradas
2. Que los cables queden soportados en paredes diferentes, evitando cruzamientos
3. Si no es posible instalarlos en paredes separadas, los cables eléctricos deben ocupar niveles inferiores que los de comunicación
4. Deben instalarse permitiendo su acceso sin necesidad de mover a los demás

El número de registros necesarios depende de la trayectoria y longitud de los conductores que se instalen, la separación máxima entre registros no debe exceder de 60 m, esta separación podrá ser modificada de acuerdo a las necesidades del proyecto. Todos los conductores deben ser continuos, sin empalmes dentro de las tuberías.

Nota importante:

Los registros se deben diseñar e instalar para que resistan todas las cargas que probablemente se impongan sobre ellos. Para tamaño, entradas del alambrado, alambrado encerrado y cubiertas de registro, deberán cumplir con lo indicado en el artículo 30-314 de la NOM-001-SEDE.

Tabla 5.6 Separación mínima entre cables eléctricos y de comunicación propia del suministrador dentro de un mismo registro, pozo o bóveda

Tensión entre fases (kV)	Separación (metros)
Hasta 15	0.15
Más de 15 hasta 50	0.23
Más de 50 hasta 120	0.30
Más de 120	0.60

Excepción 1: Estas separaciones no se aplican a conductores de puesta a tierra.

Excepción 2: Estas separaciones pueden reducirse previo acuerdo entre las partes involucradas, siempre y cuando se instalen barreras o protecciones adecuadas.

NOTA: Cuando ambos tipos de cables queden colocados en la misma pared del recinto se recomienda que los cables de electricidad ocupen niveles inferiores que los de comunicación.

Fuente: NOM-001-SEDE

5.6. TUBERÍA CONDUIT DE PVC¹²

5.6.1. CLASIFICACIÓN

Por su espesor de pared y uso se clasifica en:

Tipo ligero

Se fabrica en diámetros de ½” (13mm) hasta 2” (50mm) y se recomienda únicamente para instalaciones ocultas.

Tipo pesado

Se fabrica en diámetros de ½” (13mm) hasta 6” (150mm) y se recomienda su instalación para instalaciones visibles, semi ocultas subterráneas y ocultas

Las conexiones también tiene la misma clasificación.

A continuación se mencionan las ventajas de diseño de tubería conduit de PVC.

- Bajo peso
- Bajos costos
- Resistencia al aplastamiento
- Rigidez dieléctrica
- Resistencia eléctrica
- Resistencia a la corrosión
- Bajo coeficiente de rugosidad
- Resistencia al impacto
- Hermeticidad
- No propaga la flama

En la Tabla 5.7 se muestra el número de conductores que pueden alojarse en tubo conduit de PVC para el diseño de este tipo de canalizaciones.

12 NMX-E-012-SCFI

Tabla 5.7 Número máximo de conductores que pueden alojarse en el tubo de PVC Conduit

Tipo de Conductos	Calibre de conductor AWG MCM	Diámetro Nominal del Tubo (mm)								
		13	19	25	32	38	50	60	75	100
T, TW y THW	14*	9	16	25	45	61				
	14	8	14	22	39	54				
	12*	7	12	20	35	48	78			
	12	6	11	17	30	41	68			
	10*	5	10	15	27	37	61			
	10	4	8	13	23	32	52			
	8	2	4	7	13	17	28	40		
RHW y RHH (Sin cubierta exterior)	14*	6	10	16	29	40	65			
	14	5	9	15	26	36	59			
	12*	4	8	13	24	33	54			
	12	4	7	12	21	29	47			
	10*	4	7	11	19	26	43	61		
	10	3	6	9	17	23	38	53		
	8	1	3	5	10	13	22	32		
T, TW y THW (Sin cubierta exterior)	6	1	2	4	7	10	16	23	36	
	4	1	1	3	5	7	12	17	27	47
	2	1	1	2	4	5	9	13	20	34
	1/0		1	1	2	3	5	8	12	21
	2/0		1	1	1	3	5	7	10	18
	3/8		1	1	1	2	4	6	9	15
	4/0			1	1	1	3	5	7	13
	250			1	1	1	2	4	6	10
	300				1	1	2	3	5	9
	350				1	1	1	3	4	8
	400				1	1	1	2	4	7
500				1	1	1	1	3	6	

* Alambres

Fuente: NMX-E-012-SCFI

5.7. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

5.7.1. TUBERÍA

La instalación deberá ser en tubería conduit metálica y llevar un conductor por tubería, y haciendo referencia a la Tabla 5.8 de la misma norma, éste deberá cubrir un área máxima de 53 por ciento del área de la tubería.

El área del conductor es de 70 mm² y el diámetro del cable con aislamiento de 31.90 mm.

El área del alimentador será A_t:

$$A_t = \frac{\pi (31.9^2)}{4} = 799.23 \text{ mm}^2$$

Con este valor podemos determinar que el diámetro requerido es de 2 pulgadas. A continuación hacemos la comprobación:

Se calculará el área de la tubería:

$$(\nu) = \frac{799.23(100)}{53} = 1507.98 \text{ mm}^2$$

Con el valor anterior obtendremos el diámetro de la tubería:

$$\theta_{\text{tubería}} = \sqrt{\frac{(4) 1507.98}{\pi}} = 43.82 \text{ mm}$$

Por lo tanto el diámetro de la tubería será 50.8 mm (2").

5.7.2. CHAROLAS

Se instalarán 2 conductores de alimentación por fase, por lo tanto existirán 6 cables sobre la charola, siendo cada uno de un calibre de 350 MCM, el cual tiene un diámetro exterior de 42.6 mm.

A continuación calcularemos el diámetro total de los 6 conductores:

$$\begin{aligned} Sd &= 42.6 \text{ mm} (6) = 255.6 \text{ mm} \\ &= 25.56 \text{ cm} \end{aligned}$$

De acuerdo a la NOM-001-SEDE y considerando una charola tipo escalera tenemos que para un área máxima permisible deberíamos usar una charola de 30 cm de ancho como mínimo, ya se trate de fondo sólido o de tipo escalera, justificando lo anterior con lo siguiente:

$$\text{Ancho de charola (Tipo escalera)} = \frac{(Sd) 100}{90} = 28.4 \text{ cm}$$

El ancho de charola comercial más próximo es de 30 cm; ancho que satisface el valor de charola con fondo sólido (25.56 cm) y tipo escalera (28.4 cm).

5.7.3. DUCTOS

Utilizaremos el problema anterior, pero ahora llevando los 6 conductores en ducto cuadrado, si el área de un conductor es de $1\,425\text{ mm}^2$ con todo el aislamiento, calcularemos el área total de los 6 conductores.

$$A = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi (42.6)^2}{4} = 1\,425.309\text{ mm}^2$$

$$A_{\text{total}} = 1\,425\text{ mm}^2 (6) = 8\,550\text{ mm}^2$$

Obtendremos ahora el área del ducto:

$$A_{\text{Ducto}} = \frac{8\,550\text{ mm}^2(100)}{20} = 42\,750\text{ mm}^2$$

A continuación obtendremos las medidas del ducto cuadrado:

$$L_{\text{Ducto}} = \sqrt{42\,750\text{ mm}^2} = 206.76\text{ mm} \\ \approx 203\text{ mm (8")}$$

Por lo tanto utilizaremos un ducto de 8"x 8" para los 6 conductores.

Tabla 5.8 Dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit

Tubo conduit no metálico (EMT)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
16	½	15.8	196	118	104	61	78
21	¾	20.9	343	206	182	106	137
27	1	26.6	556	333	295	172	222
35	1 ¼	35.1	968	581	513	300	387
41	1 ½	40.9	1 314	788	696	407	526
53	2	52.5	2 165	1 299	1 147	671	866
63	2 ½	69.4	3 783	2 270	2 005	1 173	1 513
78	3	85.2	5 701	3 421	3 022	1 767	2 280
91	3 ½	97.4	7 451	4 471	3 949	2 310	2 980
103	4	110.1	9 521	5 712	5 046	2 951	3 808
Tubo conduit no metálico (ENT)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
16	½	14.2	158	95	84	49	63
21	¾	19.3	293	176	155	91	117
27	1	25.4	507	304	269	157	203
35	1 ¼	34	908	545	481	281	363
41	1 ½	39.9	1 250	750	663	388	500
53	2	51.3	2 067	1 240	1 095	641	827
63	2 ½	---	---	---	---	---	---
78	3	---	---	---	---	---	---
91	3 ½	---	---	---	---	---	---
Tubo conduit metálico flexible (FMC)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
12	3/8	9.70	74	44	39	23	30
16	½	16.10	204	122	108	63	81
21	¾	20.90	343	206	182	106	137
27	1	25.90	527	316	279	163	211
35	1 ¼	32.40	824	495	437	256	330
41	1 ½	39.10	1 201	720	636	372	480
53	2	51.80	2 107	1 264	1 117	653	843
63	2 ½	63.50	3 167	1 900	1 678	982	1 267
78	3	76.20	4 560	2 736	2 417	1 414	1 824
91	3 ½	88.90	6 207	3 724	3 290	1 924	2 483
103	4	101	8 107	4 864	4 297	2 513	3 243

Tabla 5.8 Dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit (continuación)

Tubo conduit metálico semipesado (IMC)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
12	³ / ₈	---	---	---	---	---	---
16	¹ / ₂	16.80	222	133	117	69	89
21	³ / ₄	21.90	377	226	200	117	151
27	1	28.10	620	372	329	192	248
35	1 ¹ / ₄	36.80	1 064	638	564	330	425
41	1 ¹ / ₂	42.70	1 432	859	759	444	573
53	2	54.60	2 341	1 405	1 241	726	937
63	2 ¹ / ₂	64.90	3 308	1 985	1 753	1 026	1 323
78	3	80.70	5 115	3 069	2 711	1 586	2 046
91	3 ¹ / ₂	93.20	6 822	4 093	3 616	2 115	2 729
103	4	105.40	8 725	5 235	4 624	2 705	3 490
Tubo conduit no metálico flexible hermético a los líquidos (LFNC-B*)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
12	³ / ₈	12.5	123	74	65	38	49
16	¹ / ₂	16.1	204	122	108	63	81
21	³ / ₄	21.1	350	210	185	108	140
27	1	26.8	564	338	299	175	226
35	1 ¹ / ₄	35.4	984	591	522	305	394
41	1 ¹ / ₂	40.3	1 276	765	676	395	510
53	2	51.6	2 091	1 255	1 108	648	836
Tubo conduit no metálico flexible hermético a los líquidos (LFNC-A*)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
12	³ / ₈	12.6	125	75	66	39	50
16	¹ / ₂	16	201	121	107	62	80
21	³ / ₄	21	346	208	184	107	139
27	1	26.5	552	331	292	171	221
35	1 ¹ / ₄	35.1	968	581	513	300	387
41	1 ¹ / ₂	40.7	1 301	781	690	403	520
53	2	52.4	2 157	1 294	1 143	669	863

Tabla 5.8 Dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit (continuación)

Tubo conduit metálico flexible hermético a los líquidos (LFMC)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
12	3/8	12.5	123	74	65	38	49
16	1/2	16.1	204	122	108	63	81
21	3/4	21.1	350	210	185	108	140
27	1	26.8	564	338	299	175	226
35	1 1/4	35.4	984	591	522	305	394
41	1 1/2	40.3	1 276	765	676	395	510
53	2	51.6	2 091	1 255	1 108	648	836
63	2 1/2	63.3	3 147	1 888	1 668	976	1 259
78	3	78.4	4 827	2 896	2 559	1 497	1 931
91	3 1/2	89.4	6 277	3 766	3 327	1 946	2 511
103	4	102.1	8 187	4 912	4 339	2 538	3 275
Tubo conduit metálico pesado (RMC)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
12	3/8	---	---	---	---	---	---
16	1/2	16.10	204	122	108	63	81
21	3/4	21.20	353	212	187	109	141
27	1	27.00	573	344	303	177	229
35	1 1/4	35.40	984	591	522	305	394
41	1 1/2	41.20	1333	800	707	413	533
53	2	52.90	2198	1319	1 165	681	879
63	2 1/2	63.20	3137	1882	1 663	972	1 255
78	3	78.50	4 840	2 904	2 565	1 500	1 936
91	3 1/2	90.70	6 461	3 877	3 424	2 003	2 584
103	4	102.90	8 316	4 990	4 408	2 578	3 326
129	5	128.90	13 050	7 830	6 916	4 045	5 220
155	6	154.80	18 821	11 292	9 975	5 834	7 528

Tabla 5.8 Dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit (continuación)

Tubo conduit rígido de PVC (PVC), Cédula 80							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
12	^{3/8}	--	--	--	--	--	--
16	½	13.40	141	85	75	44	56
21	¾	18.30	263	158	139	82	105
27	1	23.80	445	267	236	138	178
35	1¼	31.90	799	480	424	248	320
41	1½	37.50	1104	663	585	342	442
53	2	48.60	1855	1113	983	575	742
63	2½	58.20	2660	1596	1410	825	1064
78	3	72.70	4151	2491	2200	1287	1660
91	3½	84.50	5608	3365	2972	1738	2243
103	4	96.20	7268	4361	3852	2253	2907
129	5	121.10	11518	6911	6105	3571	4607
155	6	145.00	16513	9908	8752	5119	6605
Tubo conduit rígido de PVC (PVC), Cédula 40 y Conduit HDPE (HDPE)							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
12	^{3/8}	--	--	--	--	--	--
16	½	15.3	184	110	97	57	74
21	¾	20.4	327	196	173	101	131
27	1	26.1	535	321	284	166	214
35	1¼	34.5	935	561	495	290	374
41	1½	40.4	1 282	769	679	397	513
53	2	52	2 124	1 274	1 126	658	849
63	2½	62.1	3 029	1 817	1 605	939	1 212
78	3	77.3	4 693	2 816	2 487	1 455	1 877
91	3½	89.4	6 277	3 766	3 327	1 946	2 511
103	4	101.5	8 091	4 855	4 288	2 508	3 237
129	5	127.4	12 748	7 649	6 756	3 952	5 099
155	6	153.2	18 433	11 060	9 770	5 714	7 373

Tabla 5.8 Dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit (continuación)

Tubo conduit rígido de PVC (PVC), Tipo A							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
16	½	17.80	249	149	132	77	100
21	¾	23.10	419	251	222	130	168
27	1	29.80	697	418	370	216	279
35	1¼	38.10	1 140	684	604	353	456
41	1½	43.70	1 500	900	795	465	600
53	2	54.70	2 350	1 410	1 245	728	940
63	2½	66.90	3 515	2 109	1 863	1 090	1 406
78	3	82.00	5 281	3 169	2 799	1 637	2 112
91	3½	93.70	6 896	4 137	3 655	2 138	2 758
103	4	106.20	8 858	5 315	4 695	2 746	3 543
129	5	--	--	--	--	--	--
155	6	--	--	--	--	--	--
Tubo conduit rígido de PVC (PVC), Cédula 80							
Designación métrica	Tamaño comercial	Diámetro interno	100% del área total	60% del área total	Un conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de 2 conductores fr = 40%
		mm	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²	mm ²
16	½	--	--	--	--	--	--
21	¾	--	--	--	--	--	--
27	1	--	--	--	--	--	--
35	1¼	--	--	--	--	--	--
41	1½	--	--	--	--	--	--
53	2	56.40	2498	1499	1324	774	999
63	2½	--	--	--	--	--	--
78	3	84.60	5 621	3 373	2 979	1 743	2 248
91	3½	96.60	7 329	4 397	3 884	2 272	2932
103	4	1 08.90	9 314	5 589	4 937	2 887	3 726
129	5	1 35.00	14 314	8 588	7 586	4 437	5 726
155	6	1 60.90	20 333	12 200	10 776	6 303	8 133

Fuente: NOM-001-SEDE

6

PROTECCIONES

6.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de la protección y coordinación de un sistema eléctrico de potencia es:

- Prevenir daños al personal
- Minimizar el daño a los componentes del sistema
- Limitar la duración y propagación de la interrupción del servicio durante la falla de un equipo, error humano o condiciones naturales adversas que ocurran en alguna parte del sistema

La prevención del perjuicio humano es el objetivo más importante de la protección del sistema eléctrico. Los dispositivos de interrupción deberán tener una capacidad interruptiva adecuada y las partes energizadas deberán estar lo suficientemente aisladas para que no expongan al personal a explosiones, fuego, arqueo eléctrico. La seguridad tiene prioridad sobre la continuidad de servicio, daño al equipo o economía.

Si se está minimizando el riesgo de daño al equipo o preservando la continuidad de servicio, el objetivo más importante depende de la filosofía de operación de la planta. En industrias donde el proceso no es tan crítico, se tiene en mente desenergizar el equipo fallado, en cuanto la falla es detectada.

No debe ignorarse el costo de la protección del sistema, ya que de este dependerá en gran medida, el grado de protección del sistema. Se podrán agregar características de protección al sistema para mejorar su funcionamiento, confiabilidad y flexibilidad incrementando el costo inicial.

Para lograr en los sistemas eléctricos de potencia un compromiso equilibrado entre la protección y la coordinación, utilizaremos dispositivos de protección tales como:

- Fusibles de potencia limitadores de corriente en alta tensión
- Interruptores de potencia en vacío
- Interruptores de potencia en hexafluoruro de azufre SF₆
- Interruptores electromagnéticos (interruptores de potencia en baja tensión)
- Interruptores termomagnéticos (interruptores en caja moldeada)
- Relevadores

En el diseño de la protección de los sistemas eléctricos de potencia, se deben minimizar los efectos de las anomalías que ocurran en el sistema mismo o el equipo de utilización que alimenta, de tal forma que:

- a) Se aisle rápidamente la porción afectada del sistema, para que de esa manera se

mantenga el servicio normal y se minimice el daño a la porción afectada

- b) Disminuya la magnitud de la corriente de cortocircuito y así minimizar el daño a los componentes y equipo de utilización del sistema
- c) Se proporcionen circuitos alternos, para mejorar y garantizar la continuidad de servicio del sistema eléctrico

Las principales anomalías contra las que se protege un sistema eléctrico son los cortos circuitos y las sobrecargas. Las causas que originan los cortos circuitos son:

- Fallas de aislamiento
- Daño mecánico en el equipo de distribución de energía eléctrica
- Fallas en el equipo de utilización, como resultado de sobrecargas

Los circuitos pueden llegar a ser sobrecargados simplemente conectando equipos de mayor capacidad a la del circuito o conectando al circuito, exceso de equipos. Las causas que provocan sobrecargas son:

- Arranques de motores muy frecuentes
- Períodos de aceleración demasiados largos
- Ventilación obstruida

Los cortos circuitos pueden ocurrir; entre dos fases, entre tres fases o entre una o más fases y tierra con baja impedancia y/o alta impedancia. Para una descripción más amplia del cortocircuito, consulte el capítulo 3 de este libro.

6.2. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE¹³

Para aislar los cortos circuitos y sobrecargas, se requiere de la aplicación de equipo de protección, que censará el flujo de corrientes anormales y separará la porción afectada del sistema en operación.

En algunos tipos de protección, el dispositivo sensor y el dispositivo interruptor son independientes e interconectados a través de alambrado de control. En otros tipos de protección, los dispositivos sensores e interruptores están acoplados de tal forma que funcionan como un sólo dispositivo. Los tipos de protección más utilizados en los sistemas eléctricos industriales de potencia, son: fusibles alta y baja tensión, interruptores alta y baja tensión, y relevadores.

6.2.1. FUSIBLES

El fusible, es un dispositivo interruptor y sensor a la vez. Se conecta en serie con el circuito y responde a los efectos térmicos producidos por el flujo de corrientes a través de él. Su elemento fusible es diseñado para abrir a un tiempo determinado, dependiendo de la cantidad de corriente que fluye.

Los fusibles limitadores de corriente, en el rango de 2.4 a 34.5 kV, son muy utilizados en sistemas industriales. Debido a la alta velocidad de respuesta a las corrientes de cortocircuito, tienen

13 Fuentes :NOM-001-SEDE y IEEE STD C37.2

la habilidad de cortar la corriente antes de que se alcance el valor máximo de cortocircuito. La Ilustración 6.1 e Ilustración 6.2 muestran las curvas características tiempo-corriente y la gráfica de corrientes de paso para fusibles limitadores de corriente.

Ejemplo: En el punto $I_k = 10$ kA rmc. El fusible de 25 A limita el valor pico del cortocircuito de $I_s = 1.8 \times (2)^{1/2} 10$ kA = 26 kApv, hasta una corriente de interrupción de $I_D =$ kApv. El diagrama muestra la máxima corriente de interrupción I_D posible sobre la corriente de cortocircuito ver Ilustración 6.2.

Los fusibles limitadores de corriente de alta tensión y alta capacidad interruptiva se utilizan principalmente para la protección contra cortocircuito de:

- Transformadores
- Motores (combinación arrancador-fusible)

Para seleccionar el fusible como protección de transformadores o motores de alta tensión, es necesario consultar las curvas características de fusión, además de conocer los siguientes datos:

- Tensión de operación
- Corriente nominal
- Corriente máxima normal

Fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo. Los valores de corriente normalizados para los fusibles e interruptores automáticos de circuito de tiempo inverso, son: 15, 16, 20, 25, 30, 32, 35, 40, 45, 50, 60, 63, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1 000, 1 200, 1 600, 2 000, 2 500, 3 000, 4 000, 5 000 y 6 000 amperes. Los valores en amperes estandarizados adicionales para fusi-

bles deben ser de 1, 3, 6, 10 y 601. Se permitirá el uso de fusibles e interruptores automáticos de tiempo inverso con valores en amperes no estandarizados. Según la NOM-001-SEDE.

Fusibles tipo cartucho y portafusibles

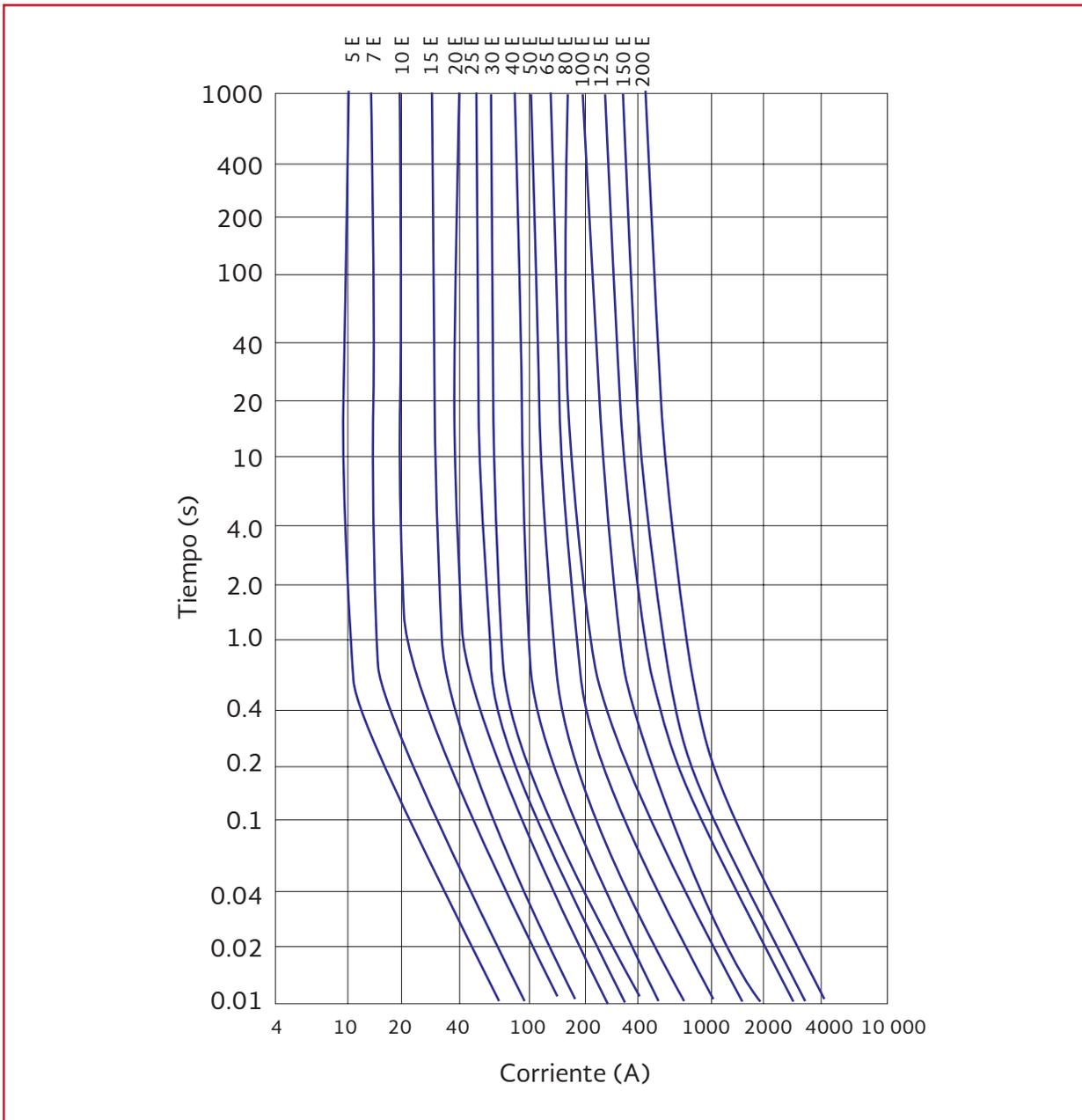
1. Tensión máxima - Tipo 300 volts. Se permitirá la utilización de los fusibles tipo cartucho y portafusibles de 300 volts en los siguientes circuitos:
 - Circuitos que no superen los 300 volts entre conductores
 - Circuitos monofásicos de línea a neutro, alimentados por una fuente de 3 fases, 4 hilos con el neutro sólidamente puesto a tierra, en donde la tensión de línea a neutro no sea mayor a 300 volts
2. No intercambiables - portafusibles de cartucho de 0 a 6 000 amperes. Los portafusibles deben estar diseñados de modo que resulte difícil instalar un fusible de cualquier clase dada en un portafusibles diseñado para una corriente menor o una tensión mayor que el fusible en cuestión. Los portafusibles de fusibles limitadores de corriente no deben permitir la inserción de fusibles que no sean limitadores de corriente
3. Marcado. Los fusibles deben estar claramente marcados, mediante impresión en el cuerpo del fusible o mediante una etiqueta pegada a éste, que indique lo siguiente:
 - Corriente nominal en amperes
 - Tensión nominal en volts
 - Valor de interrupción cuando sea distinta de 10 000 amperes
 - Limitación de corriente, en donde sea aplicable

- La marca registrada o nombre del fabricante

No se exigirá que valor nominal de interrupción vaya marcado en los fusibles usados para protección suplementaria.

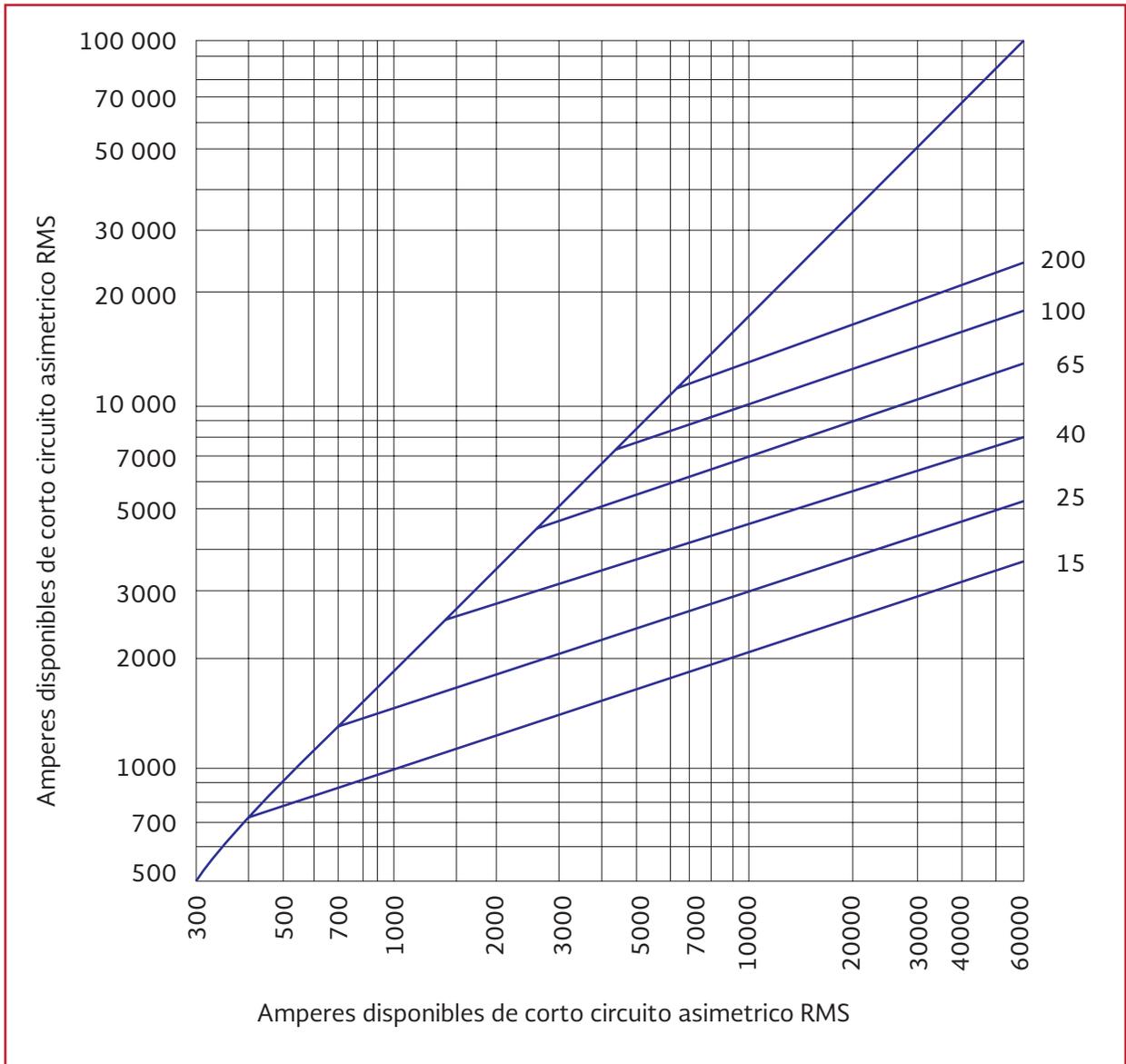
4. Fusibles renovables. Se permite el uso de fusibles de cartucho clase H únicamente como reemplazo en las instalaciones existentes, cuando no haya evidencia de empleo de fusibles de capacidad sobredimensionada, o de alteraciones en su instalación

Ilustración 6.1 Curvas típicas de fusión mínima de TCC para alta tensión de fusibles limitadores de potencia



Fuente: IEEE Std 242

Ilustración 6.2 Picos que pasan a través de una corriente para fusibles limitadores de corriente en media tensión



Fuente: IEEE Std 242

6.2.2. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Los interruptores en alta tensión, son dispositivos de interrupción únicamente y son utilizados en conjunto con relevadores, para cumplir con la función de detección de fallas. Esta combinación normalmente es utilizada para proporcionar protección contra corrientes de cortocircuito y sobrecargas en:

- Transformadores
- Motores
- Alimentadores
- Buses

Los interruptores de potencia en vacío son utilizados en el rango de 2.4 a 34.5 kV, con altas capacidades interruptivas. (Para consulta de datos técnicos tales como: corriente nominal, capacidad de cortocircuito máxima, tensión de operación, nivel de aislamiento, ver el libro de Selección de Equipo Eléctrico de Mapas). Para la protección con interruptores de baja tensión (menores de 1 000 V.c.a. o 600 V.c.d.), normalmente se utilizan:

- Interruptores termomagnéticos
- Interruptores electromagnéticos

Los interruptores termomagnéticos son utilizados para protección de corrientes de cortocircuito y corrientes de sobrecargas a través de la unidad magnética y unidad térmica respectivamente. Son adecuados para proteger:

- Motores (combinación arrancador-interruptor termomagnético)
- Circuitos derivados
- Alimentadores principales (donde la corriente no exceda de 800 A)
- Transformadores lado secundario, baja tensión

La unidad magnética del interruptor es ajustable, mientras que la unidad térmica es fija. El interruptor puede contener cualquiera de sus unidades o ambas. La Ilustración 6.3, muestra características de un interruptor termomagnético, la Tabla 6.1 y Tabla 6.2 muestra capacidades de motores para la interrupción.

Los interruptores electromagnéticos son dispositivos de protección de estado sólido. Son utilizados en la protección contra corrientes de cortocircuito y sobrecargas, su uso es recomendable en:

- Alimentadores principales de centros de control de motores
- Lado de baja tensión de transformadores de distribución
- Buses (protección de enlace)

La flexibilidad de operación del interruptor electromagnético depende de los siguientes ajustes:

- ACRL = Ajuste de corriente de retardo largo
- ATRL=Ajuste en tiempo de retardo largo
- ACRC=Ajuste de corriente de retardo corto
- ATRC=Ajuste en tiempo de retardo corto
- ACI=Ajuste de corriente instantánea
- ACyT = Ajuste de corriente y tiempo de falla a tierra

Los rangos de ajuste de un interruptor tipo DS, se muestran en las tablas del fabricante.

Las curvas tiempo-corriente de los interruptores electromagnéticos son muy semejantes a las curvas tiempo corriente de los interruptores termomagnéticos y fusibles. Esto hace más práctica la coordinación de dispositivos de protección en cascada. En general los interruptores de baja tensión:

- a) Combinan los medios de desconexión y de detección de fallas en una sola unidad compacta
- b) No tienen partes energizadas (vivas) expuestas
- c) Son unidades que se pueden restaurar, después de aislar una falla, sin reemplazar ninguna de sus partes
- d) Tienen rangos de alta capacidad de cortocircuito
- e) Proporcionan desconexión simultánea de las fases del circuito fallado

Marcado

1. Duradero y visible. Los interruptores automáticos deben estar marcados con su capacidad de corriente de forma duradera y visible después de instalarlos. Se permitirá que tales marcas sean visibles al remover la tapa o la cubierta
2. Ubicación. Los interruptores automáticos de 100 amperes o menos y de 600 volts o menos deben tener su valor nominal en amperes moldeado, estampado, grabado o marcado de algún modo similar en sus palancas o en el área que rodee la palanca
3. Valor nominal de interrupción. Todos los interruptores automáticos con valor nominal de interrupción distinta de 5 000 amperes, deben llevar visible su valor de interrupción. No se debe exigir que este valor nominal de interrupción vaya marcado en interruptores automáticos usados para protección suplementaria
4. Usados como desconectores. Los interruptores automáticos usados como desconectores en circuitos de alumbrado fluorescente de 120 volts y 277 volts deben estar aprobados y marcados con las letras

"SWD" o "HID". Los interruptores automáticos usados como desconectores en circuitos de alumbrado de descarga de alta intensidad deben ser aprobados y estar marcados con las letras "HID"

5. Marcado de la tensión. Los interruptores automáticos deben estar marcados con una tensión no menor a la tensión nominal del sistema, que es indicativa de su capacidad para interrumpir corrientes de falla entre fases o entre fase y tierra

Aplicaciones. Se permitirá la instalación de un interruptor automático con una sola tensión nominal, por ejemplo 240 volts ó 480 volts, en un circuito en el que la tensión nominal entre dos conductores cualesquiera no exceda la tensión del interruptor automático. No se debe utilizar un interruptor automático de dos polos para proteger circuitos trifásicos conectados en delta con una esquina puesta a tierra, a menos que el interruptor automático esté marcado como $1\phi - 3\phi$ para indicar dicha compatibilidad. Se permitirá la instalación de un interruptor automático con dos tensiones separadas por una diagonal, por ejemplo de 120/240 volts ó 480Y/277 volts, en un circuito puesto a tierra sólidamente, en el que la tensión de cualquier conductor a tierra no supere el menor de los dos valores de tensión del interruptor automático y además la tensión entre dos conductores cualesquiera no supere la mayor tensión del interruptor automático.

Nota: Para la aplicación adecuada de interruptores automáticos de caja moldeada en sistemas trifásicos, que no sean en estrella sólidamente puestos a tierra y particularmente en sistemas en delta con una esquina puesta a tierra, considera la capacidad de interrupción, de cada polo individualmente para interruptor automático.

Tabla 6.1 Dispositivos de sobrecarga para protección del motor

Tipo de motor	Sistema de alimentación	Número y ubicación de los dispositivos de protección contra sobrecarga tales como bobinas de disparo o relevadores
Monofásico de corriente alterna o corriente continua	De dos hilos, una fase de corriente alterna o corriente continua ninguno puesto a tierra	1 en cualquier conductor
Monofásico de corriente alterna o corriente continua	De dos hilos, una fase de corriente alterna o corriente continua, un conductor puesto a tierra	1 en el conductor de fase
Monofásico de corriente alterna o corriente continua	3 hilos, una fase de corriente alterna o corriente continua, con conductor del neutro puesto a tierra	1 en cualquier conductor de fase
Monofásico de corriente alterna	Cualquiera de las tres fases	1 en el conductor de fase
Dos fases de corriente alterna	3 hilos, dos fases ninguno puesto a tierra.	2 uno en cada fase
Dos fases de corriente alterna	3 hilos, dos fases de corriente alterna, con un conductor puesto a tierra	2 en los conductores de fase
Dos fases de corriente alterna	4 hilos, dos fases de corriente alterna, puesto a tierra .o no puesto a tierra	2, 1 por cada fase en los conductores de fase
Dos fases de corriente alterna	Neutro puesto a tierra o 5 hilos, dos fases de corriente alterna, no puesto a tierra	2, 1 por fase en cualquier hilo de fase no puesto a tierra
Trifásico de corriente alterna	Cualquiera de las tres fases	3, 1 en cada fase *

*Excepción: No se requerirá una unidad de protección contra sobrecarga en cada fase cuando se proporcione protección contra sobrecarga por otros medios aprobados

Tabla 6.2 Ajuste máximo de los dispositivos de protección contra cortocircuito y falla a tierra para circuitos derivados de motores

Tipo de motor	En porcentaje de la corriente a plena carga			
	Fusible sin retardo de tiempo ¹	Fusible de dos elementos ₁ (con retardo de tiempo)	Interruptor automático de disparo instantáneo	Interruptor automático de tiempo inverso ²
Motores monofásicos	300	175	800	250
Motores polifásicos de corriente alterna distintos a los de rotor devanado	300	175	800	250
De jaula de ardilla: Diferentes de los de diseño B energéticamente eficientes	300	175	800	250
De diseño B energéticamente eficientes	300	175	1 100	250
Sincrónicos ³	300	175	800	250
Con rotor devanado	150	150	800	150
De corriente continua (tensión constante)	150	150	250	150

Nota:

- 1.- Los valores de la columna fusible sin retardo de tiempo se aplican a fusibles de Clase CC de acción retardada.
- 2.- Los valores de la última columna también cubren los valores nominales de los interruptores automáticos de tiempo inverso no ajustables.
- 3.- Los motores sincrónicos de bajo par y baja velocidad (usualmente 450 r/min o menos), como los utilizados para accionar compresores alternativos, bombas, etc. que arrancan sin carga, no requieren que el valor nominal de los fusibles o el ajuste de los interruptores automáticos sea mayor al 200 por ciento de la corriente a plena carga.

Fuente: NOM-001-SEDE

6.2.3. RELEVADORES

Los relevadores de protección más comúnmente usados son los relevadores de sobrecorriente instantáneos y con retardo de tiempo. Son utilizados como protección principal y de respaldo. Los relevadores instantáneos proporcionan altas velocidades de disparo, de 0.5 a 2 ciclos.

Los relevadores de sobrecorriente instantáneos (50) de estado sólido proporcionan respuesta más rápida que los relevadores electromagnéticos. Los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo (51) de estado sólido, al igual que los relevadores electromagnéticos con retardo de tiempo (51), tienen dos ajustes: TAP de corriente pick-up y TIME DIAL (palanca de tiempo).

La corriente pick-up es determinada por una serie de TAP's discretos para diversos rangos de corriente, lo que permite el desplazamiento de la curva característica tiempo-corriente del relevador, hacia la izquierda o derecha sobre el eje de corriente. El ajuste del time dial permite el desplazamiento de la curva tiempo-corriente hacia arriba o hacia abajo sobre el eje de tiempo, es decir controla el tiempo necesario para que el relevador cierre sus contactos.

El relevador de sobre corriente con retardo de tiempo (51) tiene la característica de tiempo

inverso. Esto significa, que el relevador opera lentamente a valores pequeños de corriente, pero cuando la corriente se incrementa, el tiempo de operación decrece. Los relevadores más utilizados, en los sistemas eléctricos de potencia en plantas industriales y clasificados por ANSI/IEEE Std C37.2 son los siguientes, ver Ilustración 6.3, Ilustración 6.4 e Ilustración 6.5:

- 27-Relevador de baja tensión
- 46-Relevador de corriente de balance de fases
- 47-Relevador de tensión de secuencia de fases
- 49-Relevador térmico (sobrecarga térmica)
- 50-Relevador de sobrecorriente instantáneo
- 50G- Relevador de sobrecorriente instantánea de falla a tierra
- 51-Relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo
- 51G-Relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo de falla a tierra
- 63-Relevador de presión de fluido
- 67-Relevador direccional de sobrecorriente
- 86-Relevador auxiliar de bloqueo
- 87-Relevador de sobrecorriente diferencial

Ilustración 6.3 Protección para transformadores, con interruptor de potencia en el primario

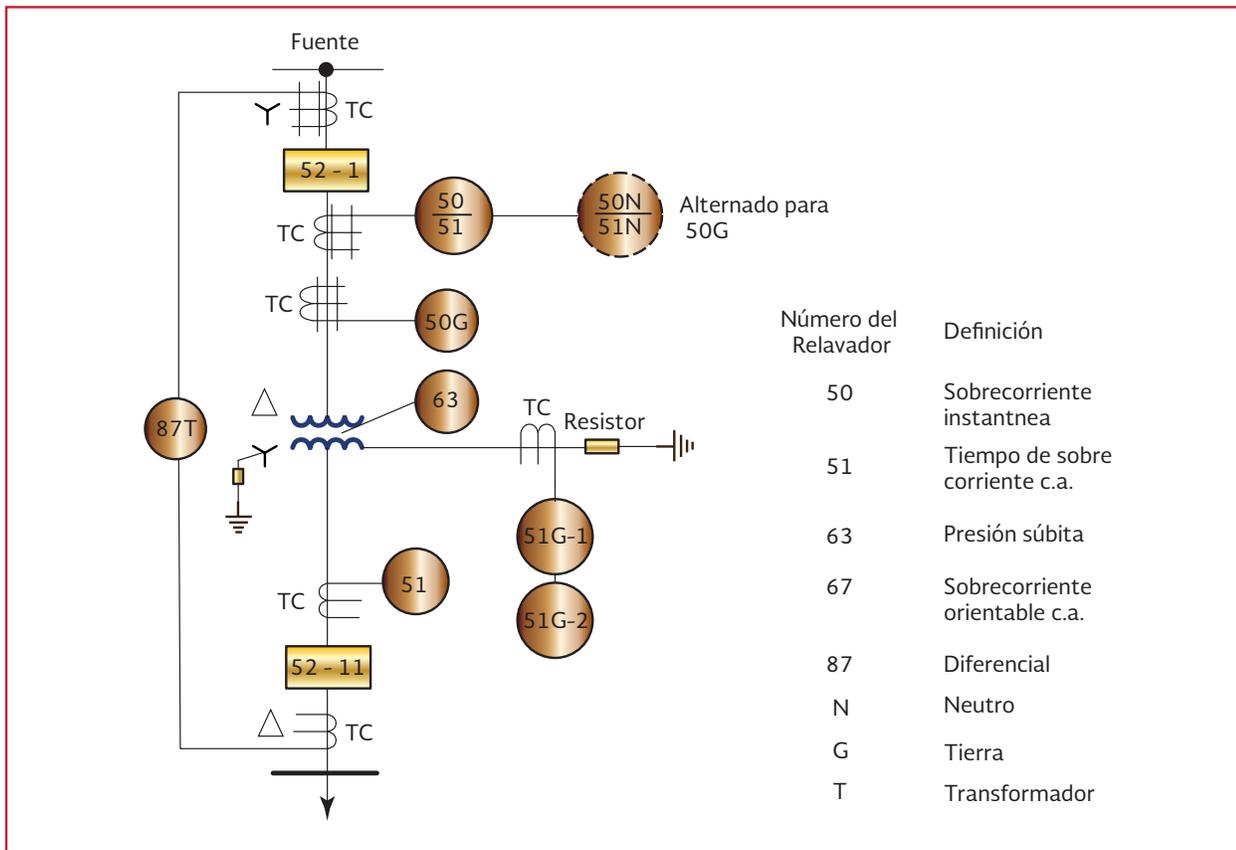
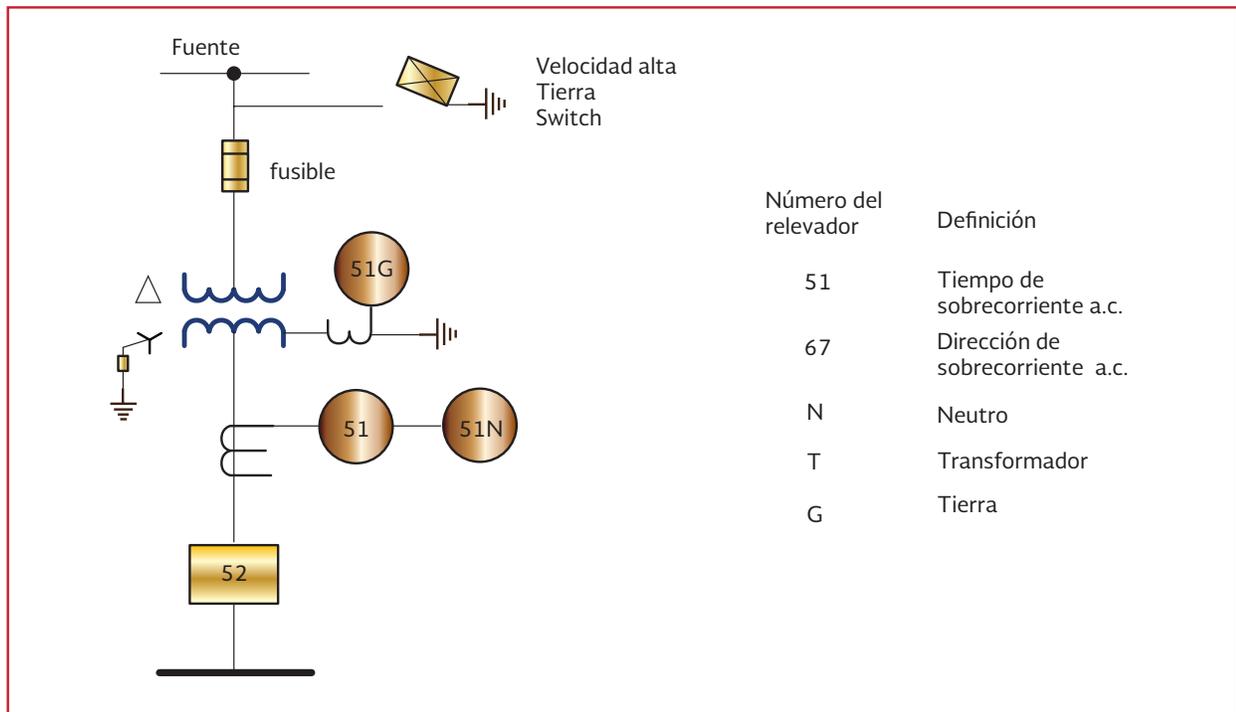
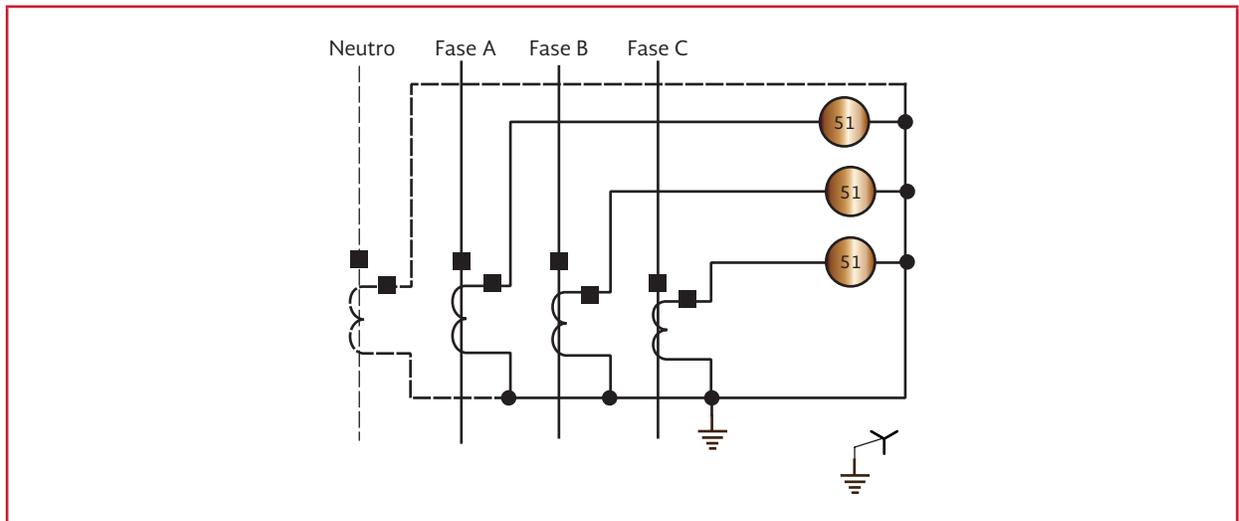


Ilustración 6.4 Protección para transformadores con fusible en el primario

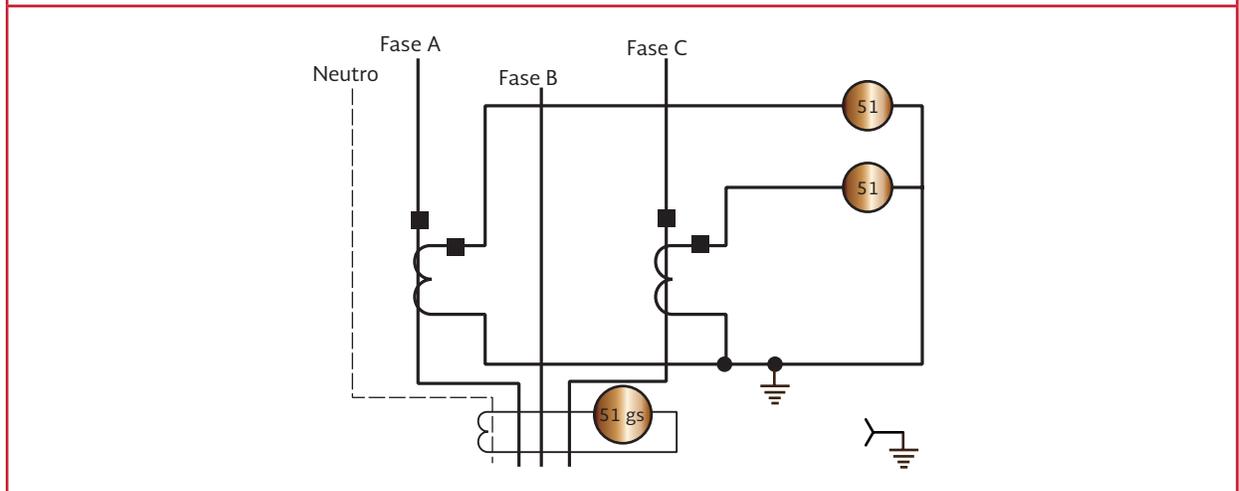


Fuente: IEEE Std 242

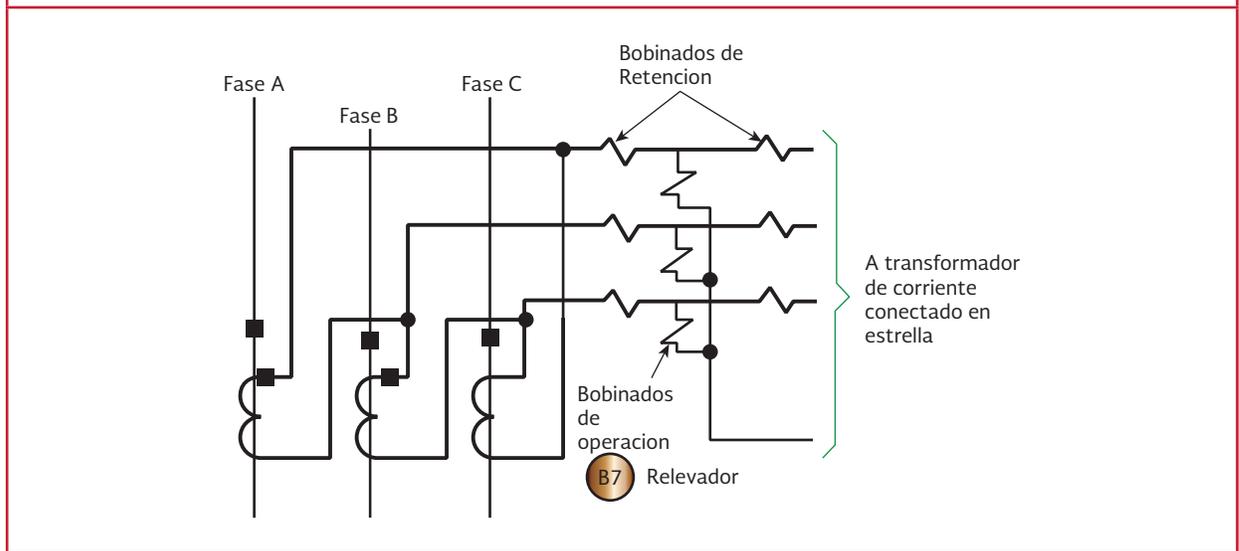
Ilustración 6.5 Conexiones típicas de transformadores de corriente



a) Conexión estrella



b) Conexión abierta



a) Conexión delta

Fuente: IEEE Std 242

6.3. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS¹⁴

6.3.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Un transformador de corriente (TC) transforma la corriente de línea en valores adecuados para relevadores de protección estándar. Los TC's tienen dos devanados, designados como primario y secundario. El devanado primario es conectado en serie con el circuito que lleva la corriente de línea y el devanado secundario está conectado a los dispositivos de protección y de medición. El devanado secundario suministra una corriente en proporción directa y a una relación fija de la corriente del primario.

Precisión

El funcionamiento de los relevadores de protección depende de la precisión de transformación de los transformadores de corriente, no solo de las corrientes de carga sino también de todos los niveles de corriente de falla. La precisión en elevadas sobrecorrientes depende de la sección transversal del núcleo de hierro, y el número de vueltas en el secundario. Cuanto mayor es la sección del núcleo de hierro, el flujo se puede desarrollar antes de la saturación. La saturación da como resultado un rápido aumento del error de relación. Cuanto mayor sea el número de vueltas secundarias, menor es el flujo requerido para que la corriente secundaria circule a través del relevador. Este factor influye en la carga que el TC puede llevar sin pérdida de precisión.

Se designa la clase de precisión para relevadores por el uso de la letra C o T y el número de clasifi-

cación. La letra C indica que el porcentaje de error de relación puede ser calculado y la letra T significa que debe ser determinado mediante pruebas. El número de la clasificación indica la tensión en la terminal secundaria del transformador de corriente que se entrega a una carga estándar a 20 veces la corriente nominal secundaria sin exceder el 10% de error de relación. Por otra parte el error de relación no debe exceder del 10 % de la corriente, a partir de 1-20 veces la corriente nominal a una $\sqrt{}$ carga estándar usando como base los grados de precisión del relevador. Las normas designan las tensiones en la terminal secundaria de 10, 20, 50, 100, 200, 400 y 800. Por ejemplo, un transformador de corriente con una clase de precisión para relevadores de C-200 significa que el porcentaje de error de relación se puede calcular y no debe exceder el 10 por ciento de la corriente de 1 - 20 veces la corriente nominal secundaria a una carga estándar de 2.0 ohm (máxima tensión en la terminal secundaria = $20 \times 5A \times 2 \text{ ohm} = 200 \text{ volts}$).

$$200 = 20 IZ$$

$$Z = \frac{200}{20I} = \frac{200}{100}$$

$$Z = 2 \Omega$$

Burden

Carga, En la terminología de transformadores de corriente ens la carga conectada a las terminales del secundario de un TC y se expresa en:

1. Volts amperios, y el factor de potencia se especifica a un determinado valor de corriente
2. Impedancia total en ohm y factor de potencia o
3. De la resistencia en ohm y la componente reactiva

¹⁴ Fuente: ANSI/IEEE C57.13 y IEEE std 242

El termino carga se utiliza para diferenciar la carga del transformador de corriente de la carga del circuito primario. El factor de potencia se refiere al de la carga y no al del circuito principal.

La Tabla 6.3 muestra especificaciones para algunas designaciones de carga.

Conexiones

Hay tres formas en las que normalmente se conectan los secundarios de los transformadores de corriente, en circuitos trifásicos (ver Ilustración 6.5):

1. Estrella
2. Delta abierta
3. Delts

El criterio para la selección de la relación de los transformadores de corriente, es el siguiente:

- a) La corriente en el primario deberá ser igual o mayor a la corriente del circuito donde está conectado el TC
- b) Determine la corriente máxima que circulará en el secundario del TC
- c) Determine el burden en las terminales de secundario del TC

- d) Calcule la impedancia total y los Volt-Amperes del circuito, en el secundario del TC
- e) Determine la tensión, en las terminales del secundario del TC
- f) Utilice las curvas tensión-corriente de excitación, proporcionadas por el fabricante de los transformadores de corriente (TC) para la relación seleccionada y determine el porcentaje de error de relación
- g) Si el porcentaje de error de relación (%) es menor al 10% el transformador de corriente (TC) seleccionado, es adecuado para operar el burden requerido sin llegar a saturarse y por lo tanto, sin distorsionar el valor de corriente en las terminales del secundario. De otra manera disminuya el burden o seleccione el valor inmediato superior de relación del TC y repita el procedimiento desde el paso (e). Ver Ilustración 6.5 para conexiones típicas de transformadores de corriente

Con el propósito de ilustrar la selección de los transformadores de corriente (TC's), resolveremos el siguiente ejemplo:

Tabla 6.3 Cargas Normalizadas para transformadores de corriente (corriente secundaria de 5 Amps)

Designación de Carga	Resistencia ohms	Inductancia mHenrys	Impedancia ohms	Volt-Amperes a 5 Amps.	Factor de Potencia
Cargas de Medición					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5	0.9
B-0.5	0.45	0.58	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.08	1.8	45	0.9
Cargas de Protección					
B-1	0.5	2.3	1	25	0.5
B-2	1	4.6	2	50	0.5
B-4	2	9.2	4	100	0.5
B-8	4	18.4	8	200	0.5

Fuente: IEEE Std -242

6.3.2. EJEMPLO DE SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Considere un transformador de corriente tipo bushing multirelación de 600:5. El TC está conectado para una relación de 600:5 y en el circuito secundario se conecta un relevador de sobrecorriente de fase con accesorio instantáneo, un medidor de watts-horas y un amperímetro. El circuito alambre calibre 10 Awg y el circuito primario tiene una capacidad de 24 000 A de corriente de falla, cuenta con los siguientes dispositivos:

1. Relevador de fase, unidad de tiempo, 4 A a 12 A con un burden de 2.38 VA ay un factor de potencia de 0.375 con un ajuste del tap de 4 A (146 VA a 40 A con un factor de potencia de 0.61)
2. Relevador de fase, unidad instantánea, 10 A a 40 A, con burden de 4.5 VA a 10 A con un ajuste (40 VA a 40 A ay un factor de potencia de 0.20)
3. Medidor de watts-horas con burden de 0.77 W y un factor de potencia de 0.54 a 8 veces la corriente de 5 A, FP de 0.94
4. Amperímetro con burden de 1.04 VA a 5 A y un factor de potencia de 0.95
5. El conductor del 10 AWG, tiene una impedancia $Z = 0.08$ ohms, FP = 1.0
6. El TC tiene una resistencia de 0.298 ohms a 25 °C

Para resolver el ejemplo, se pide que:

- a) Determine el burden total en las terminales del secundario del TC
- b) Determine la tensión necesaria para el burden total

- c) Determine la corriente de excitación en las terminales del secundario del TC
- d) Calcule el porcentaje de error de relación, % e
- e) El transformador de corriente (TC) seleccionado, ¿es adecuado?, diga porque

Solución

- a) Calculamos la impedancia total Z y los volt-amperes, de los dispositivos que integran el burden, como sigue:

Si consideramos el mayor ajuste de corriente de los dispositivos del burden, se observa que el mayor ajuste, es el del relevador instantáneo con 40 amperes, entonces:

Para el relevador de sobrecarga se tiene 146 VA, 40 A, FP=0.61:

$$VA = (I^2) Z \rightarrow Z = \frac{VA}{I^2} = \frac{146}{(40)^2} = 0.091\Omega$$

Ecuación 6.1

$$\phi = \arccos FP = \arccos(0.61) = 52.4^\circ$$

$$Z \angle \phi = 0.091 \angle 52.4^\circ = 0.0555 + j 0.0721\Omega$$

Para el relevador de sobrecorriente instantáneo se tiene, 40 VA, 40 A, FP = 0.20

$$VA = (I^2) Z \rightarrow Z = \frac{VA}{I^2} = \frac{40}{(40)^2} = 0.025\Omega$$

$$\phi = \arccos FP = \arccos(0.20) = 78.5^\circ$$

$$Z \angle \phi = 0.025 \angle 78.5^\circ = 0.005 + j 0.0245 \Omega$$

Para el wattorímetro se tiene 0.77 W, 5A, FP = 0.54

$$VA = \frac{W}{FP} = \frac{0.77}{0.54} = 1.43$$

$$Z = \frac{VA}{I^2} = \frac{1.43}{(5)^2} = 0.057$$

$$\phi = \arccos FP = \arccos(0.54) = 57.3^\circ$$

$$Z \angle \phi = 0.057 \angle 57.3^\circ = 0.031 + j 0.048 \Omega$$

A una corriente de 40 A, el factor de potencia es FP=0.94, entonces:

$$Z = \frac{R}{FP} = \frac{0.031}{0.94} = 0.033 \Omega$$

$$\phi = \arccos FP = \arccos(0.94) = 19.95^\circ$$

$$Z \angle \phi = 0.033 \angle 19.95^\circ = 0.031 + j 0.011 \Omega$$

$$VA = I^2 \times Z = (40)^2 \times 0.033 = 52.8 \text{ VA}$$

Para el amperímetro se tiene 1.04 VA, 5 A, FP = 0.95

$$VA = I^2 \times Z \rightarrow Z = \frac{VA}{I^2} = \frac{1.04}{(5)^2} = 0.042$$

$$\phi = \arccos FP = \arccos(0.95) = 18.19^\circ$$

$$Z \angle \phi = 0.042 \angle 18.19^\circ = 0.040 + j 0.013 \Omega$$

A una corriente de 40 A, no hay saturación en este tipo de amperímetros.

$$VA = I^2 \times Z = (40)^2 \times 0.042 = 67.2 \text{ VA}$$

Para el conductor 10 AWG se tiene 0.08 Ω , FP = 1.0 a una corriente de 40A.

$$VA = I^2 \times Z = (40)^2 \times 0.08 = 128 \text{ VA}$$

Para el transformador de corriente se tiene 0.298 Ω , FP = 1.0, a una corriente de 40 A.

$$VA = I^2 \times Z = (40)^2 \times 0.298 = 476.8 \text{ VA}$$

El burden total (B_t), en volt-amperes, es:

$$B_t = 146 + 40 + 52.8 + 67.2 + 128 + 476.8 = 910.8$$

El burden total (Z_t) en ohms, es:

$$Z_t = (0.0555 + j 0.0721 \Omega) + (0.005 + j 0.0245 \Omega) + (0.031 + j 0.011 \Omega) + (0.040 + j 0.013 \Omega) + (0.08 + j 0.0 \Omega) + (0.298 + j 0.0 \Omega)$$

$$Z \angle \phi = 0.5095 + j 0.1206 \Omega = 0.5241 \angle 13.32^\circ$$

$$Z_t' = \frac{B_t}{I^2} = \frac{910.8}{(40)^2} = 0.5692 \Omega$$

$$Z_t' = Z_t$$

b) La tensión necesaria, para producir una corriente de 40 amperes en el lado secundario, a través del burden del inciso (a), es:

$$V_t' = I \times Z_t' = 40 \times 0.5692 = 22.77 \text{ V}$$

$$V_t' = I \times Z_t = 40 \times 0.524 = 21.0 \text{ V}$$

- c) Utilizando las curvas de excitación, TC elegido, la corriente de excitación I_e' , I_e para los valores de tensión, V_t' y V_t son:

$$\text{Para } V_t', I_e' = 0.032 \text{ Amperes}$$

$$\text{Para } V_t, I_e = 0.0318 \approx 0.032 \text{ Amperes}$$

- d) El porcentaje de error de relación, es:

$$\% e = \frac{I_e'}{I_e} \times 100 = \frac{0.032}{40} \times 100$$

$$\% e = 0.08 \%$$

- e) El transformador de corriente de 600/5A seleccionado, es adecuado. Porque él %e, es mucho menor que el 10 %, es decir:

$$0.08\% \ll 10\%$$

6.3.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Un transformador de tensión (potencial) es básicamente un transformador convencional constituido por una bobina primaria y una secundaria, colocadas en una base común. Los transformadores de tensión estándar, son unidades monofásicas diseñadas y construidas de manera que la tensión secundaria mantiene una relación fija con la tensión primaria. La tensión nominal primaria requerida de un transformador de potencial se determina por la tensión del sistema al que

se conecta y por la forma en que vaya a conectar. La mayoría de transformadores de tensión está diseñados para proporcionar 120 volts en la terminal secundaria cuando la tensión de placa del sistema se aplica en el primario.

Los transformadores de tensión son capaces de proporcionar un funcionamiento continuo y preciso cuando la tensión aplicado en el devanado primario es de +/- 10 por ciento de la tensión primaria nominal.

La clasificación de precisión de los transformadores de potencial tiene un rango de 0.3-1.2, representan porcentajes de corrección de error de relación para obtener una razón verdadera. Estas precisiones son lo suficientemente altas para que cualquier transformador estándar sea adecuado para los propósitos de protección de relevadores, siempre y cuando se apliquen en áreas al aire libre y considerando los límites de tensiones térmicos .

El burden de un transformador de potencial, se da en volts-amperes (VA) y es calculado por simples sumas aritméticas de los volt-amperes (burdens) de los dispositivos conectados al secundario del transformador de potencial.

Si la suma está dentro del burden típico, el TP se desempeñará satisfactoriamente, en el rango de tensión desde 0 por ciento hasta 110 por ciento de la tensión de placa.

En los sistemas industriales, es común que los transformadores de potencial sean conectados en delta abierta o estrella. Particularmente para medición, los TP's se conectan en estrella.

6.4. PROTECCIÓN DE EQUIPO¹⁵

En la Ilustración 6.6 se muestra una curva de coordinación de protecciones en una subestación con motores para casos más específicos del proyectista consulte la IEEE Std 242.

6.4.1. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

El tipo y alcance de la protección para transformadores, en sistemas de potencia industriales, obedece al compromiso entre la importancia misma del transformador y la sensibilidad, velocidad, coordinación y costo del esquema de protección. La mayoría de las aplicaciones de protección al transformador son cubiertas en la siguiente guía práctica.

Normalmente el transformador es protegido contra:

- Sobrecarga térmicas
- Sobrecorriente de fase
- Sobrecorriente de fase a tierra
- Sobrecorriente de baja magnitud (sobrecarga)

La protección térmica, es un dispositivo actuado térmicamente. Tiene switches para control automático de equipo auxiliar de enfriamiento y para alarma por alta temperatura. El switch de alta temperatura será ajustado a una temperatura mayor al valor de la temperatura de pérdidas de aislamiento acelerado. Los valores de tem-

peraturas de aislamientos, deberá obtenerse de información de fabricante de transformadores.

La protección térmica, para condiciones de sobrecarga de gran duración, normalmente se obtiene de los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo (dispositivo 51 en la Ilustración 6.3 los cuales deben operar antes de que el relevador responda).

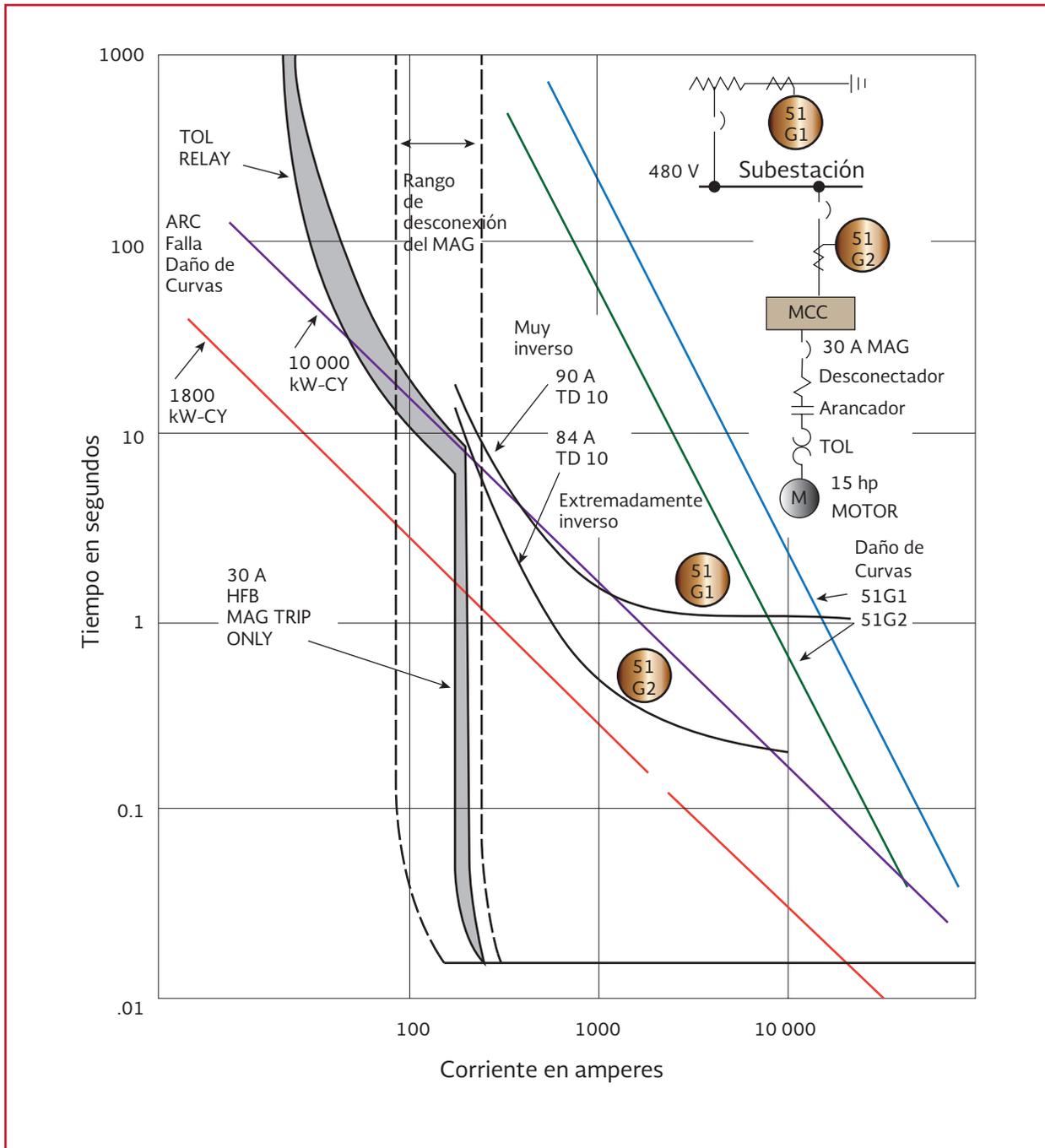
El arreglo preferido para protección de transformadores se muestra en la Ilustración 6.3. Los relevadores diferenciales dispositivo 87 son utilizados como la protección básica. La sensibilidad de la protección de falla a tierra es proporcionada por los dispositivos 50G y 51G. La protección de sobrecarga, protección de falla en BUS y protección de respaldo, es proporcionada con el dispositivo 51 en el lado secundario del transformador. La protección de respaldo de cortocircuito en el primario se proporciona con el dispositivo 50/51, revelador de presión súbita.

La Ilustración 6.4 muestra el esquema de protecciones mínimas para transformadores. La protección contra cortocircuito la proporciona el fusible limitador de corriente en el primario, la protección de sobrecorriente con retardo de tiempo la proporciona el relevador 51 y adicionalmente el relevador protege al transformador contra sobrecargas térmicas.

Si el transformador es de baja capacidad o no es lo suficientemente importante en su aplicación, la protección mostrada en las Ilustración 6.7 e Ilustración 6.8 es recomendada, como protección mínima de transformadores de distribución.

15 Fuente: IEEE Std 242

Ilustración 6.6 Protección de falla a tierra con relés de sobrecorriente para una carga de 11 kW de un motor



Fuente: IEEE Std 242

Ilustración 6.7 Subestación C:1.5 MVA, 480Y/277 V

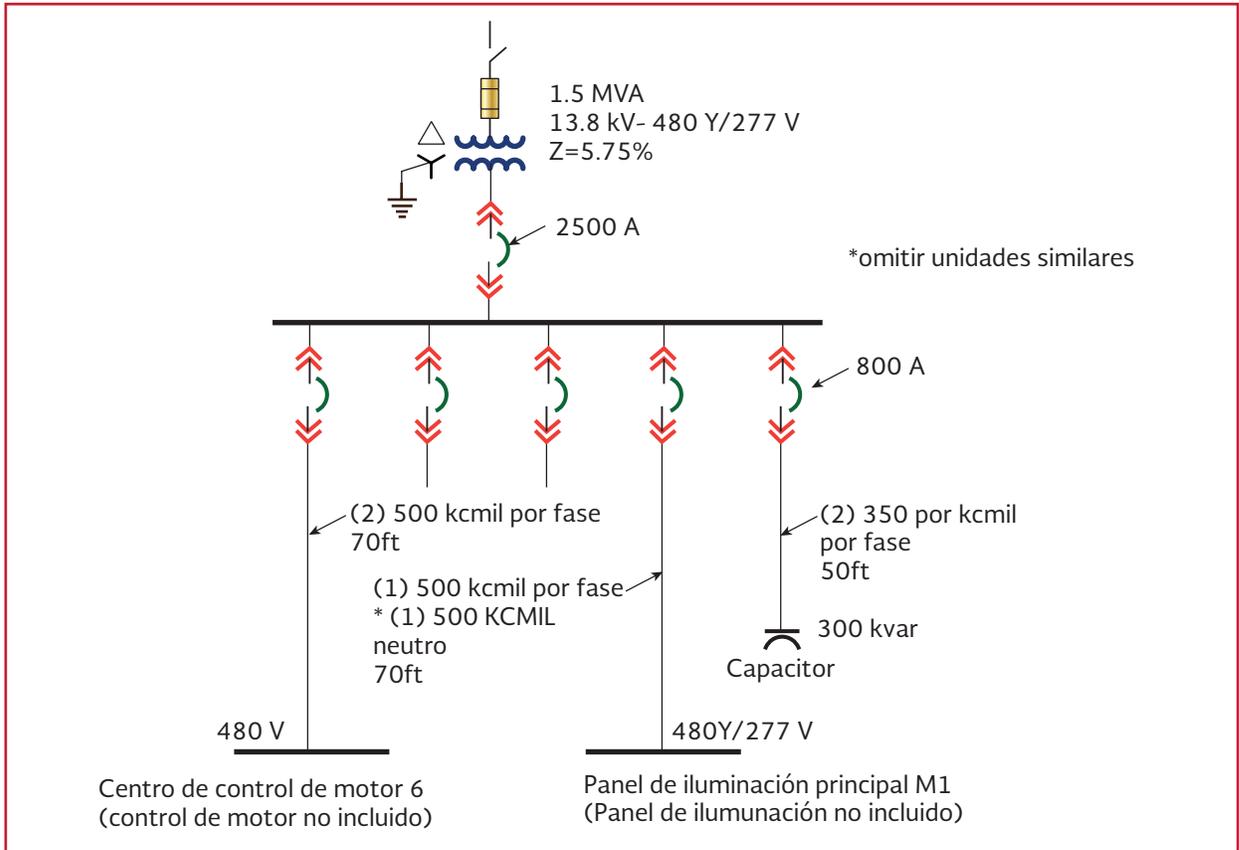
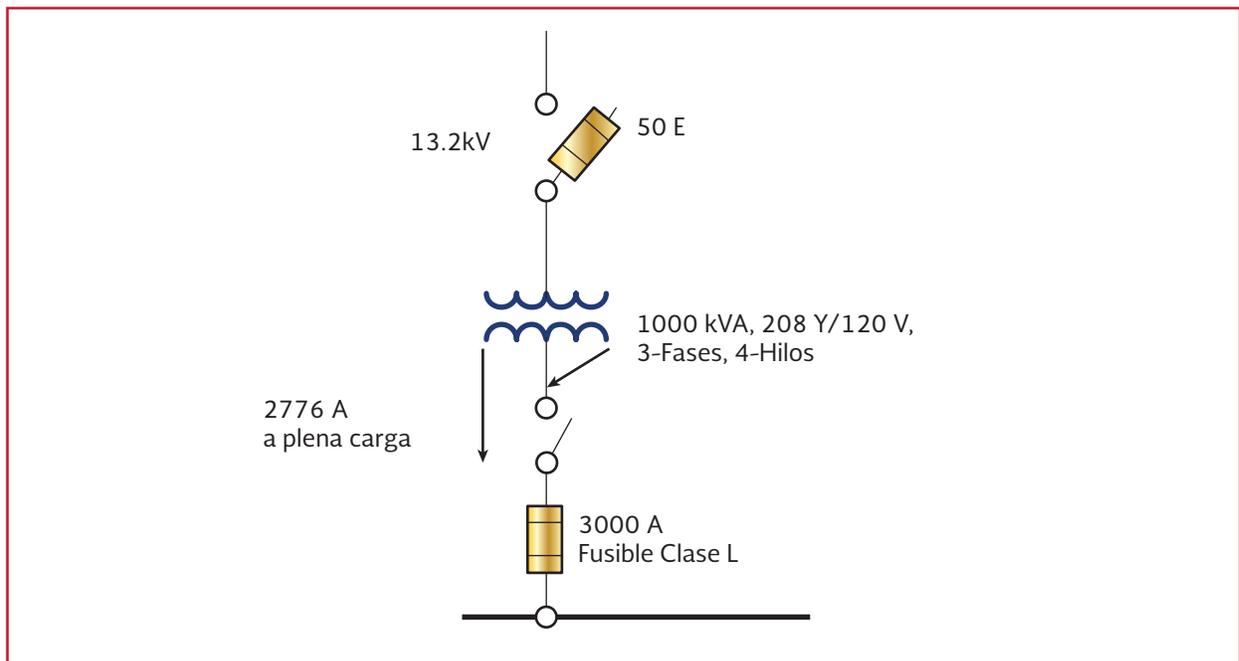


Ilustración 6.8 Dimensionamiento fusibles de baja tensión para protecciones secundaria del transformador



Fuente: IEEE Std 242

6.4.2. PROTECCIÓN DE MOTORES

La protección mínima recomendada para motor de tensión media se divide en 2 grupos: para motores menores a 1 500 h.p. y para motores de 1 500 h.p. y mayores.

Para la protección de un motor de tensión media, se debe considerar:

La protección térmica:

- Sobrecargas
- De rotor bloqueado

La protección contra fallas:

- Tres fases
- De fase a fase
- De una fase a tierra
- De dos fases a tierra

Las condiciones de operación anormales:

- Baja tensión
- Desbalance de corriente o tensión
- Fases invertidas
- Arranques repetitivos (prearranques)

Pérdida de excitación

Motores de inducción menores de 1 500 h.p.

En la Ilustración 6.9 la protección de sobrecarga térmica, es proporcionada por el dispositivo 49.

La protección a rotor bloqueado se proporciona con el relevador de sobrecorriente, dispositivo 51, para detectar fallas se utilizan tres relevadores de corriente instantáneos, dispositivo 50 y para la

protección de fallas a tierra, se utiliza el relevador de sobrecorriente, dispositivo 50 G. Las condiciones de baja tensión, desbalance de tensión, y fases invertidas, las detecta el relevador 27/47.

Los arrancadores repetitivos que ocurren en un breve período, desarrollan altas temperaturas en el estator. Esto se evita, utilizando relevadores temporizadores en el esquema de control.

Motores de inducción de 1 500 h.p. y mayores

En la Ilustración 6.9 la protección de sobrecarga térmica es proporcionada por el relevador de temperatura dispositivo 49, el relevador monitorea la temperatura del estator por medio de detectores de temperatura de resistencias (RTD's).

La protección a rotor bloqueado, puede ser proporcionada con un relevador de sobrecorriente, dispositivo 51, cuando el tiempo de rotor bloqueado excede el tiempo de aceleración.

La protección principal para un motor grande, es proporcionada con el relevador diferencial, dispositivo 87, el esquema diferencial utiliza un total de 6 transformadores de corriente y 3 relevadores diferenciales.

El desbalance de corriente en el circuito del motor es detectado con el relevador 46. Como protección contra baja tensión, rotación de fase invertida, se utiliza el relevador, dispositivo 27/47.

En adición a los dispositivos de protección básicos, indicados en la Ilustración 6.10 y Ilustración 6.11, el motor síncrono requiere protección para su circuito de campo. El relevador dispositivo 55, proporciona protección contra pérdidas de corriente de excitación.

La Ilustración 6.11 muestra una alternativa de protección de motores de inducción en tensión media, utilizando fusibles limitadores de corriente para protección de cortocircuito, en combinación con el arrancador del motor, la protección de sobrecarga térmica, dispositivo 49 y la protección de falla a tierra la proporciona el relevador 50 GS, la protección de sobrecarga de respaldo utiliza el relevador 51.

Nota: Para los esquemas presentados, la posición de las clavijas de conexión para los interruptores removibles, dependerá de los equipos y accesorios conectados a ellos.

La Ilustración 6.12 muestra la protección mínima para motores en baja tensión, el interruptor termomagnético, que proporciona protección contra cortocircuito y contra sobrecarga; los elementos térmicos (OL'S) proporcionan la protección de sobrecarga térmica.

Para la relación de TC y TP ver libro de Selección de equipos y materiales electromecánicos de MAPAS, norma IEEE 242 e IEEE 141 (*red book*).

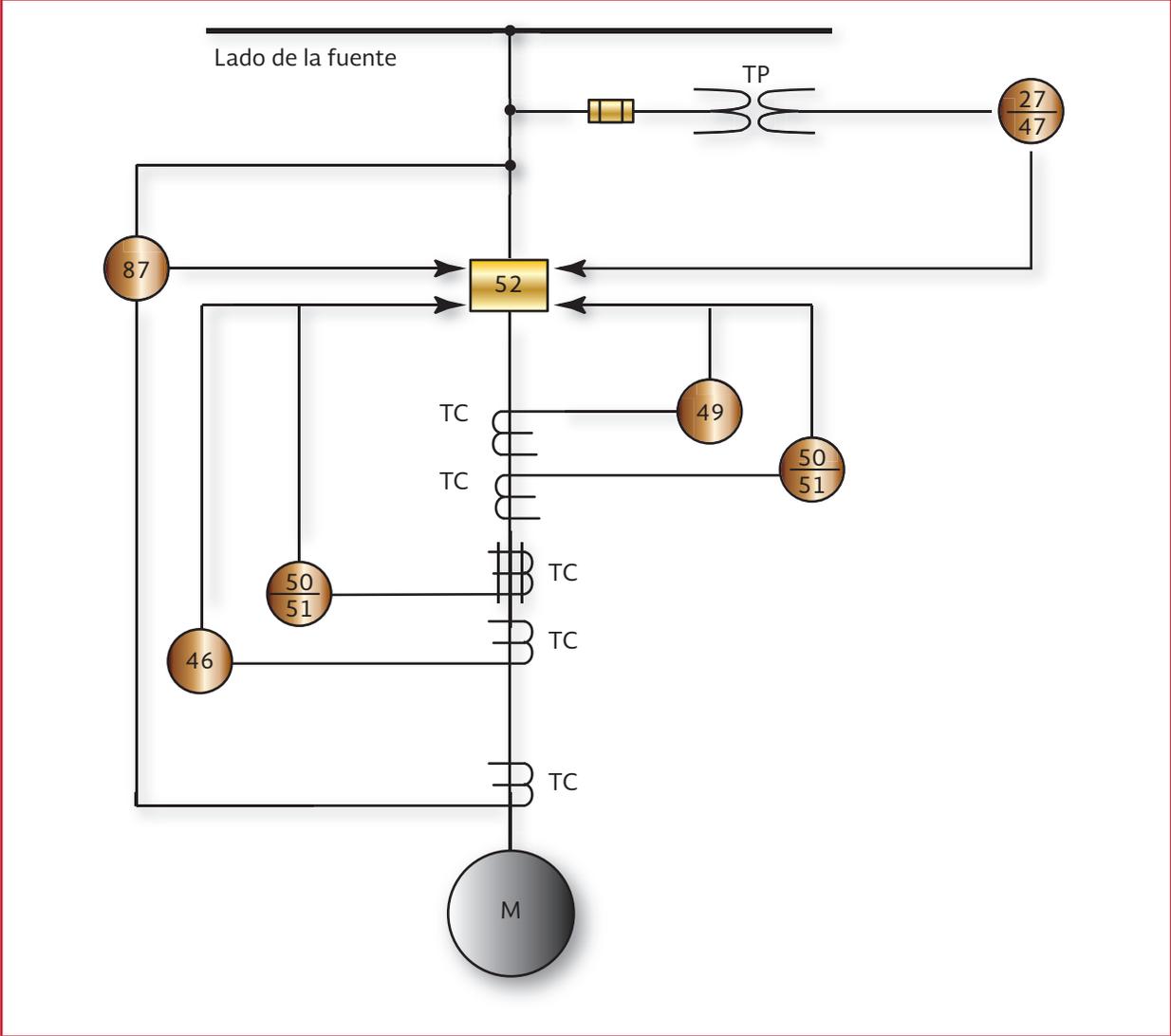
6.4.3. PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES

Normalmente la mayoría de los sistemas industriales son alimentados por compañías suministradoras de energía, a través de alimentadores.

La mínima protección para estos circuitos de alimentación consiste de los relevadores de sobrecorriente, dispositivos 50/51 para protección de otros circuitos y sobrecargas y del relevador 51 GS para proteger contra sobrecorrientes de fase a tierra.

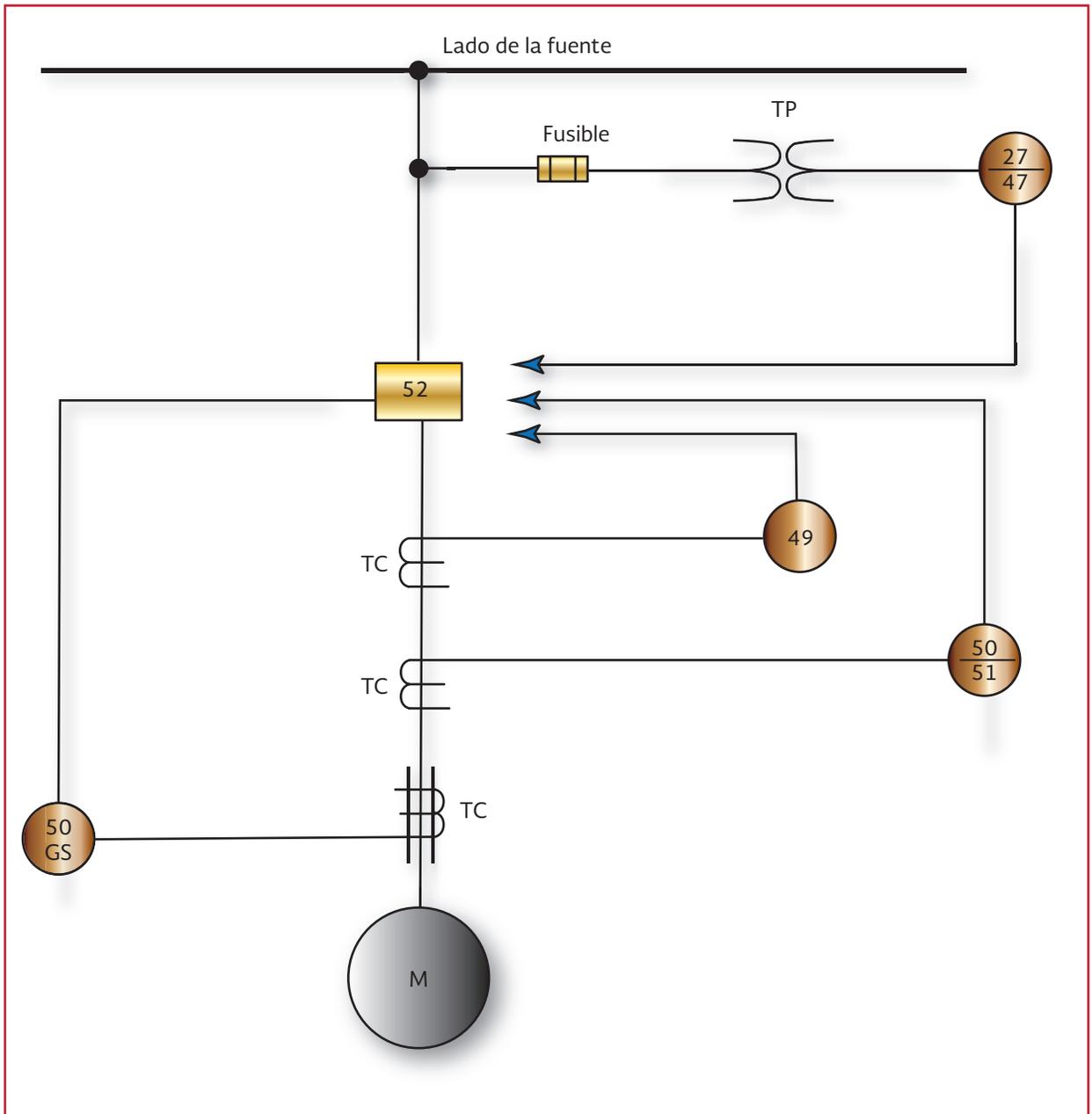
La Ilustración 6.13 muestra el arreglo de protecciones mínimas de un alimentador. Las protecciones mostradas en la Ilustración 6.13 pueden ser sustituidas por un interruptor electromagnético, para proporcionar protección de cortocircuito, sobrecargas y protección de fase a tierra en alimentadores principales en baja tensión.

Ilustración 6.9 Protección de motores de inducción de 1500 h.p. y mayores



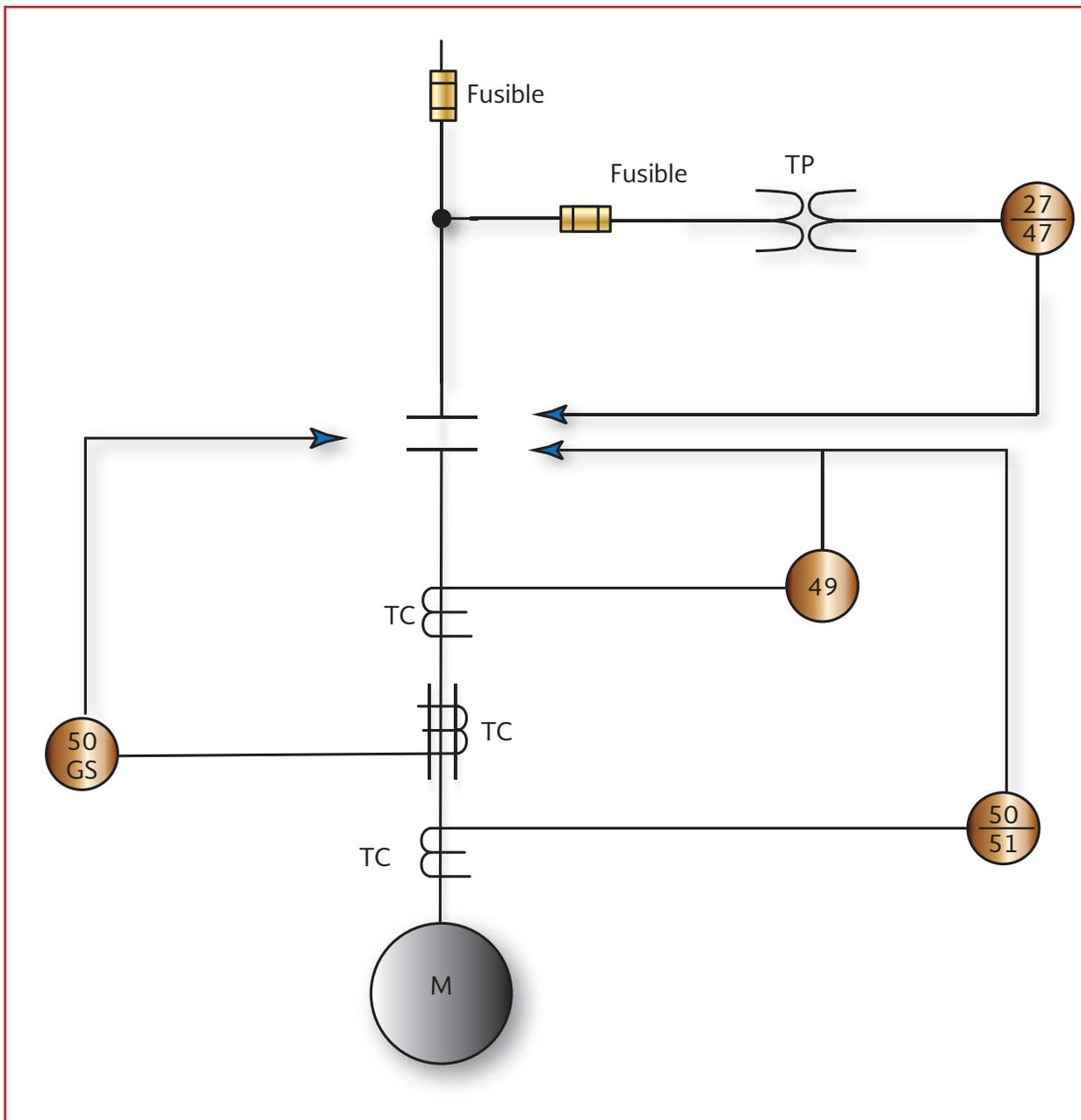
Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Ilustración 6.10 Protección de motores de inducción menores a 1 500 h.p., con interruptor de potencia



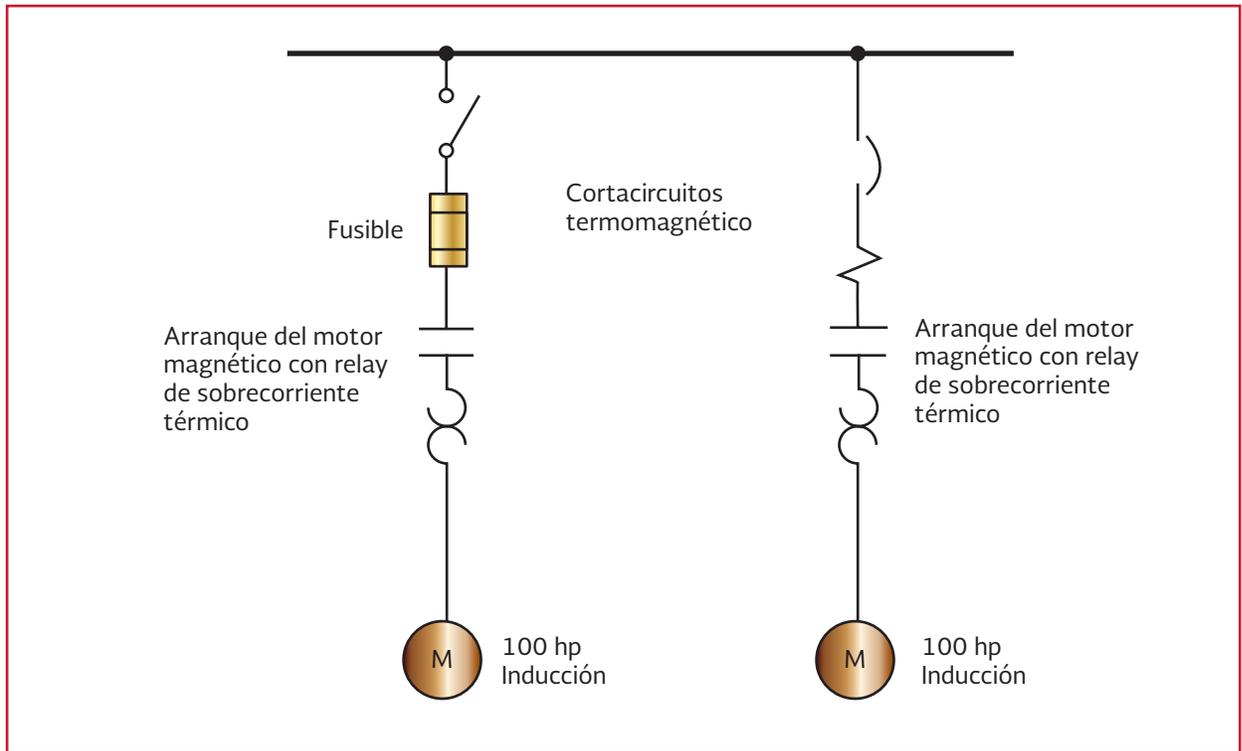
Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Ilustración 6.11 Protección de motores de inducción con combinación arrancador-fusible y menores de 1500 h.p.



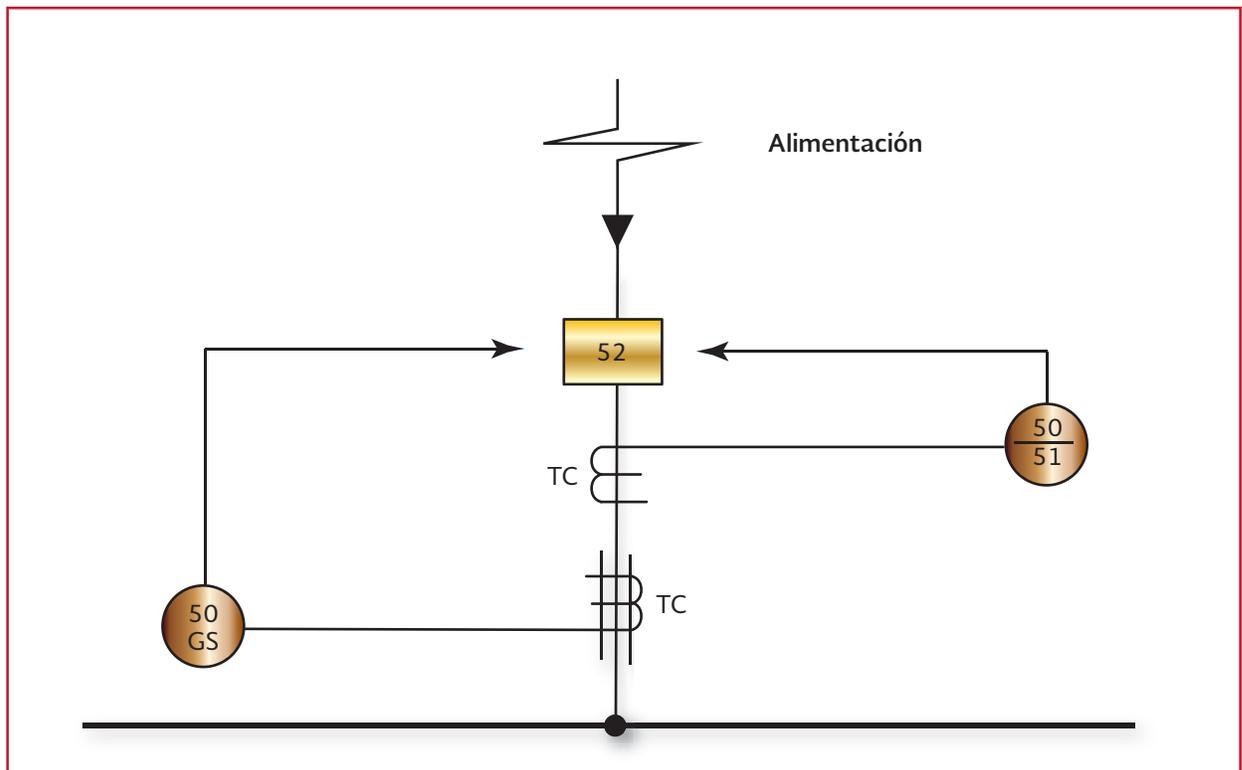
Fuente: Conagua, NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Ilustración 6.12 Protección aceptable para motores de la National Electric Code (NEC)



Fuente: NEC- Hand book

Ilustración 6.13 Protección del alimentador principal en media tensión



Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

6.5. COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE¹⁶

6.5.1. REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTES

Corrientes de cortocircuito. Es necesario obtener para cada bus local, del sistema eléctrico en estudio, las siguientes corrientes de cortocircuito:

- Máxima y mínima corriente de corto circuito de una y tres fases momentánea (primer ciclo)
- Máxima y mínima corriente de corto circuito en trifásica que debe interrumpir (1.5 ciclos a 8 ciclos)
- Máxima y mínima corriente de corto circuito trifásica 30-ciclos
- d) Máxima y mínima corriente de falla a tierra

Las corrientes momentáneas son usadas para seleccionar y/o ajustar las unidades de disparo instantáneas. Las corrientes interruptivas, permiten establecer el intervalo de coordinación y la sensibilidad de la protección para el desarrollo del método de cortocircuito, referirse al capítulo 4 y los intervalos de tiempo.

Cuando se trazan las curvas tiempo-corriente, en el estudio de coordinación ciertos intervalos de tiempo se deben mantener entre los dispositivos de protección para asegurar una correcta operación secuencial de los dispositivos. Estos intervalos se requieren porque:

- Los relevadores tienen sobrecarrera
- Los fusibles tienen tolerancias de operación
- Los interruptores tienen velocidades de operación

Estos intervalos de tiempo son llamados márgenes usualmente es de 0.3 a -0.4 s. Cuando se están coordinando relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso. Este intervalo es medido entre relevadores en serie, en el ajuste instantáneo o corriente de cortocircuito que puede fluir a través de ambos dispositivos simultáneamente.

En los relés de sobrecorriente temporizados de tipo “tiempo inverso”, el tiempo para operación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente observada.

Existen varios tipos de curvas de tiempo inverso las cuales, por lo general, se modelan mediante ecuaciones exponenciales, como por ejemplo:

$$t_{\text{operación}} = \frac{a (\text{DIAL})}{(M^n - 1)} \text{ segundos} \quad \text{Ecuación 6.2}$$

¹⁶ Fuente: ANSI C37.43, CFE-K0000-13, NOM-IEEE-STD-242, NOM-001-SEDE y ANSI/IEEE C57.109.

donde:

- $t_{operación}$ = Tiempo
- a = Constante de curva
- n = Constante de curva
- DIAL = Factor de escala para un tipo de curva dado
- M = Relación entre la corriente observada por el relé y la corriente de arranque

Ver Tabla 6.4 Constantes de forma para ecuación exponenciales.

La Ilustración 6.14 muestra el margen entre relevadores. Cuando se usan relevadores de estado sólido la sobrecarrera es eliminada y el margen reducido.

Cuando se están coordinando relevadores con fusibles hacia abajo en la cascada, el tiempo de apertura del circuito no existe para el fusible y el intervalo puede reducirse. ANSI C37.43

define la característica de los fusibles K y T. Tres puntos son establecidos para adecuadamente definir la curva del fusible: 0.1, 10 y 300 segundos.

- Curva de Mínimo Tiempo de fusión MMT: Es el tiempo en que el elemento fusible comienza a fundirse para despejar la falla
- Curva de Tiempo Máximo de Aclaramiento MCT: Es el tiempo en el que el elemento fusible se funde y despeja la falla (tiempo de fusión del elemento fusible más tiempo de extinción del arco)

Esto es mostrado en la Ilustración 6.15 e Ilustración 6.16.

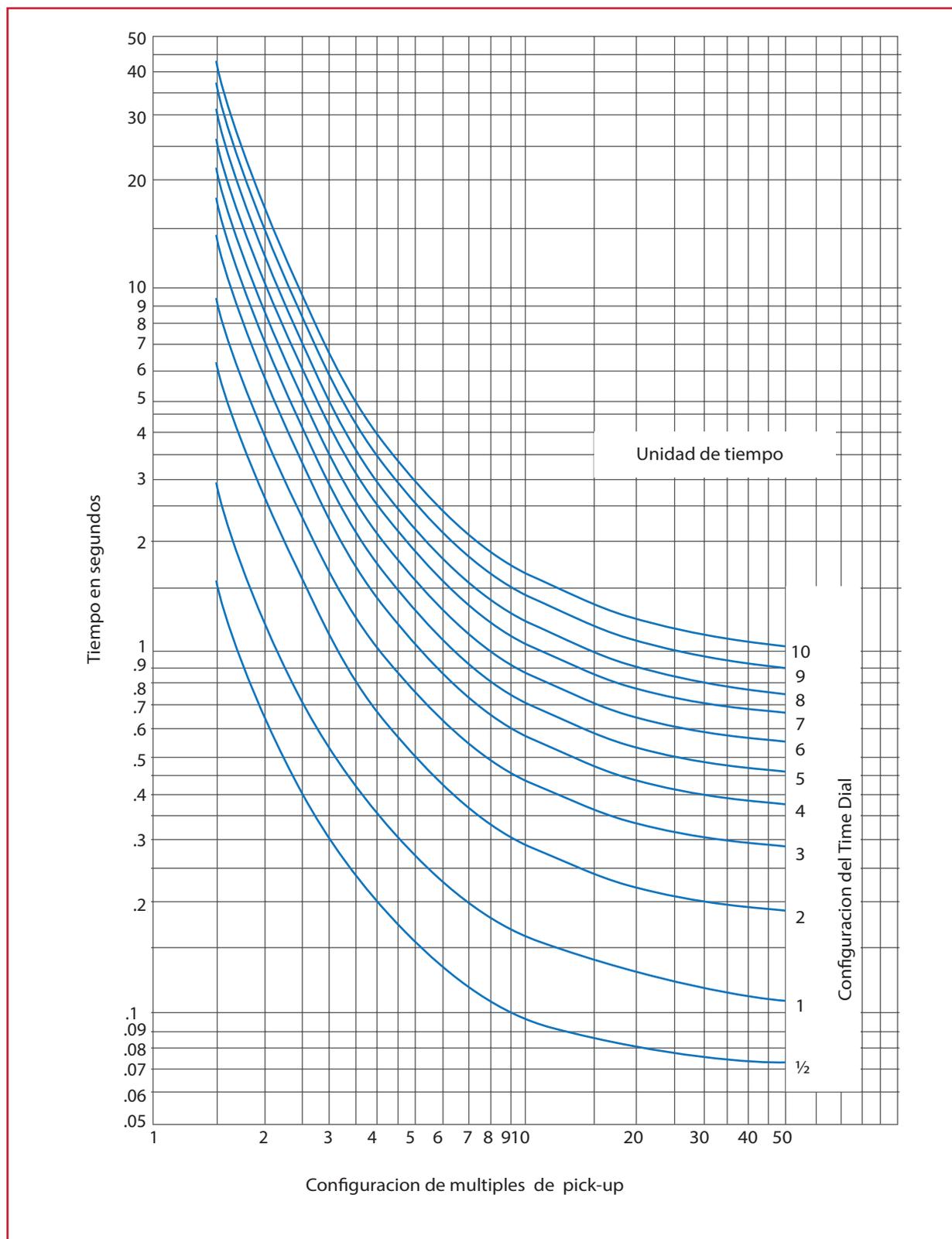
Para el caso de fusibles y relevadores, la mayoría de los fabricantes disponen de algunas alternativas en cuanto a la velocidad de operación se refiere, ver Ilustración 6.17.

Tabla 6.4 Constantes de forma para ecuación exponencial

Tipo de curva	a	n
Tiempo inverso estándar	0.14	0.02
Muy inversa	13.5	1
Extremadamente inversa	80	2
Tiempo inverso largo	120	1

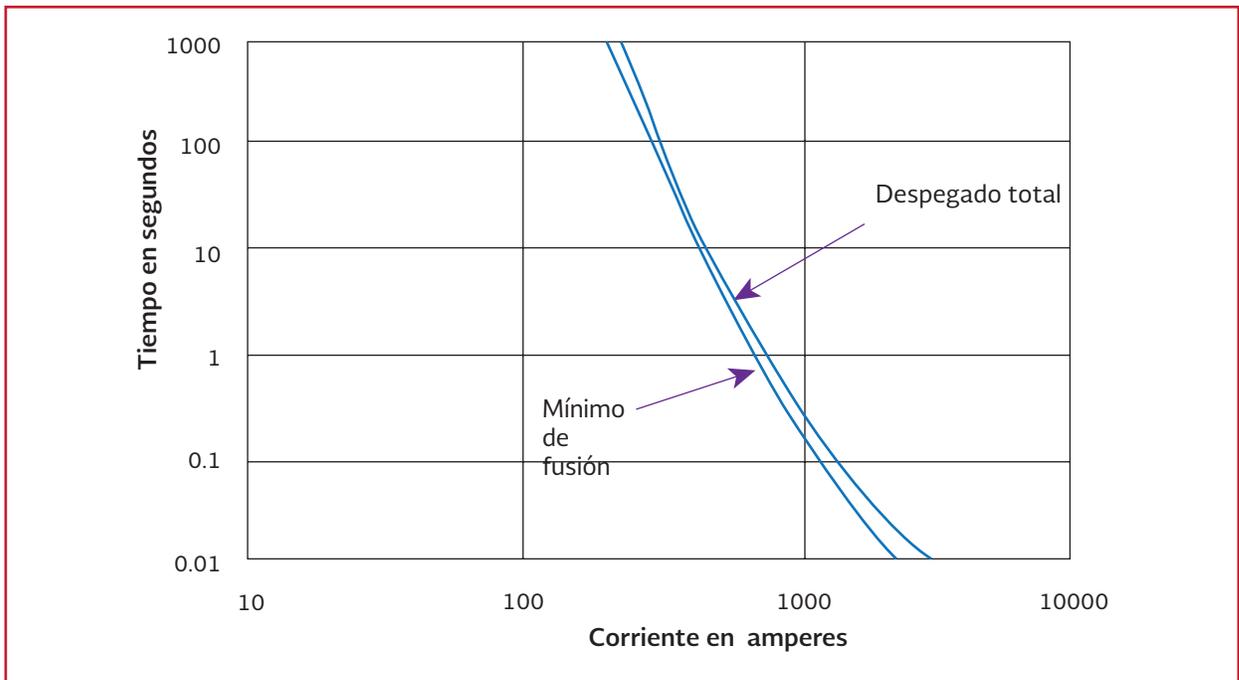
Fuente: Norma IEC

Ilustración 6.14 Curva característica de tiempo corriente de un relé de tiempo inverso



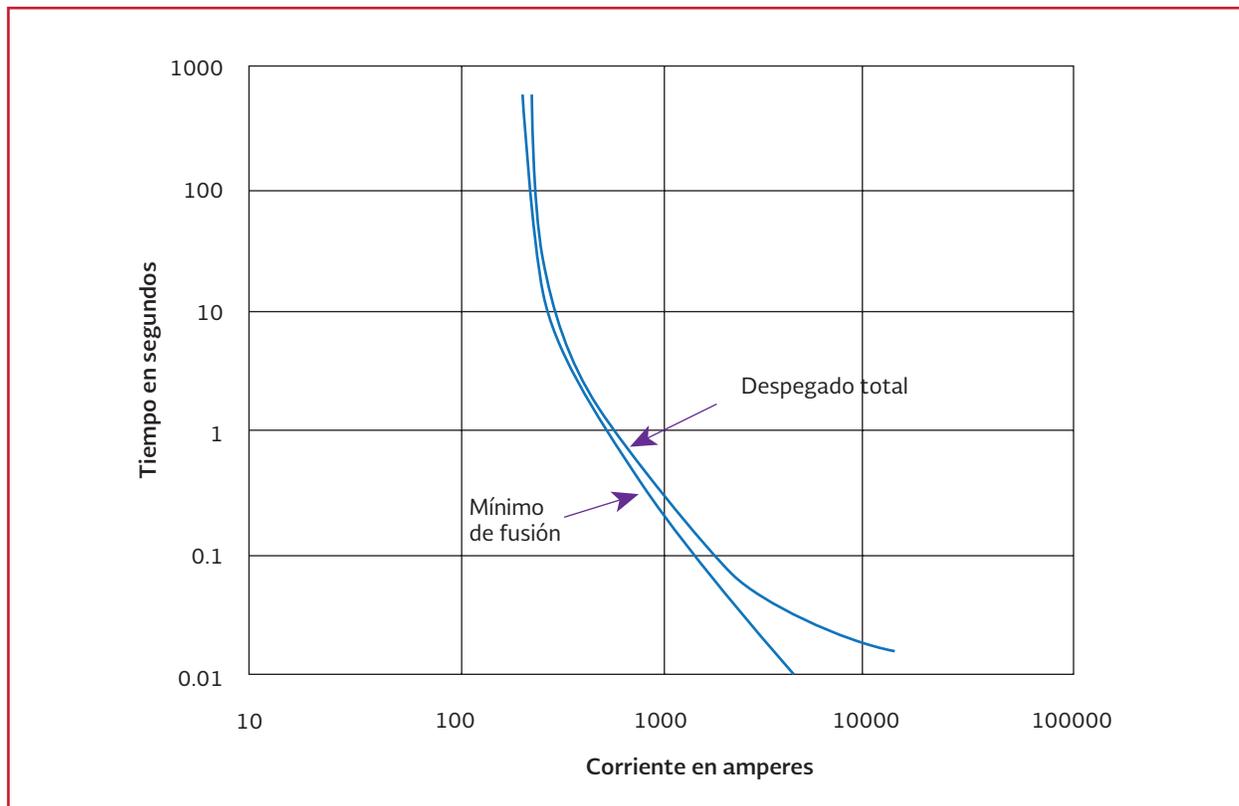
Fuente: IEEE Std 242

Ilustración 6.15 Curvas típica (TCC) para un fusible limitador de corriente



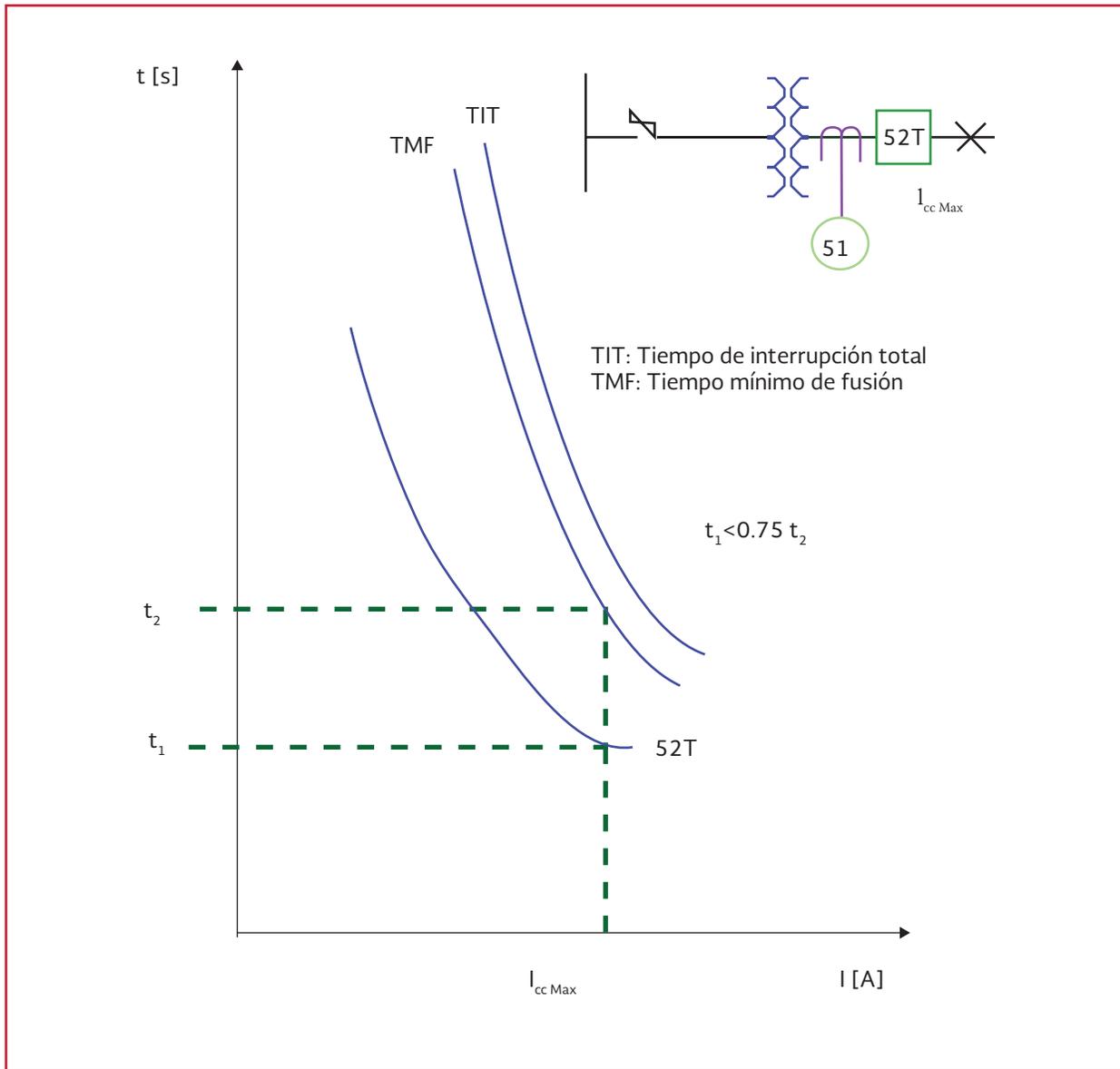
Fuente: IEEE Std 242

Ilustración 6.16 Curvas típica TCC para un fusible de expulsión



Fuente: IEEE Std 242

Ilustración 6.17 Criterio de coordinación fusible- relevador



6.5.2. INTERPRETACIÓN DE CURVAS DE OPERACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE

Pick-up: El término pick-up ha adquirido diferentes significados. Para muchos dispositivos, pick-up, es la corriente mínima que inicia una acción. Exactamente es usado, cuando se está describiendo la característica tiempo - corriente de un relevador. También es usado cuando se está describiendo la unidad de disparo de un interruptor de potencia en baja tensión. El término no aplica exactamente para el disparo térmico, de un interruptor en caja moldeada. La corriente pick-up de un relevador de sobrecorriente, es el valor mínimo de corriente que causará que el relevador cierre sus contactos. Para dispositivos actuados por solenoide, el TAP usualmente corresponde a la corriente pick-up.

Para interruptores de potencia de baja tensión, pick-up, es el valor calibrado de corriente mínima, de la unidad de disparo, necesaria para disparar el interruptor. Una unidad de disparo con un retardo de tiempo largo, retardo de tiempo corto y característica instantánea, tendrá 3 valores pick-up, en términos de múltiplos o porcentajes, de la corriente de disparo. Para los interruptores en caja moldeada con elementos de disparo térmico la corriente normal es dada en amperes. El ajuste magnético podría ser llamado pick-up, de la misma manera que los interruptores de potencia de baja tensión. Los fusibles, utilizan rangos de corriente en amperes en vez de rangos pick-up. Los fusibles con doble elemento, utilizan un elemento para la protección de sobrecarga y el otro elemento para la protección de cortocircuito.

Curvas características tiempo-corriente: En una curva característica tiempo-corriente ordinaria, el tiempo cero es considerado, el tiempo en que ocurre la falla y todos los tiempos mostrados en la curva, son el tiempo transcurrido desde ese punto. Para un sistema radial, todos los dispositivos entre la falla y la fuente, experimentan las mismas corrientes de falla, hasta que uno de ellos interrumpe el circuito.

En un estudio de coordinación las curvas tiempo-corriente son acomodadas, para que la región de abajo y a la izquierda de ellas, represente la región de no operación. Las curvas representan un conjunto de pares ordenados tiempo-corriente que indican el período de tiempo requerido para la operación del dispositivo a un valor de corriente seleccionado.

Las curvas de los relevadores usualmente son representadas por una sola línea. Las curvas de los interruptores de baja tensión, son representadas como bandas. La banda representa el intervalo de tiempo a una corriente seleccionada, durante el cual, se espera la interrupción del circuito. Es decir, la banda representa el área de operación.

Analizando el tiempo máximo, desde que comienza a fluir la corriente I , dentro de la cual se garantiza la operación del dispositivo de protección. Es el tiempo máximo desde la iniciación del flujo de corriente I , dentro del cual, la corriente debe ser normalizada para asegurar que el dispositivo de protección no operará, debido al impulso de la unidad de disparo.

$$K = 8.293, \quad I_c = KI$$

Ver Tabla 6.19, para valores tiempo-corriente.

6.6. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO¹⁷

El procedimiento para la determinación de las tensiones de aguante de coordinación consiste en determinar los valores más bajos de la tensión de aguante del aislamiento que cumplen el criterio de comportamiento, en los casos en que se les somete a las sobretensiones representativas, bajo las condiciones de servicio.

Las tensiones de aguante de coordinación del aislamiento tienen la forma de las sobretensiones representativas de cada clase, y sus valores se obtienen multiplicando las sobretensiones representativas por un factor de coordinación; este factor depende de la precisión en la evaluación de las sobretensiones representativas, de la estimación empírica o estadística de la distribución de las sobretensiones y las características del aislamiento.

Las tensiones de aguante de coordinación pueden determinarse, ya sea, con tensiones de aguante convencionalmente supuestas o con tensiones de aguante estadísticas. Esto afecta el procedimiento de determinación y el factor de coordinación.

La simulación de sobretensiones simultáneamente con la evaluación del riesgo de falla, con las características adecuadas de aislamiento, permite determinar directamente las tensiones de aguante de coordinación estadísticas sin tener que determinar las sobretensiones representativas, también se debe contemplar las distancia de fuga recomendadas ver Tabla 6.20.

6.6.1. DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES DE AGUANTE REQUERIDAS

La determinación de las tensiones de aguante requeridas del aislamiento consiste en convertir las tensiones de aguante de coordinación a las condiciones apropiadas de la prueba normalizada. Esto se realiza multiplicando las tensiones de aguante de coordinación por factores que compensan las diferencias entre las condiciones reales de servicio del aislamiento y aquellas de las pruebas de tensión de aguante normalizadas

Los factores que se aplican deben compensar las condiciones atmosféricas por el factor de corrección atmosférico K_t y por los efectos que se listan a continuación por un factor de seguridad K_s .

Efectos combinados en el factor de seguridad K^* :

- Las diferencias en el ensamble del equipo
- La dispersión en la calidad del producto
- La calidad de la instalación
- El envejecimiento del aislamiento durante la vida útil esperada
- Otras influencias desconocidas

Si estos factores no pueden evaluarse individualmente, debe adoptarse un factor de seguridad general (K_s), el cual se obtiene de acuerdo a las condiciones del sistema (consultar la NMX-J-150/2-ANCE). El factor de corrección atmosférico K_t es aplicable sólo para aislamientos externos. Debe aplicarse K_t para tomar en cuenta las diferencias entre las condiciones atmosféricas normalizadas de referencia y aquellas que se esperan en servicio.

¹⁷ Fuente: NMX-J-150/1

Para realizar la corrección por altitud, debe aplicarse el factor de corrección por altitud K_a , el cual considera sólo la presión atmosférica promedio correspondiente. El factor de corrección por altitud K_a tiene que aplicarse cualquiera que sea la altitud.

6.6.2. LISTA DE TENSIONES DE AGUANTE NOMINALES NORMALIZADAS A 60 HZ

Los valores eficaces siguientes, que se expresan en kV, son tensiones de aguante normalizadas: 10, 19, 20, 28, 35, 38, 50, 70, 95, 140, 185, 230, 275, 325, 360, 395, 460.

Los valores eficaces siguientes, que se expresan en kV, son tensiones de aguante recomendadas: 510, 570, 630, 680

Los valores cresta siguientes, que se expresan en kV, son tensiones de aguante normalizadas: 20, 40, 45, 60, 75, 95, 110, 125, 145, 150, 170, 200, 250, 325, 380, 450, 550, 650, 750, 850, 950, 1 050, 1 175, 1 300, 1 425, 1 550, 1 675, 1 800, 1 950, 2 100, 2 250, 2 400.

6.6.3. CATEGORÍAS DE TENSIONES MÁXIMAS DE LOS EQUIPOS

Las tensiones máximas normalizadas para los equipos se dividen en dos categorías:

- a) Categoría I: mayor que 1 kV hasta e inclusive 245 kV. Esta Categoría cubre los sistemas de distribución y transmisión. Por lo tanto, los aspectos operacionales

deben considerarse al seleccionar el nivel de aislamiento nominal del equipo.

- b) Categoría II: superior a 245 kV. Esta categoría cubre principalmente los sistemas de transmisión

6.6.4. PASOS DE LA COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE

Para desarrollar un estudio de coordinación de los dispositivos de sobrecorriente de un sistema de potencia eléctrico, es necesario tomar en cuenta los siguientes pasos:

1. *Diagrama unifilar*

Dibuje el diagrama unifilar parcial o completo del sistema en estudio. Como mínimo debe contener las potencias de todas las cargas eléctricas y transformadores, las tensiones, impedancias y conexiones de todos los transformadores, con sus características de sobrecargas en las condiciones de carga conectada y en operación. Las tensiones en cada bus del sistema, datos generales de cortocircuito en cada bus del sistema, tamaños, tipos y temperaturas de conductores eléctricos, relaciones de transformadores de corriente. Capacidad de interruptores de baja tensión y fusibles

2. *Estudios de corrientes de cortocircuito*

Calcule los valores de corriente de cortocircuito, en cada bus del sistema. Determine las corrientes momentáneas e interruptivas del cortocircuito, para todos los niveles de tensión del sistema (consultar capítulo de cortocircuito)

3. Selección de la escala de corriente

Seleccione una escala de corriente, que permita minimizar multiplicaciones y manipulaciones de ajustes de los dispositivos de protección en estudio.

Método de la tensión base: Considere un sistema de potencia eléctrico con más de una transformación de tensión, de esta manera, es necesario referir corrientes de diversas tensiones, a una sola tensión llamada tensión base. Si consideramos que un equipo eléctrico tiene potencia constante, decimos que:

$$V_1 I_1 = V_2 I_2, \text{ para } V_1 \neq V_2$$

Ecuación 6.3

$$I_1 \neq I_2$$

Ecuación 6.4

De este principio elemental de potencia constante, tenemos:

$$P = V_n \times I_n$$

Ecuación 6.5

Despejando I_R

$$I_R = \frac{V_n}{V_b} \times I_n$$

donde:

$$V_n = \text{Tensión nominal}$$

$$I_n = \text{Corriente nominal}$$

$$V_b = \text{Tensión base}$$

$$I_R = \text{Corriente referida}$$

La corriente referida I_R se obtiene multiplicando el factor (V_n/V_b) por la corriente nominal I_n , para un tiempo t segundos y así, obtener un par ordenado tiempo-corriente referida, a una tensión base. Si se desea obtener una curva completa, referida a una tensión base,

se aplica el procedimiento anterior y se tabulan los siguientes valores, para cada punto de la gráfica (Ver Tabla 6.5).

Posteriormente se trazan las parejas ordenadas tiempo - I_R para obtener la gráfica, de valores referidos a una tensión base, normalmente la variable tiempo es dada en segundos, I_n en amperes y la constante $K=(V_n/V_b)$.

Para seleccionar de tensión base, considere lo siguiente:

- El primer dispositivo de la ruta de coordinación, en el lado de la carga, debe quedar totalmente dentro de la hoja logarítmica (límite inferior), es decir, I_R mayor o igual a I_m (es la corriente mínima, representada en la hoja logarítmica)
- El límite superior del rango de corrientes de coordinación se determina, considerando la corriente de cortocircuito máxima del sistema en estudio, es decir:

$$I_R = k \times I_{cc}$$

Ecuación 6.6

Para I_{cc} =Corriente de cortocircuito máximo.

$$K = \left(\frac{V_{cc}}{V_b} \right)$$

Entonces: I_R menor o igual a I_m

Para: I_m = Corriente máxima de la hoja logarítmica

- En caso, de que no se cumplan las restricciones anteriores de los límites inferior y superior, parcial o totalmente, la tensión base se multiplicará por un factor, hasta obtener un multiplicador que cubra los dos límites requeridos.

Generalmente, se utilizan números enteros, para designar el multiplicador, (por ejemplo: 10 100.)

4. Características básicas de disparo

Prepare la hoja logarítmica con la escala de corrientes y multiplicadores de escala, para cubrir la representación gráfica de todos los dispositivos de protección de la cascada, desde la carga hasta la fuente, trace los valores de corriente de cortocircuito, corrientes de interrupción, corrientes nominales, corrientes de sobrecargas, corrientes de rotor bloqueado, corrientes magnetizantes, de los transformadores, motores y conductores de los circuitos de la protección.

Las corrientes de carga máxima junto con las corrientes de cortocircuito máximas, determinan los límites superior e inferior de corrientes, en los cuales los dispositivos de protección deben operar. Los ajustes de los dispositivos de protección deben ser insensibles a las corrientes normales del equipo, es decir, corrientes a plena carga, corrientes de sobre carga permisibles y corrientes de arranque. Estos datos se obtienen de las placas impresas en el equipo o de estándares de diseño. Si no fuera posible obtener estos datos, considere las siguientes aproximaciones:

- a) Condiciones de operación para motores
Considere un factor de servicio $FS = 1$, es decir, no se considera capacidad de sobrecarga.

La corriente de interrupción transitoria es igual a:

1.76 veces la corriente a rotor bloqueado, para tensión media

1.5 veces la corriente a rotor bloqueado, para baja tensión

La corriente a rotor bloqueado es igual a:

6 veces la corriente a plena carga, para motores de inducción y motores síncronos con factor de potencia $FP = 1$ y cargas de baja inercia

9 veces la corriente a plena carga, para motores síncronos con $FP = 1$ y cargas de alta inercia

El tiempo de duración de la corriente a rotor bloqueado, varía de 5 - 30 segundos (Ver Tabla 6.6)

- b) Condiciones de operación para transformadores

La capacidad de sobrecarga depende de tipo de enfriamiento:

ONAN/ONAF: Autoenfriado y enfriado por aire forzado.

ONAN/ONAF/ONAF: Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado

La Tabla 6.7 muestra los factores de enfriamiento y de temperatura que multiplican a la corriente a plena carga.

La corriente de interrupción magnetizante es igual a:

- 12 veces la corriente a plena carga, para subestaciones primarias
- 8 veces la corriente a plena carga, para subestaciones secundarias

- 8-25 veces la corriente a plena carga, para transformadores tipo seco de baja tensión
- El tiempo de duración para todos los casos es de 0.1 s.

c) Requerimientos mínimos de protección para motores:

Para motores arriba de 600 V, el NEC artículo 430 parte J requiere que cada motor sea protegido contra sobrecargas peligrosas y fallas de arranque, con protectores térmicos internos o sensores de corriente externos. También, la protección de fallas de sobrecorriente, por medio de interruptores, o fusibles.

Para motores de 600 V y menores también requieren protección de sobrecarga y corriente. Para protección de sobrecarga, requiere un dispositivo, en cada fase, con el ajuste de disparo a no más de los siguientes porcentajes de la corriente a plena carga del motor:

- Motores con factor de servicio FS, menores de 1.15 = 125 %
- Motores con aumento de temperatura no mayor de 40°C = 125 %
- Todos los demás motores = 115 %

Para la protección de sobrecorriente, el ajuste sea puesto a no más de los porcentajes de corriente a plena carga.

d) Requerimientos mínimos de protección para transformadores

Se resumen las consideraciones de protección y ajustes, mostrados en las Tabla 6.8 y Tabla 6.9.

5. Curvas de daño

Determine los límites térmicos de los equipos protegidos, trazando las curvas de daño para transformadores, motores (información de fabricante), cables (información de fabricante).

El límite térmico para el motor se interpreta como el máximo tiempo de bloqueo (stall time), en que el motor puede continuar operando con magnitudes de corriente a rotor bloqueado sin sufrir daño.

El límite térmico para el transformador, es interpretado por ANSI/IEEE C57.12.00 como la CURVA ANSI, en la cual representa los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por el cortocircuito en un período de tiempo. Para obtener la CURVA ANSI, siga los siguientes pasos:

Determine la categoría del transformador, utilizando la Tabla 6.10. Seleccione la curva de daño de acuerdo a la categoría seleccionada del transformador, de las ilustraciones siguientes:

Para categoría I. Ilustración 6.18

Para categoría II. Ilustración 6.19

Para categoría III. Ilustración 6.20

Para categoría IV. Ilustración 6.21

6. Curvas características tiempo-corriente

Finalmente, para completar la representación gráfica del estudio de coordinación de sobrecorriente, trace las curvas tiempo-corriente de operación de la protección, para mostrar los ajustes finales de los relevadores de sobrecorriente, interruptores con unidad de disparo de acción directa y fusibles utilizados en el sistema eléctrico de potencia en estudio.

Tabla 6.5 Pasos de la coordinación de dispositivos de sobrecorriente

Punto	Tiempo	I_n	I_R
1	T_1	I_1	K11
2	T_2	I_2	K12
3	T_3	I_3	K13
4	T_4	I_4	K14

Tabla 6.6 Motores de inducción de rotor bloqueado

Letra código	Kilovoltamperes por caballo de fuerza con el rotor bloqueado
A	0 – 3.14
B	3.15 – 3.54
C	3.55 – 3.99
D	4.0 – 4.49
E	4.50 – 4.99
F	5.0 – 5.59
G	5.60 – 6.29
H	6.30 – 7.09
J	7.10 – 7.99
K	8.0 – 8.99
L	9.0 – 9.99
M	10.0 – 11.19
N	11.20 – 12.49
P	12.50 – 13.99
R	14.0 – 15.99
S	16.0 – 17.99
T	18.0 – 19.99
U	20.0 – 22.39
V	22.40 en adelante

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 6.7 Capacidades normativas de transformadores

Capacidad (MVA)	Clase de enfriamiento
5/6,25	ONAN/ONAF
7,5/9,375	ONAN/ONAF
12/16/20	ONAN/ONAF/ONAF
18/24/30	ONAN/ONAF/ONAF
24/32/40	ONAN/ONAF/ONAF

Fuente: CFE-K0000-13

Tabla 6.8 Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para transformadores de más de 600 volts (como porcentaje de la corriente nominal del transformador)

Limitaciones sobre el lugar	Impedancia nominal del transformador	Protección del primario, más de 600 volts		Protección del secundario (ver la Nota 2)		
		Interruptor automático (ver la Nota 4)	Valor nominal del fusible	Más de 600 volts		600 volts o menos
				Interruptor automático (ver la Nota 4)	Valor nominal del fusible	Valor nominal del interruptor automático o fusible
Cualquier lugar	No más del 6%	600%	300%	300%	250%	125%
		(ver Nota 1)	(ver Nota 1)	(ver Nota 1)	(ver Nota 1)	(ver Nota 1)
	Más del 6%, pero máximo el 10%	400%	300%	250%	225%	125%
		(ver Nota 1)	(ver Nota 1)	(ver Nota 1)	(ver Nota 1)	(ver Nota 1)
Lugares supervisados únicamente (ver Nota 3).	Cualquiera	300%	250%	No se exige	No se exige	No se exige
		(ver Nota 1)	(ver Nota 1)			
	No más del 6%	600%	300%	300%	250%	250%
				(ver Nota 5)	(ver Nota 5)	(ver Nota 5)
	Más del 6% pero máximo el 10%	400%	300%	250%	250%	250%
				(ver Nota 5)	(ver Nota 5)	(ver Nota 5)

Notas:

1. Cuando el valor nominal del fusible o el ajuste del interruptor automático exigido no correspondan a un valor nominal o ajuste estándares, se permitirá tomar el valor nominal o ajuste estándar inmediatamente superior.
2. Cuando se exija protección contra sobrecorriente del secundario, se permitirá que el dispositivo de protección contra sobrecorriente del secundario esté compuesto por un máximo de seis interruptores automáticos o seis grupos de fusibles agrupados en un lugar. Cuando se utilicen dispositivos múltiples de protección contra sobrecorriente, el total de los valores nominales de los dispositivos no debe exceder el valor permitido para un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente. Si como dispositivo de protección contra sobrecorriente se utilizan tanto interruptores como fusibles, el total de los valores nominales del dispositivo no debe exceder el permitido para los fusibles.
3. Un lugar supervisado es aquel en que las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que solamente personal calificado supervisará y prestará servicio a la instalación de transformadores.
4. Los fusibles accionados electrónicamente que se puedan ajustar para abrir a una corriente específica se deben ajustar de acuerdo con los ajustes para interruptores automáticos.
5. Se permitirá que un transformador equipado por el fabricante con protección térmica coordinada contra sobrecarga no tenga protección independiente del secundario

Tabla 6.9 Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para los transformadores de 600 volts y menos (como un porcentaje nominal de la corriente nominal del transformador)

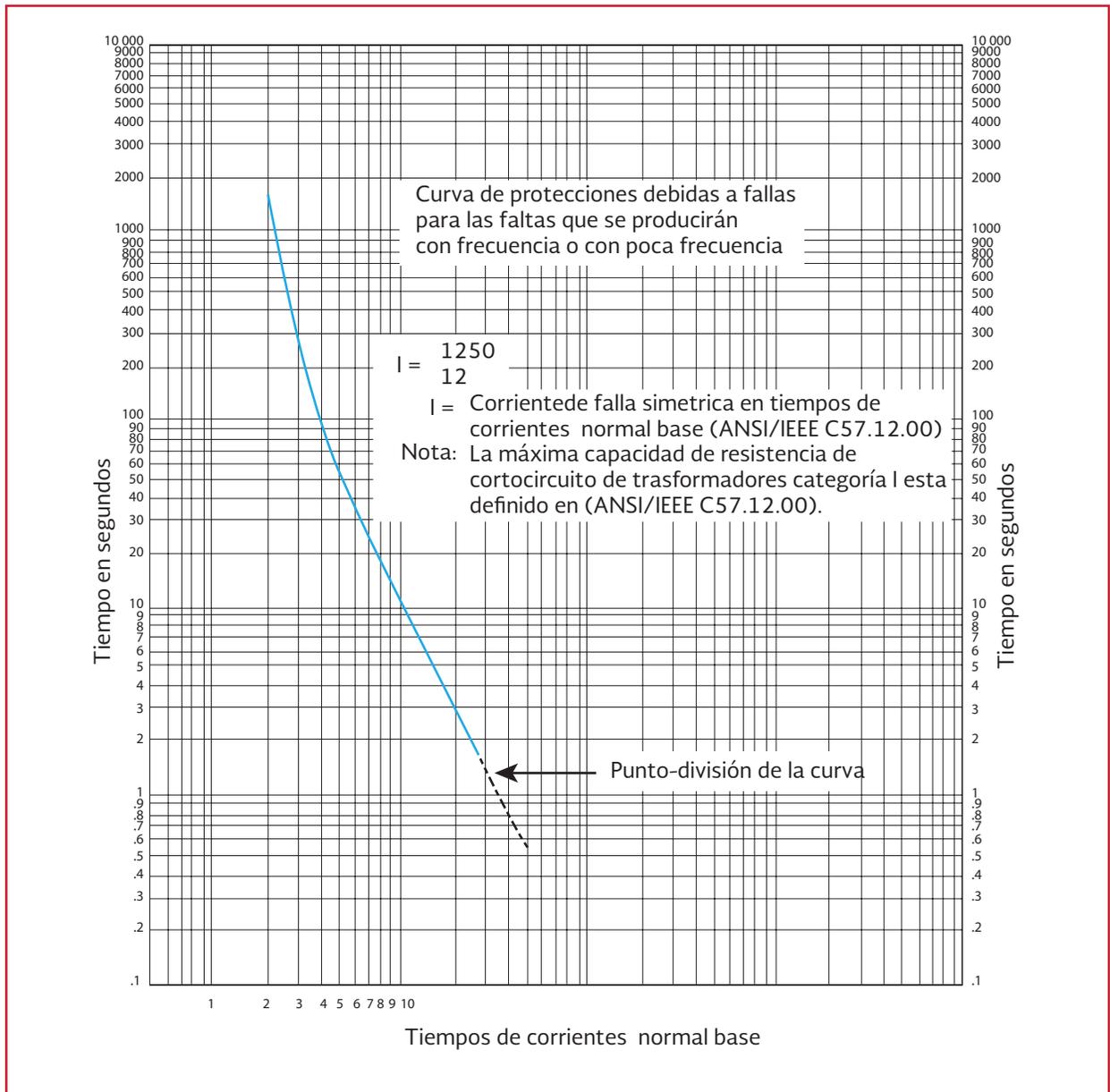
Método de protección	Protección del primario			Protección del secundario	
	Corrientes de 9 amperes o más	Corrientes de menos de 9 amperes	Corrientes de menos de 2 amperes	Corrientes de 9 amperes o más	Corrientes de menos de 9 amperes
Protección del primario solamente	125 % (véase nota 1)	167%	300%	No se requiere	No se requiere
Protección del primario y secundario	250 % (véase nota 3)	250 % (véase nota 3)	250 % (véase nota 3)	125 % (véase nota 1)	167 %

NOTAS:

1. Cuando el 125 por ciento de la corriente no corresponde a un valor estándar de un fusible o interruptor automático no ajustable, se permitirá elegir el valor nominal estándar inmediatamente superior.
2. Cuando se exija protección contra sobrecorriente en el secundario, se permitirá que el dispositivo de sobrecorriente del secundario esté compuesto por máximo seis interruptores automáticos o seis grupos de fusibles agrupados en un lugar. Cuando se utilicen dispositivos múltiples de protección contra sobrecorriente, el total de todos los valores nominales de los dispositivos no deben exceder el valor permitido para un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente.
3. Se permitirá que un transformador equipado por el fabricante con protección térmica coordinada contra sobrecarga y dispuesta para interrumpir la corriente del primario, tenga protección contra sobrecorriente en el primario con valor nominal o ajuste a un valor de corriente que no sea más de seis veces la corriente nominal del transformador, para transformadores que no tienen una impedancia de más del 6 por ciento y no más de cuatro veces la corriente nominal del transformador, para transformadores que tienen una impedancia de más del 6 por ciento pero no más del 10 por ciento.

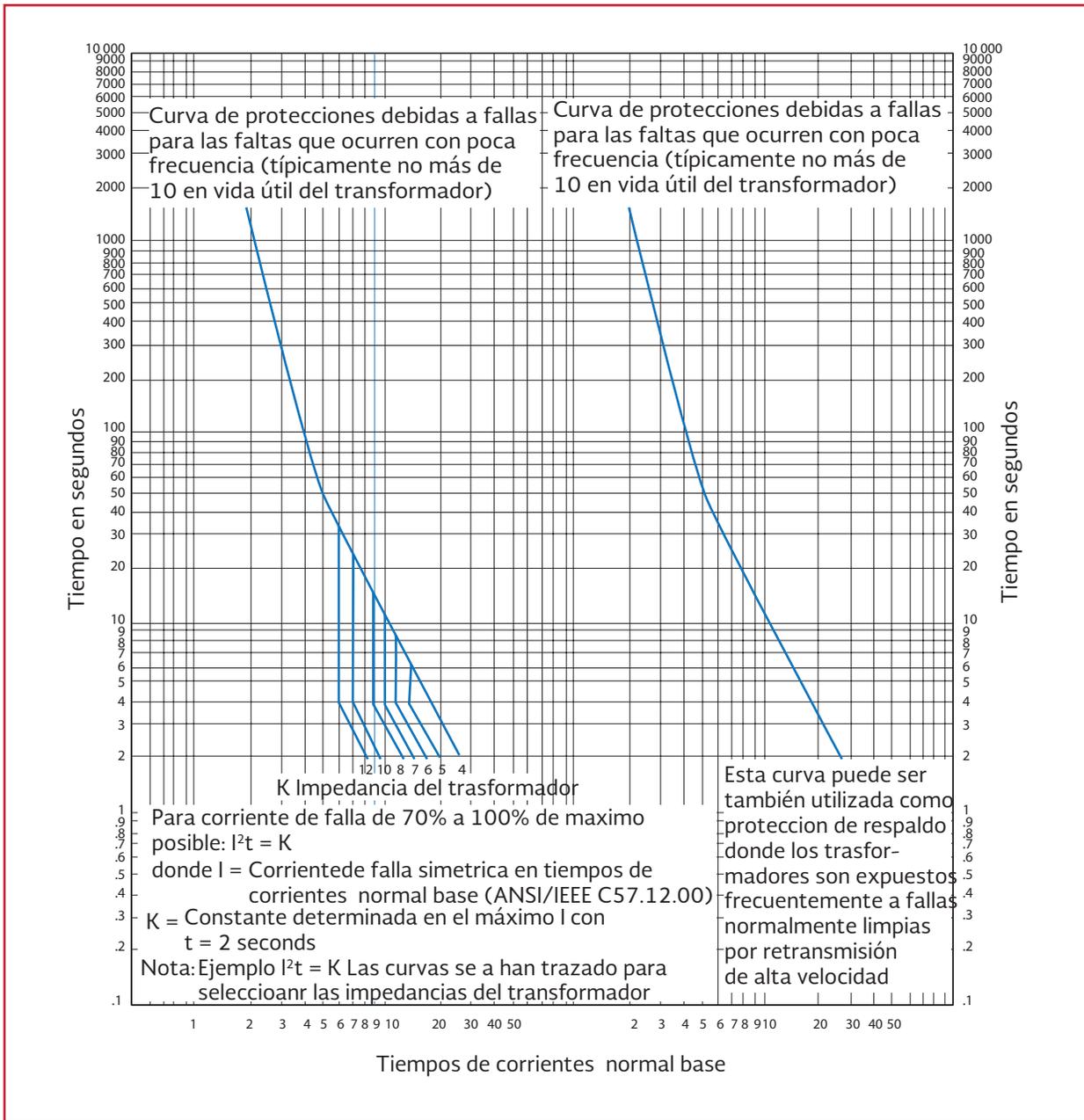
Fuente: NOM-001-SEDE

Ilustración 6.18 Curva de capacidad nominal de transformador categoría I



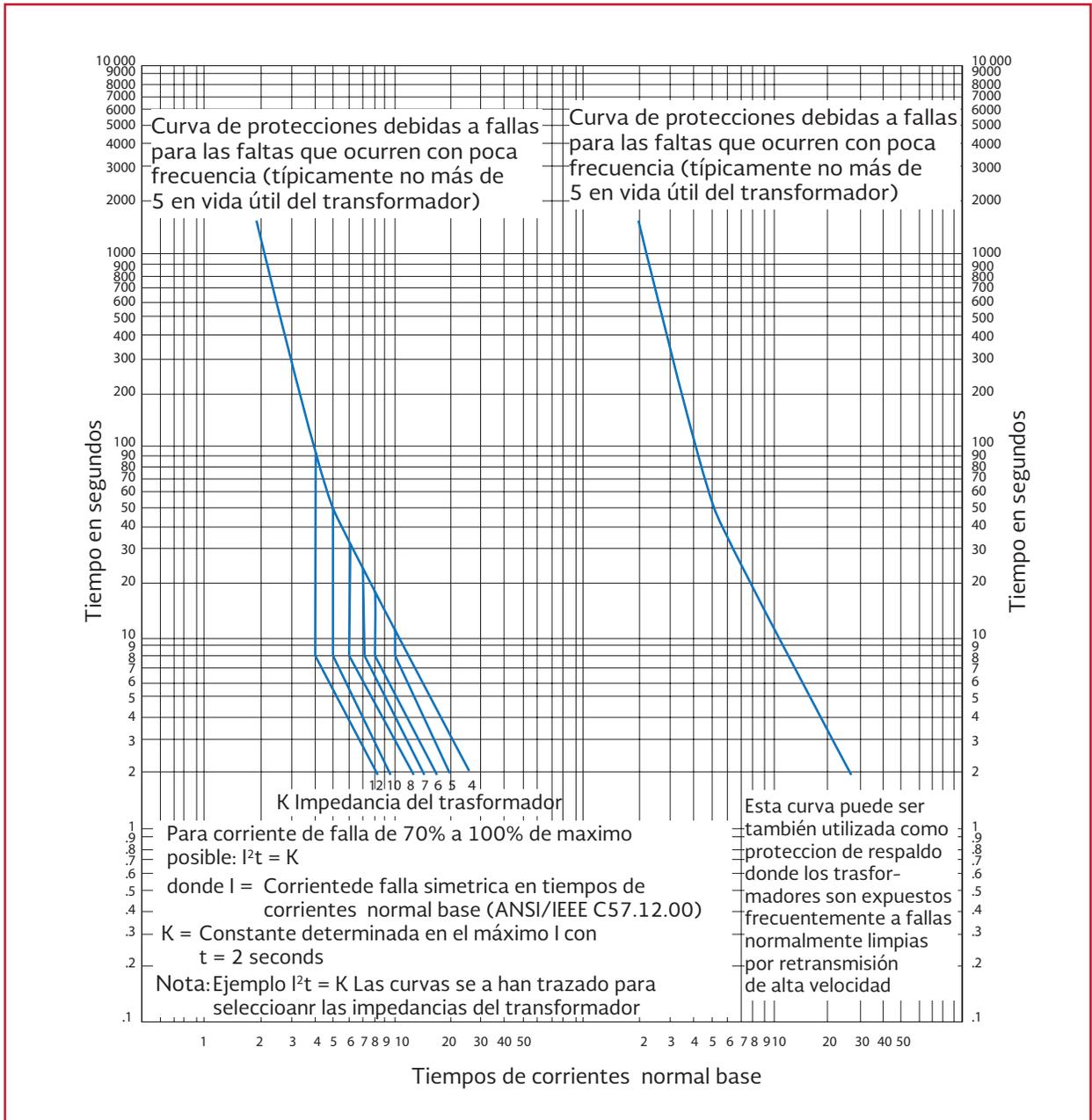
Fuente: IEEE-STD-242

Ilustración 6.19 Curva de capacidad nominal de transformador categoría II



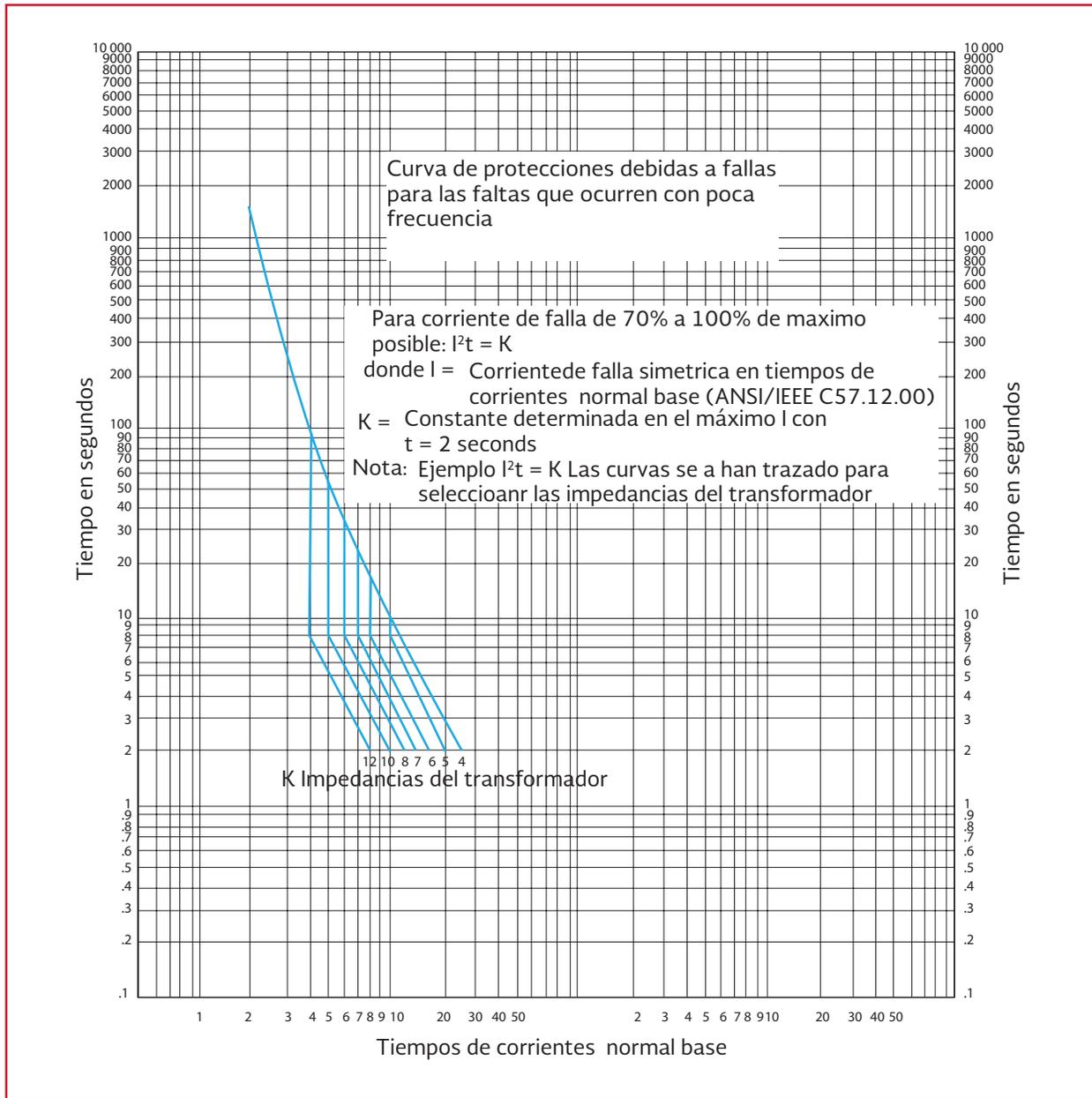
Fuente: IEEE-STD-242

Ilustración 6.20 Curva de capacidad nominal de transformador categoría III



Fuente: IEEE-STD-242

Ilustración 6.21 Curva de capacidad nominal de transformador categoría IV



Fuente: IEEE-STD-242

6.7. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Para mostrar el procedimiento de un estudio de coordinación de dispositivos de sobrecorriente, en sistemas de potencia industriales, se ha seleccionado el diagrama unifilar mostrado en la Ilustración 6.22, se muestra los dispositivos de protección de diversos fabricantes de fusibles, relevadores, e interruptores de baja tensión, cuyas características se indican a continuación, seguidas del desarrollo, para determinar los ajustes y valores necesarios de la coordinación de protecciones eléctricas.

Relación de dispositivos de protección, utilizados en el estudio de coordinación del diagrama unifilar simplificado, de la Ilustración 6.22.

- a) Interruptor termomagnético, de 100 A, marco 100 A, alta capacidad interruptiva
- b) Interruptor electromagnético, con sensor tipo DS-208, marco 800 A, corriente nominal 600 A, con unidad de disparo de estado sólido
- c) Interruptor electromagnético, marca con sensor tipo DS-416, marco 1 600 A, corriente nominal 1 200A, con unidad de disparo de estado sólido
- d) Relevador de sobrecorriente, de estado sólido, con unidad instantánea y unidad de sobrecarga 50/51 con un rango de múltiplos de TAP de 2-20 veces rango de ajuste (0.5-2.5) I_n , rango de operación en tiempo 0.05 - 300 s. rango del time dial 0.05-1.0
- e) Idem al dispositivo del inciso “d”, pero sólo con unidad de sobrecarga, 51.
- f) Fusible de potencia, limitador de corriente de 100 A, en 34.5 kV

6.7.1. SELECCIÓN DE LA ESCALA DE CORRIENTES

Considere el primer dispositivo del diagrama unifilar.

$$I_n = 100\text{A}, 480\text{V}$$

La tensión base es:

$$V_b = 4.16\text{ kV}$$

$$I_R = \frac{V_n}{V_b} (I_n) = \frac{480}{4160} (100) = 11.5\text{ A}$$

$$I_m = 5\text{ A} \therefore I_R > I_m$$

La potencia de cortocircuito máxima en el sistema es 500 MVAcc, por lo tanto:

$$I_{CC\text{MAX}} = \frac{500 (1000)}{\sqrt{3} (34.5)} = 8367.4\text{ A}$$

$$I_R = \frac{V_n}{V_b} (I_{CC\text{MAX}}) = \frac{34.5}{4.16} (8367.4\text{ A}) = 69393\text{ A}$$

$I_R = 69393\text{ A}$, la corriente máxima de la hoja logarítmica I_m es:

$I_m = 100\text{ kA}$, por lo tanto se cumple que:

$$I_R < I_m$$

La tensión base $V_b = 4.16\text{ kV}$, cumple con las dos condiciones de la escala de corrientes. Considere, el diagrama unifilar simplificado que muestra los dispositivos de protección de la ruta de coordinación. El dispositivo de protección “a”, es un interruptor termomagnético de 100 A, el

cual es trazado en la gráfica de coordinación, utilizando su curva característica para obtener los siguientes valores:

$$K = \frac{480}{4160} = 0.1154, \quad I_n = 100 \text{ A}$$

Ver Tabla 6.11. Escala de corrientes.

El dispositivo de protección “b”, es un interruptor electromagnético, que protege el alimentador de las cargas en 480 V conductor monopolar, con aislamiento termoplástico, THWN, resistente a la humedad y al calor con temperatura máxima de operación de 75°C este conductor tiene una ampacidad de 545 A, por lo que la corriente del sensor I_s , será de 600 A, con un marco de 800 A, así:

$$I_s = 600 \text{ A}, \quad k = 0.1154$$

Para determinar los ajustes de este interruptor, considere lo siguiente:

- a) La corriente máxima demandada por la carga (I_{pc}) del alimentador, será el 80% de la ampacidad del conductor

$I_{pc} = 545/1.25 = 436 \text{ A}$ así; la corriente de disparo I_d debe estar en el rango 428-545 A, es decir:

$$436 < I_d \leq 545 \text{ A}$$

De la curva tiempo-corriente de la unidad de disparo, se selecciona el valor de ajuste de retardo largo (ARL) de 0.8 veces entonces, la corriente de disparo es:

$$I_d = \text{ARL} (I_s) = 0.8 (600) = 480 \text{ A}$$

- b) Ajuste de retardo corto (ARC)

Para obtener este ajuste, se observa que la unidad magnética del dispositivo de protección “a” lado superior de la banda, es en corriente igual a:

$$I = 18 (100) = 1800 \text{ A}$$

Entonces:

$$I_{\text{ARC}} > 1800 \text{ A}$$

De la curva de la unidad de disparo, Ilustración 6.23, obtenemos que un ARC = 4 permite una corriente en retardo corto:

$$I_{\text{ARC}} = \text{ARC} \times I_s = 4 \times 600 = 2400 \text{ A}$$

- c) Coordinando con el dispositivo anterior:

La característica de ajuste de tiempo de retardo largo (ATRL) mínima será de 4 a 6 s:

El ajuste de tiempo de retardo de corto (ATRC), será de 0.18 s, para $\text{ATRC} > 0.016 \text{ s}$, y 2.5 ARC.

- d) En la Ilustración 6.18, se observan los límites de operación del dispositivo de protección:

- $\pm 10\%$ del ARL
- $- 10\%$ del ARC, para límite inferior de la banda
- $+ 25\%$ del ARC, para límite superior de la banda

- e) Aplicando los valores de los ajustes anteriores, en la gráfica de la unidad de disparo, obtenemos los siguientes valores, tiempo-múltiplos de corriente

Ver Tabla 6.12, Constantes tiempo-múltiplos de corriente. Para $K = 0.1154$, $I_s = 600 \text{ A}$

$$F_c = k, I_s = 69.24 A$$

Multiplicando los múltiplos de corriente por, F_c obtenemos:

Ver Tabla 6.13, constantes tiempo-múltiplos de corriente, por factor de corrección.

El dispositivo de protección “c”, es un interruptor electromagnético que protege el lado secundario del transformador de 750 kVA.

La corriente a plena carga, I_{pc} del transformador es:

$$I_{pc} = \frac{750}{\sqrt{3} (0.48)} = 902 A$$

$I_{Max}=1.25$, $I_{pc}=1.25 (902) \approx 1128 A$ entonces la corriente de disparo I_d debe de cumplir que:

$$902 < I_d < 1128 A$$

De la tabla de valores disponibles para el sensor de corrientes, obtenemos:

La corriente del sensor $I_s=1200 A$, con un marco de 1600 A.

De la Ilustración 6.23 de la unidad de disparo, seleccionamos el ajuste ARL, al 80% de la capacidad del circuito, es decir:

$$ARL = 0.8$$

$$I_d = ARL \times I_s = 0.8 (1200) = 960 A$$

Coordinado con el dispositivo anterior:

$$ARC = \frac{4(600)}{902} \approx 3$$

De la curva Ilustración 6.23 de la unidad de disparo se observa que el ajuste mínimo en retardo corto es: $ARC = 4$.

Se considera el ajuste mínimo, para el retardo de tiempo largo, ATRL:

$$ATRC = 0.2 - 0.33 s. a 2.5 ARC = 2.5(4) = 10$$

Con los valores de ajuste de este dispositivo obtenemos los puntos tiempo-corriente para graficar este dispositivo.

Ver. Tabla 6.14, Puntos tiempo-corriente para graficar.

El dispositivo de protección “d” es un relevador de sobrecorriente 50/51, con unidad instantánea, contra cortocircuito y unidad de sobrecarga, protección térmica:

1. Protege el lado primario del transformador de 750 kVA, en 4.16 kV

$$I_{pc} = \frac{750}{\sqrt{3} (4.16)} = 104 A$$

2. Siguiendo el procedimiento para el calculamos de la curva de daño del transformador:

a) Utilizando la Tabla 6.10 el transformador de 750 kVA pertenece en la categoría No. II, por lo tanto utilizaremos la Ilustración 6.19

b) De la Ilustración 6.19 tenemos que: $K=I^2 \times t$ para la máxima corriente de falla del 100%, $t = 2 s$, entonces:

$$K = \frac{2}{(Z_{pu})^2} = \frac{2}{(0.0575)^2} = 605$$

c) De la Ilustración 6.19 obtenemos los valores de los siguientes puntos:

Punto 1: $t_2=2s$

$$I_1 = \frac{1}{0.0575} = 17.4 \text{ múltiplo.}$$

Punto 2:

$$t_2 = \frac{605}{(0.7/0.0575)^2} = 4 \text{ seg.}$$

$$I_2 = \frac{0.7}{0.0575} = 12.2 \text{ múltiplo}$$

Punto 3. De la Ilustración 6.19 para una corriente $I_3=12.2$ veces la corriente base, el tiempo $T_3=7$ s, entonces los puntos de la curva de daño son:

Ver Tabla 6.15, Puntos de la curva de daño.

3. La corriente de magnetización inrush para el transformador de 750 kVA es:

$$I_{\text{INRUSH}} \text{ para } t = 0.1, s = 8. \text{ Para } I_{pc} = 8 (104) = 832 \text{ A.}$$

4. Se consideran los límites de ajuste de la protección, en el primario del transformador, obtenemos que la corriente de disparo no debe exceder el 600% de la corriente a plena carga I_{pc} entonces:

$$I_p < 624 \text{ A}$$

Coordinando con el dispositivo anterior, y permitiendo un margen de corriente del 16 por ciento entre las protecciones del primario y secundario del transformador, la corriente de disparo es:

$$I_p = 4 (104) 1.16 \approx 482 \text{ A}$$

Entonces, el TAP de la unidad de sobrecarga, para un TC de 300/5, es:

$$\text{TAP} = \frac{I_p}{60} = \frac{482}{60} = 8.033 \text{ A} \approx \text{TAP} = 8 \text{ A}$$

$$\text{Múltiplo de TAP} = \frac{I_{cc}}{I_p} = \frac{12\,800 (0.1154)}{482}$$

$$= 3 \text{ para } 0.35 \text{ s}$$

De los datos del relevador, con un múltiplo de TAP = 3 A 0.35 s.

$$\text{El time dial} = \frac{0.35 (3 - 1)}{13.5} = 0.052$$

Tabulamos los valores de tiempo para el rango completo de múltiplos de TAP, con la siguiente ecuación, del relevador:

$$t = \frac{0.702}{I_{\text{mul}} - 1} \text{ Seg, } I = 480 (I_{\text{mul}} \text{ A})$$

Ver Tabla 6.16, Valores de tiempo.

La unidad instantánea (10) del relevador, tendrá un ajuste para el sensor de la corriente de cortocircuito máxima.

$$I_{cc \text{ max}} = 1.6 (I_{cc \text{ sim}}) = 1.6 (12800)$$

$$I_{cc \text{ max}} = 20\,480 \text{ A en } 480 \text{ V}$$

Refiriendo la corriente $I_{cc \text{ max}}$ a 4.16 kV

$$I_{cc \text{ max}} = 2\,363.4 \text{ A en } 4.16 \text{ kV}$$

El TAP de ajuste, de la unidad 50, es:

$$\text{TAP} = \frac{5}{300} (2363.4) = 39.4 \text{ A}$$

$$\text{TAP} = 39 \text{ A}$$

El dispositivo de protección “e” es un relevador de sobrecorriente, 51, para protección térmica. Protege el lado secundario del transformador de 3750 kVA, Z=6%, 34.5/4.16 kV, la relación del TC es 800/15.

La corriente a plena carga I_{pc} es:

$$I_{pc} = \frac{3\,750}{\sqrt{3} (4.16)} = 520 \text{ A}$$

$$I_c = 1.25 (I_{pc}) = 1.25 (520)$$

$$I_c = 650 \text{ A}$$

El valor máximo de ajuste es 300% la corriente a plena carga I_{pc} :

$$I_{\max} = 3 (I_{pc}) = 3(520) = 1\ 560\ \text{A}$$

La corriente de disparo I_D debe estar dentro del rango de corrientes: $650 < I_D < 1\ 560\ \text{A}$.

Probamos: I_D para = 800 A

$$\text{TAP} = \frac{800}{160} = 5$$

Coordinando con el relevador 51, anterior calculamos el Time Dial.

$$\text{Múltiplos de TAP} = \frac{I_{cc}}{I_D}$$

$$\text{Múltiplos de TAP} = \frac{7\ 700}{800} = 9.625$$

Para un tiempo de 0.4 s.

$$\text{Time dial} = (0.4) \frac{9.625 - 1}{13.5} = 0.26 \approx 0.3$$

Para el rango completo de múltiplos de TAP del relevador, tabulamos los valores corriente - tiempo, con la siguiente ecuación:

$$t = \frac{4.05}{I_{mul} - 1}$$

La relación de corrientes, para una corriente de disparo $I_D = 800\ \text{A}$ es:

$$I = 800 I_{MUL}$$

Ver Tabla 6.17.

El dispositivo de protección “f”, es un fusible de potencia limitador de corriente 100 A a 34.5 kV. Protege el lado primario del transformador de 3750 kVA, Z = 6 por ciento, 34.5/4.16 kV.

La corriente a plena carga es:

$$I_{pc} = \frac{3\ 750}{\sqrt{3} (34.5)} = 63\ \text{A}$$

Referida a 4.16 kV; $I_{pc} = 522.5\ \text{A}$

El límite de ajuste de la protección primaria no debe exceder al 300 por ciento de la corriente a plena carga del transformador.

La corriente nominal del fusible I_{nf} .

$$I_{nf} < 189\ \text{A}$$

La corriente magnetizante inrush, I_{inrush} es:

$$I_{inrush} = 10 (I_{pc}) = 630\ \text{A}$$

Referida a 4.16 kV; $I_{inrush} = 5\ 225\ \text{A}$, para 0.15 s.

La curva de daño del transformador de 3750 kVA, se calcula considerando el procedimiento del punto No. 4.5.3; así: El transformador pertenece a la categoría III

De la Ilustración 6.20.

$$K = I^2 (t)$$

Para el tiempo $t = 2\ \text{s}$. al 100 por ciento de la corriente de cortocircuito:

$$K = \frac{2}{(Z_{pu})^2} = \frac{2}{(0.0599)^2} = 557.41$$

Calculamos los 4 puntos de la curva de daño:

Punto 1: $t_1 = 2\ \text{s}$

$$I_{mul} = \frac{1}{Z_{pu}} = \frac{1}{0.06} = 16.7$$

Punto 2:

$$t_2 = \frac{K}{(I_2)^2} = \frac{556}{(0.5(16.7))^2} = 8 \text{ seg.}$$

$$I_{\text{mul } 2} = \frac{0.5}{Z_{\text{pu}}} = \frac{0.5}{0.06} = 8.33$$

De la Ilustración 6.20, para categoría III, con el múltiplo de corriente $I_{\text{mul } 2} = I_{\text{mul } 3}$, leemos:

Para el punto 3 tenemos, $t_3 = 19.6 \text{ s}$

$$I_{\text{mul } 3} = 8.33 \text{ s}$$

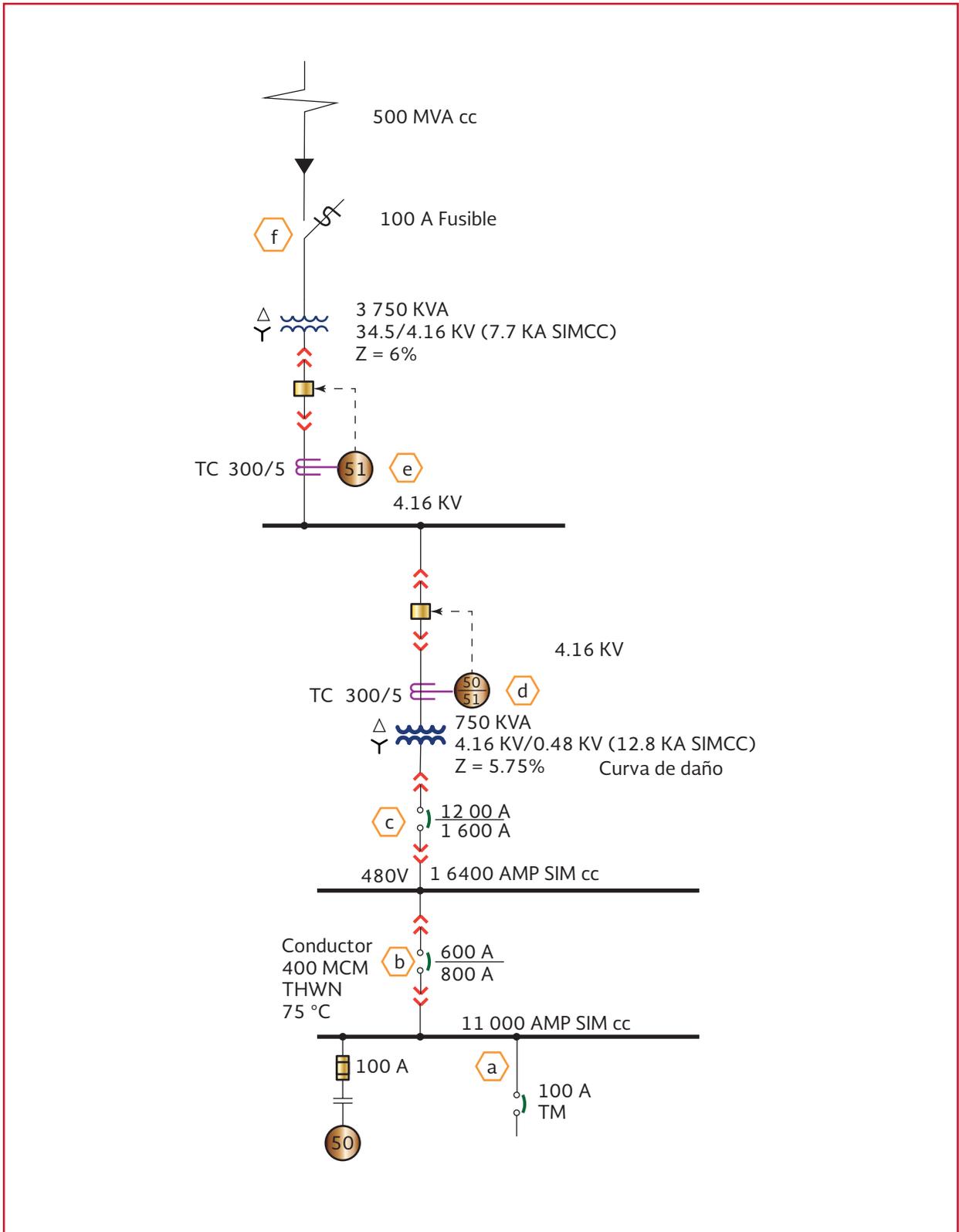
Para el punto 4 $t_4 = 50 \text{ s}$ (ver Tabla 6.18):

$$I_{\text{mul } 4} = 8.33 \text{ s}$$

Los valores anteriores se muestran en la Tabla 6.18. Curva de daño.

Trazando, el límite máximo de protección de 1 567.5 A, referido a 4.16 kV, la corriente a plena carga 522.5 A, la corriente magnetizante inrush 5225 A, y la curva de daño en la hoja logarítmica de coordinación, consideramos un margen de tiempo de 0.2 s, entre el relevador anterior y la curva mínima multiring time, graficando la curva del fusible abajo de la curva de daño y por arriba del punto de magnetización inrush.

Ilustración 6.22 Diagrama unifilar simplificado



Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Ilustración 6.23 Características de tiempo corriente de amperctor

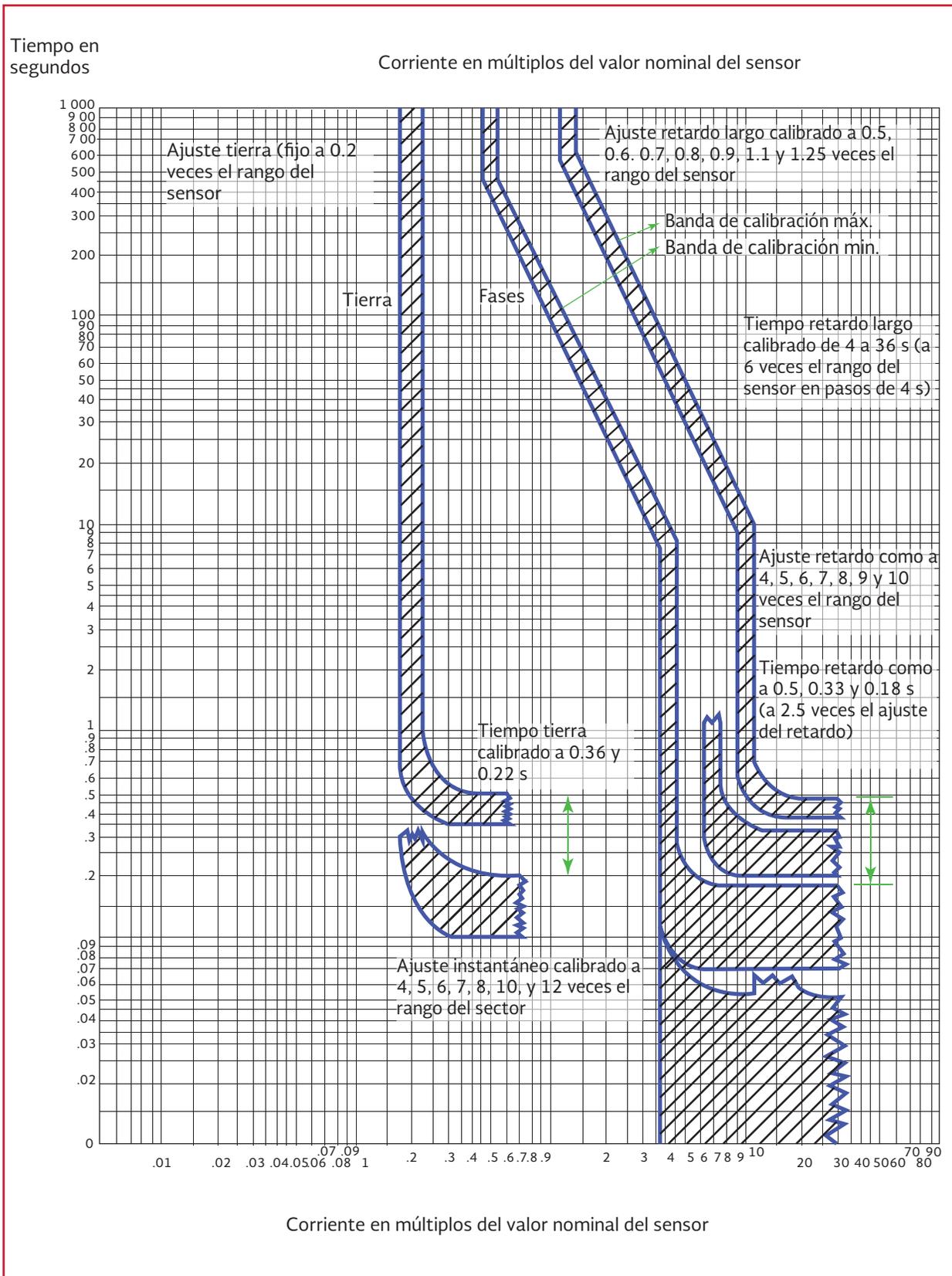


Tabla 6.10 kVA de placa mínimos, para transformadores.

Categoría	1 Fase	3 Fases
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5 000
III	1 668-10 000	5 001-30 000
IV	Mayor a 10 000	Mayor a 30 000

Fuente: ANSI/IEEE C57.109

Tabla 6.11 Escala de corrientes

Tiempo (s)	I_{mul} (múltiplos)		$k \times I_{MUL} \times I_n$	
	Inferior	Superior	Amperes inferior	Amperes superior
1 000	1.05	1.4	12.12	16.20
600	1.15	1.5	13.30	17.31
150	1.150	2.05	17.31	23.70
10	3.90	6.0	45.01	69.24
4	5.90	9.3	68.10	107.32
2	7.90	14.0	91.20	161.56
1	8.90	17.0	102.71	196.20
0.7	8.90	18.0	102.71	207.72
0.016	8.90	18.0-100.0	102.71	207.72-1154
0.010	8.90-100.0	-----	102.71-1154	-----

Tabla 6.12 Constantes tiempo-múltiplos de corriente

Tiempo (s)	ARL (Múltiplos)		ATRL (Múltiplos)		ARC (Múltiplos)	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
1 000	.72	.88	-	-	-	-
175	.72	-	.72	-	-	-
200	-	.88	-	.88	-	-
7	-	-	3.6	4.5	3.6	4.5
0.18	-	-	-	-	3.6	(4.5-10.9)
0.07	-	-	-	-	(3.6-10)	-

Para $K= 0.1154$, $I_s=600$ A.

Tabla 6.13 Constantes tiempo-múltiplos de corriente. Por factor de corrección

Tiempo (s)	Arl (amperes)		Atrl (amperes)		Arc (amperes)	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
1 000	50	61	-	-	-	-
175	50	-	50	-	-	-
200	-	61	-	61	-	-
7	-	-	249	312	249	312
0.18	-	-	-	-	249	312-692
0.07	-	-	-	-	249-692	-

Tabla 6.14 Datos puntos tiempo-corriente para graficar

Tiempo (s)	Arl (amperes)		Atrl (amperes)		Arc (amperes)	
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior
1,000	100	122				
500	-	122	-	122		
475	100	-	100	-		
7.95			-	623	-	623
7.1			499	-	499	-
0.33					-	623-1385
0.22					499-1385	-

Tabla 6.15 Datos puntos de la curva de daño

Punto	Tiempo (s.)	I MUL(múltiplos)	I (amperes)
1	2	17.4	1810
2	4	12.2	1269
3	7	12.2	1269
4	50	5	520

Tabla 6.16 Datos de valores de tiempo

I_{mul}	t (s.)	I (Amp)
2	0.702	960
5	0.176	2 400
7	0.117	3 360
10	0.078	4 800
20	0.037	9 600

Tabla 6.17 Relación de corrientes, para una corriente de disparo

I_{mul}	I (Amp)	T (s)
2	1 600	4.05
5	4 000	1.013
7	5 600	0.675
10	8 000	0.45
20	16 000	0.213

Tabla 6.18 Resumiendo los valores anteriores de la curva de daño. Valores del factor de decremento

Punto	Tiempo (s.)	I_{MUL} (multiplos)	I (AMP)
1	2	16.7	8726
2	8	8.35	4363
3	19.6	8.35	4363
4	50	5	2613

Tabla 6.19 Datos de valores tiempo-corriente

t (s.)	I (AMP)	I_c (AMP)
1,000	189	1 567
500	200	1 659
100	240	1 990
50	260	2 156
20	300	2 488
10	350	2 903
5	400	3 317
2	500	4 147
1	610	5 059
0.2	1 000	8 293
0.03	1 900	15 757
0.01	3 500	29 026

Tabla 6.20 Distancias de fuga recomendados

Nivel de contaminación	Ejemplos de ambientes típicos	Distancia de fuga específica mínima nominal (mm/kV ³)
I-Ligero	-Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción -Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujeta a vientos frecuentes y/o lluvia -Áreas de agricultura ² -Áreas montañosas -Todas estas áreas deben estar situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no deben exponerse a vientos directos desde el mar ³	16.0
II-Medio	-Áreas con industrias que no producen particularmente humos contaminantes y/o con densidad media de casas equipadas con calefacción -Áreas con alta densidad de casas y/o industrias, pero sujetas a vientos frecuentes y lluvias -Áreas expuestas a viento desde el mar pero no demasiado cerca de la costa (a menos a varios kilómetros distancia) ³	20.0
III-Alto	-Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de ciudades grandes con alta densidad de plantas calefactoras productoras de contaminación -Áreas cerca del mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes desde el mar ³	25.0
IV-Muy Alto	-Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a polvos conductores y a humo industrial depositado en capas de materiales conductores -Áreas generalmente de extensión moderada, muy cerca de la costa y expuestas a rocío de mar o a vientos de mar muy fuertes y contaminantes -Áreas desérticas, caracterizadas por la falta de lluvia durante largos periodos, expuestas a vientos fuertes acarreado arena y sal, y sujetas a condensación regular	31.0

Nota: Esta tabla debe aplicarse sólo a aislamientos de vidrio o porcelana y no cubre situaciones ambientales como la nieve o hielo en alta contaminación, lluvia fuerte, zonas áridas, etcétera

- 1) De acuerdo con el apéndice J y/o la norma IEC 815, la distancia de fuga mínima de los aisladores entre fase-tierra ésta relacionada con la tensión más alta del sistema (fase-fase)
- 2) Uso de fertilizantes por aspersión, o la quema de residuos de cosecha puede conducir a un nivel de contaminación más altos debido a la dispersión por el viento
- 3) Las distancias desde las costas del mar dependen de la topografía del área costera y de las condiciones extremas de viento

Fuente: NMX-J-150/2

7

SISTEMA DE TIERRAS

7.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se establece el procedimiento y recomendaciones mínimas para el diseño de un sistema de tierras y protección por pararrayos.

7.2. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DEL SISTEMA DE TIERRAS¹⁸

El diseño adecuado de un sistema de tierras debe cumplir con lo siguiente:

- a) Proporcionar un circuito adecuado de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea debida a una falla a tierra del sistema, o a la operación de un apartarrayos
- b) Evitar que durante la circulación de corrientes de falla a tierra puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la instalación (ya sea sobre el piso o con respecto a partes metálicas puestas a tierra) que puedan ser peligrosas para el personal, considerando que las tensiones tolerables para el cuerpo humano deben ser

mayores que las tensiones resultantes en la malla

- c) Facilitar la operación de los dispositivos de protección adecuados, para la eliminación de falla a tierra
- d) Proporcionar mayor confiabilidad y seguridad al servicio eléctrico
- e) Evitar la aparición de potencial en el neutro del sistema en estrella aterrizado

Para satisfacer estos requisitos el cálculo del sistema de tierras puede resumirse al siguiente procedimiento:

7.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO

Para iniciar el diseño del sistema de tierras, primeramente se debe solicitar al especialista correspondiente las características físicas y químicas del terreno: composición química, humedad, temperatura ambiente, resistividad óhmica, resistividad óhmica superficial; para diferentes épocas del año, principalmente en época de estiaje.

Únicamente como referencia se presenta la Tabla 7.1.

18 Fuente: IEEE STD 80 y NOM-001-SEDE

Tabla 7.1 Resistividad típica de superficies de materiales

Numero	Descripción de los material de superficie	Ejemplo de resistividad en ($\Omega.m$)	
		Seco	Mojado
1	Grano triturado libre con finos	140×10^6	1 300 (tierra mojada 45 $\Omega.m$)
2	(0.04 m) Grano triturado libre con finos	4 000	1 200 (agua de lluvia, 100W)
3	(0.02-0.025m) Grano con finos	-	6 513 (10 minutos después 45 $\Omega.m$ escurrimiento de agua)
4	(0.02-0.025m) grano lavado	1.5×10^6 a 4.5×10^6	5 000 (agua de lluvia 100 $\Omega.m$)
5	(0.05-0.1m) grano lavado	2.6×10^6 a 3×10^6	10 000 (agua de lluvia 100 $\Omega.m$)
6	Piedra caliza lavada	7×10^6	2 000-3000 (agua de lluvia 45 $\Omega.m$)
7	(0.02 m) Grava	2×10^6	10 000
8	Grano lavado similar a la gravilla	40×10^6	5000
9	(0.02m) Grano lavado	190×10^6	8 000 (agua de lluvia 45 $\Omega.m$)
10	Asfalto	2.6×10^6 a 3×10^6	10 000 a 6×10^6
11	Concreto	1×10^6 a 1×10^9 *	21 a 100

*Concreto (Hormigón), secado en horno (Hammond y Robson [B78]). Los valores para el hormigón curado al aire pueden ser mucho menores debido a contenido de humedad

Fuente: IEEE STD 80

7.2.2. CORRIENTE MÁXIMA DE FALLA A TIERRA

Por algún método de cálculo de cortocircuito obtener el valor máximo (valor eficaz) de corriente de falla a tierra (I_0), considerar el tipo de falla más severo.

El valor de la corriente de cortocircuito se ve afectado por el factor de seguridad y el factor de decremento.

$$I_{cc} = I_0 (F.D.) F.S. \quad (\text{Amperes})$$

Ecuación 7.1

donde:

- I_{cc} = Corriente de circuito corto corregida en amperes
- I_0 = Corriente de cortocircuito de falla a tierra en amperes
- F.D. = Factor de decremento
- F.S. = Factor de seguridad (utilizar un valor de 1.0 a 1.5 para considerar un futuro aumento de la corriente de falla a tierra)

El valor del F.D. se puede obtener para ciertos valores de duración de falla, ver Tabla 7.2.

Tabla 7.2 Valores del factor de decremento

Duracion de la falla, tf		Factor de decremento, Df			
Segundos	Ciclos a 60 Hz	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Fuente: IEEE STD-80

7.2.3. CALIBRE MÍNIMO DEL CONDUCTOR DE LA RED DE TIERRAS

El cálculo del calibre mínimo del conductor que constituye la red de tierra se determina con la expresión siguiente:

$$A = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\frac{\log_{10}\left(\frac{T_m - T_a}{234 - T_a} + 1\right)}{33 s}}} \quad (\text{Circular mils})$$

Ecuación 7.2

donde:

- A = Sección transversal del conductor en circular mils
- I_{cc} = Corriente corregida en amperes
- S = Tiempo en segundos, durante el cual circula la corriente de cortocircuito
- T_m = Temperatura máxima permisible en el conector, en grados centígrados
- T_a = Temperatura ambiente, en grados centígrados

La temperatura máxima permisible en conectores es:

$$T_m = 450^\circ \quad (\text{Para conectores soldables})$$

$$T_m = 250^\circ \quad (\text{Para conectores mecánicos})$$

Se recomienda que en la subestación eléctrica el área de la sección transversal de los conductores sea de 107.2 mm² (4/0 AWG) o apegarse a lo dictaminado en la NOM-001-SEDE.

Punto de conexión del conductor de puesta a tierra en sistemas de corriente continua

Hasta de 750 volts en sistemas de corriente continua hasta de 750 volts, que requieran estar conectados a tierra, la conexión debe hacerse sólo en la fuente de alimentación. Para sistemas de tres hilos, esta conexión debe hacerse al neutro.

Más de 750 volts en sistemas de corriente continua de más de 750 volts, que requieran estar conectados a tierra, la conexión debe hacerse tanto en la fuente de alimentación como en los centros de carga. Esta conexión debe hacerse al neutro del sistema.

- a) Corriente en el conductor de puesta a tierra. Los puntos de conexión de puesta a tierra deben estar ubicados en tal forma que, bajo condiciones normales, no haya un flujo de corriente inconveniente en el conductor de puesta a tierra. Si se tiene un flujo de corriente en un conductor de puesta a tierra, se debe tomar una o más de las siguientes medidas para localizar el origen del flujo:
- Eliminar una o más de las conexiones de puesta a tierra
 - Cambiar la localización de las conexiones de puesta a tierra
 - Interrumpir la continuidad del conductor entre las conexiones de puesta a tierra
 - Otras medidas efectivas para limitar la corriente, de acuerdo con un estudio confiable

La conexión de puesta a tierra en el transformador de alimentación no debe removerse. Las corrientes eléctricas instantáneas que se presentan bajo condiciones anormales, mientras los conductores de puesta a tierra están desempeñando sus funciones de protección, no se consideran como inconvenientes para estos casos.

El conductor debe tener capacidad para conducir la corriente de falla, durante el tiempo que dure la falla sin sobrecarga térmica o sin sobretensiones peligrosas.

7.2.4. DISEÑO PRELIMINAR DE LA RED DE TIERRAS

La red de tierras preliminar debe diseñarse tomando en cuenta las condiciones siguientes:

- a) El cable que forme el perímetro exterior de la malla, debe ser continuo de manera que encierre toda el área en que se encuentra el equipo de la subestación, con ello se evitan altas concentraciones de corriente y gradientes de potencial en el área y las terminales cercanas
- b) La malla debe estar constituida por cables colocados paralela y perpendicularmente, con un espaciamiento adecuado a la resistividad del terreno y preferentemente formando retículas cuadradas
- c) Los cables que forman la malla deben colocarse preferentemente a lo largo de las hileras de estructuras o equipo, para facilitar la conexión de los mismos
- d) En cada cruce de conductores de la malla, éstos deben conectarse rígidamente entre sí y en los puntos adecuados conectarse a electrodos de tierra de 2.40 m de longitud mínima, clavados verticalmente. Donde sea posible, construir registros en los mismos puntos y como mínimo en los vértices de la malla
- e) En subestaciones tipo pedestal, el sistema de tierra debe quedar confinado dentro del área que proyecta el equipo sobre el suelo
Nota: En las subestaciones tipo poste o pedestal se acepta como sistema de tierras la conexión del equipo a uno o más electrodos. La resistencia a tierra total debe cumplir con los valores indicados en el inciso 7.2.8
- f) La red o malla de tierras debe estar enterrada, a una profundidad comprendida entre 0.30 a 1.0 m

Resistencia a tierra del sistema. La resistencia a tierra del sistema de tierra, incluyendo todos los elementos que lo forman, debe conservarse en un valor menor que lo indicado en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3 Resistencia a tierra del sistema.

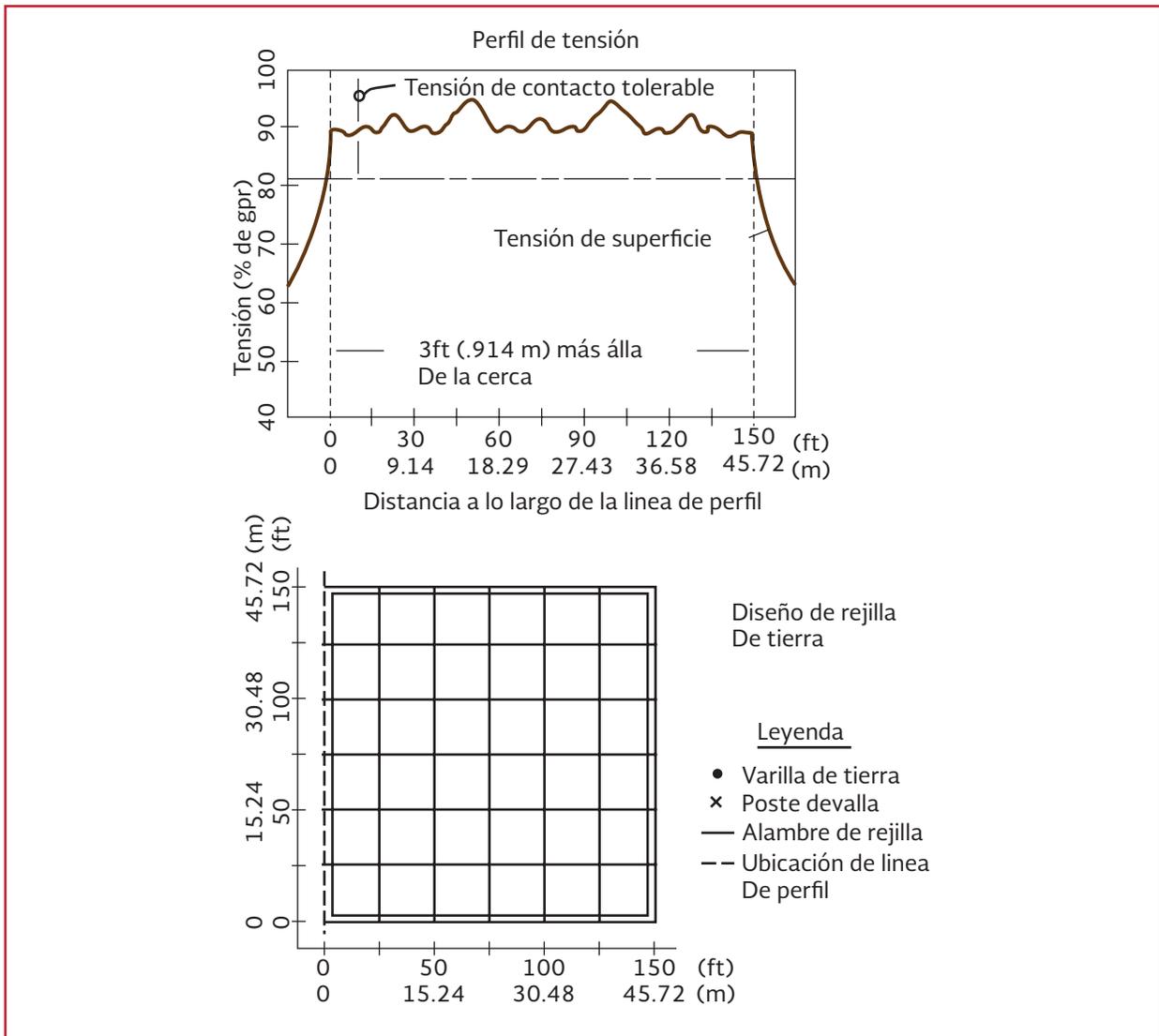
Resistencia (ohms)	Tensión máxima (kV)	Capacidad máxima del transformador (kVA)
5	mayor que 35	mayor que 250
10	35	mayor que 250
25	35	250

Fuente: NOM-001-SEDE

Deben efectuarse pruebas periódicamente durante la operación, anotando en los registros para comprobar que los valores del sistema de tierra se ajustan a los valores de diseño; asimismo, para comprobar que se conservan las

condiciones originales, a través del tiempo y de preferencia en época de estiaje, en la Ilustración 7.1 se muestra un ejemplo de una red de tierras y como se debe de realizar según la IEEE Std 80.

Ilustración 7.1 Rejilla de tierras



Fuente: IEEE Std 80

7.2.5. NÚMERO DE ELECTRODOS REQUERIDOS

La unión del conductor de la red de tierras al electrodo se deberá hacer con conectores del tipo mecánico o proceso de soldadura.

El número de electrodos en la red de tierras se determina por la expresión siguiente:

$$N_v = 0.6\sqrt{A_r} \quad \text{Ecuación 7.3}$$

donde:

- N_v = Número de varillas
- A_r = Área total de la malla propuesta en metros cuadrados

7.2.6. TIPOS DE ELECTRODOS

Se recomienda el uso de electrodos fabricados especialmente para la puesta a tierra, como se menciona en el inciso (a) siguiente, sin embargo si no se dispone de alguno de ellos se puede recurrir a otros medios de puesta a tierra, como se mencionan en los incisos de (b) a (e) siguientes; dependiendo de la importancia del servicio.

- a) Electrodos de acero con cubierta de cobre
- b) Tubería metálica enterrada del sistema de agua potable.- Tubería metálica enterrada, con 3 m (10 pies) o más en contacto directo con la tierra
- c) Estructura metálica del inmueble.- La estructura metálica del inmueble, cuando esté en contacto directo con la tierra
- d) Electrodo empotrado en concreto.- Un electrodo es aceptable si está formado por lo menos de 6 m (20 pies) de una o más

barras o varillas de acero reforzado de no menos de 1.25 cm (1/2 pulgada) de diámetro; o consistente en una barra desnuda de cobre de al menos 6 m (20 pies) de longitud y de sección transversal de 21.15 mm² (4 AWG), embutido al menos 5 cm (2 pulgadas) dentro de una plancha o base de concreto directo con la tierra

- e) Anillo de tierra.- Un anillo de tierra que consiste en un conductor de cobre desnudo, de sección transversal no menor de 33.6 mm² (2 AWG) de longitud no menor de 6 m (20 pies), enterrado en contacto directo con la tierra a una profundidad de 80 cm (2.5 pies) del nivel del terreno y que rodee al inmueble o estructura

Cuando no se disponga de alguno de los electrodos anteriormente indicados o que no cumplan con el valor de la resistencia de tierra, sobre todo en lugares donde el terreno es muy seco, arenoso, rocoso, se puede recurrir a los siguientes electrodos artificiales:

- 1. Electrodos profundos
- 2. Electrodos horizontales.- Consiste en instalar un conductor de cobre desnudo enterrado en forma horizontal a una profundidad que va de 50 cm (20 pulgadas) a 100 cm (40 pulgadas), de diferentes configuraciones, las más usuales son: ángulo recto, estrella, en cruz, en cuadro, etcétera
- 3. Electrodos químicos.- En este método se modifica el medio que rodea al electrodo, bajando la resistividad del suelo, los más recomendables son:
 - a) Bentonita
 - b) Carbón mineral (coque)
 - c) Otros.- Existen otros electrodos químicos que dan resultados satisfacto-

- rios, pero que por tener patente, se consiguen en ciertas casas comerciales
4. Electrodo de puesta a tierra tipo Rehilete.- permite limitar las sobretensiones eléctricas debidas a descargas atmosféricas, transitorios en la red o contacto accidental con líneas de alta tensión y para estabilizar la tensión eléctrica a tierra durante su funcionamiento normal. Los equipos se conectan a tierra de modo que ofrezcan un camino de baja impedancia para las corrientes eléctricas de falla, y que faciliten el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en caso de falla a tierra. Ver libro de *Selección de equipo y materiales electromecánicos e Instalación y montaje de equipo electromecánico* del MAPAS para este tipo de electrodo

Otros sistemas o estructuras metálicas subterráneas locales

Otros sistemas o estructuras subterráneas metálicas locales, tales como sistemas de tuberías, tanques subterráneos y el ademe metálico de pozos subterráneos que no están unidos a una tubería metálica para agua.

Separación de los electrodos

Cuando se utilizan más de uno de los electrodos del tipo especificado en la sección, cada electrodo de un sistema de puesta a tierra (incluyendo los utilizados por las varillas de los pararrayos) no debe estar a menos de 1.80 metros de cualquier

otro electrodo de otro sistema de puesta a tierra. Dos o más electrodos de puesta a tierra que están unidos entre sí, se consideran como un solo sistema de electrodos de puesta a tierra.

Tubería metálica subterránea para agua

Cuando se utiliza como un electrodo de puesta a tierra, la tubería metálica subterránea para agua debe satisfacer los requisitos (a) y (b) del tema de electrodo adicional exigido.

Continuidad: La continuidad de la trayectoria de la puesta a tierra o de la conexión de la unión a la tubería interior no debe depender de los medidores de agua ni de los dispositivos de filtrado y equipo similar.

Electrodo adicional exigido

Una tubería metálica subterránea para agua debe tener como complemento un electrodo adicional. Si el electrodo adicional es un electrodo del tipo de varilla, tubería o placa, debe cumplir con las especificaciones de la NOM-001-SEDE última edición. El electrodo adicional se debe unir a cualquiera de los siguientes:

- a) Conductor del electrodo de puesta a tierra
- b) Conductor puesto a tierra de entrada de acometida
- c) Canalización no flexible de acometida puesta a tierra
- d) Cualquier envolvente de acometida que esté puesto a tierra

7.2.7. LONGITUD MÍNIMA DEL CONDUCTOR REQUERIDO EN LA RED DE TIERRAS

Para determinar la longitud mínima del conductor requerido en la red de tierras desarrollar la fórmula siguiente:

$$L = \frac{(K_m)(K_i) (\rho) (I_{cc}) \sqrt{t}}{(116) 0.17\rho_s} \text{ (Circular mils)}$$

Ecuación 7.4

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left\{ \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{16} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \dots \dots \right\}$$

Ecuación 7.5

donde:

- L = Longitud mínima requerida en la red de tierras, en metros
- K_m = Coeficiente que toma en cuenta el número de conductores paralelos "n", su diámetro "d", profundidad de instalación "h" y espaciamiento entre los mismos "D"
- K_i = Factor de corrección por irregularidad que viene expresada por la fórmula $K_i = 0.65 + 0.172 n$
- n = Número de conductores en paralelo en una dirección que forman la malla
- ρ = Resistividad promedio del terreno en Ω -m
- t = Para efectos de cálculo en este, segundos
- ρ_s = Resistividad superficial del terreno en Ω -m

La cantidad de factores entre paréntesis en el 2do término es el número de conductores en paralelo "n" menos dos.

Para el valor "d" ver especificaciones de fabricante o ver Tabla 7.4. Para poder proseguir con el cálculo de la red es necesario que se cumpla la siguiente comparación.

$$L < L_{prop} \quad \text{Ecuación 7.6}$$

donde:

- L_{prop} = Longitud del conductor de la malla propuesta
- L = Longitud mínima requerida en la red de tierras

7.2.8. RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS

La resistencia de la red de tierras se determina por la fórmula siguiente:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \text{ (}\Omega\text{)} \quad \text{Ecuación 7.7}$$

donde:

- R = Resistencia de la red de tierras, en ohms
- ρ = Resistividad ohmica del terreno, en ohms-metro
- r = Radio de una placa circular equivalente, cuya área es la misma que la ocupada por la malla real de tierras, en metros
- L = Longitud total de los conductores del sistema de tierras, en metros

La resistencia eléctrica total del sistema de tierra debe conservarse en un valor (incluyendo todos los elementos que forman el sistema) menor a: 25 Ω para subestaciones hasta 250 kVA y 34.5 kV, 10 Ω en subestaciones mayores de 250 kVA y hasta 34.5 kV y de 5 Ω en

subestaciones que operen con tensiones mayores a 34.5 kV.

Para terrenos con resistividad mayor a 3 000 Ω -m, se permite que los valores anteriores de resistencia de tierra sean el doble para cada caso.

7.2.9. CÁLCULO DEL MÁXIMO AUMENTO DE TENSION EN LA RED DE TIERRAS

Desarrollar la fórmula siguiente:

$$E = I_{cc} (R) \text{ (Volts)} \quad \text{Ecuación 7.8}$$

donde:

- E = Máximo aumento de potencial en la red, en volts
- I_{cc} = Intensidad de cortocircuito, en am-pers
- R = Resistencia en ohms

7.2.10. CÁLCULO DE TENSIONES TOLERABLES

Desarrollar las fórmulas siguientes:

$$E_p = \frac{116 + 0.7\varrho_s}{\sqrt{t}} \text{ (Volts)} \quad \text{Ecuación 7.9}$$

$$E_c = \frac{116 + 0.17\varrho_s}{\sqrt{t}} \text{ (Volts)}$$

donde:

- E_p = Potencial de paso tolerable en volts
- E_c = Potencial de contacto tolerable en volts

7.2.11. CÁLCULO DE TENSIONES PROBABLES

Desarrollar las fórmulas siguientes:

$$E_{pr} = (K_s) (K_i) (\rho) \frac{I_{cc}}{L_{non}} \text{ (Volts)}$$

$$E_m = (K_m) (K_i) (\rho) \frac{I_{cc}}{L_{prop}} \text{ (Volts)}$$

Ecuación 7.10

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right]$$

Ecuación 7.11

donde:

- E_{pr} = Tensión de paso en la red, en volts
- E_m = Tensión de malla
- K_s = Coeficiente que toma en cuenta la geometría de la red, diámetro del conductor "d", profundidad de instalación "h" y el espaciamiento entre los mismos "D". El total de términos dentro del paréntesis es igual al número de conductores en paralelo de la malla

7.2.12. CONDICIONES DE SEGURIDAD

Problema básico

En principio, un diseño de conexión a tierra de seguridad tiene los siguientes dos objetivos:

- Proporcionar los principales medios para llevar corrientes eléctricas normales en la tierra y las condiciones de falla, sin exceder las operaciones y límites de fun-

cionamiento en los equipos o afectaciones adversas en los servicios continuos

- Asegurar que una persona en las proximidades de las instalaciones de puesta a tierra no está expuesto al peligro de crítico descarga eléctrica

Para mayor información de seguridad en equipos eléctricos consultar el libro de *Instalación*

y montaje de equipo electromecánico del MAPAS.

Para que la malla propuesta sea aceptada debe cumplir con la siguiente comparación:

$$E_{pr} < E_p$$

$$E_m < E$$

Tabla 7.4 Designación de conductor de cobre para puesta a tierra (mínimo).

Designación del conductor del circulo		Designación del conductor de puesta a tierra (mínimo)	
mm ²	AWG o Kcmil	mm ²	AWG o Kcmil
8.4	8	8.4	8
13.3 a 33.6	13.3 a 33.6	13.3	6
42.4 a 67.4	42.4 a 67.4	21.1	4
85 a 127	85 a 127	26.7	3
152 a 203	152 a 203	33.6	2
228 a 304	228 a 304	42.4	1
380 a 507	380 a 507	53.5	1/0

Fuente: NMX-J-142/1-ANCE

7.3. CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS¹⁹

7.3.1. SECCIÓN TRANSVERSAL DE LOS CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA PARA CANALIZACIONES Y EQUIPO

El calibre del conductor de cobre o aluminio para la puesta a tierra de equipos y canalizaciones deberá cumplir con lo indicado en la Tabla 7.5.

Los conductores de puesta a tierra de equipos instalados junto con derivaciones del alimentador no deben ser menores que los indicados en la Tabla 7.5, basados en el valor nominal del dispositivo de sobrecorriente del alimentador, pero no se exigirá que sean mayores que los conductores de la derivación

Para la puesta a tierra de equipos. Un conductor de puesta a tierra de equipos se debe ser de acuerdo con (a), (b) y (c).

- a) Canalizaciones, charolas para cables, cable armado, canalizaciones prealmbradas o cubiertas de cable. Cuando el conductor de puesta a tierra consiste de una canalización, charola para cables, cable armado, armazón de ensamble de cables o cubierta de cable, o cuando sea un alambre dentro de una canalización

o cable, se debe instalar de acuerdo con las disposiciones aplicables en esta NOM, usando los accesorios para las uniones y terminaciones aprobados para su uso con el tipo de canalización o cable utilizado. Todas las conexiones, uniones y accesorios deben quedar apretados, mediante el uso de las herramientas adecuadas

- b) Conductores de aluminio y aluminio recubierto de cobre. Se permitirán los conductores de puesta a tierra de equipos, de aluminio y de aluminio recubierto de cobre desnudo o aislado. Los conductores desnudos no deben estar en contacto directo con la mampostería o la tierra ni estar expuestos a condiciones corrosivas. Los conductores de aluminio o aluminio recubierto de cobre no deben terminarse a 45 centímetros de la tierra o menos
- c) Conductores de puesta a tierra de equipos de tamaño menor que 13.3 mm² (6 AWG). Cuando no están tendidos con los conductores del circuito como se permite en la NOM-001-SEDE. Excepción 2, los conductores de puesta a tierra de equipos de tamaño menor que 13.3 mm² (6 AWG) se deben proteger contra daño físico mediante una canalización identificada o cable armado, a menos que se instale en los espacios huecos de los miembros del bastidor de edificios o estructuras y en donde no están expuestos a daño físico

19 Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 7.5 Sección transversal mínima de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad de ajuste del dispositivo automático sobrecorriente ubicado antes del equipo, tubería, etc. no mayor en (amperes)	Sección transversal			
	Cobre		Aluminio	
	(mm ²)	(KCM) (AWG)	(mm ²)	(KCM) (AWG)
15	2.082	14	-	-
20	3.307	12	-	-
30	5.260	10	-	-
40	5.260	10	-	-
60	5.260	10	-	-
100	8.367	8	-	-
200	13.30	6	21.15	4
300	21.15	4	33.62	2
400	27.67	3	42.41	1
500	33.62	2	53.48	1/0
600	42.41	1	67.43	2/0
800	53.48	1/0	85.01	3/0
1 000	67.43	2/0	107.2	4/0
1 200	85.01	3/0	126.7	250
1 600	107.2	4/0	177.3	350
2 000	126.7	250	202.7	400
2 500	177.3	350	304	600
3 000	202.7	400	304	600
4 000	253.4	500	405.4	800
5 000	354.7	700	612	1 200
6 000	405.4	800	612	1 200

Fuente: NOM-001-SEDE

7.3.2. SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DE UN SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA

El área del conductor del electrodo de puesta a tierra en un sistema de corriente alterna no debe ser menor que la indicada en la Tabla 7.6.

Trayectoria efectiva de puesta a tierra

La conexión de un conductor del electrodo de puesta a tierra o de un puente de unión hasta

un electrodo de puesta a tierra, se debe hacer de una manera que asegure una trayectoria efectiva de puesta a tierra. Cuando sea necesario asegurar la trayectoria de puesta a tierra de un sistema de tubería metálica utilizada como electrodo de puesta a tierra, se debe instalar una unión alrededor de las juntas aisladas, y alrededor de cualquier equipo que tenga la posibilidad de ser desconectado para reparación o reemplazo. Los puentes de unión deben tener una longitud suficiente para permitir la remoción de dicho equipo y siempre mantener la integridad de la trayectoria de puesta a tierra.

Tabla 7.6 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna

Tamaño del mayor conductor de entrada a la acometida o área equivalente para conductores en paralelo ^a				Tamaño del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio		Cobre		Aluminio ^b	
mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
33.6 o menor	2 o menor	53.50 o menor	1/0 o menor	8.37	8	13.3	6
42.4 o 53.5	1 o 1/0	67.40 o 85.00	2/0 o 3/0	13.3	6	21.2	4
67.4 o 85.0	2/0 o 3/0	107 o 127	4/0 o 250	21.2	4	33.6	2
Más de 85.0 a 177	Más de 3/0 a 350	Más de 127 a 253	Más de 250 a 500	33.6	2	53.5	1/0
Más de 177 a 304.0	Más de 350 a 600	Más de 253 a 456	Más de 500 a 900	53.5	1/0	85.0	3/0
Más de 304 a 557.38	Más de 600 a 1 100	Más de 456 a 887	Más de 900 a 1 750	67.4	2/0	107	4/0
Más de 557.38	Más de 1 100	Más de 887	Más de 1 750	85.0	3/0	127	250

Cuando no hay conductores de acometida, el tamaño del conductor del electrodo de puesta a tierra se deberá determinar por el tamaño equivalente del conductor más grande de acometida requerido para la carga a alimentar.

- a) Esta tabla también aplica para los conductores derivados de sistemas derivados separados de corriente alterna
- b) Ver restricciones de la instalación en la norma.

Fuente: NOM-001-SEDE

7.3.3. CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA A TIERRA DE UN EQUIPO

La forma de conexión de puesta a tierra del elemento motor-bomba sumergible se realiza en función de las características físicas y de instalación del mismo. A continuación se presentan tres guías típicas de la conexión de puesta a tierra del elemento motor-bomba sumergible.

1. Cuando la envoltura del pozo es metálica y el elemento motor-bomba se encuentra a una profundidad mayor de 6 metros es puesta a tierra de acuerdo con la Ilustración 7.2 (a)
2. Si la envoltura del pozo es de plástico o las terminales del motor se encuentran a más de 6 metros de profundidad, la conexión de puesta a tierra se muestra en la Ilustración 7.2 (b). Si la bomba se encuentra aislada eléctricamente del mo-

tor, la conexión se realiza como se indica en la Ilustración 7.2 (c)

3. Si la envoltura del pozo no es metálica o las terminales del motor se encuentra a más de 6 metros de profundidad y la tubería de producción no es de metal, la forma de conexión se indica en la Ilustración 7.2 (d)

Las siguientes Ilustraciones son solamente ilustrativas y su propósito es proporcionar las recomendaciones mínimas necesarias para la conexión de algunos sistemas de tierras

- a) Conexión a tierra de estructura metálica ver Ilustración 7.3
- b) Conexión a tierra de canalizaciones tipo charola, Ilustración 7.4
- c) Conexión a tierra de tableros o centro de control de motores, ver Ilustración 7.5
- d) Conexión a tierra de motor, ver Ilustración 7.6

Ilustración 7.2 Diagramas físicos de conexión de puesta a tierra de un elemento motor-bomba sumergible

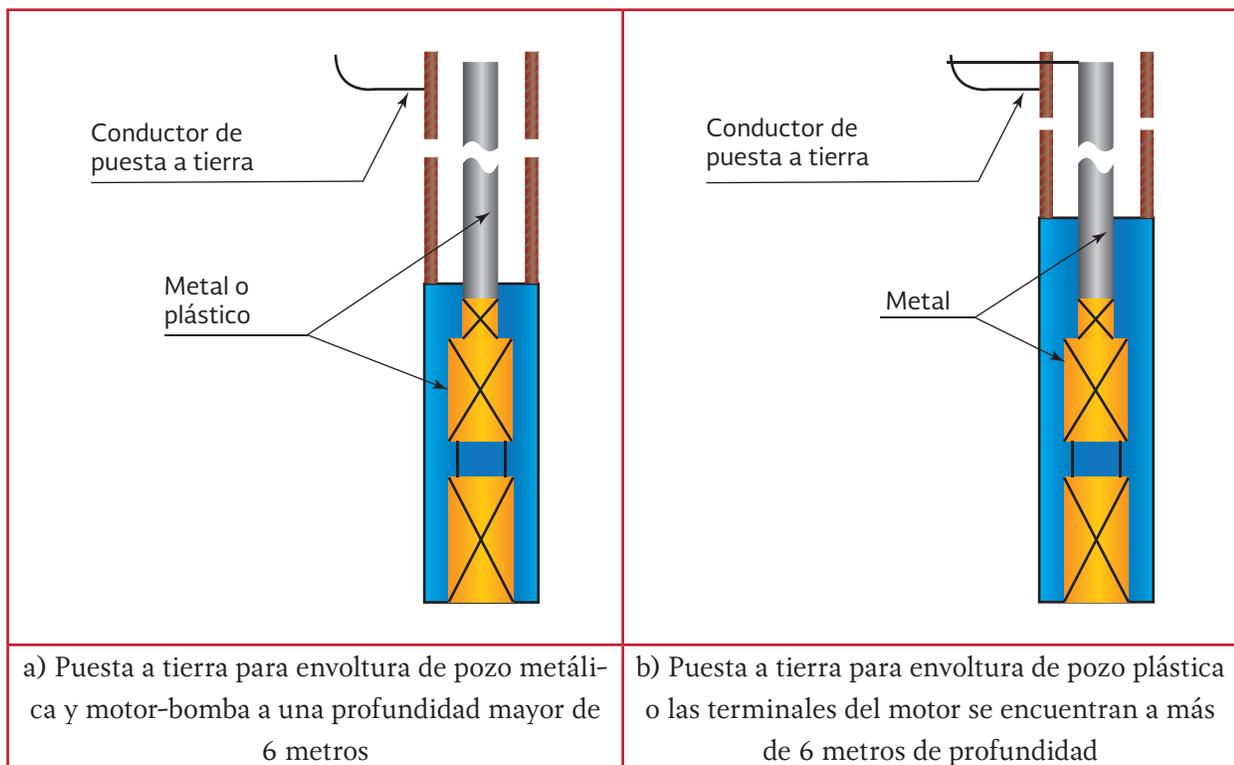


Ilustración 7.2 Diagramas físicos de conexión de puesta a tierra de un elemento motor-bomba sumergible (continuación)

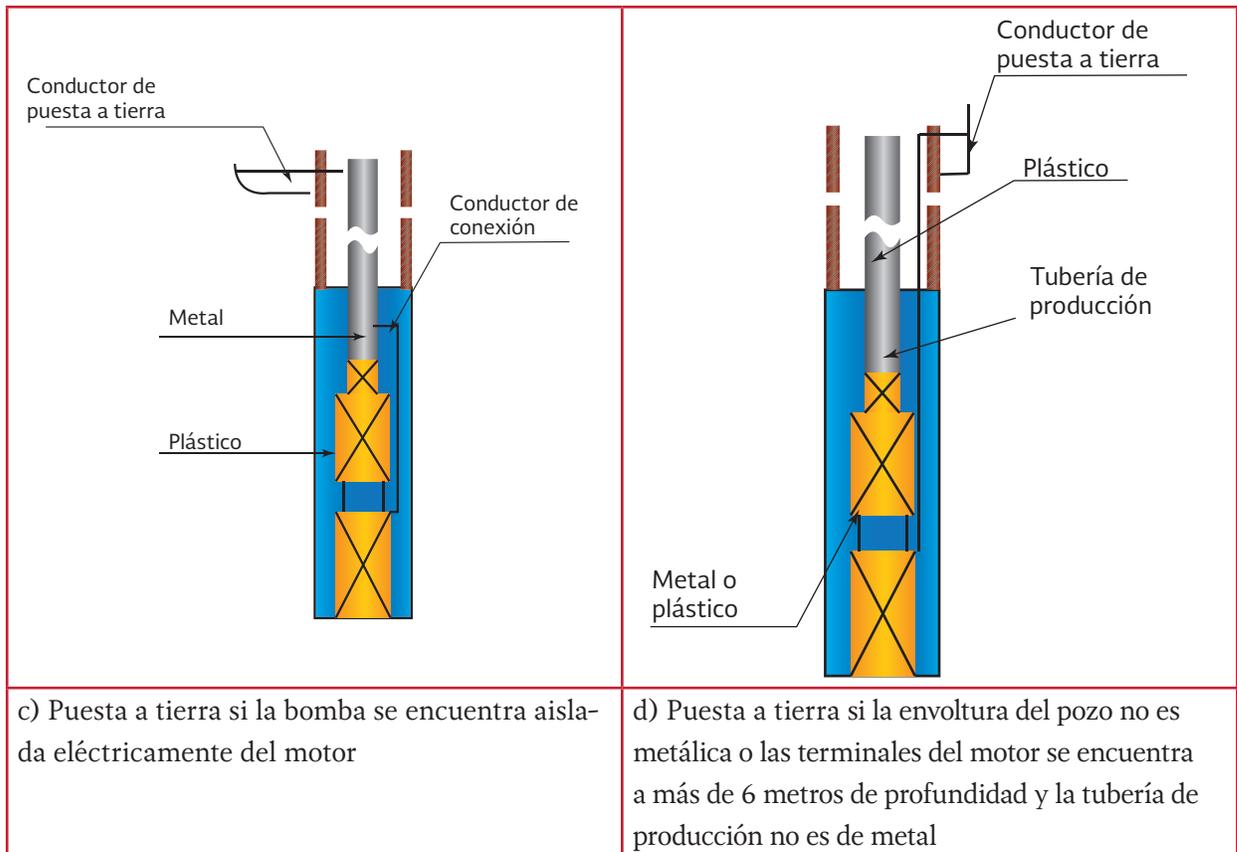
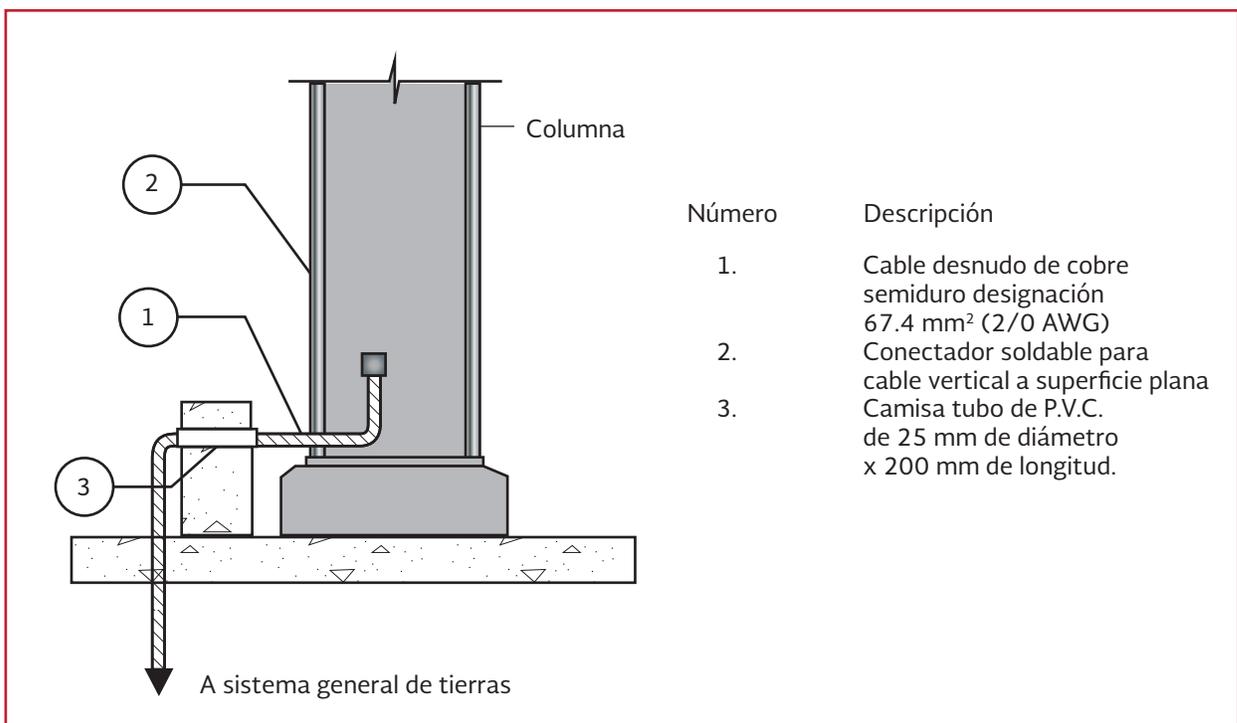
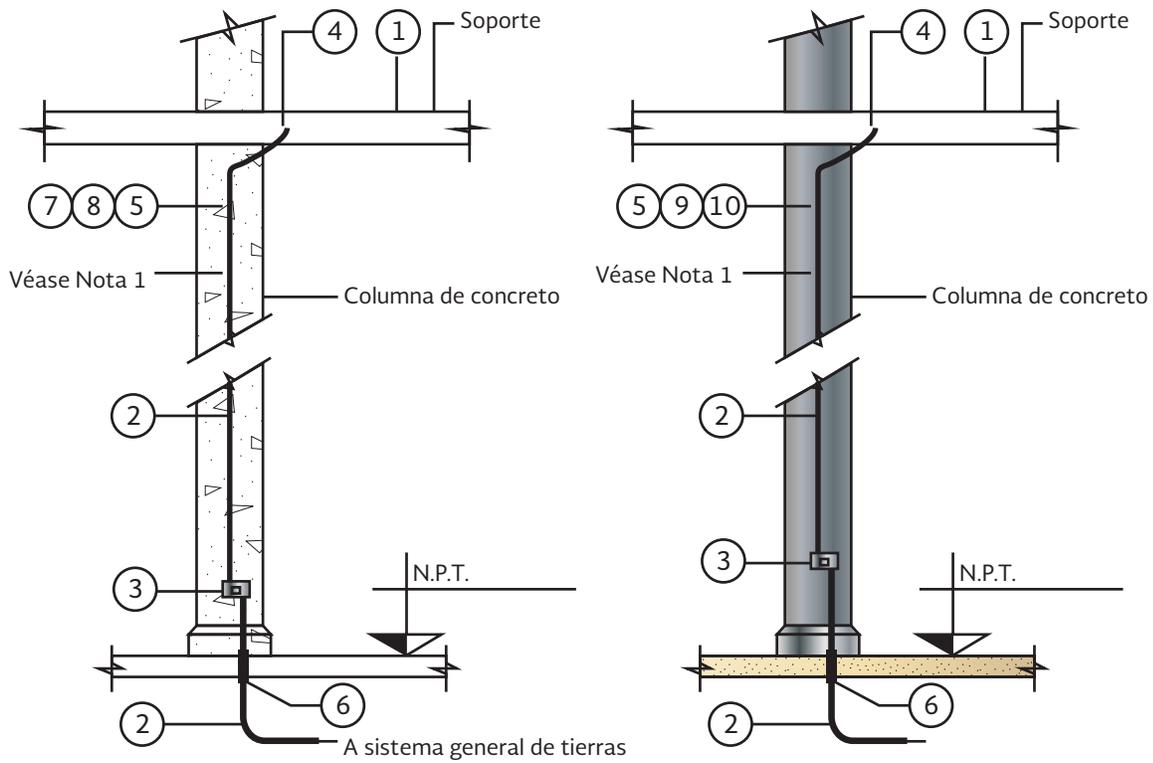


Ilustración 7.3 Conexión a tierra de estructura metálica



Fuente: NMX-J-604

Ilustración 7.4 Conexión a tierra de canalización tipo charola



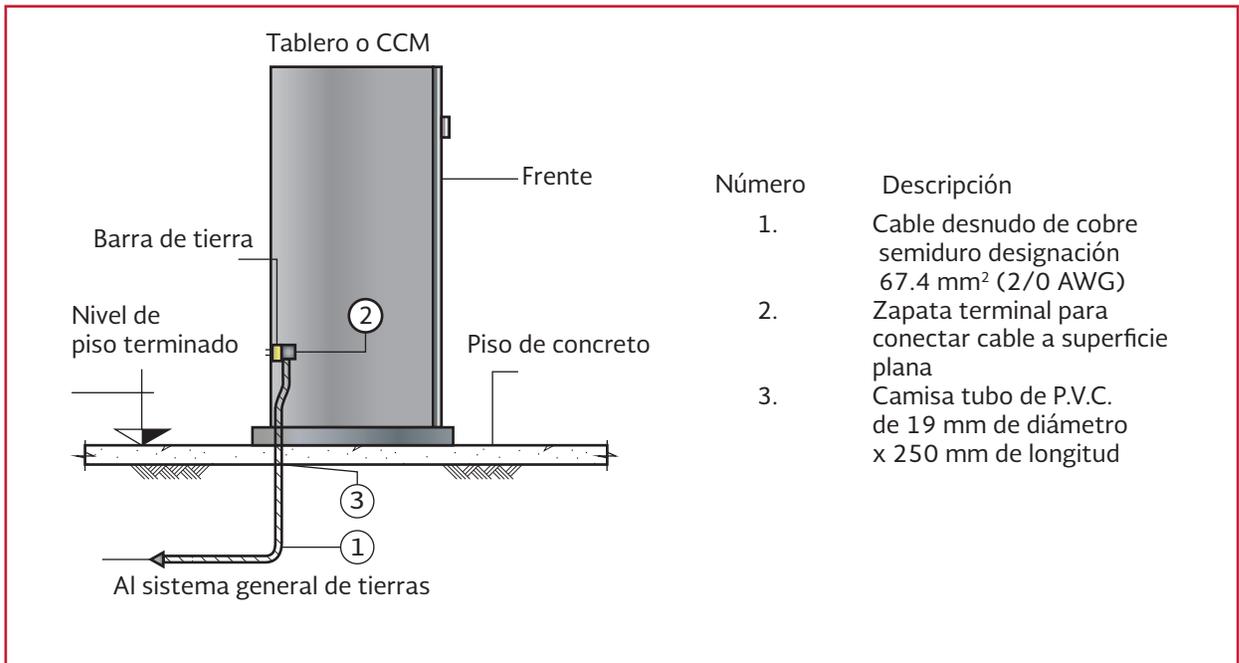
Nota 1: La subida del cable no aplica cuando el sistema de tierra se distribuye en forma aérea

N.P.T Nivel del piso terminado

Número	Descripción
1	Tramo recto de charola, tipo escalera, de aluminio
2	Cable desnudo de cobre semiduro designación 67.4 mm ² (2/0 AWG)
3	Conector mecánico para conectar cables de superficie plana
4	Conector mecánico para conectar cables de superficie plana
5	Abrazadera de cobre para sujetar cable a superficie plana
6	Camisa de tubo P.V.C. de 19 mm de diámetro x 200 mm de longitud
7	Tornillo de acero galvanizado cabeza de gota de 6.3 mm de diámetro x 25 mm de longitud
8	Taquete de fibra de vidrio de 6.3 mm de diámetro x 25 mm de longitud
9	Tornillo de cabeza hexagonal de 6.3 mm de diámetro x 25 mm de longitud
10	Tornillo hexagonal para tornillo de 6.3mm de diámetro x 25 mm de longitud

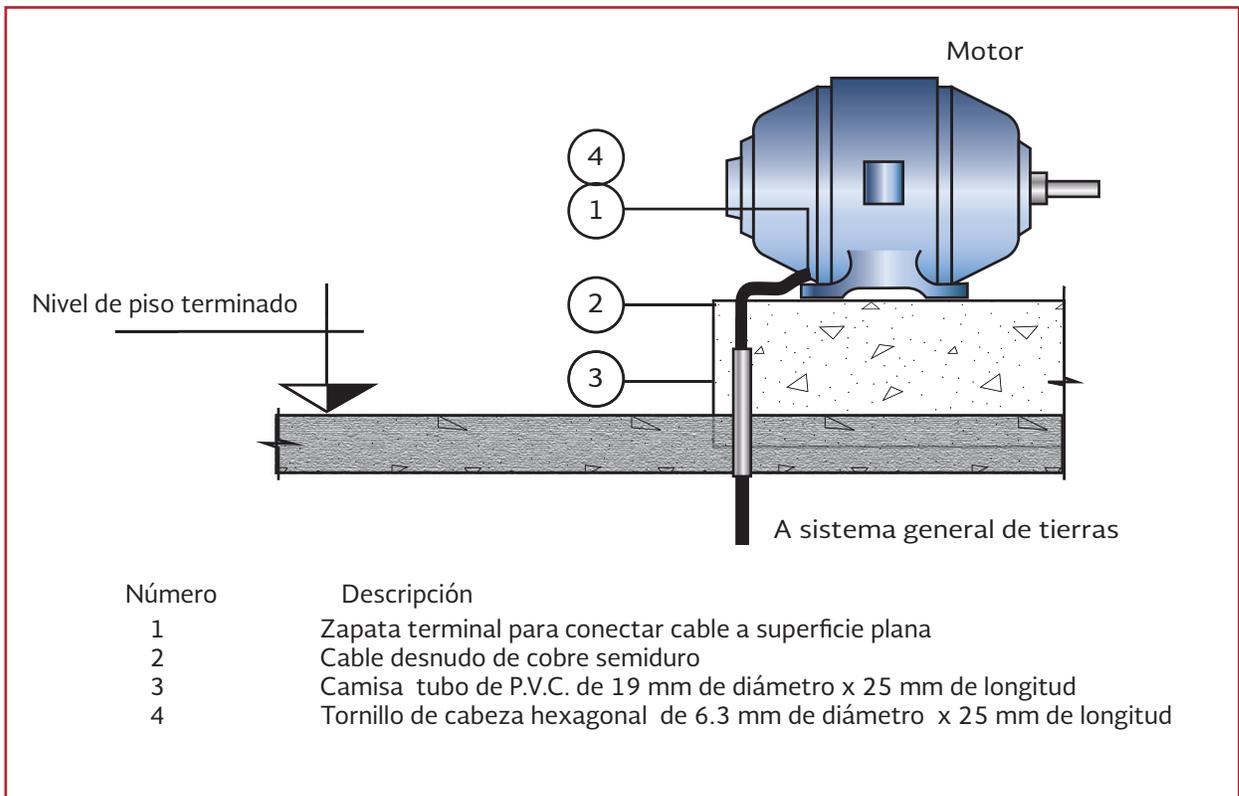
Fuente: NMX-J-604

Ilustración 7.5 Conexión a tierra de tableros o centro de control de motores



Fuente: NMX-J-604

Ilustración 7.6 Conexión a tierra de motor



Fuente: NMX-J-604

7.3.4. CONDUCTOR DE TIERRA EN APARTARRAYOS

Los apartarrayos deben cumplir con:

- a) Capacidad. El valor nominal del apartarrayos debe ser igual o mayor a la máxima tensión continua de funcionamiento disponible en el punto de aplicación
 1. Sistemas puestos a tierra sólidamente. La máxima tensión continua de operación debe ser la tensión de fase a tierra del sistema.
 2. Impedancia o sistema no puesto a tierra. La máxima tensión continua de operación debe ser la tensión de fase a fase del sistema.
- b) Tipos de carburo de silicio. El valor nominal de un apartarrayos de tipo de carburo de silicio no debe ser menor al 125 por ciento del valor nominal que se especifica en el inciso (a) anterior.

NOTA: La selección de un apartarrayos de óxido metálico con valor nominal adecuado está basado en consideraciones de la tensión máxima continua de operación, de la magnitud y duración de las sobretensiones en el lugar donde está instalado el apartarrayos, cuando está afectado por fallas de fase a tierra, técnicas del sistema de puesta a tierra, sobretensiones transitorias por desconexión y otras causas. Ver las reglas

de aplicación del fabricante para la selección del apartarrayos específico a ser usado en un sitio particular.

Número requerido. Cuando se utiliza en un punto de un circuito, se debe conectar un apartarrayos a cada conductor de fase. Se permite que una instalación individual de estos apartarrayos proteja varios circuitos interconectados, siempre que ningún circuito quede expuesto a sobretensiones transitorias cuando esté desconectado de los apartarrayos.

Conexión. El conductor de puesta a tierra del apartarrayos debe estar conectado a uno de los siguientes:

- Al conductor de acometida puesto a tierra
- Al conductor del electrodo de puesta a tierra
- Al electrodo de puesta a tierra de acometida
- A la terminal de puesta a tierra de equipos en el equipo de acometida

Conductores de los apartarrayos. El conductor entre el apartarrayos y la línea y entre el apartarrayos y la conexión de puesta a tierra no debe ser menor al tamaño 13.3 mm^2 (6 AWG) de cobre. Para la interconexión de conductores con electrodos se debe diseñar con respecto a la Tabla 7.6.

7.4. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE PARARRAYOS (TIPO BAYONETA O PUNTA)²⁰

Los conductores para el sistema de tierras de la protección de estructuras ordinarias o que contienen vapores inflamables, gases inflamables o líquidos que se pueden desprender vapores inflamables deben ser los siguientes:

- Los conductores principales deben interconectar todas las terminales de paro y deberá formar dos a más rutas de cada dispositivo horizontalmente hacia abajo.

Electrodos de puesta tierra

- a) Cada conductor de bajada debe terminar en una base de electrodo dedicado al sistema de protección contra rayos
- b) La tubería metálica subterránea, sistema eléctrico y electrodos de puesta a tierra de telecomunicaciones no podrán ser utilizados en lugar de electrodos de tierra relámpago
- c) El conductor (s) abajo irá siempre unido al sistema de electrodos de puesta a tierra por medio de pernos, soldadura fuerte, soldadura o conectores de alta compresión y las abrazaderas deben ser adecuados para el entierro directo
- d) El electrodo debe ser colocado cerca del fondo de concreto y tener contacto directo con la tierra pero a menos de 50 mm del concreto
- e) Los electrodos revestidos deben ser consistentes con lo siguiente:

- No menores de 6 m de conductor principal de cobre desnudo
- A menos 6 m de uno o más barras de acero reforzado o varillas de no menos de 12.7 mm de diámetro que se han juntado de manera efectiva por soldadura

Datos necesarios para el cálculo

Para el cálculo de pararrayos es necesario considerar lo siguiente (Ilustración 7.7):

- Altura del objeto bajo protección contra descargas atmosféricas (h_o)
- Altura de la estructura. (h_e)
- Altura del pararrayos (h_p)
- Distancia máxima horizontal al objeto por proteger (d_h)

Zona de protección

La zona de protección que brinda un pararrayos contra descargas atmosféricas se determina por medio de las siguientes ecuaciones:

$$x = y \tan \theta \text{ (m)} \quad \text{Ecuación 7.12}$$

$$y = h_e + h_p - h_o \quad \text{Ecuación 7.13}$$

donde:

- x = Distancia máxima horizontal de protección a la altura del objeto, en metros
- y = Altura efectiva sobre el plano de protección, en metros
- θ = Ángulo de protección medida con relación al eje del pararrayos en grados

²⁰ Fuente: NFPA 780 Standard for the Installation of Lightning Protection Systems 2008

$\theta = 30^\circ$ = Para pararrayos aislados

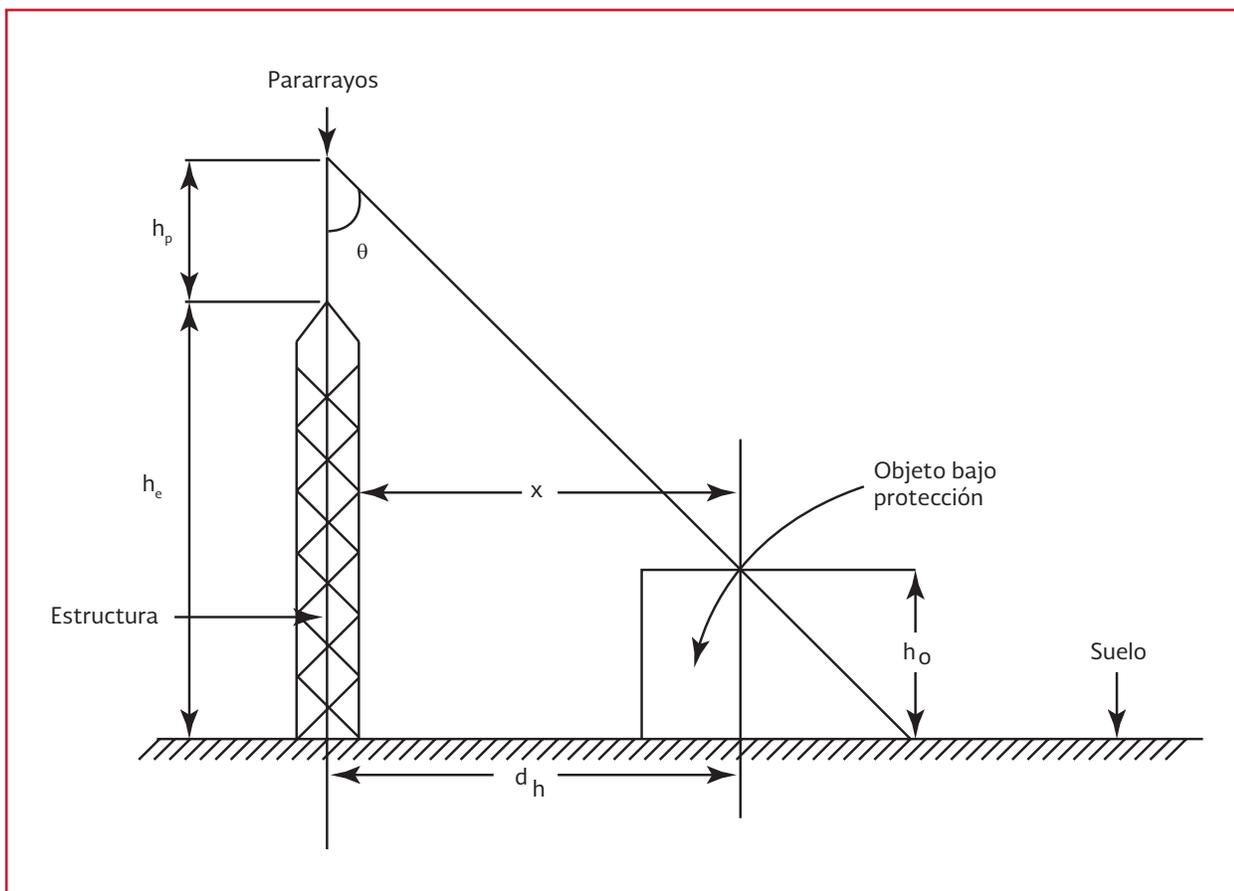
Condición de seguridad

$\theta = 45^\circ$ = Cuando la distancia entre estructuras y la altura de las mismas es tal que las zonas para protección obtenidas por los pararrayos se cortan sobre el plano de los objetos por proteger.

$$d_h < x$$

Ecuación 7.14

Ilustración 7.7 Pararrayos tipo bayoneta o punta



7.5. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

7.5.1. EJEMPLO DE RED DE TIERRAS CON ELECTRODOS

Se desea hacer el cálculo de una red de tierras para una subestación eléctrica que tiene los datos siguientes:

- Capacidad = 500 KVA
- Tensión en alta tensión = 34.5 k V
- Tensión en baja tensión = 4.16 kV
- Temperatura ambiente (T_a) = 35°C
- Corriente de cortocircuito ($I_f=I_o$) = 15 000 A
- Resistividad del terreno (ρ) = 250 Ω .m
- Resistividad superficial del terreno (ρ_s) = 3 000 Ω .m
- Tiempo de duración de la falla (t_s) = 0.066 seg. = 4 ciclos
- Temperatura máxima del conector (T_m) = 450°C
- Longitud de la varilla = 2.5 m

1. Corriente máxima eficaz de falla a tierra:

$$I_{cc} = I_o (F . D.) F . S .$$

$$I_{cc} = 15\,000 (1.40) 1.25 = 26\,250 \text{ A}$$

2. Calibre mínimo del conductor:

$$A = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\frac{\log_{10}\left(\frac{T_m - T_a}{234 - T_a} + 1\right)}{33 \text{ s}}}}$$

$$A = \frac{26\,250}{\sqrt{\frac{\log_{10}\left(\frac{450 - 35}{234 - 35} + 1\right)}{33 (0.066)}}} = 60\,851 \text{ cm}$$

El calibre AWG que corresponde a 60851.024 cm es 2 AWG, pero se recomienda usar de 4/0 AWG o algún calibre recomendado en la NOM-001-SEDE, para la aplicación definida.

3. Malla propuesta, ver Ilustración 7.8

- $A_r = 120 \times 120 \text{ m}^2$
- $n = 21$
- $D = 6 \text{ m}$
- $h = 0.8 \text{ m}$

Longitud del conductor:

- Conductores horizontales = 2 520 m
- Conductores verticales = 2 520 m

Total = 5 040 m.

4. Número de electrodos:

$$N_v = 0.6 \sqrt{A_r}$$

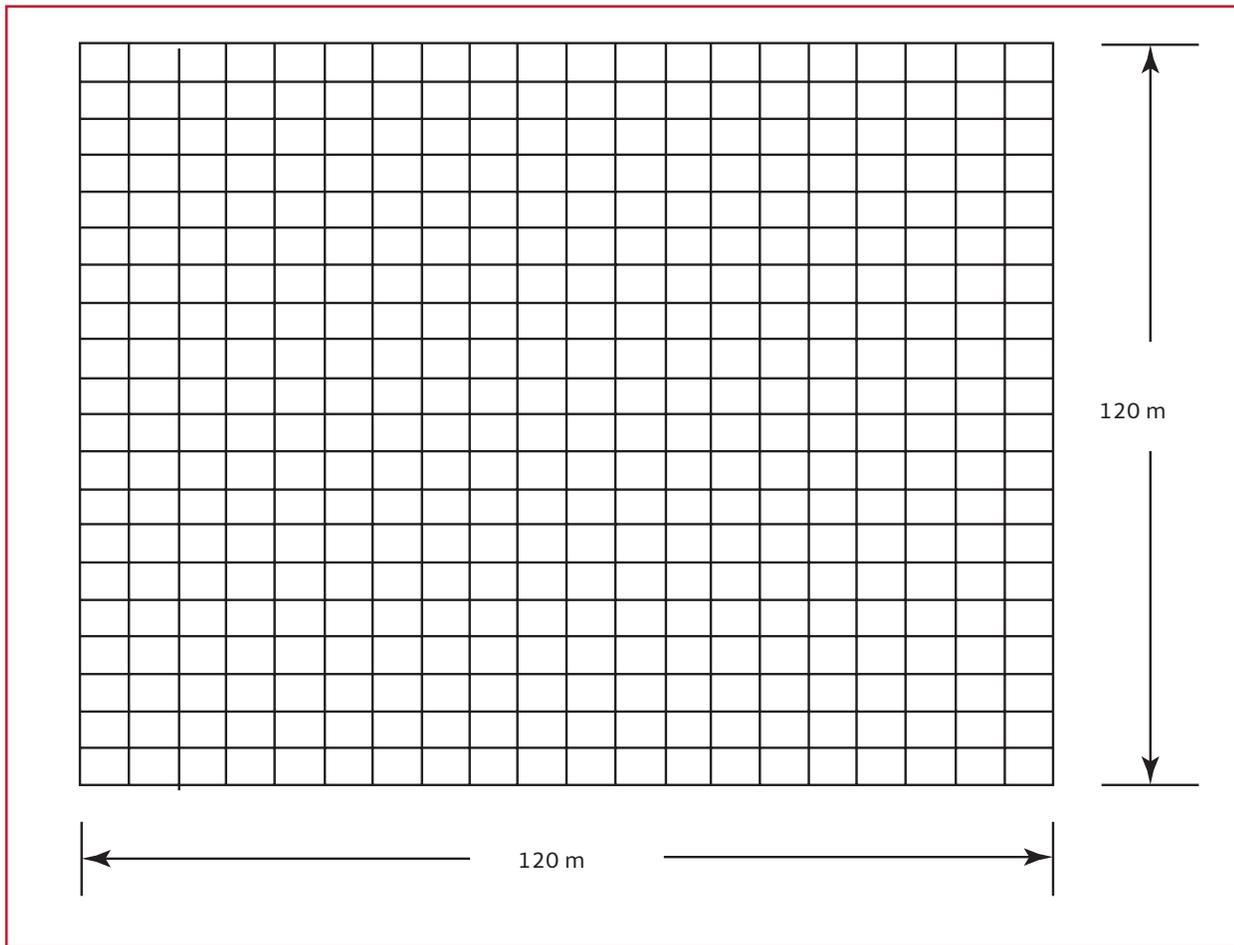
$$N_v = 0.6 \sqrt{(120)(120)} = 72$$

5. Longitud del conductor requerido:

$$L = \frac{(K_m) (K_i) (\rho) (I_{cc}) \sqrt{t}}{116 + 0.17\rho_s}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{(16)(hd)}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3}{4} + \frac{5}{6} + \frac{7}{8} + \frac{9}{10} + \frac{11}{12}\right)$$

Ilustración 7.8 Malla propuesta



$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{36}{16 (0.8) 11.684 \times 10^{-3}}$$

$$+ \frac{1}{\pi} \ln \left(\begin{array}{cccccc} \left(\frac{3}{4}\right) & \left(\frac{5}{6}\right) & \left(\frac{7}{8}\right) & \left(\frac{9}{10}\right) & \left(\frac{11}{12}\right) & \left(\frac{13}{14}\right) \\ \left(\frac{23}{24}\right) & \left(\frac{25}{26}\right) & \left(\frac{27}{28}\right) & \left(\frac{29}{30}\right) & \left(\frac{31}{32}\right) & \\ \left(\frac{15}{16}\right) & \left(\frac{17}{18}\right) & \left(\frac{19}{20}\right) & \left(\frac{21}{22}\right) & & \\ \left(\frac{33}{34}\right) & \left(\frac{35}{36}\right) & \left(\frac{37}{38}\right) & \left(\frac{39}{40}\right) & & \end{array} \right)$$

$$K_m = 0.4327$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 n$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 (21) = 4.262$$

Por lo tanto:

$$L = \frac{(0.4327) (4.262) (250) (26 \ 250) \sqrt{0.066}}{116 + (0.17) (3000)}$$

$$= 4966.6927 \text{ m}$$

Condición para seguir con el cálculo:

$$L < L_{\text{prop}}$$

$$L_{\text{prop}} = (\text{No. conductores verticales} \times \text{long. malla.})$$

$$+ (\text{No. de conductores horizontal} \times \text{long. malla})$$

$$+ (\text{Nv} \times \text{long. varilla})$$

$$L_{prop} = (21 \times 120) + (21 \times 120) + (72 \times 2.5)$$

$$L_{prop} = 5,220 \text{ m}$$

$$4\,966.6927 < 5\,220 \text{ m}$$

6. Resistencia de la red:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L_{prop}}$$

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{120(120)}{\pi}} = 67.7$$

$$R = \frac{250}{4(67.7)} + \frac{250}{5220} = 0.971 \Omega$$

7. Máximo aumento de potencial en la red:

$$E = I_{cc} \times R$$

$$E = 26250 \times 0.971$$

$$E = 25488.75 \text{ V}$$

8. Tensiones tolerables:

$$E_p = \frac{116 + 0.7 \rho_s}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7(3\,000)}{\sqrt{0.066}}$$

$$= 8\,625.76 \text{ V}$$

$$E_c = \frac{116 + 0.17 \rho_s}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.17(3\,000)}{\sqrt{0.066}}$$

$$= 2\,436.7 \text{ V}$$

9. Potenciales probables:

$$E_{pr} = (K_s)(K_i)(\rho) \frac{I_{cc}}{L_{prop}}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} \right. \\ \left. + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \frac{1}{5D} + \dots \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2(0.8)} + \frac{1}{6+0.8} + \frac{1}{2(6)} \right. \\ \left. + \frac{1}{3(6)} + \frac{1}{4(6)} + \frac{1}{5(6)} \right. \\ \left. + \frac{1}{6(6)} + \frac{1}{7(6)} + \frac{1}{8(6)} + \frac{1}{9(6)} \right. \\ \left. + \frac{1}{10(6)} + \frac{1}{11(6)} + \frac{1}{12(6)} + \frac{1}{13(6)} \right. \\ \left. + \frac{1}{14(6)} + \frac{1}{15(6)} + \frac{1}{16(6)} + \frac{1}{17(6)} \right. \\ \left. + \frac{1}{18(6)} + \frac{1}{19(6)} + \frac{1}{20(6)} \right] = 0.3835$$

$$\therefore E_{pr} = 0.4031(4.262) 250 \left(\frac{26\,250}{5\,220} \right)$$

$$= 2\,054.83 \text{ V}$$

$$E_m = K_m(K_i) \rho \frac{I_{cc}}{L_{prop}}$$

$$\therefore E_m = 0.4327(4.262) 250 \left(\frac{26\,250}{5\,220} \right)$$

$$= 2\,318.45 \text{ V}$$

10. Verificar condiciones de seguridad:

$$E_{pr} < E_p$$

$$E_m < E_c$$

$$2054.83 < 8625.73$$

$$2318.45 < 2436.7$$

7.5.2. EJEMPLO DE PROTECCIÓN POR PARARRAYOS

1. Datos:

- $h_o = 5$ m
- $h_c = 15$ m
- $h_p = 1.2$ m
- $d_h = 6$ m
- $\theta = 30^\circ$

2. Zona de protección:

$$x = y \tan \theta$$

$$y = h_c + h_p - h_o$$

$$y = 15 + 1.2 - 5$$

$$y = 11.2 \text{ m}$$

$$x = 11.2 \tan 30^\circ$$

$$x = 6.46 \text{ m}$$

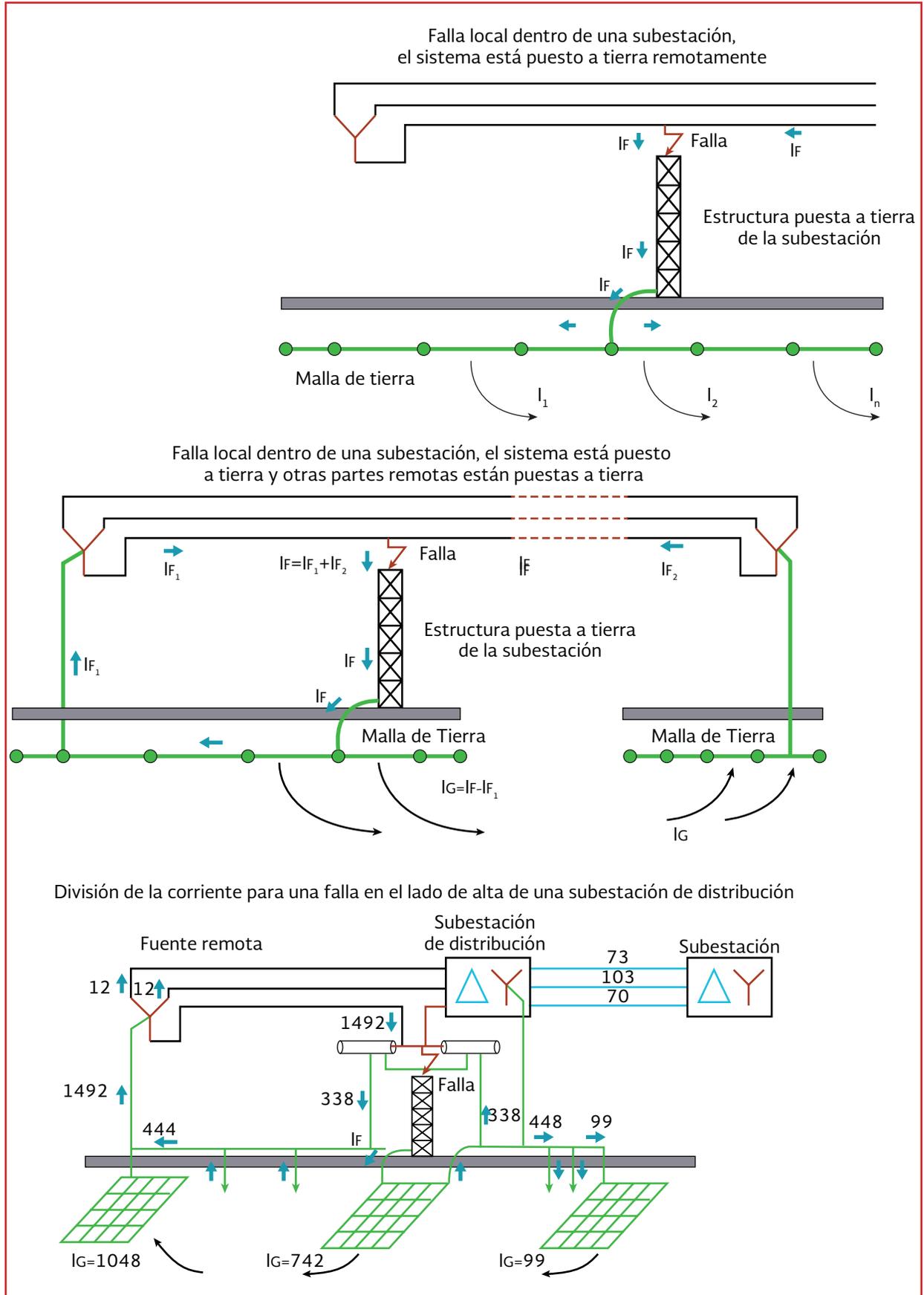
3. Condición de seguridad:

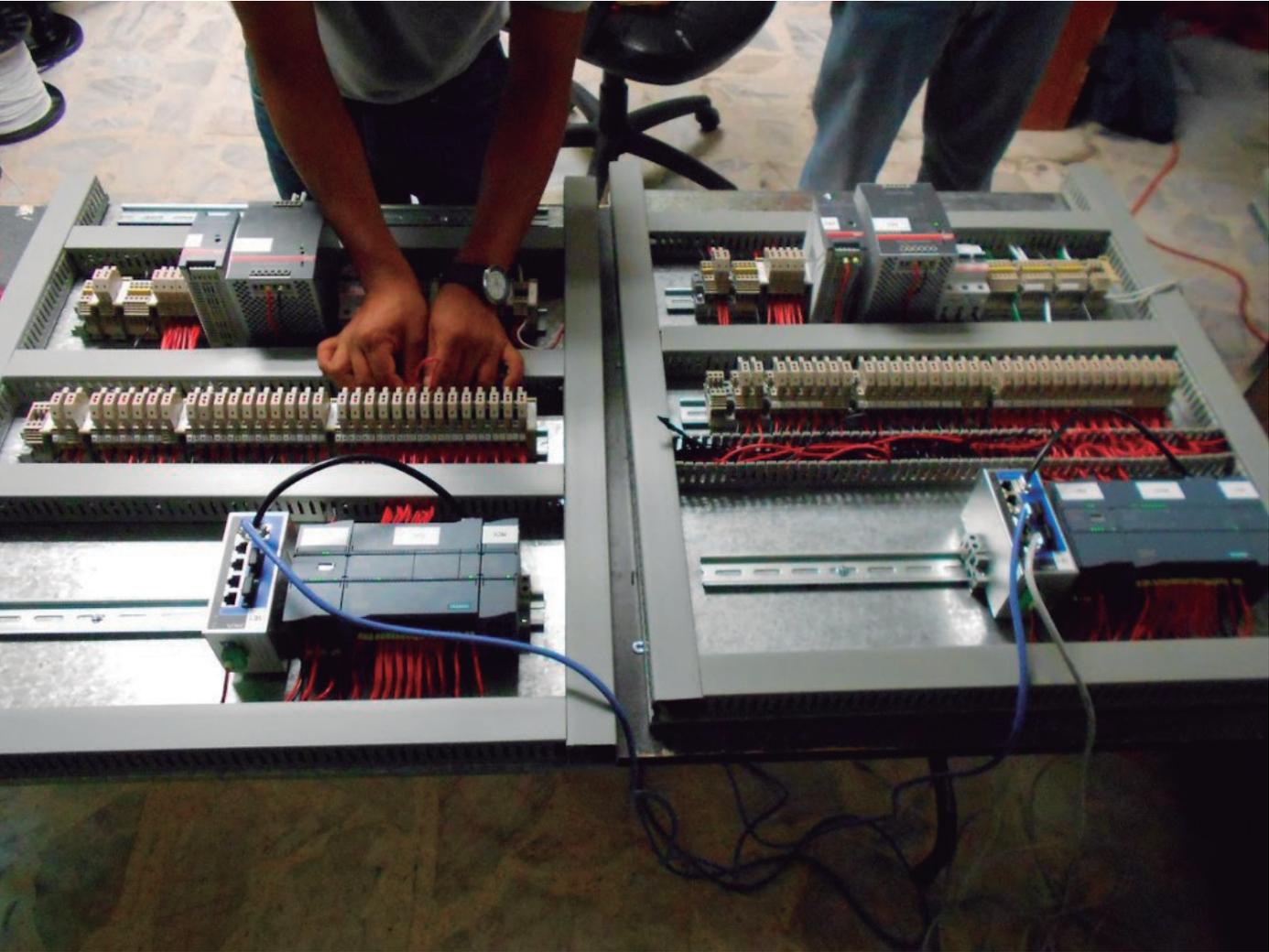
$$6 < 6.46$$

Por lo tanto la altura del pararrayos es la adecuada.

Con el fin de complementar más este libro a continuación se pueden observar en la Ilustración 7.9 algunos ejemplos de fallas de sistemas no puestos a tierra en subestaciones

Ilustración 7.9 Falla a tierra dentro de una subestación eléctrica el sistema no está puesto a tierra





8

SISTEMAS DE CONTROL

8.1. INTRODUCCIÓN²¹

En este capítulo se establece, en forma esquemática, las bases para el desarrollo de instalaciones eléctricas de los sistemas de control de motores a través de los diagramas lógicos y de control eléctrico. Contiene, además, la presentación y descripción en una forma práctica y sencilla de los componentes auxiliares para los sistemas de control de motores y de otras cargas que normalmente forman parte del sistema eléctrico de una estación de bombeo, planta de tratamiento de aguas, etcétera.

8.2. CONSIDERACIONES GENERALES

El término sistema de control, se aplica al conjunto de elementos básicos de control, como son: arrancadores, contactores, controladores lógicos programables (PLC's), relevadores de control y auxiliares, estaciones de botones, instrumentos, etcétera que interconectados en una forma adecuada, se utilizan para llevar acciones de gobierno, mando o regulación sobre un motor u otra carga eléctrica o la combinación de las mismas.

La aplicación de estos controles a motores tiene como objeto principal realizar funciones como arranque/paro automático, alternación de operación automática, protección, inversión de giro, etcétera. Los sistemas de control se clasifican de la manera siguiente:

a) Por su localización:

- Local (junto al motor o "a pie de máquina")
- Remoto (en gabinete y/o en cuarto de control de motores, etcétera)

b) Por su modo operativo:

- Manual
- Semiautomático
- Automático

c) Por sus componentes de maniobra:

- Electromecánicos
- Electrónicos o estáticos

d) Por su forma operativa:

- Eléctricos
- Electromagnéticos
- Electromecánicos
- Mecánicos
- Electrónicos
- Estáticos
- Combinación de dos o más de los citados

8.3. EQUIPOS DE CONTROL²²

8.3.1. GENERALIDADES

El concepto de control, en el sentido correspondiente a este libro, comprende todos los métodos usados para garantizar la operación segura de un motor u otra carga eléctrica. Estos métodos

21 Fuente: NOM-001-SEDE

22 Fuente: NMX-J-142/1-ANCE

abarcan desde la operación manual de arranque/paro, hasta la automatización completa, pero inevitablemente se hará uso de un dispositivo o equipo de control que normalmente recibe el nombre de controlador.

El controlador puede estar integrado por equipos electromagnéticos o estáticos, de estado sólido o combinación de estos.

Puede ser también en el caso de un motor, un arrancador con una estación de botones para operarlo en forma local o a control remoto; un dispositivo que lo arranque por pasos o invirtiendo su sentido de rotación o bien haciendo uso de las señales de las variables a controlar, como pueden ser temperatura, presión, nivel de un líquido, o cualquier otro cambio físico.

Por simple o complejo que sea el sistema, siempre estará compuesto de un cierto número de componentes conectados entre sí para cumplir con un comportamiento determinado. El principio de operación de estos componentes es el mismo y su capacidad varía dependiendo del tamaño del motor que van a controlar. La selección adecuada de un controlador se determina en base a las características técnicas del motor o equipo eléctrico (potencia, amperes, volts, frecuencia, número de fases, etcétera), ciclo de trabajo, tipo de carga mecánica y las condiciones de su instalación.

Los principales tipos de controladores son los siguientes:

- a) Desconectadores
- b) Arrancadores manuales
- c) Interruptores termomagnéticos
- d) Arrancadores tipo tambor
- e) Contactores magnéticos

- f) Arrancadores estáticos
- g) Variadores de frecuencia

8.3.2. EQUIPOS AUXILIARES DE CONTROL

Los equipos auxiliares de control proporcionan al controlador o a su sistema, las señales necesarias para efectuar maniobras de manera pre-determinada. Algunos de ellos se mencionan a continuación.

- a) Estación de botones
Una estación de botones es básicamente un desconectador de control en el que se activan dos o más contactos de forma momentánea o sostenida y pueden ser normalmente abiertos (NA) o normalmente cerrados (NC)
En una instalación eléctrica se puede usar más de una estación de botones, de manera que se puede controlar un motor desde tantos puntos como estaciones se tengan y se diseñan para uso normal o pesado (cuando se usan con mucha frecuencia)
- b) Selectores
Son dispositivos, que como su nombre lo indica, “seleccionan” la función y/o la forma como se debe realizar la operación eléctrica por el sistema de control o el propio controlador. Así pues, existen selectores “local-remoto”, “manual-automático”, “arrancar-parar”, “adelante-reversa”, etcétera
- c) Relevadores térmicos y de aleación fusible
Un relevador térmico, también conocido como relevador de sobrecarga (OL), es

un dispositivo sensible a la temperatura, cuyos contactos abren cuando la corriente del motor excede a un límite preestablecido, debido a una sobrecarga o a fallas en el arranque

Para motores trifásicos se usan normalmente tres unidades (una por fase) en serie con el circuito de fuerza de motor y sus contactos operan en el circuito de control en serie con la bobina respectiva. Cuando se tienen motores de gran potencia se pueden usar estos dispositivos conectándolos a través de transformadores de corriente

Los relevadores térmicos son dispositivos de retardo de tiempo en forma inherente, debido a que la temperatura no puede seguir en forma instantánea a los cambios de la corriente. Existen relevadores del tipo aleación fusible que no se pueden graduar, pero que ofrecen una protección confiable contra sobrecarga

Los relevadores de sobrecarga se seleccionan en base a la corriente nominal de placa del motor, su factor de servicio y a la temperatura de operación, la cual es normalmente de 30°C, (considerando que es la misma de la ubicación del controlador). En caso de que estas temperaturas sean diferentes se deben realizar ajustes de acuerdo a las recomendaciones del fabricante

d) Lámparas piloto o indicadoras

Las lámparas piloto se usan como elementos auxiliares de señalización para indicar la condición de un componente remoto en un sistema de control. Por ejemplo:

- Lámpara roja: Sistema energizado
- Lámpara verde: No energizado

- Lámpara amarilla o ámbar: Condición anormal del sistema de control

e) Relevadores electromagnéticos

Son desconectores electromagnéticos que se emplean como dispositivos auxiliares en los circuitos de control de arrancadores de motores grandes o directamente como arrancadores en motores pequeños

Cada relevador electromagnético abre y cierra un conjunto de contactos cuando su bobina se energiza. Los relevadores de control se usan por lo general en circuitos de baja potencia y pueden incluir relevadores de tiempo retardado que cierran y abren sus contactos en intervalos de tiempo definidos

Como alternativa a los relevadores electromagnéticos se tienen los estáticos, que a través de circuitos electrónicos realizan con ventajas las operaciones requeridas

f) Relevadores de control de tiempo

Cuando en un sistema eléctrico se requiere controlar el tiempo de operación de un equipo, dar una cierta secuencia o cumplir con funciones a intervalos de tiempo, se usan los llamados “relevadores de control de tiempo” cuyo principio de operación se puede basar en la acción neumática, los de fluido amortiguador, los que usan motores eléctricos, del tipo estático, etc. Los dos primeros son elementos que operan en forma mecánica. Los relevadores de tiempo a base de un motor eléctrico (y levas ajustables) se usan en operaciones de control que son cíclicas. Los relevadores de tiempo del tipo estático controlan sus operaciones en base a un circuito integrador

g) Alternadores eléctricos

Estos elementos son usados cuando se requiere en un sistema de control, el arranque y paro automático de dos o más motores (bombas) en forma alternada para un mismo servicio, por ejemplo, instaladas en un tanque común en donde uno será relevo del otro, o para operar ambas cuando la demanda exceda la capacidad de una de las dos unidades de bombeo, o simplemente para uniformizar el desgaste en cada una de ellas. Son empleados comúnmente en:

- Suministro de agua potable a tanques o cárcamos
- Desalojo de aguas pluviales o aguas residuales en cárcamos colectores
- Dosificación de reactivos en plantas potabilizadoras

8.3.2.1. Instrumentación de control

Se refiere a elementos que no son parte del control del motor, pero intervienen en la secuencia de su operación, proporcionando señales permisivas o condicionales, por ejemplo los siguientes:

a) Interruptores de límite

Su acción, depende de la posición de un dispositivo mecánico, sensible a distintos tipos de señales como son la dirección de rotación, posición, límite, etcétera. Se seleccionan de acuerdo a su tipo de instalación, tensión, carga y ambiente de ubicación

b) Interruptores de nivel

Son dispositivos de control que permiten abrir o cerrar un circuito eléctrico como

resultado de un incremento o disminución en el nivel de líquido (agua) de un tanque, recipiente, sumidero o cárcamo. Los más comúnmente usados en las instalaciones de distribución de agua potable, tratamiento y alcantarillado son:

1. Tipo electrodo: También conocido como sonda eléctrica, basa su funcionamiento en abrir y cerrar un circuito de control eléctrico siempre energizado. En su forma más simple consta de una sonda compuesta de un cable dúplex con aislantes a prueba de agua, intemperie, luz solar y uso rudo que se enrolla y desenrolla en un tambor al subir o bajar el electrodo conectado en uno de sus extremos, al seguirse el cambio de nivel de agua clara dentro de un pozo
2. Tipo pera: Por su diseño sencillo (no lleva partes móviles), construcción sellada y con materiales resistentes a sustancias corrosivas (mantenimiento prácticamente nulo), además de su bajo costo, este dispositivo está siendo ampliamente utilizado para detectar los niveles de agua clara o aguas negras en cualquier depósito, cárcamo o canal siempre y cuando exista poca turbulencia u oleaje sobre el espejo de agua. Constituido por una cubierta de P.V.C. (pera), la cual es soportada por un cable conductor con aislante del mismo material, mantiene sellado el entorno del contacto eléctrico dado por una cápsula de mercurio que al variar su posición conforme el nivel del líquido llega al detector, cierra y abre un circuito eléctrico de control

3. Flotador: Su uso más frecuente es para arrancar o parar equipos de bombeo hidráulico y su función principal es mantener un nivel de agua dentro de los valores límites (definidos por límite máximo y límite mínimo) en tanques de gran capacidad y cárcamos. Existen distintas versiones constructivas de estos interruptores, pero todos se basan en el mismo principio, que es la acción de un flotador sujeto desde la parte superior del recipiente o depósito por un cable, el cual mediante poleas, transmite su movimiento a un contrapeso que a su vez abre o cierra los contactos de un microinterruptor convirtiendo esta acción en una señal de mando sobre el dispositivo del circuito eléctrico de control respectivo
- c) Interruptor de presión
Al igual que el elemento anterior, este convierte una acción de movimiento o de fuerza ejercida por la variación de la presión estática, dentro de la tubería o un recipiente cerrado, a una señal de mando sobre el correspondiente dispositivo del circuito eléctrico que finalmente actuará al equipo de control, manteniendo dicha variable dentro de los valores límites operacionales. Se diseñan de diferentes tipos dependiendo del rango de presión manejado
- d) Interruptor por temperatura (elementos térmicos)
Son elementos que básicamente emplean dispositivos bimetálicos, sondas de resistencia o termopares como sensores de temperatura, que accionan sobre grupos de contactos cuando se presentan cambios de esta variable dentro de los rangos fijados como límites del control
- e) Interruptor detector de ruptura de bandas
1. Se emplean en transportadores de sólidos o lodos en los cuales se desea detectar la ruptura de banda
 2. Se conectan directamente a la flecha de la polea de cola del transportador, de tal forma que al dejar de girar se operan unos contactos, que provocan el paro del motor
 3. Se seleccionan de acuerdo a su tipo de montaje, Volts, Amperes y ambiente de ubicación
- f) Sensores de vibración
Se emplean en motores, bombas y turbinas de gran potencia y están integrados por dispositivos que se instalan directamente en la flecha del equipo y que envían sus señales a amplificadores que a su vez accionan contactos auxiliares de alarma y paro. La selección adecuada de estos sistemas se hace en base a la amplitud máxima de vibración del equipo de acuerdo a datos del fabricante, el tipo de instalación de los sensores, la tensión de control y su ambiente de ubicación
- g) Tacómetros
1. Detectan la velocidad de giro y se utilizan en motores, bombas y turbinas de gran tamaño. Pueden ser del tipo mecánico, centrífugo o electrónico
 2. Dentro de estos últimos se emplean transductores que producen una señal analógica o digital proporcional a la velocidad

3. De acuerdo al tipo de transductor se tienen los tipos siguientes:

- De corrientes parásitas
- De corriente alterna
- De corriente directa o dínamo
- De frecuencia

La selección adecuada de estos dispositivos se hace en base a la velocidad de giro nominal del equipo de acuerdo a datos de placa, el tipo de instalación de los sensores, la tensión de control y su ambiente de ubicación

h) Controlador lógico programable (PLC)

El controlador lógico programable (PLC), es un sistema electrónico computarizado que programado de manera adecuada puede realizar, con grandes ventajas técnicas y económicas, las maniobras de control y protección de un sistema. Normalmente, consiste de una unidad central de proceso y varios módulos de entradas y salidas, para manejar señales digitales o analógicas, que se instalan en bastidores soporte en un tablero diseñado para tal fin

Para un plc una entrada o salida digital, estará representada por la presencia o ausencia de tensión en el punto de conexión correspondiente. En cambio una entrada o salida analógica corresponde a un valor dado en mili volts o micro amperes. Por lo anterior, cuando el PLC debe mandar una señal de control a un dispositivo cuya corriente de operación excede la capacidad de su circuito de salida, se deben utilizar relevadores de interface que tengan la capacidad suficiente. Esto no representa una desventaja frente a una de las principales características del PLC que es poder sustituir una gran cantidad de relevadores de secuencia

Para seleccionar un PLC, se debe especificar la cantidad de salidas y entradas, analógicas y digitales, la capacidad de memoria y el tipo de bastidor de montaje. Así como los equipos periféricos como el dispositivo de programación, de comunicación, etcétera

8.3.3. CABLES DE CONTROL

Los cables de control están formados por uno (monopolar) o por varios conductores con aislamiento individual y agrupado por una cubierta exterior para formar un solo conjunto multiconductor. El uso del cable multiconductor será opcional para las instalaciones de agua potable, saneamiento y alcantarillado.

Los elementos que los integran se describen a continuación.

- a) Conductores. No 14 AWG formados por hilos de cobre suave recocido o aluminio Aislamiento (individual). Formado por compuestos termoplásticos o elastoméricos, capaces de trabajar a 600 V c.a máx a una temperatura de 95 °C en ambiente seco y 75 °C en ambiente húmedo
- b) Pantalla metálica o blindaje (opcional) Formada por cintas o mallas de cobre sobre la cinta reunidora. Su función es la de evitar la inducción originada por sistemas de alta o baja tensión. Para evitarlos se pueden blindar adicionalmente en grupos o en pares
- c) Cubierta exterior (en multiconductor) En general los cables de control llevan una cubierta para protegerlos contra daños de agentes externos como luz solar, humedad, ambientes corrosivos, etc.

Para brindar una protección adicional contra la corrosión, se utiliza una cinta de 5 mm de espesor de bronce bajo esta cubierta, esta cinta también brinda una protección contra roedores y termitas en cables directamente enterrados

d) Cables para charolas tipo TC

La ampacidad de los cables de control para charola tipo TC se debe determinar de acuerdo con La ampacidad permisible de los cables multiconductores de 2 000 volts o menos, debe ser como se establece en las Tablas que están indicadas el tema de conductores del libros de *Selección de equipos y materiales electromecánicos* del MAPAS y se deben de seguir los siguientes incisos:

- Los factores de ajuste se deben aplicar únicamente a cables multiconductores con más de tres conductores portadores de corriente. Los factores de ajuste se deben limitar al número de conductores portadores de corriente en el cable y no al número de conductores en la charola portables
- Cuando las charolas portables estén cubiertas continuamente por más de 1.80 metros de cubiertas sólidas sin ventilación, no se permitirá que los cables multiconductores tengan más del 95 por ciento de la ampacidad
- Cuando se instalen cables multiconductores en una sola capa en charolas sin cubiertas, manteniendo una separación entre cables no menor al diámetro de un cable la ampacidad no debe exceder las ampacidades permisibles, corregidas para la

temperatura ambiente, de los cables multiconductores, con no más de tres conductores aislados de 0 a 2 000 volts al aire libre

8.3.4. TABLEROS DE CONTROL

8.3.4.1. Todos los tableros de alumbrado y control

Estos equipos deben tener un valor nominal que no sea menor a la capacidad mínima del alimentador que se exige para la carga calculada, según se aplique.

Protección contra sobrecorriente

Un panel de alumbrado y control debe estar protegido por un dispositivo de protección contra sobrecorriente que tenga un valor nominal no mayor que la del panel de alumbrado y control. Este dispositivo de protección contra sobrecorriente se debe ubicar dentro o en cualquier punto en el lado de alimentación del panel de alumbrado y control.

Excepción 1: No se exigirá protección individual para un panel de alumbrado y control utilizado como equipo de acometida con medios de desconexión múltiples. En tableros de alumbrado y control protegidos por tres o más interruptores automáticos principales o por conjuntos de fusibles, estos interruptores automáticos o conjuntos de fusibles no deben alimentar a una segunda estructura de barra conductora dentro del mismo ensamble del panel de alumbrado y control.

Excepción 2: No se exigirá protección individual para un panel de alumbrado y control protegido en su lado de alimentación por dos interruptores

automáticos principales o dos conjuntos de fusibles que tengan un valor nominal combinado no mayor que el del panel de alumbrado y control. Un panel de alumbrado y control construido o alambrado según esta excepción no debe contener más de 42 dispositivos de protección contra sobrecorriente.

8.3.4.2. Los tableros de control industrial

Estos equipos deben suministrar con protección contra sobrecorriente.

Esta protección se debe suministrar para cada uno de los circuitos de alimentación que ingresa, mediante cualquiera de los siguientes métodos:

1. Un dispositivo de protección contra sobrecorriente localizado adelante del panel de control industrial
2. Un solo dispositivo principal de protección contra sobrecorriente localizado dentro del panel de control industrial. Cuando la protección contra sobrecorriente se suministra como parte del panel de control industrial, los conductores de alimentación se deben considerar bien sea como alimentadores o como derivaciones

El valor nominal o el ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente para el circuito que alimenta al panel de control industrial no debe ser mayor que la suma del valor nominal o el ajuste más grande del dispositivo de protección contra falla a tierra y de cortocircuito del circuito derivado que se proporciona con el panel de control industrial, más el 125 por ciento del valor nominal de corriente de plena carga de

todas las cargas de calefacción por resistencia, más la suma de las corrientes de plena carga de todos los otros motores y aparatos que pueden estar en funcionamiento al mismo tiempo.

Excepción: Cuando uno o más interruptores automáticos de activación instantánea (disparo) o protectores contra cortocircuito del motor se utilizan para la protección contra falla a tierra y cortocircuito del circuito derivado, el procedimiento especificado anteriormente para determinar el valor nominal máximo del dispositivo de protección para el circuito que alimenta el panel de control industrial se debe aplicar con la siguiente disposición: para propósitos de cálculo, se debe asumir que cada interruptor automático de activación instantánea (disparo) o cada protector contra cortocircuito del motor tiene un valor nominal que no excede el porcentaje máximo de la corriente de plena carga del motor permitida para el tipo de dispositivo de protección del circuito de alimentación del panel de control que se utiliza.

8.3.5. CONTROLADORES DE MOTORES

8.3.5.1. Diseño del controlador.

- a) Arranque y paro. Cada controlador debe tener la capacidad de arrancar y parar el motor que controla y de interrumpir la corriente de rotor bloqueado del motor
- b) Autotransformador. Un arranque mediante autotransformador debe tener una posición de abierto "off", una posición de marcha y como mínimo una posición de arranque, y debe estar diseñado de modo que no pueda perma-

necer en la posición de arranque o en cualquier otra posición que pueda dejar inoperante el dispositivo de protección contra sobrecarga del circuito

c) Reóstatos. Los reóstatos deben cumplir los siguientes requisitos:

1. Los reóstatos de arranque del motor deben estar diseñados de modo que el brazo de contacto no pueda quedar sobre segmentos intermedios. El punto o placa en la cual descansa el brazo cuando está en posición de arranque no debe estar conectado eléctricamente con la resistencia
2. Los reóstatos de arranque para motores de corriente continua operados desde una fuente de alimentación de tensión constante, deben estar equipados con dispositivos automáticos que interrumpan la alimentación antes de que la velocidad del motor haya caído a menos de $1/3$ de su valor nominal normal

8.3.5.2. Capacidades nominales

El controlador debe tener un valor nominal tal como se especifica a continuación bajo las condiciones especificadas:

a) Generalidades:

1. Capacidades nominales en kilowatts (h.p) a la tensión de suministro. Los controladores, diferentes de los interruptores automáticos de tiempo inverso y de los interruptores de caja moldeada, deben tener una capacidad nominal, a la tensión de suministro, no menor a la potencia nominal del motor

2. Interruptor automático. Se permitirá como controlador para todos los motores un interruptor automático de tiempo inverso del circuito derivado, clasificado en amperes. Cuando este interruptor automático se usa también para protección contra sobrecarga, debe cumplir con las disposiciones correspondientes de este Artículo concernientes a la protección contra sobrecarga

3. Interruptor de caja moldeada. Se permitirá un interruptor de caja moldeada clasificado en amperes como controlador para todos los tipos de motores

b) Motores pequeños. Se permitirá instalar como controladores dispositivos como los especificados en 1 y 2:

1. Motores estacionarios de 93 watts ($1/8$ h.p) o menos. Se permitirá que los medios de desconexión del circuito derivado sirvan como controlador de motores estacionarios de 93 watts ($1/8$ hp) o menos que normalmente se dejan funcionando y que estén contruidos de modo que no se puedan dañar por sobrecargas o fallas al arrancar, tal como los motores de relojes y similares

2. Motores portátiles de 249 watts ($1/3$ h.p) o menos. Para un motor portátil de 249 watts ($1/3$ h.p) o menos, se permitirá que el controlador sea una clavija de conexión y un contacto o un conector de cordón

c) Motores estacionarios de 1.5 kilowatts (2 h.p) o menos. Para los motores estacionarios de 2 caballos de fuerza nominales o menos y 300 volts o menos, se permitirá que funcione como controlador cualquiera de los siguientes:

1. Un interruptor para uso general con un valor nominal en amperes no menor al doble del valor nominal de corriente de plena carga del motor.
2. En circuitos de corriente alterna, un interruptor de acción rápida para uso general, adecuado solamente para uso en corriente alterna (no interruptores de acción rápida de corriente alterna y corriente continua para uso general), cuando el valor nominal de corriente de plena carga del motor no es mayor del 80 por ciento del valor nominal del interruptor, en amperes

d) Motores de alto par. Para motores de alto par, el controlador debe tener un valor nominal de corriente de plena carga en servicio continuo no menor al valor nominal de corriente de la placa de características del motor. Para un controlador de motor clasificado en caballos de fuerza pero no marcado con el anterior valor nominal de corriente, el valor nominal de corriente equivalente se debe determinar a partir del valor nominal en caballos de fuerza, utilizando las Tablas 430-247, 430-248, 430-249 o 430-250 de la NOM-001-SEDE

e) Tensión nominal. Se permitirá instalar un controlador de una sola tensión nominal, por ejemplo, 240 volts ó 480 volts, en un circuito en el que la tensión nominal entre dos conductores cualesquiera no exceda el valor nominal de tensión del controlador. Si el controlador fuera de tensión dual, por ejemplo: 120/240 volts ó 480Y/277 volts, sólo se debe instalar en un cir-

cuito sólidamente puesto a tierra cuya tensión nominal entre cualquier conductor y tierra no sea mayor al menor de los dos valores de valor nominal del controlador, y la tensión nominal entre dos conductores cualesquiera no exceda el valor más alto del valor nominal de tensión del controlador

8.3.5.3. Número de motores alimentados por cada controlador

Cada motor debe tener su propio controlador individual.

Excepción 1: Para motores de 600 volts nominales o menos, se permitirá utilizar un solo controlador de valor nominal no menor al valor en caballos de fuerza equivalente de todos los motores del grupo, bajo cualquiera de las condiciones siguientes:

1. Cuando varios motores accionen distintas partes de una sola máquina o pieza de aparato, como máquinas herramientas para el trabajo del metal o de la madera, grúas, montacargas y aparatos similares
2. Cuando un grupo de motores esté protegido por un solo dispositivo de sobrecorriente
3. Cuando un grupo de motores esté ubicado en un solo cuarto al alcance de la vista desde la ubicación del controlador

8.3.5.4. Motores de velocidad ajustable

Los motores de velocidad ajustable que son controlados por medio de un regulador de campo, deben estar equipados y conectados de modo

que no se puedan arrancar con un campo reducido.

Excepción: Se permitirá arrancar con un campo reducido, cuando el motor esté diseñado para arrancar de esa forma.

8.3.5.5. Limitación de la velocidad

Las máquinas de los siguientes tipos deben estar provistas de dispositivos u otros medios limitadores de velocidad:

1. Motores de corriente continua excitados separadamente
2. Motores en serie
3. Grupos motor - generador y convertidores que puedan ser accionados a una velocidad excesiva del lado de corriente continua, ya sea por invertirse el sentido de la corriente o por una reducción de la carga

8.4. CONTROL SUPERVISORIO²³

8.4.1. REQUISITOS GENERALES

Todos los protocolos de comunicación, interfaces de software y redes de comunicación (buses) que se utilizan en la transmisión de datos entre los niveles: Proceso (Instrumentación), Estación (Controladores), supervisión (Monitoreo y acciones de control), evaluación, planeación y Toma de decisiones, deben cumplir con el modelo de referencia OSI (Open Systems Interconnection) que se establece en la ISO/IEC-7498-1; así mismo, deben cumplir con la infraestructura de comunicaciones existente.

Protocolos de comunicación e interfaces de software

- AS-i.
- CC-Link IE Field
- CIP
- Foundation Fieldbus
- Hart
- Modbus
- Profibus

Protocolos del nivel de Estación (Controladores de los SDMC)

- BSAP
- CC-Link IE Safety
- CIP
- DNP 3
- EtherCAT
- Ethernet Powerlink
- Foundation Fieldbus HSE
- IEC 61850
- Modbus TCP
- ProfiNet HSE
- SERCOS III
- TCP/IP
- UDP

Protocolos del nivel de Supervisión (Monitoreo y acciones de control en los SDMC)

- BSAP
- CC-Link IEControl
- DNP 3.
- Ethernet
- Fast Ethernet
- Gigabit Ethernet
- 10 Gigabit Ethernet
- ProfiNetHSE
- TCP/IP
- Interfaces de aplicación

23 Fuente: NRF-046-PEMEX Y CFE G0000-34

Selección de los protocolos de comunicación

Para la categorización de las variables con base en el criterio de velocidad de actualización, se debe cumplir con las velocidades del canal de comunicación especificadas por las diferentes tecnologías. Estas velocidades son:

- AS-I 167 Kbps
- CC-Link IE Field 1000 Mbps
- DeviceNet de 125 a 500 Kbps
- Foundation Fieldbus 31 250 bps
- Hart 1 200 bps
- Modbus de 75 a 19 200 bps
- Profibus PA 31 250 bps
- ControlNet 5 Mbps
- EtherNet/IP 10/100/1000 Mbps

Categorías de instalaciones

Para propósito de este documento de referencia, con base en la red de control industrial se establece la siguiente la categorización de las diferentes instalaciones industriales (de proceso) y administrativas y a las localizaciones geográficas de las instalaciones que operan, las cuales son las siguientes:

- Instalaciones remotas
- Instalaciones centrales
- Oficinas administrativas locales
- Oficinas administrativas regionales
- Oficinas centrales nacionales / sede

Equipos de control del mismo fabricante

Cuando se utilice un solo equipo de comunicación, el proveedor o contratista debe suministrar la solución de interconexión de los equipos de control con el equipo de comunicación. Así mismo, debe usar el protocolo de comunicación

de los equipos de control para integrar la información entre equipos de control.

Funcionalidades de los protocolos de comunicación

Las siguientes funcionalidades básicas de aplicación de los protocolos de comunicación deben cumplir con 6.1 al 6.13 de la IEC 60870-5-5.

- a) Inicialización de equipo de control
- b) Interrogación general de equipos de control en instalaciones remotas
- c) Sincronización de relojes de equipos de control
- d) Tiempo de retraso de transmisión
- e) Adquisición de datos a través de interrogación secuencial
- f) Adquisición de datos a través de transmisión cíclica
- g) Adquisición de eventos
- h) Adquisición periódica de eventos
- i) Adquisición de eventos a través de verificación rápida
- j) Transmisión de instrucciones (comandos) de control entre equipos de control
- k) Transmisión de valores de variables totalizadas
- l) Carga y descarga de parámetros
- m) Procedimientos de pruebas
- n) Transferencias de Archivos

Adquisición de datos a través de reporte por excepción, con el proceso de interrogación secuencial

Esta función se debe usar para actualizar sólo los valores de variables de procesos que han registrado un cambio respecto de su valor anterior, y se debe emplear por los equipos de control ubi-

cados en instalaciones remotas para transmitir dichos datos únicamente cuando le toca el turno de interrogación secuencial hacia el equipo de control ubicado en las instalaciones centrales.

Adquisición de datos a través de reporte por excepción no solicitado.

Esta función se debe usar por los equipos de control ubicados en instalaciones remotas para transmitir de forma espontánea sin previa solicitud sólo los datos de los valores de variables de procesos que han registrado un cambio respecto a su valor anterior hacia el equipo de control ubicado en las instalaciones centrales. El protocolo de comunicación que usa esta función debe ejecutar algoritmos y manejar el reporte por excepción no solicitado para transmitir los datos que han cambiado su estado. La transmisión de los datos debe tener prioridad sobre otros tipos de transmisión. La adquisición de la información se debe realizar en forma de nombre o dirección de los datos o en arreglos o listas.

Funcionalidad del proceso

Los sistemas digitales de monitoreo y control operan tres tipos de datos de señales a través de un canal de comunicación:

- a) De control
- b) De monitoreo
- c) De administración

Protocolos de comunicación para instalaciones centrales

- a) Los equipos de control para propósito específico realizan las funciones de ope-

ración, monitoreo de parámetros y diagnósticos de equipos que se suministran en paquete

- b) Un sistema digital de monitoreo y control en instalaciones centrales, se compone por uno o varios equipos de control que entre otras funciones integran información de un proceso local, de equipos de control, de equipos paquete y de equipos de control en instalaciones remotas, con la finalidad de tomar decisiones operativas para la producción. Adicionalmente proporciona información a través de interfaces y protocolos de comunicación hacia las oficinas administrativas locales respecto al estado de la operación del proceso
- c) El proveedor o contratista debe suministrar, para cada una de las tres categorías de comunicación que se presentan en una instalación central:
 - 1. La comunicación con equipos de control ubicados en instalaciones remotas
 - 2. Las comunicaciones entre equipos de control de equipos paquete
 - 3. Los equipos de control del sistema digital de monitoreo y control, llamada comunicación de control local y las comunicaciones para fines de supervisión realizadas con las oficinas administrativas local

En la integración de equipos de control de diferentes fabricantes para hacer funciones de control en una aplicación de seguridad, la selección del protocolo de comunicación debe realizar las siguientes funcionalidades:

- a) Adquisición de datos a través de proceso de interrogación secuencial.
- b) Adquisición de datos a través de reporte por excepción en proceso de interrogación secuencial
- c) Adquisición de datos a través de reporte por excepción no solicitado
- d) Transmisión de comandos de control
- e) Redundancia de comunicación
- f) Prioridad de datos
- g) Estampado en tiempo
- h) Determinismo y repetibilidad
- i) Operaciones punto a punto

En la integración de equipos de control de diferentes fabricantes para hacer funciones de control en una aplicación de proceso, la selección del protocolo de comunicación debe cumplir las siguientes funciones:

- a) Adquisición de datos a través de proceso de interrogación secuencial
- b) Adquisición de datos a través de reporte por excepción en proceso de interrogación secuencial
- c) Adquisición de datos a través de reporte por excepción no solicitado
- d) Transmisión de comandos de control
- e) Redundancia de comunicación
- f) Prioridad de datos
- g) Estampado en tiempo
- h) Determinismo y repetibilidad
- i) Operaciones punto a punto
- j) Sincronización de relojes

8.4.2. ARQUITECTURA SCADA

La seguridad, disponibilidad y automatización de la subestación debe ser basada en una arquitectura descentralizada para adquisición de

datos y con un concepto de inteligencia distribuida.

Debe permitir el acceso a los mandos, mediciones y señalización de los dispositivos a través del servidor SCADA para operarse desde el centro de control remoto, así mismo deja disponible la información al CCL y CI para su control local a estos niveles.

La arquitectura del sistema debe permitir el control local, por medio del CCL y CI, a través de las aplicaciones de software que contienen funciones de control del sistema y adquisición de datos SCADA.

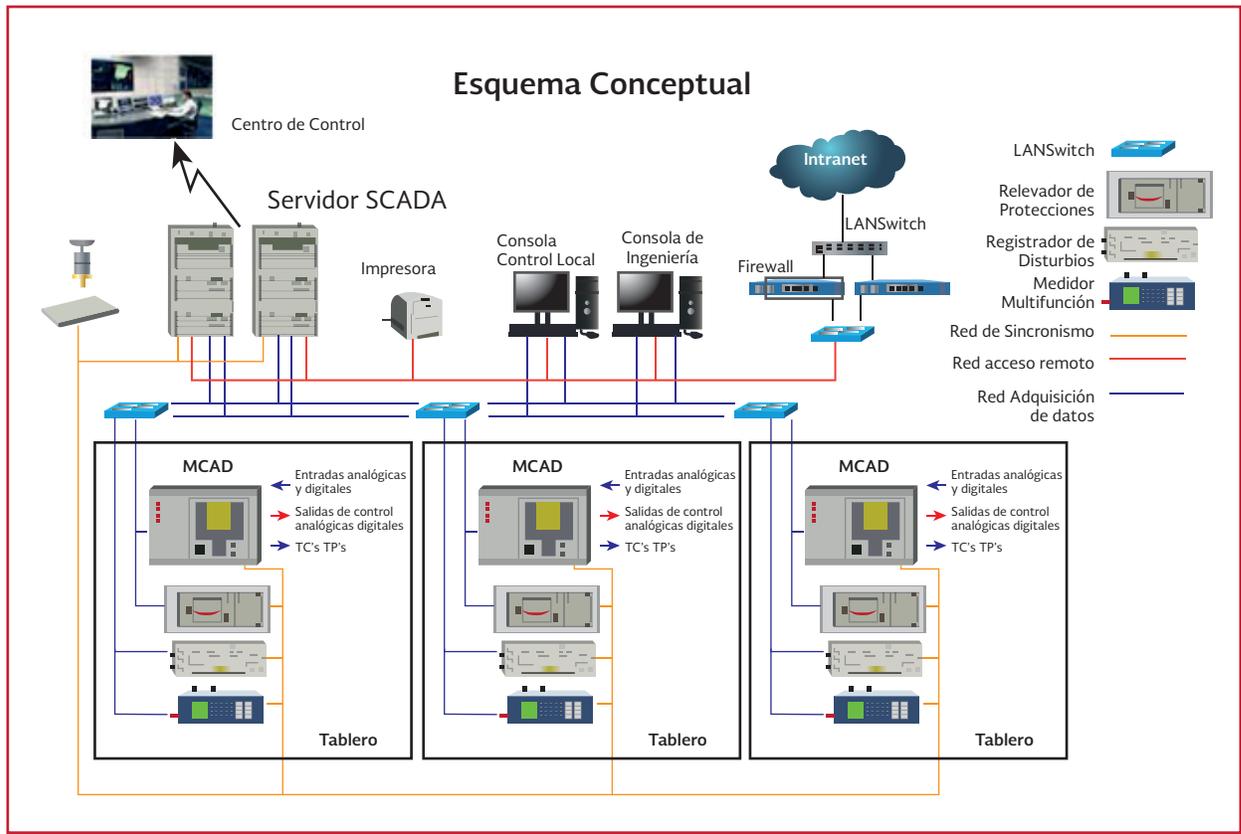
La red de comunicaciones debe ser redundante y asegurar el intercambio de información, así como la integración de información de los dispositivos y registradores para la operación y monitoreo en tiempo real.

El MCAD debe permitir el intercambio de señales entre los dispositivos electrónicos inteligentes y el servidor SCADA para el control y supervisión desde cualquier nivel de operación.

La cantidad de MCAD's a implementarse para el control y monitoreo de los dispositivos asociado se definen bajo los siguientes criterios:

- Para dispositivos de control de niveles
- Se debe de considerar un MCAD para supervisión y control de equipos auxiliares
- No se acepta que las funciones SCADA sean realizadas por relevadores de protección
- Ilustración 8.1 muestra la arquitectura conceptual del sistema

Ilustración 8.1 Diagrama conceptual de arquitectura SICLE



Fuente: CFE G0000-34

8.4.2.1. Consideraciones Generales

Toda la fabricación de los sistemas debe integrarse con base en componentes y diseño de programación de alto control de calidad, del tipo industrial con disponibilidad máxima.

Es requisito indispensable la seguridad de operación de cada una de las funciones que se asignen al sistema, evitando cualquier posibilidad de falsa operación, inadecuada aplicación de funciones y fundamentalmente de operación autónoma o errónea de telecomandos por interpretación de mensajes erróneos o fallas de equipamiento. Por lo tanto, se requiere que el sistema cuente con los mecanismos necesarios de seguridad, verificación a nivel de programación y de componentes.

El sistema debe incorporar las funciones de control, monitoreo, medición y supervisión, así como funciones de almacenamientos de datos, eventos y fallas.

El sistema debe permitir realizar altas o bajas de cualquier dispositivo del sistema, así como también debe permitir la modificación de todas las bases de datos, mediante configuración con librerías de objeto

Los equipos MCAD y SERVIDOR SCADA deben contar con la funcionalidad de permitir al usuario, recuperar (leer) los archivos de configuración que se encuentran en operación, editarlos, modificarlos y archivarlos para su reenvío a los propios MCAD's y servidor SCADA, sin necesidad de utilizar un archivo previo.

Se deben implementar las medidas de seguridad necesarias para evitar la operación incorrecta de las salidas de control ante los siguientes eventos:

- Al encender/apagar cualquier equipo del sistema.
- Por variaciones.
- Desarmado de controles por operaciones no concluidas en un tiempo razonable (30 s). Esta condición aplica a nivel sistema.
- Información

Niveles de operación

El sistema debe manejar los siguientes niveles de operación, ver Tabla 8.1.

Consola de Control Local (CCL)

A través de la CCL se obtienen las funciones de supervisión y control. La CCL provee el estado de la subestación al operador a través de acceso a comandos, eventos y alarmas en la pantalla. La información es alimentada directamente desde los MCAD's y/o DEI's. En los casos que el servidor SCADA contenga datos adicionales, estos deben ser integrados a la base de datos de la CCL.

Tabla 8.1 Niveles de operación

Nivel	Descripción
Nivel 1	Telecontrol y supervisión desde el nivel superior en tiempo real a través de los centros de control (Estaciones maestras)
Nivel 2	Control y supervisión local desde la consola de control local
Nivel 3	Control y supervisión desde los MCAD's mediante una pantalla gráfica
Nivel 4	Automatismos locales

Fuente: CFE G0000-34.

Consola de ingeniería CI

Debe tener la misma funcionalidad que la CCL, adicionalmente este equipo debe contener el software para establecer la comunicación con los DEI's en protocolo propietario, para configuración o acceso a información de los dispositivos, a través de la red, así como para la configuración del sistema CCL, servidor SCADA y MCAD's.

La aplicación proporcionada debe incluir una interfase grafica para configuración, administración y selección individual de cada uno de los dispositivos, de tal manera que al elegir cualquiera de los dispositivos existentes automáticamente se ejecute la aplicación propietaria del dispositivo vía la red

8.4.2.2. Servidor SCADA

El servidor SCADA debe concentrar toda la información en tiempo real recabada por los MCAD's y DEI's.

Condiciones generales

Debe hacer las funciones de estación maestra a nivel inferior y a su vez como una o varias

UTR's virtuales dependiendo de los enlaces a nivel superior.

Debe ser independiente tanto de equipo como funcionalmente con respecto a la CCL y CI, es decir ante una eventual falla de estas últimas, el servidor SCADA debe continuar operando normalmente.

La obtención de los datos (mediciones, estados y alarmas), así como los comandos (salidas de control), se debe realizar a través de la red con el servidor SCADA en el cual se tiene integrada la base de datos en tiempo real de todos los MCAD y DEI's del sistema.

Módulos de Control y Adquisición de Datos (MCAD)

Este equipo tiene como función principal la supervisión control y adquisición de datos provenientes de los equipos eléctricos primarios, DEI's y equipo auxiliar

Sistema operativo de tiempo real

La funcionalidad para programación, implementación, ejecución de automatismos y lógicas de control, es obligatoria para cada uno de los MCAD's que componen el sistema. La creación y edición de dichas lógicas se debe realizar mediante programación en lista de instrucciones y diagrama funcional lógico y que cumplan con la norma IEC 61131-3 y que contengan como mínimo, las siguientes funciones: lógicas, aritméticas de coma flotante, temporizadores, banderas, relevadores, memorias y contadores. Cuando se soliciten en Características Particulares, se debe incluir la opción de realizar dichas lógicas, usando diagramas escalera.

La totalidad de puntos de la base de datos en el MCAD, deben ser configurables como variables dentro de la programación de las lógicas del MCAD, así mismo, en la programación de las lógicas de un MCAD debe permitir utilizar puntos de cualquier MCAD

Cada MCAD debe contar con la funcionalidad remoto/local para habilitar-deshabilitar las salidas de control (mandos), además de una indicación visual local y remota para cada posición, con el correspondiente envío de esta señalización en la CCL, CI y centros de control vía servidor SCADA, cumpliéndose las siguientes condiciones.

- En posición remoto, permite los controles desde la CCL, CI y centros de control vía servidor SCADA
- En posición local, inhibe los controles del CCL, CI y centros de control vía servidor SCADA; y se ejecutan solo desde el MCAD

Entradas digitales

Las entradas digitales son las señales binarias que indican el estado actual de los dispositivos del sistema eléctrico tales como interruptores, cuchillas, alarmas, cambios momentáneos por operación de protecciones y recierres.

Las entradas digitales deben cumplir con lo siguiente:

- Cada entrada digital debe contar con un filtro antirrebote (debounce) independiente, configurable por software por el usuario en un rango de entre 0 milisegundos y 100 milisegundos o más amplio, en incrementos de 1 milisegundo

- Cada entrada, debe ser configurable para ser utilizada como pulsos para su conteo y totalización (acumuladores) y para detección de cambios momentáneos (DCM).
- Resolución de 1 milisegundo para el 100 % de las entradas digitales. La estampa de tiempo se debe realizar a nivel de cada MCAD; la etiqueta de tiempo (también con resolución de 1 milisegundo).
- Cada entrada digital en forma individual debe tener la habilidad de invertir su lógica de estado por medio de configuración por programación (NA y NC).
- Deben ser optoacopladas y cumplir con el nivel de aislamiento solicitado

Salidas digitales

Las salidas digitales se utilizan para realizar comandos de control sobre el equipo primario u otras tareas de conformidad con la programación del equipo.

Las salidas digitales deben ser configurables y cumplir con lo siguiente:

- Control momentáneo (abrir/cerrar).
- Subir/bajar
- Sellado (latch)

8.5. DIAGRAMAS LÓGICOS DE CONTROL

El propósito de estos diagramas es el de mostrar el desarrollo de la secuencia lógica de operación del sistema de control. Este tipo de diagramas, en cierta forma muestran la relación funcional que existe entre los elementos que intervienen dentro del sistema, pero no es un diagrama de

conexiones. El desarrollo de la secuencia lógica del sistema de control es mostrada por medio de símbolos de compuertas lógicas “Y”, “O”, y “NO” y/o la combinación de estas, manejando señales lógicas 0 y 1.

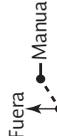
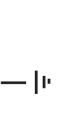
8.6. DIAGRAMAS DE CONTROL ELÉCTRICO

Estos diagramas también conocidos como diagramas de escalera se desarrollan con la finalidad de mostrar el arreglo de las conexiones e interconexiones físicas de todos los elementos que intervienen en el control de arranque/paro de los motores y otras cargas eléctricas de un sistema, mostrando la polaridad de alimentación, bornes de conexión y los elementos auxiliares. En cierta forma, también se muestra la secuencia en la cual se desarrollan las operaciones de control, por lo que algunos proveedores de PLC's los utilizan para su programación.

La correcta estructuración de un diagrama de control debe considerar lo siguiente:

- Simbología estandarizada (ver Ilustración 8.2)
- Número de identificación para cada uno de los elementos integrantes en el diagrama (este número lo asigna el diseñador)
- Número de identificación de cada uno de los puntos de conexión de los dispositivos de fuerza y control los cuales se obtienen de la información de fabricantes
- Número de identificación de tabllas terminales en gabinete(s)
- Identificación de cables de interconexión
- En general, identificación de todos los puntos de conexión (en campo y en tableros)

Ilustración 8.2 Diagrama esquemático de control (Simbología)

Símbolo	Descripción	Símbolo	Descripción	Símbolo	Descripción
	Relevador de sobrecarga		Contacto operación instantánea		Selecciones
	Elemento térmico		Normalmente abierto (NA)		Selector de secuencia
	Contacto		Normalmente abierto (NC)		Selector manual-auto
	Relevador electromecánico		Botones de contacto momentáneo		Interruptor termomagnético
	Bobina		Normalmente abierto (NA)		Lámpara piloto, la letra indica el color
	Contacto (NA)		Normalmente abierto (NC)		Motor trifásico, bomba
	Contacto (NO)		Interruptores de control		Transformador de control
	Relevador de control de tiempo		Interruptor de límite (NA)		Fusible
	Bobina		Interruptor de nivel bajo (NA)		Diodo
	Contacto (NA) Acción retardada después de que la bobina es energizada		Interruptor de nivel alto (NC)		Tierra
	Contacto (NC) Acción retardada después de que la bobina es energizada		Interruptor de presión baja (NC)		

8.7. EJEMPLOS DE SISTEMAS DE CONTROL

A continuación se ejemplifica en forma descripta y/o esquemática, el funcionamiento de algunos sistemas de control básicos, con el objeto de complementar el conocimiento de la operación de los mismos.

8.7.1. ARRANQUE Y PARO DE MOTOR

La principal característica para que el arranque de un motor pueda llevarse a cabo es que el par de arranque debe ser superior al par resistente de la carga.

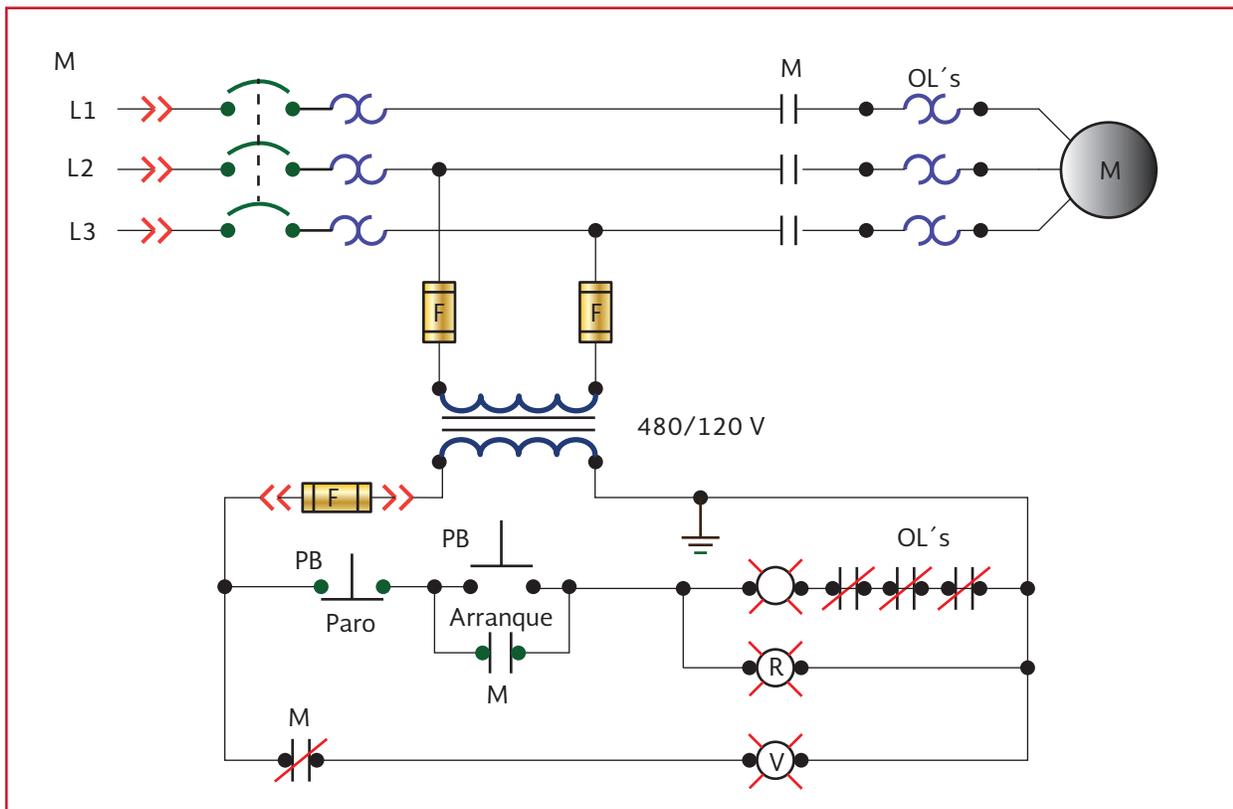
Durante el proceso de arranque se da una elevación de corriente lo que puede llegar a ocasionar baja en las líneas de suministro de energía las cuales pueden ser notorias en la iluminación, así como afectar a otros equipos que se encuentren conectados en las mismas líneas de suministro. Ver Ilustración 8.3.

8.7.2. SECUENCIA DE ARRANQUE

Aplicación:

Controlar la operación de dos o más motores de forma secuencial, a partir de una acción evitando el arranque simultáneo de motores.

Ilustración 8.3 Diagrama esquemático de control de arranque y paro de motor



Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

Secuencia de operación:

Como ejemplo se tienen cuatro motores, de los cuales tres se arrancarán a través la secuencia 123, 234, 341 o 412 y el cuarto se mantendrá de reserva. Las tablas en la Ilustración 8.4 muestran la posición que se debe escoger en el selector para mantener una secuencia determinada (ver Ilustración 8.5).

En esta misma figura, se aprecia en el circuito de control del motor, que existe otro selector para operar los motores en forma automática o manual, o para dejarlos fuera. La operación en forma manual depende de los botones de paro y arranque, mientras que la operación automática depende del circuito de secuencia.

En el circuito de secuencia se observa lo siguiente: La posición de secuencia 123 en el selector, activa la bobina R.A., que cerrará sus contactos en el circuito del motor 1, del motor 2 y del motor 3. El circuito del motor 4 no tiene contactos R.A. y por lo tanto no arrancará.

Al cerrar el contacto R.A., del circuito del motor 1, se activan las bobinas del relevado REM y su correspondiente relevado de tiempo RT1. En este caso, el motor 1 arrancará inmediatamente, cuando los contactos M1 cierran. Después de un lapso de tiempo (que es determinado por RT1), se cierra el contacto RT1 del circuito del motor 2, energizando sus bobinas de tiempo y de arranque respectivas. De forma similar se arranca el motor 3, pero aunque cierre sus contactos RT3, no le es posible energizar a las bobinas RM4 y RT4 ya que los contactos RD, RB y RC están abiertos. De esta manera se tienen 3 motores con arranque secuencial y uno de reserva.

8.7.3. TRANSFERENCIA

Aplicación:

El Sistema de control consiste de dos partes principales: La primera es cuando la carga está conectada a la fuente normal con su circuito de control correspondiente; y la segunda, cuando dicha carga se transfiere a la fuente de emergencia condición en la cual, se usa el circuito de control para la condición anormal.

Secuencia de operación:

En condiciones de operación normal, la fuente alimenta al circuito de control correspondiente el cual energiza la bobina del relevador de transferencia (SE), manteniendo encendida la lámpara verde (fuente normal) y energizada la bobina del relevador de corte de carga normal (N) y éste cierra sus contactos para alimentar a la carga. Si ocurre una falla en la fuente normal, el circuito de control correspondiente queda desenergizado, conectando la carga a la fuente de emergencia, lo cual se indica al encenderse la lámpara roja (R). Ver Ilustración 8.6.

Cuando la fuente normal recupera sus condiciones de operación, su circuito de control toma el mando de nuevo y restablece la alimentación. Se observa que existe un doble bloqueo para que no se produzcan cortocircuitos o sobre tensiones al alimentar la carga, ya que hay un contacto "SE" el cual está abierto cuando la fuente normal funciona correctamente y además existe un bloqueo mecánico con los contactos del relevador de corte de carga de emergencia (E).

Ilustración 8.4 Diagrama de control de secuencia de arranque

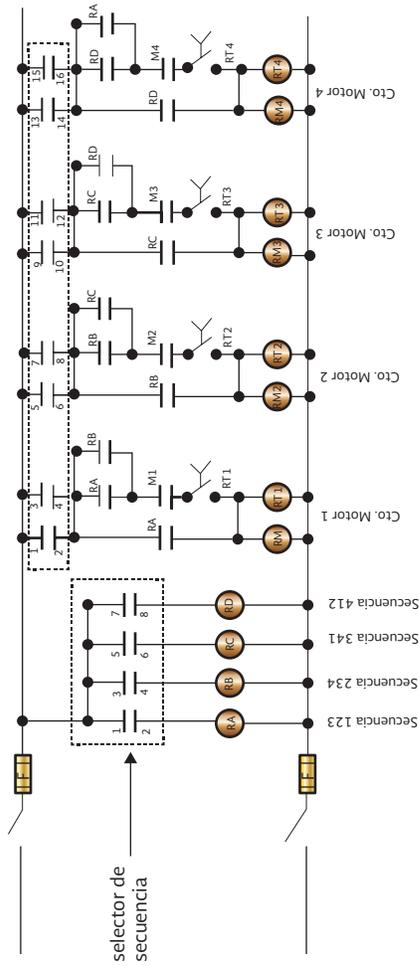


Tabla 1

Selector de secuencia				
Cont.	Sec.	Sec.	Sec.	Sec.
	123	234	341	412
1 - 2	1	0	0	0
3 - 4	0	1	0	0
5 - 6	0	0	1	0
7 - 8	0	0	0	1

0- Contacto abierto
1- Contacto cerrado

Circuito de secuencia

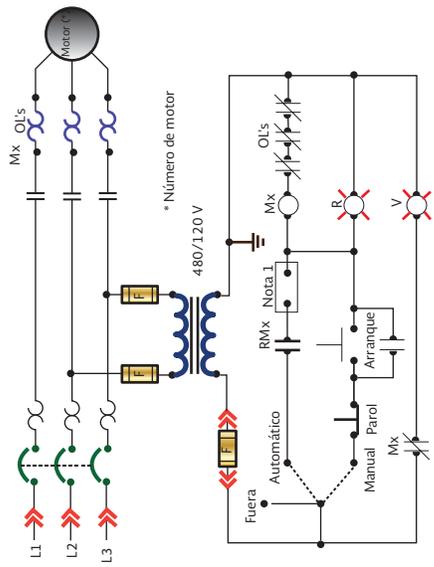


Tabla 2

Interruptor	Selector de control Arranque/ Secuencia	
	Cerrar	No cerrar
1 - 2	X	
3 - 4	X	X
5 - 6	X	
7 - 8	X	X
9 - 10	X	
11 - 12	X	X
13 - 14	X	
15 - 16	X	X

X- Acción seleccionada

Notas:
1.- Permisivo de paro automático de bombas (Interruptor de nivel, presión, etc.)

Circuito de control de motor

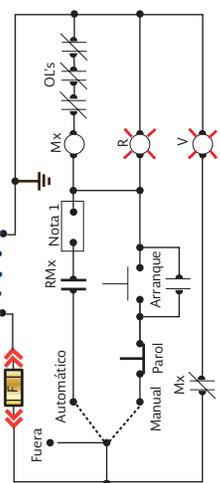


Ilustración 8.5 Esquema de flujo de secuencia de arranque (automático)

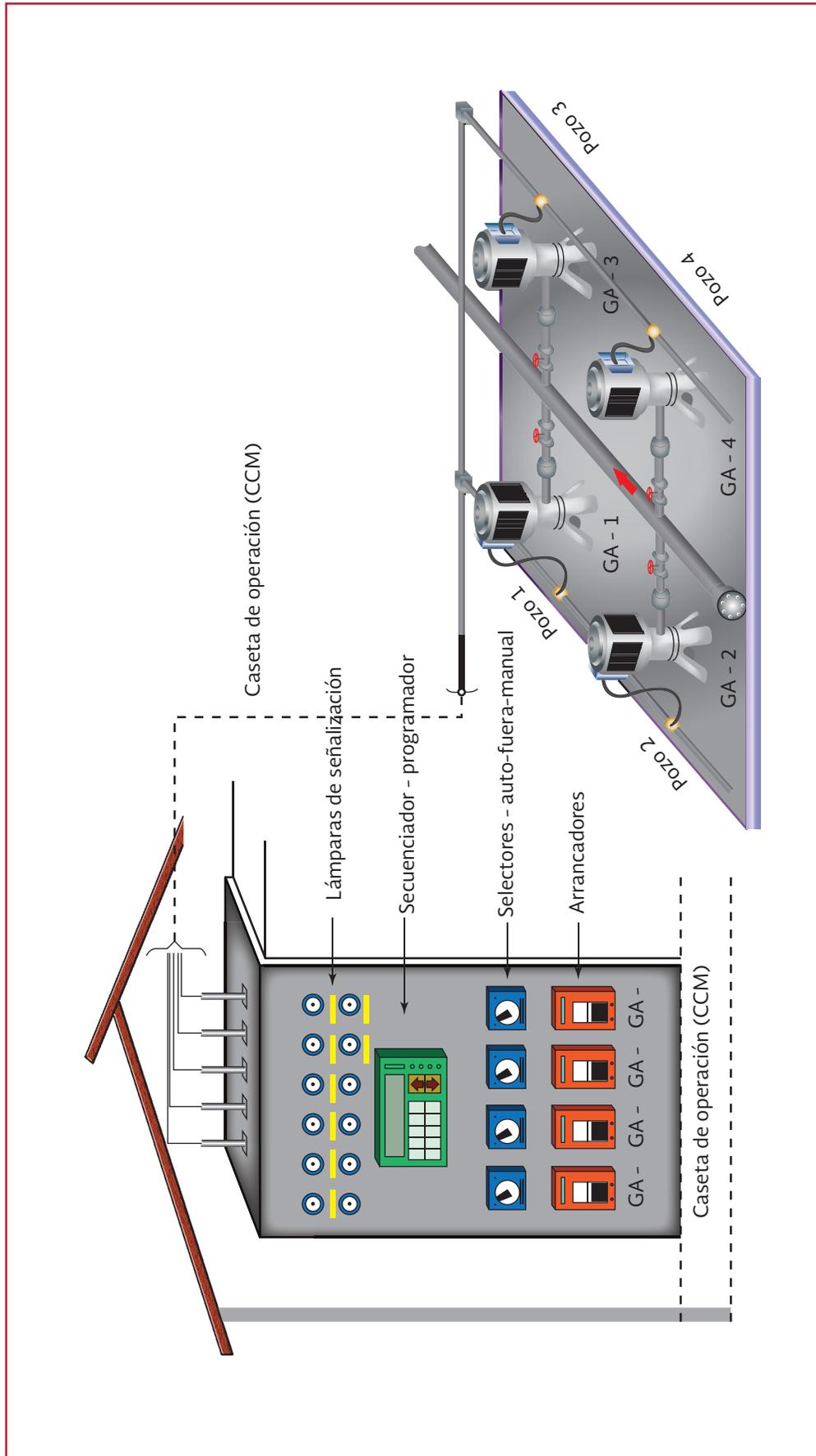
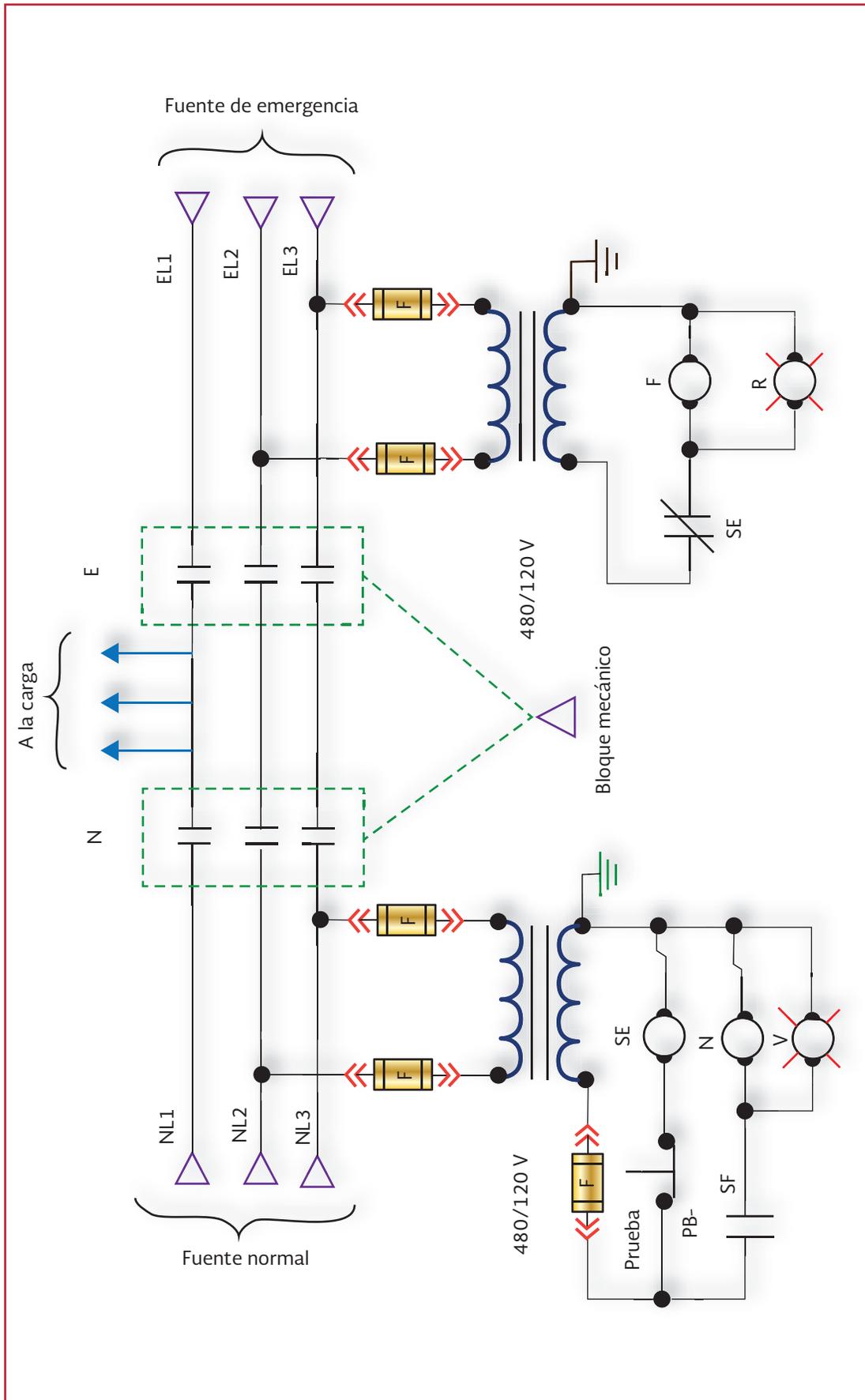


Ilustración 8.6 Esquema de control de transferencia



Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

8.7.4. CONTROL DE NIVEL EN TANQUE ELEVADO

Aplicación:

Control del nivel de agua en un tanque elevado alimentado por un cárcamo o un pozo de extracción de agua.

Secuencia de operación:

El arranque del motor se inicia cuando el electro-nivel L1 envía la señal de alto nivel. Una vez iniciada la operación el motor dejará de operar hasta alcanzar el nivel del interruptor de nivel H, el cual enviará la señal de paro. El siguiente ciclo de operación se dará cuando el nivel de agua llegue al interruptor L1, ver Ilustración 8.7 e Ilustración 8.8.

Ilustración 8.7 Esquema de flujo del control de nivel en tanque elevado

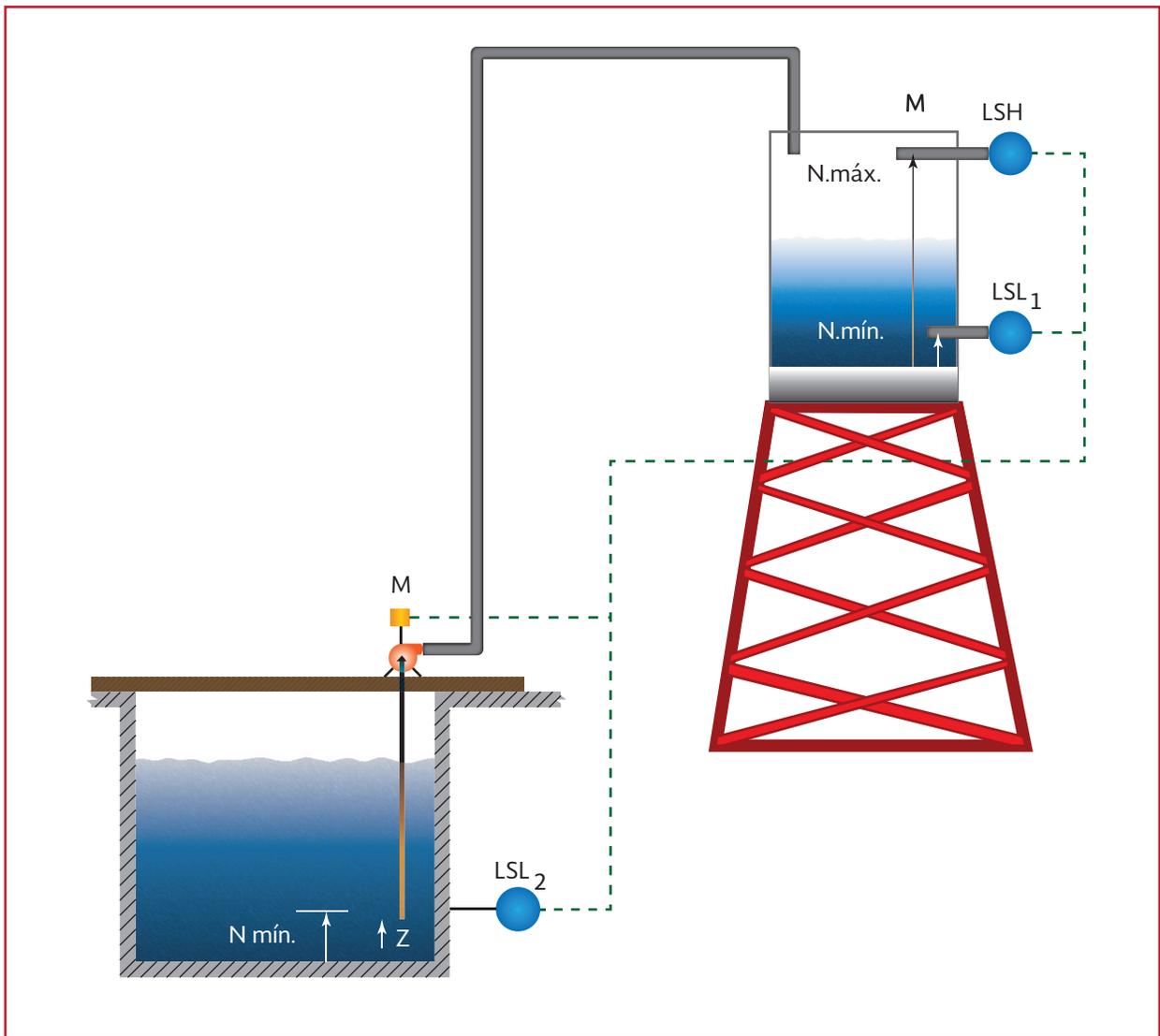
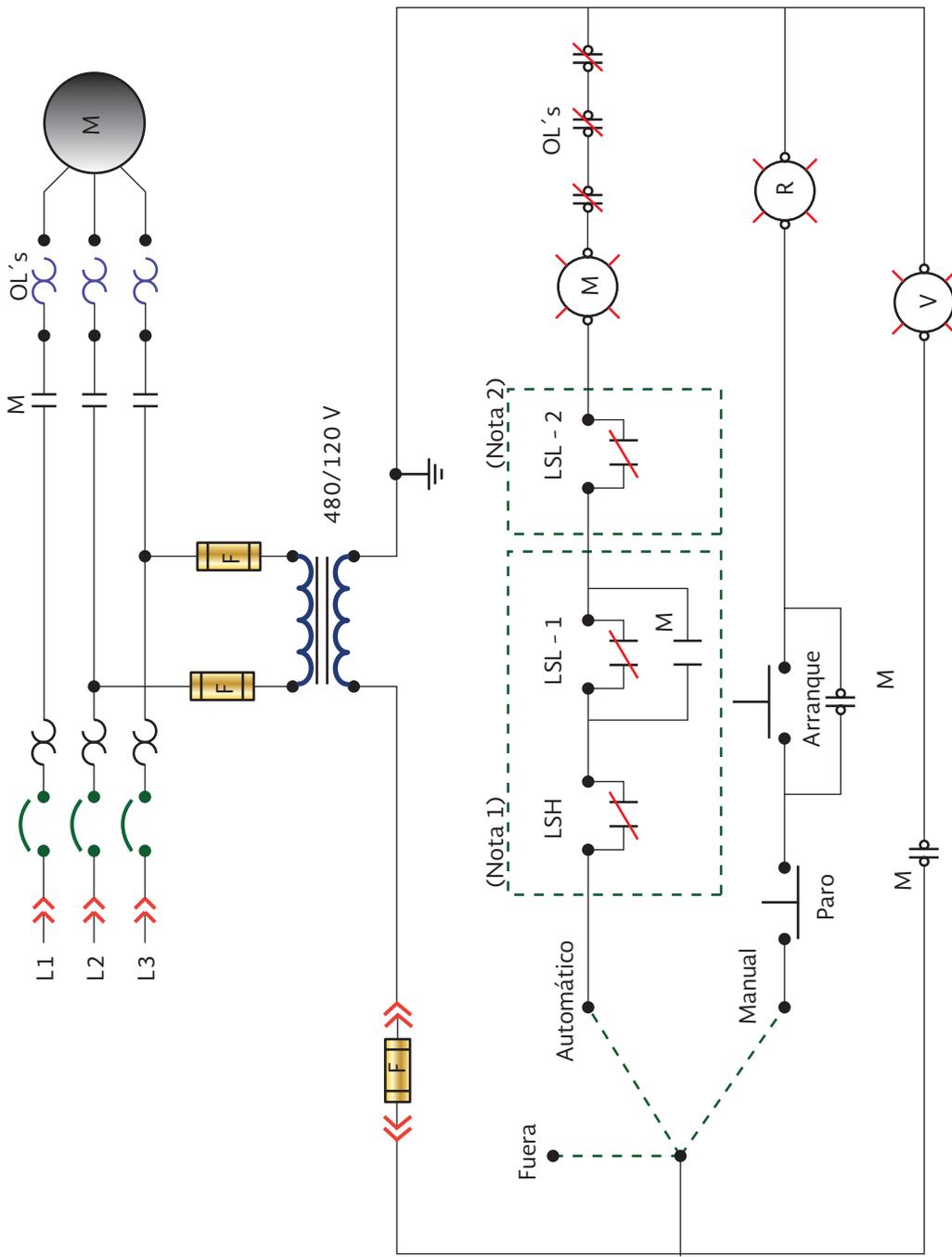


Ilustración 8.8 Diagrama de control de arranque y paro de bomba para alimentación de un tanque elevado



Notas:

- 1.- Dispositivo tipo electro nivel doble con circuito de enclavamiento integrado.
- 2.- Dispositivo tipo electro nivel sencillo.

Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

8.7.5. CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN POR BAJA PRESIÓN, BAJO NIVEL Y BAJA CALIDAD DEL AGUA

Aplicación:

Este tipo de sistemas de control se utiliza cuando se desea automatizar la operación remota de una bomba para extracción de agua con ciertas características y las debidas protecciones al motor de la misma.

Secuencia de operación:

La operación de ésta configuración depende de la posición del selector manual-automático.

Cuando el selector está en posición manual, para el arranque de un motor, el funcionamiento es el mismo que el indicado en la Ilustración 8.3.

Si se posiciona al selector en modo automático, el motor funcionará mientras no baje el nivel del agua, mientras no disminuya la presión y también mientras no varíe la calidad del agua. Ver Ilustración 8.9 e Ilustración 8.10.

Ilustración 8.9 Esquema de flujo de la operación de bomba por baja presión, bajo nivel y baja calidad del agua

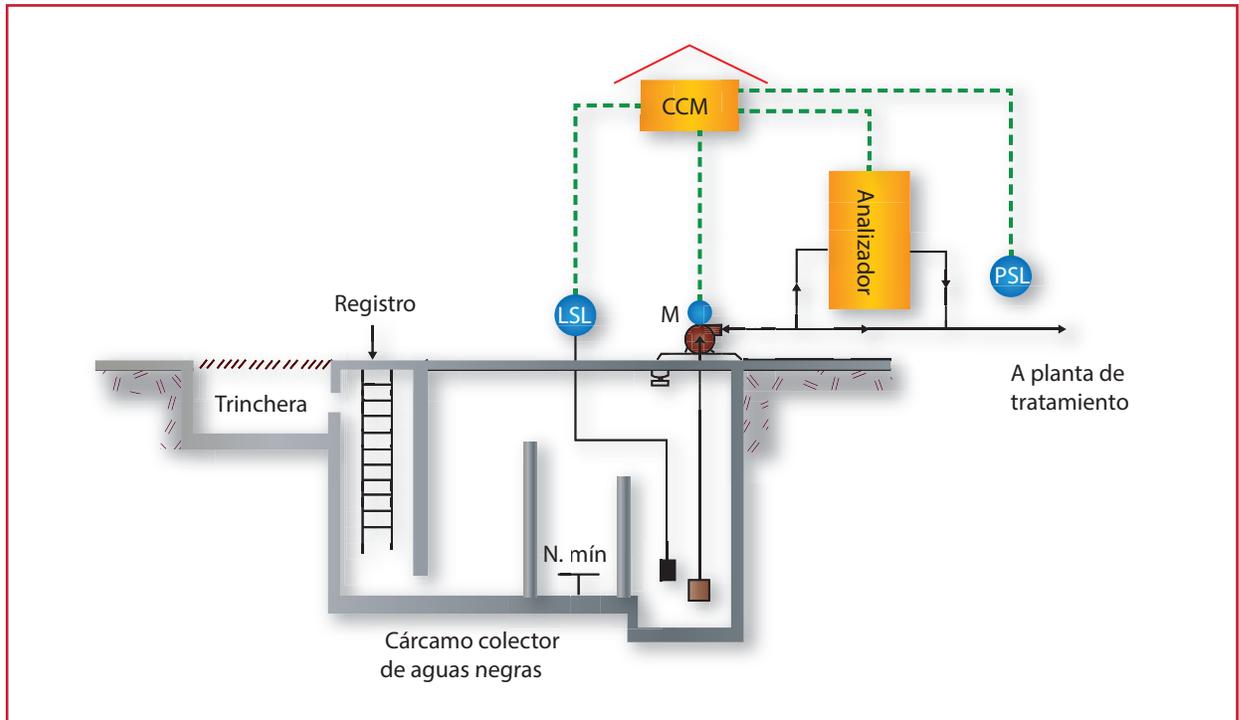
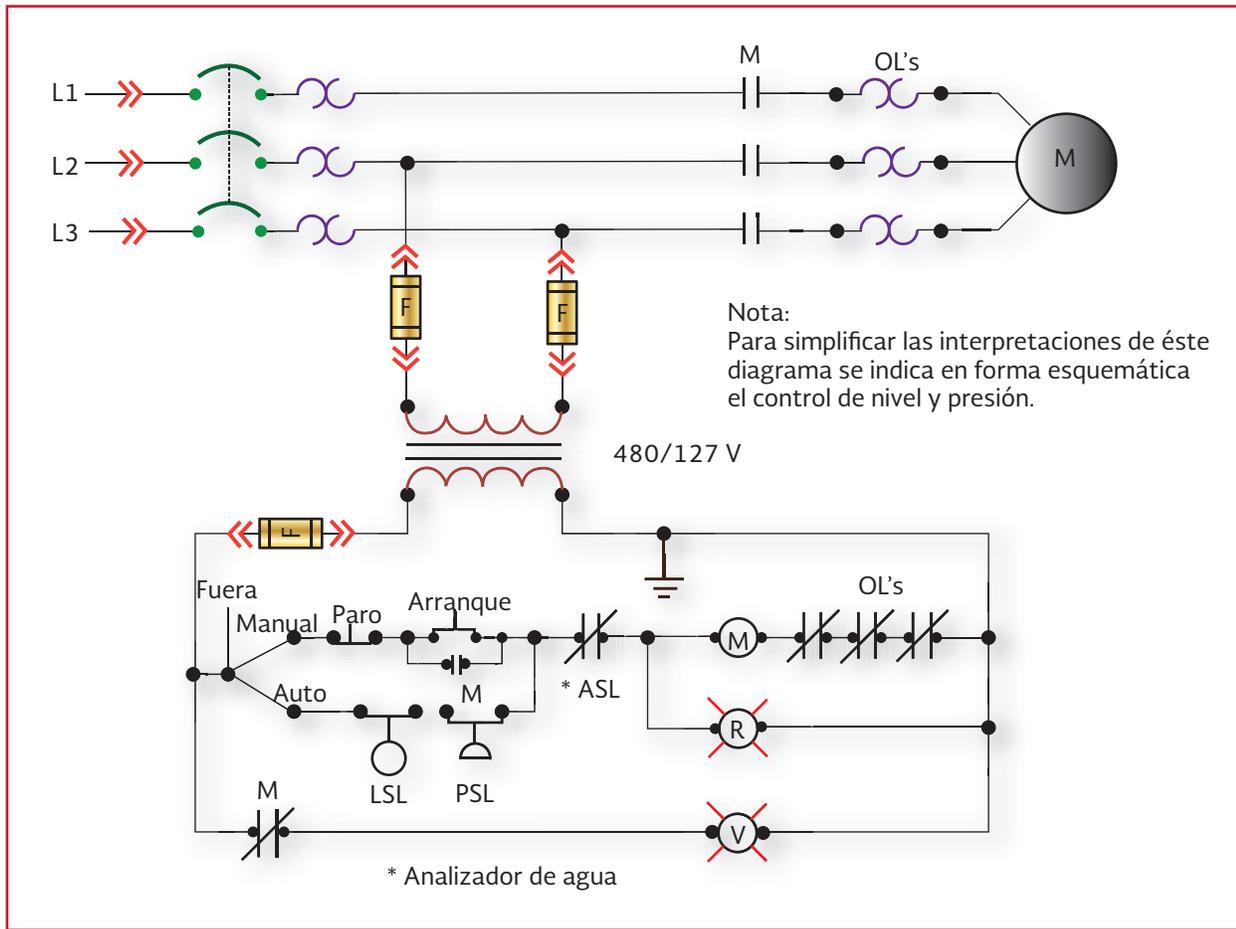


Ilustración 8.10 Diagrama de control, conexión y desconexión por baja presión, bajo nivel y baja calidad del



Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

8.7.6. CONTROL DE RETROLAVADO DE FILTROS

Aplicación:

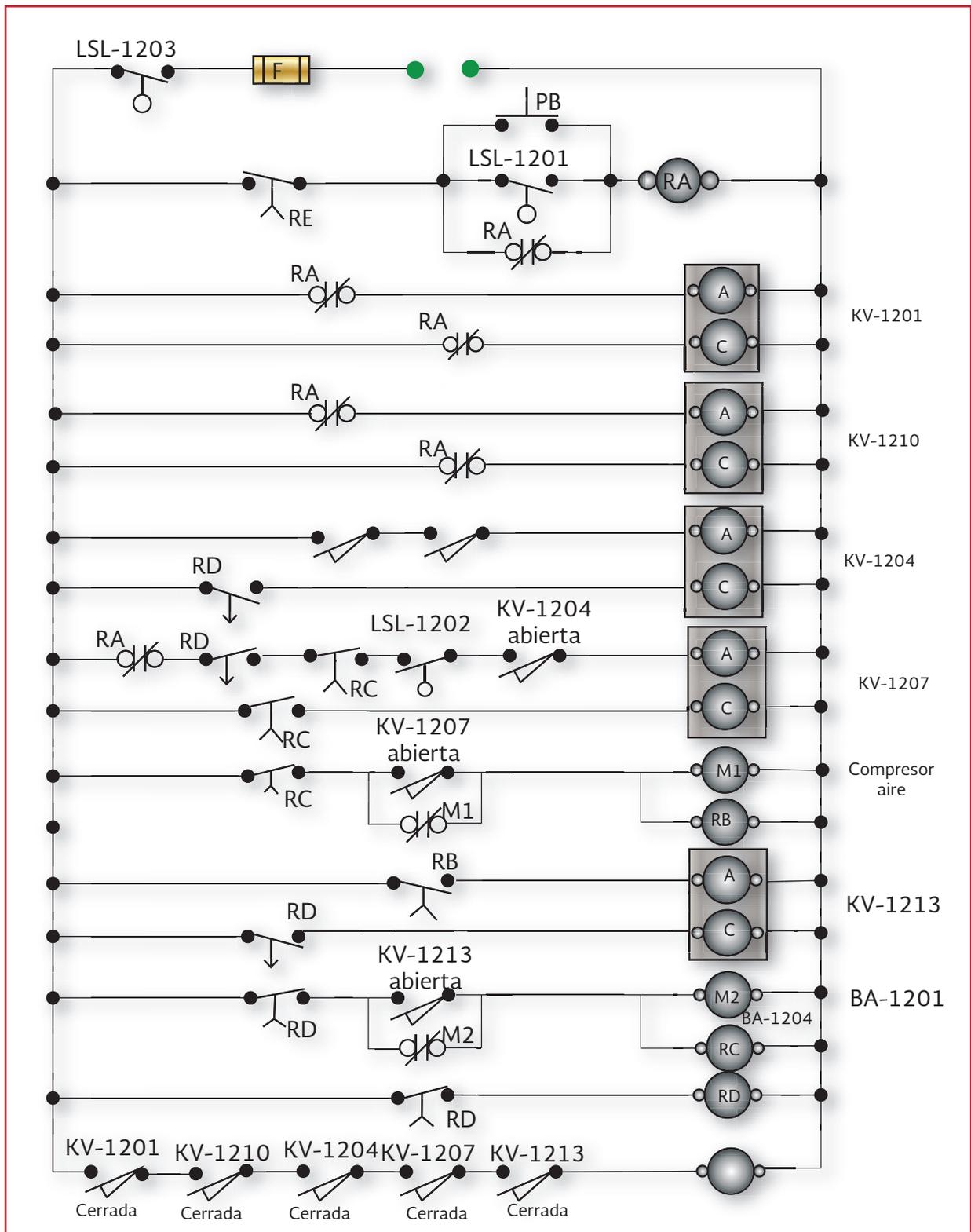
Automatizar la operación secuencial de las válvulas de seccionamiento (apertura/cierre) y del equipo de bombeo involucrado en el proceso de retrolavado de filtros, para una planta de tratamiento de aguas residuales. Este tipo de sistemas de control secuencial, por el hecho de tener cierta complejidad, es recomendable operarlos en forma automática, a través de un secuenciador a base de microprocesador o de un control lógico programable (PLC). En estos sistemas participan elementos primarios o detectores (interruptores

de nivel, de posición, botones o mandos manuales, etc.) los cuales con la ayuda de los diagramas lógicos o con los esquemáticos de control (escalera), serán configuradas como entradas digitales al secuenciador, mientras que a los operadores de las válvulas, motores y cualquier elemento final se le configurará como salida digital del mismo secuenciador.

Secuencia de operación:

Ya sea a través de la señal de alto nivel del interruptor LSH-1201 o de la señal del botón manual PB-1201, la secuencia de operación para el retrolavado del filtro se iniciaría de la siguiente forma, ver Ilustración 8.11 para retrolavado de filtros.

Ilustración 8.11 Diagrama esquemático de control para retrolavado de filtros



Fuente: NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

1. Después de recibir la señal del LSH-1 201 ó PB-1 201 se envía la señal de cierre a las válvulas kV-1 201 y kV-1 210
2. Una vez confirmado el cierre de estas válvulas, se envía la señal para activar el secuenciador de apertura de la válvula de drenaje KV-1 204
3. Confirmado el bajo nivel del filtro por medio del interruptor de bajo nivel LSL-1202, se envía la señal al secuenciador que abre la válvula para aire kV-1 207 y al arranque del motor del compresor de aire
4. Una vez terminado el tiempo fijado y con la válvula kV-1 207 abierta y el compresor operando, se envía la señal de apertura a la válvula kV-1213 y de arranque a la bomba de retrolavado BA-1 201
5. Una vez transcurrido el tiempo necesario para el lavado simultáneo aire-agua, se envía la señal de paro del motor del compresor y cierre de la válvula kV-1207, a partir de este momento el retrolavado se realiza únicamente con agua; transcurrido el tiempo necesario, se envía la señal de paro de la bomba BA-1201 y cierre de las válvulas kV-1204 y kV-1213
6. Con todas las válvulas cerradas y después de transcurrido el tiempo necesario para que la arena se asiente, se envía la señal de apertura de las válvulas kV-1210 y kV-

1201 con lo cual finaliza el retrolavado del filtro FG-201

7. La secuencia de operación de retrolavado se detendrá en caso de detectar bajo nivel en el tanque de agua clara FB-200 mediante el interruptor LSL- 1203

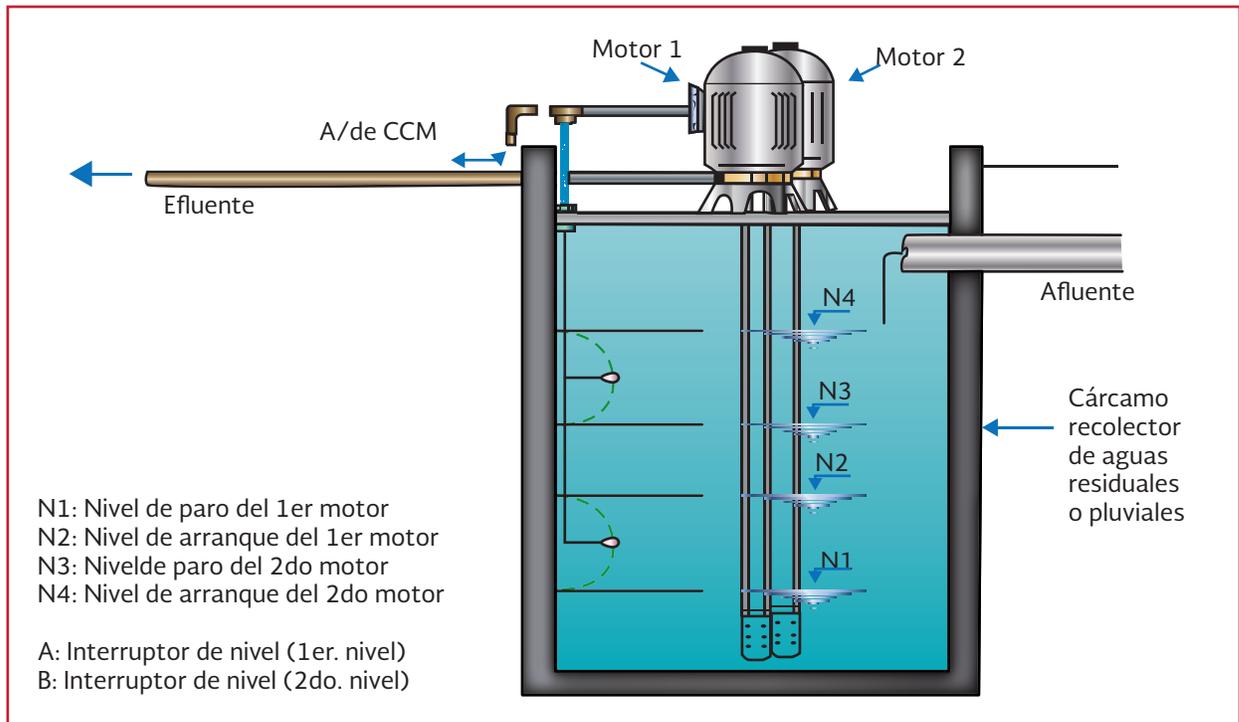
8.7.7. CIRCUITO ALTERNADOR

Aplicación

El circuito alternador (comercialmente conocido como alternador eléctrico), es un sistema de control utilizado para el arranque y paro automático en forma alternada, de dos bombas instaladas con un tanque común, con la finalidad de uniformizar el desgaste en cada una de ellas. Además contempla la operación de una bomba en caso de falla de la otra unidad, o la opción para operar ambas cuando la demanda exceda la capacidad de una de las dos unidades de bombeo. Son empleados comúnmente, ver Ilustración 8.12 en:

- a) Suministro de agua potable a tanques o cárcamos
- b) Desalojo de aguas pluviales o aguas residuales en cárcamos colectores
- c) Dosificación de reactivos en plantas Potabilizadoras

Ilustración 8.12 Esquema de flujo del circuito alternador de dos motores

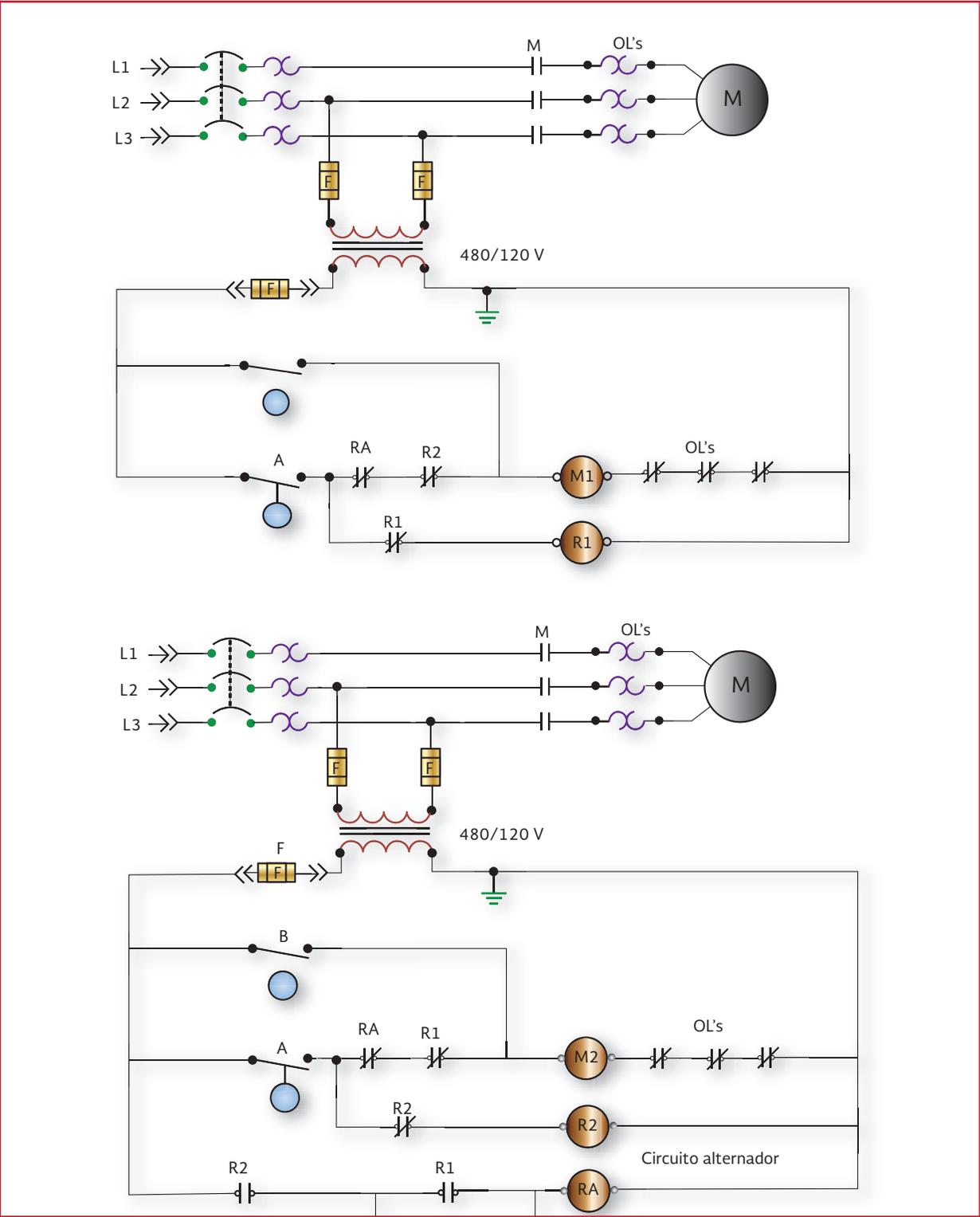


El sistema se ejemplifica con la Ilustración 8.13, de la cual, las descripciones son las siguientes.

Secuencia de operación:

- Los dos interruptores de nivel tipo "pera" A y B, son utilizados como elementos primarios del sistema de control
- El circuito alternador opera primero una bomba y posteriormente la otra en cada cierre sucesivo del interruptor A
- Después de que el interruptor A se acciona, si el nivel del líquido continua incrementándose y alcanza el nivel al cual el interruptor B está ajustado, ambas bombas operarán
- Cuando una bomba está en operación normal y sale de servicio por falla o maniobra, la otra bomba arrancará automáticamente y continuará la operación siempre y cuando la demanda de bombeo lo requiera

Ilustración 8.13 Diagrama de control eléctrico: circuito alternador de dos motores



Fuente : Motor Application and Maintenance Handbook, R. W. Smeaton, NEMA ICS 19 y NMX-J-136-ANCE

8.8. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

Los instrumentos de medición deben ser digitales del tipo multifunción o de función específica, trifásicos a base de microprocesadores y con pantalla digital (LCD) o pantalla digital tipo LED. El instrumento de medición para interruptores debe realizar como mínimo las siguientes:

- a) Corriente (A)
- b) Potencia real (kW)
- c) Potencia aparente (kVA)
- d) Potencia reactiva (kVAr)
- e) Factor de potencia (FP)
- f) Frecuencia (Hz)
- g) Energía real (kWh)
- h) Energía aparente (kVAh)
- i) Energía reactiva (kVArh)
- j) Potencia demandada real pico
- k) Potencia demandada real presente
- l) Predicción de la demanda
- m) Distorsión total armónica (THD)
- n) Factor k de cada corriente
- o) Registro de alarmas y eventos
- p) Registro de mantenimiento
- q) Registro de mínimos y máximos
- r) Resumen de alarmas
- s) Resolución armónica 63ava
- t) Lecturas individuales de armónicas V e I 63ava
- u) Captura de forma de onda en estado estable y disturbios
- v) Grabación de eventos 100 ms
- w) Margen de error máximo para tensión y corriente de 0.075 por ciento

El instrumento de medición para arrancadores para motores debe realizar como mínimo las mediciones y prestaciones siguientes:

- a) Corriente (A)
- b) Tensión (V)
- c) Potencia real (kW)
- d) Potencia aparente (kVA)
- e) Potencia reactiva (kVAr)
- f) Factor de potencia (FP)
- g) Frecuencia (Hz)
- h) Energía real (kWh)
- i) Energía aparente (kVAh)
- j) Energía reactiva (kVArh)
- k) Potencia demandada real pico
- l) Potencia demandada real presente
- m) Predicción de la demanda
- n) Distorsión total armónica (THD)

Los instrumentos de medición de tensión, debe incluir la selección de fases para obtener las mediciones entre las fases (A-B, B-C y C-A.), al neutro (l-N) y total.

Los instrumentos de medición de corriente debe incluir la selección de fases para obtener medición en las fases (A, B y C), al neutro y promedio.

Todos los parámetros se deben almacenar en una memoria no volátil y permanecer en el equipo con pérdida de la alimentación. El registro de datos, eventos y forma de onda debe almacenarse en el instrumento de medición y se debe poder enviar a través del puerto de comunicación.



9

SISTEMAS DE EMERGENCIA

9.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se establece el procedimiento y recomendaciones necesarias para la determinación de la capacidad de un sistema de emergencia de energía eléctrica, de acuerdo a la selección de las cargas que necesitan un servicio continuo.

Un sistema de emergencia de energía eléctrica, es aquél que cuando se presenta una falla en el suministro de energía eléctrica normal, mediante dispositivos de transferencia (automáticos o manuales), puede alimentar a ciertas cargas durante un tiempo determinado, de acuerdo a las necesidades del usuario.

9.2. CONSIDERACIONES ELÉCTRICAS²⁴

Un sistema de emergencia debe tener la capacidad y régimen adecuados para que puedan funcionar simultáneamente todas las cargas conectadas simultáneamente. Los equipos de los

sistemas de emergencia deben ser adecuados para la máxima corriente de falla disponible en sus terminales.

9.2.1. DETERMINACIÓN DEL TIPO DE CARGA

- a) Cargas de operación continua
Se refiere a la iluminación de emergencia, dispositivos de control y seguridad que son especificados como necesarios.
- b) Cargas de operación variable
Se refiere a los equipos de fuerza (motores) cuyo servicio es de importancia considerable para la conclusión de un proceso, la alimentación de emergencia será transferida automáticamente e inmediatamente cuando falla el suministro normal
El equipo de transferencia, incluidos los interruptores automáticos de transferencia, debe ser automático, estar

24 Fuente: NOM-001-SEDE.

identificado para uso en emergencia y aprobado

El equipo de transferencia se debe diseñar e instalar de modo que prevenga la interconexión accidental de las fuentes de alimentación normal y de emergencia al realizar cualquier operación del equipo de transferencia. El equipo de transferencia y los sistemas de generación de energía eléctrica deben estar instalados para que funcionen en paralelo con la alimentación normal

Para seleccionar una fuente de alimentación de emergencia, hay que tener en cuenta el tipo de ocupación y el tipo de servicio que debe prestar. Por ejemplo, si es de corta duración, como la evacuación de los espectadores de un teatro, o de larga duración, como suministrar energía y alumbrado de emergencia durante un periodo indefinido de tiempo debido a una falla de la alimentación eléctrica, producida dentro o fuera del edificio. Los equipos se deben diseñar y ubicar de modo que se reduzcan al mínimo los riesgos que podrían causar fallas totales de los mismos, debidos a inundaciones, incendios, temblores o vandalismo

9.2.2. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS EQUIPOS

9.2.2.1. Alumbrado de emergencia

Las características eléctricas del equipo de alumbrado de emergencia para la determinación de la capacidad del sistema de emergencia son:

- Tensión nominal
- Potencia consumida (incluir la potencia consumida por el balastro)
- Número de fases
- Tipo de alumbrado
- Cantidad
- Recabar las características anteriores y registrarlas en la Tabla 9.1 y Tabla 9.2

9.2.3. OTRAS CARGAS

1. Para otras cargas diferentes los datos que se deben tomar son:
 - Tensión nominal, en volts
 - Potencia consumida en watts y en volts-amperes
 - Número de fases
 - Registrar los datos anteriores en la Tabla 9.3

Tabla 9.1 Datos de luminarios

Tipo de alumbrado	Tensión nominal (volts)	Número de fases	Cantidad (por unidad)	Potencia consumida		Potencia total	
				watts	Volts-Amp	watts	Volts-Amp
Principal							
Auxiliar							
Subestación							
Área de máquinas							
Cuarto de control							

Nota: La tabla es ilustrativa y puede ser modificada a conveniencia del operador siempre y cuando sea funcional.

Tabla 9.2 Datos de motores

Potencia (h.p.)	Letra código	Número de fases	Tensión nominal (volts)	Tipo de arranque	Factor multiplicador	Velocidad

Nota: La tabla es ilustrativa y puede ser modificada a conveniencia del operador siempre y cuando sea funcional

Tabla 9.3 Datos de otras carga

Nombre del equipo	Tensión nominal	Número de fases	Cantidad	Potencia consumida (por unidad)		Potencia total	
				watts	Volts-Amp.	watts	Volts-Amp.

Nota: La tabla es ilustrativa y puede ser modificada a conveniencia del operador siempre y cuando sea funcional

9.3. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD DE UNA PLANTA DE EMERGENCIA (MOTOGENERADOR)²⁵

Desarrolle los pasos siguientes y registrarlos como se indica en la Tabla 9.4.

Datos de placa del equipo a alimentar

- Columna 1 a 4. Ver Tabla 9.4
- Utilice los datos de la Tabla 9.2

Determinación de la carga a rotor bloqueado en kVA y kW

Columna 5 y 6 en la Tabla 9.4

Subraye los valores máximos y seleccione con éstos la planta de emergencia:

- Fabricante
- Tensión de generación:
- Fases
- kVA Cont
- kVA máx
- kW Cont
- kW máx

Arranque a tensión plena del motor

Columna 5 en la Tabla 9.4

En caso de tener una tensión de alimentación diferente a la tensión nominal del motor, seleccione el valor para esta columna en la Tabla 9.13, Tabla 9.14 y Tabla 9.15.

²⁵ Fuente: NOM-016-ENER y NOM-001-SEDE.

Si la tensión de alimentación es igual a la tensión nominal del motor, con la "letra código" seleccione de la Tabla 9.16 el valor promedio de kVA/h.p. y multiplique este valor por la potencia nominal (h.p.) del motor para obtener los kVA a rotor bloqueado. En caso de no tener "letra código" para efectos de cálculo en este procedimiento considere un valor de 6 veces la potencia nominal (V.A.) del motor.

Columna 6. Tabla 9.4

Multiplicar el valor de la columna 5 por el factor de potencia al arranque del motor, seleccionado en la Tabla 9.18.

Arranque a tensión reducida

Utilice los factores de multiplicación (F.M.) indicados en la Tabla 9.17

Columna 5 y 6 en la Tabla 9.4

Para la carga a rotor bloqueado desarrollar la siguiente fórmula:

$$A = A_1(F.M.) \quad \text{Ecuación 9.1}$$

donde:

- A = Valor a tensión reducida en kVA o kW
- A₁ = Valor de columna 5 y 6 considerando a tensión plena en kVA o kW
- F.M. = Factor de multiplicación (su valor depende del tipo de arranque empleado)

Determinación de la carga a velocidad nominal en kVA y kW

Columna 7 en la Tabla 9.4

Para determinar la carga a velocidad nominal en kVA se desarrolla la fórmula siguiente:

$$kVA = \frac{0.746(h.p)}{\eta (FP)} \quad \text{Ecuación 9.2}$$

donde:

- kVA = Potencia nominal del motor
- h.p = Potencia nominal del motor en caballos de potencia
- η = Eficiencia en por unidad
- FP = Factor de potencia

En caso de no contar con el valor de la eficiencia y del factor de potencia utilizar la NOM-016-ENER, NEMA MG1o utilizar como apoyo la Ilustración 9.1 y la Ilustración 9.2.

Columna 8 en la Tabla 9.4

Para calcular la carga a velocidad nominal en kW se utiliza la fórmula siguiente:

$$kW = \frac{0.746(h.p)}{\eta} \quad \text{Ecuación 9.3}$$

donde:

- kW = Potencia nominal del motor.

Determinación de los kVA y kW continuos y kVA y kW máximos

Columnas 9 al 12 en la Tabla 9.4

Escriba en el 1er renglón de las columnas 9 y 10, el valor total de la carga de alumbrado y/o otras cargas (expresadas tanto en kVA como en kW).

Para el arranque del 1er motor

- a) Sume los kVA de la columna 5 a los kVA de la columna 9 del renglón anterior y anote el resultado en la columna 11
- b) Sume los kW de la columna 6 a los kW de la columna 10 del renglón anterior y anote el resultado en la columna 12
- c) Sume los kVA de la columna 7 a los kVA de la columna 9 del renglón anterior y anote el resultado en la columna 9

- d) Sume los kW de la columna 8 a los kW de la columna 10 del renglón anterior y anote el resultado en la columna 10
- e) Repita los pasos descritos anteriormente para cada motor hasta tener toda la carga que alimentará la planta de emergencia

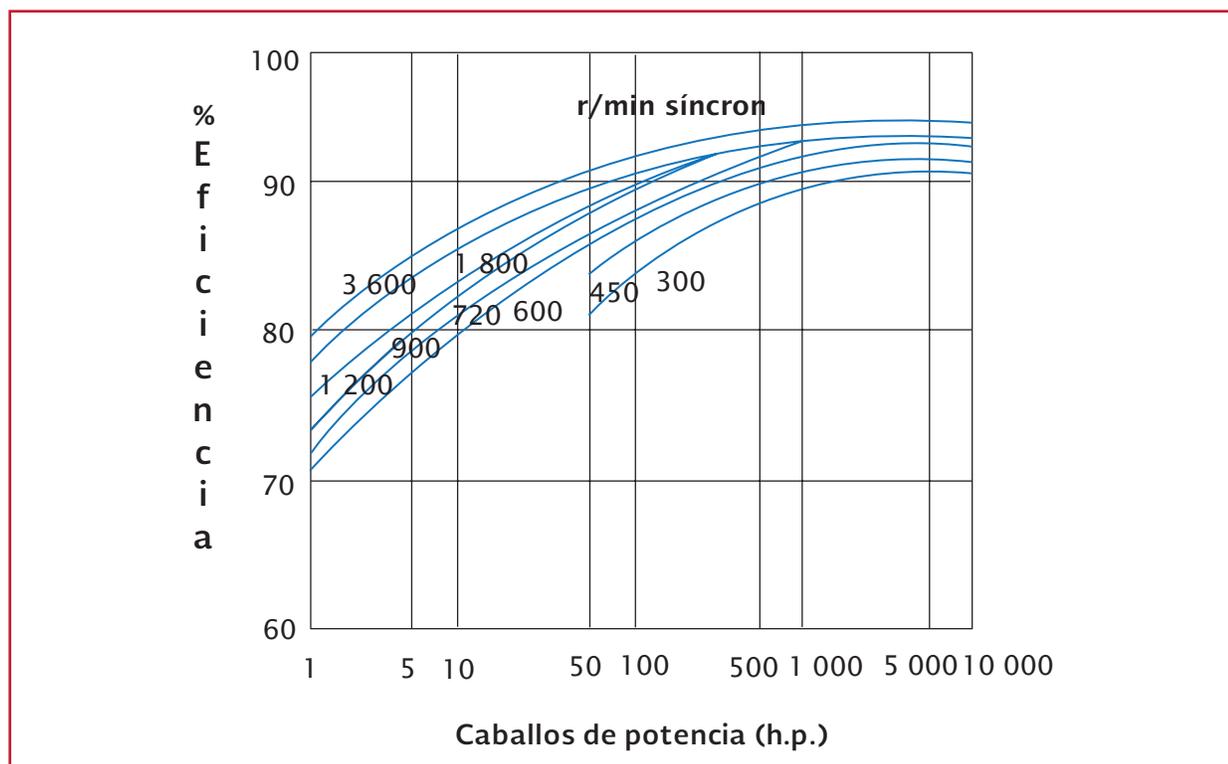
La potencia eléctrica que debe suministrar la planta de emergencia, estará en función de la carga que alimentará; para esto se toman los valores máximos de las columnas 9, 10, 11 y 12 de la Tabla 9.4 y multiplicarlos por un factor de ampliación futura. Con estos nuevos valores y catálogos de fabricante, se seleccionará el rango inmediato superior a todos estos valores.

Tabla 9.4 Determinación de capacidad de generación

Datos de placa				Carga a rotor		Carga a velocidad		Carga acumulada, motor a velocidad nominal		Carga acumulada + carga a rotor.	
				Bloqueado		Nominal		Otras Cargas		Bloqueado	
(1) Potencia h.p.	(2) Letra código	(3) Numero. fases	(4) Tensión nominal	(5) kVA	(6) kW	(7) kVA	(8) kW	(9) kW	(10) kW	(11) kVA Máx.	(12) kW Máx.
Alumbrado y equipo de control y seguridad.											

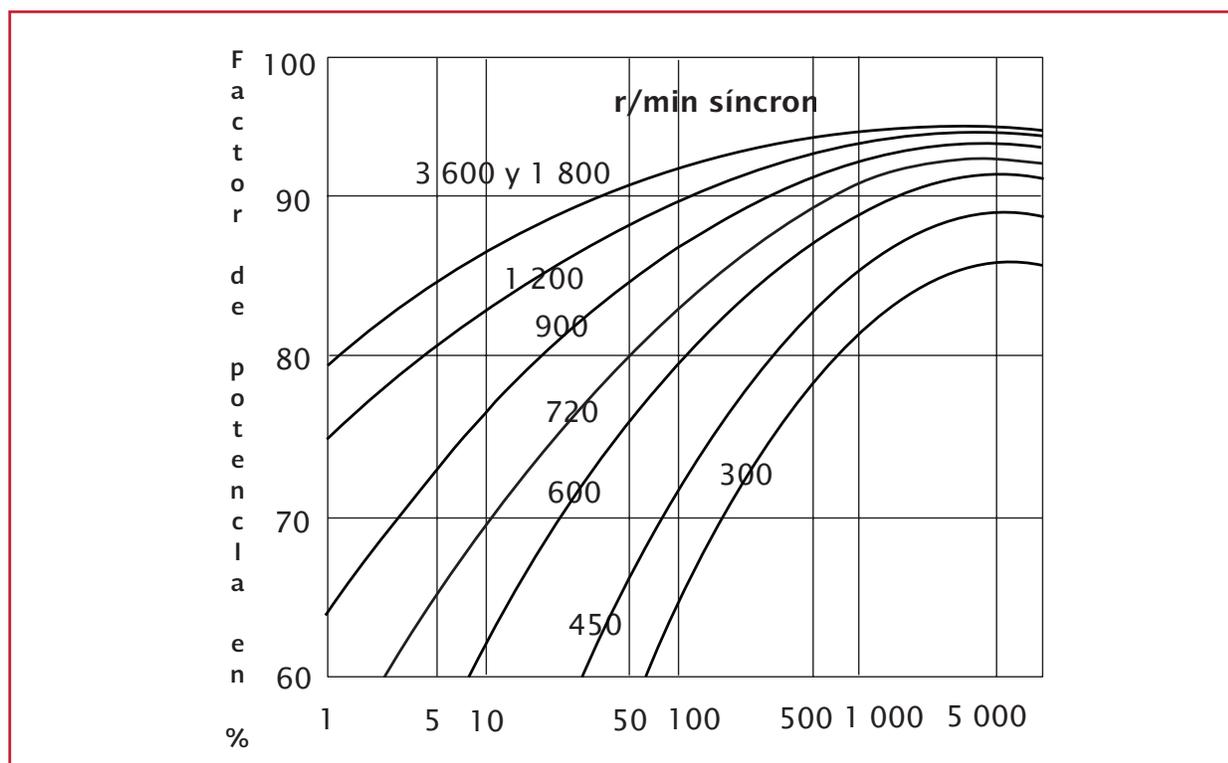
Nota: La tabla es ilustrativa y puede ser modificada a conveniencia del operador siempre y cuando sea funcional

Ilustración 9.1 Curva característica para la eficiencia de motores de inducción polifásicos a plena carga, par normal y baja corriente de arranque



Fuente : Motor Application and Maintenance Handbook, R. W. Smeaton

Ilustración 9.2 Curva característica para factor de potencia de motores de inducción polifásicos, par normal y baja corriente de arranque



Fuente : Motor Application and Maintenance Handbook, R. W. Smeaton

9.4. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DEL BANCO DE BATERÍAS

9.4.1. DATOS BÁSICOS

Los datos que a continuación se mencionan son necesarios para el cálculo de la capacidad del banco de baterías para asegurar su buen funcionamiento.

9.4.1.1. Condiciones ambientales

- Temperatura del medio ambiente
- Altitud sobre el nivel del mar
- Humedad

9.4.1.2. Condiciones eléctricas

- Tensión máxima, nominal y mínima en c.d. del banco de baterías
- Tensión de entrada en c.a, número de fases y frecuencia

9.4.2. BANCO DE BATERÍAS

9.4.2.1. Definición de la carga eléctrica

Primeramente se debe contar con los valores de las cargas eléctricas que alimentará el banco en el período de emergencia (falla de corriente alterna), en la Tabla 9.5 se indicarán los datos que se deben obtener de las cargas.

9.4.2.2. Secuencia de descarga

Se utilizan los datos de la Tabla 9.5 para establecerlos en una gráfica de corriente contra tiempo, que indica la secuencia de descarga del período de emergencia.

La Ilustración 9.3 es un ejemplo de la secuencia de descarga típica para tableros de mediana tensión con arreglo de enlace secundario donde:

- I_1 = Corriente en amperes en un tiempo T_1 ; Activación de interruptor bus A o B y cierre de interruptor de enlace
- I_2 = Corriente en amperes constante durante todo el período de emergencia, por ejemplo, luces de piloto
- I_3 = Corriente en amperes durante el último tiempo T_3 de descarga

Ilustración 9.3 Secuencia de descarga típica de tableros de mediana tensión

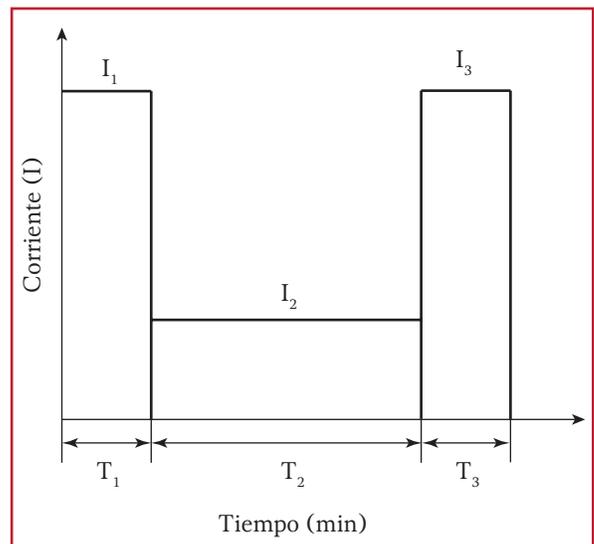


Tabla 9.5 Definición de cargas

No.	Descripción	Amperes	Tiempo (min)	Observaciones

9.4.2.3. Cálculo del número de celdas

El número de celdas se obtiene de la siguiente fórmula:

$$N_c = \frac{V_{\min}}{V_{f/c}} \quad \text{Ecuación 9.4}$$

donde:

- N_c = Número de celdas
- V_{\min} = Tensión mínima en c.d. del banco de baterías
- $V_{f/c}$ = Voltaje final por celda, al final de la descarga (el valor se toma de las tablas contenidas en los catálogos de baterías)

9.4.2.4. Capacidad mínima requerida

La capacidad es el producto de la intensidad por el tiempo, tenemos que:

$$C_{\min} = \sum_{i=1}^n C_i = \sum_{i=1}^n I_i T_i \quad (\text{Ah}) \quad \text{Ecuación 9.5}$$

donde:

- C_{\min} = Capacidad mínima requerida, en amperes-hora (Ah)
- C_i = Capacidad requerida por carga durante su intervalo de tiempo
- $I_i T_i$ = Corriente (en amperes) durante un intervalo de tiempo (en horas) C_i es una capacidad teórica, por lo que debemos de seleccionar de catálogo de fabricante una batería con mayor capacidad de acuerdo con la capacidad o tipo de descarga

9.4.3. CÁLCULO DEL BANCO DE BATERÍA PLOMO-ÁCIDO

Para iniciar el cálculo necesitamos contar con los datos siguientes:

- Tensión máxima, nominal y mínima en c.d. del banco de baterías
- Tensión de entrada en c.a., número de fases y frecuencia
- Secuencia de descarga
- Número de celdas
- Capacidad mínima requerida
- Tipo de baterías seleccionado de acuerdo a la carga conectada

Procedemos a determinar el número de placas positivas. Necesitamos conocer el tiempo equivalente de descarga con la mayor carga para suministrarlos con la capacidad mínima requerida.

$$T_{eq} = \frac{C_{\min}}{I_{\max}} \quad \text{Ecuación 9.6}$$

donde:

- T_{eq} = Tiempo equivalente de descarga de acuerdo con la corriente máxima
- C_{\min} = Capacidad mínima de descarga requerida por carga durante su intervalo de tiempo
- I_{\max} = Corriente max. (en amperes) durante el periodo de descarga

De acuerdo a la tensión final por celda, al tipo de batería seleccionado y al tiempo equivalente

de descarga, se toma el valor de la corriente por placa positiva. Con estos datos determinamos el número de placas positivas.

$$\text{No. de placas positivas} = \frac{I_{\text{máx}}}{I_p} \quad \text{Ecuación 9.7}$$

donde:

I_p = Corriente por placa

$I_{\text{máx}}$ = Corriente máxima

De acuerdo a lo anterior nuestra batería queda conformada por el número de celdas y el tipo de batería.

9.4.4. CÁLCULO DEL BANCO DE BATERÍA NÍQUEL-CADMIO

Para iniciar el cálculo del banco necesitamos los siguientes datos:

- Tensión máxima, nominal y mínima en c.d. del banco de baterías
- Tensión de entrada en c.a., número de fases y frecuencia
- Secuencia de descarga
- Número de celdas
- Capacidad mínima requerida
- Tipo de baterías seleccionado de acuerdo a la carga conectada

En los catálogos se encuentran las curvas típicas de descarga, las cuales están calculadas en función de la tensión final por celda, el porcentaje de la capacidad utilizada y la corriente en función de la capacidad.

Como la tensión final por celda ya fue determinada, entonces procedemos a encontrar los pa-

rámetros que se necesitan para poder seleccionar la batería adecuada.

Corriente en función de la capacidad

Si multiplicamos y dividimos la corriente de cada intervalo de tiempo por la capacidad nominal de la batería seleccionada, tenemos que el resultado no se altera, es decir:

$$I' = \frac{IC'_B}{C_B} \quad \text{Ecuación 9.8}$$

donde:

I = Corriente de una carga durante un intervalo de tiempo

C_B = Capacidad nominal de la batería seleccionada

C'_B = Capacidad nominal de la batería en un intervalo

Pero necesitamos conocer la corriente en función de la capacidad, por lo que sustituimos únicamente el valor de la capacidad en el denominador, de esta manera ya tenemos la corriente en función de la capacidad.

Para determinar el porcentaje de la capacidad utilizada tenemos:

$$\%C_T = \sum_{i=1}^n \%C_i = \sum_{i=1}^n \frac{C_i \times 100}{C_B} \quad \text{Ecuación 9.9}$$

donde:

$\%C_T$ = Porcentaje de la capacidad nominal a utilizar

$\%C_i$ = Porcentaje de la capacidad utilizada en la batería durante un intervalo de tiempo

Con los datos anteriormente encontrados, nos referimos a las curvas típicas y trazamos nuestra propia curva la cual nos va a indicar si la batería seleccionada, es la adecuada. Si la tensión al final de la descarga obtenida en la curva es mayor a la que habíamos determinado como mínimo, entonces nuestra batería es la adecuada, pero si no es mayor hay que seleccionar otro tipo de batería y calcular nuevamente los parámetros de la misma.

9.5. CARGADOR DE BATERÍAS

9.5.1. FUNCIONES DEL CARGADOR

Básicamente el cargador de baterías tiene la función de:

- Alimentar el consumo constante de amperes en c.d
- Recargar la batería
- Mantener cargada la batería

En la Tabla 9.6 y Tabla 9.7 se muestran valores de tensiones de sistema de c.d., así como las tensiones nominales de alimentación de cargadores de baterías.

Tabla 9.6 Tensiones de sistema en V c.d.

Nominal	Mínima	Máxima
250	210	280
125	105	140
48	42	56
24	20	28
12	10	14.4

Fuente:CFE-V7200-48

9.5.2. CÁLCULO DEL CARGADOR DE BATERÍAS

La tensión nominal del cargador (V_{NC}) se obtiene desarrollando la fórmula siguiente:

$$V_{NC} = (\text{Carga de flotación}) (\text{Número de celdas})$$

Ecuación 9.10

Corriente de carga:

$$I_s = I + I_{CTE} \quad \text{Ecuación 9.11}$$

donde:

I_s = Capacidad de corriente de salida de c.d. en amperes

I = Capacidad de corriente parcial de salida de c.d. en amperes

I_{CTE} = Carga constante en amperes

Capacidad de corriente parcial de salida de c.d. en amperes:

$$I = \frac{\%I_N}{100} C_B \quad \text{Ecuación 9.12}$$

donde:

$\%I_N$ = Porcentaje de la capacidad nominal para cargarse en un tiempo determinado (se obtiene de catálogos del fabricante)

Tabla 9.7 Tensiones nominales de alimentación de cargadores de baterías

Tensión de alimentación	Sistema
127 V	Monofásica-2 hilos
220 V	Trifásica-3 o 4 hilos
460 V	Trifásica-3 o 4 hilos

9.6. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

alumbrado, dispositivos de control y seguridad, operarán en forma continua.

9.6.1. EJEMPLO DE PLANTA DE EMERGENCIA (MOTOGENERADOR)

Los motores se arrancarán en forma progresiva de mayor a menor.

En el siguiente ejemplo de cálculo, se supone una combinación típica de cargas. La carga de

1. Cargas que alimentará la planta. Ver Tabla 9.8, Tabla 9.9 y Tabla 9.10
2. Determinación de la capacidad de la planta de emergencia, ver Ilustración 6.7.

Tabla 9.8 Carga para alumbrado

Tipo de alumbrado	Tensión nominal (volts)	No de fases	Cantidad	Potencia consumida		Potencia Total	
				Watts	Volts amp	Watts	Volts amp
Incandescente	127	1	10	60	60	600	600
Fluorescente	127	1	8	40	44.5	320	355.5

Tabla 9.9 Carga para motores

Potencia h.p	Letra código	Número de fases	Tensión nominal (volts)	Tipo de arranque	Factor multiplicador	Velocidad
25	G	3	220	tensión plena	1	3 600
1	F	3	220	tensión plena	1	3 600
1	E	3	220	tensión plena	1	3 600
7 1/2	H	3	220	tensión plena	1	3 600
5	H	3	220	tensión plena	1	3 600

Tabla 9.10 Otras cargas

Nombre del equipo	Tensión nominal (Volts)	No. de fases	Cantidad	Potencia consumida		Potencia total	
				Watts	Volts amp	Watts	Volts amp
Instrumentación para seguridad y control	127	1	1	20	20	20	20

Tabla 9.11 Planta de emergencia

Datos de placa				Carga a rotor bloqueado		Carga a velocidad nominal		Carga acumulada motor a velocidad nominal mas otras cargas		Carga acumulada a rotor bloqueado	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
h.p.	Letra código	Fase	volts	kVA	kW	kVA	kW	Máx. kVA	Máx kW	Cont. kVA	Cont.kW
Alumbrado y equipo de control y seguridad								0.976	0.94		
25	G	3	220	148.75	62.47	23.81	21.19	24.786	22.13	149.73	63.41
15	F	3	220	79.5	37.36	14.28	12.71	39.066	34.85	104.29	59.50
10	E	3	220	47.5	22.8	9.52	8.47	48.586	43.32	86.57	57.65
7½	H	3	220	50.25	27.63	7.14	6.35	55.73	49.73	98.84	71.01
5	H	3	220	33.5	20.1	4.76	4.23	60.88	54.12	89.62	69.99

Columnas 1 a 4, Utilizar datos de las tablas de cargas (Tabla 9.8, Tabla 9.9 y Tabla 9.10) y variarlos en la Tabla 9.11.

Desarrollo de la columna 5:

$$\begin{aligned} \text{kVA}_{25 \text{ hp}} &= 5.95(25) = 148.75 \text{ kVA} \\ \text{kVA}_{15 \text{ hp}} &= 5.30(15) = 79.5 \text{ kVA} \\ \text{kVA}_{10 \text{ hp}} &= 4.75(10) = 47.5 \text{ kVA} \\ \text{kVA}_{7 \frac{1}{2} \text{ hp}} &= 6.70(7.5) = 50.25 \text{ kVA} \\ \text{kVA}_{5 \text{ hp}} &= 6.70(5) = 33.5 \text{ kVA} \end{aligned}$$

Desarrollo de la columna 6:

$$\begin{aligned} \text{kW}_{25 \text{ hp}} &= \text{kVA}_{25 \text{ hp}} (\text{FP}_{\text{Arranque}}) = 62.49 \text{ kW} \\ \text{kW}_{15 \text{ hp}} &= 79.5(0.47) = 37.365 \\ \text{kW}_{10 \text{ hp}} &= 47.5(0.48) = 22.8 \\ \text{kW}_{7 \frac{1}{2} \text{ hp}} &= 50.25(0.55) = 27.6375 \\ \text{kW}_{5 \text{ hp}} &= 33.5(0.60) = 20.1 \end{aligned}$$

Desarrollo de la columna 7:

$$\begin{aligned} \text{kVA}_{25 \text{ hp}} &= \frac{0.746(\text{h.p.})}{\eta(\text{FP})} = \frac{0.746(25)}{0.88(0.89)} \\ &= 23.81 \text{ kVA} \\ \text{kVA}_{15 \text{ hp}} &= \frac{0.746(15)}{0.88(0.89)} = 14.28 \text{ kVA} \\ \text{kVA}_{10 \text{ hp}} &= \frac{0.746(10)}{0.88(0.89)} = 9.52 \text{ kVA} \\ \text{kVA}_{7 \frac{1}{2} \text{ hp}} &= \frac{0.746(7.5)}{0.88(0.89)} = 7.14 \text{ kVA} \\ \text{kVA}_{5 \text{ hp}} &= \frac{0.746(5)}{0.88(0.89)} = 4.76 \text{ kVA} \end{aligned}$$

Desarrollo de la columna 8:

$$\begin{aligned} \text{kW}_{25 \text{ hp}} &= \frac{0.746(\text{h.p.})}{\eta} = \frac{0.746(25)}{0.88} \\ &= 21.193 \\ \text{kW}_{15 \text{ hp}} &= \frac{0.746(15)}{0.88} = 12.716 \\ \text{kW}_{10 \text{ hp}} &= \frac{0.746(10)}{0.88} = 8.47 \\ \text{kW}_{7 \frac{1}{2} \text{ hp}} &= \frac{0.746(7.5)}{0.88} = 6.35 \\ \text{kW}_{5 \text{ hp}} &= \frac{0.746(5)}{0.88} = 4.23 \text{ kVA} \end{aligned}$$

Desarrollo de la columna 9 a la 12:

Columna 11:

$$\begin{aligned} \text{kVA}_{\text{Col.11}} &= \text{kVA}_{\text{Col.5}} + \text{kVA}_{\text{Col.9 ant}} \\ &= 148.75 + 0.976 \\ &= 149.73 \end{aligned}$$

Columna 12:

$$\begin{aligned} \text{kW}_{\text{Col.12}} &= \text{kW}_{\text{Col.6}} + \text{kW}_{\text{Col.10 ant}} \\ &= 62.48 + 0.94 \\ &= 63.42 \end{aligned}$$

Columna 9:

$$\begin{aligned} \text{kVA}_{\text{Col.9}} &= \text{kVA}_{\text{Col.7}} + \text{kVA}_{\text{Col.9 ant}} \\ &= 23.81 + 0.98 \\ &= 24.79 \end{aligned}$$

Columna 10:

$$\begin{aligned} \text{kW}_{\text{Col.10}} &= \text{kW}_{\text{Col.8}} + \text{kW}_{\text{Col.10 ant}} \\ &= 21.19 + 0.94 \\ &= 22.13 \end{aligned}$$

Repetir los pasos de la columna 9 a la 12.

Columna 11:

$$\text{kVA}_{\text{Col.11}} = 79.5 + 24.79 = 104.29$$

Columna 12:

$$\text{kVA}_{\text{Col.12}} = 37.3 + 22.13 = 59.43$$

Columna 9:

$$\text{kVA}_{\text{Col.9}} = 14.28 + 24.79 = 39.07$$

Columna 10:

$$\text{kW}_{\text{Col.10}} = 12.72 + 22.13 = 34.85$$

Repetir los pasos de la columna 9 a la 12.

Columna 11:

$$\text{kVA}_{\text{Col.11}} = 47.5 + 39.07 = 86.57$$

Columna 12:

$$\text{kW}_{\text{Col.12}} = 22.80 + 34.85 = 57.65$$

Columna 9:

$$\text{kVA}_{\text{Col.9}} = 9.52 + 39.07 = 48.59$$

Columna 10:

$$\text{kW}_{\text{Col.10}} = 8.47 + 34.85 = 43.32$$

Repetir los pasos de la columna 9 a la 12.

Columna 11:

$$\text{kVA}_{\text{Col.11}} = 50.25 + 48.59 = 98.84$$

Columna 12:

$$\text{kW}_{\text{Col.12}} = 27.63 + 43.38 = 71.01$$

Columna 9:

$$\text{kVA}_{\text{Col.9}} = 7.14 + 48.59 = 55.73$$

Columna 10:

$$\text{kW}_{\text{Col.10}} = 6.35 + 43.38 = 49.73$$

Repetir los pasos de la columna 9 a la 12.

Columna 11:

$$\text{kVA}_{\text{Col.11}} = 33 \cdot 50 + 56 \cdot 12 = 89 \cdot 62$$

Columna 12:

$$\text{kW}_{\text{Col.12}} = 20 \cdot 10 + 49 \cdot 89 = 69 \cdot 99$$

Columna 9:

$$\text{kVA}_{\text{Col.9}} = 5 \cdot 22 + 56 \cdot 12 = 61 \cdot 34$$

Columna 10:

$$\text{kW}_{\text{Col.10}} = 4 \cdot 39 + 49 \cdot 89 = 54 \cdot 28$$

Los valores máximos de las columnas 9, 10, 11 y 12 son:

Columna 9 = 61.34 kVA

Columna 10 = 54.28 kW

Columna 11 = 149.105 kVA

Columna 12 = 71.01 kW

Los valores para la selección de la planta son:

Carga acumulada:

$$\text{kVA} = 60 \cdot 88 (1 \cdot 35) = 82 \cdot 18 \text{ kVA}$$

$$\text{kW} = 54 \cdot 12 (1 \cdot 35) = 73 \cdot 06 \text{ kW}$$

$$\text{kVA} = 149 \cdot 11 (1 \cdot 35) = 201 \cdot 29 \text{ kVA}$$

$$\text{kW} = 71 \cdot 01 (1 \cdot 35) = 95 \cdot 86 \text{ kW}$$

9.6.2. EJEMPLO DE LA SELECCIÓN DE BATERÍAS PLOMO-ÁCIDO

Se requiere de un banco de baterías para una subestación (cierre y apertura de interruptores), para poder seleccionar la batería tenemos los siguientes parámetros:

1. Tensiones de operación

$$V_{\text{max}} = 143 \text{ V}_{\text{c.d.}}$$

$$V_{\text{nom}} = 125 \text{ V}_{\text{c.d.}}$$

$$V_{\text{min}} = 105 \text{ V}_{\text{c.d.}}$$

$$V_{\text{entrada}} = 480 \text{ V}_{\text{c.a.}}, 3 \text{ fases}, 60 \text{ Hz}$$

2. Definición de la carga eléctrica, ver Tabla 9.12 Secuencia de la carga o de descarga, ver Ilustración 9.4

3. Número de celdas

$$N_c = \frac{V_{\text{min.}}}{V_{f/c}} \quad \text{Ecuación 9.13}$$

donde:

$$V_{f/c} = 1.75 \text{ V (se toma de catálogos de baterías)}$$

$$N_c = \frac{105}{1.75} = 60 \text{ celdas}$$

Capacidad mínima requerida

$$C_{\text{min.}} = \sum_{i=1}^n C_i = \sum_{i=1}^n I_i T_i \quad \text{Ecuación 9.14}$$

Por lo tanto:

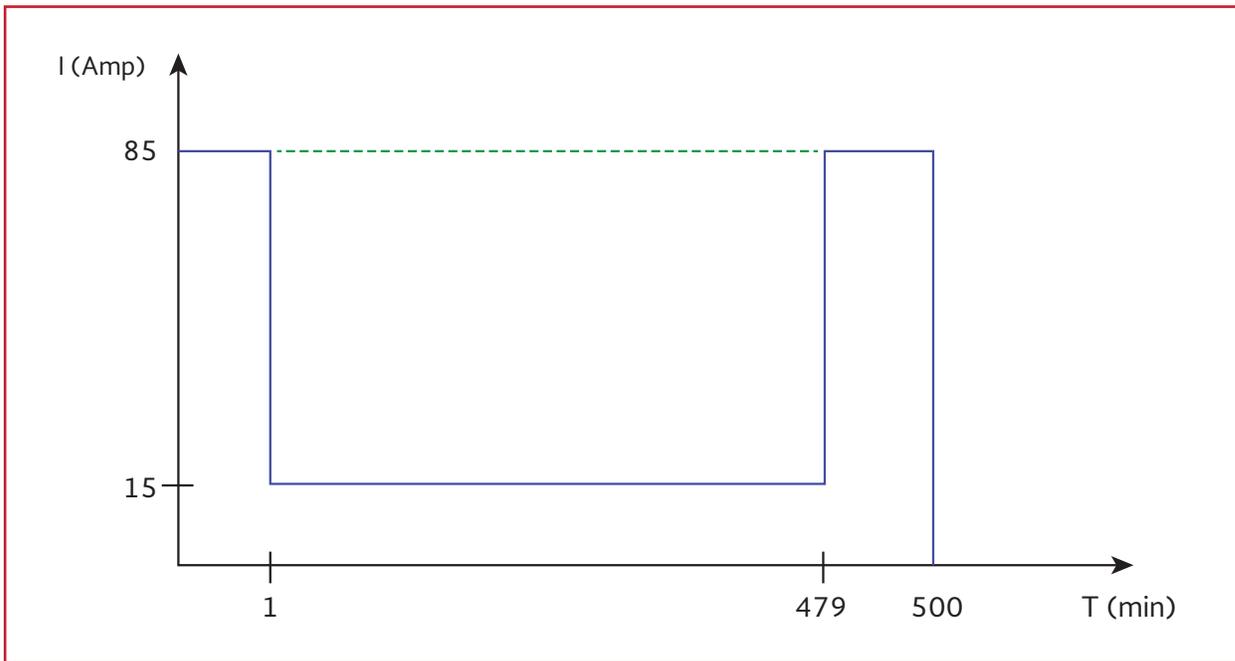
$$C_{\text{min.}} = 85 \left(\frac{1}{60} \right) + 15 \left(\frac{478}{60} \right) + 85 \left(\frac{1}{60} \right)$$

$$C_{\text{min.}} = 1.42 + 119.5 + 1.42$$

Tabla 9.12 Carga eléctrica

Carga	Amperes	Tiempo	Observaciones
Cierre de interruptor	85	1 mín.	
Luces piloto	15	478 mín.	
Apertura de interruptor	85	1 mín.	

Ilustración 9.4 Secuencia de carga o de descarga



$$C_{\min.} = 122.34 \text{ Ah}$$

4. Seleccionamos el tipo PP
5. Tiempo equivalente de descarga

$$T_{\text{Eq.}} = \frac{C_{\min}}{I_{\max}} = \frac{122.34}{84} = 1.45 \rightarrow 1.5 \text{ horas}$$

6. Número de placas positivas

$$\text{Número de placas positivas} = \frac{I_{\max}}{I_{\min}} = \frac{85}{18} = 4.72 \rightarrow 5 \text{ placas}$$

$I_p = 18$ Amp en la Tabla 9.20 catálogo de baterías ácido-plomo tensión final 1.75.

7. Batería:

El tipo de batería es TT 2250 en Tabla 9.19 catálogo de baterías ácido-plomo, densidad de 1.265.

Las especificaciones representan el funcionamiento promedio como suministro, a 20°C, densidad de 1.265.

9.6.3. EJEMPLO DE SELECCIÓN BATERÍA NÍQUEL CADMIO

Supongamos que se requiere alimentar la misma carga del problema anterior, con las mismas tensiones de operación, y la misma Secuencia de descarga.

Número de celdas:

$$N_c = \frac{105}{1.14} = 92 \text{ celdas}$$

Donde $V_{(t/c)} = 1.14V$, del catálogo de baterías.

Capacidad mínima requerida:

$$C_{\min.} = \sum_{i=1}^n C_i = \sum_{i=1}^n I_i T_i$$

Por lo tanto:

$$C_{\min.} = 85 \left(\frac{1}{60} \right) + 15 \left(\frac{478}{60} \right) + 85 \left(\frac{1}{60} \right)$$

$$C_{\min.} = 1.42 + 119.5 + 1.42$$

$$C_{\min.} = 122.34 \text{ Ah}$$

La batería seleccionada es SBM 161 de 161 Ah (CB).

Corriente en función de la capacidad:

$$\frac{I_1 C'_B}{C_B} = \frac{85 C'_B}{161} = 0.53 C'_B$$

$$\frac{I_2 C'_B}{C_B} = \frac{15 C'_B}{161} = 0.09 C'_B$$

$$\frac{I_3 C'_B}{C_B} = \frac{85 C'_B}{161} = 0.53 C'_B$$

Porcentaje de la capacidad utilizada:

$$\%C_T = \sum_{i=1}^n \% C_i = \sum_{i=1}^n \frac{C_i 100}{C_B}$$

$$\%C_T = \frac{1.42 (100)}{161} + \frac{119.5 (100)}{161} + \frac{1.42 (100)}{161}$$

$$\%C_T = 0.88 + 74.22 + 0.88$$

$$\%C_T = 75.98\%$$

Con los datos de $V_{(t/c)}$, corriente en función de la capacidad y el porcentaje de la capacidad utilizada nos referimos a las curvas para determinar si es la batería adecuada.

La tensión final por celda, al final de la descarga es de 1.16 V, el cual es mayor que 1.14 V que es la tensión que habíamos determinado como mínimo, lo que nos indica que nuestra batería será de 92 celdas tipo SMB 161 de 161 Ah.

9.6.4. EJEMPLO DE SELECCIÓN DE CARGADOR DE BATERÍAS

Necesitamos calcular el cargador de baterías para el problema anterior.

Datos:

Tensión de entrada 480 Vcd a 60 Hz

$$I_{CTE} = 15 \text{ Amp}$$

$$V_{\text{nom}} = 125 \text{ V}_{c.d.}$$

$$V_{\text{máx.}} = 142 \text{ V}_{c.d.}$$

No. y tipo de celdas = 92 SMB 161 Ah.(C_{min})

$\%I_N = 20\%$ para cargarse en 8 hrs (catálogo de fabricante de baterías), por lo tanto:

Tensión nominal del cargador:

$$I_s = 32.2 + 15 = 47.2 \text{ Amp.}$$

$V_{NC} = (\text{Carga de flotación}) \times (\text{No. de celdas})$

Por lo tanto el cargador debe ser de 130 $V_{c.d.}$ y 47.2 Amp. como mínimo.

donde:

Carga de flotación= Es 1.14 (catálogo de baterías)

9.7. SISTEMA DE ENERGÍA ININTERRUMPIBLE

$$V_{NC} = (1.14)(92)$$

9.7.1. DATOS TÉCNICOS REQUERIDOS DE UNA PLANTA DE EMERGENCIA

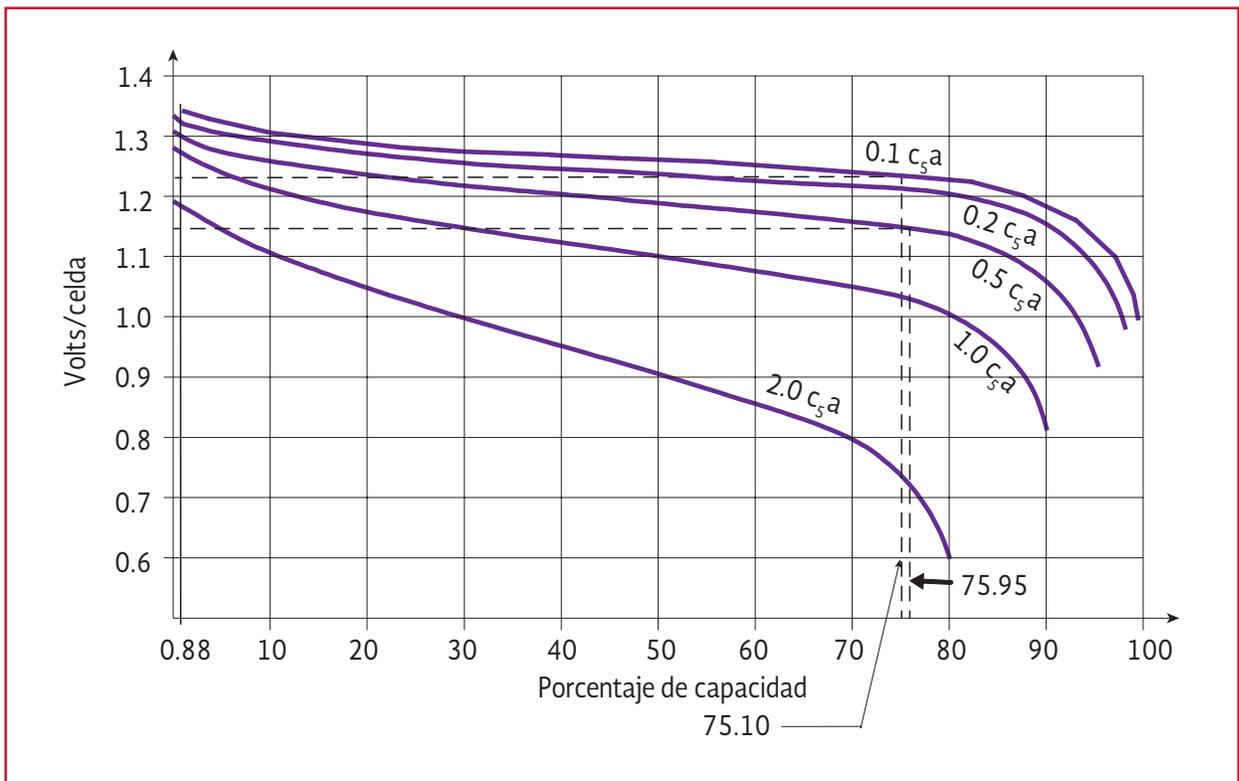
$$V_{NC} = 129.72 \text{ V}_{c.d.}$$

$$I_s = I + I_{CTE}$$

$$I = \frac{\%I_N}{100} C_{min} = \frac{20}{100} 161 = 32.2 \text{ Amp.}$$

Los datos técnicos mínimos necesarios para la solución de la planta de emergencia motogenerador se indican en la Tabla 9.21 e Ilustración 9.5.

Ilustración 9.5 Curva características típicas de descarga a 20 °C (68 °f)



9.7.2. SISTEMA DE DOBLE CONVERSIÓN

Sistema de conversión de energía eléctrica en donde la potencia de corriente alterna de entrada es convertida a potencia de corriente continua (rectificador/cargador) para convertirla nuevamente a potencia de corriente alterna (inversor), la cual alimenta a la carga. Típicamente el banco de baterías se conecta en paralelo con la entrada de corriente continua del inversor, el cual se mantiene en condiciones óptimas de carga en caso de que la tensión de corriente alterna de entrada esté dentro de los parámetros eléctricos especificados.

9.7.3. SISTEMA DE MODULACIÓN POR ANCHO DE PULSO (PWM)

Es un sistema donde una señal igual a la frecuencia de la línea comercial (60 Hz), conocida como señal modulante o de referencia, modifica el ancho de pulso de una señal de alta frecuencia conocida como señal portadora, dando como resultado pulsos de salida cuyo tiempo de duración depende de la señal de referencia, después de la transformación la señal portadora se elimina por medio de un filtro pasivo.

9.7.4. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE SELECCIÓN

1. El sistema tiene tecnología de modulación por ancho de pulso (PWM), diseñado para grado industrial y para operación en línea, de doble conversión (c.a. - c.d. y c.d. - c.a.). Las funciones principales deben ser controladas por microprocesador(es)
2. El sistema está fabricado con componentes de estado sólido, tensión constante, autorregulado, con rectificación de onda completa, mínimo de 6 pulsos (dependiendo del equipamiento estándar del fabricante según la capacidad) a base de tiristores, con rectificadores controlados de silicio (SCR's), trifásico. La fuente de energía eléctrica al SFI debe ser de corriente alterna y la salida en corriente alterna
3. Debe ser un producto de línea, construido en su totalidad en fábrica, sin partes montadas, pegadas o superpuestas, deberá ser autocontenido en gabinete no modular
4. El sistema está integrado básicamente por los siguientes componentes principales:
 - a) Rectificador/cargador de baterías, grado industrial
 - b) Inversor estático de corriente de tecnología PWM, grado industrial
 - c) Interruptor estático de transferencia automática, grado industrial
 - d) Conmutador de derivación manual
 - e) Instrumentos de protección, medición y alarma
5. Banco de baterías de níquel-cadmio, en montaje independiente del conjunto rectificador-cargador inversor, debe alojar las baterías en estantes abiertos fabricados de acero estructural, instalación en interior
6. Conmutador de derivación manual externo, para mantenimiento tipo puente, alojado en gabinete metálico para servicio interior, montaje en pared. Este elemento tiene la función de aislar

completamente el conjunto rectificador-cargador-inversor cuando éste requiera mantenimiento

7. Transformador y acondicionador de línea alternativa, en gabinete metálico
8. El rectificador/cargador de baterías se debe alimentar de una red de suministro con características eléctricas del tipo industrial en corriente alterna, de la cual se alimentan otras cargas como son alumbrado, equipo electrónico (variadores de frecuencia, equipo de cómputo, arrancadores de estado sólido, sistemas de fuerza ininterrumpible, entre otros) que causan distorsión armónica a la red. Para corregir la distorsión armónica el rectificador/cargador de baterías debe complementarse con filtros de armónicas, y transformador de aislamiento a la entrada del suministro de energía

9.7.5. ALTITUD DE OPERACIÓN

El fabricante/proveedor o contratista debe aplicar los valores decrementales aplicables para altitudes mayores a 1 000 m s.n.m., de acuerdo a la Tabla 9.22.

9.7.6. OPERACIÓN

1. El sistema debe entregar tensión eléctrica en 120, 127, 220 ó 480 V c.a., en 60 Hz, regulada, continua y libre de distorsiones armónicas (ruidos, pulsos transitorios) aún a cargas no lineales, y aislada eléctricamente de la fuente de suministro de corriente alterna
2. En operación normal del sistema el rectificador/cargador debe alimentar al inversor y éste, a su vez, a la carga
3. Durante una interrupción o restauración del suministro eléctrico al rectificador/cargador o a la fuente alternativa, la carga crítica debe continuar alimentándose desde el SFI a través del inversor utilizando el banco de baterías, sin ninguna interrupción de la alimentación
4. Cuando el suministro eléctrico se restablece, el rectificador/cargador debe arrancar automáticamente alimentando al inversor y recargando las baterías. La capacidad del cargador de baterías debe ser suficiente para operar al inversor a plena carga y recargar las baterías a un tiempo de recarga al 90 por ciento, sin embargo la operación normal del cargador de baterías será del 75 por ciento, de la batería níquel cadmio a 8 h
5. La salida del inversor debe estar sincronizada con la fuente alternativa. Si la fuente alternativa se encuentra fuera del rango de frecuencia del ± 1 por ciento, el inversor debe operar a la frecuencia nominal de salida haciendo uso de su oscilador interno. Cuando la fuente alternativa entre al rango de operación, en ese momento el inversor debe ajustar su frecuencia de salida para igualar la fuente alternativa y mantener sincronismo
6. Cuando las baterías alcancen una situación extrema de descarga, (igual a 1,0 V/celda para níquel-cadmio), el sistema debe realizar transferencia automáticamente a la alimentación de la fuente alternativa

7. Durante una sobrecarga igual o mayor del 105 por ciento en la carga a la salida del inversor, después de soportar el perfil de sobrecarga acorde a esta especificación el interruptor estático debe conmutar, automáticamente y sin interrupción, la carga a la línea alternativa en condiciones de tensión y frecuencia dentro de parámetros. Una vez que la sobrecarga ha desaparecido o el inversor ha sido restablecido el interruptor estático debe transferir la carga al inversor. La transferencia en ambas direcciones se debe realizar sin interrupciones. Esta transferencia siempre debe efectuarse cuando la condición de sincronismo existe
8. Ante una falla del módulo inversor, el interruptor estático de transferencia debe conmutar la carga a la línea alternativa sin interrupción. Durante el mantenimiento, para una inspección, el sistema puede ser puenteado con el interruptor manual de puenteo sin que exista interrupción de corriente a la carga

9.7.7. CAPACIDADES

La capacidad nominal del sistema de energía ininterrumpible para un sistema determinado se debe calcular de acuerdo a la carga total instalada más un porcentaje de reserva para ampliación futura que debe determinarse de acuerdo al sistema que alimentará (instrumentación y control, seguridad, telecomunicaciones, alumbrado de emergencia, entre otros).

El fabricante/proveedor o contratista debe respaldar con cálculos la capacidad del sistema con el cual demuestre que la capacidad que cotiza es adecuada para alimentar la carga que se solicite.

9.7.8. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN, PROTECCIÓN, ALARMAS Y SEÑALIZACIÓN

9.7.8.1. Medición digital mínima de parámetros eléctricos

1. Tensión de línea de alimentación normal y alternativa
2. Tensión del banco de baterías
3. Tensión de salida del sistema
4. Corriente continua de rectificador/cargador de baterías
5. Corriente continua del banco de baterías
6. Corriente de salida del inversor
7. Frecuencia de línea de alimentación normal y alternativa
8. Frecuencia de salida del inversor

9.7.8.2. Protecciones mínimas

1. Interruptor termomagnético de entrada de corriente alterna en línea principal y alternativa
2. Interruptor termomagnético para banco de baterías

9.7.8.3. Alarmas mínimas

1. Falla de rectificador /cargador
2. Falla de inversor
3. Ausencia de la fuente de alimentación
4. Batería en operación
5. Falla a tierra
6. Sobrecarga en la salida
7. Baja tensión en batería
8. Descarga completa de batería
9. Transferencia automática a línea alternativa
10. Alta temperatura en el equipo
11. Falla de ventilador

9.7.8.4. Señalización mínima en panel frontal

1. Encendido, apagado
2. Tensión de alimentación normal y alternativa
3. Batería en operación
4. Inversor encendido / apagado
5. Posición del interruptor estático
6. Transferencia a línea alternativa
7. Flujo de energía
8. Por ciento de capacidad utilizada
9. Sincronización del inversor con la línea alternativa
10. Tensión de corriente continua fuera de rango a la entrada del inversor
11. Interruptor de banco de baterías abierto
12. Lámparas piloto indicadoras de operación: verde-operando, rojo-abierto o fuera, ámbar-falla

9.8. ALUMBRADO Y CIRCUITOS DE EMERGENCIA

9.8.1. CIRCUITOS DE SISTEMAS DE EMERGENCIA PARA ALUMBRADO Y FUERZA

9.8.1.1. Cargas en circuitos ramales de emergencia

Los circuitos de alumbrado de emergencia no deben alimentar otros electrodomésticos ni lámparas diferentes a los especificados como exigidos para el uso de emergencia.

9.8.1.2. Iluminación de emergencia

La iluminación de emergencia debe incluir todos los medios exigidos para la iluminación de las salidas, las luces indicadoras de las salidas y todas las demás luces especificadas como necesarias para proporcionar la iluminación exigida.

Los sistemas de alumbrado de emergencia deben estar diseñados e instalados de modo que el daño de un elemento individual de alumbrado, como una lámpara fundida, no pueda dejar en completa oscuridad los espacios que requieran iluminación de emergencia.

Cuando el único medio de iluminación normal consista en alumbrado de descarga de alta intensidad, como el de vapor de sodio o mercurio de alta y baja presión o las de haluros metálicos, se exigirá que el sistema de alumbrado de emergencia funcione hasta que se restablezca totalmente la iluminación normal.

Excepción: Se permitirán medios alternativos que aseguren que se mantenga el nivel de iluminación del alumbrado de emergencia.

A los artefactos de descarga de alta intensidad les toma cierto tiempo arrancar una vez energizados. Por lo tanto, si los artefactos de descarga de alta intensidad son la única fuente de iluminación normal en un área, el NEC exige que el sistema de alumbrado de emergencia opere no solamente hasta que el sistema normal se ponga nuevamente en servicio sino hasta que los arte-

factos de descarga de alta intensidad proporcionen iluminación. Esto puede requerir un circuito temporizador (circuito de tiempo), un sistema de monitoreo fotovoltaico, o el equivalente.

9.8.1.3. Circuitos para alumbrado de emergencia

Los circuitos ramales que alimentan el alumbrado de emergencia se deben instalar de modo que suministren alimentación a partir de una fuente, cuando se interrumpa la alimentación normal al alumbrado. Dichas instalaciones deben ofrecer una de las soluciones siguientes:

1. Una fuente de alimentación para el alumbrado de emergencia, independiente de la alimentación general del alumbrado, con dispositivos que permitan transferir automáticamente el alumbrado de emergencia en cuanto se interrumpa la alimentación del sistema de alumbrado general
2. Dos o más circuitos ramales alimentados de sistemas completos y separadas fuente de alimentación independientes. Una de las dos fuentes de alimentación debe ser parte del sistema de emergencia, y para la otra se permite ser parte de la fuente y sistema de alimentación normal. Cada sistema debe proporcionar corriente suficiente para el alumbrado de emergencia

A menos que se utilicen ambos sistemas para el alumbrado regular y se mantengan encendidos simultáneamente, se debe instalar un medio que energice automáticamente cualquiera de los sistemas cuando falle el otro. Si los circuitos de alimentación del alumbrado para la

iluminación de emergencia están instalados de acuerdo con otras secciones de este artículo, se permitirá que uno o los dos sistemas formen parte del sistema de alumbrado general del inmueble protegido.

9.8.1.4. Circuitos para alimentación de emergencia

Para los circuitos ramales que alimenten equipos clasificados como de emergencia, debe haber una fuente de alimentación de emergencia a la cual se puedan transferir automáticamente todas las cargas si falla la alimentación normal.

9.8.2. CONTROL PARA LOS CIRCUITOS DE ALUMBRADO DE EMERGENCIA

9.8.2.1. Requisitos de los interruptores

El interruptor o interruptores instalados en los circuitos de alumbrado de emergencia, deben estar dispuestos de modo que sólo personas autorizadas tengan control del alumbrado de emergencia.

Excepción No. 1: Cuando hay dos o más interruptores de tiro sencillo conectados en paralelo para controlar un solo circuito, al menos uno de ellos debe ser accesible sólo a las personas autorizadas.

Excepción No. 2: Se permitirá instalar interruptores adicionales que sirvan para encender el alumbrado de emergencia pero no para apagarlo.

No se deben utilizar interruptores conectados en serie ni de 3 o 4 vías.

9.8.3. UBICACIÓN DE LOS INTERRUPTORES

Todos los interruptores manuales para controlar los circuitos de emergencia deben estar ubicados convenientemente, de modo que las personas responsables autorizadas para su activación tengan acceso a ellos. En lugares cubiertos, debe haber un interruptor para el control de los sistemas de alumbrado de emergencia instalado en el vestíbulo o en otro lugar fácilmente accesible desde el mismo.

En ningún caso los interruptores de control para el alumbrado de emergencia se deben instalar en una cabina de proyección, ni en el escenario ni en el estrado.

Excepción: Cuando haya instalados múltiples interruptores, se permitirá que uno de ellos esté en dichos lugares, instalado de modo que permita energizar únicamente el circuito, pero que no lo pueda desenergizar.

9.8.3.1. Luces exteriores

Se permitirá que las luces del exterior de un edificio, que no sean necesarias cuando existe suficiente luz del día, se controlen mediante un dispositivo automático accionado por la luz.

9.8.3.2. Sistemas con regulador de intensidad

Se permitirá utilizar como dispositivo de control para energizar circuitos de alumbrado de emergencia un sistema de regulación de intensidad que tenga más de uno de estos reguladores y esté listado para uso en sistemas de emergencia. Inmediatamente después de la falla de la alimentación

normal, se permitirá que el sistema de regulación de intensidad energice selectivamente únicamente aquellos circuitos ramales exigidos para proporcionar la iluminación mínima de emergencia.

Se permite el uso de sistemas de regulación de intensidad que están listados para uso en sistemas de emergencia y que contienen más de un regulador. Estos sistemas incluyen un método para detectar la falla de la alimentación normal y energizan selectivamente los circuitos ramales alimentados desde el gabinete del regulador, independientemente de la configuración de los interruptores o paneles normalmente usados para controlar el sistema de regulación de intensidad. Los sistemas de regulación de intensidad son alimentados normalmente de un alimentador que es transferido del sistema normal al sistema de emergencia por medio de un interruptor de transferencia. Se permite que tales sistemas energicen selectivamente sólo aquellos circuitos que proporcionan la iluminación de emergencia requerida.

Se permitirá un relé de control de carga automático listado para energizar la carga, si una carga de alumbrado de emergencia es automáticamente energizada en caso de una pérdida de la alimentación normal. Los relés de control de carga automático son una nueva clase de dispositivos que ha sido introducido en los últimos años.

Estos dispositivos fueron tradicionalmente parte del equipamiento de unidades de emergencia pero la norma UL lista ahora los dispositivos independientes bajo ANSI/UL 924, Normativa para Alumbrado de Emergencia y Equipo de fuerza. La correcta aplicación de estos dispositivos requiere del conocimiento de la función que está listadas a realizar en un circuito de emergencia.

Los relés de control de carga listados en ANSI/UL 924 no se deben de usar para transferir una carga entre dos fuente de alimentación no síncronas; solamente el equipamiento listado en UL 1008 es apropiado para esta aplicación. Los relés de control de carga no son apropiados para transferencia entre dos fuentes de alimentación no síncronas dado que no tienen los mecanismos exigidos por UL 1008 para prevenir la conexión inadvertida de las fuente normal y de emergencia, y ellos no se someten a la evaluación de corriente de falla que se exige por UL 1008 para interruptores de transferencia.

9.8.4. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE

9.8.4.1. Accesibilidad

El dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito ramal en circuitos de emergencia debe ser accesible únicamente a personas autorizadas.

9.8.4.2. Protección del equipo contra fallas a tierra

No se exigirá que la fuente alternativa de alimentación de los sistemas de emergencia tenga protección del equipo contra fallas a tierra con un medio automático de desconexión.

9.8.4.3. Coordinación

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente del sistema o sistemas de emergencia deben estar coordinados selectivamente con todos los dispositivos de protección contra sobrecorriente del lado de la alimentación.

Excepción: No se exigirá coordinación selectiva entre dos dispositivos de protección contra sobrecorriente colocados en serie si no se tienen cargas conectadas en paralelo con el dispositivo aguas abajo.

Todos los dispositivos de protección contra sobrecorriente del sistema de emergencia serán coordinados selectivamente con los dispositivos de protección contra sobrecorriente instalados del lado de la alimentación.

Dado que la finalidad de un sistema de emergencia es proporcionar energía a sistemas de seguridad esenciales para la vida en un edificio o facultad, un esquema de protección contra sobrecorriente selectivamente coordinado que localiza y minimiza el alcance de una interrupción de energía debida a la apertura de un dispositivo protector es un elemento crítico de seguridad.

La continuidad de operación de la iluminación para evacuación de ocupantes o mantener la continuidad de operación de equipamiento de seguridad esencial, tal como un sistema de evacuación de humo, es necesaria para la seguridad de los ocupantes durante un incendio u otras emergencias. Dicho simplemente, un evento de sobrecorriente (sobrecarga, cortocircuito, o falla de tierra) en un circuito ramal de 20 amperes no puede causar que se abra el dispositivo de protección del alimentador del panel de distribución del circuito ramal. Esta coordinación se debe cumplir en cada nivel de distribución que suministra energía al sistema de emergencia.

El diseño y la subsecuente verificación de la coordinación del sistema eléctrico pueden lograrse solamente en un estudio de coordinación que implica un conocimiento detallado de las características de corriente de falla del sistema

de alimentación eléctrica y un diseño que integre los dispositivos de protección contra sobrecorriente que reaccionan a la sobrecorriente e interactúan entre sí de tal manera que se puedan lograr los objetivos de minimizar los cortes de energía localizando el problema de sobrecorriente y aislando esa parte del sistema de emergencia.

9.9. SISTEMA CONTRA INCENDIOS

Por la naturaleza de las operaciones que se realizan, se requiere contar con redes contra incendio a base de agua y espuma, para prevenir y atender emergencias que nos permitan preservar la integridad del personal, instalaciones y el entorno.

El agua que se utilice en la red de agua y de espuma contra incendio, debe provenir de cualquier fuente de abastecimiento que garantice el volumen de agua requerido, para dar atención al riesgo mayor, bajo cualquier circunstancia y estar libre de hidrocarburos. Cuando se tenga un suministro alternativo a la red de agua contra incendio proveniente de la red municipal o de fuente móviles, se debe instalar una válvula de retención o "check" en la tubería de interconexión a la red contra incendio de la instalación.

Abastecimiento y almacenamiento de agua

El almacenamiento de agua contra incendio, se debe diseñar con una capacidad mínima para satisfacer la demanda de la suma de los gastos siguientes:

- a) El requerido para la demanda de espuma a la instalación que genera el escenario de incendio del riesgo mayor, basados en

su densidad de aplicación conforme a la instalación a proteger

- b) El requerido para el enfriamiento de la instalación que genera el escenario de incendio del riesgo mayor, basados en su densidad de aplicación conforme a la instalación a proteger
- c) Los adicionales de por ciento en volumen para monitores fijos o portátiles, líneas suplementarias, agua para proteger al personal; entre otros
- d) El requerido para el enfriamiento de las instalaciones que reciban radiación de calor del escenario que representa el riesgo mayor, basados en su densidad de aplicación conforme a la instalación a proteger

Los equipos contra incendios se clasifican en:

1. Por su tipo en:
 - a) Portátiles: Son aquellos que están diseñados para ser transportados y operados manualmente, con un peso total menor o igual a 20 kilogramos, y que contienen un agente extintor, el cual puede expelerse bajo presión con el fin de combatir o extinguir un fuego incipiente;
 - b) Móviles: Son aquellos que están diseñados para ser transportados sobre ruedas, sin locomoción propia, con un peso superior a 20 kilogramos, y que contienen un agente extintor, el cual puede expelerse bajo presión con el fin de combatir o extinguir un fuego incipiente
 - c) Fijos: Son aquellos instalados de manera permanente y que pueden ser de operación manual, semiautomática o automática, con agentes extin-

tores acordes con la clase de fuego que se pretenda combatir. Estos incluyen los sistemas de extinción manual a base de agua (mangueras); los sistemas de rociadores automáticos; los sistemas de aspersores; los monitores; los cañones, y los sistemas de espuma, entre otros

2. Por el agente extintor que contienen, entre otros:
 - a) Agente extintor químico húmedo: Son aquellos que se utilizan para extinguir fuegos tipo A, B, C o K, y que normalmente consisten en una solución acuosa de sales orgánicas o inorgánicas, o una combinación de éstas
 - b) Agentes extintores especiales: Son productos que se utilizan para apagar fuegos clase D

Tipo de fuegos:

- a) Fuego clase A: Es aquel que se presenta en material combustible sólido, generalmente de naturaleza orgánica, y que su combustión se realiza normalmente con formación de brasas
- b) Fuego clase B: Es aquel que se presenta en líquidos combustibles e inflamables y gases inflamables
- c) Fuego clase C: Es aquel que involucra aparatos, equipos e instalaciones eléctricas energizadas
- d) Fuego clase D: Es aquel en el que intervienen metales combustibles, tales como el magnesio, titanio, circonio, sodio, litio y potasio
- e) Fuego clase K: Es aquel que se presenta básicamente en instalaciones de cocina, que involucra sustancias combustibles,

tales como aceites y grasas vegetales o animales. Los fuegos clase K ocurren en los depósitos de grasa semipolimerizada, y su comportamiento es distinto a otros combustibles

Consideraciones para el diseño de un sistema contra incendio:

1. Tanque de almacenamiento de agua contra incendio
2. Cobertizo contra incendio
3. Red de agua contra incendios
4. Sistema de bombeo (principales, redundantes, de mantenimiento de presión)
5. Instrumentación y dispositivos de protección del sistema de bombeo
6. Operación de la bomba contra incendios
7. Controladores y accesorios para motores de bombas contra incendios
8. Motores eléctricos para las bombas
9. Sistema de aspersión
10. Sistema de rociadores

9.10. SISTEMA DE ALARMAS

Las alarmas para alertar al personal pueden ser sonoras y luminosas, que proporcionen la información necesaria sobre la anomalía detectada para cada tipo de riesgo.

La alarma sonora debe tener la capacidad de ser silenciada por el personal autorizado una vez que haya confirmado el alcance de la emergencia, mientras que la alarma luminosa debe permanecer activada durante todo el evento, hasta que se restablezca a las condiciones normales.

Se debe contar con un sistema de señalización (audible/visible) del sistema de alarmas que permita al personal identificar la ubicación de una emer-

gencia de manera rápida y precisa, e indicar el estado del equipo de emergencia o de las funciones de seguridad contra incendio que podrían afectar la seguridad de los ocupantes en caso de incendio.

Los sistemas de alarma de contra incendio que cubren dos o más zonas deben identificar la zona de origen donde se inició la alarma mediante un anuncio o una señal codificada, mismas que se deben configurar y mostrar en el controlador electrónico programable y/o en el tablero de gas y fuego.

Los códigos adoptados se deben hacer del conocimiento del personal y formar parte de los simulacros y otras prácticas de capacitación y adiestramiento ante emergencias, ver Tabla 9.23 de sensores y alarmas.

9.10.1. ALARMAS AUDIBLES EN CAMPO

El sistema de alarma audible debe estar formado por:

- Bocinas amplificadoras para reproducir los tonos
- La señal de alarma se debe enviar al generador de tonos, que a su vez debe enviar la señal específica del evento a los altoparlantes

9.10.2. ALTO PARLANTES (BOCINAS)

Deben reproducir un sonido diferente para cada tipo de riesgo detectado. Las bocinas deben tener una impedancia de carga de acuerdo a la salida del amplificador o al transformador de acoplamiento y deben estar enfasadas en la polaridad de sus bobinas.

Las alarmas audibles se deben silenciar automáticamente al desaparecer la señal del dispositivo que la originó.

La alarma audible en interiores o áreas cerradas, debe generar un sonido con una intensidad de 70 dB a 3 m.

El altoparlante debe ser tipo baffle para instalarse con conexión en tubería conduit de 19 mm (¾ in) de diámetro entrada tipo hembra.

Deben incluir una placa de identificación con la leyenda: "Alarma de detección de fuego".

9.10.2.1. Altoparlantes para exteriores

En áreas abiertas y módulos con equipo ruidoso, los altoparlantes deben ser tipo trompeta con intensidad de tono para asegurar la audibilidad en áreas exteriores, el nivel mínimo de la intensidad sonora debe ser de 109 dB a 3 m. En el caso de áreas con nivel sonoro continuo a los 85 dB, el nivel mínimo de la alarma debe ser 15 dB mayor que el del área, o de 5 dB sobre el máximo que pudiera presentarse durante 30 segundos o más, pero no más de 120 dB, excepto para evacuación.

9.10.2.2. Alarmas visibles en campo (semáforos)

Las luminarias de las alarmas se deben activar para emitir, por medio del lente, luces de colores específicos con luz intensa, para permitir avisar al personal que se encuentra en el área, de la existencia de una condición de emergencia.

Para su instalación en el plano vertical, la altura mínima debe ser de 1.50 m tomando como base el nivel de piso terminado a la parte inferior del conjunto de luminarias (semáforo).

Las alarmas visibles (estroboscópicas) que indiquen condición de alarma deben ser del tipo destellante/intermitente, con una velocidad de intermitencia de máximo de 120 destellos por minuto (2 Hz) y mínimo de 60 destellos por minuto (1 Hz), con una intensidad luminosa efectiva de 700 cd a 1 000 cd (intensidad efectiva).

Las alarmas visibles que indiquen condición normal deben ser del tipo continuo (sólo tecnología LED's), con potencia de lámpara según el área de aplicación. Pueden existir dos o más luces encendidas a la vez, excepto la luz verde, que se debe apagar al activarse cualquier otra luz de alarma.

9.10.3. ESTACIONES MANUALES DE ALARMA

En un sistema de detección de incendio, es indispensable la instalación de estaciones manuales de doble acción “Empujar y Jalar” o “Levantar y Presionar” conforme se solicite y que al ser accionadas transmitan una señal de alarma al sistema de gas y fuego.

Las estaciones manuales se deben instalar, en puntos estratégicos que permitan accionar y anunciar a distancia situaciones de emergencia, y transmitir una señal de alarma al sistema de gas y fuego. Las características técnicas que debe cumplir la estación manual son las siguientes:

Deben ser unidades independientes, del tipo “jalar palanca” o del tipo “presionar botón”, lo que se considera como una acción y la otra acción es para evitar su accionamiento accidental.

9.10.4. PRUEBAS

Los detectores deben venir pre-calibrados de fábrica dependiendo del tipo de operación, para que en las instalaciones se rectifiquen o ratifiquen de acuerdo a la instalación final, y se deben probar las entradas / salidas.

El fabricante debe dar informes de las pruebas de precalibración y características operacionales.

Deben llevarse a cabo pruebas de aceptación en fábrica y de aceptación en sitio, con objeto de comprobar el buen funcionamiento y las características operacionales de cada uno de los equipos, de acuerdo con los requisitos solicitados en este documento.

Si los resultados de las pruebas no son satisfactorios, es responsabilidad del contratista sustituir equipo y/o modificar calibraciones y/o modificar configuraciones, a fin de que el diseño del sistema de gas y fuego cumpla con los objetivos de diseño.

NOTA IMPORTANTE:

Para información referente a seguridad y señalización en instalaciones eléctricas consulte el libro de Instalación y montaje de equipos del libro de MAPAS.

Tabla 9.13 Máxima corriente de arranque a rotor bloqueado de motores trifásicos, diseño B, C y D para 60 Hz

kW	h.p.	230 V	460 V	Diseño
		Amperes	Amperes	
0.373	1/2	20	10	B, C, D y E
0.560	3/4	25	125	B, C, D y E
0.746	1	30	15	B, C, D y E
1.119	15	40	20	B, C, D y E
1.492	2	50	25	B, C, D y E
2.238	3	64	32	B, C, D y E
3.730	5	92	46	B, C, D y E
5.600	75	127	635	B, C, D y E
746	10	162	81	B, C, D y E
1.119	15	232	116	B, C, D y E
1.492	20	290	145	B, C, D y E
1.865	25	365	183	B, C, D y E
2.238	30	435	218	B, C, D y E
2.984	40	580	290	B, C, D y E
3.730	50	725	363	B, C, D y E
4.476	60	870	435	B, C, D y E
5.595	75	1 085	543	B, C, D y E
7.460	100	1 450	725	B, C, D y E
9.325	125	1 815	908	B, C, D y E
11.190	150	2 170	1 085	B, C, D y E
14.920	200	2 900	1 450	B, C, D y E

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 9.14 Corriente a rotor bloqueado en motores monofásicos con 2, 4, 6 y 8 polos

Potencia		115 V		230 V	
kW	hp	Diseño O Amperes	Diseño N Amperes	Diseño O Amperes	Diseño N Amperes
0.12 y menores	1/6 y menores	50	20	25	12
0.18	1/4	50	26	25	15
0.25	1/3	50	31	25	18
0.37	1/2	50	45	25	25
0.56	3/4	-	61	-	35
0.746	1	-	80	-	45

Fuente: NEMA MG-1

Tabla 9.15 Corriente a rotor bloqueado en motores monofásicos, de mediana potencia, diseños L y M

Potencia		Diseño L Amperes		Diseño M Amperes
kW	hp	115 V	230 V	230 V
0.373	1/2	45	25	-
0.560	3/4	61	35	-
0.746	1	80	45	-

Fuente: NEMA MG-1

Tabla 9.16 Letras código a rotor bloqueado

Letra código	kva / h.p.	Promedio
A	0 -314	2,95
B	3.15 - 3.54	3,34
C	3.55 - 3.99	3,77
D	4.0 - 4.49	4,25
E	4.5 - 4.99	4,75
F	5.0 - 5.59	5,30
G	5.6 -6.29	5,95
H	6.3 - 7.09	6,70
J	7.1 - 7.99	7,55
K	8.0 - 8.99	8,50
L	9.0 - 9.99	9,50
M	10.0 -11.19	10,6
N	11.2 - 12.49	11,85
P	12.5 - 13.99	13,25
R	14.0 - 15.99	15,00
S	16.0 - 17.99	17,00
T	18.0 -19.99	19
U	20.0 - 22.39	21,20
V	22.4 y mayores	

Fuente: NEMA MG-1

Tabla 9.17 Arranque de motores a tensión reducida

Método de arranque	TAP	Factor de multiplicación
Tensión plena	100	1.0
	80	0.64
Autotransformador	65	0.42
	50	0.25
	80	0.8
Reactor o resistencia	65	0.65
	50	0.5
	33*	0.33*
Devanado bipartido	66*	0.66*

*Ningún valor de kVA es aplicable. Estos valores son típicos y pueden ser usados solamente antes de realizar la transferencia a los devanados de funcionamiento

Tabla 9.18 Factores de potencia al arranque

h.p.	FP Arranque	
	1 Fase	3 Fases
1/8	0.80	0.68
1/4	0.80	0.68
1/3	0.80	0.68
1/2	0.80	0.68
0.75	0.85	0.68
1	0.80	0.68
1.5	0.80	0.68
2	0.90	0.68
3	0.90	0.60
5	0.90	0.60
7.5	0.90	0.55
10		0.48
15		0.47
20		0.47
25		0.42
30		0.42
40		0.4
50		0.36
60		0.35
75		0.33
100		0.3
125		0.29
150		0.28
200		0.25
250		0.23
300		0.22
350		0.21
400		0.2
450		0.19
500		0.18

Tabla 9.19 Especificaciones de baterías plomo ácido (funcionamiento promedio como suministro a 20°C, densidad de 1.265)

Tipo de celda	Número de platos positivos	Capacidad en Ah a 20°C			Resistencia interna a 20°C en mΩ	Corto-circuito común en A	Número de terminales por polo	Dimensiones externas (mm)			Peso en kg		Volumen ácido en l
		12 h a 1.80 V	10 h a 1.80 V	8 h a 1.80 V				Largo	Ancho	Alto	Vacío	Lleno	
TT 2100	2	104	100	95	2.86	734	2	103	206	389	8.5	13.9	4.3
TT 2150	3	156	150	142	2.01	1 045	2	103	206	389	10.6	15.8	4.1
TT 2200	4	208	200	190	1.50	1 400	2	103	206	389	12.6	17.5	3.9
TT 2250	5	260	250	237	1.26	1 667	2	124	206	389	14.9	21.0	4.8
TT 2300	6	312	300	285	1.11	1 892	2	145	206	389	17.2	24.4	5.7

Fuente: fabricante

Tabla 9.20 Tensión final 1.75 V/celda

Tipo	Minutos								Horas								
	10	20	30	40	50	1	1.25	1.5	1.75	2	2.5	3	4	5	6	7	8
TT2...	31.0	28.0	25	23	22.0	20.5	19.4	18.0	16.3	15.4	13.4	12.2	10.1	8.6	7.66	6.78	6.12
TU2...	43.0	39.0	36	33	31.0	28.7	26.6	25.2	22.8	21.6	18.8	17.1	14.1	12.0	10.7	9.02	8.57
TV2...	52.0	47.0	43	40	37.0	34.8	32.3	30.6	27.7	26.2	22.8	20.7	17.2	14.6	13	11.53	10.41
TX2...	62.5	57.5	53	49	45.5	43.0	40.0	38.0	35.0	32.5	28.8	25.5	21.1	18.0	15.8	14.00	12.50
TY2...	69.0	63.0	58	54	50.0	47.3	44.0	41.8	38.5	35.7	31.7	28.0	23.2	19.8	17.3	15.4	13.75
TN2...	66.0	64.0	59	55	54.0	49.4	47.5	43.7	40.6	38.1	33.7	30.4	25.6	21.7	19.2	17.14	15.31
TZ2...	71.0	69.0	64	59	56.0	53.3	51.3	47.8	43.8	41.1	36.4	32.8	27.6	23.4	20.7	18.51	16.53

Tabla 9.21 Datos técnicos mínimos necesarios de la planta de emergencia

Modelo motor	Capacidad continua aplicación emergencia kW	Potencia máxima 1,800 r/min h.p.	Consumo combustible a plena carga lts/hora	Dimensiones en cm			Peso aproximado kg.
				Largo	Ancho	Alto	
4B3.9G	37	66	12	175	55	113	699
4BT3.9G1	50	86	15.1	175	55	128	711
4BT3.9G2	60	102	17.5	175	71	128	711
6BT5.9G1	80	135	22.7	235	71	132	1 203
6BT5.9G2	100	166	27.3	235	71	132	1 203
6CT8.3G	125	207	35.6	235	71	140	1 446
6CTA8.3G	175	264	40.9	235	71	140	1 446
LTA10G1	250	375	72	295	90	180	2 380
NT855G6	275	435	80	295	90	180	2 513
NTA855G2	300	465	83	295	90	180	2 553
NTA855G3	350	535	92	295	90	180	2 807
KTA19G2	400	600	112	323	90	180	3 826
KTA19G3	450	685	121	323	106	208	3 930
KTTA19G2	500	750	128	323	106	208	3 930
VTA28G5	600	900	173	360	106	208	5 333
KTA38G2	800	1 200	220	400	130	253	6 394
KTA38G3	900	1 340	248	400	130	253	7 474
KTA38G4	1,000	1 490	280	493	131	259	8 874
KTA50G2	1,100	1 620	306	493	131	259	8 874
KTA50G3	1,250	1 850	340	493	131	259	9 188
KTTA50G2	1,500	2 220	408	493	131	259	9 850

Tabla 9.22 Factor de decremento para altitudes mayores a 1 000 m.s.n.m.

Altitud (m s.n.m.)	Factor de decremento
1 000	1
1 500	0.95
2 000	0.91
2 500	0.86
3 000	0.82
3 500	0.78

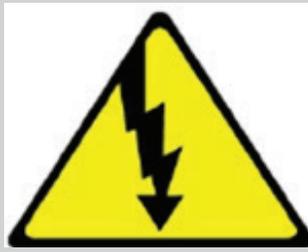
Referencia NRF-249

Tabla 9.23 Tipo de detectores y principios de funcionamiento

Detectores de fuego, humo y temperatura	Detectores de gas
<p>Fuego:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ultravioleta/Infrarrojo (UV/IR) • Ultra Violeta (UV) • Infrarrojo (IR) • IR Triple • Óptico 	<p>Combustibles:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Infrarrojo • Catalítico • Infrarrojo tipo camino abierto (lineal)
<p>Humo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fotoeléctrico • Iónico • Óptico Infrarrojo • Muestreo de aire 	<p>Tóxico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sulfhídrico (H₂S) • Sulfhídrico (H₂S) tipo electroquímico. • Sulfhídrico (H₂S) tipo camino abierto • Ácido fluorhídrico (HF) • Hidrógeno (H₂) tipo celda electroquímica
<p>Temperatura:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Termoestáticos • Termovelocimétrico • Combinados • Compensados (termostáticos) • Puntuales • Lineales 	<p>Acústico:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ultrasónico <p>Otros gases presentes en los centros de trabajo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Alquílicos de Aluminio (ALCH₃)_n • Cloro (Cl) • Amoniaco (NH₃)

Fuente: NRF-210

Tabla 9.24 Carteles informativos

Significado	Características	Ejemplo
Advertencia de riesgo eléctrico	Color: Seguridad: Fondo amarillo Contraste: Negro	
	Forma: Triángulo	
	Símbolo: Flecha quebrada en posición vertical hacia abajo	
	Texto: DESCARGA ELECTRICA (opcional)	

Fuente: NOM-003-SEGOB

10

SISTEMAS DE ALUMBRADO

10.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo pretende cubrir las necesidades básicas de consulta del proyectista, proporcionarle los elementos suficientes para diseñar y efectuar los cálculos necesarios, en diferentes proyectos de iluminación.

Para lo cual se muestran los métodos regularmente empleados en un proyecto de iluminación para interiores y exteriores, así como los procedimientos de cálculo para la correcta aplicación de ellos. Se anexan tablas para consulta.

10.2. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE ALUMBRADO²⁶

Para la aplicación de los métodos de cálculo para alumbrado de interiores y exteriores, es necesario desarrollar un procedimiento básico de cálculo que consta de la siguiente descripción.

10.2.1. NIVEL DE ILUMINACIÓN RECOMENDADO

Para determinar el nivel de iluminación recomendado para el plano de trabajo específico a

desarrollar, referirse a la tabla de niveles de iluminación recomendados por la CFE 00F20-44 y NOM 001-SEDE.

Para el diseño de un sistema de iluminación debemos hacer las siguientes consideraciones:

- a) Tipo de tarea visual a desarrollar
- b) Calidad visual, que comprende, confort, reflejos, variaciones permisibles entre los niveles máximos y mínimos (± 20 por ciento del nivel de áreas adyacentes)
- c) Cantidad de iluminación requerida acorde a la tarea visual a desarrollar
- d) Ambiente del área, teniendo cuidado en prever la presencia de polvos, vapores, gases explosivos o corrosivos, en el caso de las salas de baterías y los almacenes de residuos peligrosos, deben ser equipos, materiales y accesorios a prueba de explosión: (clase 1, división 1) para las salas de baterías, y (clase 1, división 2) para los almacenes de residuos peligrosos, conforme a lo establecido en la NOM-001-SEDE
- e) Descripción y utilización del área, que incluye desde las características físicas (dimensiones del local, reflectancia de las superficies, nivel del plano de traba-

²⁶ Fuente: CFE 00F20-44 y NOM 001-SEDE

- jo, área específica, tipo de montaje para el luminario), hasta las características de operación del sistema de alumbrado
- f) Selección de luminarios, la evaluación de los puntos anteriores nos daría las bases para la selección correcta del luminario y tipo de lámpara a emplear
 - g) En algunos casos el diseño de la instalación general de alumbrado no solo debe dar una cantidad suficiente de luz, sino además, la dirección adecuada de la luz, su difusión, color y protección a los ojos, debe eliminar el resplandor directo y reflejado, así como sombras objetables, dando una atención particular a la visibilidad del sistema iluminado, de interruptores, instrumentos, botones, pantallas en superficies verticales, entre otros
 - h) No debe existir sobreposición en las curvas de distribución de los luminarios, logrando una buena uniformidad luminosa y una relación óptima entre la altura de montaje y la separación de los luminarios
 - i) Facilitar el mantenimiento considerado en la maniobra, seguridad, rapidez y accesibilidad con un mínimo de espacio
 - j) Localización de luminarios. Es la selección de la localización de los luminarios y de los métodos de soporte, se debe considerar cuidadosamente el mantenimiento y evitar la interferencia con charolas, tuberías, ductos, equipos, entre otros
 - k) Los sistemas de alumbrado deben cumplir con la eficiencia energética en términos de densidad de potencia eléctrica
 - l) Se debe considerar el ahorro de la energía eléctrica mediante: tableros inteligentes, lámparas ahorradoras de energía y sensores de presencia

Dimensiones del local

Considerar las dimensiones de longitud, ancho y altura del local que se va a iluminar.

Factor de mantenimiento

Para el cálculo del factor de mantenimiento (F.M.) se deben considerar las condiciones siguientes:

$$F . M . = D(d) \quad \text{Ecuación 10.1}$$

donde:

- D = Depreciación de lúmenes por luminaria
- d = Depreciación debido al polvo

Para determinar el valor "D" referirse a especificaciones de fabricantes dependiendo del tipo de luminaria y lámpara seleccionada.

Para determinar el valor "d" referirse a la Ilustración 10.1 Factor de mantenimiento.

Reflectancia en paredes, pisos y techos

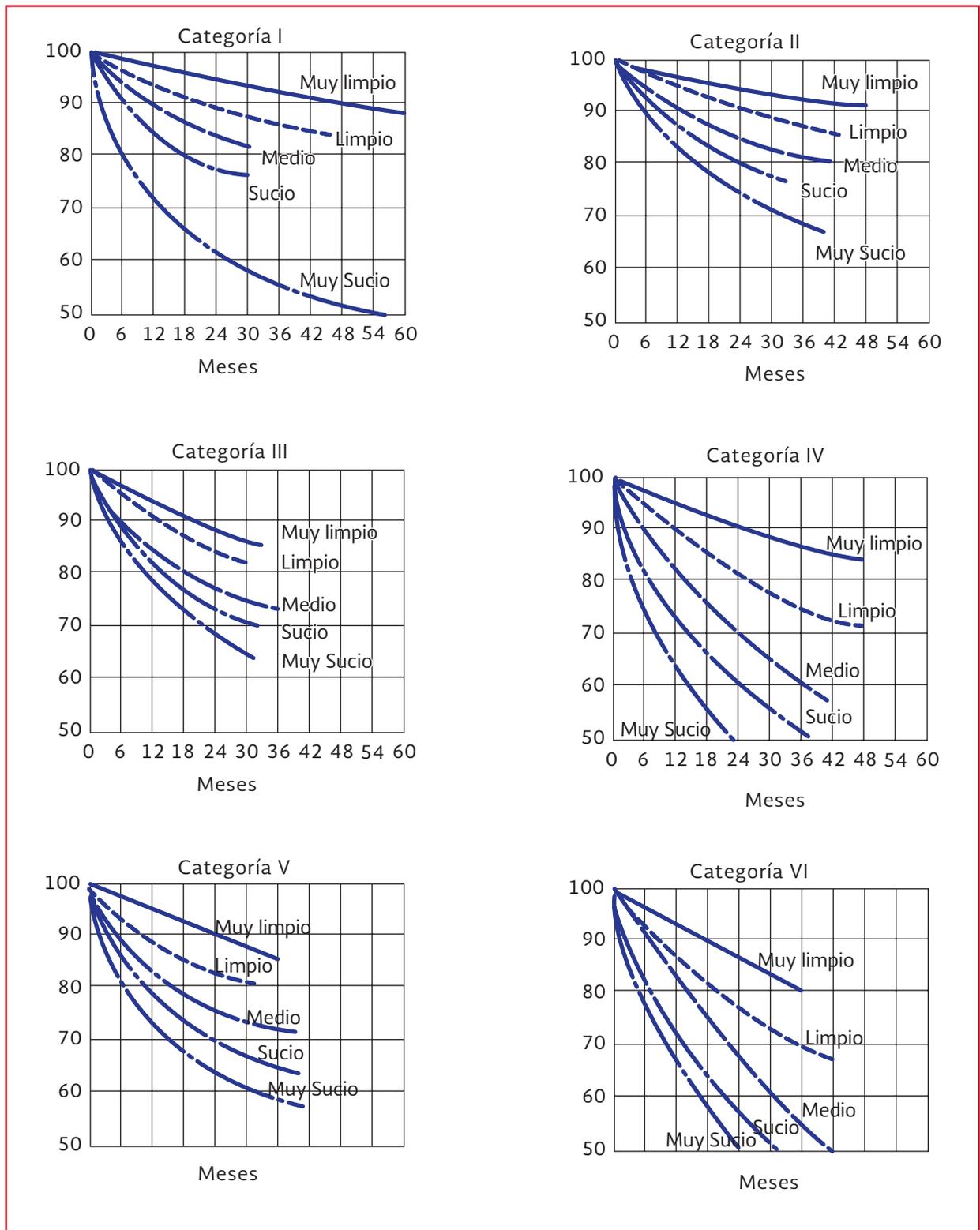
Para determinar los valores de reflectancia en pisos, paredes y techos; referirse a la Tabla 10.1, Tabla 10.2, Tabla 10.3, Tabla 10.4 y Tabla 10.5.

Alumbrado para interiores

En este documento se muestran 2 métodos de cálculo para iluminación en interiores, estos son:

- Método de cavidad zonal
- Método de los lúmenes

Ilustración 10.1 Gráficas de categorías de mantenimiento, para determinar el factor de degradación por suciedad de la luminaria



Fuente: CFE 00F20-44

Estos métodos se utilizan donde se requiere de una iluminación uniforme.

Desarrollaremos el método de los lúmenes por su rapidez, facilidad en el cálculo y su confiabilidad en los resultados obtenidos.

10.2.2. ÁREA DE TABLEROS

Al proyectar la iluminación en el área de tableros el requisito básico que se debe perseguir, es el de proporcionar una adecuada y confortable iluminación, sobre los instrumentos y otros aparatos de control que se encuentran en el o los tableros, lo cual necesariamente implica mayor importancia de la iluminación sobre el plano vertical, que la que es usualmente encontrada en los demás locales interiores. De esta manera, el problema de iluminación en el área de tableros, es muy diferente al de cualquier otro local destinado para otras funciones.

No es suficiente con tener un buen nivel de iluminación sobre los tableros, sino que además se deben cumplir otros requisitos, tales como: visibilidad clara de las escalas de los instrumentos, libres de reflejos y sombras inconvenientes, iluminación uniforme sobre los tableros sin disturbios por contrastes de brillantez y menor deslumbramiento en toda la iluminación del local. A continuación estudiaremos los problemas que normalmente se presentan para la iluminación de estas zonas, así como los requisitos para evitarlos:

a) En general, los problemas que se han encontrado en la iluminación en el área de tableros, han sido:

- Contrastes o diferencias fuertes de brillantez en superficies circundantes

- Sombras en el campo visual del observador
- Deslumbramiento directo desde la fuente de luz en el campo de visión de los operadores
- Deslumbramiento reflejado por superficies metálicas o muy pulimentadas, es decir, el brillo producido por reflexión especular
- Brillo reflejado por los cristales de los instrumentos hacia el campo de visión de los operadores

b) Los efectos que producen estos problemas son:

- Disminución de la percepción visual, el observador concentra involuntariamente su atención hacia el objeto más brillante y disminuye, por lo tanto, la percepción en el resto del campo visual. Efectos desagradables a la vista
- Fatiga visual y por tanto, menor rendimiento en el trabajo o tarea encomendada
- Los problemas de iluminación antes mencionados, varían en relación con los tipos, alturas y configuraciones de los tableros, proporciones del cuarto, posición del personal al efectuar lecturas, tipos y medidas de instrumentos, color, tipo y tamaño de las escalas de los mismos y también brillantez de los colores de acabado, localización de puertas y ventanas, entre otros

c) Para solucionar estos problemas de iluminación en el área de tableros, se deben considerar los siguientes requisitos:

- Los contrastes de brillantez inadecuados, son eliminados pintando todas las superficies con colores cla-

ros de apropiadas características de reflectancia, incluyendo los tableros, para producir bajos contrastes de brillantes. Además los pisos de color claro agregarán efectividad a la iluminación

- Se deben evitar acabados de alta reflectancia. Por ejemplo, las cubiertas de los instrumentos deben tener un acabado satisfactorio, que proporcione un buen contraste que ayude a un enfoque natural de la vista de los operadores sobre las carátulas. Este contraste ha sido obtenido con cubiertas negras de los instrumentos
- El acabado de cualquier mueble en el cuarto de control, debe tener factores de reflexión favorables, y deberán armonizar con los colores del cuarto, a fin de proporcionar un ambiente de confort a los operadores

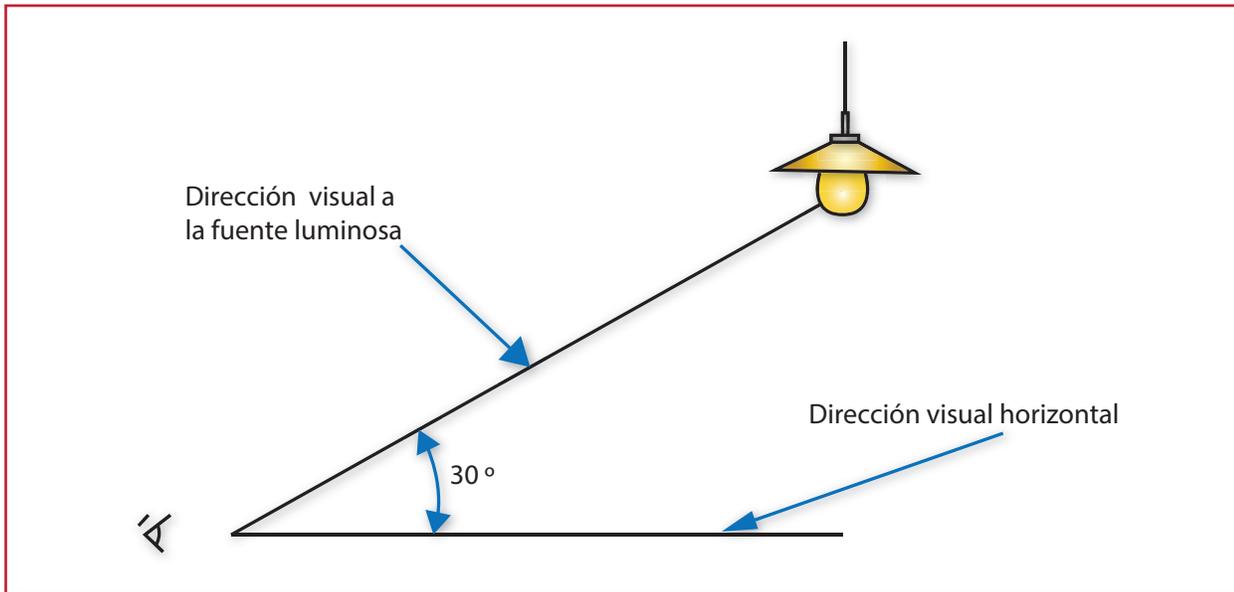
d) Factores de reflexión recomendados:

- | | |
|-----------------|------|
| • Techo (cielo) | 80 % |
| • Muros | 50 % |
| • Tableros | 50 % |
| • Escritorios | 35 % |
| • Pisos | 30 % |

e) Ángulo límite para evitar el efecto de deslumbramiento: Para eliminar el deslumbramiento directo desde las fuente de luz en el campo de visión de los operadores, estas fuentes se deben colocar, si es posible, por encima de la línea normal de visión, es decir, por encima del ángulo límite: el cual se define como el ángulo formado por la dirección visual horizontal y la dirección de la visual al foco luminoso; para evitar el deslumbramiento, este ángulo ha de ser superior a 30 °, tal como se muestra en la Ilustración 10.2

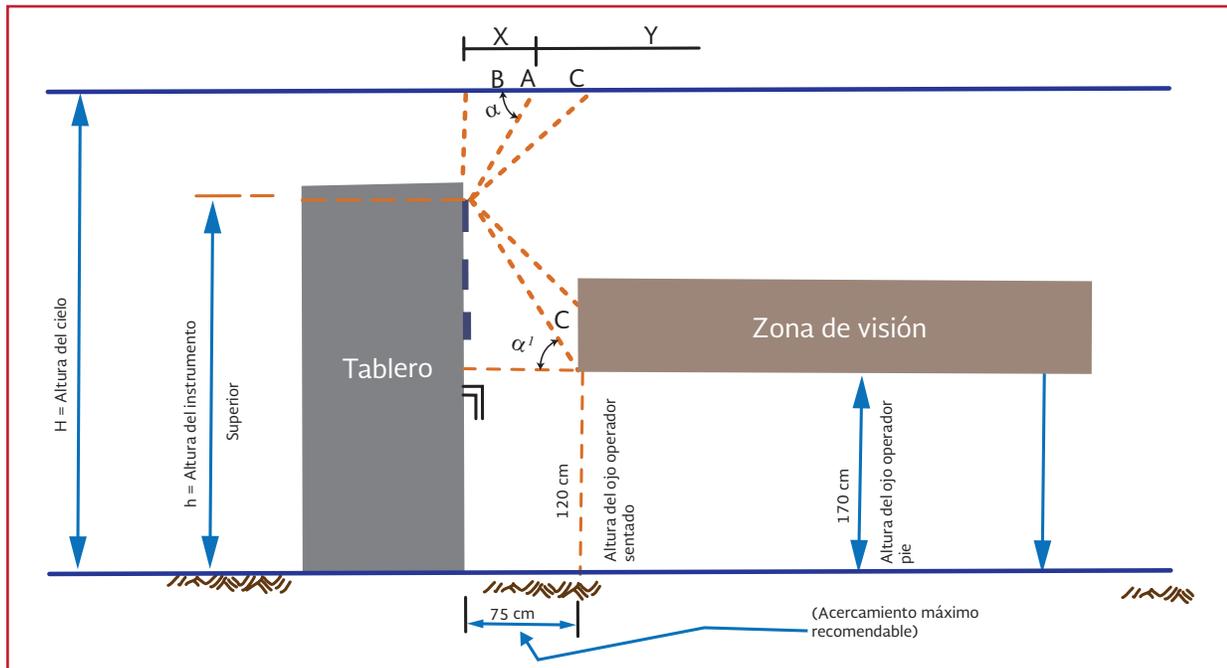
f) Deslumbramiento reflejado: Las fuente con mayor intensidad de luxes, que hayan de quedar dentro de ángulos inferiores a 30 °, se deben proteger mediante globos difusores, reflectores, contralentes, entre otros, es decir, con algún dispositivo que reduzca su luminancia. Para eliminar el deslumbramiento reflejado, se deben situar las fuente luminosas de tal manera que los rayos reflejados no lleguen a los ojos del observador, con objeto de que la imagen reflejada quede fuera de su campo visual. En general es necesario efectuar una localización cuidadosa de las unidades de alumbrado, ventanas, escritorios, puertas, entre otros, con respecto al campo de visión de los operadores. La reflexión de luz, vista en las carátulas de los instrumentos, es uno de los problemas más importantes a resolver. Cualquier fuente de luz para iluminación de tableros, puede ser reflejada en las carátulas de cristal de los instrumentos. Para mayor claridad de este problema, véase la Ilustración 10.3. Se consideran tres posiciones de la fuente de luz, ocupando los puntos "A "B" y "C". El punto "I" es el punto más alto del instrumento superior. Se considera una zona de visión limitada en la parte inferior, a una altura de 120 cm (que se considera nivel medio del ojo del operador, cuando está sentado), en la parte superior a una altura de 170 cm (que se considera nivel máximo del ojo del operador, cuando está de pie) y cerca del tablero con una proximidad máxima de 75 cm. Entonces se debe evitar que haya luz reflejada directamente de los instrumentos a esta zona de visión. Basándose en la ley física que dice: "el ángulo de incidencia es igual al ángulo de

Ilustración 10.2 Concepto de ángulo límite para evitar el efecto de deslumbramiento



Fuente: CFE 00F20-44

Ilustración 10.3 Identificación de la zona de visión y de localización de la fuente de luz



Fuente: CFE 00F20-44

reflexión", y recordando que por definición, el ángulo de incidencia de la luz, es aquel que se forma entre la perpendicular a la superficie y la línea de incidencia de la luz, se puede observar que para que no haya reflexión de los instrumentos sobre la zona de visión del operador, el ángulo de incidencia deberá ser mayor que el ángulo formado por la línea de visión A'l y la perpendicular al tablero, desde A'. Cuando se cumple esta condición, no hay problema de reflejos en los instrumentos al efectuar lecturas directamente desde el frente del tablero. Así las unidades de alumbrado se pueden localizar dentro de la "zona de seguridad" "X", aunque ya una localización muy cercana al tablero (por ejemplo en "B") puede causar sombras en la parte superior de las escalas de los instrumentos. En los instrumentos modernos, casi no se tiene sombras en las escalas, pues se construyen con los marcos, o solo la parte superior de ellos, de material transparente o bien con la escala muy próxima a la carátula de cristal. Algunas veces los instrumentos son dotados con carátulas de cristal antideslumbrante, o cristales convexos. X - Zona de seguridad dentro de la cual se puede localizar la fuente de luz. Y - Zona de seguridad dentro de la cual no se debe localizar la fuente. B - Localización de la fuente de luz con la que se puede tener sombra. C - Localización de la fuente de luz que causa reflexión en el cristal. A - Localización recomendable

- g) Iluminación parcial del frente del tablero: Otro problema que se presenta al colocar

en el punto "B" (véase Ilustración 10.3) unidades de alumbrado de curva fotométrica asimétrica (es decir, de haz luminoso oblicuo), es que solamente iluminará una parte de frente del tablero. Para solucionar este problema, se ha encontrado un método por resultados experimentales, con el cual se puede calcular la distancia adecuada en donde deberán colocarse las unidades de alumbrado de curva asimétrica, cuyo haz luminoso tenga una dirección de 15° a 20°, este método se describe a continuación. Primero, de la Ilustración 10.4, el ángulo es la dirección que tiene el haz luminoso de la luminaria seleccionada (entre 15° a 20°) para iluminar el frente del tablero. El haz luminoso se debe dirigir al tablero hasta una altura de 1/3 h del nivel del piso terminado, ya que por resultados experimentales se tiene que a esa altura, todo el frente del tablero queda perfectamente iluminado; por lo que la distancia adecuada "D" en donde se debe colocar la fuente de luz (véase Ilustración 10.4) es:

$$\frac{D}{h''} = \tan \theta$$

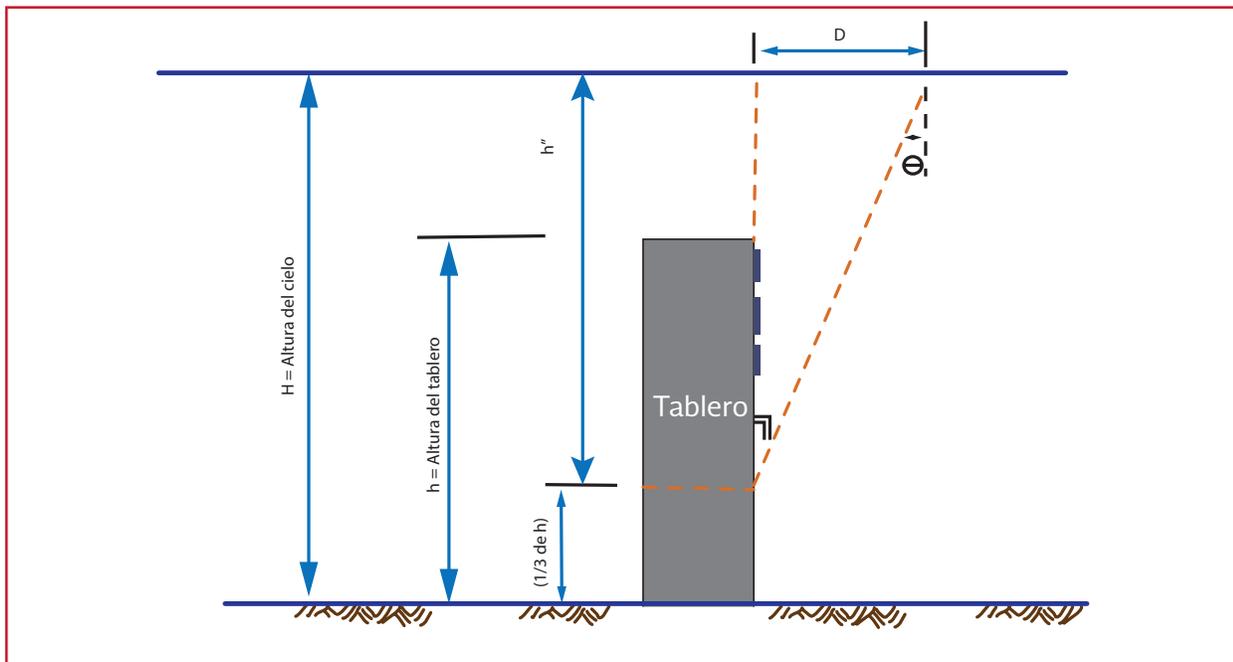
$$D = h'' \tan \theta$$

donde:

$$h'' = H - 1/3 h$$

Con la colocación de las unidades de alumbrado, a esta distancia, además de quedar perfectamente iluminado el frente del tablero, se eliminará también el deslumbramiento reflejado por los cristales de los instrumentos, ya que la dis-

Ilustración 10.4 Cálculo de la distancia a que debe ser colocada la fuente de luz



Fuente: CFE 00F20-44

tancia "D" queda dentro de la zona de seguridad "X" (véase Ilustración 10.3).

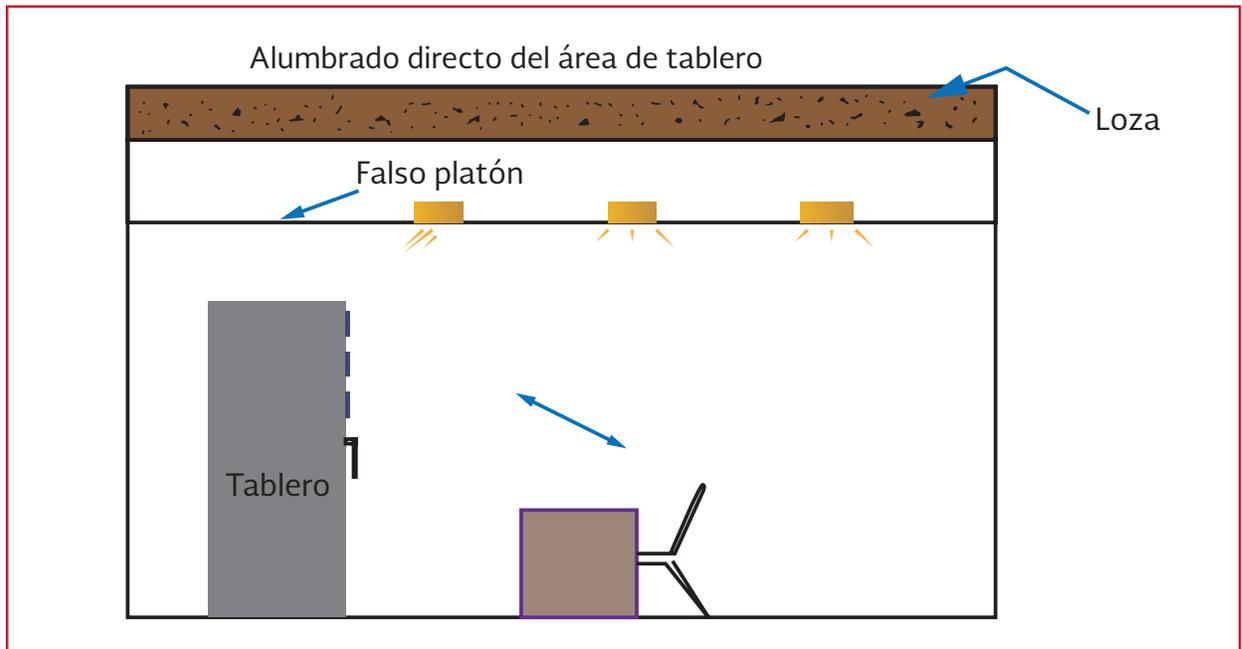
Alumbrado directo en el área de tableros

Sobre los escritorios de los operadores, es conveniente proporcionar un nivel de iluminación aproximadamente igual al nivel sobre la cara vertical de los tableros, evitando en lo posible grandes diferencias de brillantez entre los instrumentos y los objetos de trabajo sobre el escritorio a fin de que el operador pueda percibir sin molestias desde su escritorio las indicaciones aproximadas de los instrumentos, a cualquier hora. En general, los niveles de iluminación en zonas adyacentes no deben presentar grandes diferencias, con objeto de no provocar deslumbramiento al personal, cuando transite a través de esas zonas. Para los fines de iluminación de

las áreas de tableros de las subestaciones, se prefiere el sistema de iluminación directa con la finalidad de dirigir toda la luz hacia los planos de trabajo y reducir a un mínimo la potencia, para proporcionar la iluminación requerida. El sistema de iluminación directa en las áreas de tableros puede ser proporcionado de varias formas. Colocando las unidades en el techo cielo, o colocándolas en una ménsula o canopía en la parte superior del tablero. Cuando las unidades son instaladas en el techo o cielo, es preferible utilizar unidades del tipo de embutir o empotrar, instalando para ello un plafón falso plano, según se ilustra en la Ilustración 10.5.

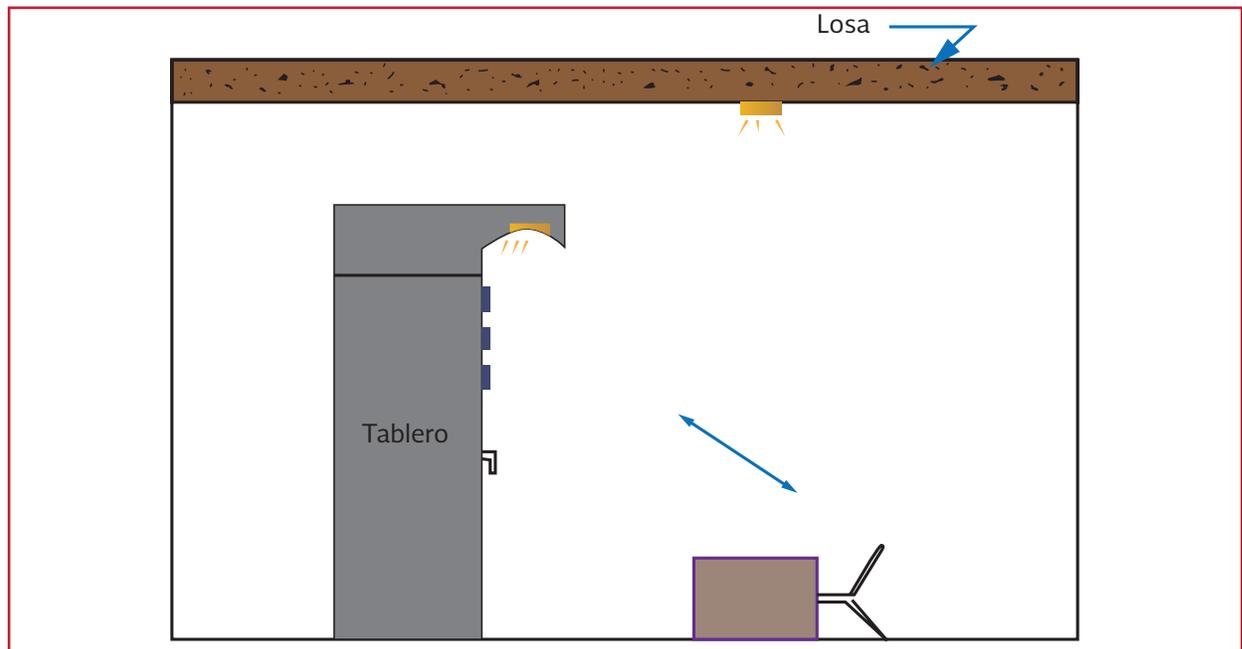
Se puede instalar un cielo plano pero escalonado, a fin de que las unidades de alumbrado del tablero queden escondidas y no las pueda percibir directamente el operador (véase Ilustración 10.6).

Ilustración 10.5 Unidades de embutir o empotrar instaladas en falso plafón plano



Fuente: CFE 00F20-44

Ilustración 10.6 Unidades de embutir o empotrar instalados en canopia o ménsula



Fuente: CFE 00F20-44

10.3. ALUMBRADO PARA EXTERIORES

Para la iluminación de vialidades, patios de maniobra, sedimentadores, tanques de aireación, lagunas de oxidación, etc. en plantas de bombeo y tratamiento de aguas, o para alumbrar estacionamientos y jardines dentro de las instalaciones y mantener una iluminación apropiada a las áreas de bombas exteriores y cárcamos; pueden emplearse cualquiera de los siguientes métodos de cálculo:

- a) Método de cálculo para alumbrado en calles
- b) Método de cálculo para alumbrado localizado
- c) Método de punto por punto

Desarrollaremos el método de cálculo para alumbrado localizado, ya que de acuerdo con las necesidades de iluminación de este tipo de instalaciones resulta el más indicado.

10.4. MÉTODO DE CÁLCULO DE LOS LÚMENES

Pasos que deben seguirse para el cálculo del número de luminarias:

- a) Desarrollar los subíndices vistos en el punto 10.2
- b) Calcular el coeficiente de utilización de la forma siguiente:
 1. Calcule la relación del índice de cuarto aplicando la siguiente expresión:

$$I_c = \frac{A(L)}{H(A+L)} \quad \text{Ecuación 10.2}$$

donde:

- I_c = Índice de cuarto
- A = Ancho local
- L = Largo local
- H = Altura de montaje (distancia entre el plano de trabajo y la luminaria)

2. Con el valor del índice de cuarto obtenido de la expresión anterior, ver información de fabricante y determine el coeficiente de utilización
- c) Para determinar el número de luminarias, aplicar la siguiente ecuación, siendo CU el coeficiente de utilización y FM el factor de mantenimiento:

$$\text{No. de luminarias} = \frac{\text{Nivel luminoso en luxes (A)}}{\text{Lúmenes por luminaria (CU) (FM)}}$$

Ecuación 10.3

- d) Para conocer el arreglo de luminarias, a lo largo y a lo ancho del local, calcular el espaciamiento entre luminarias aplicando la siguiente expresión:

$$Es = \sqrt{\frac{\text{Área}}{\text{Número de luminarias}}} \quad (\text{m})$$

Ecuación 10.4

donde:

Es = Espaciamiento promedio entre luminarias

e) Arreglo de luminarias:

- Número de luminarias emplazadas a lo largo = largo / Es
- Número de luminarias emplazadas a lo ancho = ancho / Es

f) Distancias: En la Tabla 10.6 se puede revisar las diferentes fórmulas para calcular el espaciamiento entre luminarias

10.5. ALUMBRADO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Para el diseño de alumbrado de las subestaciones eléctricas se deben tomar en cuenta todas las zonas o áreas existentes con equipo instalado. En una subestación eléctrica se debe iluminar todo el equipo eléctrico existente. Algunos de estos equipos son: cuchillas desconectadoras, interruptores, transformadores, entre otros, algunos de los cuales son instalados en las estructuras relativamente altas sobre el nivel del piso.

Por las consideraciones anteriores, es recomendable tener la iluminación dirigida hacia abajo, con objeto de iluminar el equipo, las estructuras y las zonas de tránsito norma es por ello, que las unidades de alumbrado se deben instalar en las estructuras mayores de la subestación a una altura de 12 m aproximadamente, medida sobre el nivel del piso. Se deberá utilizar el método de punto por punto y todos los equipos tendrán el nivel de iluminación especificado, ver NOM-025-STPS).

a) Para el diseño de alumbrado en las subestaciones eléctricas se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Evitar la utilización de postes con alumbrado dentro del área de la subestación, para no estorbar el tránsito de vehículos y equipo de mantenimiento. Para ello se deben utilizar las propias estructuras metálicas, mamparas de los transformadores, parte superior del edificio de la subestación en SF₆, como soporte de las luminarias
- Reducir las sombras causadas por el equipo
- Se deben montar las unidades de alumbrado como parte integral en cada una de las zonas o módulos en que está compuesta una subestación eléctrica
- Las unidades de alumbrado deben ser de larga duración de vida, para evitar sustituciones frecuentes
- El alumbrado para las diferentes zonas de una subestación debe ser a base de reflectores
- Todos los puntos o áreas con luz dentro y fuera de la subestación, deben ser controlados eléctricamente a través de fotoceldas
- No debe haber deslumbramiento en las zonas normalmente utilizadas por los operadores, para observar u operar el equipo vital en el área
- Las sombras muy marcadas y zonas oscuras, deben ser marcadas a un mínimo
- Las unidades de alumbrado utilizadas, deben ser accesibles para un

fácil reemplazo y no deben estar colocadas muy cerca del equipo eléctrico energizado, a fin de no presentar peligro para el personal de mantenimiento

Tipos de iluminación para el diseño de alumbrado de las subestaciones eléctricas

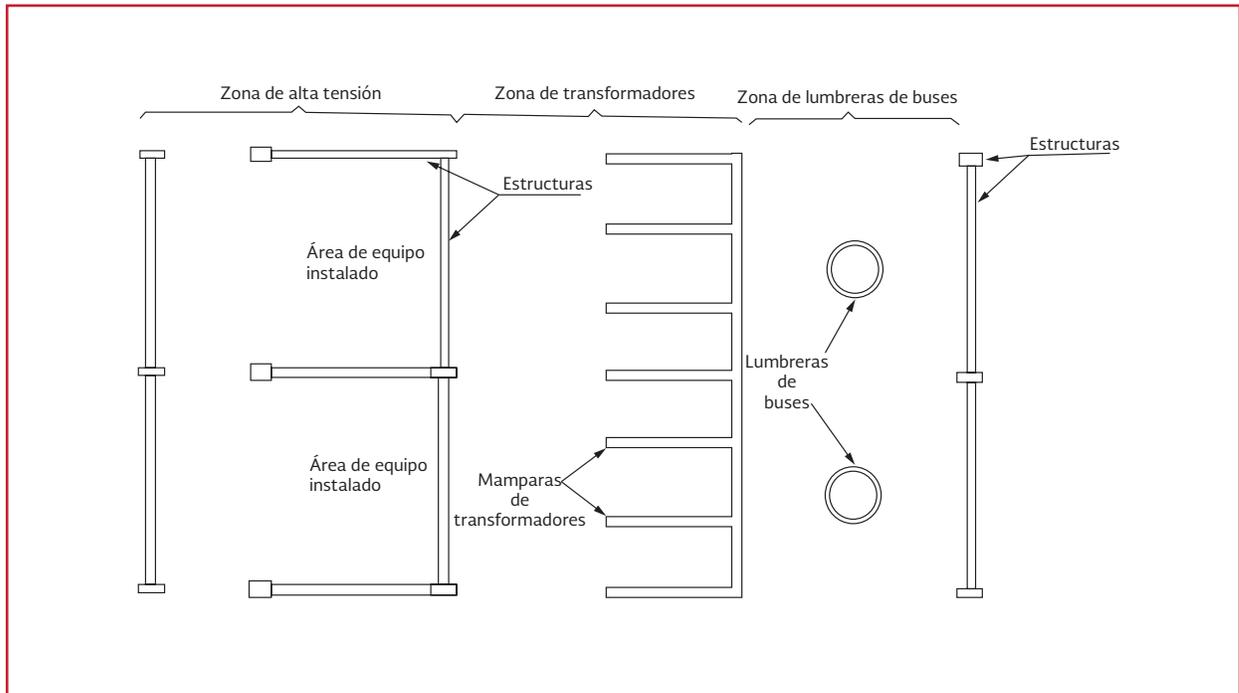
Existen tres propósitos básicos en la iluminación de una subestación eléctrica: (1) Seguridad, (2) Tránsito sin peligro y (3) Inspección del equipo.

En el diseño de subestaciones se emplean dos tipos de iluminación que son: plano horizontal y plano vertical:

- a) Iluminación plano horizontal: La iluminación horizontal debe abarcar todo el predio al nivel del suelo, para asegurar el tránsito rápido y sin peligro del personal. Es recomendable que las luminarias que provean esta componente horizontal de luz se monten de tal manera que se reduzca la posibilidad de deslumbramiento directo en el campo de visión, el cual de hecho podría disminuir la visión. La instalación de reflectores es un método utilizado para satisfacer el requerimiento de la componente horizontal
- b) Iluminación plano vertical: Si bien la iluminación ayuda al operador a efectuar sus rondas rápidas y seguras, la mayoría de las tareas visuales se encuentran localizadas al nivel o encima del ojo y para eso se requiere de una iluminación verti-

cal, que proporcione una luminaria adecuada a ese plano de trabajo. Se deben colocar apropiadamente las luminarias para iluminar las zonas con equipo como son: transformadores, columnas de aisladores, interruptores de potencia en aire o en aceite, cuchillas desconectadoras, entre otros. Las luminarias de haz dirigido como reflectores, se utilizan para la iluminación vertical. Un proyector de haz estrecho, que provea el máximo nivel sobre la superficie de trabajo, a la vez que se reduce el deslumbramiento directo, se puede utilizar para iluminar un objeto aislado como el caso de un desconector de montaje alto. Para iluminar un transformador donde existen muchos detalles a observar, por ejemplo, puede ser de mayor utilidad el uso de luminarias que tengan una distribución de luz más amplia. Es indudable que el sistema de iluminación empleado en estas zonas, es el directo, tanto para iluminar el equipo, como zonas de paso. Se debe efectuar una cuidadosa localización de las unidades de alumbrado, a fin de asegurar una mejor distribución de la luz en las áreas más importantes a iluminar, así como también, se debe dirigir la luz, de tal modo, que el operador pueda percibir el equipo sin que incidan directamente sobre sus ojos los rayos de luz, evitando de este modo deslumbramiento. Un ejemplo de iluminación de estas zonas se muestra en la Ilustración 10.7

Ilustración 10.7 Ejemplo de las zonas de alumbrado exterior de una subestación (vista en planta)



Fuente: CFE OOF20-44

10.6. MÉTODO DEL CÁLCULO PARA ALUMBRADO LOCALIZADO

Pasos que se deben seguir para el cálculo del número de reflectores necesarios, para satisfacer el nivel de iluminación recomendado:

- Determinar el nivel de iluminación recomendado para el trabajo específico a desarrollar
- Considerar las dimensiones del área a iluminar, largo, ancho y altura de montaje de luminaria
- Determinar el arreglo de los reflecto-

res, considerando el tipo de aplicación (señalización, alumbrado general, etc.) Si el área a iluminar es grande, aplique torres individuales o postes espaciados a intervalos regulares para luminaria. Para áreas reducidas aplique una sola torre con todos los proyectos ubicados en ella, o bien utilice edificios adyacentes

- Determinar el coeficiente de utilización; aplicando la siguiente expresión:

$$CU = \frac{\text{Lúmenes incidentes sobre el área a iluminar}}{\text{Lúmenes del haz del proyector}}$$

Ecuación 10.5

Para obtener los lúmenes incidentes sobre el área a iluminar, debe proceder de la siguiente manera:

- Divida simétricamente el área total a iluminar
- Determine los sectores que iluminara cada proyector
- Dentro de cada sector, seleccione el punto o los puntos críticos
- Calcule los ángulos verticales y horizontales del punto o los puntos críticos de iluminación, tomando como referencia la Ilustración 10.8
- Transporte los ángulos vertical y horizontal obtenidos anteriormente a la curva de distribución fotométrica considerando el punto (0,0) como referencia, éste debe ser el punto que recibirá la más alta intensidad luminosa en la curva de distribución fotométrica. Trace la poligonal del área formada por los ángulos verticales y horizontales; sume los lúmenes encerrados por la poligonal del área

y estos serán los lúmenes incidentes sobre el área a iluminar

- e) Determine el factor de mantenimiento aplicando la siguiente expresión:

$$F . M . = D(d)$$

Para determinar "D" aplique la siguiente expresión:

$$D = \frac{\text{Lúmenes al 50\% de la vida normal de la lampara}}{\text{Lúmenes iniciales}}$$

Ecuación 10.6

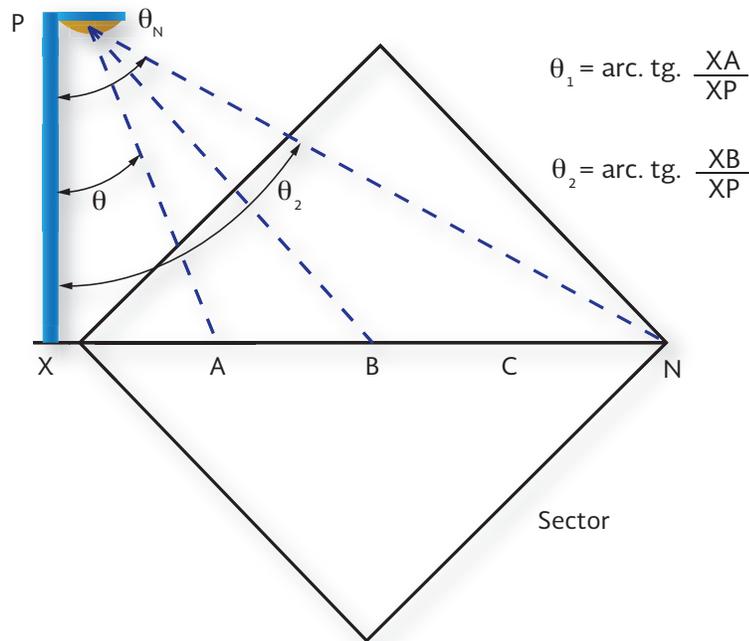
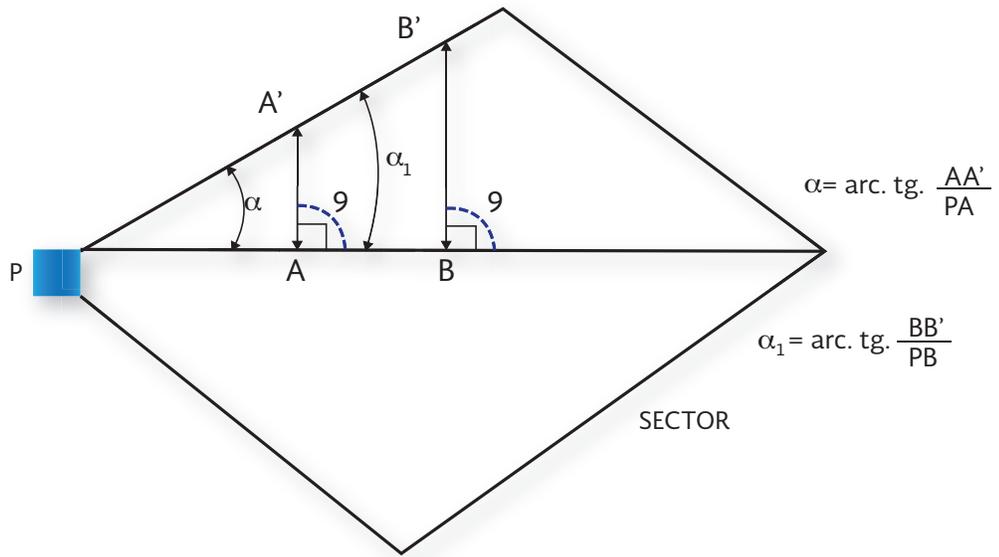
- f) Determine el número de proyectores aplicando la siguiente expresión:

$$\text{No. de proyectores} = \frac{\text{Área total a iluminar (Nivel luminoso)}}{\text{Lúmenes del haz del proyecto (CU) (FM)}}$$

Ecuación 10.7

- g) Distribuir los reflectores sobre el área a iluminar

Ilustración 10.8 Suma de los ángulos de las tres contribuciones de los tres proyectores



10.7. MÉTODO DE CAVIDAD ZONAL

La relación del local fue sustituida, por un nuevo método para calcular y utilizar los coeficientes de utilización. Este procedimiento recibe el nombre de cavidad zonal. Las bases para el método de cavidad zonal descansan en el concepto de la teoría de transferencia de flujo, considerando que un cuarto está formado de una serie de cavidades que tienen reflectancias entre ellas y el plano de trabajo.

Cualquier cuarto puede generalmente ser dividido en tres espacios básicos o cavidades: el espacio entre los luminarios (si son suspendidos) y el techo, se define como “cavidad de techo” o “cavidad de cielo”. El espacio entre el plano de trabajo y el piso se define como “cavidad de piso” y el espacio entre los luminarios y el plano de trabajo se llama “cavidad de cuarto”, ver Ilustración 10.9.

Una vez que hemos visto lo anterior es posible calcular las relaciones numéricas conocidas como “relaciones de cavidad” las que se utilizan para determinar la reflectancia efectiva de las cavidades del piso y techo y después encontrar el coeficiente de utilización. Tenemos entonces 3 pasos básicos para calcular el coeficiente de utilización:

- a) Determinar las “relaciones de cavidad”
- b) Determinar las reflectancias efectivas de las cavidades
- c) Seleccionar el coeficiente de utilización

Determinar las “relaciones de cavidad”

Las relaciones de cavidad pueden ser encontradas de dos ecuaciones. La más exacta es calculada utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\begin{array}{l} \text{Relación de} \\ \text{cavidad de techo} \\ \text{(CCR)} \end{array} = \frac{5 \text{ hcc} (L + A)}{L (A)}$$

Ecuación 10.8

$$\begin{array}{l} \text{Relación de} \\ \text{cavidad de cuarto} \\ \text{(RCR)} \end{array} = \frac{5 \text{ hrc} (L + A)}{L (A)}$$

Ecuación 10.9

$$\begin{array}{l} \text{Relación de} \\ \text{cavidad de piso} \\ \text{(FCR)} \end{array} = \frac{5 \text{ hfc} (L + A)}{L (A)}$$

Ecuación 10.10

También pueden ser encontradas en las tablas publicadas en el manual IES.

Determinar las reflectancias efectivas de las cavidades

Se deben determinar las reflectancias efectivas para las cavidades de piso y techo. Estas las podemos localizar en las Tabla 10.1, Tabla 10.2, Tabla 10.3, Tabla 10.4 y Tabla 10.5.

Nótese que si el luminario es empotrado o sobrepuesto o si el plano de trabajo es el piso CCR y FCR serán cero y entonces la reflectancia actual del techo o piso, será también la reflectancia.

Nótese que si el luminario es empotrado o sobrepuesto o si el plano de trabajo es el piso CCR y FCR serán cero y entonces la reflectancia actual del techo o piso, será también la reflectancia.

Luego las reflectancias efectivas así encontradas serán:

pcc = Reflectancia efectiva de la cavidad del techo

pfc = Reflectancia efectiva de la cavidad del piso

Seleccionar el coeficiente de utilización

Con estos valores, la reflectancia de las paredes y conociendo la relación de cavidad del cuarto (RCR) previamente calculada, podemos encontrar el coeficiente de utilización en las tablas correspondientes del luminario a utilizar proporcionadas por el fabricante de dichas luminarias, ver Tabla 10.7 Nótese que ya que la tabla es lineal, se pueden hacer interpolaciones lineales para obtener valores exactos para diferentes combinaciones de reflectancias y relaciones de cavidad.

Ya que el coeficiente de utilización encontrado es para 20 por ciento de reflectancia efectiva de la cavidad del piso será necesario corregir para

la reflectancia efectiva de la cavidad del piso previamente determinada. Esto se logra por medio de tablas, encontrando un multiplicador que utilizado en conjunto con el coeficiente de utilización ya encontrado, nos da el coeficiente de utilización final.

10.7.1. EJEMPLO DE APLICACIÓN POR EL MÉTODO DE LOS LÚMENES

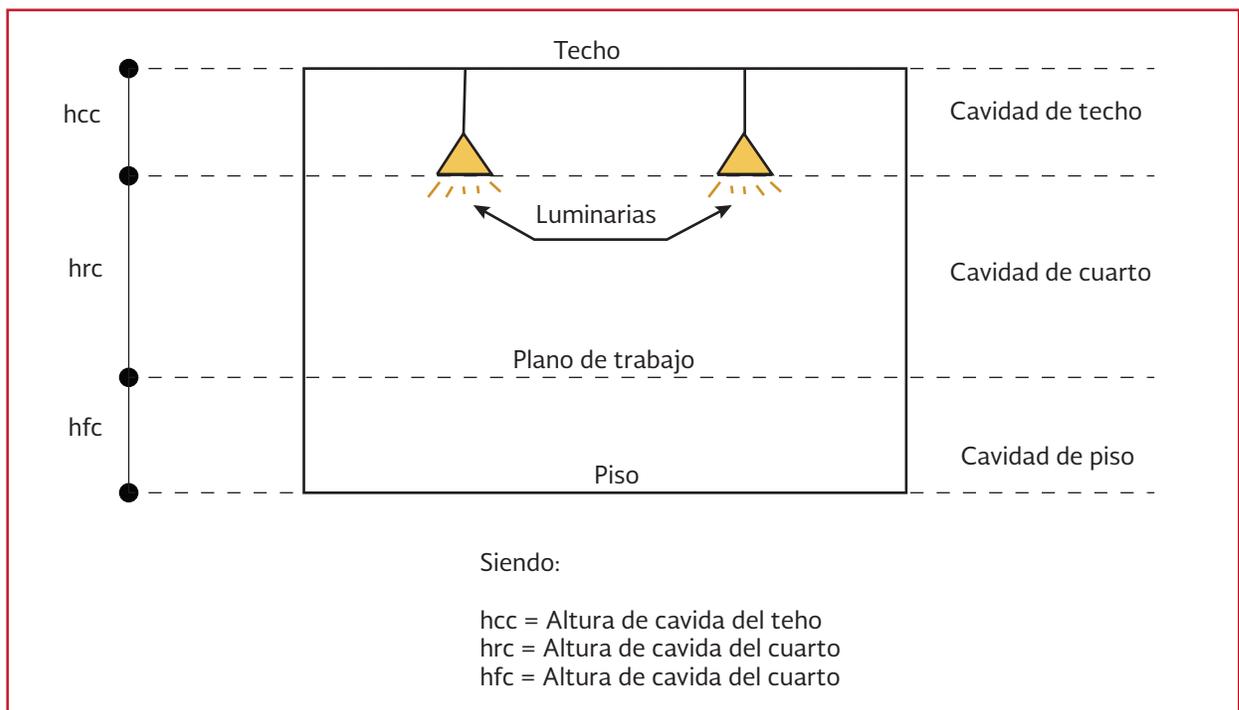
Calcular el número de luminarias necesarias para una casa de bombas con las siguientes características:

- Largo = 15 m

Nota importante:

La distribución de luminarias, proyectores, lámparas, etcétera, deberán ser justificados por medio de cálculos y con las curvas fotométricas específicas del producto.

Ilustración 10.9 Suma de los ángulos de las tres contribuciones de los tres proyectores



- Ancho = 6 m
- Altura = 3 m
- Altura del plano de trabajo = 0.90 m

La luminaria será del tipo sobre poner, fluorescente 2 X 40 watts, 127 volts, 5600 lúmenes iniciales.

Colores existentes en el interior:

- Color crema en el techo
- Color gris oscuro en el piso

a) Desarrollar en primera instancia el procedimiento general para el cálculo de alumbrado, según el punto 10.2

1. Determinar el nivel de iluminación recomendado: De la Tabla 10.8 de niveles de iluminación recomendados observamos que el nivel recomendado para casa de bombas es 100 luxes.
2. Las dimensiones del local a iluminar son: Largo = 15 m, Ancho = 6 m, Altura = 3 m
3. Determinar la reflectancia en pisos y techos: De la información contenida en la Tabla 10.1 a la Tabla 10.5 determinamos los valores de reflectancia de acuerdo a los colores que tienen el techo y el piso, reflectancia en piso = 25 por ciento, reflectancia en techo = 70 por ciento
4. Determinar el factor de mantenimiento aplicando la siguiente expresión.

$$F.M. = D(d)$$

La depreciación es del 9% por lo que,
D = 0.91

La categoría de mantenimiento a la cual pertenece la lámpara seleccionada es la categoría III, suponiendo que se realice limpieza cada dos años y se encuentre en un ambiente sucio tenemos que $d = 0.75$

$$F.M. = 0.91 (0.75) = 0.682$$

b) Para calcular el CU, se determina primero el índice de cuarto:

$$I_c = \frac{L(A)}{H(L+A)} = \frac{15(6)}{2.1(15+6)} = 2.04$$

donde:

$$I_c = \text{Índice de cuarto}$$

De los datos fotométricos de la luminaria observamos que CU = 0.59

c) Calcule el número de luminarias.

$$\text{No. de luminarias} = \frac{100 (90)}{5600 (0.68) 0.59} = 4.00$$

d) Para calcular el espaciamiento promedio entre luminarias.

$$Es = \sqrt{\frac{90}{4}} = 4.74$$

Para el arreglo de las luminarias.

Número de luminarias.

$$\text{No. de luminarias empleadas a lo largo} = \frac{15}{4.74} = 3.1 = 3 \text{ Luminarias}$$

$$\text{No. de luminarias empleadas a lo ancho} = \frac{6}{4.74} = 1.2 = 1 \text{ Luminarias}$$

e) Calculando las distancias (ver Tabla 10.9)

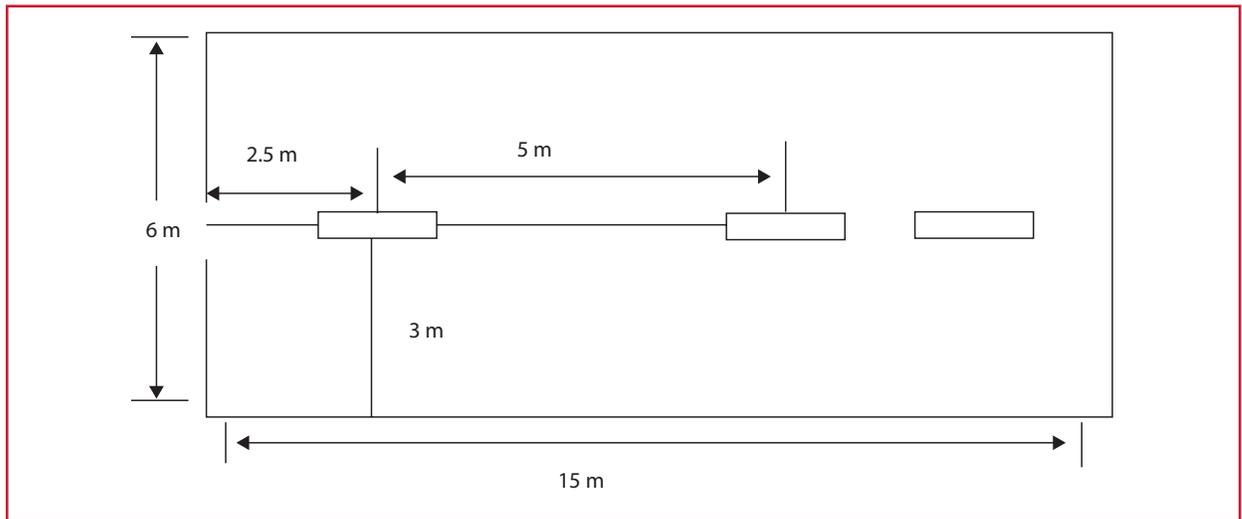
Por lo que la distribución de las luminarias queda como se muestra en la Ilustración 10.10

Determine el número de reflectores necesarios para iluminar el sector de un terreno que tiene las siguientes dimensiones:

10.7.2. EJEMPLO DE APLICACIÓN PARA ALUMBRADO LOCALIZADO

El sector es un área activa para tratamiento de

Ilustración 10.10 Distribución de luminarias en casa de bombas



agua, Largo = 40 m, Ancho = 20 m.

El tipo de proyector seleccionado es el MVP, aditivos metálicos 400 watts, alimentación a 220 V. La Ilustración 10.11 muestra el sector a iluminar.

- a) Determinación del nivel de iluminación: De la Tabla 10.8 se observa que para esta actividad son recomendados 100 luxes. Si requiere conocer valores más generales consulte la Tabla 10.10
- b) Dimensiones del área a iluminar: Ancho = 20 m, Largo = 40 m, Altura de montaje del luminario = 10 m
- c) Tipo de arreglo de las luminarias: Considerando el tipo de aplicación y las dimensiones del área, se calculan las dimensiones de la separación de luminarias las cuales son de 6.6m y la distancia entre los reflectores es de 13.3m, ver Tabla 10.6
- d) Cálculo del coeficiente de utilización, ver Tabla 10.11 e Ilustración 10.11.

1. Transportando los ángulos verticales y horizontales a la curva fotométrica del proyector del catálogo del fabricante tenemos 21 853 lúmenes incidentes sobre el área a iluminar y 31 670 lúmenes del haz del proyector, por lo tanto el coeficiente de utilización es:

$$CU = \frac{21\,853}{31\,670} = 0.69$$

- e) Determinación del F.M: tenemos que $D = 0.86$ y $d = 0.70$, entonces:

$$F.M. = 0.70 (0.86) = 0.602$$

- f) Determinación del número de reflectores:

$$\text{Número de proyectores} = \frac{800 (50)}{31\,670 (0.69) 0.602} = 3.04$$

- g) Distribución de los reflectores sobre la zona a iluminar, ver Ilustración 10.12
- h) Comprobando el nivel de iluminación en el punto M

Del proyector 1 tenemos:

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{10}{10}\right) = 45^\circ$$

Con este valor del ángulo de la curva fotométrica obtenemos 900 CD, por lo tanto la intensidad de iluminación es:

Para el plano horizontal:

$$E = \frac{9\,000 \cos 45^\circ}{10^2} = 63.64 \text{ Luxes}$$

Del proyector 2 tenemos:

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{16.64}{10}\right) = 58.99^\circ$$

Del proyector 3 tenemos:

$$E = 22.3 \text{ Luxes}$$

Sumando las contribuciones de los 3 reflectores:

$$E_T = 63.6 + 46.36 + 46.36 = 156.32 \text{ Luxes}$$

Ilustración 10.11 Determinación del nivel de iluminación

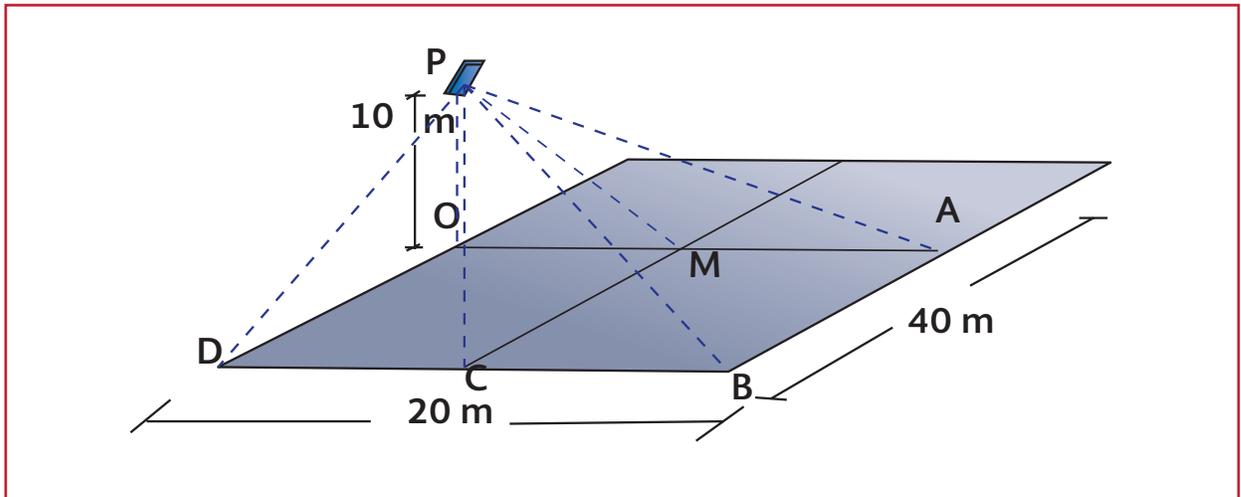


Ilustración 10.12 Distribución de los proyectores

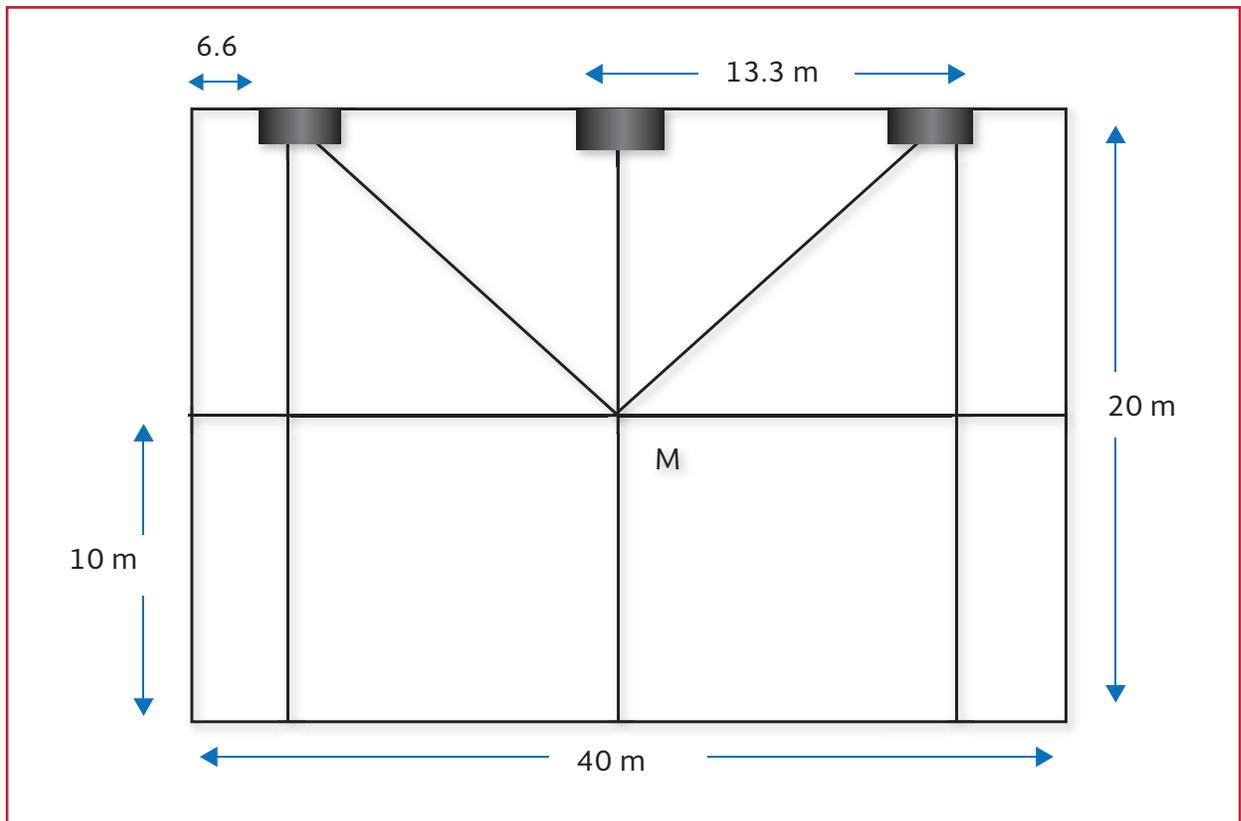


Tabla 10.1 Reflectancias en acabado madera

Reflectancias en acabado madera	
Color	Reflectancias
Maple (claro)	48 %
Encino (claro)	34 %
Avellana (medio)	19%
Nogal (oscuro)	16 %
Caoba (oscuro)	12 %

Fuente: CFE 00F20-44

Tabla 10.2 Reflectancias en acabado metálico

Reflectancias en acabado metálico	
Color	Reflectancias
Blanco porcelanizado o esmalte horneado	70 - 88 %
Aluminio pálido (especular)	80 - 85 %
Aluminio mate (redifuso)	75 %
Pintura aluminio (claro)	79 %
Pintura aluminio (medio)	0 %

Fuente: CFE 00F20-44

Tabla 10.3 Reflectancias en vidrio

Reflectancias en vidrio	
Color	Reflectancias
Vidrio claro	10 %
Vidrio opaco	15 - 30 %
Con acabado mármol (claro)	20 - 40 %

Fuente: CFE 00F20-44

Tabla 10.4 Reflectancias en plástico

Reflectancias en plástico	
Color	Reflectancias
Claro	5 - 10 %
Oscuro	15 - 30 %

Fuente: CFE 00F20-44

Tabla 10.5 Reflectancias en acabado mate

Reflectancias en acabado mate	
Color	Reflectancias
Blanco	80 - 88 %
Muy claro	
Azul verde	76 %
Verde	72 %
Crema	80 %
Amarillo crema	76 %
Azul	70 %
Gris	73 %
Claro	
Azul verde	70 %
Verde	64 %
Crema	70 %
Amarillo crema	66 %
Azul	55 %
Gris	49 %
Café	35 %
Medio	
Azul verde	54 %
Verde	33 %
Crema	44 %
Amarillo crema	55 %
Azul	22 %
Gris	38 %
Café	44 %
Obscuro	
Amarillo	50 %
Naranja	25 %
Gris	25 %
Rojo	12 %
Café	10 %
Azul	8 %
Verde	7 %

Fuente: CFE 00F20-44

Tabla 10.6 Fórmulas

Distancia	A lo largo del local	A lo ancho del local
Entre luminarias	$\frac{\text{Largo del local}}{\text{No. luminarias}}$	$\frac{\text{Ancho del local}}{\text{No. luminarias}}$
Distancia entre luminarias y pared	$\frac{\text{Distancia entre luminarias a lo largo del local}}{2}$	$\frac{\text{Distancia entre luminarias a lo ancho del local}}{2}$

Tabla 10.7 Ejemplo de la obtención del coeficiente de utilización por medio de la cavidad del cuarto y las reflectancias efectivas de las cavidades del techo, pared y piso (método de cavidad zonal), para una luminaria determinada

Piso	20 %																		
	80 %			70			10 %			30 %			10 %						
	70 %	50 %	30 %	10 %	70 %	50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %	50 %	30 %	10 %	0 %	
Techo																			
Pared																			
1	71	0.69	0.67	0.64	0.64	0.69	0.66	0.64	0.62	0.63	0.61	0.59	0.59	0.58	0.56	0.55	0.54	0.49	0.47
2	66	0.61	0.58	0.55	0.54	0.64	0.60	0.56	0.54	0.56	0.54	0.53	0.53	0.51	0.53	0.50	0.49	0.50	0.45
3	61	0.53	0.51	0.47	0.47	0.59	0.54	0.50	0.48	0.51	0.48	0.48	0.48	0.46	0.48	0.46	0.43	0.66	0.42
4	57	0.50	0.45	0.41	0.41	0.55	0.49	0.44	0.40	0.46	0.42	0.44	0.44	0.41	0.44	0.42	0.40	0.42	0.37
5	52	0.45	0.39	0.36	0.36	0.50	0.44	0.39	0.33	0.42	0.37	0.40	0.40	0.41	0.40	0.38	0.33	0.38	0.32
6	48	0.40	0.35	0.32	0.32	0.47	0.40	0.35	0.31	0.38	0.33	0.36	0.36	0.32	0.36	0.32	0.30	0.55	0.29
7	45	0.37	0.31	0.28	0.28	0.43	0.36	0.31	0.27	0.34	0.33	0.33	0.33	0.29	0.33	0.31	0.26	0.31	0.25
8	41	0.33	0.28	0.24	0.24	0.40	0.32	0.27	0.24	0.31	0.26	0.30	0.30	0.26	0.30	0.28	0.23	0.28	0.22
9	38	0.3	0.25	0.21	0.21	0.37	0.29	0.24	0.21	0.28	0.23	0.27	0.27	0.23	0.27	0.23	0.20	0.23	0.19
10	35+	0.27	0.22	0.19	0.19	0.33	0.26	0.22	0.18	0.25	0.21	0.24	0.24	0.20	0.24	0.20	0.18	0.23	0.17

Fuente: CFE 00F20-44

Tabla 10.8 Identificación de niveles de iluminación

Áreas interiores:	Nivel de iluminación	
	I.E.S	SMII *
a) Cuartos de bombas y compresores	200	100
b) Cuarto de equipo telefónico y "carrier"	300	200
c) Cuartos de control:		
• Cara vertical de tableros. Sencillo o la sección		
• Tipo (a): Grandes cuartos de control centralizados desde 168 cm sobre el piso	500	-
• Tipo (b): Cuartos de control ordinarios, hasta 168 cm sobre el piso	300	-
• Cara de la sección de dúplex opuesta al operador	300	-
• Área interior del tablero dúplex (pasillo)	100	-
• Lado posterior de todos los tableros (vertical)	100	-
• Alumbrado de emergencia, todas las áreas	30	-
• Escritorios o tableros tipo escritorio (nivel horizontal)	500	-
• Iluminación general restante	300	-
e) Bodegas	200	100
f) Vestíbulo	200	150
g) Comedor	300	200
h) Sanitarios (en cualquier sitio de la planta hidroeléctrica o de bombeo)	100	60
• Cocinas	300	200
Áreas exteriores	I.E.S. SMII	
a) Accesos o entradas principales	100	
b) Accesos o entradas secundarias	50	
c) Pasillos	20	
d) Cerca o alambrado	2	
e) Alumbrado de emergencia	5	

*NOTA: La CONAGUA recomienda que los niveles de iluminación en cuartos de control, cuartos de bombas y compresores sean los recomendados por el IES y cumplir con lo indicado en el Art. 110 de la NOM -001- SEDE tener menores niveles, en cuyo caso se darán los mínimos o un valor intermedio. I.E.S. (Illuminating Engineering Society), SMII (Sociedad Mexicana de Ingeniería e Iluminación)

Fuente: CFE 00F20-44

Tabla 10.9 Cálculo de distancias

	A lo largo del local	A lo ancho del local
Entre luminarias	$\frac{15}{3} = 5$	$\frac{6}{1} = 1$
Distancia entre luminarias y pared	$\frac{5}{2} = 2.5$	$\frac{6}{2} = 3$

Tabla 10.10 Niveles de iluminancia mínima

Tipo de lugar:	(Lux)
Frente de tableros de control con instrumentos, diversos e interruptores, etc.	270
Parte posterior de los tableros o áreas dentro de tableros "dúplex"	55
Pupitres de distribución o de trabajo	270
Cuarto de baterías	110
Pasillos y escaleras (medida al nivel del piso)	55
Alumbrado de emergencia, en cualquier área	11
Áreas de maniobra	160
Áreas de tránsito de personal y vehículos	110
General	22

Nota: también llamada luminosidad o iluminación

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 10.11 Cálculo de coeficiente de utilización

Punto crítico		Ángulos Verticales
M		$OPM = \tan^{-1}(10) = 45^\circ$
A		$OPA = \tan^{-1}(TP) = 63.43^\circ$
Punto critico		$MOA = OPA - OPM = 18.43^\circ$
		Ángulos horizontales
B		$BPA = \tan^{-1}\left[\frac{20}{22.36}\right] = 41.81^\circ$
C		$CPM = \tan^{-1}\left[\frac{20}{14.41}\right] = 54.73^\circ$
D		$DPO = \tan^{-1}\left[\frac{20}{10}\right] = 63.43^\circ$

11

ARREGLOS FÍSICOS

11.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo proporciona al proyectista, una serie de conceptos, criterios y dibujos de proyecto, con los detalles necesarios para configurar físicamente los arreglos usados comúnmente en la instalación de un sistema eléctrico.

11.2. ARREGLOS DE CONJUNTO²⁷

Para la realización del arreglo de conjunto deberán considerarse las características constructivas del equipo, las características de superficie y aspecto de la instalación con respecto al medio circundante, así como las características de suministro; ya que todos estos factores tendrán repercusión en el costo.

Al configurar el arreglo de conjunto de un sistema eléctrico se deben considerar las siguientes recomendaciones:

El servicio eléctrico se proporcionará siempre al límite de la propiedad. Los medidores de la compañía suministradora deben ubicarse de ser posible al límite de la propiedad, con acceso y espacio adecuado y lo más próximo a los TC's.

La ubicación de la subestación eléctrica debe ser al límite frontal de la propiedad y en la planta baja cuando se trate de edificios, y se tratará de que sea lo más próximo al centro de control de motores o tablero de distribución.

Las dimensiones de los equipos indicados en el proyecto serán aproximadas y deberán sujetarse para su aplicación a un proyecto específico una vez que se tengan los planos del fabricante.

En las acometidas aéreas, la estructura anterior a la subestación, deberá ser de remate para evitar transmitir tensiones mecánicas a la estructura de la subestación o como lo indique la NOM-001-SEDE.

El equipo de medición podrá ser ubicado en alta o baja tensión, para lo cual se debe prever el espacio y preparación necesaria.

La subestación eléctrica debe tener un adecuado sistema de tierras según lo indicado en el capítulo de "Sistemas de tierras y pararrayos".

Cuando se trate de subestaciones compactas deberá definirse el tipo de arreglo (izquierda-derecha o derecha-izquierda) dependiendo de la llegada de

²⁷ Fuente: NOM-001-SEDE

la acometida, para la adecuada ubicación de registros, cuando éstos se requieran. Es recomendable aunque no limitativo el uso de tableros de distribución tipo Metal-Clad para media tensión.

Cuando se tengan varios motores con capacidad considerable, se deberán emplear centros de control de motores.

Al ubicar un tablero se tratará de que sea lo más próximo posible a los equipos a alimentar.

En general, la tubería conduit, los bancos de ductos y registros de inspección deberán de sujetarse a lo especificado en el capítulo 4 de “Canalizaciones”.

11.3. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS²⁸

11.3.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las características generales que deben satisfacerse para realizar un diagrama de conexiones determinado, dependen de:

1. El diagrama de conexiones adoptado
2. La tensión nominal de la instalación
3. La intensidad de corriente máxima que puede circular por las distintas partes conductoras de la instalación en condiciones de operación continua (a potencia máxima)
4. El valor máximo de la corriente de cortocircuito
5. La seguridad para el personal de operación y de mantenimiento

Los tipos de subestaciones que pueden considerarse de acuerdo al diagrama de conexiones son:

- Subestaciones tipo interior: se diseñan y construyen para operar en el interior de gabinetes, locales y cualquier otro medio que aisle sus equipos de las condiciones atmosféricas. Generalmente son utilizadas al inicio de los sistemas eléctricos en las industrias
- Subestaciones tipo intemperie: se diseñan y construyen con materiales capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas, como lluvia, viento, etc. Son utilizadas generalmente en la transmisión, subtransmisión y distribución de la energía

11.3.2. CARACTERÍSTICAS DEL DIAGRAMA DE CONEXIONES

El diagrama de conexiones que se adopte determina en gran parte el costo de la instalación, no sólo porque define la cantidad de equipo que debe utilizarse, sino también porque condiciona la extensión ocupada por la subestación.

11.3.3. CARACTERÍSTICAS NORMATIVAS

Todas las partes vivas que operen a una tensión mayor de 150 volts a tierra sin recubrimiento aislante adecuado, deben protegerse de acuerdo a su tensión contra el contacto accidental de personas, localizando las partes vivas respecto a los sitios donde puedan circular o trabajar personas, ya sea que se usen resguardos especiales o bien localizando las partes vivas a una altura y con una separación horizontal igual o mayor

28 Fuente: NOM-001-SEDE, CFE- 08TR08 -AC0, CFE 08TR09-AC0 y CFE- J6200-03.

que las indicadas en la Tabla 11.1 o como lo indique la NOM-001-SEDE.

11.3.3.1. Tipo de resguardo a partes vivas

Existen dos formas de resguardar las partes vivas:

- Por su separación: de acuerdo a lo indicado en la Tabla 11.1, distancia mínima
- Por el encierro en un local, donde todas las entradas, pasillos, escaleras, etc., que constituyan acceso a dichos lugares estén cerrados con llave o tengan aviso de peligro y sean accesibles solamente a personas autorizadas. Se pueden emplear otros tipos de resguardos como son las defensas, las cuales están constituidas por cercas perimetrales u otras estructuras rígidas de diversos tipos, sólidas o con malla metálica que cubra todo el espacio que se requiere resguardar.

11.3.3.2. Distancia mínima entre fases y de fase a tierra para conductores

La distancia entre fases y la de fase a tierra depende de la tensión de aguante al impulso (NBI), la selección de ésta depende de la tensión nominal del sistema, de las condiciones atmosféricas del lugar, de la contaminación y de las características del equipo de protección utilizado.

En la Tabla 11.2 se muestran las separaciones mínimas entre fases y de fase a tierra de partes vivas en conductores desnudos para los diferentes niveles de tensión.

11.3.3.3. Espacio para trabajar

Alrededor del equipo debe dejarse espacio libre suficiente para su correcta operación y su mantenimiento. Debe preverse también, espacio necesario para la operación con pértiga del equipo que lo requiera, así como para el tránsito eventual del equipo voluminoso, etc. En subestaciones tipo interior se recomienda que el espacio libre para operación y mantenimiento tenga un ancho mínimo, en el frente del equipo principal (transformadores, tableros o interruptores) de 1.50 m, y en la parte posterior del mismo equipo de 1.30 m, pero en cualquier caso debe conservarse la distancia de protección a partes vivas.

Se recomienda que durante los trabajos de mantenimiento, las áreas destinadas a efectuar esos trabajos sean marcadas por medio de una cerca o barandales ligeros o bien por medio de banderas claramente visibles, colocadas a manera de evitar que personas no autorizadas penetren inadvertidamente en esa zona.

11.3.4. TIPOS DE ACOMETIDA

El tipo de acometida influye en la disposición del arreglo físico, ya que deberá de preverse el espacio y preparación necesaria para mayor información ver NOM-001-SEDE.

La acometida de una subestación puede ser aérea o subterránea.

La acometida aérea, es la parte de los conductores de una línea aérea de servicio, comprendida des-

de la línea o equipos inmediatos del sistema general de abastecimiento, hasta el primer punto de sujeción de conductores en la propiedad servida.

Libramiento vertical para conductores de acometida aérea. Los conductores de acometida aérea de hasta 600 volts, deben cumplir la siguiente distancia mínima desde el nivel de piso terminado:

- 4.5 metros en las zonas de 3.70 metros, cuando la tensión sea superior a 300 volts a tierra
- 5.5 metros sobre la vía pública, calles o avenidas, zonas de estacionamiento con tráfico de vehículos de carga, vialidad en zonas no residenciales y otras áreas atravesadas por vehículos, tales como sembradíos, bosques, huertos o pastizales

La acometida subterránea, es la parte de los conductores de la línea subterránea de servicio, comprendida desde las líneas o equipos inmediatos del sistema general de abastecimiento, hasta el límite de la propiedad servida.

Este tipo de acometidas podrá incluir el servicio de medición en alta o baja tensión. En la Ilustración 11.2 e Ilustración 11.3 se muestran las acometidas más usadas como guía general, aunque se recomienda verificar estos datos con la compañía suministradora para un proyecto en específico.

11.3.5. CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS DE ARREGLOS FÍSICOS

Para la determinación de las características específicas de los arreglos físicos, será necesario efectuar diversos tanteos para determinar la po-

sición más conveniente de los equipos, optimizando varios arreglos posibles mostrando los diferentes acomodos del equipo que logren reducir al máximo la superficie del terreno utilizado, de acuerdo al tipo de subestación seleccionada.

11.3.5.1. Subestaciones rurales

Se construyen en general con materiales empleados en líneas de distribución, como son los postes de concreto, aisladores y herrajes. Comúnmente son empleados cuatro arreglos básicos:

- Tipo poste: Con un poste, este arreglo se muestra en la Tabla 11.3 e Ilustración 11.4
- Con dos postes: Este arreglo se muestra en la Tabla 11.4 e Ilustración 11.5
- Tipo pedestal: Con un poste, este arreglo se muestra en la Ilustración 11.6
- Con cuatro postes: Este arreglo se muestra en la Ilustración 11.7 e Ilustración 11.8

En ambos casos el tipo y la carga máxima de los postes se determina de acuerdo con la Tabla 11.5.

En caso de instalarse más de un transformador se debe sumar el peso de los transformadores y comparar con la carga límite del poste. Los pesos aproximados se deben de consultar con las especificaciones del fabricante

Ya que el dimensionamiento y arreglo de una subestación depende también del lado en que se encuentre el equipo de medición, este punto deberá ser considerado para su aplicación en un proyecto específico, como los mostrados en la

Ilustración 11.2 e Ilustración 11.3 en donde las disposiciones generales y particulares aplicables a la Ilustración 11.2 son las siguientes:

- a) El servicio se proporcionará siempre al límite de la propiedad con el gabinete de medidores dando el frente a la calle sin impedimento físico para tener acceso en forma permanente
- b) La propiedad debe estar marcada con el No. oficial que proporciona Obras Públicas
- c) El equipo compacto de medición queda instalado en el poste del usuario, el cual estará al límite de la propiedad
- d) El entubado del equipo compacto de medición hasta el gabinete de medidores debe ser continuo sin existir registros.
- e) Deben utilizarse materiales normalizados y que no estén rechazados por el laboratorio de la C.F.E.
- f) Los apartarrayos y cortacircuitos fusibles se instalarán en el poste receptor de la acometida.

Para la Ilustración 11.3 considere las mismas disposiciones generales indicadas en los incisos a, b y e y las siguientes disposiciones particulares:

El entubado desde la garganta del transformador hasta el gabinete de medidores debe ser continuo sin existir registros.

La distancia máxima entre el transformador y el gabinete de medidores será de 5 metros.

El interruptor general de servicio debe instalarse a 1 metro máximo del gabinete de medidores. Si la calidad del servicio y la capacidad del transformador lo requieren, la construcción de

la subestación podrá ser diseñada, con estructura metálica en marco, construida de fierro estructural, armada en celosía, en la que se remata la línea aérea de alta tensión, tal y como se muestra en la Ilustración 11.9

11.3.5.2. Subestaciones compactas

Las subestaciones compactas son alojadas en gabinetes de lámina de acero rolado en frío, autoportadas y con secciones atornillables para posibles ampliaciones. Se aplican principalmente donde no se dispone de mucho espacio y éstas pueden ser para servicio interior o intemperie.

Las subestaciones compactas tipo interior se fabrican únicamente para operar en áreas libres de polvo, humedad, gases, lluvias, etc.

Las subestaciones tipo intemperie o exterior están diseñadas para operar en condiciones ambientales; su tipo de construcción es más robusta ya que en su diseño se emplea más lámina y empaques para protección física de sus componentes contra las condiciones ambientales.

Básicamente una subestación compacta se compone de los siguientes gabinetes:

- Gabinete de medición: En él se recibe la acometida en A.T. y el equipo de medición de la compañía suministradora. Consta de un gabinete blindado con dimensiones adecuadas según el nivel de tensión
- Gabinete de cuchillas de paso y prueba: Consiste de un gabinete blindado con dimensiones y equipo adecuado según el valor de tensión. El objetivo de esta sección es aislar eléctricamente la subesta-

ción para efectos de mantenimiento

- Gabinetes de protección: Esta sección contiene la parte medular de las protecciones de una subestación, como son los fusibles y apartarrayos. Consta de un gabinete blindado con dimensiones y equipo adecuado según el valor de la tensión
- Gabinete de acoplamiento: Consiste en gabinete blindado con dimensiones y equipo adecuado según el valor de tensión, el cual se dispone para recibir la garganta del transformador
- Sección de transformación: Consiste en un transformador con niveles adecuados de utilización

Las subestaciones compactas tienen la flexibilidad de poseer diferentes arreglos dependiendo de las necesidades del usuario, algunos de los arreglos más comúnmente usados se muestran en la Ilustración 11.10, Ilustración 11.11 e Ilustración 11.12.

Existen otros tipos de arreglos específicos como el mostrado en la Ilustración 11.13.

De acuerdo a las necesidades de servicio del usuario y a los criterios indicados en la Tabla 11.6 se podrá determinar el tipo de subestación más adecuada para establecer un arreglo conveniente.

11.4. DISTRIBUCIÓN DE FUERZA²⁹

11.4.1. CONSIDERACIONES GENERALES

El arreglo físico del sistema de fuerza varía en función de las cargas conectadas, por lo que debe seleccionarse de manera que proporcione

el grado requerido de confiabilidad en el servicio con un mínimo de costo.

Para la determinación del arreglo físico deberán considerarse los siguientes puntos:

Tableros

Los arreglos de los tableros pueden ser muy sencillos o muy completos, dependiendo de la capacidad y cantidad de equipos que serán instalados en su interior. Los aspectos generales que deben cumplir son los siguientes:

- Los tableros deben colocarse donde el operador no quede expuesto a daños por la proximidad de partes vivas o partes de maquinaria o equipo que esté en movimiento.
- No debe haber materiales combustibles próximos
- El espacio alrededor de los tableros debe conservarse despejado y no usarse para almacenar materiales
- Debe preverse espacio para trabajar
- En los tableros el equipo de interruptores debe estar dispuesto de tal forma que los medios de control sean fácilmente accesibles al operador
- Los instrumentos, relevadores y otros dispositivos que requieran lectura o ajuste, deben ser colocados de manera que estas labores puedan efectuarse fácilmente desde el espacio dispuesto para trabajar
- Debe proporcionarse suficiente iluminación en el frente y atrás del tablero para que pueda ser fácilmente operado y los instrumentos leídos correctamente
- Debe existir una visibilidad del operador desde el lugar del control para cada equipo a controlar

29 Fuente: NFR-247 y NRF-078-CFE-2009

- Todos los centros de carga deben ubicarse lo más próximo posible a las cargas

Canalizaciones

Los arreglos físicos de las canalizaciones dependen en gran medida de la localización de las cargas y tableros de distribución, así como de los arreglos de conjunto de casa de bombas y cuarto de control. Se recomienda ubicar las trayectorias de las canalizaciones tratando de encontrar las rutas más cortas. Al seleccionar las rutas y tipos de canalizaciones se debe tomar en cuenta la flexibilidad de operación y mantenimiento, facilidad para aplicaciones futuras y economía.

Para determinar el arreglo de las canalizaciones es necesario recabar la información siguiente:

- Información referente de tipo y modelo de equipos: de bombeo, grúas, compresores, etc. Así como equipos auxiliares que se requieran alimentar, como son electroválvulas, torres de oscilación, etcétera
 - La necesidad de ampliaciones o cambios futuros para la trayectoria de las canalizaciones
 - Desde el punto de vista de la instalación, operación y mantenimiento del equipo electromecánico, se debe tomar en cuenta la localización de equipos respecto a vías de acceso y zonas de maniobra
 - Se deberán tener definidas las preparaciones de la obra civil como son bases, huecos, acondicionamiento de locales, etcétera, de acuerdo a las trayectorias de los equipos
- Prever la localización de soportes y accesorios de canalizaciones de tal suerte que en caso de mantenimiento el equipo pueda ser desplazado conservando cierta distancia entre las diferentes partes

Sistemas auxiliares

Cuando se instalen equipos auxiliares como las baterías estacionarias, ya sea níquel-cadmio o plomo ácido, es recomendable que éstas no sean instaladas en cuartos herméticamente cerrados, ya que ambas desprenden hidrógeno al final de la carga.

Mientras sea posible la batería se deberá instalar en un lugar seco y fresco, para que las celdas no sean afectadas por unidades de calentamiento, como radiadores, luz solar, tubos de vapor, etc. Por lo que se deberán destinar áreas específicas para la instalación de baterías.

Cuando las baterías se vayan a localizar en estantes, se debe considerar la facilidad de acceso a las celdas.

Para cada batería es recomendable utilizar dos cargadores, uno como sustituto del otro, debiéndose instalar en un cuarto cercano al de las baterías, para protegerlos de los gases que desprenden éstas y evitar la posibilidad de una explosión.

El gabinete que soporta el cargador puede ir sobre el suelo o montado en una pared y podrá tener acceso a su interior por cualquiera de sus caras.

Cuando se tenga la necesidad de instalar una planta de emergencia, deberá considerarse que:

- La cimentación del lugar sea capaz de soportar el peso de la planta y los esfuerzos de vibración. La superficie de instalación debe ser lisa
- Se debe de considerar un local especial para su colocación, con ventilación adecuada, ya sea natural o con extractores
- Se deberán tener espacios suficientes para maniobras de mantenimiento
- En el lugar de instalación no deben existir equipos que se vean afectados por vibración

11.4.2. CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS DE TABLEROS

Las dimensiones de un tablero dependen principalmente del nivel de tensión, cantidad y capacidad de equipos instalados. El diagrama de conexiones adoptado nos proporciona dicha información:

Centro de control de motores de baja tensión (CCM)

Para CCM con barras colectoras principales de hasta 2 000 A la altura debe ser de 2 286 mm (90 pulg) nominal, sin incluir los canales de anclaje, la altura de éstos no debe ser mayor que 38 mm (1.5 pulg). El frente (ancho) y el fondo total de una sección estándar debe ser de 508 mm (20 pulg) x 508 mm (20 pulg).

Para las secciones con interruptores electromagnéticos principales y derivados se acepta sean de dimensiones mayores a las normales con respecto a las secciones estándar que contienen arrancadores e interruptores termomagnéticos.

El acoplamiento entre estas secciones y las de tamaño estándar se pueden realizar con secciones de transición.

Para CCM de 2 500 y 3 000 A, la altura del tablero puede ser mayor, como máximo 305 mm (12 pulg) adicionales, o mayor en fondo (de acuerdo al fabricante) dependiendo de las limitaciones de espacio en el proyecto.

Todo el equipo y accesorios expuestos a los esfuerzos y efectos de un cortocircuito, deben soportar la corriente de cortocircuito indicada en la hoja de datos. La estructura de las barras horizontal y vertical debe cumplir como mínimo con los valores nominales de corriente de cortocircuito siguientes:

- a) 22 000 A - para CCM en 220 V con capacidad de cortocircuito de 22 000 A simétricos
- b) 25 000 A - Para CCM en 480 V con capacidad de cortocircuito de 25 000 A simétricos
- c) 42 000 A - Para CCM en 480 V con capacidad de cortocircuito de 35 000 ó 42 000 A simétricos

Cada sección estándar debe de tener todos los accesorios y conectores necesarios para formar unidades removibles del tipo modular con el objeto de que puedan ser desconectadas y conectadas en cualquier espacio libre del CCM. Todos los puntos de conexión de las barras verticales, con las unidades removibles, deben ser cubiertos por tapas corredizas automáticas, que operen cuando se inserte o se retire la unidad removible de la estructura o protección que garantice que

cuando se retire la unidad removible se evite el contacto con las barras.

Las unidades removibles disponibles, deben contar con todo el equipo y accesorios de una unidad en operación y ser cubiertas con puertas. Todos los espacios no utilizados deben ser cubiertos por tapas, preparadas para aceptar unidades futuras.

Entrada de cables: La entrada al CCM de los cables de fuerza y control, a menos que se indique otro requerimiento normativo debe ser por la parte inferior. Debe tener piso de lámina en todas las secciones, de manera independiente en cada sección y los cables deben poder introducirse sin que se dañen. Debe tener ductos de alambrado vertical y horizontal de fácil acceso a cada cubículo desde el frente, aislados de cualquier parte energizada.

Puertas: Cada cubículo que contenga equipo, debe tener una puerta frontal embisagrada con bloqueos mecánicos que eviten su apertura cuando los medios de desconexión estén energizados, pero con opción para que personal especializado pueda abrirla con seguridad cuando el interruptor esté cerrado. La puerta frontal embisagrada debe tener una conexión firme a tierra y permitir la instalación de tres candados de fabricación comercial para evitar la energización del equipo en periodo de mantenimiento. Debe suministrarse un bloqueo mecánico que impida al operador poner al dispositivo de desconexión en la posición de conectado cuando la puerta de la unidad removible esté abierta, siendo posible para personal autorizado desactivar este bloqueo. Debe suministrarse un bloqueo

que no pueda desactivarse, entre la palanca del mecanismo del interruptor y las palancas de inserción de la unidad, para permitir la inserción o el retiro de la misma únicamente cuando la posición del interruptor esté en la posición de abierto.

Barreras: Todas las barras de fuerza y las conexiones de uniones se deben aislar de los compartimientos de las unidades y de los ductos para cables. En las alimentaciones al CCM se deben colocar barreras que aislen las barras de servicio y sus terminales de los demás elementos.

Los cubículos deben estar completamente aislados de las barras colectoras principales y derivadas por medio de barreras de acero en tres lados; arriba, abajo y al fondo, así como barreras no conductivas en los huecos hacia los ductos de cableado de la sección, para minimizar la transferencia de gases ionizados y para contener las fallas de los equipos sólo a la parte bajo falla, evitando que se extienda a los compartimientos contiguos.

Cada unidad se debe suministrar con un obturador que funcione de manera automática fijado a la estructura, para que se cierren las aberturas y queden ocultas las barras cuando se extraiga la unidad removible del CCM, o protección que garantice que cuando se retire la unidad removible se evite el contacto con las barras, y que al insertar la unidad, permitan el paso del ensamble de los conectores para hacer contacto con las barras colectoras. En la estructura vertical y en el diseño de las unidades se deben proporcionar barreras de material aislante para evitar el contacto con cualquier barra energizada.

Barras colectoras principales, derivadas y de tierras:

Deben ser de cobre electrolítico de alta conductividad con aristas redondeadas y dimensiones apropiadas para llevar continuamente la corriente nominal. Para CCM de corriente nominal de hasta 2 000 A, la densidad de corriente debe ser de 1.24 A/mm² (800 A/pulg²) y no se debe exceder una elevación de temperatura máxima de 65°C sobre 40°C de ambiente. Para CCM de corriente nominal de 2 500 A y 3 000 A, no se debe exceder una elevación de temperatura máxima de 65 °C sobre 40 °C de ambiente.

Todas las conexiones en las barras deben ser fijadas con tornillos de acero inoxidable, de cabeza hexagonal y rondanas planas y de presión. No deben contener cadmio de acuerdo a la directiva RoHs (Restriction of use of certain Hazardous Substances).

Placa de datos: El CCM debe tener una identificación general con una placa de acero inoxidable o de aluminio anodizado grabada, localizada en lugar visible, fijada de manera permanente (no con adhesivos) con los datos principales siguientes:

- a) Fabricante
- b) Tipo de equipo
- c) Número de serie
- d) Orden de taller
- e) Tensión nominal
- f) Corriente nominal
- g) Corriente de cortocircuito
- h) Año de fabricación
- i) Servicio clase NEMA

Tableros metal-clad

El uso de estos tableros es recomendable más no limitativo. Los gabinetes se suministran en secciones verticales estándar de 2286 mm (90”) de altura, 762 mm (30”) de ancho, cada equipo ocupa un espacio básico con una altura de acuerdo a la siguiente relación:

- Espacio ocupado por arrancador: 762 mm (30”). Nota: Se puede agrupar tres arrancadores en un gabinete estándar
- Espacio ocupado por arrancador: 2,286 mm + 762 mm (90” + 30”). Nota: Se agrupa un arrancador en dos gabinetes estándar; los contactores y el autotransformador ocupan una sección completa (762 mm cada uno) y el equipo de control y auxiliar una tercera parte del otro gabinete (762 mm).

En la Ilustración 11.14 se muestra un arreglo típico de distribución de fuerza considerando algunos de los sistemas auxiliares.

11.4.3. COMPRESORES

Las instalaciones eléctricas que requiera este sistema, deben apegarse a lo establecido en la norma NOM-001-SEDE:

- a) Tablero de control e indicación
El tablero de control debe contar con un selector de operación de los compresores manual/automática, con indicadores luminosos de operación, tensión, sobrecarga, alta temperatura, nivel bajo de aceite.

Se debe suministrar un interruptor termomagnético general al circuito de fuerza de cada compresor instalado en el tablero de fuerza de cada compresor instalado en el tablero de servicios generales.

b) Cables y tubería de protección de los cables

Los conductores y accesorios que se utilizan en el alambrado deben cumplir con lo indicado a continuación:

- El área de la sección transversal de los conductores utilizados, deben ser la adecuada para cada aplicación
- No debe de efectuarse ningún empalme de cable en el gabinete de control o en las tuberías conduit
- Los conductores, dependiendo de su utilización deben cumplir con la normas vigentes

c) Alambrado y control de fuerza

El alambrado de control y de fuerza entre los diversos aparatos debe ser atendiendo a los siguientes requisitos:

- El alambrado debe ser tal que, puedan ser removidos sin causar problemas en el alambrado
- La ruta del cableado, debe ser ordenada y no obstaculizar la apertura de puertas, cubiertas, revisión del equipo

d) Terminales

- Las terminales de los conductores deben ser tipo ojo o anillo y sujetarse a las tablillas terminales por medio de tornillos
- Las terminales deben ser agrupadas en secciones independientes a circuitos de fuerza, control, medición y de señalización

e) Motores

El diseño, fabricación, funcionamiento deben estar de acuerdo con lo especificado en las normas NMX-J-075/1-ANCE y NMX-J-075/3-ANCE.

La Ilustración 11.1, se muestra es imagen de compresor en una planta de tratamiento

Ilustración 11.1 Compresor de planta de tratamiento



11.4.4. SISTEMAS AUXILIARES

Los sistemas auxiliares comprenden el conjunto de instalaciones formadas por las fuente de alimentación de corriente directa y de corriente alterna, de baja tensión, utilizados para energizar los sistemas de control, protección, señalización y alumbrado. Normalmente se utilizan en caso de falla en el suministro de energía en equipos de vital importancia, por lo cual dependiendo de la importancia del sistema podrán ser utilizados o bien considerados en etapas futuras de un proyecto, ya que éstos influirán en el dimensionamiento del arreglo físico y costo del proyecto, como lo muestra la Ilustración 11.14, en el caso de que estos servicios se requieran.

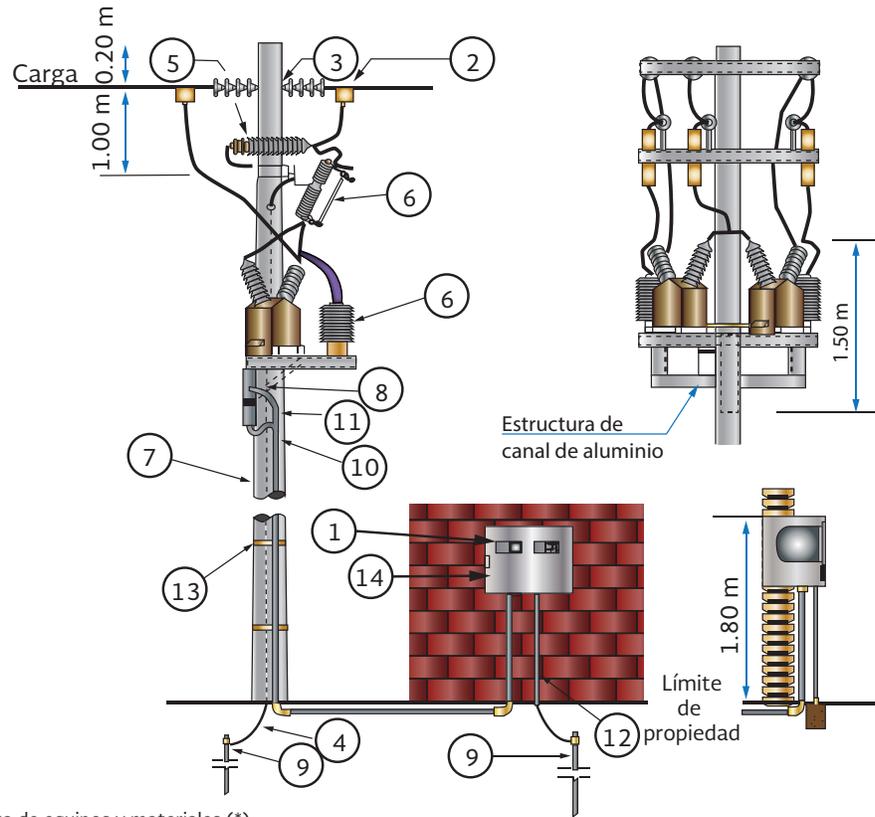
Aunque los bancos de baterías y cargadores de baterías ocupan un espacio relativamente pequeño, deben ser considerados en el dimensionamiento del arreglo físico, ya que requieren de sitios especiales para su instalación según lo indicado en sistemas auxiliares.

Los locales de instalación donde se ubiquen plantas de emergencia deberán cumplir con lo indicado en la parte de sistemas auxiliares. Las dimensiones de éstos serán aproximadas y deberán sujetarse para su aplicación a un proyecto específico una vez que se tengan los planos del fabricante,

Cuando la planta de emergencia se instale en local cerrado, dicho local deberá contar con suficiente ventilación mediante extractores de aire. En dichos locales se deberá mantener la distancia mínima posible de la planta al muro, considerando la capacidad de la planta, las dimensiones de la misma y los espacios mínimos para maniobras y mantenimiento.

Algunos equipos en la instalación de las plantas eléctricas como son los cuartos de sopladores se deben de diseñar considerando el ruido que generan ver Ilustración 11.15, en la Ilustración 11.16 se muestra una subestación SF₆. Para los tanques de combustible considere las dimensiones específicas de fabricantes en la Ilustración 11.17 se ejemplifica.

Ilustración 11.2 Medición en alta tensión para acometida área en 3.5 kV conexión delta



Lista de equipos y materiales (*).

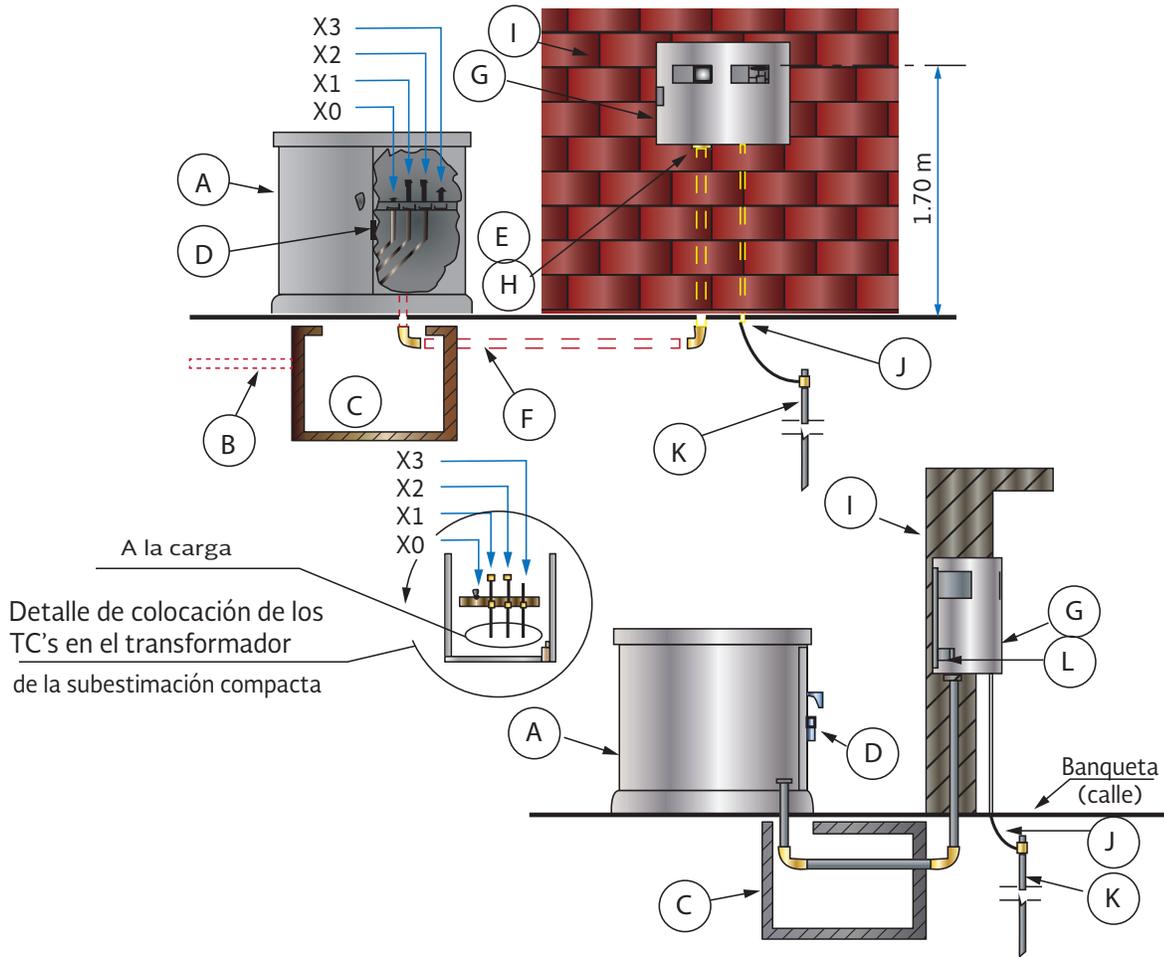
- 1.- Equipo de medición con transformadores de instrumentos separados de la capacidad requerida y voltaje adecuado.
- 2.- Estribos y conectores de línea viva.
- 3.- Cruceta CŞT y aisladores.
- 4.- Alambre de cobre No. 4 AWG.
- 5.- Apartararayos de óxido de zinc de 30 kV, clase intermedia, de 5 kA en valor cresta de impulso.
- 6.- Cortacircuito fusible de potencia de la capacidad que se requiera según la carga.
- 7.- Poste de concreto de 12-600 m.
- 8.- Reducción, contratuerca y monitor según se requiera.
- 9.- Varilla Copperweld de 3 m con conector.
- 10.- Tubo conduit de 38 mm de diámetro, codos y contratuercas de igual medida.
- 11.- Tubo flexible con forro plástico de 38 mm llevado reducción a 19 mm para conexión a la tablilla de pruebas del ECM
- 12.- Tubo de 19 mm para la bajada a tierra con contratuerca.
- 13.- Fleje inoxidable de 16mm.
- 14.- Gabinete metálico para medidores de acuerdo a la norma MG-04

Notas

(*). Equipo que el usuario instalará por su cuenta

- 1.- La C.F.E. instalará por su cuenta:
 - Medidores polifásicos de kWh-kW y de kVAr
 - Transformadores de corriente tipo dona los cuales se deben ubicar dentro del gabinete de baja tensión del transformador
 - Sellos de plástico tipo candado

Ilustración 11.3 Medición en baja tensión con TC's, con subestación tipo Pedestal, hasta 199 kW



Lista de equipos y materiales (*).

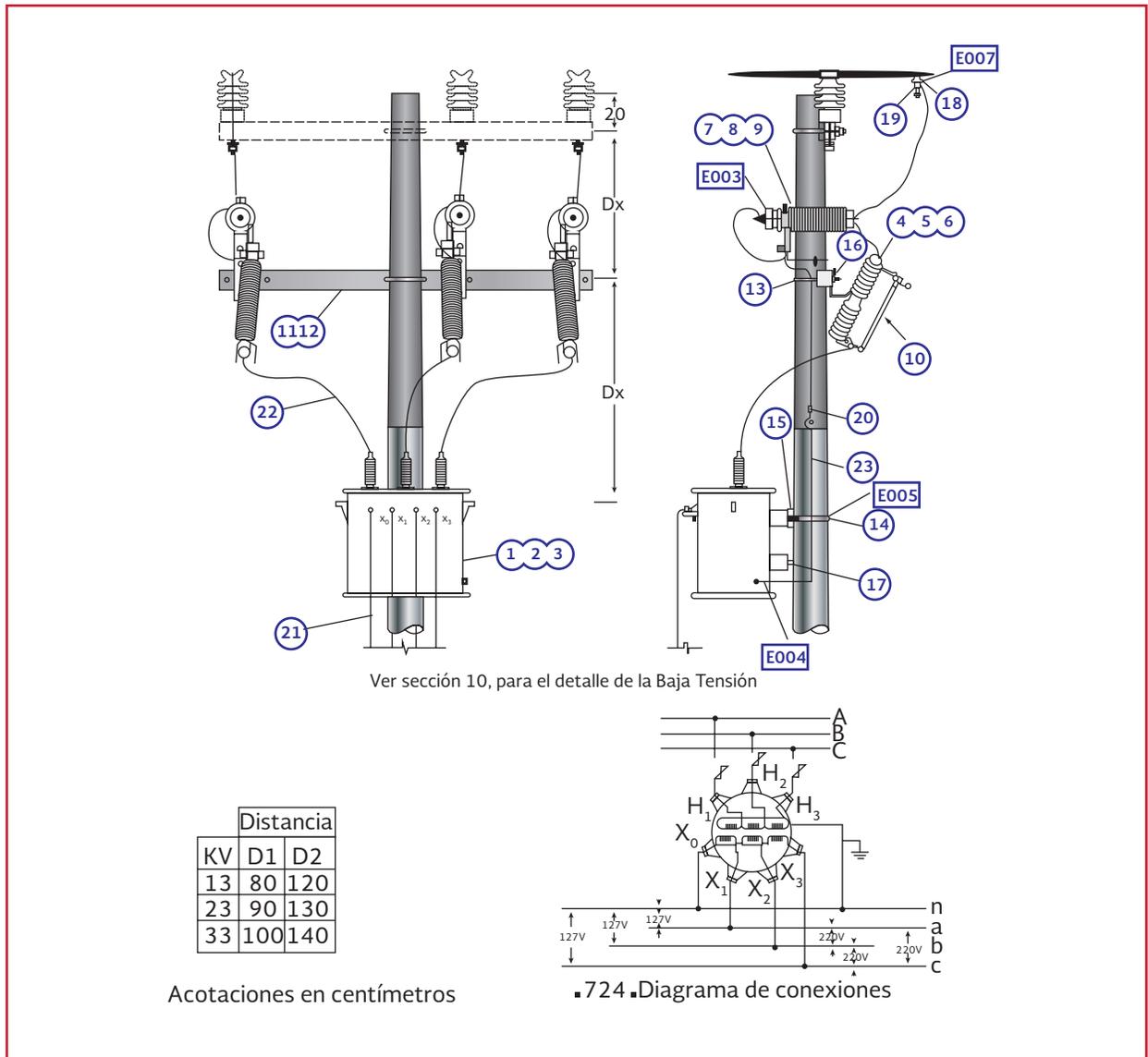
- A) Subestación tipo pedestal.
- B) Acomodación de alta tensión de acuerdo a normas de C.F.E.
- C) Registro de acuerdo a norma de C.F.E.
- D) Porta sellos para sellar las puertas de AT y BT del transformador
- E) Monitor de 38 mm de diámetro.
- F) Tubería conduit galvanizada pared gruesa con diámetro de 38 mm.
- G) Gabinete de lámina galvanizada cal. 16 de 90x55x30 según norma No. MG-04.
- H) Juego de contra y monitor de 38 mm de diámetro.
- I) Muro o murete con techo de 1.20 x 1.80 m.
- J) Alambre de cobre desnudo No. 4 AWG.
- K) Varilla Copperweld de 13 mm x3 mm con conector.
- L) Tabla triplay de 19 mm (3/4") de 90x85 con pintura esmalte color azul eléctrico en todos sus lados.

Notas

(*). Equipo que el usuario instalará por su cuenta

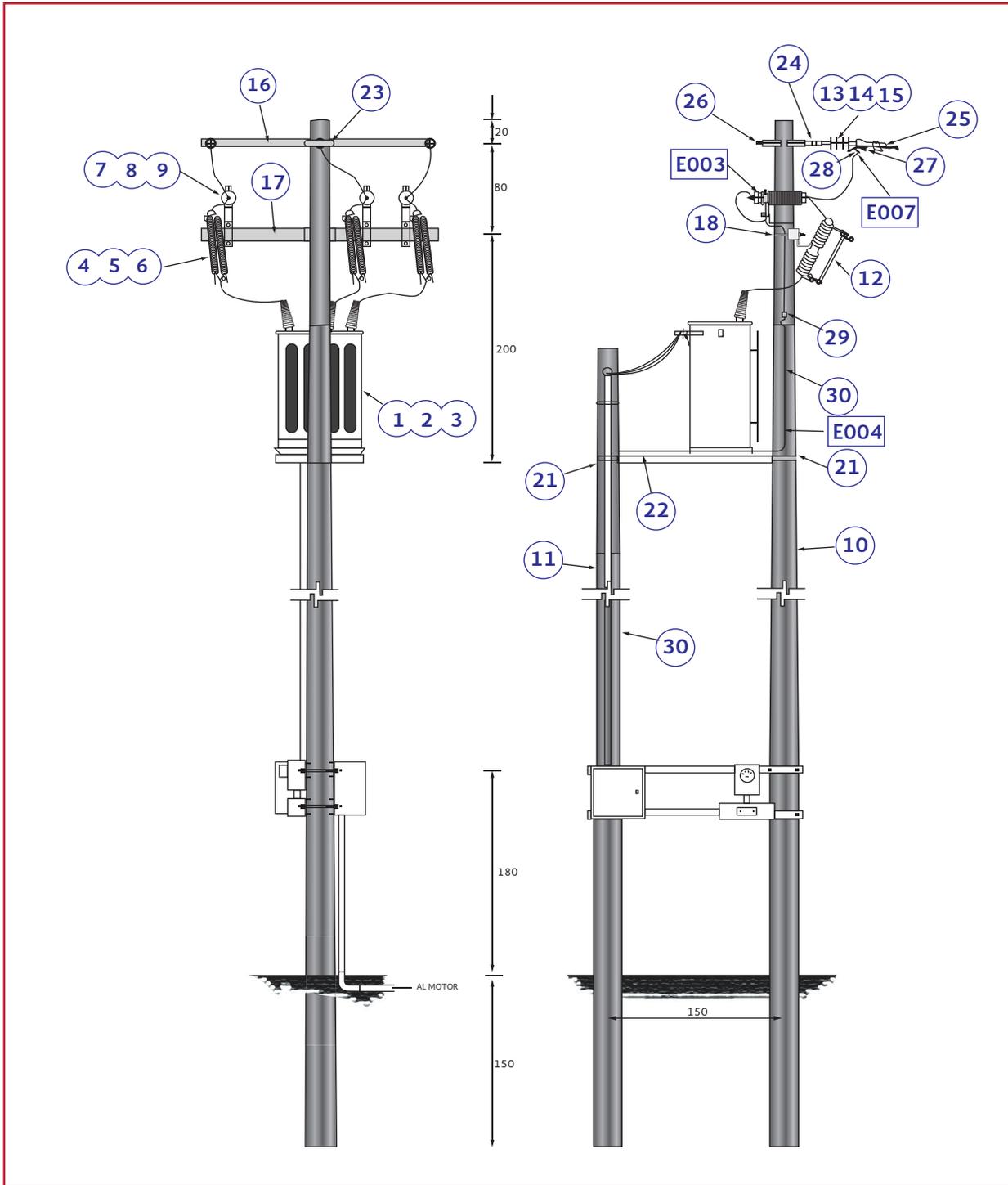
- 1.- La C.F.E. instalará por su cuenta:
- Medidores polifásicos de kWh-kW y de kVAr
 - Transformadores de corriente tipo dona los cuales se deben ubicar dentro del gabinete de baja tensión del transformador
 - Sellos de plástico tipo candado

Ilustración 11.4 Subestación tipo poste (un poste)



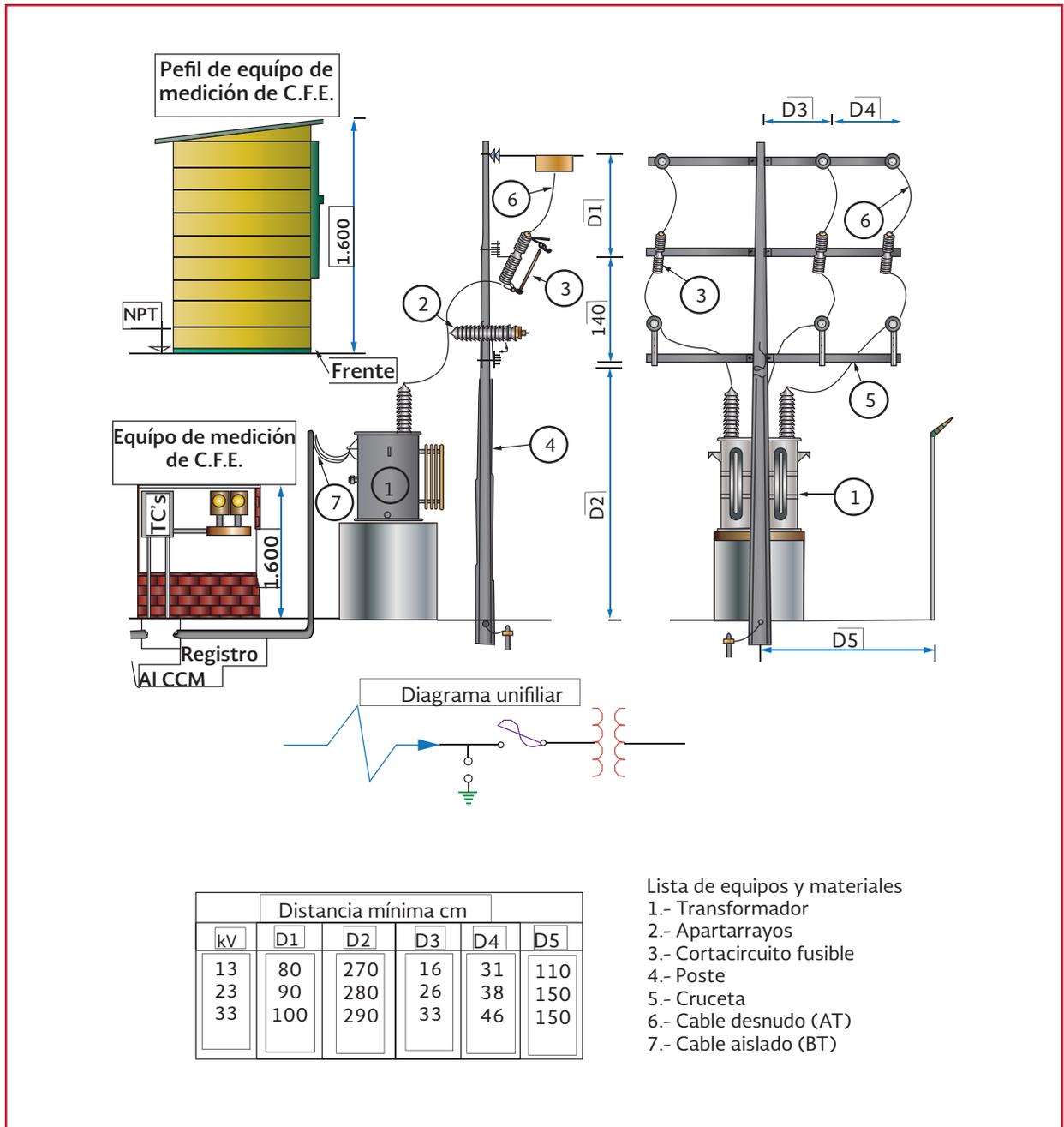
Fuente: CFE- 08TR08 -AC0

Ilustración 11.5 Subestación tipo poste (dos postes)



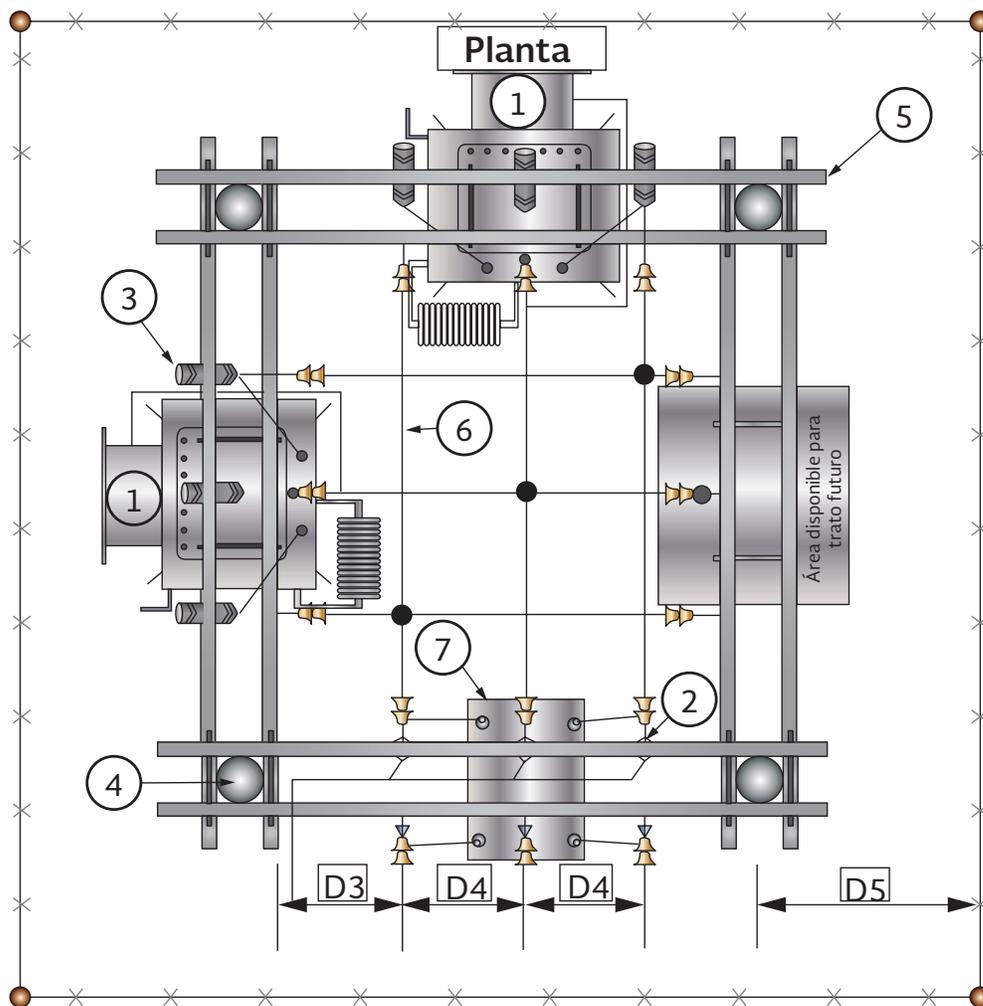
Fuente: CFE 08TR09-ACO

Ilustración 11.6 Subestación tipo pedestal



kV	Distancia mínima cm				
	D1	D2	D3	D4	D5
13	80	270	16	31	110
23	90	280	26	38	150
33	100	290	33	46	150

Ilustración 11.7 Planta de subestación tipo pedestal (cuatro postes)



Distancia mínima cm					
kV	D1	D2	D3	D4	D5
13	80	270	16	31	110
23	90	280	26	38	150
33	100	290	33	46	150

Lista de equipos y materiales

- 1.- Transformador
- 2.- Apartarrayos
- 3.- Cortacircuito fusible
- 4.- Poste
- 5.- Cruceta
- 6.- Cable desnudo (AT)
- 7.- Equipo de medición

Nota:
Estas distancias podrán ser adecuadas pero en ningún caso menores a las indicadas

Ilustración 11.8 Elevación de subestación tipo pedestal (cuatro postes), para las distancias D1, D2, D3 y D4 ver Ilustración 9.6

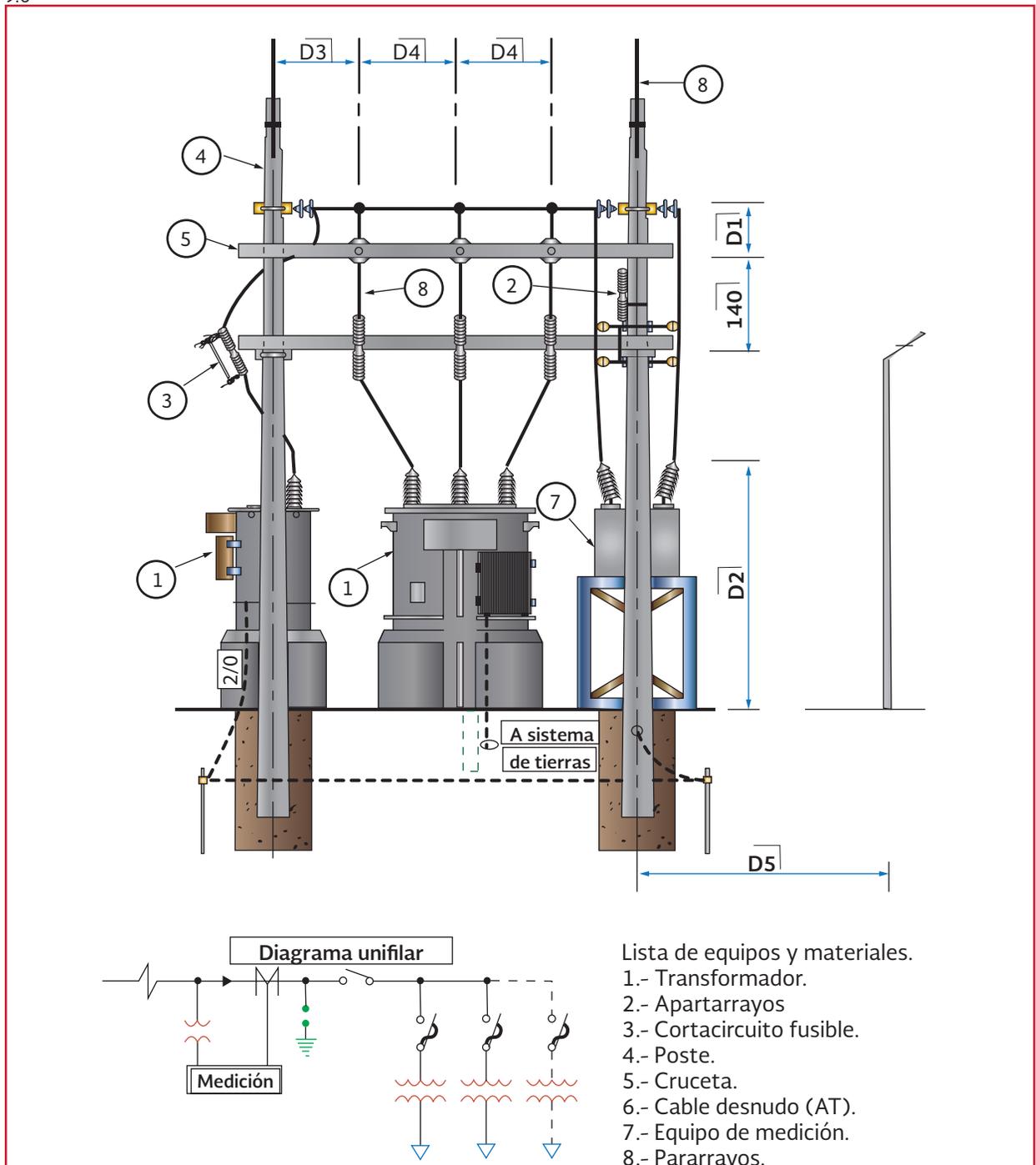
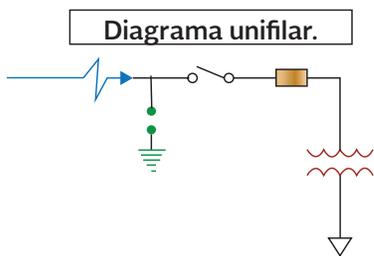
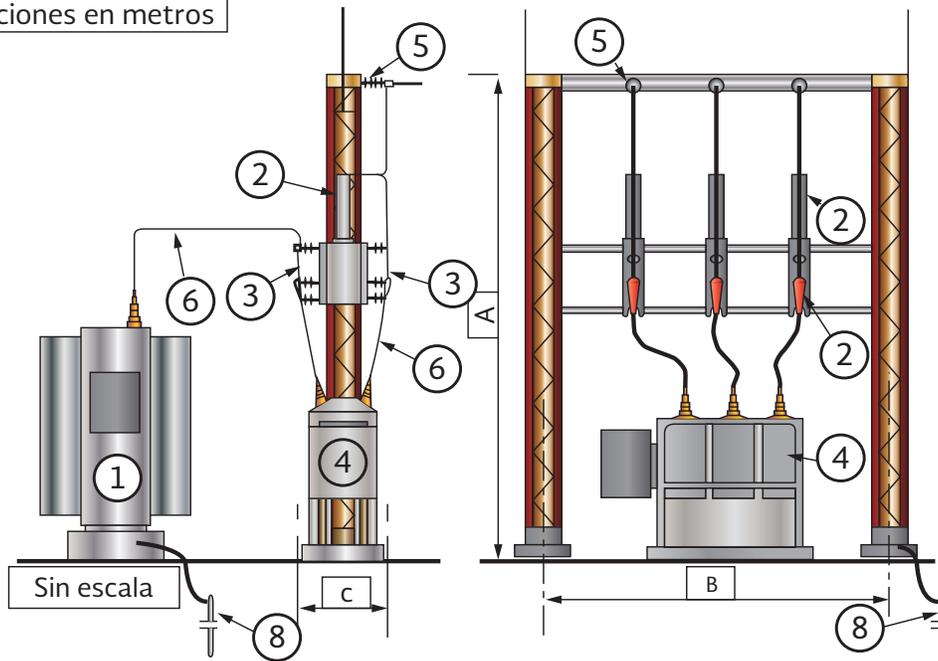


Ilustración 11.9 Subestación intemperie en estructura metálica

Protección con interruptor de potencia
Tensión primaria de 15 - 34-5 kV

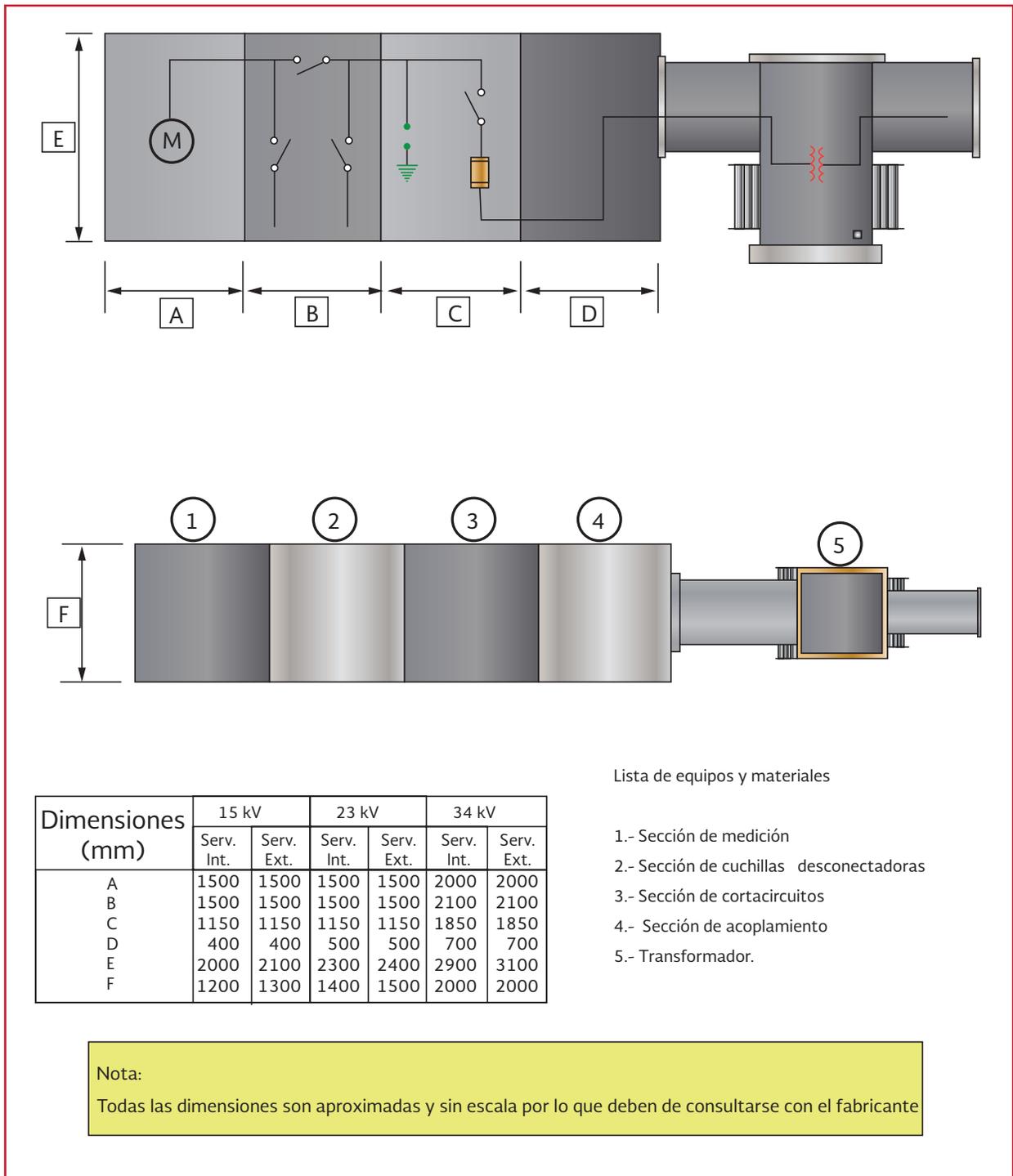
kV	A	B	C
14.4	5.50	3.60	1.80
23.0	6.25	5.20	1.90
34.5	7.00	5.20	2.10

Acotaciones en metros



- Lista de equipos y materiales
- 1.- Transformador
 - 2.- Apartarrayos
 - 3.- Cuchillas desconectadoras
 - 4.- Interruptor de potencia
 - 5.- Aislador de tensión
 - 6.- Varilla de cobre o aluminio
 - 7.- Estructura metálica construida en acero estructural
 - 8.- Varilla Copperweld

Ilustración 11.10 Arreglo básico de subestación compacta, con acometida subterránea



Dimensiones (mm)	15 kV		23 kV		34 kV	
	Serv. Int.	Serv. Ext.	Serv. Int.	Serv. Ext.	Serv. Int.	Serv. Ext.
A	1500	1500	1500	1500	2000	2000
B	1500	1500	1500	1500	2100	2100
C	1150	1150	1150	1150	1850	1850
D	400	400	500	500	700	700
E	2000	2100	2300	2400	2900	3100
F	1200	1300	1400	1500	2000	2000

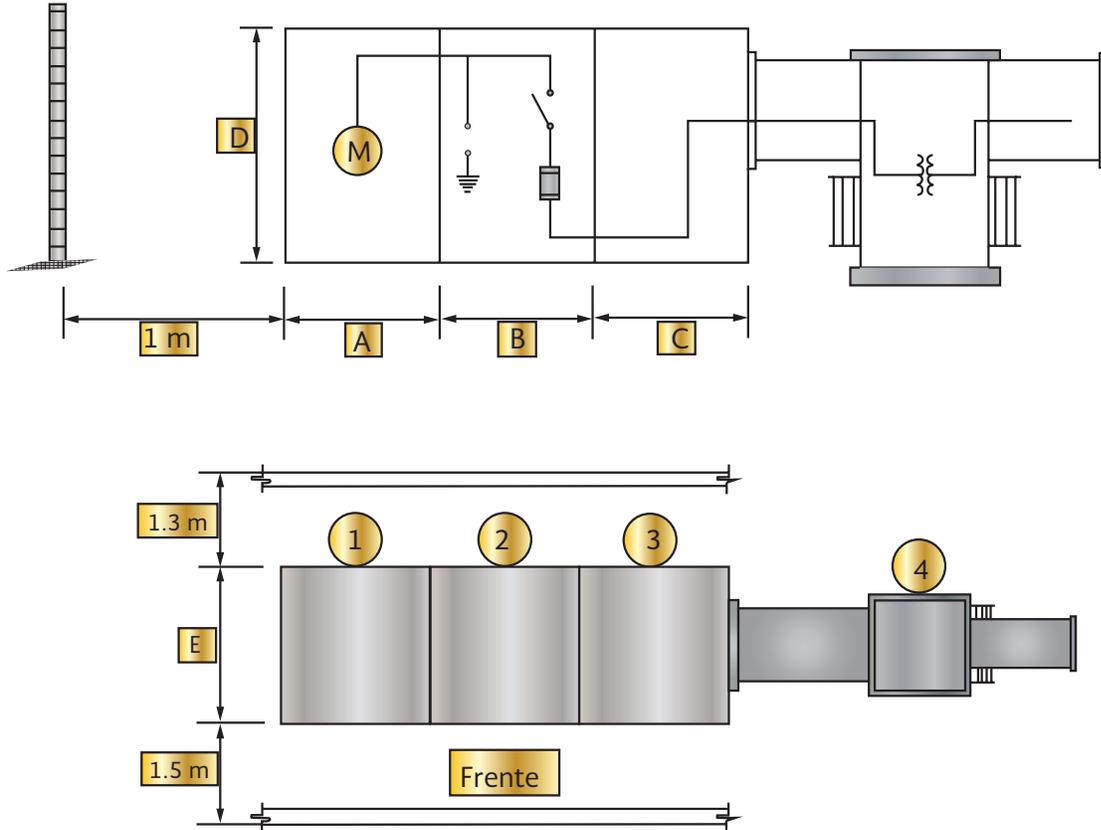
Lista de equipos y materiales

- 1.- Sección de medición
- 2.- Sección de cuchillas desconectadoras
- 3.- Sección de cortacircuitos
- 4.- Sección de acoplamiento
- 5.- Transformador.

Nota:

Todas las dimensiones son aproximadas y sin escala por lo que deben de consultarse con el fabricante

Ilustración 11.11 Subestación compacta sin cuchillas, dos secciones y acoplamiento a transformador



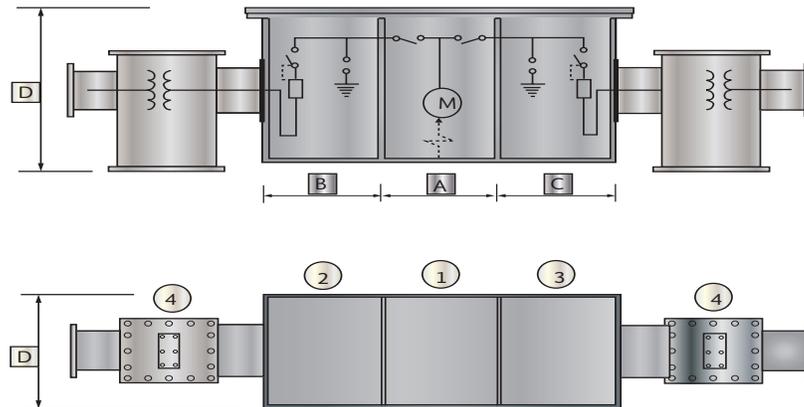
Dimensiones (mm)	15kV		25kV		34.5kV	
	Serv. Int.	Serv. Ext.	Serv. Int.	Serv. Ext.	Serv. Int.	Serv. Ext.
A	1500	1500	1500	1500	1500	2000
B	1150	1150	1150	1150	1800	1800
C	400	400	500	500	700	700
D	2000	2100	2500	2400	2900	3100
E	1200	1300	1400	1500	2000	2000

Lista de equipos y materiales

- 1.-Selección mediación
- 2.-Selección de cortacircuito
- 3.-Selección de acoplamiento
- 5.-Transformador

Nota:
 Todas las dimensiones son aproximadas y sin escala por lo que deben de consultarse con el fabricante.

Ilustración 11.12 Subestación compacta tipo exterior, arreglo radial simple



Dimensiones (mm)	15kV		25kV		34.5kV	
	Serv. Int.	Serv. Ext.	Serv. Int.	Serv. Ext.	Serv. Int.	Serv. Ext.
A	1500	1500	1500	1300	2000	2000
B	1150	1150	1150	1150	1 00	1 00
C	1150	1150	1150	1150	1 00	1 00
D	200	2100	2300	2400	2 00	3100
E	1200	1300	1400	1500	2000	2000

ist e e i o s m t e r i e s

1. Se i n e o m e t i m e i i n
2. Se i n e o t e i n 1
3. Se i n e o t e i n 2
4. r n s o r m o r

ot
o s s i m e n s i o n e s s o n o x i m a s s i n e s
o r o e e e n a n s t r u c c i o n e r i n t e.

Ilustración 11.13 Arreglo para un equipo de bombeo

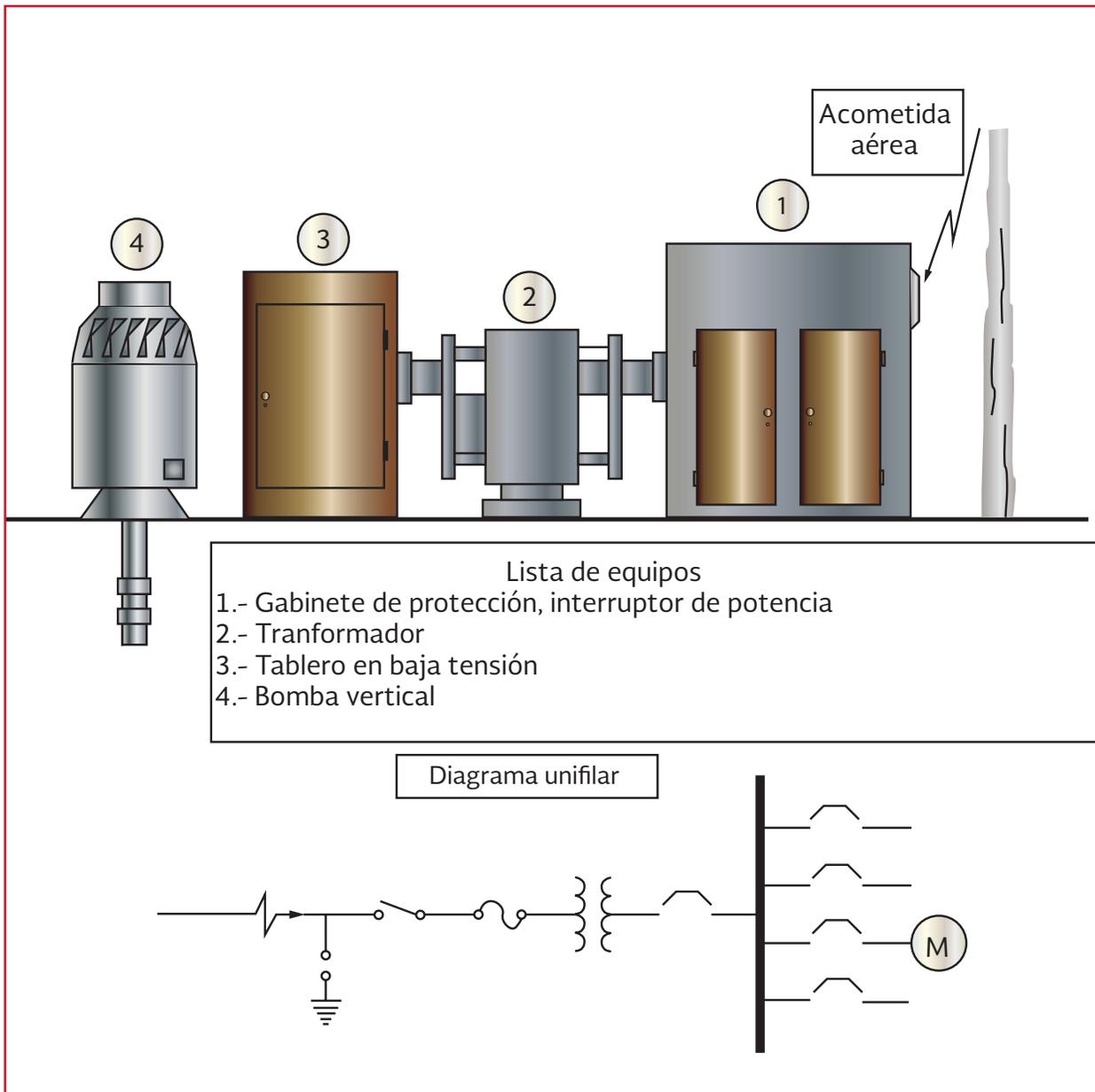


Ilustración 11.14 Arreglo típico de distribución de fuerza

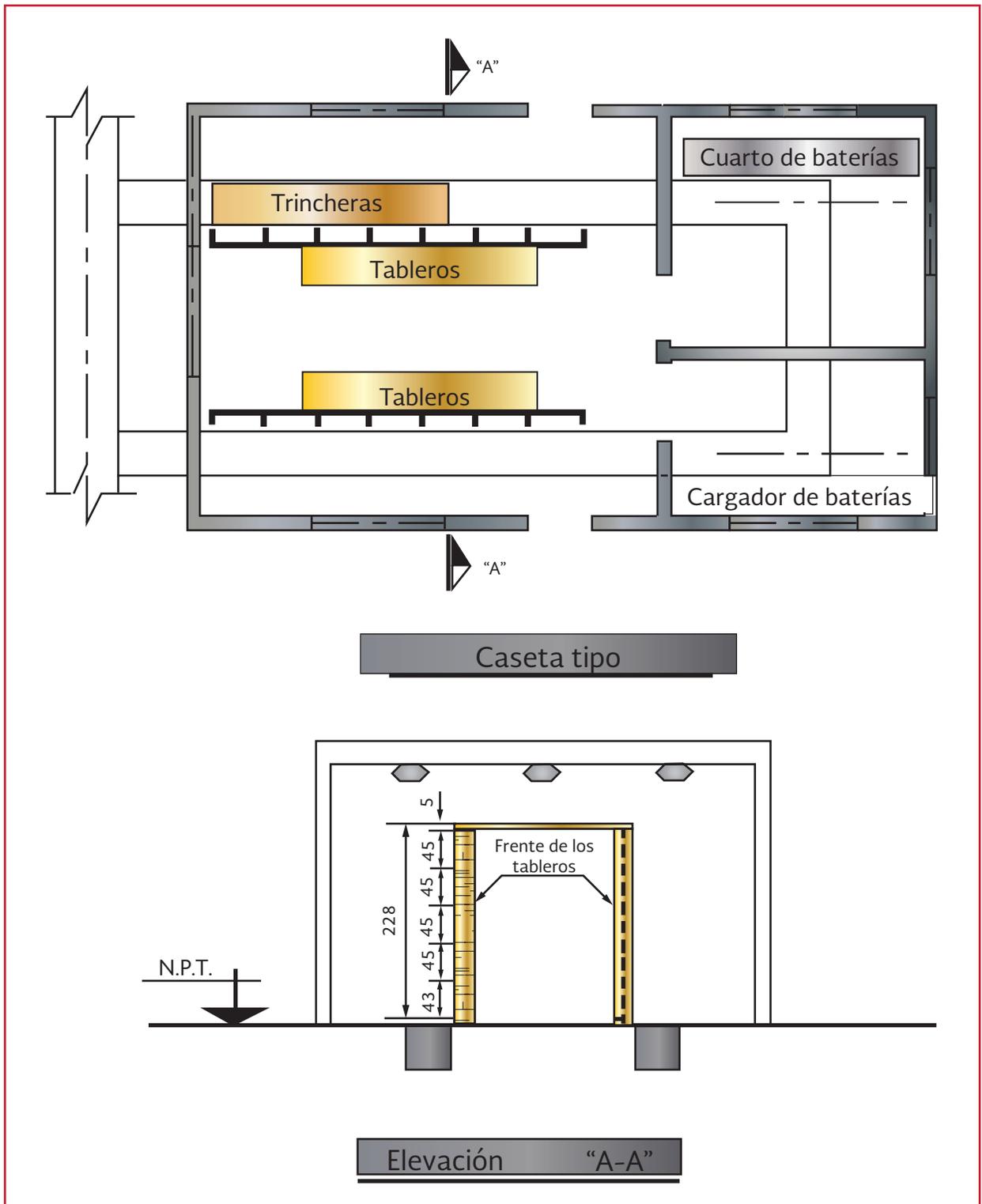


Ilustración 11.15 Cuarto de sopladores



Ilustración 11.16 Subestación SF₆

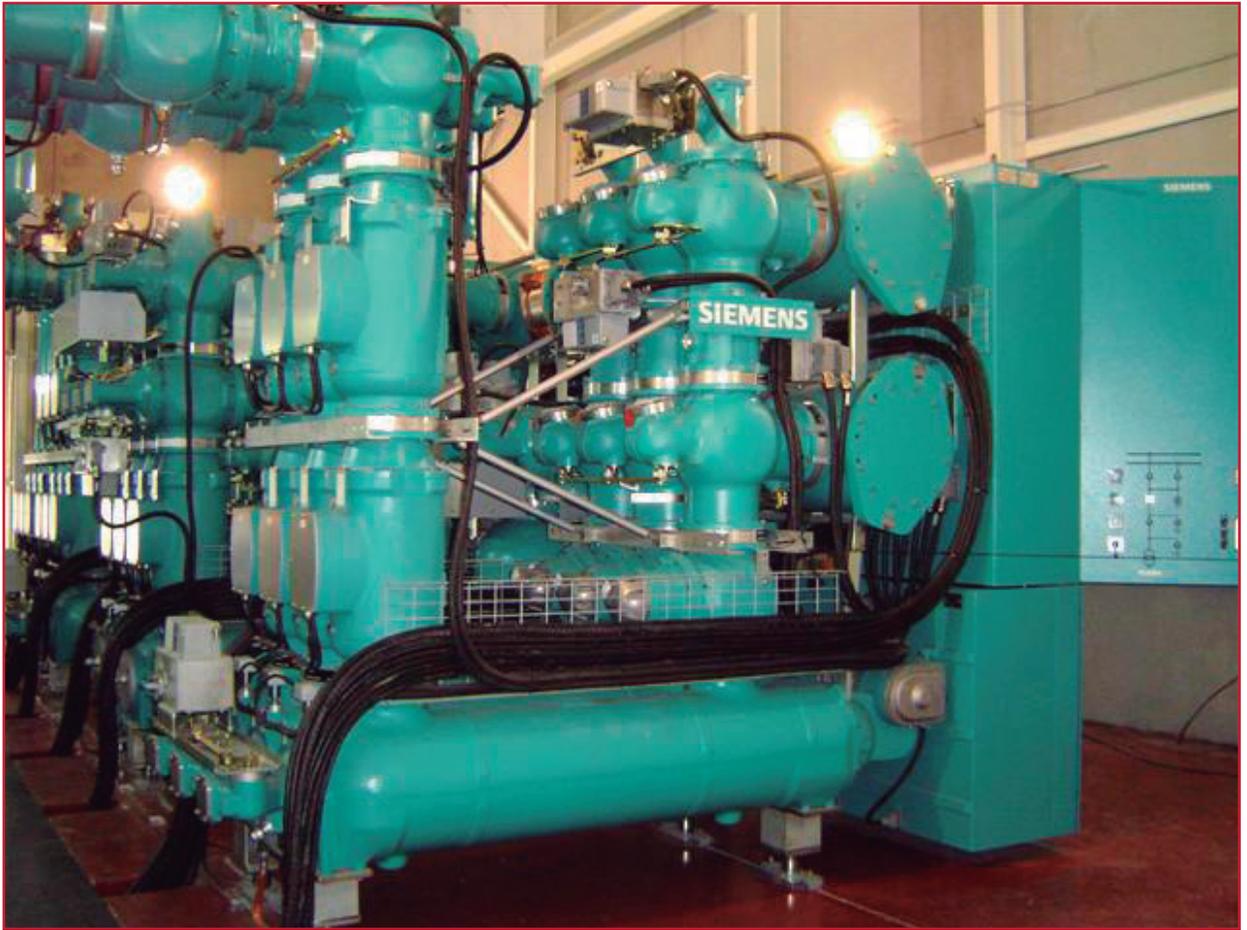
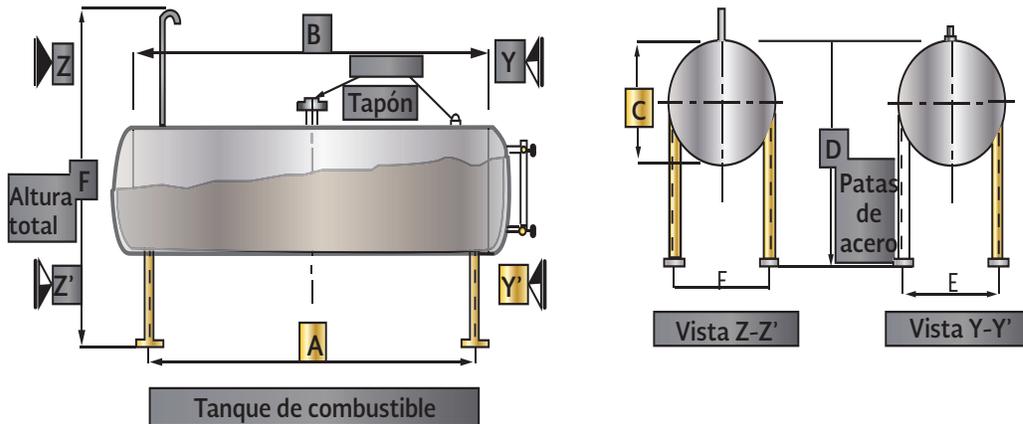


Ilustración 11.17 Dimensiones de tanques de combustible para plantas de emergencia



3"	9	2 500 lts	12	2 430	2 840	970	1 120	434	1 708
3"	8	2 000 lts	12	2 400	2 500	970	1 110	423	1 708
2.5"	7	1 500 lts	12	2 008	2 100	970	1 105	418	1 706
2.5"	6	1 200 lts	12	1 820	1 978	970	1 100	410	1 705
2.5"	5	1 000 lts	12	1 742	1 898	860	1 050	408	1 550
2"	4	800 lts	13	1 220	1 370	820	1 031	810	1 641
2"	3	600 lts	13	1 103	1 260	770	1 030	730	1 570
1.5"	2	400 lts	13	1 117	1 256	680	950	680	1 485
1.5"	1	200 lts	14	1 200	1 300	475	740	455	1 200
Ángulo de la plata	No.	Capacidad	Lám. Cal	A	B	C	D	E	F

Nota:
 Todas las dimensiones son aproximadas y sin escala por lo que debe de consultarse con el fabricante

Acotaciones en milímetros

Tabla 11.1 Distancia mínima del espacio de trabajo en una instalación eléctrica

Tensión a tierra (volts)	Distancia mínima (metros)		
	Condición 1	Condición 2	Condición 3
601-2,500	0.90	1.2	1.5
2 501-9 000	1.20	1.5	1.8
9 001-25 000	1.50	1.8	2.8
25 001-75 kV	1.80	2.5	3
más de 75 kV	2.50	3.0	3.7

Donde las condiciones son las siguientes:

1. Partes vivas expuestas en un lado y no activas o conectadas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo o partes vivas expuestas a ambos lados protegidas eficazmente por materiales aislantes.
2. Partes vivas expuestas en un lado del espacio de trabajo y partes conectadas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo. Las paredes de concreto, tabique o azulejo se consideran superficies conectadas a tierra.
3. Partes vivas expuestas en ambos lados del espacio de trabajo.

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 11.2 Espacio mínimo de seguridad de las partes vivas

Valor nominal de tensión (kV)	Nivel Básico de impulso, BIL (kV)		Distancia mínima de seguridad de las partes vivas			
			Fase a fase		Fase a tierra	
	Interiores	Exteriores	Interiores	Exterior	Interiores	Exteriores
			Centímetros			
2.40 - 4.16	60	95	11.5	18	80	15.5
7.2	75	95	14	18	105	15.5
13.8	95	110	19.5	30.5	130	18
14.4	110	110	23	30.5	170	18
23	125	150	27	38.5	190	25.5
34.5	150	150	32	38.5	245	25.5
	200	200	46	46	335	33.5
46	-	200	-	46	-	33.5
	-	250	-	53.5	-	43.5
69	-	250	-	53.5	-	43.5
	-	350	-	79	-	63.5
115	-	550	-	135	-	107
138	-	550	-	135	-	107
	-	650	-	160.5	-	127
161	-	650	-	160.5	-	127
	-	750	-	183	-	147.5
230	-	750	-	183	-	147.5
	-	900	-	226.5	-	180.5
	-	1 050	-	267	-	211

Los valores dados corresponden a las distancias mínimas de seguridad para partes rígidas y conductores desnudos en condiciones de servicio favorables. Estas distancias se deben aumentar para condiciones de movimiento de los conductores o bajo condiciones de servicio desfavorables, o cuando las limitaciones de espacio lo permitan. La selección de la tensión de impulso no disruptivo asociado para una tensión del sistema particular, se determina por las características del equipo de protección contra sobretensiones.

Fuente: NOM-001-SEDE

Tabla 11.3 Especificación de equipo de subestación tipo poste (un poste)

Modulo de materiales						
Ref. No.	Especificación o NRF CFE	Unidad	Descripción corta	Cantidad		
				13 kV	23 kV	33 kV
1	NRF-025	Pz	Transformador D3*-13200-220Y/127	1		
2	NRF-025	Pz	Transformador D3*-23000-220Y/127		1	
3	NRF-025	Pz	Transformador D3*-33000-220Y/127			1
4	V4100-03	Pz	Cortacircuito fusible CCF-15-100-110	3		
5	V4100-03	Pz	Cortacircuito fusible CCF-27-100- 125		3	
6	V4100-03	Pz	Cortacircuito fusible CCF-38 -100- 150			3
7	VA400-43	Pz	Apartarrayo ADOM -10	3		
8	VA400-43	Pz	Apartarrayo ADOM-18		3	
9	VA400-43	Pz	Apartarrayo ADOM- 27			3
10	5GE00-01	Pz	Eslabón Fusible	3	3	3
11	2C900-93	Pz	Cruceta PT200	1	1	
12	2C900-93	Pz	Cruceta PT250			1
13	2A100-05	Pz	Abrazadera UC	1	1	1
14	2A100-05	Pz	Abrazadera UL	1	1	1
15	2S300-46	Pz	Soporte CV1	1	1	1
16	2A600-11	Pz	Placa 1PC	4	4	4
17	67B00-04	Pz	Tornillo 16 x 63	2	2	2
18	Sin Referencia	Pz	Estribo	3	3	3
19	2D100-27	Pz	Conector para línea viva	3	3	3
20		Pz	Conector	2	2	2
21	E0000-03	m	Cable de cobre CF	12	12	12
22	E0000-32	Kg	Alambre Cu 4	2	2	2
23		Lote	Bajante de tierra	1	1	1

Fuente CFE- 08TR08 -AC0

Tabla 11.4 Subestación tipo dos poste (para bombeo agrícola)

Modulo de materiales						
Ref. No.	Especificación o NRF CFE	Unidad	Descripción corta	Cantidad		
				13 kV	23 kV	33 kV
1	Sin referencia	Pz	Transformador trifásico en 13,2 kV-*(4)	1	-	-
2	Sin referencia	Pz	Transformador trifásico en 23 kV-*(4)	-	1	-
3	Sin referencia	Pz	Transformador trifásico en 33 kV-*(4)	-	-	1
4	V4100-03	Pz	Cortacircuito fusible CCF-15-100-110 (2)(4)	3	-	-
5	V4100-03	Pz	Cortacircuito fusible CCF-27-100-150 (2)(4)	-	3	-
6	V4100-03	Pz	Cortacircuito fusible CCF-38-100-200 (2)(4)	-	-	3
7	VA400-43	Pz	Apartarrayo ADOM - 10 (3) (4)	3	-	-
8	VA400-43	Pz	Apartarrayo ADOM-18 (3) (4)	-	3	-
9	VA400-43	Pz	Apartarrayo ADOM- 27 (3) (4)	-	-	3
10	J6200-03	Pz	Poste de concreto PCR-12-750 (5)	1	1	1
11	J6200-03	Pz	Poste de concreto PC-7-500 (5)	1	1	1
12	5GE00-01	Pz	Eslabón fusible	3	3	3
13	NRF-005	Pz	Aislador 13SHL45N (1)	3	-	-
14	NRF-005	Pz	Aislador 23SHL45N (1)	-	3	-
15	NRF-005	Pz	Aislador 34SHL45N (1)	-	-	3
16	2C900-93	Pz	Cruceta PR 200 (4)	2	2	2
17	2C900-93	Pz	Cruceta PT 200 (4)	1	1	1
18	2A100-05	Pz	Abrazadera UC	1	1	1
19	2A100-05	Pz	Abrazadera UL	1	1	1
20	2A100-06	Pz	Abrazadera 2UH	2	2	2
21	2A100-06	Pz	Abrazadera 3UH	2	2	2
22	Sin referencia	Pz	Parrilla 2P	1	1	1
23	2M300-37	Pz	Moldura RE	1	1	1
24	20100-38	Pz	Ojo RE	2	2	2
25	2C500-68	Pz	Grapa remate	3	3	3
26	2P200-49	Pz	Perno DR 16 x 357	2	2	2
27	Sin referencia	Pz	Estribo	3	3	3
28	2D100-27	Pz	Conector para línea viva	3	3	3
29	55000-86	Pz	Conector	2	2	2
30		Lote	Bajante de tierra	2	2	2

Notas:

1. En áreas de contaminación utilice 13SHL45C, 23SHL45C o 34SHL45C según corresponda.
2. Seleccionar según la capacidad interruptiva requerida.
3. Para sistemas 3F-3H, se debe consultar al responsable técnico de la zona que corresponda
4. Para Contaminación, se debe seleccionar los cortacircuitos CCF-C, apartarrayos ADOMC, transformador y Crucetas C o Crucetas de Madera.
5. En áreas de contaminación utilice poste de concreto PCR-*C-* de la medida requerida.

Tabla 11.5 Características nominales de los postes de concreto reforzado

Des- cripción corta	Dimensiones						Resis- tencia a la rup- tura (N)	Masa aprox. (kg)	Clave 40
	A	B	C	D	E	F			
	(m)		(mm)						
PCR-6- 900	6	03	174	264	160	745	8 891	421	J63BCRC3D6
PCR-7- 500	7	03	174	279	175	745	4 905	533	J63D7RC3D7
PCR- 7C-500	7	03	174	279	155	545	4 905	569	J637CRC3D7
PCR-9- 400	9	18	150	285	181	73	3 924	629	J63G4RC3E4
PCR- 9C-400	9	18	150	285	161	53	3 924	690	J639CRC3E4
PCR-9- 600	9	18	150	285	181	73	5 886	629	J6309RC3F2
PCR- 9C-600	9	18	150	285	161	53	5 886	690	J63G7UC3E4
PCR-11- 500	11	18	150	315	211	73	4 905	835	J63J5RC3F2
PCR- 11C-500	11	18	150	315	191	53	4 905	922	J6311RC3F2
PCR-11- 700	11	18	150	315	211	73	6 867	835	J63J9RC3F2
PCR- 11C-700	11	18	150	315	191	53	6 867	922	J6311CC3F2
PCR-12- 750	12	18	150	330	226	73	7 848	947	J63MKRC3E8
PCR- 12C-750	12	18	150	330	206	53	7 357,5	1 049	J6312CC3F7
PCR-12- 1250	12	18	175	355	204	51	12 262,5	1 355	J63MXRC3FG
PCR-13- 600	13	18	150	345	241	73	5 886	1 065	J63N7RC3F9
PCR- 13C-600	13	18	150	345	221	53	5 886	1 150	J6313CC3F7
PCR-14- 700	14	18	150	360	256	73	6 867	1 120	J6314EC3G3
PCR-15- 800	15	18	150	375	271	73	7 848	1 320	J632ARC3FG

NOTAS: Abreviaturas en la descripción corta.

PCR = Poste de concreto reforzado

6...15 = Longitud en m

C = Contaminación (costa y zona industrial)

400... 1 250 = Resistencia a la ruptura.

Fuente: CFE- J6200-03

Tabla 11.6 Criterios de selección para S.E. compactas y rurales

S.E. compacta	S.E. rural
Ocupa poco espacio	Ocupa un espacio mayor
No existe limitación en cuanto a la capacidad y peso del transformador	Existe limitación en cuanto a la capacidad y peso del transformador
No existe limitación en cuanto al número de transformadores	Existe limitación en cuanto al número de transformadores
Inversión inicial alta	Inversión inicial normal
Intercambiabilidad de equipos de diferentes marcas	Intercambiabilidad de equipos de diferentes marcas
Instalación relativamente complicada	Fácil instalación
Mejor estética	Aspecto rural
Flexibilidad para ampliaciones futuras	Dificultad para ampliaciones futuras
No existe riesgo de contacto accidental con partes vivas	Existe riesgo de contacto accidental con partes vivas
Mantenimiento relativamente mayor	Poco mantenimiento



CONCLUSIONES

Este material brinda al diseñador eléctrico las herramientas básicas para afrontar la responsabilidad de planear una instalación donde intervengan equipos eléctricos tales como tableros, canalizaciones, protecciones, subestaciones eléctricas, transformadores, sistema de tierras e incluso alumbrado. Para poder lograr este objetivo el documento utiliza 11 capítulos donde se trata de abordar diferentes aspectos que son necesarios para realizar el diseño completo de una instalación.

Dentro de los capítulos se manejan recomendaciones y tablas de normas tanto nacionales como internacionales a las que se debe de apegar el diseñador ya que es necesario mantener estándares de diseño e instalación para poder realizar modificaciones futuras de manera ordenada y con los mismos criterios a los iniciales.

Los capítulos además de abordar teoría y tablas también se centran en los cálculos matemáticos teóricos que sirven de base para la selección tanto de elementos de instalación, como son cables o transformadores, así como elementos de protección como guardamotors o dispositivos termomagnéticos. La comprensión de las fórmulas matemáticas es importantes ya que son la base para poder definir elementos que son importantes dentro de la instalación eléctrica.

Este libro trata de dar al diseñador las herramientas básicas para afrontar el proyecto más no significa que sea la única herramienta que el diseñador pueda usar, siempre es recomendable reforzar el desarrollo del proyecto utilizando al menos una bibliografía más para poder estar seguro que la decisión de diseño es la adecuada ya que de no serla esto puede generar incrementos en el costo de planeación y ejecución del mismo.



A

PROBLEMAS

Problema 1

Un transformador subalimentador de 100 kVA, está protegido por un fusible de retardo de tiempo para el servicio principal. El transformador es usado para reducir en conexión delta trifásica de 480 volts a 120/208 volts de servicio y cuatro hilos, con una carga continua de servicio en el secundario de 200 amps. El dispositivo de protección de sobre corriente es 25 dentro del secundario de los transformadores. Cuál es el tamaño de lo siguiente:

Respuesta

	Corriente nominal completa en el primario
	Corriente nominal completa en el secundario
	Dispositivo de protección de sobrecorriente para el primario
	Dispositivo de protección de sobrecorriente para el secundario
	Conductor para el primario (usando aluminio)
	Conductor para el primario (usando cobre)
	Conductor para el secundario (usando cobre)
	Conductor para el secundario (usando aluminio)
	Puente de unión (usando cobre)
	Conductor del electrodo de tierra (usando cobre)
	Conductor del electrodo de tierra (usando aluminio)

Problema 2

Cuál es el tamaño del conductor de cobre THW requerido para un alimentador que suministra a una línea de 25 amp, 35 amp y 50 amp de un motor de inducción jaula de ardilla.

Respuesta

Problema 3

Un capacitor de 7.5 kVA es conectado a tres fase, 460 volts, a un motor de 50 h.p jaula de ardilla con un código de letra "F" y un índice constante de aumento de 40 °C. Cuál es el tamaño del conductor para alimentar el condensador.

Respuesta

Problema 4

Un motor de 40 h.p tipo jaula de ardilla con conexión trifásica a 480 volts con letra de código B y un aumento de 50°C esta cableado. Encuentra el tamaño de lo siguiente:

Respuesta

	Desconectador (no fundible)
	Fusible de retardo de tiempo
	Conductores del circuito derivado
	Conducto
	Controlador en h.p
	Sobrecarga

Problema 5

Un motor de 25 h.p tipo jaula de ardilla con conexión trifásica a 230 volts con letra de código A y un factor de servicio de 1.0 esta cableado. Encuentra el tamaño de lo siguiente:

Respuesta

	Conductores del circuito derivado
	Conducto
	Cortacircuitos
	Sobrecarga
	Controlador en h.p
	Corriente del motor bloqueado

1. Defina el término “acometida”

2. Defina el término As Built

3. ¿Qué es una charola?

4. Defina ¿Qué es ingeniería básica?

5. ¿Qué es una memoria de cálculo?

6. ¿Qué es un estudio eléctrico o mecánico y en qué consisten?

7. Defina que son las bases de diseño

8. ¿Cómo se clasifica el nivel de tensión de acuerdo a normas?

9. ¿Cuáles son las tensiones eléctricas en baja tensión y mediana tensión usadas en el sector?

10. Mencione el nombre del arreglo básico (diagrama unifilar) más sencillo; este muestra solamente un alimentador primario, un transformador que alimenta un bus, se utiliza donde no es necesario una continuidad del servicio

11. Indique el procedimiento que se debe realizar ante la CFE, antes de iniciar un proyecto con objeto de garantizar el suministro de energía.

12. ¿Cuál es el procedimiento de cálculo para selección de conductores?

13. En una instalación eléctrica ¿Cuáles son las condiciones operativas que causan un bajo factor de potencia?

14. Indique la expresión matemática que se emplea para obtener la corriente nominal de un motor eléctrico

15. ¿Cuáles son los principales métodos de arranque de motores?

16. ¿Cuál es el % de caída de tensión permitido en un circuito que alimenta un motor?

17. Para seleccionar el calibre de un conductor que alimenta un motor ¿Qué factor se aplica a la corriente nominal del equipo?

18. Indique los tipos de enfriamiento usados en transformadores

19. indique la conexión más común empleada en transformadores

20. ¿Qué norma recomienda los niveles de iluminación?

21. ¿Cuál es el medio de identificación de un conductor de puesta tierra según la NOM-001-SEDE?

22. Defina ¿Qué es un interruptor de alta tensión?

23. ¿Qué tipo de lámparas se recomienda instalar en oficinas, vestidores, talleres, almacenes, cuartos de control, etc?

24. ¿Qué es un fusible?

25. ¿Cuándo se presenta una variación de tensión que efecto le provoca al motor?

26. Calcule el factor de potencia de cualquier mes tomando en cuenta los datos de su factura de CFE

27. Calcule el factor de carga de cualquier mes, tomando en consideración la factura de CFE

28. Indique que tipo de transformador y que relación en tensión se recomiendan utilizar para alimentar los servicios propios de una instalación.

29. ¿Qué factores se aplican para seleccionar el conductor de un motor?

30. ¿Qué tipo de envolvente deberá seleccionarse, para un tablero que será instalado en el exterior y que debe tener protección contra suciedad, lluvia, agua y nieve?

31. ¿Cómo se identifica un conductor de puesta a tierra los motores?

32. ¿Qué datos se requieren para realizar un estudio de corto circuito y cuál es el método de cálculo más común?

33. En una instalación eléctrica indique ¿Qué es el estudio de coordinación de protecciones?

34. ¿Qué es el punto ANSI?

35. ¿En un estudio de coordinación de protecciones se debe considerar la curva de protección del cable?

36. La capacidad interruptiva de un fusible en 13.8 en kV depende de:

37. ¿Qué objetivo se persigue con el estudio de coordinación de aislamiento?

38. ¿Cuál es el valor de corto circuito en el secundario de un transformador DE 500 kVA 13.2-0.48 kV el cual tiene una $\%Z= 5$ si la contribución de la red es de 500 MVA?

39. ¿Cuál es la capacidad nominal del fusible del primario de un transformador de 1000 kVA, 3 fases, 13.8 kV?

40. Calcule el valor del capacitor necesario para tener un FP=70% ATRASADO, alimentado por una fuente de 120/0° Volts, 60 Hertz.

41. Se tiene una línea monofásica que alimenta una carga de 20 KW a 240 Volts con un FP=0.8 se desea medir la corriente por lo tanto seleccione un amperímetro y su transformador de corriente.

42. Se tiene una línea trifásica que alimenta una PTAR la cual tiene una tensión de 4160 V se requiere medir la tensión por lo que seleccione el voltmetro y el transformador de potencial.

43. ¿Hasta qué % de desbalance se recomienda tener en un circuito para operar los circuitos sin daño alguno?

44. ¿Qué efectos se presentan en un motor cuando este tiene un desbalance en la tensión?

45. La bomba de un pozo es de 40hp y en las mediciones tomadas se determinó que toma 19.1KW con un factor de potencia del 61% .Determine el banco de capacitores en KVAR para corregir el factor de potencia al 90%

B

FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

B.1. OBJETIVO

Contar con un procedimiento integral para la atención de las solicitudes de servicio de energía eléctrica que responda a las necesidades de los organismos operadores, comisiones estatales de agua y todas las áreas del sector hídrico que satisfaga sus expectativas y facilite los trámites requeridos para el suministro de energía eléctrica a los nuevos servicios, ampliación o modificación de las instalaciones existentes, en alta o media tensión, con apego a los lineamientos aplicables de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, su Reglamento y el Reglamento en Materia de Aportaciones.

B.2. CAMPO DE APLICACIÓN

Este procedimiento es de aplicación en el ámbito de la Subdirección de Distribución (CFE) y debe ser observado en todo proyecto del sector hídrico que requiera suministro eléctrico para su operación.

B.3. CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES

Políticas

1. Todas las solicitudes de electrificación en las que el solicitante esté dispuesto a cubrir las aportaciones que se deriven de las obras específicas y que por su conveniencia no deseen incluirla en los programas de electrificación rural quedarán sujetas a los términos de este procedimiento, incluyendo las que presenten los gobiernos de las entidades federativas o ayuntamientos.
2. Los niveles de autorización de los documentos oficiales, como son: convenios de aportaciones, oficios resolutivos, estudios técnicos, entre otros, quedan definidos por las Gerencias Divisionales (CFE), en el cuadro de facultades y responsabilidades correspondientes, atendiendo los lineamientos legales aplicables

3. Es responsabilidad del Departamento de Planeación que corresponda poner a consideración de su área jurídica previo a su formalización, los convenios de aportaciones autorizados, con el fin de que se revisen los aspectos legales del mismo
4. Las instalaciones del servicio público de baja, media y alta tensión se construirán en vía pública
5. Cuando para la ejecución de la obra específica, ampliación o modificación en las que sea necesario construir a través de predios, el solicitante será responsable de los trámites relacionados con la constitución de servidumbres de paso, elaboración de estudios de impacto ambiental, indemnizaciones, adquisición y donación de terrenos, entre otros, asimismo entregará la documentación legal a favor de CFE que acredite la escritura de servidumbre legal de paso (cuando aplique) o la escritura pública del predio en donación para la construcción de una subestación
6. Es responsabilidad de los Departamentos Divisionales de Planeación atender las solicitudes de servicio de energía eléctrica con demandas de hasta 20 MVA, sin importar la naturaleza de la misma o que esta demanda se alcance en una o varias etapas
7. Las Divisiones de Distribución definirán los niveles de demanda que atenderán sus Zonas de Distribución
8. Es obligación de las Divisiones de Distribución enviar a la Gerencia de Planeación, copia en medio electrónico de los oficios de presupuesto de obra que se generen como resultado de la atención de una solicitud de servicio de naturaleza colectiva en media o baja tensión, con demandas mayores a 5 MVA y para el caso de solicitudes en alta tensión las que presenten demandas mayores a 10 MVA
9. Para las solicitudes de servicio de energía eléctrica con demandas mayores a 20 MVA independientemente que esta demanda se alcance en una o varias etapas, requieren, previo a la respuesta oficial al solicitante, contar con el visto bueno de la Subdirección de Distribución, en virtud de que éstas, pueden generar modificaciones al programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) o que el punto de suministro se defina en niveles de transmisión
10. La Gerencia de Planeación es la responsable de coordinar con la Subdirección de Programación y en su caso con la Unidad de Ingeniería Especializada, el Centro Nacional de Control de Energía, Coordinación de Transmisión, Coordinadora de Proyectos de Transmisión y Transformación y las Divisiones de Distribución, las reuniones de trabajo necesarias para definir las obras que satisfagan los requerimientos de las solicitudes a las que se refiere el punto anterior
11. Es responsabilidad de las Zonas de Distribución enviar al Departamento de Planeación Divisional, la propuesta de atención de las solicitudes que tengan las características definidas en el punto 9, con la ubicación geográfica del servicio, así como las obras preliminares para su conexión
12. Para los casos considerados en el punto 8 las Divisiones y Zonas de Distribución serán las responsables de efectuar los estudios y análisis que permitan identificar las posibles opciones de suministro, considerando para tal efecto la solución

- técnica más económica o el costo en que incurra CFE cuando por razones financieras o sistémicas técnicas no exista otra solución
13. Cuando para proporcionar el servicio de energía eléctrica se requiera la construcción de líneas de alta tensión, subestaciones de distribución o ambas, es responsabilidad de los especialistas de las áreas operativas a nivel divisional participar en la elaboración de las bases de proyecto para definir las características y especificaciones de las obras a construir
 14. Es responsabilidad del área de Administración dar seguimiento al pago de las aportaciones convenidas en parcialidades, aplicando los factores de ajuste vigentes, en el momento del pago de la mensualidad correspondiente y en su caso los intereses moratorios establecidos en el modelo de convenio de aportaciones autorizado
 15. Cuando se presente incumplimiento de pago en dos exhibiciones consecutivas de las aportaciones convenidas, el área de Administración notificará al área Jurídica con copia al Departamento de Planeación, al día siguiente de presentarse el hecho, para que se tomen las acciones que al efecto proceda
 16. Mensualmente el Departamento Comercial identificará las solicitudes de servicio que no fueron pagadas por los solicitantes durante la vigencia del presupuesto y las verificará en campo con el fin de detectar posibles usos ilícitos
 17. Para usuarios en media tensión con demandas mayores a 4 MW se proporcionará asesoría sobre las opciones de suministro en alta tensión acompañada de una evaluación tarifaria
 18. Para servicios que se contraten en tensiones mayores a 138 kV, las Divisiones de Distribución realizarán las gestiones necesarias ante las Áreas de Control y las Gerencias de Transmisión, para llevar a cabo la conexión de las instalaciones del nuevo usuario
 19. Las Divisiones de Distribución son las responsables de fijar el límite de la demanda a contratar por un solicitante en baja tensión cuando su predio se ubique dentro de una red existente, lo anterior sin consulta previa al Departamento de Planeación
 20. Para el caso de solicitudes individuales o de naturaleza colectiva que contemplen servicios que se localicen en áreas suburbanas, se requerirá invariablemente anejar a la solicitud de servicio el dictamen de uso del suelo emitido por la autoridad competente
 21. Cuando para proporcionar el servicio de energía eléctrica se requiera la instalación de subestaciones particulares o bien se trate de solicitudes que tengan concentración de servicios, el Departamento de Planeación se coordinará con el área de Medición y Servicios o de Ingeniería de Servicios al Cliente, para la revisión conjunta de los proyectos, a fin de que se definan los requerimientos de medición de forma oportuna
 22. Será responsabilidad del área de Proyectos y Construcción realizar los trámites relacionados con los derechos de servidumbres de paso, indemnizaciones y donación de terrenos, entre otros, cuando CFE sea la encargada de la adquisición de éstos
 23. Las solicitudes de interconexión que presenten los titulares de un permiso de

generación estarán sujetas a los términos del “Procedimiento para la Atención de Solicitudes de Interconexión” (PROASI) o “Procedimiento de Atención a las Solicitudes de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana o Pequeña Escala a la Red del Servicio Público de Energía Eléctrica (PROASIR)”

24. Cuando se presenten solicitudes en media tensión para alimentar más de un servicio en el mismo predio y para el mismo uso de la energía, se proporcionará a través del mismo punto de suministro, aun y cuando que por las condiciones del predio pudiera proporcionarse a través de otro punto, lo anterior, acorde con lo estipulado en el Instructivo para la Interpretación y Aplicación de las Tarifas para el Suministro y Venta de Energía Eléctrica
25. Si como resultado de una solicitud de servicio se requiere la construcción de una subestación, las dimensiones del terreno a donar se sujetarán a lo indicado en el manual de diseño de subestaciones vigente
26. Cuando se presenten a un mismo tiempo y en un mismo lugar dos o más solicitudes de servicio que obliguen a la construcción de una subestación, el terreno para la construcción de la misma, se entregará en donación a CFE o podrá ser adquirido por esta última cuando así lo consideren conveniente los solicitantes, en este caso se integrará al costo del proyecto, tal y como lo indica el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en Materia de Aportaciones

27. En los servicios de naturaleza colectiva en media tensión donde el solicitante asigne una demanda en forma provisional a un usuario, esta condición deberá ser plasmada mediante el convenio de cesión de derechos de demanda donde se establezca que al concluir el contrato de suministro entre el suministrador y el usuario, la demanda en cuestión será liberada y podrá ser reasignada por el solicitante para nuevos usuarios o para incrementos de demanda dentro del mismo servicio de naturaleza colectiva
28. El cumplimiento del objeto de los convenios en materia de aportaciones que requieran finiquito, será responsabilidad del área administrativa, en coordinación con el Departamento de Distribución o Construcción
29. Las devoluciones en efectivo derivadas de convenios, cuyos trabajos no se hayan iniciado, no causarán interés a favor o en contra del solicitante; para llevar a cabo dichas devoluciones será necesario realizar finiquito. La elaboración del finiquito será responsabilidad del área administrativa
30. Las solicitudes de edificios o torres de gran altura estarán sujetas a la especificación técnica del suministrador correspondiente aprobada por la Secretaría de Energía
31. La incorporación de nuevos servicios a convenios de subestación compartida se realizarán mediante adenda al convenio original
32. Para los casos en que sea necesario notificar al solicitante de que existe impedimento técnico, el Departamento de

Planeación correspondiente lo notificará al Solicitante mediante el formato de la presente especificación técnica

Aspectos técnicos

1. Con el propósito de proporcionar asesoría a los solicitantes que requieran un servicio de energía eléctrica en media tensión con demandas iguales o mayores a 5 MW o en alta tensión con demandas iguales o mayores a 20 MW, se debe realizar una reunión de trabajo con los interesados y su personal técnico para explicarles en forma detallada el resultado de los estudios, las características de las obras y los pormenores de las aportaciones a su cargo
2. En el caso de solicitudes en media o alta tensión y previo a la elaboración del oficio de presupuesto de obra, el Departamento de Planeación solicitará a los departamentos técnicos, le proporcionen los requerimientos que deberá considerar el solicitante para recibir el suministro de energía eléctrica
3. Los solicitantes que manifiesten su necesidad de compartir una subestación particular en los niveles de media o alta tensión, se sujetarán a los términos descritos por los formatos de CFE , debiendo presentar previamente el formato de solicitud de energía eléctrica bajo el régimen de aportaciones y el convenio de subestación compartida correspondiente
4. Los transformadores a la instalar en una subestación particular, deben cumplir con la NOM-002-SEDE, acreditándose con el informe de pruebas de rutina emitido por el fabricante
5. Para desarrollos con crecimiento por etapas, el solicitante debe adjuntar a la solicitud de servicio, un programa calendarizado de demandas y un plano con la cobertura geográfica referenciada de la totalidad del predio delimitando cada una de las etapas
6. Cuando para la prestación del servicio de energía eléctrica se requiera a petición de los solicitantes un servicio de respaldo, CFE preferentemente proporcionará el servicio a través de un alimentador diferente mediante un equipo de transferencia automático instalado por el solicitante. En el caso de servicios existentes que opten por este servicio, es obligación de CFE investigar si el origen de la solicitud obedece a fallas frecuentes del servicio imputables a sus instalaciones, en cuyo caso se deberán corregir lo antes posible, informando al usuario como apoyo a su decisión de contar con un respaldo
7. Para efectos de contratación de servicios en lugares de concentración pública, áreas peligrosas o servicios suministrados en media o en alta tensión, el solicitante debe presentar el dictamen de verificación de instalaciones eléctricas emitido por una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas (UVIE) aprobada por la Secretaría de Energía
8. Para efectos de contratación de solicitudes de suministro para uso de bombeo de aguas superficiales o del subsuelo, el solicitante debe presentar el Título de Concesión de Aguas Nacionales o sus Bienes Públicos Inherentes, expedido por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), en el que se especifique el destino del agua extraída del aprovechamiento

9. Para efectos de contratación de solicitudes de suministro para uso de aprovechamientos de recursos forestales o aserraderos, el solicitante debe presentar el permiso expreso de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)
10. En los casos de contratación por parte de personas morales, el solicitante debe presentar el acta constitutiva de la empresa y la acreditación de quien tenga poder para firmar el contrato
11. El costo de la obra civil asociado a las acometidas subterráneas en baja y media tensión, hasta el punto de suministro que indique CFE, son con cargo al solicitante
12. Para el cálculo de las aportaciones derivadas de una solicitud de servicio deben utilizarse sin excepción los costos del catálogo de precios aprobado por la CRE (Comisión Reguladora de Energía)
13. Cuando se presenten incrementos de demanda en servicios de media tensión que superen la carga contratada, el área Comercial debe informar sin excepción alguna al Departamento de Planeación, para que éste a su vez determine las aportaciones que en su caso se deriven de dicho incremento
14. Para los casos en que sea necesario notificar al solicitante de que existe impedimento técnico, el Departamento de Planeación correspondiente lo notificará al solicitante mediante el formato de la presente especificación técnica
15. Cualquier situación no prevista en la presente especificación técnica debe ser consultada a la Subdirección de Distribución, quien dará el tratamiento extraordinario a cada caso en especial o en su defecto solicitará a la Secretaría de Energía, para que ésta se pronuncie y en su caso adicione la resolución a esta especificación para su aplicación general cuando así proceda.

Descripción del procedimiento:		
No.	Responsable	Descripción
1	Solicitante	Presenta solicitud de servicio de energía eléctrica bajo el régimen de aportaciones acompañada de los requisitos para obtener el servicio
2	Departamento Comercial	Recibe y registra solicitud de servicio acompañada de los requisitos completos, de acuerdo al tipo de solicitud
3	Departamento de Planeación	Descarga solicitudes recibidas del área Comercial y adicionalmente registra en SIAD solicitudes de servicio recibidas localmente
4	Departamento de Planeación	Realiza visita de campo con la información proporcionada por el solicitante y elabora estudio técnico
5	Departamento de Planeación.	¿Existe impedimento técnico? Si = Continúa proceso en actividad 6 No = Continúa proceso en actividad 7
6	Departamento de Planeación	Notifica impedimento técnico
7	Departamento de Planeación	¿La demanda de la solicitud es mayor a 20 MVA? Si = Continúa proceso en actividad 8 No = Continúa proceso en actividad 12
8	Departamento de Planeación	Integra propuesta de atención y envía al departamento de Planeación Divisional
9	Planeación Divisional	Revisa propuesta de atención y envía a Gerencia de Planeación para su aprobación
10	Gerencia de Planeación	Analiza propuesta en coordinación con el área de Programación, en su caso involucra a la Unidad de Ingeniería Especializada, se acuerda punto de suministro
11	Gerencia de Planeación	Informa a la División correspondiente los términos de atención de la solicitud
12	Departamento de Planeación	Prepara presupuesto de obras en base a los términos de atención definidos y turna para su formalización
13	Departamento de Planeación/ Comercial Zona	Entrega oficio de presupuesto de obra al solicitante
14	Departamento de Planeación	¿Está exento de aportaciones? Si = Continúa proceso en actividad 15 No= Continúa proceso en actividad 16
15	Departamento de Planeación	¿Requiere construcción de obras? Si = Continúa proceso en actividad 18 No= Continúa proceso en actividad 21
16	Solicitante	¿Acepta presupuesto, conviene o paga aportación por obra específica? Si = Continúa proceso en paso 18 No =Continúa proceso en paso 17
17	Solicitante	¿El solicitante construye la obra específica? Si= Continúa trámite de acuerdo el Procedimiento de Obras Construidas por Terceros No= Finaliza proceso
18	Departamento de Distribución o Construcción	Programa, ejecuta o licita las obras, de acuerdo al proyecto definido

Descripción del procedimiento:		
No.	Responsable	Descripción
19	Departamento de Distribución o Construcción	Envía plano definitivo elaborado en software institucional e inventario físico valorizado al área de Planeación y Administración respectivamente, notifica la terminación o recepción de las obras al Departamento Comercial e ISC para su contratación y conexión
20	Departamento de Distribución	Energiza las obras
21	Departamento Comercial	Formula contrato(s) y conecta servicio(s)
22	Administración	Capitaliza obras e incorpora al activo fijo

Fuente: CFE DCPROASO

C

LISTADO DE NORMAS DE CÁLCULO, ESTUDIO Y DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

G.1. LISTA DE NORMAS OFICIALES Y NORMAS MEXICANAS

Norma	Título
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas. (Utilización)
NOM-001-SEDE-2010	Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución
NOM-008-SCFI-2002	Sistema general de unidades de medidas
NOM-022-STPS-2008	Electricidad estática en los centros de trabajo-Condiciónes de seguridad e higiene
NOM-025-STPS-2008	Condiciónes de iluminación que deben de tener los centros de trabajo
NOM-029-STPS-2005	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-Condiciónes de seguridad
NOM-010-SECRE-2002	Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para estaciones de servicio
NOM-113-SEMARNAT-1998	Que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticas
NOM-114-SEMARNAT-2004	Que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticas
NMX-J-163-ANCE-2004	Artefactos eléctricos-Configuraciones
NMX-J-472-ANCE-2008	Conductores-Determinación de la cantidad de gas ácido halogenado generado durante la combustión controlada de materiales poliméricos tomados de cables eléctricos-Método de prueba
NMX-J-498-ANCE-2011	Conductores-Determinación de la resistencia a la propagación de la flama en conductores eléctricos que se colocan en charola vertical-Método de prueba
NRF-011-CFE-2004	Sistema de tierras para plantas y subestaciones eléctricas

NOM-007-ENER-2004 Eficiencia energética en sistemas de alumbrado en edificios no residenciales

NOM-053-SCFI-2000 Elevadores eléctricos de tracción para pasajeros y carga-Especificaciones de seguridad y métodos de prueba para equipos nuevos

G.2. LISTADO DE NORMAS DE PRODUCTOS ELÉCTRICOS

Norma	Título
NOM-003-SCFI-2000	Productos eléctricos especificaciones de seguridad
NMX-J-005-ANCE-2005	Interruptores de uso general para instalaciones eléctricas fijas – Especificaciones generales y métodos de prueba
NOM-058-SCFI-2007	Productos eléctricos-Balastos para lámparas de descarga eléctrica en gas-Especificaciones de seguridad
NOM-063-SCFI-2001	Productos eléctricos - Conductores-Requisitos de seguridad
NOM-064-SCFI-2000	Productos eléctricos - Luminarios para uso en interiores y exteriores-especificaciones de seguridad y métodos de prueba
NOM-021-ENER/SCFI-2008	Eficiencia energética, requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado
NOM-011-ENER-2006	Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido. Límite, métodos de prueba y etiquetado
NOM-014-ENER-2004	Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0.180 kW a 1.500 kW. Límites, método de prueba y marcado
NOM-016-ENER-2010	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0.746 a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado
NMX-J-002-ANCE-2001	Conductores – Alambres de cobre duro para usos eléctricos-Especificaciones
NMX-J-008-ANCE-2001	Conductores – Alambres de cobre estañado suave o recocido para usos eléctricos-Especificaciones
NMX-J-009/248-1-ANCE-2006	Fusibles para baja tensión – Parte 1: Requisitos generales
NMX-J-009/248-4-ANCE-2006	Fusible para baja tensión – Parte 4: Fusibles clase CC
NMX-J-009/248-8-ANCE-2006	Fusible para baja tensión – Parte 8: Fusibles clase J
NMX-J-009/248-15-ANCE-2006	Fusible para baja tensión – Parte 15: Fusibles clase T
NMX-J-009/248-7-ANCE-2000	Fusibles para baja tensión – Parte 7: Fusibles renovables clase H
NMX-J-009/248-11-ANCE-2006	Fusibles para baja tensión – Parte 11: Fusibles tipo tapón
NMX-J-010-ANCE-2011	Conductores – Conductores con aislamiento termoplástico para instalaciones hasta 600 V – Especificaciones
NMX-J-012-ANCE-2008	Conductores – Cable de cobre con cableado concéntrico para usos eléctricos – Especificaciones
NMX-J-017-ANCE-2006	Accesorios para cables y tubos – Especificaciones y métodos de prueba

NMX-J-023/1-ANCE-2007	Cajas registro metálicas y sus accesorios – Parte 1: Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-024-ANCE-2005	Artefactos eléctricos – Portalámparas roscados tipo Edison – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-028-ANCE-2001	Conductores – Cables concéntricos tipo espiral para acometida aérea a baja tensión, hasta 600 V – Especificaciones
NMX-J-032-ANCE-2009	Conductores de aluminio – Cable de aluminio de aleación 1350 con cableado concéntrico, para usos eléctricos – Especificaciones
NMX-J-036-ANCE-2001	Conductores – Alambre de cobre suave para usos eléctricos – Especificaciones
NMX-J-038/11-ANCE-2007	Equipos de soldadura eléctrica por arco – Parte 11: Portaelectrodos
NMX-J-058-ANCE-2007	Conductores – Cable de aluminio con cableado concéntrico y alma de acero (ACSR) – Especificaciones
NMX-J-059-ANCE-2004	Conductores – Cable de cobre con cableado concéntrico compacto, para usos eléctricos – Especificaciones
NMX-J-075/1-ANCE-1994	Aparatos eléctricos – Máquinas rotatorias – Parte 1: Motores de inducción de corriente alterna del tipo de rotor en cortocircuito, en potencias desde 0,062 a 373 kW – Especificaciones
NMX-J-075/2-ANCE-1994	Aparatos eléctricos – Máquinas rotatorias – Parte 2: Motores de inducción de corriente alterna del tipo de rotor en cortocircuito, en potencias grandes – Especificaciones
NMX-J-075/3-ANCE-1994	Aparatos eléctricos – Máquinas rotatorias – Parte 3: Métodos de prueba para motores de inducción de corriente alterna del tipo de rotor en cortocircuito, en potencias desde 0,062 kW
NMX-J-093-ANCE-2009	Conductores – Determinación de la resistencia a la propagación de incendio en conductores eléctricos – Métodos de prueba
NMX-J-102-ANCE-2005	Conductores – Cordones flexibles tipo SPT con aislamiento termoplástico a base de policloruro de vinilo para instalaciones hasta 300 V – Especificaciones
NMX-J-098-ANCE-	Sistemas eléctricos-tensiones eléctricas normalizadas (cancela a la NMX-J-098-ANCE-1999; norma referida en la NOM-063-SCFI-2001, NOM-001-SEDE-2012 Y NOM-053-SCFI-2000)
NMX-J-116-ANCE-2005	Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación – Especificaciones
NMX-J-118/1-ANCE-2000	Productos eléctricos – Tableros de alumbrado y distribución en baja tensión - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-118/2-ANCE-2007	Tableros – Tableros de distribución de baja tensión – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-123-ANCE-2008	Transformadores, aceites minerales aislantes para transformador
NMX-J-142/1-ANCE-2011	Conductores – Cables de energía con pantalla metálica, aislados con polietileno de cadena cruzada o a base de etileno-propileno para tensiones de 5 kV a 35 kV – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-148-ANCE-2001	Electroductos - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-149/2-ANCE-2008	Fusibles para media y alta tensión – Parte 2: Cortacircuitos fusible de expulsión – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-150/1-ANCE-2008	Coordinación de aislamiento – Parte 1: Definiciones, principios y reglas
NMX-J-150/2-ANCE-2004	Coordinación de aislamiento – Parte 2: Guía de aplicación

NMX-J-192-ANCE-2009	Conductores – Resistencia a la propagación de la flama en conductores eléctricos – Métodos de prueba
NMX-J-203/1-ANCE-2005	Capacitores – Parte 1: Capacitores de potencia en conexión paralelo – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-203/2-ANCE-2006	Capacitores – Parte 2: Bancos de capacitores de potencia en conexión paralelo – Especificaciones y guía para la instalación y operación
NMX-J-203/3-ANCE-2008	Capacitores – Parte 3: Fusibles de media y alta tensión para la protección externa de bancos de capacitores y unidades capacitivas de potencia en conexión paralelo – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-203/4-ANCE-2010	Capacitores – Parte 4: Guía para realizar la pruebas de envejecimiento de ciclo de sobre tensión
NMX-J-234-ANCE-2008	Aisladores – Boquillas de extra alta, alta y media tensión para corriente alterna – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-235/1-ANCE-2008	Envolventes – Envolventes para uso en equipo eléctrico – Parte 1: Consideraciones no ambientales – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-235/2-ANCE-2000	Envolventes – Envolventes (gabinetes) para uso en equipo eléctrico – Parte 2: requerimientos específicos – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-266-ANCE-1999	Productos eléctricos – Interruptores – Interruptores automáticos en caja moldeada – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-281/601-ANCE-2011	Vocabulario electrotécnico – Parte 601: Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica – Generalidades
NMX-J-284-ANCE-2012	Productos eléctricos, Transformadores de potencia- especificaciones
NMX-J-285-ANCE-2005	Transformadores de distribución tipo pedestal monobásico y trifásico para distribución subterránea.
NMX-J-297-ANCE-2005	Conductores – Conductores flexibles de cobre para usos eléctricos y electrónicos – Especificaciones
NMX-J-298-ANCE-2007	Conductores – Conductores tipo dúplex (TWD) con aislamiento termoplástico para instalaciones hasta 600 V – Especificaciones
NMX-J-300-ANCE-	Conductores-Cables control- Especificaciones
NMX-J-321-ANCE-2005	Apartarrayos de óxidos metálicos sin explosores, para sistemas de corriente alterna – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-321/5-ANCE-2008	Apartarrayos – Parte 5: Recomendaciones para selección y aplicación
NMX-J-323-ANCE-2005	Cuchillas seccionadoras de operación con carga para media tensión–especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-351-ANCE-2008	Transformadores de distribución y potencia tipo seco-especificaciones
NMX-J-353-ANCE-2008	Centros de control de motores–especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-412-ANCE-2008	Clavijas y receptáculos - Especificaciones y métodos de prueba generales
NMX-J-412/1-ANCE-2004	Clavijas y contactos para uso doméstico y similar – Parte 1: requisitos generales

NMX-J-412/2-3-ANCE-2009	Conectores – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-412/2-6-ANCE-2009	Artefactos grado hospital – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-429-ANCE-2009	Conductores – Alambres, cables y cordones con aislamiento de PVC 80 °C, 9 °C y 105 °C, para equipos electrónicos – Especificaciones.
NMX-J-436-ANCE-2007	Conductores – Cordones y cables flexibles – Especificaciones
NMX-J-508-ANCE-2010	Artefactos eléctricos – Requisitos de seguridad – Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-511-ANCE-2011	Soportes para conductores eléctricos – Sistemas de soportes metálicos tipo charola – Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-515-ANCE-2003	Equipos de control y distribución – Requisitos generales de seguridad –Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-J-519-ANCE-2011	Conectores – Conectores sellados – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-520-ANCE-2006	Interruptores de circuito por falla a tierra – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-529-ANCE-2006	Grados de protección proporcionados por los envoltentes (código IP)
NMX-J-534-ANCE-2008	Tubos metálicos rígidos de acero tipo pesado y sus accesorios para la protección de conductores – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-535-ANCE-2008	Tubos metálicos rígidos de acero tipo semipesado y sus accesorios para la protección de conductores – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-536-ANCE-2008	Tubos metálicos rígidos de acero tipo ligero y sus accesorios para la protección de conductores – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-538/1-ANCE-2005	Productos de distribución y de control de baja tensión – Parte 1: Reglas generales
NMX-J-538/2-ANCE-2005	Productos de distribución y de control de baja tensión – Parte 2: Interruptores automáticos
NMX-J-542-ANCE-2006	Tubo corrugado (flexible) no metálico para la protección de conductores eléctricos – Especificaciones y Métodos de prueba
NMX-J-543-ANCE-2008	Conectores – Conectores para instalaciones eléctricas utilización hasta 34,5 kV – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-548-ANCE-2008	Conectores – Conectores tipo empalme para instalaciones eléctricas utilización – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-549-ANCE-2005	Sistema de protección contra tormentas eléctricas – Especificaciones, materiales y métodos de medición
NMX-J-550/1-1-ANCE-2008	Compatibilidad electromagnética (EMC) Parte 1-1: Generalidades Aplicación e interpretación de definiciones y términos básicos
NMX-J-554-ANCE-2004	Roscas para tubo (conduit) y sus accesorios – Especificaciones y método de prueba.
NMX-J-569-ANCE-2005	Accesorios eléctricos - Interruptores automáticos para protección contra sobrecorriente en instalaciones domésticas y similares - Interruptores automáticos para operación con c.a.

NMX-J-570/1-ANCE-2006	Sistema de canalizaciones y ductos para instalaciones eléctricas – Parte 1: Requisitos generales
NMX-J-570/2-ANCE-2006	Sistema de canalizaciones y ductos para instalaciones eléctricas – Parte 2: Requisitos particulares – Sección 1: Sistemas de canalizaciones y ductos diseñados para montarse en techos
NMX-J-575-ANCE-2006	Interruptores automáticos operados con corriente diferencial residual sin protección integrada contra sobrecorrientes para instalaciones domésticas y usos similares (IDS) Parte 1: Reglas generales
NMX-J-576-ANCE-2005	Tubos rígidos de aluminio para la protección de conductores eléctricos y sus accesorios – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-580/1-ANCE-2006	Ensamblados de tableros de baja tensión – Parte 1: Ensamblados con pruebas tipo y ensamblados con pruebas tipo parciales
NMX-J-589-ANCE-2010	Métodos de medición para instalaciones eléctricas
NMX-J-590-ANCE-2009	Conectores – Equipo para puesta tierra
NMX-J-592/1-ANCE-2008	Sistemas de gestión de energía - Esquemas de funcionamiento - Parte 1: Directrices y requisitos generales
NMX-J-592/2-ANCE-2008	Sistemas de gestión de energía – Esquemas de funcionamiento – Parte 1: Definiciones
NMX-J-593/1-ANCE-2008	Sistemas de interconexión de subestaciones eléctricas - Parte 1: Introducción y visión de conjunto
NMX-J-593/2-ANCE-2008	Sistemas de interconexión de subestaciones eléctricas – Parte 2: Definiciones
NMX-J-593/3-ANCE-2008	Sistemas de interconexión de subestaciones eléctricas – Parte 3: Requisitos generales
NMX-J-594-ANCE-2008	Relevadores de protección y control en la operación de sistemas eléctricos - Guía de aplicación
NMX-J-603-ANCE-2008	Guía de aplicación del sistema de protección contra tormentas eléctricas
NMX-J-604-ANCE-2008	Instalaciones eléctricas- Métodos de diagnóstico y reacondicionamiento de instalaciones eléctricas en operación – Especificaciones
NMX-J-609/826-ANCE-2009	Vocabulario electrotécnico - Parte 826: Instalaciones eléctricas (Utilización)
NMX-J-616-ANCE-2009	Guía de aplicación de filtros y capacitores con conexión en paralelo para la corrección de distorsión armónica
SERIE NMX-J-618/1-ANCE-2010	Evaluación de la seguridad en módulos fotovoltaicos (FV) – Parte 1: Requisitos generales para construcción
SERIE NMX-J-643/1-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos – Parte 1: Medición de la característica corriente-Tensión de los dispositivos fotovoltaicos
NMXJ-620/1-ANCE-2009	Interruptores automáticos operados con corriente residual con protección integrada contra sobrecorrientes para instalaciones domésticas y usos similares (IDCS) Parte 1: Reglas generales
NMX-J-623-ANCE-2009	Sistemas de canalizaciones para cables - Cinchos de sujeción para cables para instalaciones eléctricas
NMX-J-627-ANCE-2009	Envolventes – Grados de protección proporcionados por la envolventes de equipos eléctricos en contra de impactos mecánicos (Código IK)

NMX-J-631-ANCE-2011	Canalizaciones eléctricas - Ductos metálicos, canales auxiliares y accesorios asociados – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-643/1-ANCE-2011	Dispositivos fotovoltaicos- Parte 1: Medición de la característica corriente –Tensión de los dispositivos fotovoltaicos
NMX-E-242/1-ANCE-CNCP-2005	Industria del plástico – Tubo de polietileno de alta densidad (PEAD) para instalaciones eléctricas subterráneas (Conduit) – Especificaciones y métodos de prueba – Parte 1: Pared corrugada
NMX-E-242/2-ANCE-CNCP-2005	Industria del plástico – Tubo de polietileno de alta densidad (PEAD) para instalaciones eléctricas subterráneas – Especificaciones y métodos de prueba – Parte 2: Pared lisa
NMX-E-252-ANCE-CNCP-2008	Industrial del plástico – Tubos (Conduit) y conexiones poli(cloruro de vinilo) (PVC) sin plastificante tipo 1 (cédula 40) y tipo 2 (cédula 80) para instalaciones eléctricas – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-I-118/02 NYCE	Telecomunicaciones-Cables-Parte 02-Cable Coaxial para acometida en sistemas de televisión por cable (STVC)
NMX-I-236/01 NYCE	Telecomunicaciones-Cables-Cables de fibras ópticas para uso interior-Especificaciones y métodos de prueba-Parte 01: Características básicas
NMX-I-237 NYCE	Telecomunicaciones-Cables-Cables de fibras ópticas para uso interior-Especificaciones y métodos de prueba.
NMX-E-012-SCFI-1999	Tubos y conexiones de policloruro de vinilo (PVC) sin plastificantes para instalaciones eléctricas

G.3. LISTADO DE NORMAS INTERNACIONALES

Norma	Título
ISO 965-1: 1998	ISO general-purpose metric screw threads - Tolerances - Part 1: Principles and basic data
ISO 965-3: 1998	ISO general purpose metric screw threads - Tolerances - Part 3: Deviations for constructional screw threads
IEC 60079-0 (2011-06)	Explosive atmospheres - Part 0: Equipment - General requirements
IEC 60079-1 (2007-04)	Explosive atmospheres - Part 1: Equipment protection by flameproof enclosures “d”
IEC 60079-2 (2007-02)	Explosive atmospheres - Part 2: Equipment protection by pressurized enclosures “p”
IEC 60079- 13 (2010-10)	Explosive atmospheres - Part 13: Equipment protection by pressurized room “p”
IEC 60079-15 (2010-01)	Explosive atmospheres - Part 15: Equipment protection by type of protection “n”
IEC 60079-6 (2007-03)	Explosive atmospheres - Part 6: Equipment protection by oil immersion “o”
IEC 60079-7 (2006-07)	Explosive atmospheres - Part 7: Equipment protection by increased safety “e”
IEC 60079-18 (2009-05)	Explosive atmospheres - Part 18: Equipment protection by encapsulation “m”
IEC 60079-5 (2007-03)	Explosive atmospheres - Part 5: Equipment protection by powder filling “q”
IEC 60079-10-1 (2008-12)	Explosive atmospheres - Part 10-1: Classification of areas - Explosive gas atmospheres

Norma	Título
IEC 60079-10-2 (2008-12)	Explosive atmospheres - Part 10-2: Classification of areas - Combustible dust atmospheres
IEC 60079-16 (1990-05)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres. Part 16: Artificial ventilation for the protection of analyzer (s) houses
IEC 60079-20-1 (2010-01)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres-Part 20: Data for Flammable gases and vapors, relating to use of electrical apparatus
IEC 60598-2-22 (2008-04)	Luminaires - Part 2-22: Particular requirements - Luminaires for emergency lighting
IEC 61400-1 ed3.0 (2005-08)	Wind turbines Part 1: Design requirements
ISO 30061 (2007)	Emergency lighting
IEC 60287-2-1 (2006-05)	Electric cables – Calculation of the current rating – Part 2-1: Thermal resistance – Calculation of thermal resistance
IEC 60287-3-1 (1999-05)	Electric cables – Calculation of the current rating – Part 3-1: Sections on operating conditions – Reference operating conditions and selection of cable type
IEC 60034-1-2010	Rotating electrical machines part 1 rating and performance. Maquinas eléctricas rotatorias parte 1 rangos y rendimientos
IEC 60289-1988	Reactors secon edition. Reactores segunda edición
IEC 60947-1-2008	Low voltaje switchgear and controlgear part 1 general rule. Tableros de distribución, fuerza y control en baja tensión part 1 reglas generales
IEC 60947-2-2013	Low voltaje switchgear and controlgear part 2 circuit brakers. Tableros de distribución, fuerza y control en baja tensión part 2 interruptores automáticos
IEC 61537-2006	Cable try system and cable ladders system for cable management. Sistemas de bandeja para cable y sistema de escalera para cable, para manejo de cable
IEC 62271-100-2008	High voltaje swichgear and controlgear part 100: high voltaje alternating current circuit breakers. Interruptor de alta tensión parte 100: interruptores para circuitos de corriente alterna en alta tensión

G.4. LISTADO DE NORMAS EXTRANJERAS

Norma	Título
C2-2012	National Electrical Safety Code (NESC)
NFPA 20-2010	Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection
IEEE 142-2007	Recommended practice for grounded of industrial and commercial power systems
NFPA 30-2012	Flammable and Combustible Liquids Code
NFPA 32-2011	Standard for Dry Cleaning Plants
NFPA 33-2011	Standard for Spray Application Using Flammable or Combustible Materials
NFPA 34-2011	Standard for Dipping, Coating and Printing Processes Using Flammable or Combustible Liquids
NFPA 35-2011	Standard for the Manufacture of Organic Coatings

Norma	Título
NFPA 36-2009	Standard for Solvent Extraction Plants
NFPA 45-2011	Standard on Fire Protection for Laboratories using Chemicals
NFPA 50A-1999	Standard for Gaseous Hydrogen Systems at Consumer Sites
NFPA 50B-1999	Standard for Liquefied Hydrogen Systems at Consumer Sites
NFPA 58-2011	Liquefied Petroleum Gas Code
NFPA 59-2012	Utility LP-Gas Plant Code
NFPA 77-2007	Recommended Practice on Static Electricity
NFPA 496-2008	Standard for Purged Pressurized Enclosure for Electrical Equipment
UL 886-1994	Outlet Boxes and Fittings for Use in (Classified) Locations
NFPA 497-2008	Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas
NFPA 499-2008	Recommended Practice for the Classification of Combustible Dusts and of Hazardous Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas
NFPA 780-2011	Standard for the Installation of Lightning Protection Systems
NFPA 820-2012	Standard for Fire Protection in Wastewater Treatment and Collection Facilities
API RP 500-1 2002	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2
API 2003-1998	Protection Against Ignitions Arising Out of Static Lightning and Stray Currents
ANSI/API RP 14F 2008	Design, Installation, and Maintenance of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class 1, Division 1 and Division 2 Locations
UL 1203-2006	Standard for Explosion-Proof and Dust-Ignition-Proof Electrical Equipment for Use in Hazardous (Classified) Locations
UL 1604-2004	Standard for Electrical Equipment For Use In Class I and II, Division 2, And Class III Hazardous (Classified) Locations
UL 913-2006	Standard for Intrinsically Safe Apparatus and Associated Apparatus for Use in Class I, II, III, Division 1, Hazardous (Classified) Locations
UL 698A-2008	Standard for Industrial Control Panels Relating to Hazardous (Classified) Locations
ANSI/ASHRAE 15- 2010	Safety Standard for Mechanical Refrigeration
ANSI CGA G2.1-1999	Safety Requirements for the Storage and Handling of Anhydrous Ammonia.
ASTM D 3175-11	Standard Test Method for Volatile Material in the Analysis Sample for Coal and Coke
NFPA 505-2011	Fire Safety Standard for Powered Industrial Trucks Including Type Designations, Areas of Use, Conversions, Maintenance, and Operation
ANSI/ISA RP12.06.01-2003	Recommended Practice for Wiring Methods for Hazardous (Classified) Locations Instrumentation Part 1: Intrinsic Safety

UL 913-2006	Standard for Safety, Intrinsically Safe Apparatus and Associated Apparatus for Use in Class I, II, and III, Division 1, Hazardous (Classified) Locations
UL 2279-1996	Electrical Equipment for use In Class I, Zone 0, 1 and 2 Hazardous (Classified) Locations
ANSI/ISA-60079-0-(12.00.01)-2009	Electrical Apparatus for Use in Class I, Zones 0, 1 & 2 Hazardous (Classified) Locations: General Requirements (IEC 60079-0 Mod)
ANSI/ISA-S12.10-1988	Area Classification in Hazardous (Classified) Dust Locations
ANSI/ISA 12.12.01-2011	Non incandive Electrical Equipment for Use in Class I & II, Division 2 & Class III, Divisions I & 2 Hazardous
ANSI/ISA-60079-7 (12.16.01)-2008	Electrical Apparatus for Use in Class I, Zone 1 Hazardous (Classified) Locations: Type of Protection-Increased Safety "e" (IEC 60079-7 Mod)
ANSI/ISA-60079-1-(12.22.01)-2009	Electrical Apparatus for use in Class I, Zone 1 and 2 Hazardous (Classified) Locations, Type of Protection -Flameproof "d"
ANSI/ISA-60079-18-(12.23.01)-2009	Electrical Apparatus for Use in Class I, Zone 1 Hazardous (Classified) Locations Type of Protection-Encapsulation "m" (IEC 60079-18 Mod)
ANSI/ISA-60079-5-(12.00.04)-2009	Explosive atmospheres - Part 5: Equipment Protection by Powder Filling "q" (IEC 60079-5 Mod)
ANSI/ISA-60079-6-(12.00.05)-2009	Explosive atmospheres - Part 6: Equipment Protection by Oil Immersion "o" (IEC 60079-6 Mod)
API RP 505 1998	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, and Zone 2
ISA S12.24.01-1998	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, or Zone 2
NFPA 88A -2011	Standard for Parking Structures
NFPA 88B -1997	Standard for Repair Garages
NFPA 409-2011	Standard on Aircraft hangars
NFPA 30A-2012	Code for Motor Fuel Dispensing Facilities and Repair Garages
NFPA 91-2010	Standard for Exhaust Systems for Air Conveying of Vapors, Gases, Mists, and Noncombustible Particulate Solids
NFPA 99-2012	Health Care Facilities Code Handbook
NFPA 101-2012	Life Safety Code
ASHRAE	Handbook of fundamentals (Indicado en el Capítulo 24)
NFPA 40-2011	Standard for the Storage and Handling of Cellulose Nitrate Motion Picture Film
ASAE EP 473-1997	Equipotential Planes in Animal Containment Areas, American Society of Agricultural Engineers
SAE J1128-2011	Low-Tension Primary Cable
SAE J1127-2010	Low Voltage Battery Cable
NFPA 1192-2011	Standard on Recreational Vehicles
NFPA 302-2010	Fire Protection Standard for Pleasure and Commercial Motor Craft

NFPA 303-2011	Fire Protection Standard for Marinas and Boatyards
NFPA 110-2010	Standard for Emergency and Standby Power Systems
IEEE 446-1995	Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications
NFPA 70E-2012	Handbook for Electrical Safety in the Workplace
NFPA 72-2010	National Fire Alarm and Signaling Code
TIA/EIA 568-A-1995	Commercial Building Telecommunications, Wiring Standard
TIA/EIA 569 -2004	Commercial Building Standard for Telecommunications Pathways and Spaces
TIA/EIA 570-2004	Residential and Light Commercial Telecommunications Wiring Standard
UL 1666-2007	Test for Flame Propagation Height of Electrical and Optical-Fiber Cable Installed Vertically in Shafts
UL 2024 -2011	Standard for Signaling, Optical Fiber and Communications Raceways and Cable Routing Assemblies
UL 1459-1995	Standard for Safety, Telephone Equipment
UL 1863-2004	Standard for Safety, Communications Circuit Accessories
UL 497A-2001	Standard for Secondary Protectors for Communications Circuits
NFPA 86-2011	Standard for Ovens and Furnaces
NEMA 250-2008	Enclosures for Electrical Equipment (1 000 volts Maximum)
SAE J554-1987	Electric Fuses (Cartridge Type)
SAE J1284-1988	Blade Type Electric Fuses
UL 275-1993	Automotive Glass-Tube Fuses
NEMA WD6-2002	Wiring Devices-Dimensional Requirements



D

GLOSARIO

Todo proyecto eléctrico deberá utilizar los conceptos y definiciones de este anexo y de las normas referidas en este libro. A continuación se indican definiciones esenciales para el diseño eléctrico de proyectos.

A la vista de: Donde se especifique que un equipo debe estar “A la vista de” otro equipo, significa que un equipo debe estar visible desde el otro equipo y que no están separados más de 15 metros uno del otro.

A prueba de intemperie: Construido o protegido de modo que su exposición o uso a la intemperie no impida el funcionamiento especificado. **NOTA:** Los equipos a pruebas de lluvia, herméticas a la lluvia o herméticas al agua pueden cumplir los requisitos de “a prueba de intemperie” cuando otras condiciones atmosféricas, diferentes a la humedad, no son un factor tales como la nieve, hielo, polvo o temperaturas extremas.

A prueba de lluvia: Construido, protegido o tratado de tal modo que prevenga que la lluvia interfiera con la operación satisfactoria de un aparato bajo condiciones de prueba especificadas.

A prueba de polvo: Construido de tal forma que el polvo no entrará dentro de la envolvente bajo condiciones de prueba especificadas.

A tierra: Conexión conductora, intencionada o accidental, entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural o algún cuerpo conductor que sirva como tal.

Accesible (aplicado a los equipos): Permite acercarse; no resguardado por puertas con cerradura, ni por elevación, ni por otros medios.

Accesible (aplicado a los métodos de alambreado): Se puede quitar o exponer sin causar daño a la estructura o al acabado del edificio, o que no está permanentemente encerrado dentro de la estructura o del acabado del edificio.

Accesible, fácilmente: Es posible aproximarse rápidamente para la operación, reposición o inspecciones, sin que aquellos que requieran acceso tengan necesidad de escalar o quitar obstáculos, ni recurrir a escaleras portátiles, sillas o bancos.

Acometida aérea: Conductores en sistema aéreo, que van desde el poste más cercano u otro soporte aéreo del suministrador, hasta el punto de recepción del suministro.

Acometida subterránea: Conductores en sistema subterráneo que van desde el registro más cercano u otro soporte subterráneo del suministrador, hasta el punto de recepción del suministro.

Acometida: Conductores eléctricos que conectan la red de distribución del suministrador, al punto de recepción del suministro en la instalación del inmueble a servir.

Ajustable: Calificativo que indica que el interruptor automático puede ajustarse para que active (dispare) a varios valores de corriente, de tiempo o de ambos, dentro de un rango predeterminado.

Ajuste: El valor de corriente, de tiempo o de ambos, a los cuales se regula la activación (disparo) de un interruptor automático ajustable.

Alimentador: Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado separado u otra fuente de alimentación y el dispositivo final de protección contra sobrecorriente del circuito derivado.

Alumbrado de realce: Arreglo de lámparas de cualquier tipo utilizadas para delinear o llamar la atención de ciertas características, tales como la forma de un edificio o la decoración de un aparador.

Ampacidad: Corriente máxima que un conductor puede transportar continuamente, bajo las condiciones de uso, sin exceder su rango de temperatura.

Anuncio luminoso: Equipo de utilización fijo, estacionario o portátil, autocontenido, iluminado eléctricamente, con palabras o símbolos,

diseñado para comunicar información o llamar la atención.

Aparador: Cualquier ventana utilizada o diseñada para la exhibición de mercancías o material publicitario, que está total o parcialmente cerrada o totalmente abierta por detrás y que puede tener o no una plataforma más alta que el nivel de la calle.

Aparato a prueba de explosión: Aparato encerrado en una envolvente capaz de soportar la explosión de un gas o vapor específico que pueda ocurrir en su interior, y de prevenir la ignición de un gas o vapor específico que rodee la envolvente, por chispas, arcos o explosión del gas o vapor del interior de la envolvente y que opera con temperaturas externas tales que no puede provocar la ignición de una atmósfera inflamable que le rodee.

Aparato: Equipo de utilización, que usualmente se fabrica en tamaños y tipos normalizados y que se instala o conecta como una unidad para realizar una o más funciones, como lavar ropa, acondicionar aire, mezclar alimentos, freír, etcétera.

Automático: Realizar una función sin necesidad de intervención humana.

Autoridad competente: Secretaría de Energía; Dirección General de Distribución y Abastecimiento de Energía Eléctrica, y Recursos Nucleares, conforme con sus atribuciones.

Balastro: Dispositivo electromagnético, electrónico o híbrido que por medio de inductancias, resistencias y/o elementos electrónicos (transistores, tiristores, etc.), solos o en combinación limitan la corriente de lámpara y cuando es ne-

cesario la tensión y corriente de encendido. Los balastros electromagnéticos e híbridos tienen una frecuencia de salida de 60 Hz. Los balastros electrónicos son aquellos que internamente tienen al menos un convertidor de frecuencia.

Base de la lámpara autobalastrada: Base rosca tipo Edison o bayoneta que conecta al dispositivo a través del casquillo tipo Edison o bayoneta en luminarios para lámparas incandescentes o portalámparas

Cable de acometida: Conductores de acometida en forma de cable.

Caja de derivación: Parte de un sistema de canalización con tubería de cualquier tipo para proporcionar acceso al interior del sistema de alambrado por medio de una cubierta o tapa removible. Podrá estar instalada al final o entre partes del sistema de canalización.

Caja de desconexión (baja tensión): Envolverte diseñada para montaje superficial que tiene puertas abatibles o cubiertas superficiales sujetas en forma telescópica a las paredes de las cajas.

Caja de paso: Parte de un sistema de canalización con tubería de cualquier tipo para proporcionar acceso al interior del sistema de alambrado por medio de una cubierta o tapa removible. Podrá estar instalada al final o entre partes del sistema de canalización. NOTA: Las cajas comúnmente denominadas FS y FD o de dimensiones mayores, de metal fundido o cajas de lámina metálica, no se clasifican como cajas de paso.

Canalización: Canal cerrado de materiales metálicos o no metálicos, expresamente diseñado para contener alambres, cables o barras conductoras, con funciones adicionales. Las canalizaciones incluyen, pero no están limitadas a, tubo conduit rígido metálico, tubo conduit rígido no metálico, tubo conduit metálico semipesado, tubo conduit flexible hermético a los líquidos, tuberías metálicas flexibles, tubo conduit metálico flexible, tuberías eléctricas no metálicas, tuberías eléctricas metálicas, canalizaciones subterráneas, canalizaciones en pisos celulares de concreto, canalizaciones en pisos celulares de metal, canaletas, ductos y electroductos.

Carga (eléctrica): Es la potencia instalada o demandada en un circuito eléctrico.

Carga continua: Carga cuya corriente máxima circula durante tres horas o más.

Carga no lineal: Carga donde la forma de onda de la corriente en estado estable no sigue la forma de onda de la tensión aplicada. NOTA: Ejemplos de cargas que pueden ser no lineales: equipo electrónico, alumbrado de descarga eléctrica/electrónica, sistemas de velocidad variable, hornos de arco y similares.

Centro de control de motores (CCM): Conjunto de una o más secciones encerradas, que tienen barras conductoras comunes y que contienen principalmente unidades para el control de motores.

Circuito de control remoto: Cualquier circuito que controle a otro circuito a través de un relevador o un dispositivo equivalente.

Circuito de señalización: Cualquier circuito que suministre energía eléctrica a equipos de señalización.

Circuito derivado de uso general: Circuito que alimenta a dos o más salidas para alumbrado y aparatos.

Circuito derivado individual: Circuito que alimenta a un solo equipo de utilización.

Circuito derivado multiconductor: Circuito que consta de dos o más conductores de fase con una diferencia de potencial entre ellos, y un conductor puesto a tierra que tiene la misma diferencia de potencial entre él y cada conductor de fase del circuito y que está conectado al neutro o al conductor puesto a tierra del sistema.

Circuito derivado para aparatos: Circuito derivado que suministra energía eléctrica a una o más salidas a las que se conectan aparatos; tales circuitos no deben contener elementos de alumbrado conectados permanentemente que no formen parte del aparato.

Circuito derivado: Conductor o conductores de un circuito desde el dispositivo final de sobrecorriente que protege a ese circuito hasta la(s) salida(s).

Clavija: Dispositivo que por medio de su inserción en un contacto establece una conexión entre los conductores del cordón flexible y los conductores permanentemente conectados al contacto.

Conductor con aislamiento: Conductor rodeado de un material de composición y espesor como aislamiento eléctrico.

Conductor cubierto: Conductor rodeado de un material de composición o espesor como aislamiento eléctrico.

Conductor de puesta a tierra de los equipos: Trayectorias conductoras utilizadas para conectar las partes metálicas, que normalmente no conducen corriente, de todos los equipos y al conductor del sistema puesto a tierra o al conductor del electrodo de puesta a tierra o a ambos.

Conductor de puesta a tierra: Conductor utilizado para conectar un equipo o el circuito puesto a tierra de un sistema de alambrado al electrodo o electrodos de puesta a tierra.

Conductor del electrodo de puesta a tierra: Conductor utilizado para conectar el conductor puesto a tierra del sistema o el equipo, al electrodo de puesta a tierra o a un punto en el sistema del electrodo de puesta a tierra.

Conductor desnudo: Conductor que no tiene ningún tipo de cubierta o aislamiento eléctrico.

Conductor neutro: Conductor conectado al punto neutro de un sistema que está destinado a transportar corriente en condiciones normales.

Conductor puesto a tierra: Conductor de un sistema o de un circuito, intencionalmente puesto a tierra.

Conductores de acometida, sistema aéreo: Conductores de acometida comprendidos entre las terminales del equipo de acometida y un punto comúnmente fuera del edificio, y separado de sus paredes, donde se unen por derivación o empalme a la bajada de la acometida aérea.

Conductores de acometida, sistema subterráneo: Conductores de acometida comprendidos entre las terminales del equipo de acometida y el punto de conexión con la acometida subterránea.

Conductores de acometida: Conductores comprendidos desde el punto de acometida hasta el medio de desconexión de la instalación.

Conector a presión (sin soldadura): Dispositivo para establecer una conexión entre dos o más conductores o entre uno o más conductores y una terminal por medio de presión mecánica, sin utilizar soldadura.

Contacto (Receptáculo): Dispositivo de conexión eléctrica instalado en una salida para la inserción de una clavija. Un contacto sencillo es un dispositivo de un solo juego de contactos. Un contacto múltiple es aquel que contiene dos o más dispositivos de contacto en el mismo chasis o yugo.

Controlador: Dispositivo o grupo de dispositivos para gobernar, de un modo determinado, la energía eléctrica suministrada al aparato al cual está conectado.

Coordinación (selectiva): Localización de una condición de sobrecorriente para restringir interrupciones del circuito o del equipo afectado, lo cual se logra con la selección de los dispositivos de protección contra sobrecorriente y sus ajustes o valores nominales.

Corriente continua: Se denomina también corriente directa y ambos términos pueden emplearse para la identificación o marcado de equipos, aunque debe tenderse al empleo de corriente continua, que es el normalizado nacional e internacionalmente.

Corriente de arranque (rotor bloqueado): Es la corriente que demanda el motor al arrancar, y que corresponde a condiciones de rotor bloqueado o velocidad cero. Aplicando tensión y frecuencia eléctricas nominales.

Corriente de cortocircuito: Posible corriente de falla simétrica a la tensión nominal, a la cual un aparato o un sistema puede estar conectado sin sufrir daños que excedan los criterios de aceptación definidos.

Corriente de interrupción: Corriente máxima a la tensión que un dispositivo, es capaz de interrumpir bajo condiciones de prueba normalizadas. NOTA: Los dispositivos diseñados para interrumpir corriente de otros niveles distintos a los de falla, pueden tener su capacidad de interrupción expresada en otros parámetros como: kilovoltamperes, caballos de fuerza o corriente a rotor bloqueado.

Cortacircuito en aceite: Dispositivo en el cual todo o parte de la base del fusible y su elemento fusible o cuchilla de desconexión están totalmente sumergidos en aceite, los contactos y la parte fusible del elemento conductor (elemento fusible) de modo que la interrupción del arco, ya sea por la ruptura del elemento fusible o la apertura de los contactos ocurran dentro del aceite.

Cortacircuito: Conjunto formado por un soporte para fusible con portafusible o una cuchilla de desconexión. El portafusible puede incluir un elemento conductor (elemento fusible) o puede actuar como cuchilla de desconexión mediante la inclusión de un elemento conductor no fusible.

Cuchilla desconectadora: Dispositivo capaz de cerrar, conducir e interrumpir corrientes especificadas.

De disparo instantáneo: Calificativo que indica que deliberadamente no se introduce un retardo en la acción de disparo del interruptor automático.

De tiempo inverso: Calificativo que indica que deliberadamente se introduce un retardo en la acción de disparo del interruptor automático, retardo que disminuye a medida que aumenta la magnitud de la corriente.

Desconectador de aislamiento en derivación: Dispositivo operado manualmente usado en conjunto con un interruptor de transferencia para constituir un medio para conectar directamente los conductores de carga a la fuente de alimentación y aislar el interruptor de transferencia.

Desconectador de aislamiento: Dispositivo diseñado para aislar un circuito eléctrico de su fuente de alimentación. No tiene capacidad interruptiva y está diseñado para operar solamente después de que el circuito ha sido abierto por algún otro medio.

Desconectador de puenteo de regulador: Dispositivo específico o combinación de dispositivos diseñados para puentear un regulador de tensión.

Desconectador de transferencia: Dispositivo automático o no automático para transferir una o más conexiones de los conductores de carga de una fuente de alimentación a otra.

Desconectador de uso general de acción rápida: Dispositivo de uso general construido de manera que pueda instalarse en cajas de dispositivos o sobre tapas de caja o utilizado junto con sistemas de alambrado reconocidos.

Desconectador de uso general: Dispositivo para uso en circuitos de distribución general y circuitos derivados. Se denomina en amperes y es capaz de interrumpir su corriente nominal a su tensión nominal.

Desconectador en aceite: Desconectador que tiene los contactos sumergidos en aceite o en cualquier otro líquido aislante adecuado.

Desconectador para circuito de motor: Dispositivo cuya potencia es expresada como capacidad en kilowatts o caballos de fuerza y que es capaz de interrumpir la máxima corriente de operación en sobrecarga de un motor a tensión nominal

Desconectador separador (de aislamiento): Dispositivo mecánico de desconexión que aísla un circuito o equipo de una fuente de energía.

Dispositivo de interrupción: Dispositivo diseñado para cerrar, abrir o ambos, uno o más circuitos eléctricos.

Dispositivo: Elemento de un sistema eléctrico que su principal función es conducir o controlar energía eléctrica.

Edificio o edificación: Estructura independiente o que está separada de otras estructuras adyacentes por medio de muros divisorios y que cuenta en todas sus aberturas con puertas.

Encerrado: Rodeado por una carcasa, caja, cerca o pared para prevenir que las personas tengan contacto accidental con partes energizadas.

Energizado(a): Es, o está conectado(a) a una fuente de tensión.

Ensamble de salidas múltiples: Canalización superficial, empotrada o autosoportada diseñada para contener conductores y contactos, ensamblados ya sea en sitio o en fábrica.

Envolvente: Caja o chasis de un aparato o la cerca o paredes que rodean una instalación para prevenir que las personas tengan contacto accidental con partes energizadas o para protección de los equipos contra daño físico.

Equipo de acometida: Equipo necesario para servir de control principal y que usualmente consiste en un interruptor automático o desconectador y fusibles, con sus accesorios, localizado cerca del punto de entrada de los conductores de suministro a un edificio u otra estructura o a un área definida.

Equipo de comunicaciones: Equipo electrónico que ejecuta las operaciones de telecomunicaciones para la transmisión de audio, video y datos, incluye equipo de potencia (por ejemplo convertidores, inversores y baterías) y equipo de soporte técnico (como computadoras).

Equipo de recepción del suministro: Equipo necesario para servir de control principal y que usualmente consiste en un interruptor automático o desconectador y fusibles, con sus accesorios, localizado al final de los conductores de recepción del suministro.

Equipo de utilización: Equipo que utiliza la energía eléctrica para propósitos de electrónica, electro-mecánicos, químicos, de calefacción, de alumbrado y otros similares.

Equipo sellable: Equipo con envolvente en forma de caja o gabinete provisto de medios de bloqueo o sello de manera que las partes energizadas no sean accesibles sin abrir la envolvente. El equipo puede o no ser accionable sin abrir la envolvente.

Equipo: Término general para referirse a: herrajes, dispositivos, aparatos, luminarias, aparatos y productos similares utilizados como partes de, o en conexión con, una instalación eléctrica.

Estructura: Aquello que se ha edificado o construido.

Etiquetado: Equipo o materiales que tienen adherida una etiqueta, símbolo u otra marca de identificación de un organismo acreditado o dependencia que mantiene un programa de inspecciones periódicas al equipo o material etiquetado, y que es aceptable para el organismo acreditado que se ocupa de la evaluación del producto. Con la etiqueta, símbolo u otra marca de identificación mencionada, el fabricante o proveedor señala que el equipo o material cumple con las normas aplicables o señala el comportamiento con los requisitos especificados.

Expuesto (aplicado a métodos de alambrado): Colocado sobre o fijado a la superficie o detrás de tableros diseñados para permitir el acceso.

Expuesto (aplicado a partes vivas): Que una persona puede inadvertidamente tocarlo o acercarse a una distancia menor que la distancia de seguridad. Se aplica a las partes que no están adecuadamente resguardadas, separadas o aisladas.

Factor de demanda: Relación entre la demanda máxima de un sistema o parte del mismo, y la carga total conectada al sistema o la parte del sistema considerado.

Frente muerto: Sin partes vivas expuestas a una persona en el lado de operación del equipo.

Fusible accionado electrónicamente: Dispositivo de protección contra sobrecorriente que consiste generalmente de un módulo de control el cual proporciona las características sensoras de corriente, características tiempo-corriente electrónicamente derivadas, energía para iniciar el disparo y un módulo de interrupción que interrumpe la corriente cuando se produce una sobrecorriente. Estos fusibles pueden operar o no como fusibles tipo limitador, dependiendo del tipo de control seleccionado.

Fusible de potencia con escape controlado: Fusible con medios para controlar la descarga generada por la interrupción del circuito de manera que no se puedan expulsar materias sólidas a la atmósfera que lo rodea.

Fusible de potencia no ventilado: Fusible que no tiene un medio intencional para el escape a la atmósfera de gases, líquidos o partículas sólidas producidos por el arco durante la interrupción del circuito.

Fusible de potencia ventilado: Fusible con medios para el escape a la atmósfera de gases, líqui-

dos o partículas sólidas producidas por el arco durante la interrupción del circuito.

Fusible múltiple: Ensamble de dos o más fusibles unipolares.

Fusible: Dispositivo de protección contra sobrecorriente con una parte que se funde cuando se calienta por el paso de una sobrecorriente que circule a través de ella e interrumpe el paso de la corriente. NOTA: El fusible comprende todas las partes que forman una unidad capaz de efectuar las funciones descritas y puede ser o no el dispositivo completo requerido para conectarlo a un circuito eléctrico.

Gabinete: Envolvente diseñada para montaje superficial o empotrado, provista de un marco, montura o bastidor en el que se instalan o pueden instalarse una o varias puertas de bisagra.

Hermético a la lluvia: Construido o protegido de tal manera que la exposición a la lluvia batiente no dé como resultado la entrada de agua bajo condiciones de prueba especificadas.

Hermético al agua: Construido para que la humedad no entre en la envolvente, en condiciones específicas de prueba.

Hermético al polvo: Construido de modo que el polvo no entre en la envolvente en condiciones especificadas de prueba.

Herraje: Contratuercas, pasacables (monitor) u otra parte de un sistema de alambrado, destinado principalmente para desempeñar una función más mecánica, que eléctrica.

Identificado (aplicado a los equipos): Reconocido como adecuado para un propósito,

función, uso, entorno o aplicación, específicos, cuando se describe en un requisito particular. **NOTA:** La adecuación de un equipo para un propósito, uso, entorno o aplicación específicos puede ser determinada por un organismo acreditado para la evaluación de la conformidad del producto. La identificación puede evidenciarse por medio de una marca de conformidad.

Interruptor automático: Dispositivo diseñado para abrir o cerrar un circuito por medios no automáticos y para abrir el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente predeterminada, sin dañarse a sí mismo, cuando se aplica correctamente dentro de su rango. **NOTA:** El medio de apertura automática puede ser integral, que actúa directamente sobre el interruptor automático, situado a distancia del mismo.

Interruptor de circuito por falla a tierra: Dispositivo diseñado para la protección de personas, que funciona para desenergizar un circuito o parte del mismo, dentro de un periodo determinado, cuando una corriente a tierra excede un valor predeterminado, menor que al necesario para accionar el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito de alimentación.

Interruptor de potencia: Dispositivo de interrupción capaz de conectar, conducir e interrumpir corrientes bajo condiciones normales del circuito y conectar, conducir corrientes por un tiempo especificado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito, como las de cortocircuito.

Inversor interactivo con el suministrador: Inversor proyectado para su uso en paralelo con el

suministrador, para alimentar cargas comunes y que puede entregar energía a la empresa suministradora.

Lámpara fluorescente compacta autobalastada (LFCA): Unidad en la que no se puede separar la lámpara del balastro sin ser dañada permanentemente, provista con una base y la incorporación de una lámpara fluorescente compacta y los elementos adicionales necesarios para su encendido y funcionamiento estable.

Lámpara fluorescente compacta: Lámpara de descarga eléctrica en vapor de mercurio a baja presión en la cual la emisión principal de luz proviene de un recubrimiento de material fluorescente. Se caracteriza por presentar sus terminales eléctricas en un extremo de la lámpara y por incluir una o más zonas frías para controlar la presión del vapor de mercurio.

Lámpara fluorescente: Una lámpara de descarga eléctrica de vapor de mercurio a baja presión en la que un recubrimiento fluorescente transforma parte de la energía ultravioleta generada por la descarga, en luz visible.

Líquido volátil inflamable: Líquido con punto de ignición menor a 38 °C. Líquido cuya temperatura está por encima de su punto de ignición, o un combustible líquido con una presión de vapor no mayor que 276 kilopascales a 38 °C y cuya temperatura está por encima de su punto de ignición.

Lugar húmedo: Lugares protegidos de la intemperie y que no están sometidos a saturación con agua u otros líquidos pero están expuestos a grados moderados de humedad. Ejemplos de tales lugares incluyen sitios parcialmente protegidos bajo aleros, marquesinas, porches techados abier-

tos y lugares similares y lugares interiores sujetos a un grado moderado de humedad como algunos sótanos, graneros y almacenes refrigerados.

Lugar mojado: Instalación subterránea o de baldosas de concreto o mampostería, que está en contacto directo con el terreno o un lugar sometido a saturación con agua u otros líquidos, tal como área de lavado de vehículos o un lugar expuesto a la intemperie y no protegido.

Lugar seco: Lugar que normalmente no está húmedo o sujeto a ser mojado. Un local clasificado como seco puede estar temporalmente húmedo o sujeto a ser mojado, como en el caso de un edificio en construcción.

Luminaria: Unidad completa de iluminación que consiste en una fuente de luz, con una o varias lámparas, junto con las partes diseñadas para posicionar la fuente de luz y conectarla a la fuente de alimentación. También puede incluir las partes que protegen la fuente de luz o el balastro y aquellas para distribuir la luz. Un portalámpara por sí mismo no es una luminaria.

Marcado (aplicado a marca de conformidad): Equipo o materiales que tienen adherida una etiqueta, símbolo u otra marca de identificación de un organismo acreditado o dependencia que mantiene un programa de inspecciones periódicas al equipo o material etiquetado, y que es aceptable para el organismo que se ocupa de la evaluación de la conformidad del producto. Con la etiqueta, símbolo u otra marca de identificación mencionada, el fabricante o proveedor indica que el equipo o material cumple con las normas aplicables o su buen funcionamiento bajo requisitos específicos.

Medio de desconexión: Dispositivo o conjunto de dispositivos u otros medios por los cuales los conductores de un circuito pueden ser desconectados de su fuente de alimentación.

Medios de desconexión: Un dispositivo o conjunto de dispositivos u otros medios en los cuales los conductores del circuito pueden ser desconectados desde su fuente de alimentación.

Motor abierto: Es un motor que tiene aberturas para ventilación que permiten el paso del aire exterior de enfriamiento, sobre y a través del embobinado del motor.

Motor cerrado: Es un motor cuya armazón impide el intercambio libre de aire entre el interior y el exterior de este, sin llegar a ser hermetico. Dentro de esta clasificación se incluyen los motores a prueba de explosión.

Motor de inducción: Es un motor eléctrico en el cual solamente una parte, el rotor o el estator, se conecta a la fuente de energía y la otra trabaja por inducción electromagnética.

Motor eléctrico: Es una máquina rotatoria para convertir energía eléctrica en mecánica.

Motor tipo jaula de ardilla: Es un motor de inducción, en el cual los conductores del rotor son barras colocadas en las ranuras del núcleo secundario, que se conectan en circuito corto por medio de anillos en sus extremos semejanado una jaula de ardilla.

No accesible (aplicado a un lugar): Las personas no pueden tener acceso fácil, a menos que utilicen medios de acceso especiales.

No ajustable: Calificativo que indica que el interruptor automático no puede ajustarse para cambiar el valor de la corriente a la cual dispara o el tiempo requerido para su operación.

No automático: Requiere de intervención humana para realizar una función.

No puesto a tierra: No conectado a tierra ni a un cuerpo conductor que extienda la conexión a tierra.

Oculto: Que resulta inaccesible por la estructura o acabado del edificio. Los conductores en canalizaciones ocultas son considerados ocultos, aunque se hacen accesibles al sacarlos de las canalizaciones.

Operable desde el exterior: Capaz de ser operado sin que el operario esté expuesto al contacto con partes vivas.

Panel: Placa, entrepaño, tramo, segmento, cuadro o compartimento.

Partes vivas: Componentes conductores energizados.

Persona calificada: Persona con habilidades y conocimientos relacionados con la construcción y el funcionamiento de las instalaciones y los equipos eléctricos y que ha recibido capacitación en seguridad para reconocer y evitar los peligros implicados.

Plenum: Compartimento o plenum a la que están conectados uno o más ductos de aire y que forma parte del sistema de distribución de aire.

Portalámparas: Portalámparas de base tipo Edison de un luminario para lámparas incan-

descentes o lámparas eléctricas portátiles que puede acoplarse para alimentar a una lámpara autobalastada o a un adaptador de lámpara.

Protección de falla a tierra de equipos: Sistema diseñado para proteger a los equipos contra daños por corrientes de falla entre línea y tierra, que hacen funcionar un medio de desconexión que desconecta los conductores no puestos a tierra del circuito con falla. Esta protección es activada a niveles de corriente menores a los necesarios para proteger a los conductores contra daños mediante la operación de un dispositivo de protección contra sobre corriente del circuito de alimentación.

Protector térmico (aplicado a motores): Dispositivo de protección, que se monta como parte integral de un motor o motor-compresor y el cual, cuando se utiliza de manera apropiada, protege al motor contra sobrecalentamientos peligrosos debido a sobrecargas o fallas de arranque. NOTA: El protector térmico puede consistir de uno o más elementos sensores integrados al motor o motor-compresor y un dispositivo externo de control.

Protegido térmicamente (aplicado a motores): Las palabras “protegido térmicamente”, en la placa de datos del motor o motor-compresor, indican que el motor tiene un protector térmico incorporado.

Puente de unión, circuito: Conexión entre partes de un conductor en un circuito para mantener la ampacidad requerida por el circuito.

Puente de unión, equipo: Conexión entre dos o más partes del conductor de puesta a tierra del equipo.

Puente de unión, principal: Conexión en la acometida entre el conductor del circuito puesto a tierra y el conductor de puesta a tierra del equipo.

Puente de unión, sistema: Conexión entre el conductor puesto a tierra del circuito y el conductor de puesta a tierra del lado del suministrador, o el conductor puesto a tierra del equipo, o ambos, a un sistema derivado separado.

Puente de unión: Conductor confiable, para asegurar la conductividad eléctrica requerida entre partes metálicas que deben estar conectadas eléctricamente.

Puesto a tierra eficazmente: Conectado (conexión) a tierra intencionalmente a través de una conexión o conexiones a tierra que tengan una impedancia suficientemente baja y ampacidad, que prevengan la formación de tensiones peligrosas para las personas o para los equipos conectados.

Puesto a tierra sólidamente: Conectado a tierra sin insertar ningún dispositivo de resistencia o de impedancia.

Puesto a tierra: Conectado (conexión) a tierra o a algún cuerpo conductor que extienda la conexión a tierra.

Punto de acometida: Punto de conexión entre las instalaciones del suministrador y las del usuario, el cual se localiza en el equipo de medición cuando éste se encuentra en el inmueble, y en caso de que el medidor se encuentre en la red del suministrador, el punto de recepción del suministro es en el medio de desconexión.

Punto neutro: Punto común en una conexión en estrella en un sistema polifásico, o punto medio en un sistema monofásico de 3 hilos, o punto medio de una porción monofásica de un sistema trifásico en delta, o punto medio de un sistema de corriente continua de 3 hilos. NOTA: En el punto neutro del sistema, la suma vectorial de las tensiones de todas las otras fases dentro del sistema que utiliza el neutro, con respecto al punto neutro, es cero.

Registro: Envolvente para uso en sistemas subterráneos que tienen un fondo abierto o cerrado, dimensionado de tal forma que permite al personal alcanzar lo que hay dentro, pero no ingresar en él, con el propósito de instalar, operar o mantener el equipo o el alambrado, o ambos.

Resguardado: Cubierto, blindado, cercado, encerrado, o protegido de otra manera por medio de cubiertas o tapas adecuadas, barreras, rieles, pantallas, placas o plataformas para evitar la posibilidad de acercamiento o contacto de personas u objetos a un punto peligroso.

Retardante de flama: Característica de un material con aditivo, formulación o mezclas de compuestos químicos incorporados para reducir la inflamabilidad de un material o para demorar la combustión del mismo.

Salida de fuerza: Conjunto con envolvente que puede incluir contactos, interruptores automáticos, portafusibles, desconectores con fusibles, barras conductoras de conexión común y bases para montaje de medidores de energía; diseñado para suministrar y controlar el suministro de energía a casas móviles, paraderos para remolques, vehículos de recreo, remolques o embarcaciones; o para servir como medio de distribu-

ción de la energía necesaria para operar equipo móvil o instalado temporalmente.

Salida para alumbrado: Salida diseñada para la conexión de un portalámparas, una luminaria.

Salida para contactos: Salida en la que están instalados uno o más contactos.

Salida: Punto en un sistema de alambrado en donde se toma corriente para alimentar a un equipo de utilización.

Servicio continuo: Operación a una carga prácticamente constante durante un tiempo indefinidamente largo.

Servicio intermitente: Operación por intervalos que alternan de:

- Con carga y sin carga; o
- Con carga y en reposo, o
- Con carga, sin carga y en reposo

Servicio periódico: Operación intermitente en el que las condiciones de carga son regularmente recurrentes.

Servicio por tiempo corto: Operación a una carga prácticamente constante durante un tiempo especificado, corto y definido.

Servicio variable: Funcionamiento a cargas e intervalos de tiempo, donde ambos pueden variar dentro de una amplia gama.

Sistema de alambrado de usuarios: Alambrado interior y exterior incluyendo circuitos de fuerza, alumbrado, control y señalización con todos sus herrajes, accesorios y dispositivos de alambrado asociados, ya sean permanentes o tempo-

ralmente instalados, que parten desde el punto de acometida de los conductores del suministrador o fuente de un sistema derivado separado hasta las salidas. Dicho alambrado no incluye el alambrado interno de aparatos, luminarias, motores, controladores, centros de control de motores y equipos similares.

Sistema derivado separado: Sistema de alambrado de una propiedad, cuya alimentación procede de una fuente de energía o equipo diferente a la alimentación del suministrador. Tales sistemas no tienen conexión eléctrica entre los conductores de un circuito de un sistema a los conductores de un circuito de otro sistema, exceptuando las conexiones a través de la tierra, cubiertas de metal, canalizaciones metálicas, o conductores de puesta a tierra de equipo.

Sistema interactivo: Sistema de generación de energía eléctrica que está operando en paralelo con y que puede suministrar energía al sistema de la fuente primaria de alimentación.

Sistema solar fotovoltaico: El total de componentes y subsistemas que, combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica apropiada para conectar una carga de utilización.

Sobrecarga: Operación de un equipo por encima de su capacidad normal, a plena carga, o de un conductor por encima de su ampacidad que, cuando persiste durante un tiempo suficientemente largo, podría causar daños o un calentamiento peligroso. Una falla, como un cortocircuito o una falla a tierra, no es una sobrecarga.

Sobrecorriente: Cualquier corriente que supere la corriente nominal de los equipos o la ampacidad de un conductor. La sobrecorriente puede provocarse por una sobrecarga, un cortocircui-

to o una falla a tierra. **NOTA:** Una corriente en exceso de la nominal puede ser absorbida por determinados equipos y conductores para un conjunto de condiciones dadas. Por eso, las reglas para protección contra sobrecorriente son específicas para cada situación particular.

Sólidamente puesto a tierra: Significa que el conductor puesto a tierra (neutro) lo está sin necesidad de intercalar ninguna resistencia o dispositivo de impedancia.

Suministrador: Compañía de servicio público (CFE) o autorizada por la LSPEE, encargada del abastecimiento de energía eléctrica para su utilización.

Suministro ininterrumpido de energía: Un suministro de energía que se utiliza para proporcionar una fuente alterna de alimentación por algún período de tiempo en el caso de una interrupción del suministro normal. **NOTA:** Además, puede proporcionar una alimentación de tensión y frecuencia más constante, reduciendo los efectos de variaciones de tensión y frecuencia.

Tablero de alumbrado y control: Panel sencillo o grupo de paneles unitarios diseñados para ensamblarse en forma de un solo panel, accesible únicamente desde el frente, que incluye barras conductoras de conexión común y dispositivos automáticos de protección contra sobrecorriente y otros dispositivos de protección, y está equipado con o sin desconectores para el control de circuitos de alumbrado, calefacción o fuerza; diseñado para instalarlo dentro de un gabinete o caja de cortacircuitos ubicada dentro o sobre un muro o pared divisora y accesible únicamente desde el frente (véase Tablero de distribución).

Tablero de distribución: Panel grande sencillo, estructura o conjunto de paneles, donde se montan, por el frente o por la parte posterior o por ambos lados: desconectores, dispositivos de protección contra sobrecorriente y otras protecciones, barras conductoras de conexión común y usualmente instrumentos. Los tableros de distribución son accesibles generalmente por la parte frontal y la posterior, y no están destinados para ser instalados dentro de gabinetes.

Tablero de potencia con envoltente metálico: Tablero totalmente cerrado por todos los lados y la parte superior con láminas metálicas (excepto por las aberturas de ventilación y las ventanas de inspección) y que contiene principalmente dispositivos de desconexión o de interrupción de potencia, con barras conductoras y conexiones. El ensamble puede incluir dispositivos de control y auxiliares. El acceso al interior del envoltente es por puertas, cubiertas removibles, o ambas. Los tableros de potencia con envoltente metálico se pueden conseguir en construcciones resistentes o no resistentes al arco.

Tensión (de un circuito): La mayor diferencia de potencial (tensión rms) entre dos conductores cualesquiera de un circuito considerado.

Tensión a tierra: En los circuitos puestos a tierra, es la tensión entre un conductor dado y el punto o conductor del circuito que está puesto a tierra; en circuitos no puestos a tierra es la mayor diferencia de potencial entre un conductor dado y cualquier otro conductor del circuito. **NOTA:** Algunos sistemas, como los de 3 fases 4 hilos, de 1 fase 3 hilos y de corriente continua de 3 hilos, pueden tener varios circuitos a diferentes tensiones.

Tensión nominal: Valor nominal asignado a un circuito o sistema para designar convenientemente su clase de tensión. La tensión a la cual un circuito opera puede variar de la nominal, dentro de un margen que permite el funcionamiento satisfactorio de los equipos.

Transformador de distribución tipo pedestal: Conjunto formado por un transformador de distribución con un gabinete integrado en el cual se incluyen accesorios para conectarse en sistemas de distribución subterránea, este conjunto está destinado para instalarse en un pedestal y para servicio en intemperie.

Transformador de distribución tipo poste: Es aquel transformador de distribución que por su configuración externa está dispuesto en forma adecuada para sujetarse o instalarse en un poste o en alguna estructura similar.

Transformador de distribución tipo subestación: Es aquel transformador de distribución que por su configuración externa está dispuesto en forma adecuada para ser instalado en una plataforma, cimentación o estructura similar y su acceso está limitado por un área restrictiva.

Transformador de distribución tipo sumergible: Es aquel transformador de distribución que por su configuración externa está dispuesto en forma adecuada para ser instalado en un pozo o bóveda y que está expuesto a sufrir inundaciones.

Transformador de distribución: Es aquel transformador que tiene una capacidad nominal

desde 5 hasta 500 kVA y una tensión eléctrica nominal de hasta 34 500 V en el lado primario y hasta 15 000 V nominales en el lado secundario.

Transformador: Dispositivo eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos a la misma frecuencia, usualmente aumentando o disminuyendo los valores de tensión y corriente eléctricas.

Tubo conduit: Sistema de canalización diseñado y construido para alojar conductores en instalaciones eléctricas, de forma tubular, sección circular.

Unidad fusible de expulsión: Fusible ventilado en el cual el efecto de expulsión de los gases producidos por el arco y el revestimiento del portafusible, solo o con la ayuda de un resorte, extingue el arco.

Unidad fusible de potencia: Unidad fusible ventilada, no ventilada o de ventilación controlada en la cual el arco se extingue a través de un material sólido, granular o líquido, con o sin la ayuda de resorte.

Fuente: NOM-001-SEDE, NOM-016-ENER, NOM-002-SEDE, NOM -017-SCFI2.

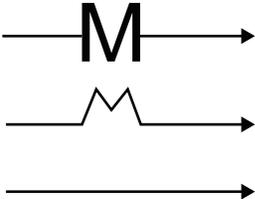
NOTA IMPORTANTE:

Nota: para abundamiento consulte los glosarios de las normas NOM, NMX, IEEE, IES y las indicadas en este libro.



E

SIMBOLOGÍA

Naturaleza de tensiones e intensidad	
Significado	Símbolo según norma ANCE
Fusible	
Acometida	
Caja de registro	
Caja de conexión.	
Resistencia	
Capacitor	
Devanado	

Naturaleza de tensiones e intensidad

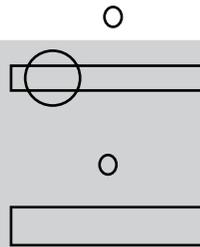
Significado

Símbolo según norma ANCE

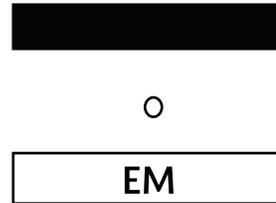
Motor



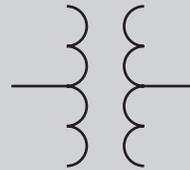
Luminario con lámpara fluorescente



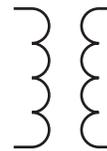
Luminario de emergencia con lámpara fluorescente



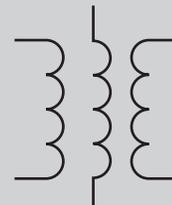
Transformador con dos devanados Forma 1



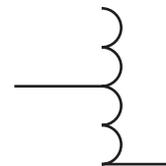
Transformador con dos devanados Forma 1



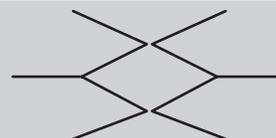
Transformador con tres devanados símbolo general

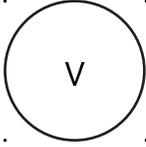
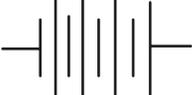
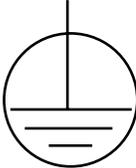


Auto transformador



Transformador de potencia



Naturaleza de tensiones e intensidad	
Significado	Símbolo según norma ANCE
Voltímetro	
Estación de botones	
Batería	
Puesta a tierra	
Terminal de puesta a tierra	
Protector contra contacto directo	
Fuente de tensión	
Falla	
Interruptor símbolo general	

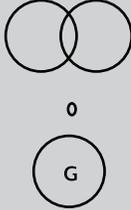
Naturaleza de tensiones e intensidad	
Significado	Símbolo según norma ANCE
Interruptor de seguridad	
Barra de neutro	————— N
Barra de puesta a tierra	————— T
Tablero de distribución general	
Tablero de distribución de alumbrado	
Tablero de distribución de control	
Medio de desconexión	
Rectificador	
Caja de alarma contra incendios	
Circuito símbolo general	—————
Conexión T	
Desconectador de seguridad "sin carga "	
Desconectador de seguridad "con carga "	
Apartarrayos	

Naturaleza de tensiones e intensidad

Significado	Símbolo según norma ANCE
-------------	--------------------------

Interruptor termomagnético	
----------------------------	---

Transformador de corriente	
----------------------------	---

Grupo generador	
-----------------	---

Elementos semiconductores

Significado	Símbolos según norma ANSI
-------------	---------------------------

Diodos semiconductores	 
------------------------	---

Tiristor	
----------	---

Triac	
-------	---

Transistor PNP	
----------------	---

Transistor NPN	
----------------	---

Aparatos de medida	
Significado	Símbolos según norma ANSI
Amperímetro	(A)
Vatímetro	(W)
Fasímetro	($\cos\phi$)
Frecuencímetro	(f) (Hz)

Para la realizar proyectos específicos consultar la NMX-J-136 Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos.

F

NOTAS ACLARATORIAS

Además de los temas presentados, existen otros parámetros y consideraciones que involucran el diseño de sistemas eléctricos que no se indican en este libro. Sin embargo esto no significa que no sean importantes o imprescindibles en el desarrollo de proyectos para el suministro eléctrico en los sistemas de extracción, conducción, distribución y potabilización de agua potable, así como para la disposición y tratamiento de aguas residuales.

Para garantizar el éxito del diseño eléctrico, la metodología a utilizar debe estar fundamentada y apegada a la normatividad vigente, tanto nacional, internacional y extranjera; y de la misma forma, debe tenerse en cuenta que la normatividad presentada en este libro solo representa una pequeña porción del total de normas existentes y disponibles para los trabajos de mejora de eficiencia energética.

Cuando en el proyecto se presente algún equipo o material no desarrollado en este libro, el diseño de la instalación eléctrica se deberá realizar de acuerdo con la normatividad vigente, tanto nacional como internacional.

Las instalaciones eléctricas de alta tensión por arriba de 34.5 KV deben considerarse como parte de la infraestructura de la comisión federal de electricidad necesaria para el suministro de energía.

Si se requiere un suministro en alta tensión, el diseño, la instalación y operación de ésta, es realizado de acuerdo con la Ley del servicio público de energía eléctrica y la normatividad respectiva, por lo que no se indican los temas relacionados con este nivel de tensión.

NOTA IMPORTANTE:

Este libro, así como el MAPAS en su conjunto, debe tomarse como una introducción al diseño de sistemas eléctricos en los sistemas de agua potable y debe tenerse muy en cuenta que la información presentada no es de ninguna forma absoluta y no debe tomarse como ley o norma obligatoria que deba cumplirse o limitarse a lo expuesto en este documento.



G

BIBLIOGRAFÍA

- Becerril, O. (2010). Instalaciones eléctricas prácticas. México: Onésimo Becerril.
- Camarena M., P., & Schrader Camarena, O. (2003). Manual de instalaciones eléctricas residenciales. México: Continental.
- Monterrey. (2011). Manual eléctrico. Monterrey: Viakon.
- CONDUMEX. (n.d.). Catálogo Condumex de cables para construcción y baja tensión. Catálogo Condumex de cables para construcción y baja tensión.
- CONDUMEX. (n.d.). Memorias de los ciclos conferencias sobre instalaciones eléctricas de baja tensión.
- CONELEC. (n.d.). Manual eléctrico cuarta edición.
- Domingo Almendarez Amador. (2008). Circuitos lógicos combinatorios. IPN.
- EATON. (2014). Kearney fuse.
- Enríquez Harper, G. (2000). Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión. México: Limusa.
- Enríquez Harper, G. (2005). El ABC de las instalaciones eléctricas residenciales. México: Limusa.
- Enríquez Harper., G. (2012). Instalación y control de motores de corriente alterna. Limusa.
- Manroy, M. M. (2006). Manual de iluminación ICARO.
- Manual CFE DCDSEBPE. (2014). Diseño de subestación eléctrica de distribución en bajo perfil y encapsulada en sf.
- NEMA MG-1. (2011). Motors and Generators.
- Partland., J. (n.d.). Practical electrical calculations. Electrical construction and maintenance.
- Publicación industrias I.E.M, S.A. de C.V. (n.d.). Reactores limitadores de corriente. IEM S.A. de C.V.
- Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (2005). Protecting Power Transformers From Common Adverse Conditions, Ali Kazemi, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Casper Labuschagne.
- SOCOMEK. (2010). Cuaderno técnico del catálogo genera.
- Tableros de distribución Schneider Electric. (2009).
- Traister, J. (n.d.). Completed handbook of electric motor controls. Prentice Hall.
- WEG. (2012). Motores eléctricos, Guía de especificación. WEG.
- WEG. (2012). W22, Motor trifásico. WEG.
- WEG-W22 motor trifásico información técnica. (n.d.).

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 3.1	Sistema radial simple	24
Ilustración 3.2	Sistema radial expandido	24
Ilustración 3.3	Ejemplo de sistema radial selectivo en el primario	25
Ilustración 3.4	Cercado de subestación eléctrica	31
Ilustración 4.1	Diagramas de secuencia cero para generadores (parte 1)	38
Ilustración 4.2	Diagrama de secuencia cero para transformadores	41
Ilustración 4.3	Diagrama unifilar	43
Ilustración 4.4	Diagrama de reactancias	45
Ilustración 4.5	Diagrama de 9 reactancias simplificado	46
Ilustración 4.6	Diagrama de 3 reactancias simplificado	46
Ilustración 4.7	Diagrama secuencia cero	47
Ilustración 4.8	Malla en serie	47
Ilustración 4.9	Gráfica de corrientes de cortocircuito permisibles para cables de alta tensión, con conductor de cobre y aislamiento de polietileno de cadena cruzada o de etileno propileno	54
Ilustración 4.10	Gráfica de corrientes de cortocircuito permisibles para cables de alta tensión, con conductor de aluminio y aislamiento de polietileno de cadena cruzada o de etileno propileno	55
Ilustración 4.11	Diagrama unifilar	66
Ilustración 4.12	Diagrama de impedancias	67
Ilustración 4.13	Diagrama resultante 1	68
Ilustración 4.14	Diagrama resultante 2	68
Ilustración 4.15	Curvas características para el factor de potencia de motores de inducción polifásica, par normal y baja corriente de arranque	71
Ilustración 4.16	Curvas características para eficiencia de motores de inducción polifásica, par normal y baja corriente de arranque	71
Ilustración 4.17	Triangulo de potencias para los motores 100 h.p.	76
Ilustración 4.18	Triangulo de potencias para los motores 50 h.p.	77
Ilustración 4.19	Triangulo de potencias de los motores 3 h.p.	77
Ilustración 4.20	Triángulo de potencias de carga	78
Ilustración 4.21	Comprobación de resultados	78
Ilustración 4.22	Triangulo de potencias con FP = 0.90	79
Ilustración 4.23	Arreglo típico de reactores	82
Ilustración 4.24	Diagrama unifilar	83
Ilustración 4.25	Fórmulas de cálculo de inductancia total (H/km)	97
Ilustración 5.1	Esquema de banco de tuberías 1	120

Ilustración 6.1	Curvas típicas de fusión mínima de TCC para alta tensión de fusibles limitadores de potencia	136
Ilustración 6.2	Picos que pasan a través de una corriente para fusibles limitadores de corriente en media tensión	137
Ilustración 6.3	Protección para transformadores, con interruptor de potencia en el primario	142
Ilustración 6.4	Protección para transformadores con fusible en el primario	142
Ilustración 6.5	Conexiones típicas de transformadores de corriente	143
Ilustración 6.6	Protección de falla a tierra con relés de sobrecorriente para una carga de 11 kW de un motor	150
Ilustración 6.7	Subestación C:1.5 MVA, 480Y/277 V	151
Ilustración 6.8	Dimensionamiento fusibles de baja tensión para protecciones secundaria del transformador	151
Ilustración 6.9	rotección de motores de inducción de 1500 h.p. y mayores	154
Ilustración 6.10	Protección de motores de inducción menores a 1 500 h.p., con interruptor de potencia	155
Ilustración 6.11	Protección de motores de inducción con combinación arrancador-fusible y menores de 1500 h.p.	156
Ilustración 6.12	Protección aceptable para motores de la National Electric Code (NEC)	157
Ilustración 6.13	Protección del alimentador principal en media tensión	157
Ilustración 6.14	Curva característica de tiempo corriente de un relé de tiempo inverso	160
Ilustración 6.15	Curvas típica (TCC) para un fusible limitador de corriente	161
Ilustración 6.16	Curvas típica TCC para un fusible de expulsión	161
Ilustración 6.17	Criterio de coordinación fusible- relevador	162
Ilustración 6.18	Curva de capacidad nominal de transformador categoría I	171
Ilustración 6.19	Curva de capacidad nominal de transformador categoría II	172
Ilustración 6.20	Curva de capacidad nominal de transformador categoría III	173
Ilustración 6.21	Curva de capacidad nominal de transformador categoría IV	174
Ilustración 6.22	Diagrama unifilar simplificado	181
Ilustración 6.23	Características de tiempo corriente de ampepector	182
Ilustración 7.1	Rejilla de tierras	191
Ilustración 7.2	Diagramas físicos de conexión de puesta a tierra de un elemento motor-bomba sumergible	200
Ilustración 7.3	Conexión a tierra de estructura metálica	201
Ilustración 7.4	Conexión a tierra de canalización tipo charola	202
Ilustración 7.5	Conexión a tierra de tableros o centro de control de motores	203
Ilustración 7.6	Conexión a tierra de motor	203
Ilustración 7.7	Pararrayos tipo bayoneta o punta	206
Ilustración 7.8	Malla propuesta	208
Ilustración 7.9	Falla a tierra dentro de una subestación eléctrica el sistema no está puesto a tierra	211
Ilustración 8.1	Diagrama conceptual de arquitectura SICLE	227
Ilustración 8.2	Diagrama esquemático de control (Simbología)	231

Ilustración 8.3	Diagrama esquemático de control de arranque y paro de motor	232
Ilustración 8.4	Diagrama de control de secuencia de arranque	234
Ilustración 8.5	Esquema de flujo de secuencia de arranque (automático)	235
Ilustración 8.6	Esquema de control de transferencia	236
Ilustración 8.7	Esquema de flujo del control de nivel en tanque elevado	237
Ilustración 8.8	Diagrama de control de arranque y paro de bomba para alimentación de un tanque elevado	238
Ilustración 8.9	Esquema de flujo de la operación de bomba por baja presión, bajo nivel y baja calidad del agua	239
Ilustración 8.10	Diagrama de control, conexión y desconexión por baja presión, bajo nivel y baja calidad del	240
Ilustración 8.11	Diagrama esquemático de control para retrolavado de filtros	241
Ilustración 8.12	Esquema de flujo del circuito alternador de dos motores	243
Ilustración 8.13	Diagrama de control eléctrico: circuito alternador de dos motores	244
Ilustración 9.1	Curva característica para la eficiencia de motores de inducción polifásicos a plena carga, par normal y baja corriente de arranque	252
Ilustración 9.2	Curva característica para factor de potencia de motores de inducción polifásicos, par normal y baja corriente de arranque	252
Ilustración 9.3	Secuencia de descarga típica de tableros de mediana tensión	253
Ilustración 9.4	Secuencia de carga o de descarga	261
Ilustración 9.5	Curva características típicas de descarga a 20 °C (68 °F)	263
Ilustración 10.1	Gráficas de categorías de mantenimiento, para determinar el factor de degradación por suciedad de la luminaria	283
Ilustración 10.2	Concepto de ángulo límite para evitar el efecto de deslumbramiento	286
Ilustración 10.3	Identificación de la zona de visión y de localización de la fuente de luz	286
Ilustración 10.4	Cálculo de la distancia a que debe ser colocada la fuente de luz	288
Ilustración 10.5	Unidades de embutir o empotrar instaladas en falso plafón plano	289
Ilustración 10.6	Unidades de embutir o empotrar instalados en canopia o ménsula	289
Ilustración 10.7	Ejemplo de las zonas de alumbrado exterior de una subestación (vista en planta)	293
Ilustración 10.8	Suma de los ángulos de las tres contribuciones de los tres proyectores	295
Ilustración 10.9	Suma de los ángulos de las tres contribuciones de los tres proyectores	297
Ilustración 10.10	Distribución de luminarias en casa de bombas	299
Ilustración 10.11	Determinación del nivel de iluminación	301
Ilustración 10.12	Distribución de los proyectores	301
Ilustración 11.1	Compresor de planta de tratamiento	317
Ilustración 11.2	Medición en alta tensión para acometida área en 3.5 kV conexión delta	319
Ilustración 11.3	Medición en baja tensión con TC's, con subestación tipo Pedestal, hasta 199 kW	320
Ilustración 11.4	Subestación tipo poste (un poste)	321
Ilustración 11.5	Subestación tipo poste (dos postes)	322
Ilustración 11.6	Subestación tipo pedestal	323
Ilustración 11.7	Planta de subestación tipo pedestal (cuatro postes)	324

Ilustración 11.8 Elevación de subestación tipo pedestal (cuatro postes), para las distancias D1, D2, D3 y D4 ver Ilustración 9.6	325
Ilustración 11.9 Subestación intemperie en estructura metálica	326
Ilustración 11.10 Arreglo básico de subestación compacta, con acometida subterránea	327
Ilustración 11.11 Subestación compacta sin cuchillas, dos secciones y acoplamiento a transformador	328
Ilustración 11.12 Subestación compacta tipo exterior, arreglo radial simple	329
Ilustración 11.13 Arreglo para un equipo de bombeo	330
Ilustración 11.14 Arreglo típico de distribución de fuerza	331
Ilustración 11.15 Cuarto de sopladores	332
Ilustración 11.16 Subestación SF ₆	333
Ilustración 11.17 Dimensiones de tanques de combustible para plantas de emergencia	334

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Requisitos de profundidad mínima	32
Tabla 3.2	Tensiones eléctricas normalizadas	33
Tabla 3.3	Tensiones congeladas	34
Tabla 3.4	Efectos de la variación de tensión en los motores de inducción	34
Tabla 3.5	Valores recomendados de tensiones para motores de inducción	34
Tabla 4.1	Fórmulas eléctricas Valores típicos (por cada kVA) de reactancias para máquinas síncronas y de inducción	48
Tabla 4.2	Valores típicos (por cada kVA) de reactancias para máquinas síncronas y de inducción	87
Tabla 4.3	Rotativas - reactancia de las maquinas multiplicadores	87
Tabla 4.4	Factores para reactancias (o impedancias) en la combinación de máquina rotatoria	87
Tabla 4.5	Constantes de conductores para un espaciamiento simétrico de 1pie (0.3048m)	88
Tabla 4.6	Factor de espaciamiento de reactancia X_b , en ohms por 1 000pies (30.48 m) de conductor	90
Tabla 4.7	Valores de impedancia para transformadores	91
Tabla 4.8	Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente	92
Tabla 4.9	Factor de corrección por incremento en la profundidad de instalación	94
Tabla 4.10	Profundidad mínima de los ductos o bancos de ductos para cables en ductos subterráneos	94
Tabla 4.11	Separación mínima entre ductos o bancos de ductos y con respecto a otras estructuras subterráneas	94
Tabla 4.12	Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable	94
Tabla 4.13	Servicio por régimen de tiempo	95
Tabla 4.14	Conductor del secundario	95
Tabla 4.15	Radio geométrico de conductores usuales	95
Tabla 4.16	Características de conductores concéntricos normales	96
Tabla 4.17	Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600 volts, 3 fases a 60 Hz y 75°C	98
Tabla 4.18	Ampacidades permisibles de conductores individuales aislados para tensiones hasta e incluyendo 2 000 volts al aire libre, basadas en una temperatura ambiente 30 °C	99
Tabla 4.19	Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2 000 volts y 60 °C a 90°C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30°	100
Tabla 4.20	Corriente a plena carga de motores trifásicos de corriente alterna	101
Tabla 4.21	Número máximo de conductores compactos en tubería metálica eléctrica (EMT)	102

Tabla 4.22 Letras de código de indicación para rotor bloqueado	104
Tabla 4.23 Impedancia por metro y ángulo para conductores de baja tensión (Tabla de kVAR para mejorar el factor de potencia)	105
Tabla 4.24 Impedancia por metro y ángulo para conductores de baja tensión	106
Tabla 4.25 Efectos de las variaciones de tensión sobre el FP en motores de 2 polos=3600 r/min,60 h	107
Tabla 4.26 Valores máximos de corriente de arranque en amperes de motores trifásicos, de inducción, jaula de ardilla 220 volts nominal	108
Tabla 4.27 Tabla de kVAR para mejorar el factor de potencia	109
Tabla 4.28 Aspectos generales para especificación de reactores	110
Tabla 4.29 Valores por reactores	111
Tabla 4.30 Rangos de la relación x/r para sistemas equivalentes en instalaciones típicas	111
Tabla 5.1 Área de ocupación permisible para cables de un solo conductor en charolas portacables de tipo escalera, fondo ventilado o malla ventilada para cables de 2 000 volts o menos	115
Tabla 5.2 Soportes para tubo conduit metálico pesado	118
Tabla 5.3 Requisitos de profundidad mínima en instalaciones de 0 a 600 V	121
Tabla 5.4 Profundidad mínima de los ductos o bancos de ductos	122
Tabla 5.5 Separación mínima entre ductos o bancos de ductos y con respecto a otras estructuras subterráneas	122
Tabla 5.6 Separación mínima entre cables eléctricos y de comunicación propia del suministrador dentro de un mismo registro, pozo o bóveda	123
Tabla 5.7 Número máximo de conductores que pueden alojarse en el tubo de PVC Conduit	125
Tabla 5.8 Dimensiones y porcentaje disponible para los conductores del área del tubo conduit	128
Tabla 6.1 Dispositivos de sobrecarga para protección del motor	140
Tabla 6.2 Ajuste máximo de los dispositivos de protección contra cortocircuito y falla a tierra para circuitos derivados de motores	140
Tabla 6.3 Cargas Normalizadas para transformadores de corriente (corriente secundaria de 5 Amps)	145
Tabla 6.4 Constantes de forma para ecuación exponencial	159
Tabla 6.5 Pasos de la coordinación de dispositivos de sobrecorriente	169
Tabla 6.6 Motores de inducción de rotor bloqueado	169
Tabla 6.7 Capacidades normativas de transformadores	169
Tabla 6.8 Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para transformadores de más de 600 volts (como porcentaje de la corriente nominal del transformador)	170
Tabla 6.9 Valor nominal o ajuste máximo de la protección contra sobrecorriente para los transformadores de 600 volts y menos (como un porcentaje nominal de la corriente nominal del transformador)	170
Tabla 6.10 kVA de placa mínimos, para transformadores.	183
Tabla 6.11 Escala de corrientes	183
Tabla 6.12 Constantes tiempo-múltiplos de corriente	183
Tabla 6.13 Constantes tiempo-múltiplos de corriente. Por factor de corrección	184

Tabla 6.14 Datos puntos tiempo-corriente para graficar	184
Tabla 6.15 Datos puntos de la curva de daño	184
Tabla 6.16 Datos de valores de tiempo	184
Tabla 6.17 Relación de corrientes, para una corriente de disparo	184
Tabla 6.18 Resumiendo los valores anteriores de la curva de daño. Valores del factor de decremento	185
Tabla 6.19 Datos de valores tiempo-corriente	185
Tabla 6.20 Distancias de fuga recomendados	186
Tabla 7.1 Resistividad típica de superficies de materiales	188
Tabla 7.2 Valores del factor de decremento	189
Tabla 7.3 Resistencia a tierra del sistema.	191
Tabla 7.4 Designación de conductor de cobre para puesta a tierra (mínimo).	196
Tabla 7.5 Sección transversal mínima de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos	198
Tabla 7.6 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna	199
Tabla 8.1 Niveles de operación	228
Tabla 9.1 Datos de luminarios	248
Tabla 9.2 Datos de motores	249
Tabla 9.3 Datos de otras carga	249
Tabla 9.4 Determinación de capacidad de generación	251
Tabla 9.5 Definición de cargas	253
Tabla 9.6 Tensiones de sistema en V c.d.	256
Tabla 9.7 Tensiones nominales de alimentación de cargadores de baterías	257
Tabla 9.8 Carga para alumbrado	257
Tabla 9.9 Carga para motores	257
Tabla 9.10 Otras cargas	257
Tabla 9.11 Planta de emergencia	258
Tabla 9.12 Carga eléctrica	261
Tabla 9.13 Máxima corriente de arranque a rotor bloqueado de motores trifásicos, diseño B, C y D para 60 Hz	275
Tabla 9.14 Corriente a rotor bloqueado en motores monofásicos con 2, 4, 6 y 8 polos	275
Tabla 9.15 Corriente a rotor bloqueado en motores monofásicos, de mediana potencia, diseños L y M	276
Tabla 9.16 Letras código a rotor bloqueado	276
Tabla 9.17 Arranque de motores a tensión reducida	276
Tabla 9.18 Factores de potencia al arranque	277
Tabla 9.19 Especificaciones de baterías plomo acido (funcionamiento promedio como suministro a 20°C, densidad de 1.265)	278
Tabla 9.20 Tensión final 1.75 V/celda	278
Tabla 9.21 Datos técnicos mínimos necesarios de la planta de emergencia	279
Tabla 9.22 Factor de decremento para altitudes mayores a 1 000 m.s.n.m.	279
Tabla 9.23 Tipo de detectores y principios de funcionamiento	280

Tabla 9.24	Carteles informativos	280
Tabla 10.1	Reflectancias en acabado madera	302
Tabla 10.2	Reflectancias en acabado metálico	302
Tabla 10.3	Reflectancias en vidrio	302
Tabla 10.4	Reflectancias en plástico	302
Tabla 10.5	Reflectancias en acabado mate	303
Tabla 10.6	Fórmulas	303
Tabla 10.7	Ejemplo de la obtención del coeficiente de utilización por medio de la cavidad del cuarto y las reflectancias efectivas de las cavidades del techo, pared y piso (método de cavidad zonal), para una luminaria determinada	304
Tabla 10.8	Identificación de niveles de iluminación	305
Tabla 10.9	Cálculo de distancias	306
Tabla 10.10	Niveles de iluminancia mínima	306
Tabla 10.11	Cálculo de coeficiente de utilización	306
Tabla 11.1	Distancia mínima del espacio de trabajo en una instalación eléctrica	335
Tabla 11.2	Espacio mínimo de seguridad de las partes vivas	335
Tabla 11.3	Especificación de equipo de subestación tipo poste (un poste)	336
Tabla 11.4	Subestación tipo dos poste (para bombeo agrícola)	337
Tabla 11.5	Características nominales de los postes de concreto reforzado	338
Tabla 11.6	Criterios de selección para S.E. compactas y rurales	339

CONTENIDO ALFABÉTICO

- Actividades, estudios y memorias de cálculo, planos, documentos y especificaciones, catálogo de conceptos y presupuesto base 6
- Alarmas audibles en campo 273
- Alcance de los documentos técnicos – administrativos 10
- Alcance de los trabajos eléctricos 6
- Alcance de los trabajos y suministros 11
- Alto parlantes (bocinas) 273
- Alumbrado en subestaciones eléctricas 291
- Alumbrado para exteriores 290
- Alumbrado y circuitos de emergencia 267
- Área de tableros 284
- Arquitectura SCADA 226
- Arranque y paro de motor 232
- Arreglos básicos (diagramas) 23
- Arreglos de conjunto 307
- Arreglos físicos 307
- Banco de baterías 253
- Banco de capacitores 83
- Banco de Tuberías 116
- Cables de baja tensión 53
- Cables de control 218
- Cables de energía 47
- Caída de tensión al arranque de motores 62
- Cálculo de cortocircuito 35
- Cálculo del banco de batería Níquel-Cadmio 255
- Cálculo del banco de batería plomo-ácido 254
- Cálculo del cargador de baterías 256
- Cálculo del máximo aumento de Tensión en la red de tierras 195
- Cálculo y selección de conductores eléctricos 47
- Cálculo y selección de reactores limitadores de corriente 79
- Calibre mínimo del conductor de la red de tierras 189
- Canalizaciones eléctricas 113
- Capacidades 266
- Características del diagrama de conexiones 308
- Características eléctricas de los equipos 248
- Características específicas de arreglos físicos 310
- Características específicas de tableros 314
- Características generales de selección 264
- Características normativas 308
- Cargador de baterías 256
- Catálogo de conceptos 10
- Categorías de tensiones máximas de los equipos 165
- Cercados y bardas 29
- Cercas 30
- Charolas 115
- Circuito alternador 242
- Circuitos de sistemas de emergencia para alumbrado y fuerza 267
- Compresores 316
- Conceptos generales para instalaciones eléctricas en los sistemas de bombeo, pozos, plantas potabilizadoras, de tratamiento y desaladoras 15
- Condiciones de seguridad 195
- Conductor de puesta a tierra de equipos 197
- Conductor de tierra en apartarrayos 204
- Conexión de puesta a tierra de un equipo 200
- Conexión y desconexión por baja presión, bajo nivel y baja calidad del agua 239
- Controladores de motores 220
- Control de nivel en tanque elevado 237
- Control de retrolavado de filtros 240
- Control para los circuitos de alumbrado de emergencia 268
- Control supervisorio 223
- Coordinación con otras áreas de ingeniería 28
- Coordinación de aislamiento 164

Coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente 158
 Corriente máxima de falla a tierra 188
 Cortocircuito monofásico 37
 Cortocircuito trifásico 35
 Datos técnicos requeridos de una planta de emergencia 263
 Descripción de los sistemas más utilizados para el suministro de energía eléctrica en plantas industriales 19
 Determinación de centros de carga 18
 Determinación de las tensiones de aguante requeridas 164
 Determinación del factor de potencia 69
 Determinación del tipo de carga 247
 Diagramas de control eléctrico 230
 Diagramas lógicos de control 230
 Diseño preliminar de la red de tierras 190
 Dispositivos de protección de sobrecorriente 134
 Distribución de fuerza 312
 Ducto metálico 116
 Ductos 127
 Elementos estructurales en bardas 29
 Equipos auxiliares de control 214
 Equipos de control 213
 Estaciones manuales de alarma 274
 Estructura del proyecto eléctrico 5
 Factibilidad de suministro de energía eléctrica 351
 Factor de potencia 69
 Factor de relleno 114
 Funciones del cargador 256
 Fusibles 134
 Instrumentos de gestión 1
 Instrumentos de medición 245
 Instrumentos de medición, protección, alarmas y señalización 266
 Interpretación de curvas de operación de dispositivos de sobrecorriente 163
 Interruptores automáticos 138
 Lista de tensiones de aguante nominales normalizadas a 60 Hz 165
 Listado de normas de cálculo, estudio y diseño de instalaciones eléctricas 359
 Longitud mínima del conductor requerido en la red de tierras 194
 Memoria de cálculo 25
 Método de cálculo de los lúmenes 290
 Método de cavidad zonal 296
 Método del cálculo para alumbrado localizado 293
 Métodos de arranque 62
 Métodos de cálculo del sistema de fuerza 35
 Muros en bardas 30
 Nivel de iluminación recomendado 281
 Normas aplicables 5
 Operación 265
 Pasos de la coordinación de dispositivos de sobrecorriente 165
 Planeación del sistema eléctrico 15
 Planos de diseño 25
 Portones vehiculares 30
 Protección contra sobrecorriente 270
 Protección de alimentadores 153
 Protección de equipo 149
 Protección de motores 152
 Protección de transformadores 149
 Protecciones 133
 Registros eléctricos 122
 Relevadores 141
 Requerimientos mínimos de coordinación de protecciones de sobrecorrientes 158
 Resistencia de la red de tierras 194
 Sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra de un sistema de corriente alterna 199
 Sección transversal de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipo 197
 Secuencia de arranque 232
 Selección de la escala de corrientes 175
 Selección de tensiones 18

Simbología 387
Sistema contra incendios 271
Sistema de aire acondicionado 25
Sistema de alarmas 272
Sistema de doble conversión 264
Sistema de energía ininterrumpible 263
Sistema de modulación por ancho de pulso (PWM) 264
Sistema de tierras 187
Sistemas auxiliares 318
Sistemas de alumbrado 281
Sistemas de control 213
Sistemas de distribución 19
Sistemas de emergencia 247
Soportería 118
Subestaciones eléctricas 308
Suministro de energía eléctrica 27
Tableros de control 219
Tensiones normalizadas 19
Tipos de acometida 309
Tipos de canalizaciones 113
Tipos de electrodos 192
Transferencia 233
Transformadores de corriente 144
Transformadores de instrumentos 144
Transformadores de potencial 148
Tubería conduit de pvc 124
Ubicación de los interruptores 269
Usos permitidos 116

