



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROYECTO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA
PARA UN PALACIO DE JUSTICIA FEDERAL**

**T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
(ÁREA: ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA)
P R E S E N T A N:
GUSTAVO RAMÍREZ JIMENEZ
MARTÍN SÁNCHEZ REYES**



**DIRECTOR DE TESIS:
M.I. ARTURO MORALES COLLANTES**

CD. UNIVERSITARIA, D.F.

2005



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

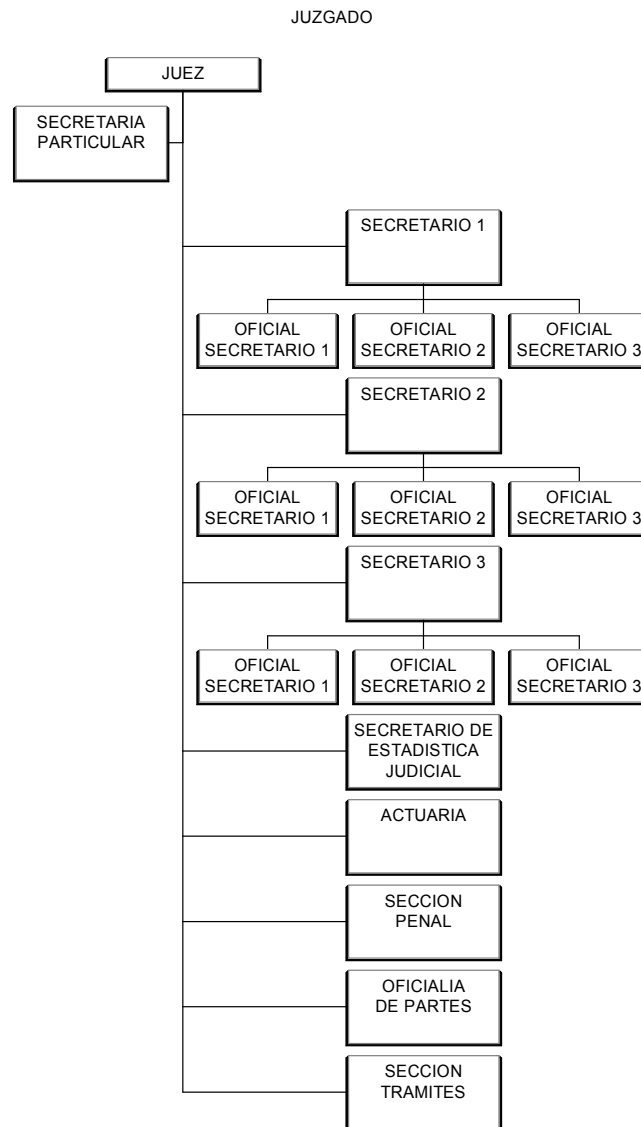
CAPITULO 1. ANTECEDENTES	1
CAPITULO 2. ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LA CARGA	4
CAPITULO 3. ARREGLO PRELIMINAR	23
CAPITULO 4. MEMORIA DE CALCULO	27
4. 1. CALCULO DE ALUMBRADO	27
4. 2. CALCULO DE CIRCUITOS DERIVADOS	49
4. 3. CALCULO DE ALIMENTADORES Y CANALIZACIONES	52
4. 4. CUADROS DE CARGA	83
4. 5. DIAGRAMA UNIFILAR	92
4. 6. ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO	94
4. 7. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	125
4. 8. SISTEMA DE TIERRAS	154
4. 9. DETERMINACIÓN DEL EQUIPO A UTILIZAR	168
CAPITULO 5. CONCLUSIONES	173
APÉNDICES	
A) TABLAS PARA CÁLCULO DE ALUMBRADO	i
B) TABLAS DE CONDUCTORES Y MOTORES	iv
C) TABLAS DE VALORES DE IMPEDANCIA DE EQUIPOS	xi
D) CARACTERÍSTICAS TIEMPO-CORRIENTE DE EQUIPOS	xix
BIBLIOGRAFÍA	xxvi

1 ANTECEDENTES

El edificio gubernamental que nos compete es un Palacio de Justicia Federal el cual albergará diferentes órganos jurisdiccionales que pueden ser los siguientes:

- Tribunales Colegiados
- Tribunales Unitarios
- Juzgados de Distritos
- Instituto Federal de Defensoría Pública
- Instituto de la Judicatura Federal

Un esquema de los usuarios en un juzgado sería el siguiente:



Los sistemas, equipos, y medios que deben ser provistos para satisfacer los requerimientos funcionales de un edificio gubernamental variará con el tipo de medio, pero generalmente incluirán alguno o todos los siguientes:

- (1) Servicio eléctrico del edificio
- (2) Sistema de distribución de energía
- (3) Alumbrado –Interior y exterior, ambos utilitarios y decorativos; alumbrado específico y general
- (4) Comunicaciones –Teléfono, fax, telégrafo, enlace satelital, radio, circuito cerrado de televisión, comunicación entre dependencias (incluyendo microondas, enlace por computadora, fibra óptica, intercomunicación electrónica), y otros sistemas de señales.
- (5) Sistemas de alarmas contra incendio –Bombas contra incendio y rociadores, detectores de humo y fuego, sistema de alarmas, y sistemas de emergencia público.
- (6) Transporte –Elevadores, montacargas móviles, y escaleras eléctricas
- (7) Acondicionamiento del espacio –Calefacción, ventilación, aire acondicionado
- (8) Saneamiento –Almacenamiento, reciclamiento, compactación y traslado de basura y desperdicios; incineradores; tratamiento de aguas negras; y cortadores y trituradores de documentos
- (9) Plomería –Sistemas de agua caliente y fría, medios de tratamiento del agua
- (10) Monitoreo de seguridad, alarma contra ladrones, sistemas de acceso electrónico, y circuito cerrado de vigilancia por televisión
- (11) Máquinas de oficina –Máquinas de escribir, computadoras, calculadoras, máquinas de reproducción y procesadores de palabras
- (12) Equipo de refrigeración
- (13) Almacenamiento de comida, provisiones de alimento, preparación de alimentos
- (14) Mantenimiento
- (15) Protección contra descargas atmosféricas
- (16) Sistemas de control automático del edificio
- (17) Medios de entretenimiento y sistemas especializados audiovisuales
- (18) Medios médicos
- (19) Medios recreativos.
- (20) Requerimientos legales y opcionales de sistemas de emergencia y sistemas de pánico
- (21) Señalamiento, señalización, y sistemas de control de tráfico, sistemas de control de estacionamiento, incluyendo sistemas autómatas de estacionamiento

No obstante la gran variedad de edificios institucionales, algunos elementos de diseño eléctrico son comunes a todos. Los principales elementos de diseño considerados en el diseño de los sistemas de fuerza, alumbrado, y sistemas auxiliares incluye:

- (1) Magnitudes, calidad, características, demanda, factor de coincidencia o diversidad de las cargas, factor de potencia

- (2) Voltajes de servicio, distribución y utilización así como regulación de voltaje
- (3) Flexibilidad y previsión por expansión
- (4) Disponibilidad y continuidad
- (5) Seguridad del personal y la propiedad
- (6) Costos iniciales y de operación
- (7) Operación y mantenimiento
- (8) Corto circuito y coordinación
- (9) Fuentes de energía
- (10) Sistemas de distribución
- (11) Requerimientos legales y opcionales de los sistemas de energía de emergencia
- (12) Conservación, demanda y control de la energía
- (13) Cumplimiento con los requerimientos regulatorios
- (14) Requerimientos especiales del sitio :requerimientos sísmicos, altitud, niveles de sonido, seguridad, exposición de elementos físicos, riesgos de incendio, locales peligrosos, y sistemas de energía ininterrumpible

El sistema de distribución de energía eléctrica existe solamente para servir a las cargas –los dispositivos que utilizan electricidad. Los sistemas de distribución de energía cumplirán segura y económicamente su asignación, proveyendo disponibilidad suficiente para satisfacer las adecuaciones y requerimientos del edificio y sus usuarios, así como la flexibilidad suficiente para incorporar o acomodar cambios de carga durante la vida del edificio.

2 ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DE LA CARGA

El sistema de distribución de energía eléctrica en un edificio existe solamente para servir a las cargas –los dispositivos eléctricos utilizados. El sistema de distribución de energía deberá lograr la asignación de seguridad y economía, provea suficiente fiabilidad para satisfacer adecuadamente los requerimientos del edificio (y sus usuarios), e incorporar suficiente flexibilidad para acomodar el cambio de las cargas durante la vida del edificio.

Este capítulo es destinado a proveer datos de cargas típicas y sugerir métodos para la determinación de las características de la carga individual, la total conectada y la total demandada de un edificio comercial. El ingeniero debe hacer prevenciones para el crecimiento de la carga así como la expansión del edificio para proveer una capacidad eléctrica adecuada o prever la expansión del equipo eléctrico durante el tiempo de vida esperado del edificio.

La firmemente creciente sofisticación de alguno de los dispositivos de carga (complejos sistemas de comunicación; equipo de procesamiento de datos electrónico; equipo de protección de incendio; sistemas de seguridad de circuito cerrado por televisión; calefacción, ventilación, sistemas de aire acondicionado; sistemas de control automático centralizado del edificio; etc) incrementa la dificultad de determinar la carga inicial, prever cargas futuras, y establecer factores de demanda realísticos.

El ingeniero eléctrico deberá determinar una primera característica de la carga eléctrica del edificio en la etapa de diseño preliminar del edificio para seleccionar el sistema de distribución de energía apropiado y tener el equipo con la capacidad adecuada de potencia con los niveles de voltaje apropiado, y suficiente espacio y ventilación para mantener el ambiente correcto. Una vez que el sistema de potencia esta determinado, es frecuente hacer mayores cambios debido a la coordinación requerida con otras disciplinas. Arquitectos e ingenieros mecánicos y estructurales desarrollarán sus diseños simultáneamente haciendo distribuciones de espacio y ventilación. Es imperativo, por consiguiente, desde el principio que los sistemas eléctricos sean correctamente seleccionados basados en datos de carga realísticos o la mejor estimación posible de carga típica, o ambas porque finalmente, los datos de la carga finita no están disponibles durante la etapa de diseño preliminar del proyecto. Cuando se usan datos estimados, deberá recordarse que los datos típicos aplican solo en la condición para los cuales fueron tomados y lo mas probable que un arreglo para ajustar la aplicación particular sea requerido.

Mientras muchos de los requerimientos eléctricos del equipo del edificio, tales como ventilación, calefacción, alumbrado, etc., son proporcionados por otras disciplinas, el ingeniero eléctrico deberá también proporcionar a las otras disciplinas tales datos como espacio, accesibilidad, peso, y requerimientos de disipación de calor para la distribución de aparatos de energía eléctrica. Esto incluye un continuo cambio de información que empieza con los datos preliminares y es actualizado para ser cada vez mas exacto así como el diseño progresa.

Al principio del proyecto, el ingeniero eléctrico deberá revisar el tipo de estructura de la compañía de suministro y las clases de servicio disponible. Información perteneciente a demanda, energía, y factor de potencia deberá ser desarrollado para ayudar en la evaluación, selección, y especificación de la conexión mas conveniente a la compañía de suministro. Así como las fuentes de energía se vuelven mas costosas y

escasas, elementos tales como eficiencia, minimización de la demanda, y conservación de la energía deberá ser estrechamente considerada para reducir ambas el consumo de energía y el costo de suministro.

Las pérdidas del sistema de potencia (que es energía) deberán ser consideradas como parte del total de la carga en el dimensionamiento del equipo principal y de servicio. La Norma Oficial Mexicana, Instalaciones Eléctricas Utilización (NOM-001-SEDE-1999) recomienda que la caída de voltaje total desde la entrada de servicio eléctrico a las terminales de la carga de la pieza de equipo mas lejana servida no debe exceder 5% del voltaje del sistema y, así, la pérdida de energía, I^2R , será correspondiente limitada.

El listado de abajo son grupos de carga típicos y ejemplos de clases de equipo eléctrico que debe ser considerado cuando se estime la carga inicial y futura.

- (1) Alumbrado –Interior (general, trabajo, salidas, y escaleras), exterior (decorativo, parque de estacionamiento, seguridad), normal, y de emergencia.
- (2) Aparatos – maquinas de copiado y negocio, receptáculos para maquinas expendedoras, y de uso general.
- (3) Acondicionamiento del espacio – unidades de calefacción, enfriamiento, inyección de aire, y lavado de aire.
- (4) Plomería y saneamiento – bombas de agua, calentadores de agua, bombas de sumidero y alcantarillado, incineradores, y manejo de desperdicios.
- (5) Protección de incendio – detección de fuego, alarmas y bombas
- (6) Transportación – Elevadores, montaplatos, transportadores, escaleras eléctricas, y rampas móviles.
- (7) Procesamiento de datos – computadoras de escritorio, procesamiento central y equipo periférico, y sistemas de suministro de energía ininterrumpible (UPS), incluyendo enfriamiento.
- (8) Preparación de comida – refrigeración, cocción, escapes especiales, maquinas lavadoras de platos, mandar, etc.
- (9) Cargas especiales – Para equipo y medios en edificios mercantiles, restaurantes, teatros, complejos de recreación y deporte, edificios religiosos, terminales y aeropuertos, medios de cuidado de salud, laboratorios, emisoras, etc.
- (10)Cargas misceláneas – Seguridad, sistemas de control central, comunicaciones, audio visual, derretidoras de nieve, equipo recreacional y ejercicio, incineradores, dispositivos cortadores, compactadores de basura, equipo de taller y mantenimiento, etc.

Estimadores de carga. Hay muchos estimadores de carga que debe realizarse durante el curso de un proyecto.

- (1) Un estimador preliminar de carga, generalmente basado sobre una proyección de datos disponibles de un edificio existente del mismo uso y de la misma longitud o volumen. Esta información es usada preliminarmente en estudios de ingeniería para determinar la posibilidad y costo y para discusiones muy preliminares con la compañía de suministro de energía eléctrica.
- (2) Un estimador primero de diseño de carga, de mayor exactitud que (1) arriba, para determinar los tipos de servicio requerido, para presentar información mas realística a la compañía de suministro de energía, para empezar las

negociaciones formales con la compañía de suministro, y para determinar el tipo de sistema de distribución y el voltaje a ser seleccionado. En este punto, las áreas requeridas para los cuartos eléctricos y subestaciones serán determinadas. Una vez que las decisiones arquitectónicas preliminares han sido tomadas, puede ser difícil obtener espacio adicional, acceso, y requerimientos de carga para el piso para el sistema eléctrico. Figuras típicas que pudieran ser usadas para este tipo de estimación son incluidas en este capítulo.

- (3) La NOM-001-SEDE-1999 especifica el servicio mínimo y el tamaño de los alimentadores basados sobre las áreas involucradas y los tipos de carga. La intención es prevenir el diseño de un sistema eléctrico inseguro, lo cual pudiera resultar desde sobredimensionar los alimentadores, tableros, y servicios (ya sea erróneamente o para propósitos de ahorro de costos). En muchos de los edificios modernos, la demanda de carga máxima actual será substancialmente menor que la calculada bajo la metodología de la NOM-001-SEDE-1999; pero, donde la NOM-001-SEDE-1999 o el código equivalente este en vigor, los cálculos del código deben ser usados en el dimensionamiento del servicio, alimentadores, tableros de distribución, y tableros de circuitos derivados.
- (4) Los códigos de energía, primeramente aquellos decretados dentro de la ley por subdivisiones políticas, proveerán el presupuesto para la distribución de energía eléctrica. Estas son parte programas de legislación de conservación de la energía y son usualmente basadas en Normas ASHRAE/IES en la serie ASHRAE 90. Estos códigos desarrollan normas globales de conservación de energía para los edificios incluyendo sistemas mecánicos y eléctricos y aislamiento de edificios. Mientras se especifique la energía máxima usada por las diferentes áreas de ocupación, esto permitirá el incremento del consumo disponible en ciertas áreas si otras de las áreas usan menos que el límite permitido. La mayoría de los códigos usan una distribución de energía como base (p.ej. unidades de densidad de energía W/ft^2); otras incluirán presupuesto de energía en el que el tiempo de uso es una de las variables.
- (5) El estimador de carga final es basado sobre la actual salida, desde los dibujos finales mecánicos y eléctricos. Estos incluyen “como diseñados” tamaños de motor, tamaños de aparatos conectados permanentemente, cargas de alumbrado, estimadores de carga para receptáculos, y cargas de equipo de calefacción. Aun estos cálculos deberán ser revisados cuando los requerimientos del equipo actual son proporcionados por contratistas y fabricantes.

Es importante distinguir entre las cargas expresadas en voltamperes y watts (VA, W, kVA, kW, MVA o MW). Las normas de energía están primeramente interesados con la energía real o watts, mientras la NOM-001-SEDE-1999 frecuentemente requiere el uso de la potencia aparente en voltamperes.

Tabulación de la carga. Los sistemas de potencia para los diferentes edificios son raramente los mismos porque los requerimientos de carga difieren de un edificio a otro edificio. Por consiguiente, el diseño del sistema de distribución eléctrica deberá empezar con un estudio de carga para identificar el tamaño, ubicación, y naturaleza de varias cargas. Para reunir esta información, la tabla 1 puede ser útil. Esta no es una tarea fácil; esto no debería ser emprendido ligeramente.

TABLERO :		OBRA :		TENSION:												
UBICACIÓN :		MARCA :		Caída Max												
COBERTURA :		TIPO :		F.POT :												
FECHA :		FASES :		HILOS 1												
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [VA]							CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	B A L A N C E O		
														FASE A	FASE B	FASE C
- 1	R											-		-----		
- 2	R											-		-----		
- 3	R											-		-----		
- 4	R											-		-----		
- 5	R											-		-----		
- 6	R											-		-----		
- 7	R											-		-----		
- 8	R											-		-----		
- 9	R											-		-----		
- 10	R											-		-----		
- 11	R											-		-----		
- 12	R											-		-----		
- 13	R											-		-----		
- 14	R											-		-----		
- 15	R											-		-----		
- 16	R											-		-----		
- 17	R											-		-----		
- 18	R											-		-----		
- 19	R											-		-----		
- 20	R											-		-----		
- 21	R											-		-----		
- 22	R											-		-----		
- 23	R											-		-----		
- 24	R											-		-----		
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.																
CARGA INST. TOTAL										Caída Max Deriv						
CARGA CONTINUA										INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO			
CARGA NO CONTINUA										x #####			# DIV 0!			

Tabla 1, tabulación de carga de equipos.

La mayor parte de los datos para componer la carga es usualmente obtenida de aquellos involucrados en el diseño del edificio y sus sistemas integrales (por ejemplo, alumbrado, calefacción, ventilación, aire acondicionado, y transportación). Información útil puede ser obtenido de lecturas de medidores o mediciones de edificios similares, de compañías de suministro eléctrico, de equipos de fabricantes y asociaciones, o de algunas agencias gubernamentales.

La tabulación de carga provee una oportunidad para identificar la carga del equipo de utilización y los voltajes a los cuales pueden ser servidos. La carga de alumbrado puede ser 30% - 50% de la carga eléctrica en edificios de tipo oficina; en contraste, esto puede ser solo incidental en restaurantes y hoteles. Últimamente, el sistema de potencia debe servir a todas las cargas. La tabulación de la carga permite la definición de la continuidad de operación que es requerida (por ejemplo, para seguridad o seguridad de ocupantes, tales como escaleras eléctricas o luces de salida, ciertos ventiladores de ventilación, bombas contra fuego, disponibilidad de ciertos elevadores para combatir el fuego y personal de rescate, etc.).

Adicionalmente, la tabulación de la carga puede identificar aquellas cargas que pueden ser consideradas para derramamiento de carga durante operaciones de emergencia o para minimizar el consumo de energía o en demandas de energía pico. La tabulación de la carga puede ser usada para identificar el equipo de utilización que tenga requerimientos especiales (por ejemplo, computadoras o ciertos circuitos de alumbrado, etc., pueden imponerse requerimientos especiales, tales como extrema fiabilidad o continuidad del suministro, bajos niveles de ruido, u operación sin tierra, etc.). Estas características de la carga o requerimientos necesitan ser identificados tan temprano en el proyecto como sea posible, estos pueden necesitar aparatos de distribución de potencia especiales.

La ubicación y magnitud de las cargas grandes deben ser cuidadosamente notadas puesto que tal información puede tener considerable influencia sobre la justificación económica para los aspectos de ubicación y fiabilidad sobre el servicio de energía seleccionado.

Una tabulación de la carga puede ser también hecha para proyectos de expansión del edificio tomando cuidado para identificar cargas existentes, aquellas que van a ser removidas, y aquellas que van a ser agregadas. Una revisión de las facturas de la compañía de suministro eléctrico es importante.

Relación con la compañía de suministro eléctrico. Lo mismo que los requerimientos de la carga individual y colectiva difieren de un solo edificio a todos los otros edificios, cada compañía de suministro eléctrico difieren en algún grado de cada una de las otras compañías de suministro eléctrico en su estructura de tarifas, políticas de servicio, y requerimientos, lo cual hace importante para el ingeniero eléctrico contactar tempranamente a la compañía de suministro eléctrico en la fase de diseño. Pero, antes de empezar a discutir la estructura de tarifas y la disponibilidad de servicio, el ingeniero debería desarrollar un estudio de carga para estimar la carga inicial y futura y sus características eléctricas, para comunicar a la compañía de suministro eléctrico los siguientes datos:

- (1) Demanda inicial y carga conectada, y posible expansión
- (2) Uso promedio o factor de carga
- (3) Variaciones de temporal y de tiempo de día

- (4) Factor de potencia de la carga total
- (5) Valores de cargas grandes y requerimientos asociados de conmutación (que es, encendido)
- (6) Requerimiento de fiabilidad y la continuidad del servicio esperada
- (7) Identificación de interrupción de cargas, para permitir la consideración de límites de demanda
- (8) Identificación de cargas sensibles a transitorios de voltaje y frecuencia

Una discusión detallada sobre los aspectos varios de planeación para el servicio de suministro eléctrico y los muchos factores que afectan las tarifas de la compañía de suministro eléctrico debe ser realizada.

El ingeniero eléctrico deberá establecer, en consulta con la compañía de suministro eléctrico, la clasificación de los servicios especiales y el incentivo de tarifas que están disponibles para clientes que emplean recuperación de calor, sistemas de espacio acondicionado; diseños de almacenamiento térmico; energía solar; sistemas de espacio acondicionado de fuera de pico; o sistemas especiales similares para minimizar el consumo de energía eléctrica.

El ingeniero eléctrico deberá analizar las características de la estructura de tarifas que sirven para penalizar cargas pobres. Cláusulas tipo trinquete causan que los clientes de la compañía de suministro eléctrico paguen un cargo de demanda sobre la demanda mas grande establecida durante un numero de meses precedentes y es un incentivo para el control de demanda. El aumento de tarifas de temporal y de tiempo de día pueden resultar en tarifas eléctricas mas grandes durante los periodos de tarifa grandes.

Varias técnicas están disponibles al ingeniero eléctrico para reducir el costo de la energía eléctrica. Estas técnicas incluyen las siguientes:

- (1) Limitadores de carga – Limitadores de carga, limitadores de demanda, controladores programables de energía, o controladores de carga son dispositivos programados para controlar la carga en una secuencia o manera que la demanda de facturación se mantenga en un valor optimizado.
- (2) Equipo de corrección del factor de potencia – Muchas de las compañías de suministro eléctrico tienen la autoridad para recaudar multas de factor de potencia o sobrecargos en aquellos usuarios en los cuales el factor de potencia es bajo en algún nivel especificado, frecuentemente 85% (pero algunas veces tan alto como 95%). Siempre que sea posible económicamente, deberán ser seleccionados motores síncronos o usar capacitores para compensar por el factor de potencia atrasado, particularmente causados por motores de inducción y ciertos balastos de lámparas, p.ej., balastos de “factor de potencia normal”, para mejorar el factor de potencia global del sistema.
- (3) Técnicas para mejorar el factor de potencia – Porque el factor de potencia de un motor de inducción es considerablemente pequeño cuando el motor esta cargado a menos del 75%-80% de su carga nominal (aun pensando que la eficiencia del motor permanezca relativamente alta y constante abajo del 25% de la carga), la apropiada dimensión de los motores de inducción para la aplicación respectiva que sirve para mejorar el factor de potencia de la carga y minimizar la inversión en el equipo para la corrección del factor de potencia. La corrección del factor de potencia con capacitores están comúnmente instalados para ser conmutados con el respectivo arrancador del motor, que es, conectado en las terminales del motor

- o al centro de control de motores. La corrección con capacitores puede no ser aceptada por todas las aplicaciones del motor (p.ej. motores con control de velocidad o cargas en reparación). El uso de balastos con alto factor de potencia en equipo de alumbrado puede mejorar el factor de potencia significativamente en edificios donde el alumbrado es una parte apreciable de la carga total.
- (4) Motores de alta eficiencia – El uso de motores de alta eficiencia, los cuales utilizan materiales mejorados y modificados (de normas de motores) en su construcción, puede resultar en una considerable reducción en el consumo de energía. Debido a la falta de procedimientos uniformes de prueba entre los variados suministradores, el ingeniero eléctrico debe tener precaución cuando evalúe varias fuentes de motores solamente sobre la base de valores de eficiencia publicados. Las pruebas de eficiencia de motores deberá ser llevada a cabo de acuerdo con *IEEE Std 112-1984, IEEE Standard Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators (ANSI), Method B*. También referirse a *NEMA MG10-1983, Energy Management Guide for Selection and Use of Single Phase Motors* para información adicional. Estos motores pueden tener una corriente de arranque mas grande que los motores normalizados. Las características de arranque y la protección de falla del motor deberán ser evaluadas cuidadosamente, especialmente cuando son usados protectores instantáneos o de corto circuito en el motor.
 - (5) Control de velocidad del motor – Para ciertas aplicaciones del motor, tales como bombas y ventiladores, donde la energía puede ser guardada para reducir la velocidad de operación donde la salida nominal no es necesitada, motores de inducción de ca, controladores de frecuencia ajustable de estado sólido o motores de varias velocidades pueden ser justificados económicamente. El uso de controladores de frecuencia ajustable puede inducir armónicas en el sistema. Una evaluación es necesaria sobre el impacto y las soluciones posibles deberán ser consideradas.
 - (6) Sistemas regenerativos – La energía puede ser ahorrada en algunas aplicaciones de manejadores de motor donde, con ciertas condiciones de operación, la carga es capaz de manejar el motor utilizando sistemas regenerativos. Un elevador cargado descendiendo o un elevador vacío ascendiendo, por ejemplo, pueden regresar energía al sistema de energía del edificio. El diseñador deberá analizar el desempeño del sistema durante condiciones anormales para prevenir mal funcionamiento y daño al equipo.
 - (7) Cargas programadas – Ciertas cargas pueden ser programadas para ahorrar energía siendo apagadas durante las horas cuando el lugar esta desocupado, o los sistemas no son requeridos.
 - (8) Cargas conmutadas – La necesidad de proveer sistemas flexibles de alumbrado deberán ser satisfechos al escoger el diseño de los sistemas de luminarias y la circuitería de alumbrado. Un análisis de ingeniería de los sistemas de alumbrado deberá considerar lo siguiente:
 - (a) Luminarias con la capacidad de ser cambiadas teniendo lámparas individuales o pares de lámparas para que los niveles de iluminación puedan ser ajustados a la tarea

- (b) El techo y los sistemas de luminarias que permitan que las luminarias individuales sean removidas o instaladas así como los niveles de iluminación varíen para la tarea que este siendo desempeñada.
 - (c) Uso de controles fotoeléctricos para alumbrado exterior e interiores alumbrados por el sol
 - (d) Uso de circuitos separados para el alumbrado alrededor del perímetro interior del edificio de tal manera que la mayor parte de la luz es suministrada por la luz del sol durante el día, el alumbrado del perímetro interior puede ser reducida ya sea manualmente o por controles automáticos.
- (9) Servicio en medio voltaje (2.4 – 72.5 kV) – Es posible reducir los costos de facturación conectando las cargas del edificio por medio de un transformador a las líneas de servicio primario de la compañía de suministro eléctrico.
- (10) Distribución en medio servicio (2.4 – 35 kV) – Las perdidas de energía dentro de los edificios puede ser reducido por medio de diseñar el sistema de distribución para algún voltaje arriba del nivel de utilización del de las pequeñas cargas.
- (11) Redistribución – Los propietarios del edificio pueden redistribuir la electricidad por medio de medidores a oficinas y apartamentos alquilados, como lo permita la regulación de la compañía suministradora de energía eléctrica. El consumo de energía es usualmente menor en edificios donde los alquilados pagan los costos de la electricidad directamente que en medidor principal del edificio.

Relación con la NOM. En el Título 1, de la NOM-001-SEDE-1999, establece “*El objetivo de esta NOM es establecer las disposiciones y especificaciones de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo referente a protección contra choque eléctrico, efectos térmicos, sobrecorrientes, corrientes de falla, sobretensiones, fenómenos atmosféricos e incendios, entre otros. El cumplimiento de las disposiciones indicadas en esta NOM garantizará el uso de la energía eléctrica en forma segura.*”. Por ejemplo, la NOM-001-SEDE-1999 establece cierto requerimiento mínimo de la capacidad del sistema eléctrico para alumbrado general, receptáculos, etc., basado en el tipo de ocupación y factores de demanda. Es esencial que el diseñador del sistema de energía eléctrica, por lo tanto, sea conocedor de los contenidos de la última edición del NEC, junto con cualquier código eléctrico local en efecto en el área del proyecto.

Sección 2 (serie 200 artículos) de la NOM-001-SEDE-1999 cubren los requerimientos mínimos de diseño para dimensionar los alimentadores y equipos de servicio. La NOM-001-SEDE-1999, artículo 220 trata específicamente con circuitos derivados, alimentadores, y acometidas.

Características de la carga. Durante el proceso de determinar la capacidad total del sistema de distribución de energía eléctrica para el edificio, además de notar el tamaño y ubicación de cada carga, muchas consideraciones deben ser dadas a las diversas operaciones o características de la carga, por ejemplo, repetitivos encendidos o cíclicos de una carga desde ligeramente cargada hasta carga completa, etc. La posibilidad de no coincidencia de muchas de las cargas frecuentemente invita a la consideración de factores de diversidad o de demanda.

Alumbrado. Como resultado de investigación y desarrollo de fabricantes, muchas fuentes de iluminación altamente eficientes, luminarias y equipo auxiliar han sido introducidas. Investigación en factores básicos han provisto gran conocimiento de muchos de los aspectos fundamentales de la calidad y cantidad de alumbrado. Consecuentemente, ahora es posible utilizar considerablemente menos energía para alumbrado que en el pasado. Factores, con una atención considerable a las maneras de reducir el consumo de energía de alumbrado mientras provea adecuadamente los requerimientos de vista y de bienestar de los ocupantes y los objetivos de los propietarios.

Tradicionalmente, las cargas de alumbrado tienen considerado de 20% - 50% de la carga de aire acondicionado en edificios comerciales. La carga total de alumbrado para diversos edificios tiene rangos comunes de 3 – 6 VA/ft². Regulaciones de la conservación de la energía recientes (donde han sido adoptadas) permiten reducir sustancialmente las cargas de alumbrado. Las cargas de alumbrado de áreas individuales (ya sea en watts o en voltamperes por pie cuadrado) varía directamente con la nivel de iluminación requerida e inversamente con la eficiencia de la instalación del alumbrado y lámparas. Mientras se enfatiza que la NOM-001-SEDE-1999 no es un manual de diseño, el ingeniero eléctrico debe tener cuidado que la NOM lo hace, por ejemplo, Artículo 220, “Cálculos de circuitos derivados y alimentadores” para varios tipos de ocupaciones en edificios comerciales. La energía mínima permitida para cargas de alumbrado por cada pie cuadrado o el área de piso, el cual ayuda a identificar las capacidades mínimas para los tableros de circuitos derivados asociados del sistema de distribución de energía, sean especificados.

El ingeniero deberá reconocer una consecuentemente tendencia de incrementar el alumbrado exterior para efectos de seguridad y decorativos y entonces proveer el servicio y la capacidad de alimentación para el resultante de los futuros incrementos en las cargas. No solo debe ser agregada la capacidad del circuito a ser proveída, sino también debe considerarse el espacio dado en la distribución del equipo, para que sean agregados circuitos derivados.

El criterio para controlar el consumo de energía de sistemas de alumbrado, y como son conectados, las características de los edificios han sido preparados por American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) en acuerdo con Illuminating Engineering Society (IES). Ellos están identificados en la Sección 6 de ASHRAE/IES 90.1-1989, Energy Efficient Design of New Buildings Except New Low-Rise Residential Buildings, el cual establece un límite superior de energía permitido para los sistemas de alumbrado mas una guía para el diseño y administración de aquellos sistemas.

Receptáculos de propósito general para cargas de aparatos. La energía requerida para aparatos depende principalmente del tipo de uso del espacio. Los aparatos de los edificios comerciales incluye cargas tales como máquinas de escribir, computadoras de escritorio, copiadoras, equipo de comunicación, equipo de automatización de oficina. Las cargas para computadoras grandes, aire acondicionado de tipo enchufable, equipo de cocina y lavandería, etc., debe ser considerado separadamente. En contraste al alumbrado, el factor de demanda global para aparatos es muy bajo. La NOM, artículo 220 (Cálculos de circuitos derivados y alimentadores) proporciona información sobre el uso permitido (por seguridad mínima) de *factores de demanda para cargas de receptáculos de no vivienda*. En general, 1 VA/ft² de la

demanda neta es adecuada para la mayoría de los edificios comerciales; sin embargo, la instalación eléctrica (Circuitos alimentadores y derivados) para servir las cargas conectadas es frecuentemente instalado con la capacidad de 1.5 A por salida doble, o 19.38 VA/m² de área de oficina. Típicos datos de carga unitaria para varias ocupaciones están dados en la tabla 2 y para apartamentos en la tabla 3.

Tabla 2- Cargas típicas de receptáculos de aparatos de propósito general (excluyendo los de aire acondicionado y equipo de calefacción de tipo enchufar)

Tipo de ocupación	Carga unidad (VA/m ²)		
	Alta	Baja	Promedio
Auditorios	1.0764	3.2292	2.1528
Cafeterias	1.0764	3.2292	2.1528
Iglesias	1.0764	3.2292	2.1528
Cuartos de dibujo	4.3056	10.7639	7.5347
Gimnasios	1.0764	2.1528	1.6146
Hospitales	5.3820	16.1459	10.7639
Hospitales grandes	4.3056	10.7639	7.5347
Taller de maquinas	5.3820	26.9098	16.1459
Edificios de oficina	5.3820	16.1459	10.7639
Escuelas grandes	2.1528	10.7639	6.4583
Escuelas medianas	2.6910	12.9167	7.5347
Escuelas chicas	3.2292	16.1459	9.6875

Otras cargas unidad:

Aparatos específicos – amperes nominales del aparato

Alimentación de portalámparas de servicio fuerte – 5 A/salida

Tabla 3 – Cargas típicas de apartamento

Tipo	Carga
Alumbrado y salidas convenientes (excepto aparatos)	33 VA/m ²
Salidas aparatos cocina, comedor	1.5 kVA cada uno
Rango	8 a 12 kW
Horno de microondas	1.5 kW
Refrigerador	0.3 a 0.6 kW
Hielera	0.3 a 0.6 kW
Lavadora de platos	1.0 a 2.0 kW
Triturador de basura	0.33 a 0.5 hp
Lavadora en agua	0.33 a 0.5 hp
Lavadora en seco	1.5 a 6.5 kW
Calentador de agua	1.5 a 9.0 kW
Aire acondicionado (0.5 hp/cuarto)	0.8 a 4.5 kW

Acondicionamiento del espacio y el equipo auxiliar asociado. Los ingenieros de diseño de edificios están cada vez usan mas el concepto de ambiente controlado. El acondicionamiento del espacio generalmente se refiere a sistemas de calefacción, ventilación, limpieza, y refrigeración. La energía conectada y demandada requerida para

el acondicionamiento del espacio depende principalmente de las condiciones climáticas (que es, la ubicación geográfica del edificio) y el diseño de la cubierta del edificio; carga interior, tal como alumbrado y número de ocupantes; aparatos; y cargas especiales de procesos. El centro de procesamiento de datos en edificios comerciales requiere substancialmente acondicionamiento del espacio usando sistemas de lavado de aire, enfriado por glicol, con calentamiento suplemental. Estos sistemas requieren de fuentes de energía de reserva, tales como generadores con transferencia automática. Todos los factores de arriba pueden tener una mayor influencia sobre la carga del acondicionamiento del espacio. Los requerimientos actuales eléctricos pueden ser obtenidos de lo mejor de aquellos responsables del diseño del sistema de acondicionamiento de espacio.

Cuando las cargas exactas no son conocidas o no pueden ser determinadas, una carga preliminar aproximada puede ser determinada como bosquejo a continuación.

Aire acondicionado. La carga del aire acondicionado consistirá de los motores que manejan los compresores, bombas de agua para enfriar, bombas de condensado, condensadores evaporativos o torres de enfriamiento, ventiladores de distribución de aire o sopladores, humidificadores motorizados y válvulas, y sus circuitos de control asociados. Para propósitos de estimación tosca, puede ser asumido que 1 tonelada de refrigeración de un equipo requerirá el suministro de 1 CP de motor solo para unidades de refrigeración, o aproximadamente 1 kVA de carga. La unidad de refrigeración o compresor usualmente constituirá alrededor del 55%-70% del total conectado de la carga de aire acondicionado. La carga remanente puede consistir de bombas, ventiladores, y otros auxiliares. Es usual, por consiguiente, involucrar un factor de entre 1.6-2.0 al total del tonelaje involucrado, y el resultante será un estimado justo del total de la carga conectada esperada. Los factores de arriba podrían aplicar para la mayoría de los casos para sistemas de 100 toneladas y mas grandes, En sistemas menores a esta cifra, un factor de alrededor de 2.3 puede ser usado para estimaciones preliminares. Donde muchas unidades pequeñas de aire acondicionado con usados, un factor de 2.8 es sugerido.

En sistemas de aire acondicionado utilizando máquinas de refrigeración que operan sobre el principio de absorción, la carga fuerte del compresor es eliminada pero la carga del equipo auxiliar esta todavía presente. Este tipo de sistema usualmente reducirá la carga eléctrica cerca del 40%-50% del requerido por un sistema eléctrico completo, o alrededor de 0.7-1.0 kVA/ton.

La tabla 4 da la carga aproximada de aire acondicionado que pudiera ocurrir en promedio en edificios comerciales. Las cargas incluyen compresores y todo el equipo auxiliar involucrado en el sistema de enfriado y ventilación.

Tabla 4 – Carga eléctrica total conectada solo para acondicionamiento de aire

Tipo de edificio	Área acondicionada (VA/m ²)
Banco	75
Tienda departamental	32 a 54
Hotel	65
Edificio de oficinas	65
Edificio de equipo telefónico	75 a 86.
Tiendas pequeñas (calzado, ropa, etc.)	43 a 129
Restaurante (no incluyendo cocina)	86

Las cargas actuales de aire acondicionado dependen de la carga interna de calor, la cual puede ser considerable con el uso y diseño del edificio. Las unidades de aire acondicionado son frecuentemente usadas en edificios comerciales viejos o en edificios donde el ocupante es completamente responsable de la carga de aire acondicionado (comúnmente usados en casas de apartamentos). Estas pueden tener unidades de ventana o montadas en piso y estas deberán ser tratadas como cargas fijas de aparatos.

Equipo auxiliar. La carga eléctrica total para el cuarto de caldera y el equipo auxiliar mecánico no constituye normalmente una porción grande de la carga del edificio. Usualmente, no excederá el 5% de la carga total (no incluyendo el aire acondicionado); puede llegar a ser del 10% en escuelas. En pequeños edificios comerciales, la carga del equipo auxiliar consistirá de unidades pequeñas, muchas de las cuales pueden ser para servir a motores de fracción de caballo de potencia. Mientras los edificios grandes tendrán algunos equipos de fracción de caballo de potencia, algunos de los ventiladores y bombas requeridas pueden ser relativamente grandes, 10-20 CP siendo los más comunes y de 30-75 CP o mayores siendo bastante posibles. El ingeniero eléctrico deberá consultar a los diseñadores mecánicos para el uso posible de motores grandes o cargas eléctricas de calefacción que pudieran afectar el estimado preliminar de la carga.

Las principales piezas de equipo frecuentemente encontradas son

- (1) Corriente de aire inducida o corriente de aire forzada por ventilador
- (2) Ventilación o ventiladores de descarga
- (3) Bombas para alimentación de calderas, condensadores de retorno, colectores, evacuación de aguas negras, y circulación de agua
- (4) Bombas para fuego y servicios de depósito para la casa
- (5) Compresores de aire y equipo de servicio
- (6) Calefacción eléctrica y elementos auxiliares de la calefacción
- (7) Dispositivos y circuitos de control
- (8) Lavadoras electrónicas de aire

La corriente de aire inducida o corriente de aire forzada por ventiladores están normalmente ubicados en el cuarto de caldera y su rango en tamaño va desde unidades pequeñas de fracción de caballo de potencia hasta 20 CP o mas. Los ventiladores de descarga son usualmente unidades pequeñas esparcidas en todo el edificio; sin embargo, en algunos casos, la descarga es manejada un solo ventilador grande de 20 CP o mas. Donde los ventiladores son proporcionados con poleas ajustables para control de velocidad, los requerimientos de caballos de potencia de la mayoría de los ventiladores centrífugos varían tal como el cubo de la velocidad.

Calefacción. Las cargas de la calefacción eléctrica pueden tener rangos de tamaño desde varias unidades de 10 kW o mas grandes, comprendiendo la fuente total de calor del edificio y el equivalente a una tercera o mitad de la carga eléctrica total, a relativamente pequeñas cargas sirviendo áreas específicas como calentadores suplementarios de 10 kW de valor o menores. Otras unidades pueden proveer el suministro de agua caliente del edificio, de nuevo oscilando desde grandes calderas eléctricas a pequeñas unidades (1-4 kW).

Un edificio rodeado por aire mas frío que la temperatura del aire en su interior esta constantemente disipando calor. La tasa de disipación es controlada por muchos

factores, tales como la temperatura del exterior, la velocidad del viento, el área de las superficies expuestas, tipos de materiales de construcción, cantidades de aislamiento usado, requerimientos de aire fresco, y el tipo de uso. La cantidad de calor requerida para mantener confort en una estructura puede ser determinada tomando todas estos factores en consideración.

Con una pérdida de calor conocida, la carga eléctrica en kW puede ser obtenida dividiendo la pérdida de calor estimada (Btu / hora) por 3413 ya que hay 3413 Btu en 1 kWh de electricidad. Usualmente, esto es necesario para usar un factor de demanda de 100% para las cargas eléctricas de calor.

Cargas mas grandes que unos cuantos cientos de watts deberán ser conectados a los paneles de energía para prevenir caídas de voltaje excesivas en los circuitos de alumbrado. Instalando cargas de calefacción no deberían ser suministradas desde tableros de alumbrado.

Plomería y Saneamiento. Generalmente, para un edificio comercial, las cargas de los equipos de plomería y saneamiento no son grandes. Las cargas típicas para los sistemas de bombeo para la presión del agua y el calentamiento eléctrico para agua caliente están identificados en la Tabla 5 y 6. Las bombas para los colectores y alcantarillado son usualmente pequeñas, usualmente aplicados en pares con un control alternador eléctrico o mecánico, para que se de margen a varias unidades dobles de 2 CP este satisfactoriamente permitido para los sótanos (que es, el cuarto de caldera) de la mayoría de los edificios.

Tabla 5
Requerimiento de energía típico (kW) para
Sistemas de bombeo de agua a presión para elevarlo a lo alto del edificio

Tipo de edificio	Cantidad unitaria	Numero de plantas			
		5	10	15	50
Apartamentos	10 apt./ piso	-	15	90	350
Hospitales	30 pacientes/ piso	10	45	250	-
Hoteles/ moteles	40 cuartos/ piso	7	35	175	450
Oficinas	108 000 m ² / piso	-	15	75	259

Protección contra incendio. La carga mas grande para la protección contra incendio usualmente será una bomba contra fuego, la cual es requerida para mantener la presión del sistema más allá de la capacidad del sistema de agua de la ciudad. (Perteneciendo al diseño del sistema de energía en lugar de la magnitud de la carga, la bomba contra fuego es una de las pocas cargas siempre exigida o permitida para ser conectada a la fuente de energía delante del dispositivo de desconexión del servicio.) Datos de carga de energía de cargas típicas para las bombas contra fuego son dadas en la Tabla 7.

Tabla 6
Requerimiento de energía típico (kW) para
Sistemas eléctricos de calentamiento de agua

Tipo de edificio	Cantidad unitaria	Carga
Apartamentos/ Condominios	20 apt./condo	30
Dormitorios	100 residentes	75
Escuelas elementales	100 estudiantes	6
Escuelas superiores	100 estudiantes	12
Restaurante (servicio Completo)	100 servicios/hr	30
Restaurante (servicio Rápido)	100 servicio/hr	15
Sanatorio particular	100 residentes	60
Hospitales	100 pacientes en cama	200
Edificios de oficina	108 000 m ²	5

Tabla 7
Requerimiento de energía típico (kW) para
Bombas contra incendio en Edificios Comerciales (riesgo ligero)

Area/piso (m ²)	Número de plantas			
	5	10	25	50
53 820	40	65	150	350
107 640	60	100	200	400
270 000	75	150	275	550
538 200	120	200	400	800

La protección contra fuego y los sistemas de alarma son cargas altamente críticas; pero sus magnitudes son generalmente tan pequeñas que estas pueden ser usualmente despreciadas cuando se identifica el total de la carga del edificio.

Los sistemas de transporte. El equipo de transportación para los edificios comerciales incluye elevadores, escaladoras, transportadores, montaplatos, y sistema neumáticos de transporte. No hay un simple método de regla de dedo para determinar el número y tipo de elevadores o escaladoras requeridas en un tipo (ocupación) o tamaño particular de un edificio comercial. Los fabricantes del equipo o los consultores especializados son la mejor fuente para la información de la carga. Cuando se determina esta carga total, los factores de demanda típicos podrían ser 0.85 para dos elevadores, 0.75 para cuatro elevadores, y algún valor menor para elevadores adicionales.

Procesamiento de datos. Los requerimientos de energía para el equipo de procesamiento de datos variara sobre un rango amplio. Para instalaciones pequeñas, consistiendo de cargas electrodomésticos tipo, energía monofásica a 120 V puede ser adecuada. Para instalaciones grandes, incluyendo equipo de computo y periférico (o soporte, o auxiliar), puede ser necesario suministrar energía a 208Y/120 o 480Y/277 V.

Las instalaciones para el procesamiento de datos puede ser también categorizada como continuidad requerida de suministro de energía de alta calidad con la flexibilidad a facilitar el cambio de cargas o ubicación del equipo, o ambos. La continuidad es de importancia principal para evitar pérdida de información almacenada en unidades de memoria. Distorsiones del suministro de energía, tales como sumideros, picos, y armónicas, son considerados como ruido para la computadora debido a que el voltaje de entrada o señal es modificado de una manera indeseada. Estas instalaciones también requerirán alumbrado especializado (ver ANSI/IES RP1-1982, Practice for Office Lighting, y IES RP24-1989, IES Recommended Practice for Lighting Offices Containing Computer Visual Display Terminals (VDTs)) y aire acondicionado, y probablemente piso elevado para acomodar manejo de aire mas conductores de energía, señal y comunicaciones.

Algunas instalaciones pueden incluir una computadora unidad central de procesamiento (CPU), la cual puede utilizar distribución de energía de alta frecuencia. Estos requerimientos especiales incluyendo el uso de conjuntos de motor-generador de 60/415 Hz o inversores estáticos. El ingeniero eléctrico debe ser prevenido de reducir la ampacidad de los conductores e incrementar la caída de voltaje a frecuencias mas altas.

Debe ser enfatizado que, si hay alguna posibilidad de que las computadoras electrónicas serán instaladas, el fabricante de tales equipos debe ser consultado de antemano para determinar los requerimientos eléctricos específicos.

Unos cuantos fragmentos ilustrativos tomados de especificaciones de fabricantes de computadoras son los siguientes:

- (1) El acondicionamiento de aire del espacio deberá ser proveído para el cuarto de máquinas general, almacenamiento de cintas magnéticas y áreas de ingeniería.
- (2) Los conductos deberán de ser de 6-10 pulgadas de profundo y de 10-12 pulgadas de ancho y deberá ser proveído con cubiertas removibles.
- (3) Es recomendable que una iluminación promedio mínima de 50 pie-candela sea mantenida 30 pulgadas arriba del piso en el cuarto general de maquina y las áreas de ingeniería; las áreas locales específicas deberán ser iluminadas a 70-85 pie-candela.

Los requerimientos de servicio de energía de las máquinas electrónicas de procesamiento de datos son listados abajo.

- (1) El servicio eléctrico puede ser en cualquier voltaje comercial disponible con un conductor de tierra aislado al equipo.
- (2) Las variaciones de voltaje deberán ser limitadas a +6% y -13% (ver ANSI C84.1-1989, Electric Power Systems and Equipment – Voltaje Ratings (60 Hz))
- (3) El balance de voltaje de línea a línea usualmente no es especificado; pero 2.5% es una cifra conservativa.
- (4) La variación de frecuencia no mas grande que $\pm 0.5\%$ Hz.
- (5) El contenido total máximo armónico de la forma de onda del sistema de energía sobre los alimentadores de energía eléctrica no excederá de 5% no operando el equipo.

Es deseable proveer un banco de transformación separado, un conjunto de motor-alternador, o un grupo completo de rectificador-batería-inversor para la maquinaria electrónica del procesamiento de datos. El análisis del equipo de filtrado y el equipo de protección de sobretensiones en la entrada de la línea de la compañía de suministro

eléctrico es también requerida para minimizar la probabilidad de una operación incorrecta debido a transitorios en la línea. Si el área es alimentada por un sistema de energía de red secundaria de bajo voltaje, el cliente deberá consultar al fabricante del equipo local con respecto a la conveniencia de una banco de transformación separado. La reactancia inductiva de la línea en la caja de la pared no excederá de 0.0173 ohms/línea y puede consistir de, ya sea que, incluya toda la reactancia del sistema de energía completo o de la reactancia subtransitoria del alternador separado. La relación de reactancia a resistencia puede ser tan bajo como 2 sin un límite superior.

Cargas típicas para instalaciones medianas y grandes podrían ser como sigue:

Unidades de procesamiento central	75 kVA
Misceláneos (cintas, discos, impresoras)	175 kVA
Conjunto motor-generador 400 Hz	64 kVA
Acondicionamiento de aire	30 tons

Una verificación temprana con el servicio de la compañía de suministro eléctrico puede proveer datos valiosos sobre la fiabilidad del suministro.

Preparación de comida. La magnitud de la carga eléctrica depende mas en el numero de alimentos servidos que sobre el tamaño total del espacio. La carga también depende si es usado electricidad o gas para proveer el calor del equipo principal (hornos y cocinas). Sin embargo, dispositivos adicionales que usen energía eléctrica (que son, freidoras, hornos de microondas, ollas, mesas para calentar, rebanadores y sierras para carne, ollas de café, tostadores, moldes para hacer barquillos, mezcladoras, peladores de papas, etc) puede presentar una carga regular y no deberá ser pasada por alto en el diseño del sistema. Además del equipo directamente involucrado en la preparación de la comida, habrá un equipo de servicio adicional incluyendo alumbrado, maquinas lavadoras de platos y equipo para la disposición de basura, ventiladores de descarga, calentadores para componer el aire, calentadores para elevar el agua caliente, etc. Asimismo, puede haber también equipo de refrigeración, variando desde refrigeradores portátiles, unidades de congelación, gavetas de congelación. (Las plantas comerciales de congelación o almacenamiento en frío presentan diferentes problemas en el diseño del sistema; estos son considerados un tipo industrial de edificio, y consecuentemente son excluidas de esta practica recomendada.) Cuando el suministro de energía de la compañía de suministro es sujeto a prolongados cortes, los congeladores o las cargas de refrigeración pueden requerir transferencia a una fuente alterna o de energía de reserva. (Esto puede también puede aplicar a laboratorios donde materiales experimentales sensitivos están en refrigeración.)

La carga para enfriar la cocina no debe ser pasado por alto ya que la ganancia de calor en la cocina frecuentemente es grande. Este calor puede ser removido por ventiladores de descarga (por ejemplo, cocinas de campana, cuartos de descarga), aire acondicionado o una combinación de ambos. Cuando solo la ventilación es usada, la capacidad del ventilador para proveer cambio de aire por minuto puede ser necesario. Hay muchas variables en la ganancia de calor para los equipos de cocina que una regla general de dedo no puede ser usada para la carga requerida para acondicionar el aire en una cocina comercial.

Cargas misceláneas o especiales. Hay muchas cargas que no califican en el programa precedente de la mayoría de los grupos de carga que podrían posiblemente aparecer en cualquier edificio comercial nuevo. Estas cargas adicionales generalmente

serán pequeñas (pero podrá ser mayor en tamaño, p.ej. equipo de transmisión) y ocurre ocasionalmente en edificios. Por lo tanto, estas cargas pueden ser categorizadas como “misceláneas” o “cargas especiales” ya que varían muy extensamente con respecto a tamaño y frecuencia de aparición. Sin embargo, si tales cargas de aparatos eventualmente serán incluidas en el edificio estas deberán ser consideradas (aunque solo en forma de un alimentador o circuito derivado disponible o como espacio para un dispositivo de protección futuro) cuando el sistema de energía esta inicialmente siendo diseñado. Edificios de oficina muti-piso pueden requerir aproximadamente 1-2 VA/ft² para tales cargas generales o misceláneas. Algunos aparatos, incluyendo maquinas de escribir, computadoras de escritorio, o equipo auxiliar-visual, puede ser servido (operado) desde los usuales enchufes de 15 A o 20 A,

Consideraciones totales de la carga. Si todas las cargas conectadas en el edificio son aritméticamente sumadas (esto es, todas expresadas en hp, kW, kVA, o A a un voltaje específico) para identificar la carga total del edificio, el número resultante en la mayoría de los casos parecerá requerir una capacidad del sistema de energía mas grande que realmente necesitará para servir adecuadamente a las cargas. El promedio de las cargas en el sistema de energía es usualmente menor que la carga total conectada; esto es denominado “carga demandada”. Esta puede variar dependiendo del intervalo de tiempo sobre el cual la carga es promediada. Ciertas cargas en intervalos pueden estar apagadas u operadas a niveles de energía reducidos, reduciendo los requerimientos del sistema de energía (que es, la carga total). Este efecto es denominado “diversidad”, y puede ser expresado como un factor de diversidad.

El valor de la demanda o diversidad a ser usado es altamente dependiente de la ubicación de la carga en el sistema de energía particular en consideración. Los factores de diversidad se harán mas grandes a medida que las cargas sumadas estén más cerca de la fuente de energía e incluya la mayor cantidad de componentes diversos del edificio. Los siguientes factores (o definiciones) son comúnmente usados en cargas totales para facilitar el proyecto del sistema.

Circuito derivado. La carga en la porción del conductor del sistema extendiéndose hasta el final del circuito protegido por el dispositivo de sobrecorriente. (ver la NOM, Artículo 220 para detalles y excepciones).

Demanda coincidente. Cualquier demanda que ocurra con cualquier otra demanda; también la suma de cualquier conjunto de demandas coincidentes.

Carga conectada. La suma de los consumos de energía continuos nominales de los aparatos conectados a el sistema o cualquier otra parte ya sea en watts, kilowatts, o caballos de potencia.

Demanda (o carga demandada). La carga eléctrica en la terminales de recepción promediado sobre un intervalo específico de tiempo. La demanda es expresada en kilowatts, kilovolt-amperes, kilovars, amperes, o cualquier otra unidad adecuada. El intervalo de tiempo es generalmente 15 minutos, 30 minutos, o 60 minutos.

Nota: Si hay dos motores de 50 hp (los cuales manejan 45 hp de carga) conectados al sistema eléctrico de energía pero solo una carga es operada a la vez, la carga demandada es solo de 45 hp pero la carga conectada es de 100 hp.

Factor de demanda. La razón de la demanda máxima de un sistema a la carga total conectada del sistema.

Notas: (1) Ya que la carga demandada no puede ser mas grande que la carga conectada, el factor de demanda no puede ser mas grande que la unidad.

(2) Los factores de demanda permitidos por la NOM (por ejemplo, servicios y alimentadores) deberán ser considerados cuando se dimensiona el sistema eléctrico (con algunas excepciones, este es al 100%); de otra manera el circuito podría ser dimensionado para soportar la carga.

Factor de diversidad. La razón de la suma de las demandas individuales máximas de las subdivisiones del sistema a la demanda máxima del sistema completo.

Nota: Ya que la demanda máxima de un sistema no puede ser mas grande que la suma de las demandas individuales, el factor de diversidad será siempre igual o mas grande que la unidad.

Carga demandada bruta. La sumatoria de las demandas para cada una de los diferentes grupos de cargas.

Factor de carga. La razón de la carga promedio sobre un periodo de tiempo designado a el pico de carga ocurrido en ese periodo.

La información de estos factores para varias cargas y grupos de cargas es esencial en el diseño del sistema. Por ejemplo, la suma de las cargas conectadas sobre un alimentador, multiplicado por el factor de demanda de esas cargas, nos dará la máxima demanda que el alimentador puede conducir. La suma de las demandas máximas individuales de los circuitos asociados a un centro de carga o tablero dividido por el factor de diversidad de esos circuitos, nos dará la demanda máxima del centro de carga y de los circuitos conectados a este. Con el uso de los factores apropiados, como bosquejo, las demandas máximas de varias partes del sistema desde los circuitos de carga hasta la fuente de energía puede ser estimada.

Estimación de la carga de un edificio. Un procedimiento sugerido para determinar la carga demandada de un edificio se da en los siguientes pasos. Los cálculos pueden ser resumidos en forma tabulada como se muestra en la tabla 8.

- (1) Determine la cantidad de cargas unitarias y el requerimiento de energía de cada carga.
- (2) Determine el factor de demanda (FD) de la carga o grupo de cargas ya sea por la definición anterior o por la NOM.
- (3) (a) Determine la carga demandada (CD) para las condiciones de operación presentes y futuras; esto es el producto de la carga conectada (CC) y el factor de demanda (FD).
(b) Estime (para la columna 8) el factor de potencia (valor decimal) de la carga en particular cuando opera a su capacidad nominal pensada. Las diferentes cargas divididas por sus respectivos factor de potencia (valor decimal) determinará la capacidad de la fuente requerida en kilovoltamperes.
- (4) Calcule la carga demandada bruta (CDB) del edificio, la cual es igual a la suma de las demandas de todas las cargas individuales y de grupo.
- (5) Determine el factor de diversidad (Fdiv) del sistema ya sea por estimación o por referencia a proyectos similares o en la NOM.
- (6) Estime la capacidad parcial a ser prevista para el crecimiento de la carga e identifique cargas futuras, tales como procesamientos de datos, servicio de comida, aire acondicionado, etc. Use ya sea, un porcentaje en blanco contra el grueso de la carga demandada o aplique un porcentaje estimado contra cada carga (o grupos de carga) y, para **c**, utilice la suma de estos incrementos.

3 ARREGLO PRELIMINAR

Generalidades del proyecto.

La presente memoria, describe los aspectos técnicos y de cálculo, tomados como base para la realización del proyecto ejecutivo de las instalaciones eléctricas del Palacio de Justicia Federal ubicado en calle del Hospital lote 11 y 12 mz. 7-a en Mexicali Baja California Norte. Y que consta de 3 sótanos para estacionamiento cubiertos y 6 niveles de oficinas, un estacionamiento al aire.

Objetivos del proyecto.

Proporcionar las bases técnicas suficientes para contar con instalaciones eléctricas seguras y eficientes en el Palacio de Justicia Federal. Las instalaciones eléctricas se han diseñado bajo tres criterios fundamentales:

- a) Funcionalidad. Esto significa que las instalaciones se proyectaron en forma adecuada para los fines que requiere el uso de la energía eléctrica en el edificio. Las instalaciones fueron diseñadas procurando cumplir con lo siguiente:
 - Confiabilidad. Garantizando la continuidad del servicio.
 - Calidad. En los parámetros de la energía (voltaje y frecuencia adecuados)
 - Flexibilidad. Previendo cambios y aumentos.
- b) Seguridad. Las instalaciones se han diseñado en forma tal que cumplan cabalmente con las normas de seguridad vigentes, con el fin de preservar la integridad física de las personas que operan la instalación y daños tanto a ellos como a la construcción. En todo caso se procuro observar estrictamente la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones Eléctricas (utilización), publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de Septiembre de 1999.
- c) Economía. Se procuro diseñar las instalaciones en forma que no representen una inversión exorbitante en equipos y accesorios, ni una sangría grave por el pago excesivo de energía.

El proyecto consta de lo siguiente:

- Alumbrado y contactos en servicio normal y de emergencia por cada piso de oficinas y estacionamientos.
- Una red de contactos a tensión regulada
- Alumbrado para áreas de estacionamiento por medio de postes (en áreas abiertas) y en estacionamientos (cerrados) alumbrado fluorescente de sobreponer.
- Instalación eléctrica de bombeo, aire acondicionado y elevadores.

Tipo de Instalación.

Una instalación eléctrica comprende desde la alimentación eléctrica en mediana o alta tensión, la subestación eléctrica, la planta generadora en emergencia y hasta la utilización en B.T., las oficinas del Palacio de Justicia en Mexicali estarán comprendidas por los siguientes tipos de instalaciones. El sistema de distribución consistirá de una estructura radial simple, si bien su continuidad se encuentra limitada a una sola fuente; su sencillez de operación y bajo costo la hacen muy útil en este caso.

A) Red de Media Tensión.

El predio donde se edificarán las oficinas esta ubicado entre la calle de Alamos y la calle de Hospital, por la primera calle se tiene una red de mediana tensión en 13,200 volts y por la segunda calle una red de 33,000 volts.

B) Punto de alimentación.

Se consideró que la mejor tensión para dar servicio eléctrico al predio es la de 33,000 volts, ya que nos da una mejor estabilidad en la línea, además de que pasa frente a las oficinas y se tiene un poste cercano, del cual se bajará para alimentar, la subestación eléctrica por proponer. (Ver plano de alimentaciones generales).

C) Capacidad de la Subestación Eléctrica.

La capacidad de la subestación eléctrica esta dada por la capacidad de los transformadores que tendrá la subestación eléctrica por proyectar será de servicio interior y estará compuesta por dos transformadores de 1,500 Kva.

- El primero de ellos tendrá una relación de transformación de 33,000/440-220 volts para el equipo de aire acondicionado del inmueble.
- El segundo tendrá una relación de transformación de 33,000/220-127 volts para el alumbrado, contactos y fuerza (bombeo, elevadores) de las áreas de oficinas y estacionamientos.

D) Sistema en Emergencia.

El Sistema de emergencia se realizará por medio de una planta generadora de energía en emergencia, a la cual se conectará una parte del alumbrado, sistema de bombeo, elevadores. La carga se alimentará por medio del sistema normal, y en caso de una falla de energía se transfiere a la planta por medio de un equipo de transferencia automática a la carga considerada en emergencia.

E) Red de Baja Tensión

Para determinar la red de Baja Tensión consideraremos la carga eléctrica del inmueble, por lo que se requiere saber las necesidades propias de la misma tales como: Alumbrado: En un proyecto eléctrico el alumbrado debe calcularse en base a las experiencias que se tienen de luminarias, colores y acabados en muros techos y mobiliarios, así como a normas establecidas para proporcionar la cantidad y calidad adecuada de luz para el mejor desempeño de actividades del personal que ahí labora.

El sistema de iluminación seleccionada para oficinas y circulaciones será con lámparas fluorescentes de 32 watts (bajo consumo) en gabinete modular para empotrar con difusor parabólico de aluminio, en vestíbulos luminarios ahorradores de energía de 13 watts, y en áreas de servicio, cuarto de máquinas, estacionamiento luminarios fluorescentes en gabinete de sobreponer. El alumbrado exterior será a base de postes con lámparas de V.S.A.P. y reflectores.

Contactos: Tomas de corriente, estas se ubican de acuerdo al tipo de local y mobiliario, para facilitar la conexión de aparatos fijos o portátiles en su mayoría que operen a una tensión de 127 volts.

Se tendrá una red de contactos para los equipos de computo a una tensión de 127 volts, pero con un sistema de tierras independiente al sistema de tierras en general. Tableros de Distribución: Estos se ubican normalmente en áreas de circulaciones para su fácil acceso de operación y mantenimiento, normalmente van empotrados y/o sobrepuestos en muro con puertas, chapas y llave, estos tableros son centros de carga para alumbrado y contactos los cuales se deben balancear en función del número de circuitos y cargas por circuito de alumbrado y contactos para evitar que un conductor se sobrecargue con respecto al otro. Estos tableros cuyos datos son: tensión de operación 220-127 volts, 3F-4H, interruptor general y tierra física.

Para los equipos de aire acondicionado, los tableros tendrán una tensión de operación de 440 volts, 3F-3H generalmente los cuadros de carga a su vez son el desglose de los tableros en su conexión y protección.

Tableros subgenerales: son de otras dimensiones respecto a los anteriores, más robustos, de más capacidad en amperes y su ubicación debe ser centro de carga con respecto a los tableros de distribución y cargas de fuerza.

Fuerza: Se entiende como tal término eléctrico a todos los equipos o motores que sirven para mover fluidos y aparatos tales como bombas para agua, ventiladores, compresores y elevadores.

Todos estos equipos por su consumo de energía eléctrica requieren de dispositivos especiales para su operación y control los cuales se ubican en lugares accesibles únicamente para los técnicos con plenos conocimientos en estos.

Alimentadores: Se componen de tuberías conduit y conductores de cobre aislado y en un porcentaje menor cobre desnudo, para el sistema de tierras, estas instalaciones inician en la subestación eléctrica y se continúan hasta los tableros subgenerales, tableros de distribución o control de cargas para fuerza.

F) Sistema de tierras.

Los sistemas de puesta a tierra se usaban con anterioridad para tener un voltaje mas de referencia, en la actualidad se utilizan para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en los circuitos, a contactos accidentales de mayor tensión, limitar la diferencia de potencial a tierra del circuito durante su operación normal y principalmente a proteger la vida humana.

Los equipos, aparatos y cualquier dispositivo no eléctrico se considerará conectado a tierra cuando todas sus partes metálicas estén conectadas a un sistema de tierras.

El inmueble contará con los siguientes sistemas de tierra:

a) Sistemas de tierra de la subestación (sistema general).

En el sistema de distribución se utilizan diferentes diseños, en el cual en forma general se tienen dos categorías, mediana tensión y baja tensión. Los diseños para mediana tensión basan principalmente en el valor de resistencia a tierra (de aproximadamente 10 ohms).

Una red de tierras se forma por regla general con un conductor desnudo enterrado a una profundidad que varía de 30 a 100 cm. En forma horizontal, formando una malla

y con conductores paralelos en ambos sentidos, con electrodos o varillas colocadas en las esquinas o en cualquier parte de la red. De este punto parte a los diferentes tableros ubicados dentro del inmueble.

b) Sistema de tierras para el sistema de computo.

El reglamento de instalaciones eléctricas exige a lo usuarios de la energía eléctrica tener su propia conexión a tierra y dice “en un sistema secundario de suministro puesto a tierra, cada servicio individual debe tener una conexión a un electrodo a tierra.

Los fabricantes de equipo de computo, comunicaciones. etc . Piden un valor de resistencia bastante menor que puede ser de 1,3 o 5 ohms para poder validez a las garantías y proteger a los equipos modernos que tienen componentes electrónicos que se dañan fácilmente con las sobretensiones, con lo cual recomienda un conductor forrado para evitar contactos accidentales con partes metálicas.

c) Sistema de tierras para descargas atmosféricas (pararrayos).

El objetivo primordial de un sistema de pararrayos es el de proteger construcciones contra descargas atmosféricas. Los principales componentes de dicho sistema son terminales aéreas o puntas localizadas entorno al perímetro de la construcción, unidas con conductor especial para pararrayos y dos o mas bajadas a tierra hacia una terminal de tierra o electrodo de acero chapado con cobre y enterrado directamente a tierra.

4. MEMORIA DE CALCULO

4.1 CALCULO DE ALUMBRADO

Desde principio de 1960, el método para calcular el nivel de iluminación promedio en un espacio ha sido el método IES de cavidad zonal. Este método supone que cada local está constituido por tres diferentes zonas o cavidades. Cada una de ellas será tratada en conjunto, ya que tienen un efecto en cada una de las otras cavidades para producir iluminación uniforme. Este método calcula niveles de iluminación promedio horizontales a través de un espacio.

Este sistema, también llamado “método de lumen”, divide el local en tres cavidades separadas. Estas son:

- (a) Cavidad de techo
 - (b) Cavidad de local
 - (c) Cavidad de piso
- (1) Cavidad de techo. Es el área medida desde el plano del luminaria al techo. Para luminarias colgantes existirá una cavidad de techo; para luminarias colocadas directamente en el techo o empotrados en el mismo no existirá cavidad de techo.
 - (2) Cavidad de local. Es el espacio entre el plano del trabajo donde se desarrolla la tarea y la parte inferior de la luminaria; el plano de trabajo se encuentra localizado normalmente arriba del nivel del piso. En algunos caso, donde el plano de trabajo es considerado a nivel de piso, el espacio desde la luminaria al piso se considera como cavidad del local. En el lenguaje de iluminación la distancia desde el plano de trabajo a la parte inferior de la luminaria es llamado “altura de montaje de la luminaria”.
 - (3) Cavidad de piso. Se considera desde el piso a la parte superior del plano de trabajo, o bien, el nivel donde se realiza la tarea específica. Para áreas de oficina esta distancia es aproximadamente de 76 cms. Para bancos de trabajo en industrias deberá considerarse 92 cms. aproximadamente. Si el trabajo o tarea se desarrolla en el piso, no existe cavidad de piso. En la Fig. No. 1 se muestra el espaciamiento relativo de las cavidades del local, techo y piso, así como la “altura de montaje” de las luminarias.

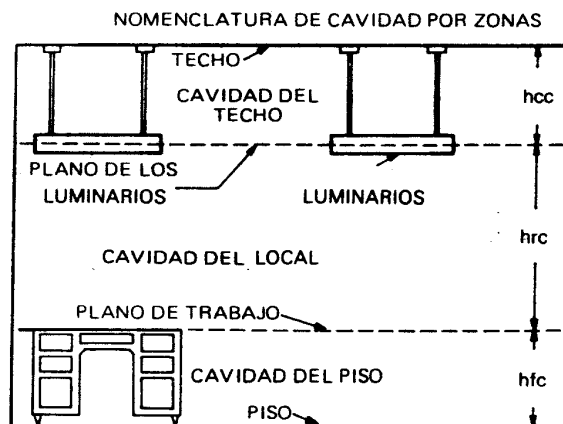


Fig. 1.

Para nuestros cálculos nos referiremos a las tres cavidades por los símbolos normalmente usados para describirlos:

h_{cc} = Altura de cavidad de techo
 h_{rc} = Altura de cavidad de local
 h_{fc} = Altura de cavidad de piso

La teoría básica considerada en este método de cálculo de iluminación es que la luz producida por una lámpara o luminario es reflejada por todas las superficies del área. Las reflexiones múltiples de la luz desde el luminario y desde las superficies del local actúan para producir la luz en el plano trabajo. Debido a este hecho es muy importante determinar:

- (1) Las dimensiones del local
- (2) Las reflectancias del local referente a:
 - 2.1) techo
 - 2.2) paredes, y
 - 2.3) piso
- (3) Características de la lámpara
- (4) Características del luminario
- (5) Efectos ambientales
 - 5.1) polvo y suciedad
 - 5.2) temperatura
- (6) Mantenimiento planeado del sistema de iluminación

Con el objeto de producir un lux en el plano de trabajo, el sistema de iluminación debe producir un lúmen sobre cada metro cuadrado. De hecho, la definición de lux es: Un lúmen por metro cuadrado, o bien, establecido en forma matemática.

$$\text{Número de luxes} = \frac{\text{Lúmenes incidentes sobre una superficie}}{\text{área en metros cuadrados}}$$

Por lo tanto, un nivel de iluminación promedio de 1,000 luxes sobre un área de 10 m² requerirá de 10,000 lúmenes (desde el sistema de iluminación) que sean dirigidos al plano de trabajo.

Conforme la fuente de luz se encuentre mas distante del plano de trabajo, el nivel de iluminación se reducirá en proporción al cuadrado de la distancia. Por ejemplo, si un sistema de iluminación produce 1,000 luxes a una distancia de 10 metros, entonces a 20 metros el mismo sistema no producirá la mitad sino una cuarta parte del nivel de iluminación, o sea 250 luxes, (generalmente para fuentes puntuales cercanas, puede variar ligeramente cuando se utilizan fuentes difusas).

Terminado del local, es muy importante recordar que los colores de las superficies del local tienen un gran efecto en el nivel de iluminación producido por un sistema. Usar colores claros en las paredes, techos y pisos, dará como resultado un nivel mayor de iluminación que si se usan colores oscuros. Lo anterior se aplica a muebles dentro del local, materiales colgantes y alfombras.

TABLA DE REFLEXIONES APROXIMADAS

1.- Superficie de pintura

TONO	COLOR	REFLEXION EN %
Muy claro	Blanco nuevo	88
	Blanco viejo	76
	Azul verde	76
	Crema	81
	Azul	65
	Miel	76
	Gris	83
Claro	Azul verde	72
	Crema	79
	Azul	55
	Miel	70
	Gris	73
Mediano	Azul verde	54
	Amarillo	65
	Miel	63
	Gris	61
Obscuro	Azul	8
	Amarillo	50
	Café	10
	Gris	25
	Verde	7
	Negro	3

2.- Superficies de Madera

COLOR	REFLEXION EN %
Maple	43
Nogal	16
Caoba	12
Pino	48

3.- Acabado Metálicos

COLOR	REFLEXION EN %
Blanco polarizado	70
Esmalte Horneado	85
Aluminio Pulido	75
Aluminio Mate	75
Aluminio Claro	79

4.- Acabados de Construcción Aparentes

TIPO	REFLEXION EN %
Roca Basáltica	18
Cantera Clara	18
Tabique muy Pulido	48
Tabique Rojo Vidriado	30
Tabique Pulido	40
Tabique Rojo Barnizado	30
Cemento	27
Concreto	40
Mármol Blanco	45
Vegetación	25
Asfalto Limpio	7
Adoquín de Roca Ignea	17
Grava	13
Pasto (verde oscuro)	6
Pizarra	8

La fórmula básica para determinar los lúmenes necesarios para producir un nivel de iluminación deseado para un espacio conocido es como sigue:

$$\text{Luxes} = \frac{\text{No. de luminarios} \times \text{lamparas por luminario} \times \text{lúmenes por lámpara} \times \text{C.U.} \times \text{m.f.}}{\text{Area por luminario}}$$

donde: C.U. = coeficiente de utilización
m.f. = Factor de mantenimiento

Obsérvese que la fórmula requiere del conocimiento de las lámparas, luminario y factores de mantenimiento.

Hemos establecido que el método de cavidad zonal provee un nivel de iluminación promedio uniforme en un local. Sin embargo, es valido siempre y cuando el luminario se encuentre localizado correctamente y tenga una distribución adecuada en relación a la altura de montaje y espaciamento entre luminarios conforme a los valores recomendados.

Los fabricantes de luminarios especifican el espaciamento máximo entre luminarios en relación a la altura de montaje. Este factor es conocido como la relación del "espaciamento de montaje" o S/M.H.

Con objeto de simplificar el procedimiento de cálculo para determinar el número de luminarios así como la localización de éstos en el área, se deben seguir los siguientes pasos:

- (1) Determinar el tipo de trabajo que se desarrollará en el local. Esto servirá para determinar la calidad y cantidad de luz que se necesita.

Cantidad de iluminación. Basándose en los niveles de iluminación, para locales interiores que recomienda la Sociedad Mexicana de Ingeniería e Iluminación A.C.; la primera columna lleva por encabezado I.E.S. 99% y esta formada por los niveles de iluminación determinados por la teoría del Dr. H.R. Blackwell, publicados por el I.E.S. Lighting Handbook edición de 1959, con las dos consiguientes características: un 99% de rendimiento visual y 5 asimilaciones por segundo. Entendiéndose por 5 asimilaciones por segundo, el promedio de percepciones visuales de un objeto, que puede hacer una persona por un segundo; la segunda columna S.M.I.I. 95% esta formada por los niveles de iluminación con un rendimiento visual de 95% y 5 asimilaciones por segundo. Esta columna se determinó por medio de un divisor de conversión, que fue encontrado después de hacer interpolaciones entre curvas dadas por el Dr. Blackwell, para 3 asimilaciones por segundo y para 10 asimilaciones por segundo; usando como parámetro valores de brillantez (B) expresados en footlamberts y rendimientos visuales en por ciento.

De estos factores se sacaron los valores apropiados de brillantes (B) para cada tarea visual, teniendo ya estos valores se tomo como dividendo común el valor de (B) para 99% de rendimiento visual y como divisores valores de (B) para cada rendimiento visual requerido. En este caso se acordó un 95% de rendimiento visual, para recomendar como valor mínimo en actividades que ocasionalmente se desarrollan bajo iluminación artificial, con lo que se baja la iluminación a valores aplicables en forma económica en México, sin que se provoque con ello niveles de iluminación que causarían cansancio visual a las personas que trabajan en estos locales y que desarrollan una determinada tarea visual y al mismo tiempo no bajan mucho esos valores, ya que de hacerse así la eficiencia del personal bajaría en igual proporción que los rendimientos visuales. El divisor de conversiones 1.75. Ver Apéndice A.

También existe la Norma Oficial Mexicana *NOM-025-STPS-1999 Condiciones de Iluminación en los Centros de Trabajo*, que indica el valor mínimo, de iluminación.

- (2) Determinar qué fuente luminosa deberá usarse. Lámparas incandescentes, lámparas halógenas, lámparas fluorescentes, lámparas fluorescentes compactas, lámparas de alta intensidad de descarga (HID, Vapor de Mercurio en alta presión VMAP, Vapor de Aditivos Metálicos VAM, Vapor de Sodio en alta presión VSAP), lámparas de luz mixta.
- (3) Determinar qué condiciones ambientales prevalecerán en el área. Esto nos ayudará a determinar los efectos de polvo, suciedad y las condiciones ambientales que se deberán tomar en cuenta.
- (4) Determinar las condiciones físicas y operaciones del área y cómo se usará. Esto incluye dimensiones del local, valores de reflectancia, localización del plano de trabajo y características operacionales, tales como: horas diarias de trabajo y periodo de tiempo en años del sistema durante el cual será usado.

- (5) Seleccionar el luminario que se usará. Algunos de los factores que ayudan a determinar el luminario que deberá usarse son:
- Altura de montaje
 - Tipo de lámpara seleccionada
 - Características de depreciación del luminario
 - Restricciones físicas del montaje (colganteo, empotrado, abierto, cerrado, etc.)
 - Mantenimiento requerido (limpieza del reflector y el reemplazo de las lámparas)
 - Costo, tamaño y peso
 - Aspecto estético

- (6) Cálculo de las relaciones de cavidad

- Cavidad de local
- Cavidad de techo
- Cavidad de piso

La fórmula para el cálculo de la relación de cavidad es:

$$\text{Relación de Cavidad}_{\text{AREAS REGULARES}} = \frac{5 \times \text{hcc} \times (\text{LARGO} + \text{ANCHO})}{\text{AREA}}$$

$$\text{Relación de Cavidad}_{\text{AREAS IRREGULARES}} = \frac{2.5 \times \text{hcc} \times \text{PERIMETRO}}{\text{AREA}}$$

Donde: hcc = Altura de cavidad de local, piso o techo según sea el caso

- (7) Determinar las reflectancias efectivas correspondientes a las cavidades de techo y piso. Este procedimiento contempla el efecto de interreflexión de la luz considerando las diferentes superficies del local. En la tabla A, se indican las reflectancias efectivas.

Si todas las superficies son altamente reflectivas, o si los luminarios se encuentran localizados directamente en el techo, no será necesario efectuar este cálculo. En este caso se puede usar el valor actual de las reflectancias de las superficies (estimadas o medidas) para determinar el coeficiente de utilización.

- (8) Determinar el coeficiente de utilización (c.u.).

Los fabricantes de luminarios publican datos sobre los mismos, los cuales incluyen la pérdida de luz debido al polvo y suciedad en la superficie de los luminarios y controlentes (en caso de que se usen). También normalmente proporcionan el coeficiente de utilización para diferentes tamaños de local, usando diferentes reflectancias de las superficies. El coeficiente de utilización es un parámetro que nos indica qué tan eficiente es el luminario en convertir los lúmenes producidos por la lámpara en nivel de iluminación útil.

Un coeficiente de utilización de .80 significa que de la luz emitida por la lámpara solamente un 80% se puede utilizar en el plano de trabajo. Esto indica que el coeficiente de utilización depende de otros factores independientes del luminario, como son las reflectancias de las superficies del local discutidas anteriormente.

El coeficiente de utilización se encuentra en los datos técnicos proporcionados por el fabricante, para el luminario que se usará. (Ver Apéndice A).

Table A
Per cent effective ceiling or floor cavity reflectance for various reflectance combinations

% Ceiling or floor reflectance	90				80				70			60			50			
	90	70	50	30	80	70	50	30	70	50	30	70	50	30	70	50	30	10
Cavity ratio																		
0.2	89	88	86	85	78	78	77	76	68	67	66	58.5	57.5	56.5	49	48	47	30
0.4	88	86	84	81	77	76	74	72	67	65	63	57.5	56.0	54.0	48	47	45	30
0.6	87	84	90	77	76	75	71	68	65	53	59	56.0	49.0	51.0	47	45	43	30
0.8	87	82	77	73	75	73	69	65	64	60	56	55.5	52.0	48.0	47	44	40	30
1.0	86	80	75	69	74	72	67	62	62	58	53	54.0	50.5	45.5	46	43	38	30
1.2	85	78	72	66	73	70	64	58	61	57	50	53.0	49.0	43.0	45	41	36	30
1.4	85	77	69	62	72	68	62	55	60	55	47	52.5	47.5	41.0	45	40	35	30
1.6	84	75	67	59	71	67	60	53	59	53	45	51.5	46.0	39.0	44	39	33	29
1.8	83	73	64	56	70	66	58	50	58	51	42	50.5	44.5	36.5	43	38	31	29
2.0	83	72	62	53	69	64	56	48	56	49	40	49.5	43.0	35.0	43	37	30	29
2.2	82	70	59	50	68	63	54	45	55	48	38	48.5	42.0	33.5	42	36	29	29
2.4	82	69	58	48	67	61	52	43	54	46	37	48.0	40.5	32.0	42	35	27	29
2.6	81	67	56	46	66	60	50	41	54	45	35	47.5	39.5	30.5	41	34	26	29
2.8	81	66	54	44	65	59	48	39	53	43	33	47.0	38.0	29.0	41	33	25	29
3.0	80	64	52	42	65	58	47	37	52	42	32	46.0	37.0	28.0	40	32	24	29
3.2	79	63	50	40	65	57	45	35	51	40	31	45.0	35.5	27.0	39	31	23	29
3.4	79	62	48	38	64	56	44	34	50	39	29	44.5	34.5	25.5	39	30	22	29
3.6	78	61	47	36	63	54	43	32	49	38	28	44.0	33.5	24.5	39	29	21	29
3.8	78	60	45	35	62	53	41	31	49	37	27	43.5	33.0	24.0	38	29	21	28
4.0	77	58	44	33	61	53	40	30	48	36	26	43.0	32.0	23.0	38	28	20	28
4.2	77	57	43	32	60	52	39	29	47	35	25	42.0	31.5	22.5	37	28	20	28
4.4	76	56	42	31	60	51	38	28	46	34	24	41.5	30.5	21.5	37	27	19	28
4.6	76	55	40	30	59	50	37	27	45	33	24	40.5	29.5	21.0	36	26	18	28
4.8	75	54	39	28	58	49	36	26	45	32	23	40.5	29.0	20.5	36	26	18	28
5.0	75	53	38	28	58	48	35	25	44	31	22	39.5	28.0	19.5	35	25	17	28
% Ceiling or floor reflectance	50				40			30			20			10				
% Wall reflectance	70	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10		
Cavity ratio																		
0.2	49	48	47	30	38.5	38.0	29.0	29	29	28	19.5	19.5	18.5	10	10	9		
0.4	48	47	45	30	38.0	36.5	28.0	29	28	26	20.0	19.0	17.5	11	10	9		
0.6	47	45	43	30	36.5	34.5	27.5	28	26	25	19.5	18.0	16.5	11	10	8		
0.8	47	44	40	30	36.0	32.5	26.5	28	25	23	19.5	17.5	15.5	11	10	8		
1.0	46	43	38	30	35.0	31.0	26.0	27	24	22	19.5	17.0	15.0	12	10	8		
1.2	45	41	36	30	34.0	29.5	25.5	27	23	21	19.5	16.5	14.0	12	10	7		
1.4	45	40	35	30	33.0	28.5	24.5	26	22	19	19.0	16.0	13.0	12	10	7		
1.6	44	39	33	29	32.0	27.5	23.5	25	22	18	18.5	15.5	12.5	12	9	7		
1.8	43	38	31	29	31.5	26.0	23.0	25	21	17	19.0	15.0	11.5	13	9	6		
2.0	43	37	30	29	30.5	25.0	22.5	24	20	16	18.5	14.5	11.0	13	9	6		
2.2	42	36	29	29	30.0	24.0	22.0	24	19	15	18.5	14.0	10.5	13	9	6		
2.4	42	35	27	29	29.5	23.0	21.5	24	19	14	18.5	14.0	10.0	13	9	6		
2.6	41	34	26	29	28.5	22.0	21.5	23	18	14	18.0	13.5	10.0	13	9	6		
2.8	41	33	25	29	28.0	21.0	21.0	23	17	13	18.0	13.0	9.0	13	9	5		
3.0	40	32	24	29	27.0	20.5	20.5	22	17	12	17.5	13.0	8.5	13	9	5		
3.2	39	31	23	29	26.5	19.5	20.5	22	16	12	17.5	12.5	8.5	13	9	5		
3.4	39	30	22	29	26.0	19.0	20.0	22	16	11	17.5	12.5	8.0	13	9	5		
3.6	39	29	21	29	25.0	18.0	19.5	21	15	10	17.0	12.0	7.0	13	9	4		
3.8	38	29	21	28	25.0	17.5	19.0	21	14	10	17.5	11.5	7.0	14	9	4		
4.0	38	28	20	28	24.5	17.0	18.5	21	14	9	17.5	11.5	6.5	14	9	4		
4.2	37	28	20	28	24.0	17.0	18.5	20	14	9	17.0	11.5	6.5	14	9	4		
4.4	37	27	19	28	23.5	16.5	18.5	20	14	9	17.0	11.0	6.5	14	8	4		
4.6	36	26	18	28	23.0	15.5	18.0	20	13	8	17.0	10.5	6.0	14	8	4		
4.8	36	26	18	28	23.0	15.5	18.0	20	13	8	17.0	10.5	6.0	14	8	4		
5.0	35	25	17	28	22.0	15.0	18.0	19	13	8	16.5	10.5	6.0	14	8	4		

Se notará que con el efecto de seleccionar el valor apropiado de c.u. de esas tablas, se deberán conocer primeramente las reflectancias efectivas de techo, pared y piso. La mayoría de las tablas muestran solamente un valor como reflectancia del piso. Este valor es 20% y es considerado un valor normal. En caso de que el valor de reflectancia sea mayor o menor del 20% se debe corregir de acuerdo con los datos disponibles de la tabla B.

Table B
Multiplying factors for other than 20 per cent effective floor cavity reflectance

% Ceiling reflectance	80				70				50			30			10		
	70	50	30	10	70	50	30	10	50	30	10	50	30	10	50	30	10
For 30 per cent effective floor cavity reflectance																	
RCR																	
1	1.092	1.082	1.075	1.068	1.077	1.070	1.064	1.059	1.049	1.044	1.040	1.028	1.026	1.023	1.012	1.010	1.008
2	1.079	1.066	1.055	1.047	1.068	1.057	1.048	1.039	1.041	1.033	1.027	1.026	1.021	1.017	1.013	1.010	1.006
3	1.070	1.054	1.042	1.033	1.061	1.048	1.037	1.028	1.034	1.027	1.020	1.024	1.017	1.012	1.014	1.009	1.005
4	1.062	1.045	1.033	1.024	1.055	1.040	1.029	1.021	1.030	1.022	1.015	1.022	1.015	1.010	1.014	1.009	1.004
5	1.056	1.038	1.026	1.018	1.050	1.034	1.024	1.015	1.027	1.018	1.012	1.020	1.013	1.008	1.014	1.009	1.004
6	1.052	1.033	1.021	1.014	1.047	1.030	1.020	1.012	1.024	1.015	1.009	1.019	1.012	1.006	1.014	1.008	1.003
7	1.047	1.029	1.018	1.011	1.043	1.026	1.017	1.009	1.022	1.013	1.007	1.018	1.010	1.005	1.014	1.008	1.003
8	1.044	1.026	1.015	1.009	1.040	1.024	1.015	1.007	1.020	1.012	1.006	1.017	1.009	1.004	1.013	1.007	1.003
9	1.040	1.024	1.014	1.007	1.037	1.022	1.014	1.006	1.019	1.011	1.005	1.016	1.009	1.004	1.013	1.007	1.002
10	1.037	1.022	1.012	1.006	1.034	1.020	1.012	1.005	1.017	1.010	1.004	1.015	1.009	1.003	1.013	1.007	1.002
For 10 per cent effective floor cavity reflectance																	
RCR																	
1	0.923	0.929	0.935	0.940	0.933	0.939	0.943	0.948	0.956	0.960	0.963	0.973	0.976	0.979	0.989	0.991	0.993
2	0.931	0.942	0.950	0.958	0.940	0.949	0.957	0.963	0.962	0.968	0.974	0.976	0.980	0.985	0.988	0.991	0.995
3	0.939	0.951	0.961	0.969	0.945	0.957	0.966	0.973	0.967	0.975	0.981	0.978	0.983	0.988	0.988	0.992	0.996
4	0.944	0.958	0.969	0.978	0.950	0.963	0.973	0.980	0.972	0.980	0.986	0.980	0.986	0.991	0.987	0.992	0.996
5	0.949	0.964	0.976	0.983	0.954	0.968	0.978	0.985	0.975	0.983	0.989	0.981	0.988	0.993	0.987	0.992	0.997
6	0.953	0.969	0.980	0.986	0.958	0.972	0.982	0.989	0.977	0.985	0.992	0.982	0.989	0.995	0.987	0.993	0.997
7	0.957	0.973	0.983	0.991	0.961	0.975	0.985	0.991	0.979	0.987	0.994	0.983	0.990	0.996	0.987	0.993	0.998
8	0.960	0.976	0.986	0.993	0.963	0.977	0.987	0.993	0.981	0.988	0.995	0.984	0.991	0.997	0.987	0.994	0.998
9	0.963	0.978	0.987	0.994	0.965	0.979	0.989	0.994	0.983	0.990	0.996	0.985	0.992	0.998	0.988	0.994	0.999
10	0.965	0.980	0.985	0.990	0.967	0.981	0.990	0.995	0.984	0.991	0.997	0.986	0.993	0.998	0.988	0.994	0.999

(9) Determinar los factores de depreciación de luz para el área. Los factores de pérdida de luz se pueden dividir en dos categorías:

a) No recuperables

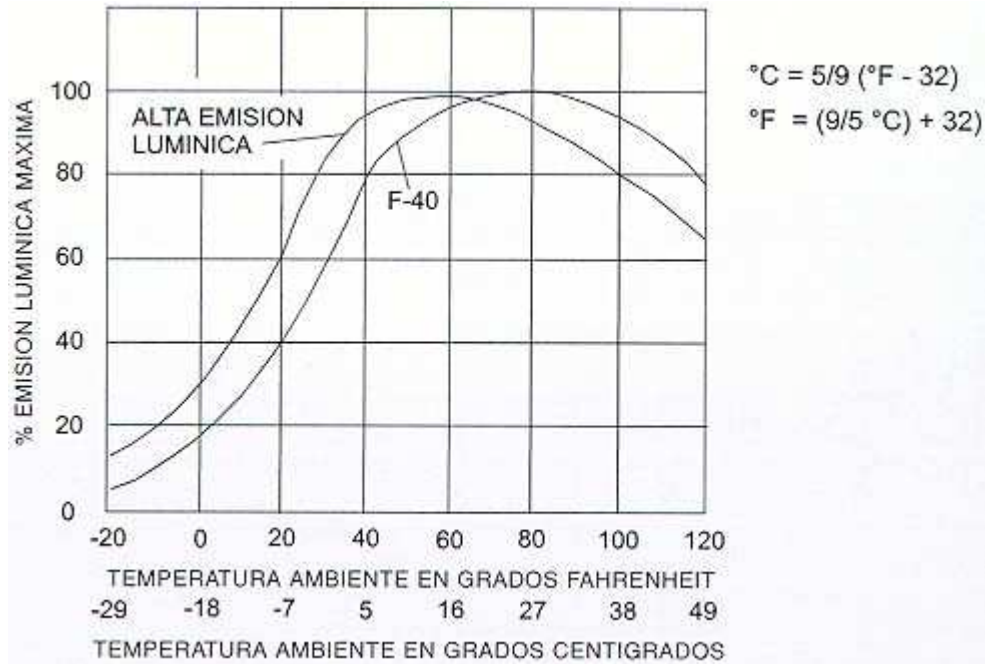
a.1) **Temperatura ambiente de la luminaria.** Las variaciones en temperatura, tanto arriba como debajo de las encontradas normalmente en interiores, tienen muy poco efecto en la producción luminosa de las lámparas incandescentes y de descarga de alta intensidad, pero si afectan la producción luminosa de las luminarias fluorescentes. Ver tabla a.1.

a.2) **Voltaje en la luminaria.** La salida de la mayoría de las luminarias se verá afectada tanto por un voltaje mayor como por uno menor. Ver tabla a.2.

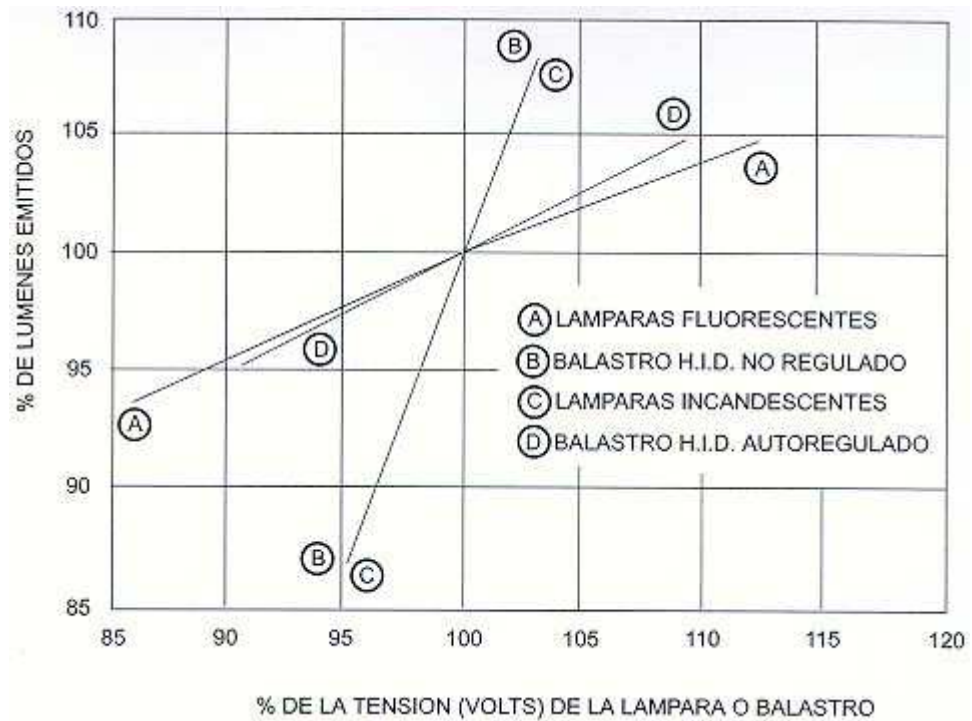
a.3) **Factor de balastro.** Relación del flujo luminoso emitido por una lámpara la cual es operada por un balastro convencional entre el flujo luminoso emitido por la misma lámpara cuando ésta es operada por un balastro patrón.

$$\text{FACTOR DE BALASTRO} = \frac{\text{Salida de Luz Balastro Comercial}}{\text{Salida de Luz Balastros de Laboratorio}}$$

Balastro	Lámpara	FB
Std. Electromagnético	F40	0.95
Ahorrador de energía Std. Electromagnético	F40/EW	0.88
Electrónico	F40	0.88
	F40/EW	0.85



a.1 Cambio de rendimiento lumínico de las lámparas fluorescentes desnudas en aire calmado, debido a los cambios de la temperatura ambiente.



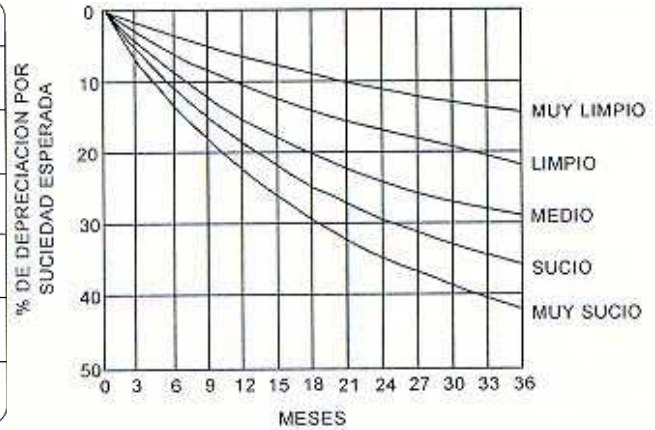
a.2 Cambio de rendimiento lumínico debido a cambios de tensión en la línea de alimentación.

a.4) **Depreciación por deterioro en las superficies del luminario.** Los cambios en los componentes metálicos, plásticos e inclusive la pintura resultarán en una reducción del rendimiento luminoso.

b) Factores Recuperables de Pérdidas Luminosas

b.1) **Depreciación de las superficies del local por suciedad (RSDD, Room Surface Dirt Depreciation).** El polvo y la suciedad en las superficies del local reducen la cantidad de lúmenes reflejados hacia el plano de trabajo. Encuéntrese primero el deterioro por suciedad que se espera utilizando los conceptos de Ambiente del Área (ambiente al cual operará el sistema de iluminación considerado: esto debe incluir cosas tales como el que estén presentes polvo, vapor de agua, gases explosivos o vapores corrosivos. El tiempo transcurrido entre limpiezas, y las curvas en la tabla siguiente, sabiendo el deterioro por suciedad esperado, la distribución del tipo de luminaria, y la relación de Cavidad del Local, puede ya determinarse el factor de deterioro a partir de la tabla siguiente.

CLASIFICACION	% DE LUZ RESPECTO A LA HORIZONTAL		DISTRIBUCION DE POTENCIA LUMINICA
	ARRIBA	ABAJO	
DIRECTA	0-10%	90-100 %	
SEMIDIRECTA	10-40 %	60-90 %	
DIRECTA INDIRECTA	40-60 %	40-60 %	
GENERAL DIFUSA	40-60 %	40-60 %	
SEMI-INDIRECTA	60-90 %	10-40 %	
INDIRECTA	90-100 %	0-10%	



% DE DEPRECIACION POR SUCIEDAD ESPERADA	TIPO DE DISTRIBUCION DE LUMINARIAS															
	DIRECTO				SEMI-INDIRECTO				DIRECTO-INDIRECTO				SEMI-INDIRECTO			
	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40
RCR																
1	0.98	0.96	0.94	0.92	0.97	0.92	0.89	0.84	0.94	0.87	0.80	0.76	0.94	0.87	0.80	0.73
2	0.98	0.96	0.94	0.92	0.96	0.92	0.88	0.83	0.94	0.87	0.80	0.75	0.94	0.87	0.79	0.72
3	0.98	0.95	0.93	0.90	0.96	0.91	0.87	0.82	0.94	0.86	0.79	0.74	0.94	0.86	0.78	0.71
4	0.97	0.95	0.92	0.90	0.95	0.90	0.85	0.80	0.94	0.86	0.79	0.73	0.94	0.86	0.78	0.70
5	0.97	0.94	0.91	0.89	0.94	0.90	0.84	0.79	0.93	0.86	0.78	0.72	0.93	0.86	0.77	0.69
6	0.97	0.94	0.91	0.88	0.94	0.89	0.83	0.78	0.93	0.85	0.78	0.71	0.93	0.85	0.76	0.68
7	0.97	0.94	0.90	0.87	0.93	0.88	0.82	0.77	0.93	0.84	0.77	0.70	0.93	0.84	0.76	0.68
8	0.96	0.93	0.89	0.86	0.93	0.87	0.81	0.75	0.93	0.84	0.76	0.69	0.93	0.84	0.76	0.68
9	0.96	0.92	0.88	0.85	0.93	0.87	0.80	0.74	0.93	0.84	0.76	0.68	0.93	0.84	0.75	0.67
10	0.96	0.92	0.87	0.83	0.93	0.86	0.79	0.72	0.93	0.84	0.75	0.67	0.92	0.83	0.75	0.67

b.2) **Depreciación de los lúmenes de las lámparas (LLD, Lamp Lumen Depreciation).** Este factor toma en consideración la proporción en la cual disminuye la salida de los lúmenes de una lámpara conforme transcurre el tiempo. Para ello puede utilizarse las tablas 1-5 del Apéndice A, pero es preferible recurrir a las especificaciones de los fabricantes o al Manual de Iluminación IES. La tablas proporcionan los factores para las lámparas que están al 70 por ciento de su vida promedio; este nivel es el mínimo que se

alcanza en una instalación en la cual se reemplazan rápidamente las lámparas quemadas, sin importar que esta reposición esté planeada en grupo o bien exista un programa de reposición aleatoria, o conforme se vayan fundiendo las lámparas.

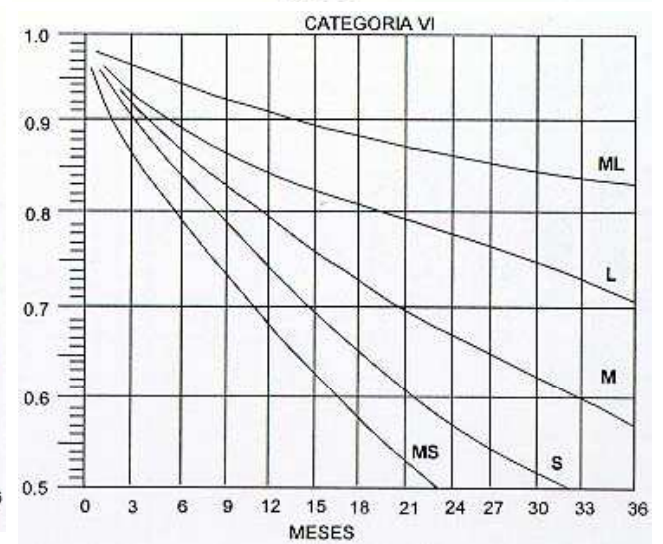
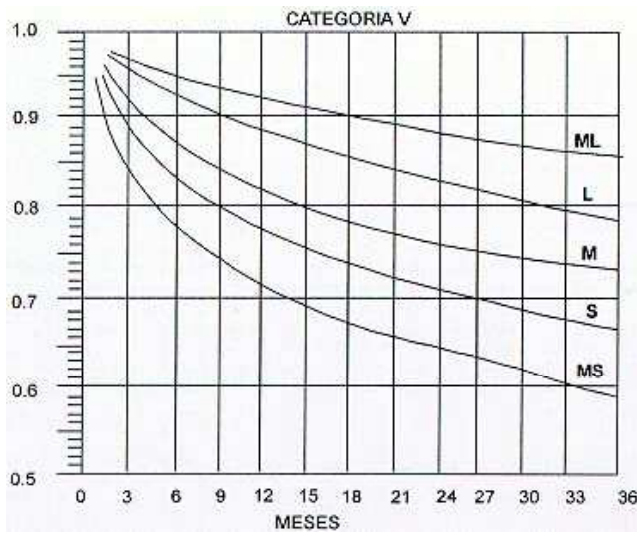
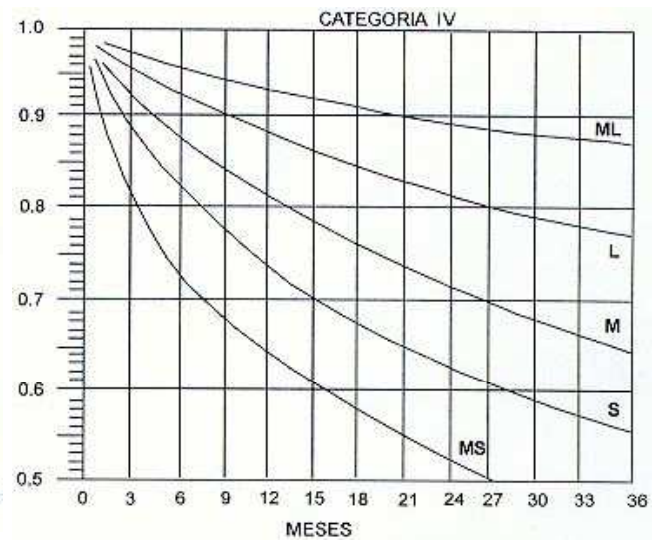
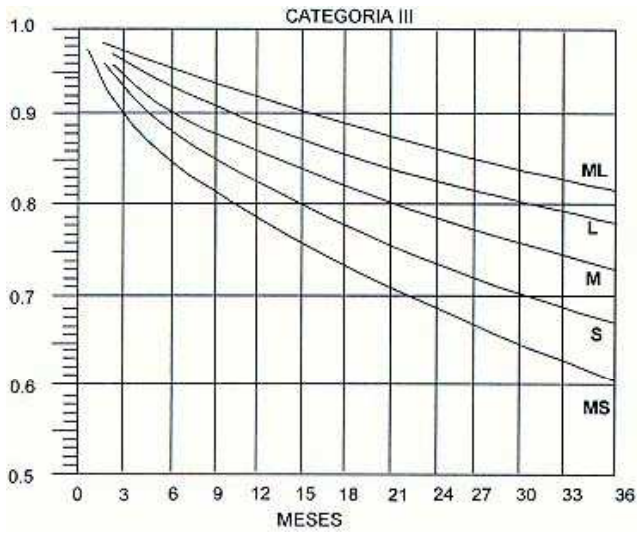
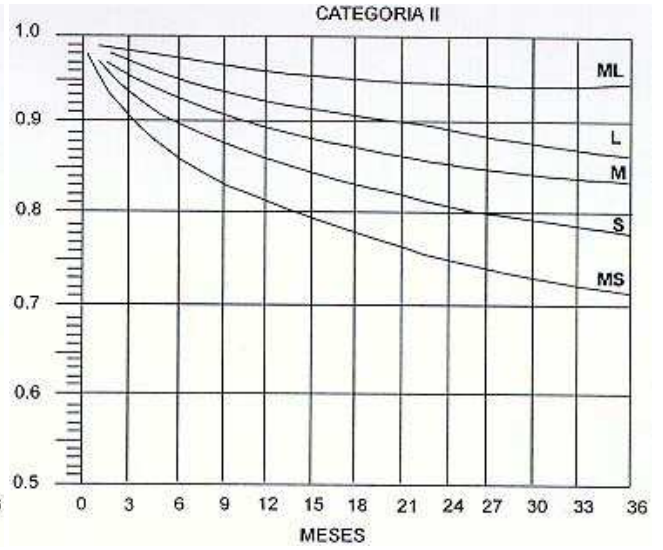
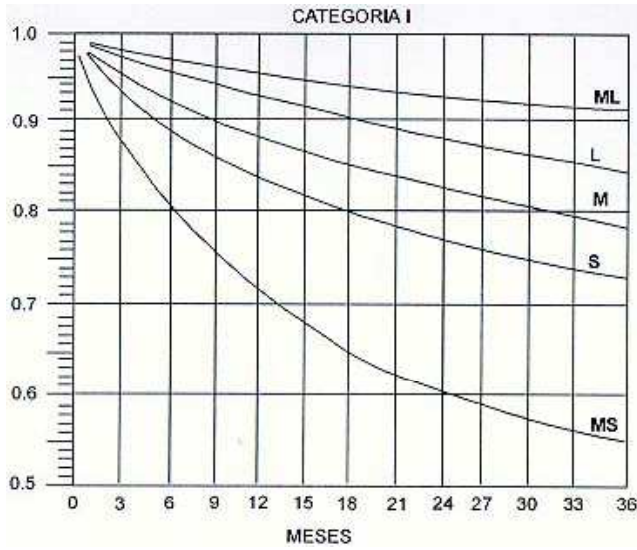
b.3) Factor de lámparas fuera de operación o quemadas (LBO, Lamp Burn Out). Pérdidas fraccionales de iluminancia debido a lámparas fundidas después de que han funcionado por largos períodos. Es muy importante determinar el número de lámparas que se espera se quemen antes del tiempo planeado para reemplazarlas, para lo cual es preciso consultar las estadísticas de mortalidad de los fabricantes; si las lámparas quemadas no se reemplazan rápidamente, el nivel promedio de iluminación decrecerá en forma proporcional.

b.4) Depreciación por suciedad en el luminario (LDD, Luminaire Dirt Depreciation). Al acumularse polvo y suciedad en las luminarias se experimenta pérdida en la producción luminosa, y en consecuencia también en el plano de trabajo. La suciedad en la atmósfera se considera que proviene de dos fuentes: aquella que pasa de atmósferas adyacentes al local donde se encuentra el luminario y la que se genera por el trabajo realizado en la atmósfera circundante al luminario. La suciedad puede clasificarse como adhesiva, atraída o inerte y puede provenir de fuentes constantes o intermitentes. La suciedad adhesiva se colgará del luminario debido a lo pegajoso de su naturaleza, algunos ejemplos: grasa producida al cocinar, partículas generadas por la operación de máquinas transportadas por vapores aceitados, partículas transportadas por vapor de agua como en lavanderías. La suciedad atraída se mantiene por efecto de la fuerza electrostática, algunos ejemplos: cabellos, pelo, pelusa, fibras o partículas secas cargadas electrostáticamente debido a operaciones de máquinas. La suciedad inerte variará en acumulación desde prácticamente nada en superficies verticales hasta tanto como pueda soportar una superficie horizontal antes de ser desalojada por la gravedad o circulación de aire, algunos ejemplos: partículas no pegajosas, sin carga electrostática tales como harina seca, aserrín, cenizas finas, etc.

Se selecciona la categoría de mantenimiento de la luminaria de acuerdo a los datos del fabricante. Se determina el ambiente en el cual operará la luminaria (que puede ser una de cinco condiciones de suciedad), a partir del Ambiente del Área y la tabla 6-2). A partir de la curva adecuada de la categoría de mantenimiento de la luminaria en la Fig. 6-2, la Curva Adecuada de Condiciones de Suciedad, y el tiempo transcurrido expresado en meses del Ciclo de Limpieza Programado, puede encontrarse el Factor de Deterioro por Suciedad.

DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES DE SUCIEDAD EN LOS LUMINARIOS					
	MUY LIMPIO	LIMPIO	MEDIO	SUCIO	MUY SUCIO
SUCIEDAD GENERADA	NINGUNA	MUY POCO	NOTORIA PERO NO PESADA	SE ACUMULA CON RAPIDEZ	ACUMULACIÓN CONSTANTE
SUCIEDAD AMBIENTE	NINGUNA O NO SE LE PERMITE ENTRAR	ALGUNA (CASI NO ENTRA NADA)	ALGO ALCANZA A ENTRAR EN EL AREA	GRANDES CANTIDADES	EXISTE DE TODO
REMOCIÓN O FILTRACIÓN	EXCELENTE	MEJOR QUE EL PROMEDIO	MAS BAJO QUE EL PROMEDIO	SOLO VENTILADORES, SI ES QUE HAY	NINGUNA
ADHESIÓN	NINGUNA	LIGERA	SUFICIENTE PARA QUE SEA VISIBLE DESPUÉS DE ALGUNOS MESES	ALTA PROBABLEMENTE CAUSADO POR ACEITES, HUMEDAD O ESTÁTICA	ALTA
EJEMPLOS	OFICINAS DE ALTA CATEGORÍA ALEJADAS DE LAS ZONAS DE PRODUCCION, LABORATORIOS, QUIRÓFANOS, SALAS DE COMPUTO	OFICINAS EN EDIFICIOS VIEJOS O CERCANAS A LAS ZONAS DE PRODUCCION, ENSAMBLE SENCILLO, INSPECCION, SALAS GENERALES	OFICINAS DE MAQUINADO Y MOLINOS, PROCESAMIENTO DE PAPEL Y MAQUINADO LIGERO	TRATAMIENTO TÉCNICO, IMPRESIÓN A ALTA VELOCIDAD, PROCESAMIENTO DE HULES, FUNDICIÓN, TUNELES DE MINAS	SIMILAR A SUCIO PERO LOS LUMINARIOS SE ENCUENTRAN INMEDIATAMENTE AL LADO DE LA FUENTE DE CONTAMINACION

CATEGORÍAS DE MANTENIMIENTO	ENVOLVENTE SUPERIOR	ENVOLVENTE INFERIOR
I	1) NINGUNA	1) NINGUNA
II	1) NINGUNA 2) TRANSPARENTE CON 15% O MAS DE COMPONENTES DE LUZ HACIA ARRIBA A TRAVES DE ABERTURAS 3) TRANSLUCIDO CON 15% O MAS DE COMPONENTE DE LUZ HACIA ARRIBA A TRAVES DE ABERTURAS 4) OPACO CON UN 15% O MAS DE COMPONENTE DE LUZ HACIA ARRIBA A TRAVES DE ABERTURAS	1) NINGUNA 2) LOUVERS O BAFLES (REJILLAS O DEFLECTORES)
III	1) TRANSPARENTE CON MENOS DE 15% O MAS DE COMPONENTES DE LUZ HACIA ARRIBA A TRAVES DE ABERTURAS 2) TRANSLUCIDO CON MENOS DE 15% O MAS DE COMPONENTE DE LUZ HACIA ARRIBA A TRAVES DE ABERTURAS 3) OPACO CON MENOS DE 15% O MAS DE COMPONENTE DE LUZ HACIA ARRIBA A TRAVES DE ABERTURAS	1) NINGUNA 2) LOUVERS O BAFLES (REJILLAS O DEFLECTORES)
IV	1) TRANSPARENTE SIN ABERTURAS 2) TRANSLUCIDO SIN ABERTURAS 3) OPACO SIN ABERTURAS	1) NINGUNA 2) LOUVERS (REJILLAS)
V	1) TRANSPARENTE SIN ABERTURAS 2) TRANSLUCIDO SIN ABERTURAS 3) OPACO SIN ABERTURAS	1) TRANSPARENTE SIN ABERTURAS 2) TRANSLUCIDO SIN ABERTURAS
VI	1) NINGUNO 2) TRANSPARENTE SIN ABERTURAS 3) TRANSLUCIDO SIN ABERTURAS 4) OPACO SIN ABERTURAS	1) TRANSPARENTE SIN ABERTURAS 2) TRANSLUCIDO SIN ABERTURAS 3) OPACO SIN ABERTURAS

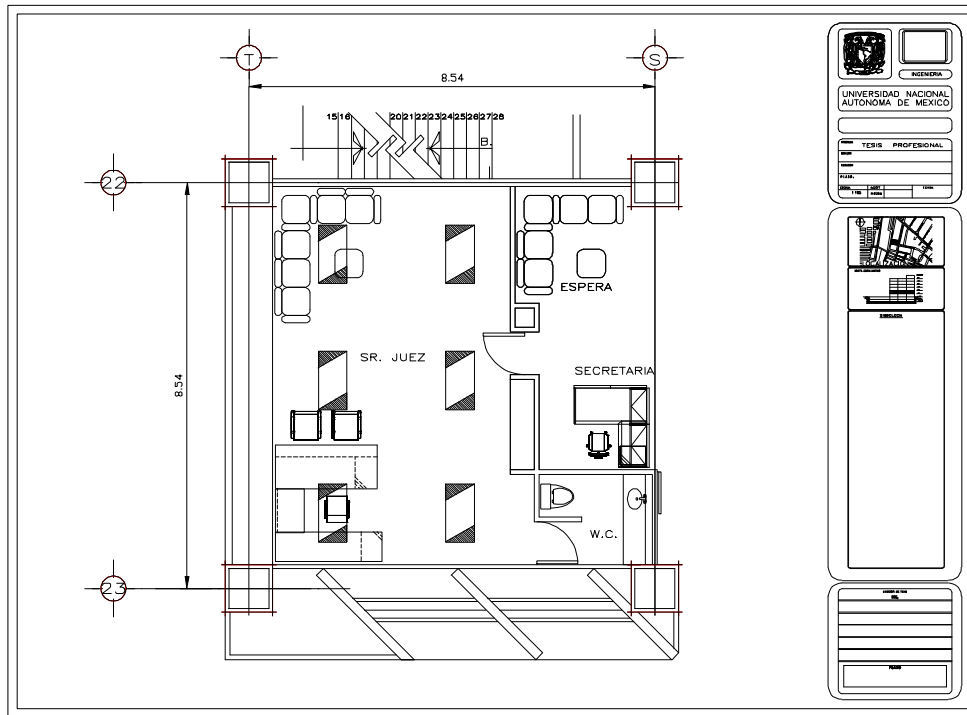


Multiplicando todos los factores de pérdida se obtiene un factor de pérdida neta obtenemos el factor de mantenimiento (m.f.) o factor de perdida de luz (LLF Light Loss Factor).

- (10) Cálculo de luminarios requeridos:
 Con los datos anteriores se debe aplicar la fórmula siguiente:

$$\text{No. de luminarios} = \frac{\text{Nivel luminoso en luxes} \times \text{Area}}{\frac{\text{No. de lamparas}}{\text{Luminario}} \times \frac{\text{Lumenes}}{\text{Lampara}} \times \text{Coeficiente de Utilizacion} \times \text{Factor de mantenimiento}}$$

Desarrollaremos el ejemplo para el área del Sr. Juez ubicado en planta baja cuya disposición arquitectónica es la siguiente:



1. Determinar el tipo de trabajo que se desarrollará en el local. Esto servirá para determinar la cantidad de luz que se necesita.
 - La tarea visual será la correspondiente a oficina en un edificio gubernamental siendo 700 luxes, SMII 95% valor 300 luxes, (ver Apéndice A), el valor mínimo recomendado en la Norma Oficial Mexicana NOM-025-STPS-1999 Condiciones de Iluminación en los Centros de Trabajo es de 500 luxes.
2. Determinar que fuente luminosa deberá usarse.
 - La fuente luminosa a utilizarse serán lámparas fluorescentes T8 (tubular de 8 octavos de pulgada), 32 watts, temperatura de color 4100°K (fuentes de luz

que percibimos blancas y brillantes blanco frío, se usa en aplicaciones industriales, oficinas, hospitales, etc). Ventajas: alta eficiencia (80 watts por lumen), larga duración (20,000 hrs.); desventajas: mayor costo inicial debido a que requieren equipo auxiliar (gabinete, difusor, balastro, bases), es sensible tanto a la temperatura como a la humedad, produce interferencia de radio.

3. Determinar que condiciones ambientales prevalecerán en el área.

Factores para utilizarse con la tabla 1= Lo mas limpio posible 2= Limpio, pero no lo mas limpio 3= Promedio 4= Sucio, pero no lo mas sucio 5= Las condiciones mas sucias imaginables

Tipo de Suciedad	Area Adyacente al Area de Trabajo					Factor de Filtro (por ciento de suciedad que pasa)	Area Alrededor del trabajo					Sub Total			
	Intermitente		Constante		Total		De la Adyacente	Intermitente		Constante					
Suciedad Adhesiva	1	+	1	=	2	x	1	=	2	+	1	+	1	=	4
Suciedad atraida	1	+	1	=	2	x	1	=	2	+	1	+	1	=	4
Suciedad inerte	1	+	1	=	2	x	1	=	2	+	1	+	1	=	4
Total de Factores de Suciedad =														12	

0-12 = Muy Limpio	13-24 = Limpio	25-36 = Mediano	37-48 = Sucio	49-60 = Muy Sucio
-------------------	----------------	-----------------	---------------	-------------------

4. Determinar las condiciones físicas y operaciones del área y como se usará.

- Longitud = 7.96 m, Ancho = 5.13 m, Area = 40.83 m²
 Altura de piso a techo = 2.50 m
 Altura de cavidad de techo = 0 m (plafón reticular, luminario empotrado)
 Altura de cavidad de local = 1.75 m
 Altura de cavidad de piso = 0.75 m
 Reflectancia de techo (plafón reticular color blanco) $\rho_{\text{ceiling}} = 80\%$
 Reflectancia de paredes (vidrio, pared blanca, madera) $\rho_{\text{walls}} = 20\%$
 Reflectancia de piso (alfombra color beige o gris) $\rho_{\text{floor}} = 30\%$

5. Seleccionar el tipo de luminario que se utilizará.

- Se utilizará luminario tipo empotrar F-6250-332 gabinete con lamina de acero rolado en frío calibre 22, superficies exteriores terminadas con pintura de barniz color blanca de poliéster, reflector de aluminio anodizado, controlente de acrílico. Con tres lámparas fluorescentes de 32 watts, con balastro electrónico encendido instantáneo M3-IN-T8-A120/277 máxima corriente de línea 0.77 A, factor de balastro (BF) 0.875, factor de potencia (pf) 0.99, distorsión armónica total (THD) menor a 10%.

6. Calculo de las relaciones de cavidad.

- Relación de cavidad de techo

$$\text{Ceiling Cavity Ratio } CCR = \frac{5(0)(7.96 + 5.13)}{7.96 \times 5.13} = 0$$

Relación de cavidad de cuarto

$$\text{Room Cavity Ratio } RCR = \frac{5(1.75)(7.96 + 5.13)}{7.96 \times 5.13} = 2.8$$

Relación de cavidad de piso

$$\text{Floor Cavity Ratio } FCR = \frac{5(0.75)(7.96 + 5.13)}{7.96 \times 5.13} = 1.2$$

7. Determinar las reflectancias efectivas correspondientes a las cavidades de techo y piso de la tabla A.

- Reflectancia efectiva de techo

$$\rho_{ec}(\rho_c = 80, \rho_w = 30, CCR = 0) = 80\%$$

Reflectancia efectiva de piso

$$\rho_{ef}(\rho_f = 20, \rho_w = 30, FCR = 1.2) = 16.5\%$$

% Ceiling or floor reflectance	20
% Wall reflectance	50 30 10
Cavity ratio	
1.2	19.5 16.5 14.0

8. Determinar el coeficiente de utilización, los fabricantes suministran tablas de coeficientes de utilización para las luminarias que ellos fabrican la hoja 6 del Apéndice A muestra la luminaria a utilizar. Para encontrar el coeficiente con $C.U.(\rho_{ec} = 80, \rho_w = 30, RCR = 2.8) = 0.648$

COEFFICIENTS OF UTILIZATION				
ρ_c		80		
RCR	ρ_w	50	30	10
2.0		0.76	0.72	0.68
2.8			0.648	
3.0		0.68	0.63	0.58

Ajuste del coeficiente de utilización a . Si se ha encontrado una reflectancia de la cavidad de piso diferente a 20%, el coeficiente deberá corregirse utilizando los factores de la tabla B, $a(\rho_{ec} = 80, \rho_w = 30, \rho_{ef} = 16.5, RCR = 2.8) = 0.9867$

% Ceiling reflectance		80					
% Wall reflectance		70	50	30	10		
For 30 per cent effective floor cavity reflectance							
RCR							
1		1.092	1.082	1.075	1.068		
2		1.079	1.066	1.055	1.047		
2.8				1.0446		30	1.0446
3		1.070	1.054	1.042	1.033		
For 10 per cent effective floor cavity reflectance							
RCR							
1		0.923	0.929	0.935	0.940		
2		0.931	0.942	0.950	0.958		
2.8				0.9588		16.5	0.9867
3		0.939	0.951	0.961	0.969	10	0.9588

$$c.u. = (0.648)(0.9867) = \mathbf{0.6394}$$

9. Determinar los factores de depreciación de luz para el área llamado factor de mantenimiento (mf) o LLD (Light Loss Factor)
- a) NO RECUPERABLES
- a.1) Temperatura ambiente del luminario, de la gráfica **a.1** con temperatura de 40°C, se tiene $f_{\text{temperatura}} = 0.95$.
- a.2) Voltaje en la luminaria, se considera por diseño una caída no mayor al 3%, de la gráfica **a.2** con voltaje de 97%, y curva A lámpara fluorescente, se tiene $f_{\text{voltaje}} = 0.99$.
- a.3) Factor de balastro, para balastro electrónico $FB = 0.88$.
- a.4) Depreciación por deterioro en las superficies del luminario, debido a que la luminaria esta hecha de lamina de acero rolada en frío calibre 22, con pintura esmaltada al horno, y la rejilla es de alta calidad, se considera un factor de $f_{\text{depreciacion}} = 1$.
- b) RECUPERABLES
- b.1) Depreciación de las superficies del local RSDD (Room Surface Dirt Depreciation), la luminaria se clasifica por su distribución de la luz en Directa, la condición ambiental que prevalecerá en el área es Muy Limpio, para un periodo de 24 meses el % de depreciación por suciedad esperada es del 10%, de la tabla se tiene $RSDD(\text{Directo}, 10\%, RCR=2.8) = 0.98$
- b.2) Depreciación de los lúmenes de la lámpara LLD (Light Loss Factor), del Apéndice A para lámpara fluorescente de 32 watts $LLD = 0.84$
- b.3) Factor de lámparas fuera de operación o quemadas LBO (Lamp Burn Out), debido a que el edificio contará con personal de mantenimiento permanente, se cambiarán las lámparas constantemente, por lo que se tiene $LBO = 1$.
- b.4) Depreciación por suciedad en el luminario LDD (Luminaire Dirt Depreciation), con la condición de suciedad Muy Limpio, categoría de mantenimiento II (envolvente superior: ninguno, envolvente inferior: rejillas), se considera un mantenimiento programado cada 12 meses, se tiene $LDD = 0.95$.

Se obtiene el factor de mantenimiento:

$$\begin{aligned}
 Mf &= f_{\text{temperatura}} f_{\text{voltaje}} FB f_{\text{depreciación}} RSDD LLD LBO LDD \\
 &= (0.95)(0.99)(0.88)(1)(0.98)(0.84)(1)(0.95) \\
 &= 0.6472
 \end{aligned}$$

10) Calculo de luminarios requeridos:

$$\begin{aligned}
 \text{No. de luminarios} &= \frac{\text{Nivel luminoso en luxes} \times \text{Area en m}^2}{\frac{\text{No. de lamparas}}{\text{luminario}} \times \frac{\text{lumenes}}{\text{lampara}} \times \text{c.u.} \times \text{mf}} \\
 &= \frac{(500)(40.83)}{(3)(3000)(0.6394)(0.6472)} = 5.4815 \text{ luminarias}
 \end{aligned}$$

Por lo que finalmente se tiene que se colocarán un total de 6 luminarias.

Todos estos datos se vacían en la hoja de calculo de alumbrado, y se obtiene la siguiente hoja de resultados.

HOJA DE CALCULO DEL NIVEL DE ILUMINACION PROMEDIO			
INFORMACION GENERAL			
IDENTIFICACION	PLANTA BAJA, TITULAR		
NIVEL DE ILUMINACION PROMEDIO	500	LUXES	DATOS DE LAMPARAS
FABRICANTE	DATOS DEL LUMINARIO		TIPO Y COLOR
NUMERO DE CATALOGO	HOLOPHANE	NUMERO DE LAMPARA	T8, 32W, 4100K, PHILLIPS
	F-6250-332	LUMENES POR LAMPARA	F32T8/TL841
		LUMENES TOTALES POR LUMINARIO	3000
			9000
SELECCIÓN DEL COEFICIENTE DE UTILIZACION			
Paso 1: Establezca las dimensiones			
Paso 2: Determine las relaciones de cavidad			
RELACION CAVIDAD DEL LOCAL RCR=	2.8		
RELACION CAVIDAD DEL TECHO CCR=	0		
RELACION CAVIDAD DEL PISO FRC=	1.2		
Paso 3: Obtenga la reflectancia efectiva de cavidad de techo (rhoCC)		rhoCC = 80	
Paso 4: Obtenga la reflectancia efectiva de cavidad de piso (rhoFC)		rhoFC = 16.5	
Paso 5: Obtenga el coeficiente de utilización de los datos del fabricante (cu)		cu = 0.648	
Paso 6: Obtenga el factor si la pf es diferente de 20%		0.9867	
Paso 7: Obtenga el coeficiente de utilización si rFC es diferente de 20%		cu = 0.6394	
SELECCIONES DE PERDIDA DE LUZ			
NO RECOBRABLES		SI RECOBRABLES	
TEMPERATURA AMBIENTAL DEL LUMINARIO	0.95	DEPRECIACION DE LAS SUPERFICIES DEL LOCAL RSSD	0.98
VOLTAJE DEL BALASTRO	0.99	DEPRECIACION DE LUMENES DE LA LAMPARA LLD	0.84
FACTOR DEL BALASTRO	0.88	FACTOR DE LAMPARAS FUERA DE OPERACION LBO	1
DEPRECIACION DE LAS SUPERFICIES DEL LUMINARIO	1	DEPRECIACION DEL LUMINARIO LDD	0.95
FACTOR TOTAL DE PERDIDA DE LUZ, LLF (PRODUCTO DE LOS FACTORES INDIVIDUALES)		0.6472	
CALCULOS			
Número de luminarios = $\frac{\text{(luxes)} \times \text{(área en metros cuadrados)}}{\text{(Lúmenes por luminario)} \times \text{(cu)} \times \text{(LLF)}}$			
=		5.48	DPEA =
			14.11
CALCULADO POR	GRJ, MSR		FECHA

De acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ENER-1995 “Eficiencia Energética para Sistemas de Alumbrado en Edificios no Residenciales”, y cuyo objetivo es el siguiente:

1. Objetivo

Esta Norma Oficial Mexicana tiene por objeto:

- a). Establecer niveles de eficiencia energética en términos de Densidad de Potencia Eléctrica con que deben cumplir los sistemas de alumbrado para uso general de edificios no residenciales nuevos y ampliaciones de los ya existentes, con el propósito de que sean proyectados y construidos haciendo un uso eficiente de la energía eléctrica en estas instalaciones, mediante la optimización de diseños y la utilización de equipos y tecnologías que incrementen la eficiencia energética sin menoscabo de los niveles de iluminancia requeridos.
- b). Establecer el método de cálculo para la determinación de la Densidad de Potencia Eléctrica (DPEA) de los sistemas de alumbrado para uso general de edificios no residenciales con el fin de verificar el cumplimiento de la presente Norma Oficial Mexicana.

La determinación de las DPEA del sistema de alumbrado de un edificio no residencial nuevo o ampliación de alguno ya existente, de los tipos cubiertos por la presente Norma Oficial Mexicana, serán calculadas a partir de la carga total conectada de alumbrado y el área total por iluminar de acuerdo a la metodología indicada a continuación.

La expresión genérica para el cálculo de la Densidad de Potencia Eléctrica (DPEA) es:

$$DPEA = \frac{\text{Carga Total Conectada para Alumbrado}}{\text{Area Total Iluminada}}$$

donde la Densidad de Potencia Eléctrica (DPEA) está expresada en W/m^2 , la carga total conectada para alumbrado está expresada en Watts y el área total iluminada está expresada en m^2 .

Se considerará que la instalación cumple con lo establecido por esta Norma Oficial Mexicana sí y sólo sí, las DPEA calculadas son iguales o menores que los valores límites establecidos para cada uso del edificio analizado, tomando en cuenta las excepciones aplicables y los ajustes por bonificaciones de potencia permitidos.

El espacio destinado a oficina cuya superficie es $40.83 m^2$ y donde se instalarán 6 luminarios con potencia nominal de 96 W

Solución.

La potencia conectada en este espacio será:

$$\text{Potencia conectada} = 6 \text{ luminarios} \times 96 \text{ W/luminario} = 576 \text{ W}$$

La bonificación de potencia, nula, ningún tipo de control:

$$\text{Bonificación de potencia} = 0 \times 850 \text{ W} = 0 \text{ W}$$

La potencia ajustada será:

$$\text{Potencia ajustada} = 576 \text{ W} - 0 \text{ W} = 576 \text{ W}$$

La DPEA del espacio será:

$$DPEA = 576 \text{ W} / 40.83 \text{ m}^2 = 14.11 \text{ W/m}^2$$

Debido a que se satisface que la DPEA calculada es menor a la DPEA que establece la norma en la TABLA 1, de la NOM-007-ENER-1995, se tiene:

$$14.11 < 16$$

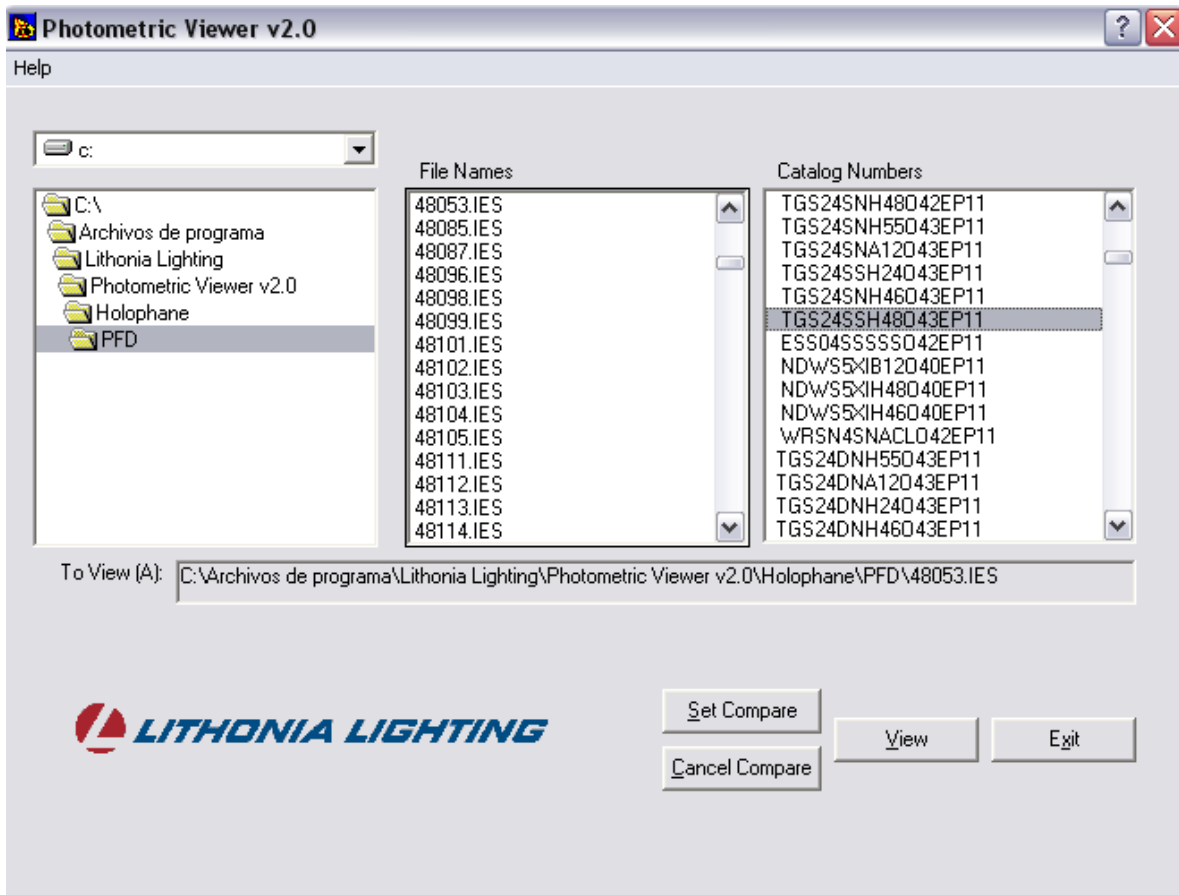
se considera que la instalación cumple con lo establecido por la NOM.

NORMA Oficial Mexicana NOM-007-ENER-1995, Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.

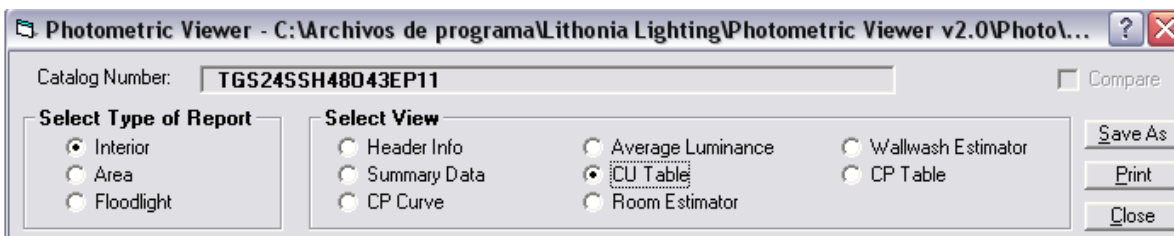
TABLA 1. Valores máximos permisibles de densidad de potencia eléctrica para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.		
TIPO DE EDIFICIO	DENSIDAD DE POTENCIA ELECTRICA	
	(W/m²)	
	ALUMBRADO INTERIOR	ALUMBRADO EXTERIOR
Oficinas	16.0	1.8
Escuelas	16.0	1.8
Hospitales	14.5	1.8
Hoteles	18.0	1.8
Restaurantes	15.0	1.8
Comercios	19.0	1.8
Bodegas o áreas de almacenamiento. 1*	8.0	
Estacionamientos interiores. 1*	2.0	
Con el propósito de promover la utilización de equipos y sistemas de control de alumbrado como una alternativa que propicie el uso eficiente de la energía en sistemas de alumbrado, se establecen las bonificaciones de potencia con base en los factores indicados en la Tabla 2 aplicables a los diferentes equipos de control más comúnmente utilizados en nuestro país. Estas bonificaciones de potencia influirán en el cálculo de la carga conectada para la determinación de la DPEA de acuerdo con el Método de Cálculo indicado en el capítulo 7.		
TABLA 2. Créditos bonificables de potencia eléctrica por el uso de equipos o sistemas de control para sistemas de alumbrado.		
TIPO DE ESPACIO	TIPO DE CONTROL	
Sensores de presencia (con sensor independiente para cada espacio)	FACTOR	
Cualquier espacio menor de 25 m ² sin particiones de piso a techo	0.20	
Bodegas o áreas de almacenamiento	0.50	
Cualquier espacio mayor de 25 m ²	0.10	
Atenuadores (dimmers)		
Manual para lámparas fluorescentes	0.05	
Programable centralizado para lámparas fluorescentes	0.20	
Sensores de luz natural (daylight)		
Zona perimetral de interiores distante de ventanas hasta 5m	0.10	
Temporizadores (timers)		
Cualquier espacio menor de 25 m ² sin particiones de piso a techo	0.40	
Alumbrado exterior	0.50	
Controles combinados		
Sensor de ocupación en combinación con atenuador programable centralizado	0.50	

Las computadoras ofrecen al Ingeniero una poderosa herramienta para desarrollar estudios eficientes del sistema eléctrico, además permiten diseños óptimos con costos mínimos, sin importar la complejidad del sistema, se reduce el tiempo de ingeniería. Se han desarrollado programas para el calculo del numero de luminarias, así como de otras características, aquí se presenta el programa “Photometric Viewer”, que esta desarrollado por Lithonia Lighting, y procesa archivos fotométricos cuya terminación de archivo es .IES y están construidos de acuerdo con la norma LM-63 de IESNA “*IESNA Standard File Format for Electronic Transfer of Photometric Data*”.

Primero se selecciona el archivo de la luminaria ya sea por “Nombre” o por “Numero de Catalogo”, apareciendo la siguiente ventana:



Posteriormente se selecciona el “Tipo de Reporte”, que corresponderá a “Interior”, seleccionamos la vista, que será “Estimador de Cuarto”, posteriormente aparecerá otra pantalla.



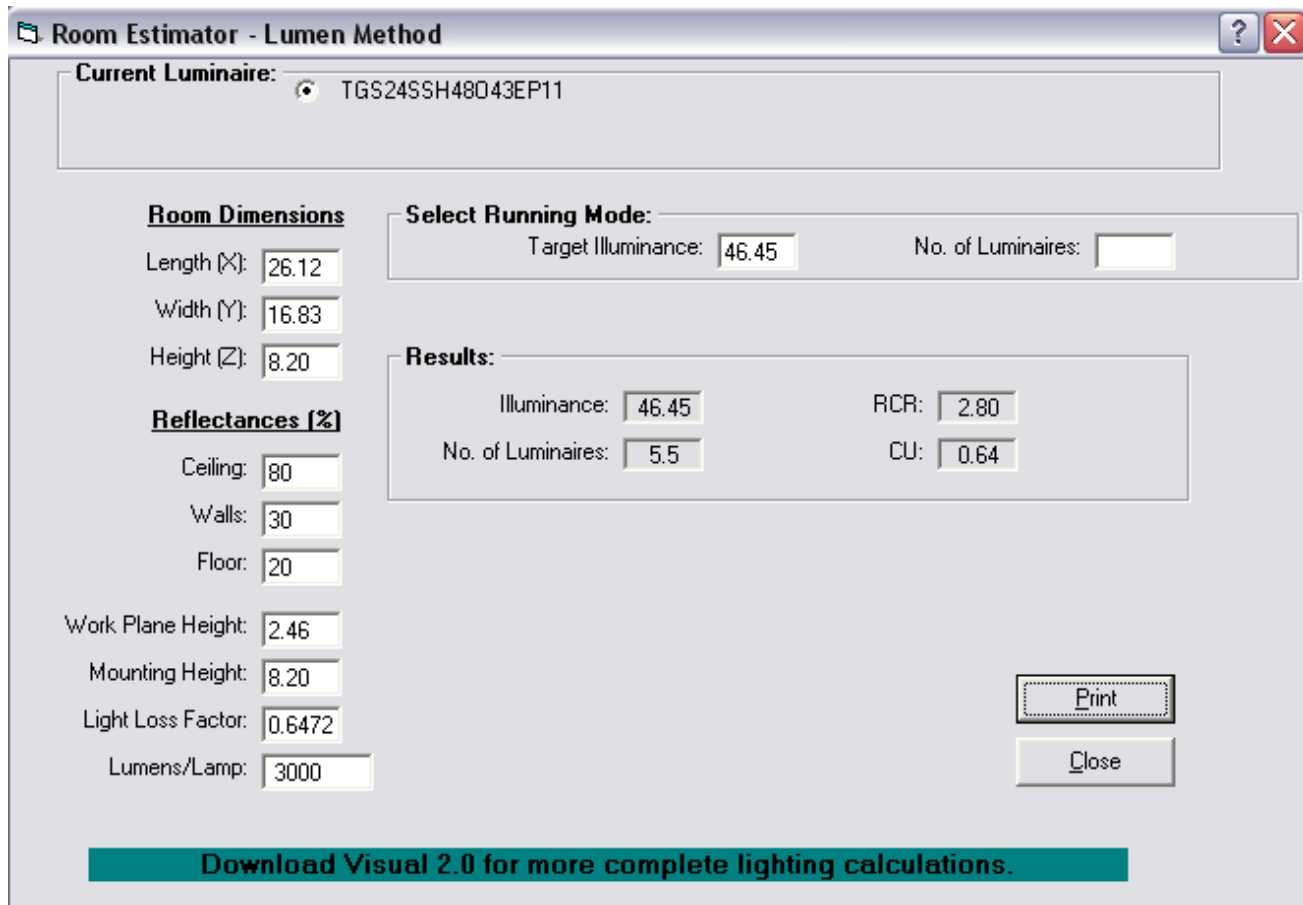
Se introducen los valores de nuestro ejemplo:

- Nivel de iluminación de 500 luxes:

$$500 \left[\frac{\text{lumen}}{\text{m}^2} \right] \left[\frac{0.3048^2 \text{ m}^2}{\text{ft}^2} \right] = 500 \left[\frac{\text{lumen}}{\text{m}^2} \right] \left[\frac{0.3048^2 \text{ m}^2}{\text{ft}^2} \right] = (500)(0.3048^2) \left[\frac{\text{lumen}}{\text{ft}^2} \right] = 46.45 \left[\text{footcandle} \right]$$

“Target Illuminance: 46.45 fc”.

- Longitud de 7.96 m, “Lenght [X]: 26.12 ft”.
- Ancho de 5.15 m, “Width [Y]: 16.83 ft”.
- Altura de 2.5 m, “Height [Z]: 8.20 ft”.
- Reflectancia de techo 80%, “Ceiling: 80.”
- Reflectancia de pared: 30%, “Walls: 30”.
- Reflectancia de piso: 20%, “Floor: 20”.
- Altura del plano de trabajo 0.75 m, “Work Plane Height: 2.46 ft”.
- Altura de montaje 2.5 m, “Mounting Height: 8.20 ft”.
- Factor de perdida de luz 0.6472, “Light Loss Factor: 0.6472”.
- Lúmenes por lámpara 3000, “Lumens/Lamp: 3000”



Room Estimator - Lumen Method

Current Luminaire: TGS24SSH48043EP11

Room Dimensions

Length [X]: 26.12
 Width [Y]: 16.83
 Height [Z]: 8.20

Reflectances [%]

Ceiling: 80
 Walls: 30
 Floor: 20

Work Plane Height: 2.46
 Mounting Height: 8.20
 Light Loss Factor: 0.6472
 Lumens/Lamp: 3000

Select Running Mode:

Target Illuminance: 46.45 No. of Luminaires:

Results:

Illuminance: 46.45 RCR: 2.80
 No. of Luminaires: 5.5 CU: 0.64

Print
 Close

Download Visual 2.0 for more complete lighting calculations.

Los resultados coinciden con los encontrados en el desarrollo de nuestro calculo, finalmente el programa genera e puede ser impresa la hoja siguiente:

Room Estimator

CATALOG NUMBER: TGS24SSH48O43EP11

FILENAME: 48053.IES

INPUT PARAMETERS:

Room Dimensions: Length(X): 26.12 Feet
 Width(Y): 16.83
 Height(Z): 8.20

Reflectances: Ceiling: 80%
 Walls: 30
 Floor: 20

Mounting Height: 8.20
 Work Plane Height: 2.46
 Light Loss Factor: 0.6472
 Lumens Per Lamp: 3000

RUNNING MODE:

Target Illuminance: 46.45 fc.

OUTPUT:

No. of Luminaires: 5.5
 RCR: 2.80
 CU: 0.64
 Power Density: 1.14

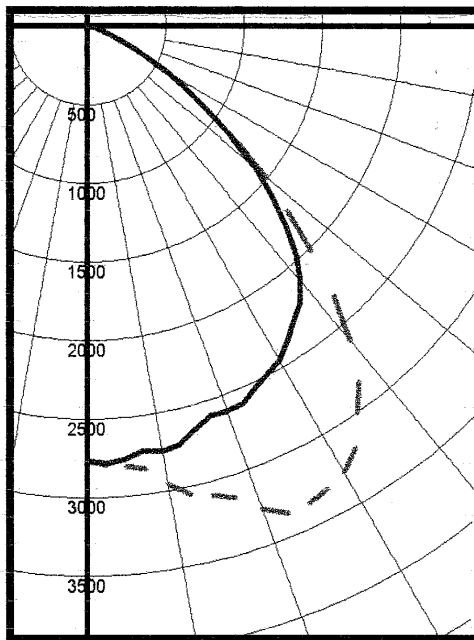
LUMINAIRE INFO:

File Path: C:\Archivos de programa\Lithonia Lighting\Photometric Viewer v2.0\Photo\PFD\48053.IES

Header Info:

IESNA91
 [TEST] 48053
 [MANUFAC] HOLOPHANE
 [LUMCAT] TGS24SSH48O43EP11
 [LUMINAIRE] 2X4 RECESSED TROFFER
 [LAMP CAT] 3-F32W/T8/TL841
 [DISTRIB] SC=1.5 ACROSS & 1.3 ALONG
 [BALLAST] 1-B3321120RH MAGNETEK OPERATING@120VAC
 [OTHER] SILVER NORMAL BEAM REFL.8248 ACRYLIC LENS

CANDELA PLOT



Note: Calculations are based upon procedures established by the Illuminating Engineering Society of North America. The Photometric Viewer computes output performance based on input data as provided by, and which is the sole responsibility of, the user. Lithonia Lighting cannot be held responsible for the variations in actual situations which can effect calculated output.
 Martes, 11 de Febrero de 2003

4.2 CALCULO DE CIRCUITOS DERIVADOS

Según el artículo 100 de la NOM-001-SEDE-1999, la definición de circuito derivado: “conductores de un circuito desde el dispositivo final de sobrecorriente que protege a ese circuito hasta la salida”.

Se debe cumplir con el artículo 210 de la NOM-001-SEDE-1999:

A. Disposiciones generales

210-1. Alcance.

210-2. Otros artículos para circuitos derivados con propósitos específicos.

210-3. Clasificación.

210-4. Circuitos derivados multiconductores.

210-5. Códigos de colores de los circuitos derivados.

210-6. Limitaciones de tensión de los circuitos derivados.

210-7. Receptáculos y conectadores para cordones.

210-8. Protección de las personas mediante interruptores con protección de falla a tierra.

210-9. Circuitos en derivación de autotransformadores.

210-10. Conductores de fase derivados a sistemas puestos a tierra.

B. Clasificación de los circuitos derivados.

210-19. Conductores: Tamaño nominal del conductor y capacidad de conducción de corriente mínimos.

210-20. Protección contra sobrecorriente.

210-21. Dispositivos de salida.

210-22. Cargas máximas.

210-23. Cargas permisibles.

210-24. Requisitos de los circuitos derivados - Resumen.

210-25. Circuitos derivados para zonas comunes.

C. Salidas necesarias.

210-50. Disposiciones generales.

210-52. Salidas para receptáculos en unidades de vivienda.

210-60. Habitaciones de huéspedes.

210-70. Salidas requeridas para alumbrado.

El conductor se calcula por ampacidad y caída de tensión en disposición del artículo siguiente:

210-19. Conductores: Tamaño nominal del conductor y capacidad de conducción de corriente mínimos

a) General. Los conductores de los circuitos derivados deben tener una capacidad de conducción de corriente no menor a la carga máxima que alimentan. Además, los conductores de circuitos derivados de salidas múltiples que alimenten a receptáculos para cargas portátiles conectadas con cordón y clavija, deben tener una capacidad de conducción de corriente no menor a la capacidad nominal del circuito derivado. Los cables armados cuyo conductor neutro sea más pequeño que los conductores de fase, deben marcarse de esa manera (indicando el tamaño del neutro).

NOTA 1: Para la clasificación de los conductores por su capacidad de conducción de corriente, véase 310-15.

NOTA 2: Para la capacidad de conducción de corriente mínima de los conductores de los circuitos derivados de motores, véase la parte B del Artículo 430.

NOTA 3: Para las limitaciones de temperatura de los conductores, véase 310-10.

NOTA 4: Los conductores de circuitos derivados como están definidos en el Artículo 100, dimensionados para evitar una caída de tensión eléctrica superior a 3% en la salida más lejana que

alimente a cargas de calefacción, alumbrado o cualquier combinación de ellas y en los que la caída máxima de tensión eléctrica de los circuitos alimentadores y derivados hasta la toma de corriente eléctrica más lejana no supere 5%, proporcionarán una razonable eficacia de funcionamiento. Para la caída de tensión eléctrica de los conductores de los circuitos alimentadores, véase 215-2.

Por ampacidad se utilizan Tablas 310-16 a la 310-19, de la NOM-001-SEDE-1999. (ver Apéndice B). Por caída de tensión se utiliza la siguiente fórmula: $z = \frac{e\%e_s}{IL100k}$ y se utilizan los valores de impedancia de la tabla de la página 63.

Ejemplo 1. Del cuadro de cargas **T-AN-02-TC**, el circuito 1 va a alimentar 14 luminarias de 3x32 watts, es decir 96 watts, el balastro es electrónico y consume 10 watts, por lo que la carga total del circuito es de $(14)(106)=1484$ watts, la corriente que circulará por el conductor es de $I = \frac{P}{(V) (f.p.)} = \frac{1484}{(127)(0.9)} = 12.98 A$, de la tabla 310-16

del apéndice B, el conductor calibre 14 AWG en tubería conduit tiene una ampacidad de 20 A. Por caída de tensión, que no deberá ser mayor del 3%, necesitamos un conductor con una impedancia mínima de $z = \frac{(3)(127)}{(12.98)(0.75 * 26)(100)(2)} = 7.526372 \frac{\Omega}{km}$, de la tabla de

la página 63, la impedancia del conductor de cobre calibre 14 AWG, en tubo conduit metálico, a un factor de potencia de 0.9, tiene una impedancia de $9.257940 \frac{\Omega}{km}$, es decir el conductor calibre 14 AWG, cumple con los dos criterios. Por normas propias del departamento de proyectos, el calibre menor a utilizar para alumbrado será del 12 AWG, ampacidad: 25 A, impedancia: $6.002758 \frac{\Omega}{km}$. El interruptor termomagnético que protegerá el circuito será de 20 A, cuya corriente máxima permisible es 16 A. El tamaño nominal mínimo del conductor de tierra para la canalización y el equipo se obtiene de la tabla 250-95 de la NOM-01-SEDE-1999, el conductor será desnudo de calibre 12 AWG.

Ejemplo 2. Del cuadro de cargas **T-CN-02-TC**, el circuito 1 va a alimentar 9 contactos monofásicos cuya carga es de 180 watts y un contacto para un horno de 500 watts, por lo que la carga total del circuito es de $(9)(180)+500=2120$ watts, la corriente que circulará por el conductor es de $I = \frac{P}{(V) (f.p.)} = \frac{2120}{(127)(0.9)} = 18.54 A$, de la tabla

310-16 del apéndice B, el conductor calibre 14 AWG en tubería conduit tiene una ampacidad de 20 A. Por caída de tensión, que no deberá ser mayor del 3%, necesitamos un conductor con una impedancia mínima de $z = \frac{(3)(127)}{(18.54)(0.75 * 10)(100)(2)} = 13.700108 \frac{\Omega}{km}$, de la tabla de la página 63, la impedancia del

conductor de cobre calibre 14 AWG, en tubo conduit metálico, a un factor de potencia de 0.9, tiene una impedancia de $9.257940 \frac{\Omega}{km}$, es decir el conductor calibre 14 AWG, cumple con los dos criterios. Por normas propias del departamento de proyectos, el calibre menor a utilizar para contactos será del 10 AWG, ampacidad: 35 A, impedancia: $3.633402 \frac{\Omega}{km}$. El interruptor termomagnético que protegerá el circuito será de 30 A, cuya corriente máxima permisible es 24 A. El tamaño nominal mínimo del conductor de tierra

para la canalización y el equipo se obtiene de la tabla 250-95 de la NOM-01-SEDE-1999, el conductor será desnudo de calibre 10 AWG

El factor de 0.75 sobre la distancia total del circuito nos indica que a tres cuartas partes del circuito existe la mayor concentración de la carga. Los datos se ingresan en la tabla que con la ayuda de una hoja de calculo realiza las operaciones necesarias y solo se necesita vaciar algunos datos y los demás los calcula la paquetería.

Ejemplo 3. Del cuadro de cargas **TUC-AZ-MN**, el circuito 1 va a alimentar una unidad condensadora de 4 H.P., cuya carga es de $4 \times 476 = 1,904W$, la corriente que

circulará por el circuito es de $I = \frac{476(H.P.)}{kV(f.p.)\eta}$ (k es igual a 1 para sistemas monofásicos,

k es igual a $\sqrt{3}$ para sistemas trifásicos). Si no se tienen los valores de factor de potencia ($f.p.$) y de eficiencia (η) de placa del motor, entonces el valor se toma de las tablas del artículo 430.- Motores, circuitos de motores y sus controladores, sección M, tablas de la 430-147 a la 430-152.

De la tabla 430-150 para un motor de 4 H.P., trifásico a 440 volts de alimentación, se tiene una corriente a plena carga de 8.26 A, esta corriente se ajusta por el factor de 1.25 del artículo 430-22. Un solo motor de la NOM-001-SEDE-1999, entonces la corriente corregida será $I = (1.25)(8.26) = 10.33A$, se tiene de la tabla 310-16 del apéndice B, el conductor calibre 14 AWG en tubería conduit tiene una ampacidad de 20 A. Por caída de tensión, que no deberá ser mayor del 3%, necesitamos un conductor

con una impedancia mínima de $z = \frac{(3)(440)}{(8.26)(59)(100)(\sqrt{3})} = 15.638001 \frac{\Omega}{km}$, de la tabla de la

página 63 la impedancia del conductor de cobre calibre 14 AWG, en tubo conduit metálico, a un factor de potencia de 0.9, tiene una impedancia de $9.257940 \frac{\Omega}{km}$, es decir el conductor calibre 14 AWG, cumple con los dos criterios. Por normas propias del departamento de proyectos, el calibre menor a utilizar para equipos de aire acondicionado será del 10 AWG, ampacidad: 35 A, impedancia: $3.633402 \frac{\Omega}{km}$. El interruptor termomagnético que protegerá el circuito será de 30 A, cuya corriente máxima permisible es 24 A. El tamaño nominal mínimo del conductor de tierra para la canalización y el equipo se obtiene de la tabla 250-95 de la NOM-01-SEDE-1999, el conductor será desnudo de calibre 10 AWG.

4.3 CALCULO DE ALIMENTADORES Y CANALIZACIONES

NORMAS APLICABLES

- NORMA Oficial Mexicana **NOM-001-SEDE-1999**, instalaciones eléctricas (utilización).
- NORMA Oficial Mexicana **NOM-007-ENER-1995**, Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales.
- NORMA Oficial Mexicana **NOM-013-ENER-1996**, Eficiencia energética en sistemas de alumbrado para vialidades y exteriores de edificios.
- NORMA Oficial Mexicana **NOM-022-STPS-1999**, electricidad estática en los centros de trabajo - condiciones de seguridad e higiene.
- NORMA Oficial Mexicana **NOM-025-STPS-1999**, condiciones de iluminación en los centros de trabajo.
- NORMA Oficial Mexicana **NOM-113-ECOL-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.
- NORMA Oficial Mexicana **NOM-008-SCFI-2002**, Sistema General de Unidades de Medida.

BASES GENERALES DE CALCULO ELÉCTRICO

Selección del conductor eléctrico.

Se puede definir como conductor eléctrico aquel material o sustancia capaz de permitir el paso continuo de una corriente eléctrica cuando es sometido a una diferencia de potencial entre dos puntos. Cuando se presenta este paso de corriente eléctrica se dice que se ha establecido un circuito; el que posee cuatro propiedades eléctricas fundamentales: resistencia, inductancia, capacitancia y resistencia de aislamiento.

Material conductor, los materiales mas usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en sus características eléctricas y mecánicas, las características de bajo peso del aluminio han dado lugar a un amplio uso de este metal en la fabricación de cables aislados y desnudos.

Material aislante, es toda sustancia de tan baja conductividad que el paso de la corriente eléctrica a través de ella es prácticamente despreciable. Se tiene en cada aislamiento eléctrico una cierta cantidad de características o parámetros que permiten estudiar, evaluar y comparar estos materiales. Por ejemplo los valores mecánicos importantes son: la resistencia a la tensión y la elongación de un material antes y después de someterlos a una prueba de envejecimiento acelerad, así como también su dureza y flexibilidad. Entre las cualidades eléctricas están: la rigidez dieléctrica del material, su resistividad, su factor de potencia y su constante dieléctrica. Otros aspectos importantes serán su resistencia al calor, ozono, a la humedad, a la intemperie, a la luz solar, a los aceites y productos químicos.

Los siguientes son los posibles materiales aislantes: hule Natural, hule SBR o GRS, hule Butilo, neopreno que químicamente es un polímero del cloropreno, el

polietileno clorosulfonado (hypalon), policloruro de vinilo (PVC), polietileno (PE), polietileno de cadena cruzada (XLP), etileno propileno (EP o EPR).

Hule Natural. Este material tuvo una época en que no tenía competencia para la fabricación de aislamientos y cubiertas de cables eléctricos; sin embargo, actualmente se emplea en cantidad muy pequeña para este propósito. Necesita formularse especialmente para lograr compuestos resistentes a la humedad, al calor, a los aceites y de resistencia mecánica alta. Actualmente no puede competir con los hules sintéticos que se han desarrollado.

Hule SBR o GRS. Fue el primer material que reemplazó al hule natural, se le conoce como hule estireno-butadieno, hule BUNA-S, hule SBR o GRS. Aunque su resistencia mecánica es inferior al hule natural, puede formularse para lograr un compuesto de buenas cualidades eléctricas para cables de baja tensión, es más resistente al calor y la humedad que el hule natural. Aún se emplea como aislamiento para tensiones hasta de 2,000 volts. Su uso se limita a aplicaciones de baja tensión porque hay otros aislamientos plásticos y elastoméricos que le llevan toda la ventaja para tensiones altas. Se emplea para temperaturas de servicio hasta de 90°C.

Hule Butilo. Este material es un polímero del isobutileno-isopreno. Aunque este material fue desarrollado en 1940, tomó algunos años vencer algunos problemas técnicos de proceso para poder emplearlo como aislamiento de conductores eléctricos. Sin embargo en 1947 se empezó a lograr una enorme producción de cables con aislamiento para tensiones hasta de 35,000 volts. Una vez que las dificultades de formulación y preparación de compuestos de hule butilo fueron vencidas, se logró tener un excelente aislamiento para alta tensión. Este aislamiento puede trabajar a temperaturas de operación continua hasta de 90°C. Es inherentemente resistente al ozono y a la humedad. Muy resistente al calor, de buena resistividad y rigidez dieléctrica, de buenas propiedades mecánicas y excelente resistencia a la deformación térmica. Este es un buen aislamiento para cables que ha venido siendo desplazado últimamente por materiales nuevos y mejores.

Neopreno. El neopreno químicamente es un polímero del cloropreno, no tiene gran aplicación como aislante eléctrico porque su contenido de cloro hace que sus cualidades aislantes no sean muy elevadas. Su principal o mayor uso es, en la fabricación de cubiertas exteriores de cables aislados. Pueden prepararse compuestos de él con muy buena resistencia mecánica a la tensión y al rasgado. Por su estructura química es resistente al aceite, a los materiales químicos, al calor, la humedad y la flama. Es altamente resistente al ozono y al ataque de la intemperie. En relación a su resistencia a la flama, como en su constitución contiene cloro, el materialmente es prácticamente no propagador de ella, es decir, cuando a un compuesto de neopreno se le aplica una flama, continuará ardiendo mientras la flama se sostiene, pero al momento que esta se retira, el neopreno deja de quemarse, por esta razón es muy usado como cubierta externa no propagadora en aislamientos que si propagan la flama. El neopreno es capaz de operar en un rango muy amplio de temperaturas; empleado como cubierta externa puede trabajar a temperaturas tan bajas como -65°C y especialmente formulado puede usarse en cables con temperatura nominal de 90°C.

Polietileno Clorosulfonado (Hypalon). Ha sido probado por la norma Underwriters para las clases de aislamiento RHH y RHW. Puede emplearse como un compuesto aislamiento-cubierta integral para muchos tipos de cables, especialmente del tipo automotriz. Posee buenas cualidades eléctricas para usarse como un aislamiento

eléctrico de baja tensión. Posee una gran resistencia al calor y a la humedad y pueden prepararse formulaciones especiales para muy bajas temperaturas. Su constante dieléctrica, su factor de potencia y sus otras características eléctricas no permiten aplicarlo como un aislamiento para altas tensiones. Resistente al calor, a la intemperie, al oxígeno y a los aceites.

Policloruro de Vinilo (PVC). Los compuestos aislantes de este material tienen como base el polímero del cloruro de vinilo. Las primeras formulaciones de policloruro de vinilo para la fabricación de compuestos termoplásticos aislantes, se empezaron a desarrollar a partir de 1930 y aunque en un principio esos compuestos solo se emplearon para cables cuyas temperaturas de servicio fueron de 60°C, posteriormente se mejoraron y actualmente tenemos compuestos que pueden emplearse en cables con temperaturas en el conductor de 90 y 105°C y para tensiones de 600 volts. Debido a que los compuestos de PVC contienen cloro en sus moléculas, son inherentemente no propagadores de flama, sobre todo en los casos en los que se preparan formulaciones especiales para lograr esta cualidad. Los compuestos de PVC tienen muy buenas propiedades mecánicas, pero sus cualidades eléctricas no son sobresalientes, su alta constante dieléctrica y factor de potencia hacen de él un aislamiento de altas pérdidas dieléctricas que lo limitan para emplearlo en cables de alta tensión, por esta causa su aplicación se limita en nuestro medio a emplearlo para tensiones no mayores de 1,000 volts. El PVC se emplea en la fabricación de alambres y cables de los tipos T, TW, THW, THHN y THWN, así como también debido a sus cualidades de resistencia mecánica, no propagación de la flama y resistente a aceites es ampliamente usado como cubierta exterior de cables con aislamiento de polietileno, polietileno vulcanizado o etileno propileno usados para alta tensión. Cuando se requieren cables especialmente resistentes a la humedad, a los aceites, ácidos, álcalis, gasolinas y productos químicos o cuando se busca proporcionar a los cables una resistencia mecánica superior, puede reforzarse el aislamiento de PVC con una capa muy delgada de nylon.

Polietileno (PE). Es un material termoplástico constituido por cadenas lineales o ramificadas de monómeros de etileno. Fue originalmente desarrollado en 1937 y abundantemente fabricado en los Estados Unidos a partir de 1940. Eléctricamente, el polietileno posee el mejor conjunto de cualidades que se pueden esperar en un aislamiento sólido: alta rigidez dieléctrica, bajo factor de potencia y constante dieléctrica, alta resistencia volumétrica. Sus propiedades mecánicas son buenas, sin embargo sus limitaciones principales son su pobre resistencia a la flama, su termoplasticidad, su deterioro por la acción de los rayos ultravioleta y su poca resistencia a la ionización. El polietileno convencional se encuentra normalizado como aislamiento para cables cuya temperatura de servicio no sea mayor de 75°C y para tensiones hasta de 69,000 volts. El polietileno natural de baja densidad está formado por la polimerización de moléculas de etileno en forma lineal simple, pero si el proceso de polimerización se conduce a baja presión se obtienen cadenas con ramificaciones resultando un compuesto más duro y rígido y especialmente resistente a la abrasión, que si se pigmenta con negro de humo especial proporciona un material excelente para cables tipo intemperie o para distribución aérea de baja tensión. Por sus buenas propiedades mecánicas y su alta resistencia a la humedad se emplea también como cubierta externa de algunos cables de energía y de comunicación. Es el material por excelencia para fabricar los aislamientos de cables telefónicos.

Polietileno de Cadena Cruzada (XLP). El polietileno de cadena cruzada, polietileno de reticulado o simplemente XLP o XLPE se produce por la combinación de un polietileno termoplástico y un péroxido orgánico adecuado, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura. El aislamiento resultante es de color natural o café claro dependiendo del tipo de antioxidante que se emplee en la preparación. La resina de polietileno reticulada se puede emplear pura o mezclada con negro de humo o cargas minerales que le mejoran sus propiedades físicas, pero disminuyen sus cualidades eléctricas, por lo que esta combinación se emplea pocas veces y para cables de tensiones bajas. Después de la extrusión, el cable forrado con polietileno vulcanizable pasa a través de una línea de vulcanización con gas o vapor a alta presión y temperatura con lo que el material se convierte de termoplástico a termofijo, es decir el aislamiento ya no se funde o escurre a altas temperaturas. Los aislamientos de polietileno reticulado para altas tensiones tienen buenas cualidades mecánicas, poseen buena resistencia a la compresión y deformación térmicas y tienen una excelente resistencia al envejecimiento por altas y bajas temperaturas. Sus cualidades eléctricas como rigidez dieléctrica, factor de potencia, constantes dieléctricas y de aislamiento, así como su estabilidad eléctrica en agua son sobresalientes. Es altamente resistente al ozono, a la humedad y productos químicos. El polietileno vulcanizado es un aislamiento para temperaturas de 90°C en operación normal, 130°C en condiciones de emergencia y 250°C en condiciones de corto circuito y se ha llegado a emplear en cables para tensiones hasta de 69, 115, 230 y 500 kV.

Etileno Propileno (EP o EPR). El aislamiento de etileno propileno comúnmente conocido como hule EPR, es un material elastomérico obtenido a partir del etileno y el propileno. Un aislamiento típico de EPR para alta tensión es un compuesto que se prepara mezclando la resina de etileno-propileno con varios ingredientes más, como por ejemplo cargas minerales, antioxidantes, plastificantes, agentes de vulcanización, etc., y al igual que en el XLP el cable aislado con el compuesto de EPR, se somete a un proceso de vulcanización obteniéndose un material termofijo. Los aislamientos de EPR debidamente formulados y procesados poseen muy buenas cualidades eléctricas y físicas; sobresaliente resistencia térmica y al ozono así como una excelente estabilidad eléctrica en el agua. Los cables aislados con etileno propileno poseen una muy buena flexibilidad que permite un adecuado manejo durante la instalación. Los rangos térmicos de trabajo son los mismos que se mencionan para el XLP.

Para determinar el tipo de conductor se refiere uno a el artículo 310-13. *Construcción y aplicaciones de los conductores*, y a la *Tabla 310-13. Conductores - Aislamientos y usos*. Ver apéndice B.

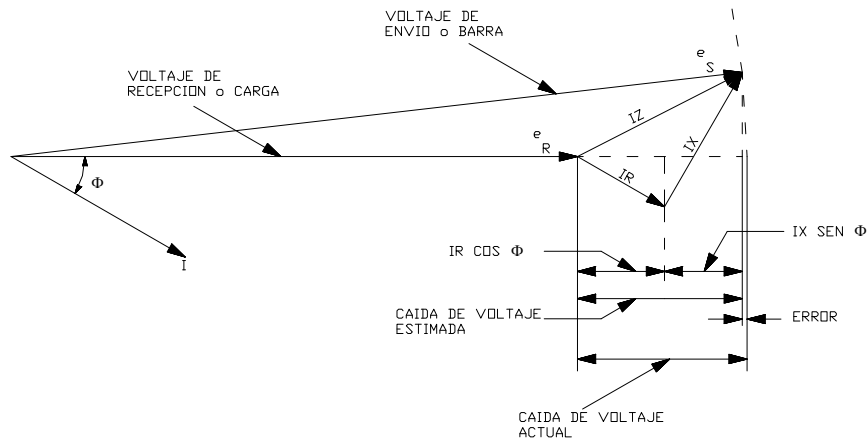
Se selecciona para nuestro caso se selecciona el cable THW-LS que es un conductor de cobre suave cableado, con aislamiento a base de policloruro de vinilo (PVC), ver Apéndice B.

Caídas de tensión.

Para la selección de los conductores, también se considera la caída de tensión en los mismos. De acuerdo a los art. 210-19 (a) nota 4, y art. 215-2(b) nota 1.

- Alimentadores principales 3.00%, valor máximo
- Alimentadores derivados 3.00%, valor máximo
- Total máximo permitido 5% suma de ambos alimentadores

Las relaciones vectoriales entre el voltaje al principio de un circuito, la caída de voltaje en el circuito, y el voltaje al final del circuito se muestran en la siguiente figura:



**Diagrama fasorial de las relaciones de voltaje
Para los cálculos de caída de tensión.**

La fórmula aproximada para la caída de voltaje es:

$$V = IR \cos \phi + IX \sin \phi$$

donde

- V = Caída de voltaje en el circuito, línea a neutro.
- I = Corriente fluyendo en el conductor.
- R = Resistencia de la línea para un conductor, Ω .
- X = Reactancia de la línea para un conductor, Ω .
- ϕ = Ángulo cuyo coseno es el factor de potencia de la carga.
- $\cos \phi$ = Factor de potencia de la carga, en decimales.
- $\sin \phi$ = Factor de potencia reactiva de la carga, en decimales.

La caída de voltaje V obtenida de esta fórmula es la caída de voltaje en un conductor, una trayectoria, comúnmente llamada la “caída de voltaje línea a neutro”. Para sistemas trifásicos balanceados, la caída de voltaje de línea a línea es calculada multiplicando la caída de voltaje de línea a neutro por las siguientes constantes:

Voltaje del sistema	Multiplicar por (k)
Monofásico	2
Trifásico	$\sqrt{3}$

En el uso de la fórmula de caída de voltaje, la corriente de línea I es generalmente la corriente máxima o corriente supuesta de la carga o la ampacidad del conductor.

La resistencia R es la resistencia de ca del conductor usado, considerando el tipo particular de canalización en el cual será instalado. Esta depende del tamaño del conductor (medido en la escala de calibres de la “American Wire Gauge” [AWG] para conductores pequeños y en miles de circular mils [kcmil] para conductores grandes), el tipo de conductor (cobre o aluminio), la temperatura del conductor (normalmente 60°C para el promedio de las cargas y 75°C o 90°C, dependiendo de la capacidad del

conductor, para la máxima carga), y ya sea que el conductor este instalado en una canalización magnética (acero) o no magnético (aluminio o no metálico).

La reactancia X también depende del tamaño y el material del conductor, ya sea que la canalización sea magnética o no magnética, y del espaciamiento entre los conductores del circuito. El espaciamiento es determinado para cables multiconductores, pero puede variar con cables monoconductores, así que un valor promedio puede ser usado. La reactancia aparece porque la corriente alterna fluyendo en el conductor causa un campo magnético que se crea y desaparece alrededor de cada conductor en sincronismo con la corriente alterna. Este campo magnético atraviesa a través del mismo conductor y de los otros conductores del circuito, causando un voltaje inducido en cada uno en la misma forma que la corriente fluye en el primario de un transformador induciendo un voltaje en el secundario del transformador. Ya que el voltaje inducido es proporcional a la razón de cambio del campo magnético, la cual es máxima cuando la corriente pasa a través de cero, el voltaje inducido será máximo cuando la corriente pase a través de cero o, en términos vectoriales, la onda de voltaje este 90° fuera de fase con la onda de corriente.

ϕ es el ángulo entre el voltaje en la carga y la corriente en la carga. $\cos\phi$ es el factor de potencia expresado como un decimal y puede ser usado directamente en el cálculo de $IR \cos\phi$.

$IR \cos\phi$ es la componente resistiva de la caída de voltaje y esta en fase o en la misma dirección de la corriente. $IX \sin\phi$ es la componente reactiva de la caída de voltaje y esta 90° fuera de fase, o desplazada de la corriente. $\sin\phi$ es positiva cuando la corriente atrasa al voltaje (factor de potencia atrasado) y negativo cuando la corriente adelante al voltaje (factor de potencia adelantado).

Finalmente para cálculos exactos de caída de voltaje, de la figura anterior y un poco de trigonometría básica, la siguiente fórmula puede ser usada:

$$\begin{aligned} \text{Caída de Voltaje} &= IR \cos\phi + IX \sin\phi + \text{ERROR} \\ &= IR \cos\phi + IX \sin\phi + \left[e_s - \sqrt{e_s^2 - (IX \cos\phi - IR \sin\phi)^2} \right] \end{aligned}$$

A saber calculamos la caída de tensión en porcentaje, con respecto a el voltaje de envío, es decir:

$$e\% = \frac{\text{Caída de Voltaje}}{e_s} (100)k = \frac{(IR \cos\phi + IX \sin\phi)(100)}{e_s} k$$

ahora bien, tenemos los valores de resistencia y reactancia en ohms, pero la tabla nos lo proporciona en ohms por metro, tenemos:

$$R = rL; \quad r : \Omega/\text{m} \quad X = xL; \quad x : \Omega/\text{m} \quad L = \text{longitud del circuito}; \quad L : \text{m}$$

nuestra formula entonces queda de la siguiente manera:

$$e\% = \frac{(IrL \cos\phi + IxL \sin\phi)(100)}{e_s} k = \frac{(r \cos\phi + x \sin\phi)IL(100)}{e_s} k = \frac{zIL(100)}{e_s} k$$

si deseamos encontrar la impedancia entonces despejamos a z ; $z : \Omega/\text{m}$

$$z = \frac{e\%e_s}{IL100k}$$

k : es un factor que depende del voltaje del sistema, ver tabla anterior.

Los valores de resistencia y reactancia para calcular la caída de tensión de alimentadores principales, se obtienen modificando la Tabla 9 del Capítulo 9 del National Electrical Code Handbook 1996.

Table 9. AC Resistance and Reactance for 600 Volt Cables, 3-Phase, 60 Hz, 75°C (167°F) - Three Single Conductors in Conduit

Ohms to Neutral per 1000 mts

Size AWG/ kcmil	XL (Reactance) for All Wires			AC Resistance for Uncoated Copper Wires			AC Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at 0.90 PF for Uncoated Copper Wires			Effective Z at 0.90 PF for Aluminum Wires			Size AWG/ kcmil
	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	
14	0.190289	0.190289	0.239501	10.170604	10.170604	10.170604	---	---	---	9.236488	9.236488	9.257940	---	---	---	14
12	0.177165	0.177165	0.223097	6.561680	6.561680	6.561680	10.4987	10.4987	10.4987	5.982736	5.982736	6.002758	9.5260	9.5260	9.5461	12
10	0.164042	0.164042	0.206693	3.937008	3.937008	3.937008	6.5617	6.5617	6.5617	3.614811	3.614811	3.633402	5.9770	5.9770	5.9956	10
8	0.170604	0.170604	0.213255	2.559055	2.559055	2.559055	4.2651	4.2651	4.2651	2.377514	2.377514	2.396105	3.9129	3.9129	3.9315	8
6	0.167323	0.167323	0.209974	1.607612	1.607612	1.607612	2.6575	2.6575	2.6575	1.519785	1.519785	1.538376	2.4647	2.4647	2.4833	6
4	0.157480	0.157480	0.196850	1.017060	1.017060	1.017060	1.6732	1.6732	1.6732	0.983998	0.983998	1.001159	1.5745	1.5745	1.5917	4
3	0.154199	0.154199	0.193570	0.820210	0.820210	0.820210	1.3123	1.3451	1.3123	0.805403	0.805403	0.822564	1.2483	1.2778	1.2655	3
2	0.147638	0.147638	0.187008	0.623360	0.656168	0.656168	1.0499	1.0499	1.0499	0.625377	0.654905	0.672066	1.0092	1.0092	1.0264	2
1	0.150919	0.150919	0.187008	0.492126	0.524934	0.524934	0.8202	0.8530	0.8202	0.508697	0.538225	0.553956	0.8040	0.8335	0.8197	1
1/0	0.144357	0.144357	0.180446	0.393701	0.426509	0.393701	0.6562	0.6890	0.6562	0.417254	0.446782	0.432985	0.6535	0.6830	0.6692	1/0
2/0	0.141076	0.141076	0.177165	0.328084	0.328084	0.328084	0.5249	0.5249	0.5249	0.356769	0.356769	0.372500	0.5339	0.5339	0.5497	2/0
3/0	0.137795	0.137795	0.170604	0.252625	0.269029	0.259186	0.4265	0.4265	0.4265	0.287426	0.302190	0.307632	0.4439	0.4439	0.4582	3/0
4/0	0.134514	0.134514	0.167323	0.203412	0.219816	0.206693	0.3281	0.3609	0.3281	0.241704	0.256468	0.258958	0.3539	0.3834	0.3682	4/0
250	0.134514	0.134514	0.170604	0.170604	0.187008	0.177165	0.2789	0.2953	0.2822	0.212177	0.226941	0.233813	0.3096	0.3244	0.3283	250
300	0.134514	0.134514	0.167323	0.144357	0.160761	0.147638	0.2329	0.2493	0.2362	0.188555	0.203319	0.205808	0.2683	0.2830	0.2855	300
350	0.131234	0.131234	0.164042	0.124672	0.141076	0.127953	0.2657	0.2165	0.2067	0.169408	0.184172	0.186662	0.2964	0.2521	0.2575	350
400	0.131234	0.131234	0.160761	0.108268	0.124672	0.114829	0.1772	0.1936	0.1804	0.154644	0.169408	0.173421	0.2167	0.2314	0.2325	400
500	0.127953	0.127953	0.157480	0.088583	0.104987	0.095144	0.1411	0.1575	0.1476	0.135498	0.150262	0.154274	0.1827	0.1975	0.2015	500
600	0.127953	0.127953	0.157480	0.075459	0.091864	0.082021	0.1181	0.1345	0.1247	0.123687	0.138450	0.142463	0.1621	0.1768	0.1808	600
750	0.124672	0.124672	0.157480	0.062336	0.078740	0.068898	0.0951	0.1115	0.1017	0.110446	0.125209	0.130652	0.1400	0.1547	0.1602	750
1000	0.121391	0.121391	0.150919	0.049213	0.062336	0.059055	0.0755	0.0886	0.0820	0.097204	0.109016	0.118934	0.1208	0.1326	0.1396	1000

Notes:

1. These values are based on the following constants: UL-type RHH wires with Class B stranding, in cradled configuration. Wire conductivities are 100 percent IACS copper and 61 percent IACS aluminum, and aluminum conduit is 45 percent IACS. Capacitive reactance is ignored, since it is negligible at these voltages.

These resistance values are valid only at 75°C (167°F) and for the parameters as given, but are representative for 600-volt wire types operating at 60 Hz.

2. "Effective Z" is defined as $R \cos(\theta) + X \sin(\theta)$, where "theta" is the power factor angle of the circuit. Multiplying current by effective impedance gives a good approximation for line-to-neutral voltage drop.

Effective impedance values shown in this table are valid only at 0.90 power factor.

For another circuit power factor (PF), effective impedance (Ze) can be calculated from R and XL values given in this table as follows:

$$Z_e = R \times PF + X_L \sin[\arccos(PF)]$$

Ampacidad

La NOM-001-SEDE-1999, en su artículo:

310-15. Capacidad de conducción de corriente. Se permite calcular la capacidad de conducción de corriente de los conductores mediante los siguientes apartados (a) o (b).

NOTA: Para las capacidades de conducción de corrientes calculadas en esta Sección no se tiene en cuenta la caída de tensión eléctrica. Para los circuitos derivados, véase la Nota 4 de 210-19(a), para los circuitos de alimentación, véase la Nota 2 de 215-2(b).

a). Disposiciones generales. Para la selección del tamaño nominal de los conductores, la capacidad de conducción de corriente de los conductores de 0 a 2000 V nominales se debe considerar como máximo los valores especificados en las Tablas de capacidad de conducción de corriente 310-16 a 310-19 y sus observaciones correspondientes. La capacidad permisible de conducción de corriente de los conductores con aislamiento dieléctrico sólido, de 2001 a 35000 V, es la especificada en las Tablas 310-67 a 310-86 con sus Notas correspondientes.

Las Tablas 310-16 a 310-19 son tablas de aplicación para usarse en la selección del tamaño nominal de los conductores con las cargas calculadas de acuerdo con el Artículo 220. La capacidad de conducción de corriente permanentemente admisible es el resultado de tener en cuenta uno o más de los siguientes factores:

1. La compatibilidad en temperatura con equipo conectado, sobre todo en los puntos de conexión.
2. La coordinación con los dispositivos de protección contra sobrecorriente del circuito y de la instalación.
3. El cumplimiento de los requisitos del producto de acuerdo con su norma específica correspondiente. A este respecto véase 110-3(b).
4. El cumplimiento de las normas de seguridad establecidas por las prácticas industriales y procedimientos normalizados.

b) Supervisión por personas calificadas. Con la supervisión de personas calificadas, se permite calcular la capacidad de conducción de corriente de los conductores mediante la siguiente fórmula general:

Ecuación:

$$I = \sqrt{\frac{TC - (TA + \Delta TD)}{RCD (1 + YC) RCA}}$$

Para el apartado a) referirse al apéndice B, para el apartado b) se tiene la siguiente explicación:

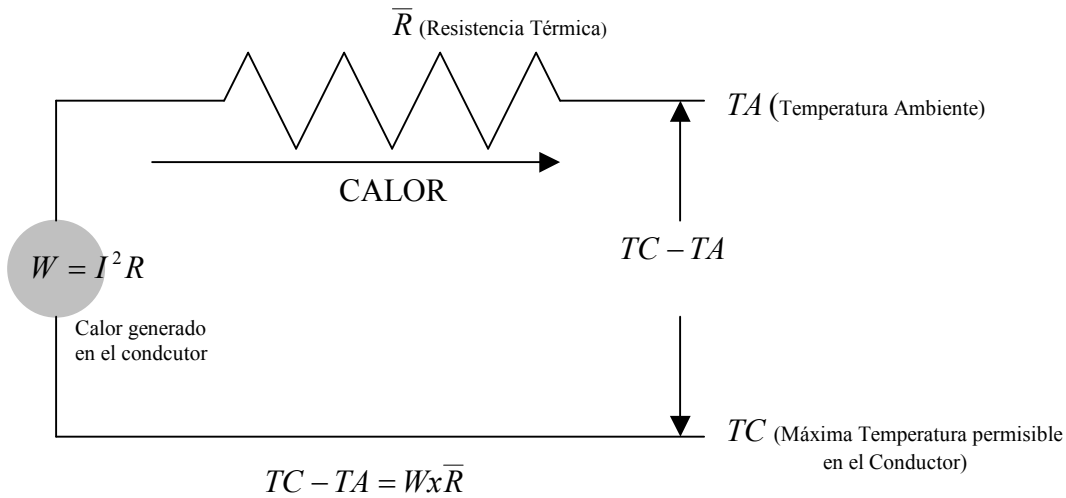
La clave para entender la ampacidad es aprender acerca de la transferencia de calor. La definición esta dada en el National Electrical Code (NEC) como “La corriente en amperes que un conductor puede transportar continuamente bajo las condiciones de uso sin exceder su temperatura nominal.” Para entender mejor la ampacidad necesitamos examinar como el calor es transmitido y los circuitos térmicos con respecto a la corriente transportada por el conductor.

Cuando la corriente es transportada por un conductor esta pasa a través de la resistencia eléctrica del conductor. Cuando esto pasa, calor es generado. Una unidad de calor, watts, puede ser calculada como I^2R , donde R es igual a la resistencia eléctrica del conductor en ohms e I es igual a la corriente en amperes. El calor generado en el conductor pasa a través de varias barreras térmicas por convección, conducción y radiación y se disipa en el aire. Posibles barreras térmicas son el aislamiento del conductor, el aire dentro del ducto, la pared del ducto, la tierra alrededor de un ducto enterrado, y cualquier otro aislamiento térmico como el poliuretano.

La transferencia de calor sigue una ley fundamental de la termodinámica, que el calor fluye siempre del objeto mas caliente a el objeto mas frío. La razón de transferencia de calor depende de varias variables y puede ser descrita por una

ecuación térmica cercanamente semeja a la ley de ohm ($V = IR$), substituyendo calor por corriente y resistencia térmica por resistencia eléctrica. En la ecuación de transferencia de calor la razón de transferencia de calor es directamente dependiente de la diferencia de temperatura entre el conductor llamada TC y la temperatura ambiente llamada TA .

En la ecuación de transferencia de calor $TC - TA = (I^2 R)RCA$, donde I es la corriente de amperes, R es la resistencia eléctrica en ohms, RCA es la resistencia térmica en $^{\circ}C\text{-cm} / \text{Watt}$ usualmente llamada térmica-ohm-pie. TC es la temperatura máxima permisible de operación en grados centígrados del conductor. TA es la temperatura ambiente del aire o tierra para instalaciones enterradas. Resolviendo para I : dejando el calor, $I^2 R$ en este caso, será representado por W y la resistencia térmica, RCA , por \bar{R} , podemos dibujar un circuito térmico que es similar a un circuito eléctrico.



El calor fluirá de los objetos calientes a los fríos hasta que la temperatura de equilibrio sea alcanzada.

1. La temperatura se mantiene constante si el calor perdido es igual al calor ganado.
2. La efectividad depende de las sustancias y de la situación.

Descubierta por Joseph Fourier en 1807, la ecuación anterior es algunas veces llamada la ecuación de transferencia de calor de Fourier. La ecuación en la sección 310-15(b) del NEC, llamada la ecuación Neher-McGrath, es una versión mas compleja de la ecuación de transferencia de calor de Fourier.

$$I = \sqrt{\frac{TC - (TA - \text{DELTA TD})}{RDC(1 + YC)RCA}}$$

Donde:

TC = Temperatura del conductor en $^{\circ}C$, para la mayoría de alambrado a 600 volts en edificios es 60, 75 o $90^{\circ}C$: La temperatura máxima para los conductores es determinada por el comportamiento en pruebas de envejecimiento y elongación en cámaras ambientadas.

TA = Temperatura ambiente en °C, varía pero usualmente entre 30°C y 40°C para instalaciones arriba de la tierra. Para instalaciones enterradas TA es universalmente 20°C.

$DELTA TD$ = Incremento de la temperatura por pérdidas del dieléctrico, en la ecuación es un termino agregado a la temperatura ambiente TA , para compensar el calor generado por altos voltajes en el forro y aislamiento, este es insignificante para voltajes menores de 2,000.

RCD = Resistencia de c.c. del conductor a la temperatura TC

YC = Componente de resistencia de c.a. debida a los efectos superficial y de proximidad. En la ecuación el termino $(1+YC)$, es un factor usado para convertir la resistencia de corriente directa (RDC) en resistencia o impedancia de corriente alterna. Para cables de calibre menores del No. 2 este termino se convierte en insignificante.

RCA = Resistencia térmica efectiva entre el conductor y el ambiente que lo rodea.

La formula Neher-McGrath, es una formula de transferencia de calor, compuesta de una serie de cálculos de transferencia de calor que toma en cuenta todas las fuentes de calor y las resistencias térmicas entre las fuentes de calor y el aire libre. El uso mas común de la formula Neher-McGrath es para calcular la ampacidad de los conductores en ductos eléctricos enterrados (conductos), aunque la formula es aplicable a todas las instalaciones de conductores.

Lo siguiente no intenta proveer la instrucción sobre el uso del método de calculo de Neher-McGrath. Esto es, por el contrario, el intento de identificar los muchos factores que afectan los cálculos.

La corriente pasando a través del conductor produce pérdidas I^2R en la forma de calor, la cual resulta de la pérdida de conductores y aparece como un incremento en la temperatura del conductor. Este calor debe pasar el aislamiento del cable, el aire en el conducto, y el conducto en si mismo el medio circundante, usualmente tierra o concreto, donde este es disipado en el aire por radiación o convección. A menos que el calor se disipe, la temperatura en el conductor excederá la temperatura nominal del aislamiento del conductor.

La ampacidad del conductor esta basada en la razón de disipación de calor a través de las resistencias térmicas alrededor del conductor. La corriente viajando a través de un material con una resistencia especifica a una temperatura especifica genera este calor. Calor adicional es causado por el efecto piel y de proximidad, ya que usualmente la corriente es ca y hay otros conductores en el mismo ducto.

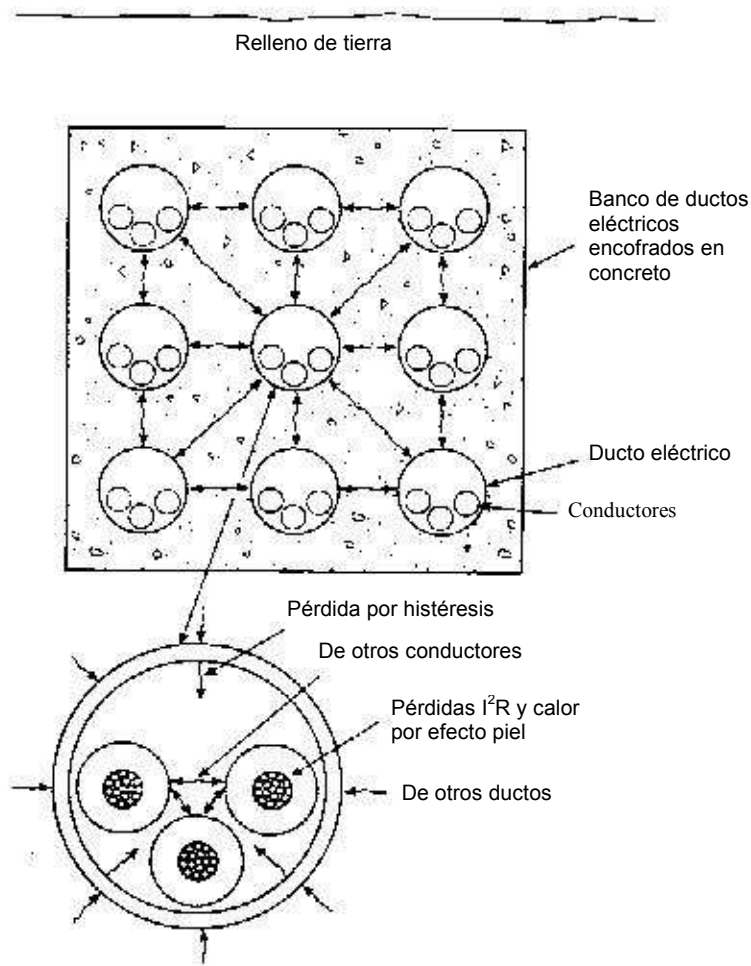
Para conductores en ductos eléctricos enterrados, hay bastantes fuentes de calor, como las siguientes:

1. *Pérdidas de conductor debidas a la corriente de carga I^2R .* Esta varia con la corriente de carga, material del conductor, y área de la sección transversal del conductor (calibre del conductor).
2. *Calor por efecto piel si la corriente es corriente alterna.* EL calor desarrollado por el efecto piel es debido a la forma del conductor y esta basada en la configuración del los conductores, p.ej., sólido, alambre, o compacto.
3. *Pérdidas por histéresis si el material es acero u otro material magnético.* Este calor esta basado en el número, ubicación, y proximidad de otros conductores así como en las pérdidas de los otros conductores. Cuanto mas conductores en el conducto,

tanto mas grande probablemente será el efecto de calor de estos conductores. Este factor reemplaza el factor de decremento en la Nota 8(a) de las tablas.

Fuentes de Calor

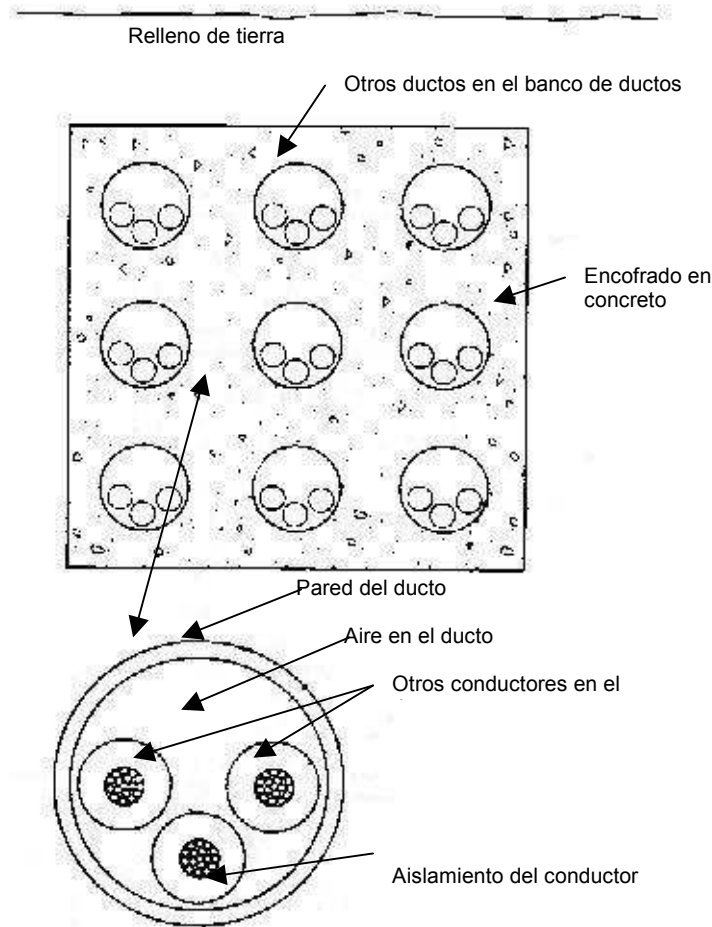
Aire libre



4. *Calor mutuo de otros ductos, cables, etc., en la vecindad.* Cuanto mas cerca las otras fuentes de calor y tanto mas estén alrededor del ducto para el cual se harán los cálculos, el efecto de calor será mas grande. Por ejemplo, en el caso de un banco simétrico de 9 ductos, 3 ductos de alto y 3 ductos de ancho, el ducto del centro recibirá el mayor calor como resultado del calor mutuo.

El calor generado por estos tipos de pérdidas es conducido a través de diferentes resistencias térmicas, las cuales consisten del aislamiento del conductor, el aire alrededor de los conductores en el ducto, el material del ducto, y la tierra o concreto alrededor.

Barreras térmicas (resistencias)



Para prevenir que la temperatura de los conductores excedan la temperatura nominal del aislamiento, la disipación de calor a través de estas resistencias térmicas debe ser igual o más grande que el calor desarrollado. Por eso, las resistencias térmicas de todos los componentes de un conductor deben de ser determinados y el diferencial de temperatura permitido arriba de la temperatura ambiente y entre los conductores y la superficie de la tierra debe ser conocido. Ver figura anterior.

El aislamiento del conductor, el cual es diseñado para funcionar así como un buen aislante eléctrico, también sirve como un buen aislante térmico. Este representa una resistencia térmica al calor generado por los conductores debido a las pérdidas I^2R , incluyendo cualquier pérdida dieléctrica. El valor de esta resistencia térmica depende del grosor del aislamiento y del tipo de material aislante. Los materiales aislantes tienen diferentes resistividades térmicas, además, el grosor del aislamiento de los conductores varía de un tipo de aislamiento a otro, aun para el mismo calibre de conductor.

La próxima barrera térmica encontrada por el flujo de calor generado en el conductor es el espacio de aire entre el aislamiento del conductor y la pared alrededor o

conducto. La resistencia térmica de este espacio de aire esta basado en el número de conductores en el ducto, y las constantes provistas en el artículo de Neher-McGrath, los cuales están determinadas de datos experimentales.

Después de pasar del espacio de aire alrededor de los conductores, el calor encuentra la resistencia térmica de la pared del ducto. Esta resistencia térmica esta basad en la resistividad térmica del tipo de material usado y del espesor de la pared del ducto. Los materiales metálicos tienen menos resistencia térmica que los materiales no metálicos. Cuanto mas gruesa es la pared, tanto mas grande es la resistencia térmica.

La próxima resistencia térmica que debe ser considerada es la que es ofrecida por la tierra o por el material de relleno encima del ducto. Esto no solo incorpora la resistividad térmica y la temperatura ambiente de la tierra sino también el numero de conductores conduciendo corriente en el ducto, el diámetro exterior del ducto, la profundidad de enterramiento, un factor de pérdida, el factor de calor mutuo causado por otros ductos cercanos. Cuanto mas profundo esta enterrado el ducto, tanto mas grande es la resistencia térmica.

Temperatura ambiente de operación considerada

La definición de “ampacidad” reconoce que la máxima corriente que un conductor transporta continuamente variará con las condiciones de uso así como también con la temperatura nominal del aislamiento del conductor. Por ejemplo, la temperatura ambiente es una condición de uso. Un conductor con temperatura nominal de aislamiento de 60°C, instalada cerca de un horno donde la temperatura ambiente es mantenida continuamente a 60°C, no tiene capacidad de conducción de corriente. Cualquier corriente fluyendo a través del conductor incrementará su temperatura de los 60°C nominales del aislamiento. Por consiguiente, la ampacidad de este conductor, sin importar su calibre, es cero. El artículo 310-10 debe cumplirse.

310-10. Límites de temperatura de los conductores. Ningún conductor se debe utilizar de modo que su temperatura de funcionamiento supere la del diseño para el tipo de conductor aislado al que pertenezca. En ningún caso se deben unir los conductores de modo que se supere el límite de temperatura de cualquier conductor con respecto al tipo de circuito, método de alambrado aplicado o número de conductores.

NOTA: La temperatura nominal de un conductor (véanse las Tablas 310-13 y 310-61) es la temperatura máxima, en cualquier punto de su longitud, que puede soportar durante un periodo prolongado de tiempo sin que se produzca una fuerte degradación. Las tablas de capacidad de conducción de corriente del Artículo 310 indican la corriente eléctrica máxima permitida para los conductores en los diversos tipos de aislamiento, así como los factores de corrección al final de estas tablas y las notas a las mismas y ofrecen orientación para coordinar el tipo, tamaño nominal, capacidad de conducción de corriente, temperatura ambiente y número de conductores en una instalación.

Los principales determinantes de la temperatura de operación de los conductores son:

- 1) La temperatura ambiente. La temperatura ambiente puede variar a lo largo del conductor y con el tiempo.
- 2) El calor generado interiormente en el conductor por el paso de la corriente eléctrica, incluidas las corrientes fundamentales y sus armónicas.
- 3) El factor de disipación del calor generado al medio ambiente. El aislamiento térmico que cubre o rodea a los conductores, puede afectar ese factor de disipación.
- 4) Conductores adyacentes que transportan carga. Los conductores adyacentes tienen el doble efecto de elevar la temperatura ambiente y de impedir la disipación de calor.

Ver los factores de corrección de ampacidad por temperatura, en las Tablas 310-16 a la 310-19, de la NOM-001-SEDE-1999. (ver Apéndice B).

Para el caso de canalización tipo charola se debe observar lo siguiente en cuanto a ampacidad de los conductores:

318-11. Capacidad de conducción de corriente de los cables de 2000 V o menores en soportes tipo charola para cables

a) Cables multiconductores. La capacidad de conducción de corriente de los cables multiconductores de 2000 V nominales o menores, instalados según los requisitos indicados en 318-9, deben cumplir con la capacidad de conducción de corriente de las Tablas 310-16 y 310-18. Los factores de corrección del Artículo 310, Nota 8(a) de las Notas a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V, se deben aplicar sólo a cables multiconductores con más de tres conductores que transporten corriente eléctrica. La corrección se debe limitar al número de conductores que transportan corriente eléctrica en el cable y no al número de conductores en el soporte tipo charola.

***Excepción 1:** Cuando los soportes tipo charola para cables tengan cubiertas continuas a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que los cables multiconductores tengan más de 95% de la capacidad de conducción de corriente indicada en las Tablas 310-16 y 310-18.*

***Excepción 2:** Cuando se instalen cables multiconductores en una sola capa en soporte para cables tipo charola sin cubierta, guardando una separación entre cables no-inferior al diámetro del cable, su capacidad de conducción de corriente no debe exceder la establecida en 310-15(b) para cables multiconductores con no-más de tres conductores aislados de 0 a 2000 V nominales al aire libre, corregido para la correspondiente temperatura ambiente. Véase la Tabla A-310-3 del Apéndice A.*

b) Cables monoconductores. Los factores de corrección del artículo 310, Nota 8(a) de las Notas a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V, no se deben aplicar a la capacidad de conducción de corriente de los cables en soportes tipo charola. La capacidad de conducción de corriente permisible de un cable monoconductor o de los cables monoconductores instalados juntos (en grupos de tres, de cuatro, etc.) de 2000 V nominales o menores, debe cumplir lo siguiente:

1) Cuando se instalen cables monoconductores de 304 mm² (600 kcmil) y mayores en soportes tipo charola para cables sin tapar, según los requisitos indicados en 318-10, su capacidad de conducción de corriente no debe exceder 75% de la capacidad de conducción de corriente permitida en las Tablas 310-17 y 310-19. Cuando los soportes tipo charola para cables estén cubiertos continuamente a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que los cables monoconductores de 304 mm² (600 kcmil) y mayores tengan más de 70% de la capacidad de conducción de corriente permitida de las Tablas 310-17 y 310-19.

2) Cuando se instalen cables monoconductores de 21,15 mm² (4 AWG) a 253,4 mm² (500 kcmil) en soportes tipo charola para cables sin cubrir, según los requisitos de 318-10, su capacidad de conducción de corriente permitida, no debe superar 65% de la capacidad de conducción de corriente permitida de las Tablas 310-17 y 310-19. Cuando los soportes tipo charola para cables estén cubiertos continuamente a lo largo de más de 1,8 m con tapas cerradas sin ventilar, no se permite que cables monoconductores de 21,15 mm² (4 AWG) a 253,4 mm² (500 kcmil) tengan más de 60% de la capacidad de conducción de corriente permitida en las Tablas 310-17 y 310-19.

3) Cuando se instalen cables monoconductores en una sola capa en soportes tipo charola para cables sin cubrir, guardando una separación entre cables no-inferior al diámetro de cada conductor, la capacidad de conducción de corriente permitida en cables de 21,15 mm² (4 AWG) y mayores no debe superar la capacidad de conducción de corriente permitida en las Tablas 310-17 y 310-19.

4) Cuando se instalen cables monoconductores en configuración triangular o cuadrada en soportes tipo charola para cables sin tapar, guardando una separación entre circuitos no-inferior a 2,15 veces el diámetro exterior de un conductor (2,15 x DE), de cables de 21,15 mm² (4 AWG) y mayores no debe superar la capacidad de conducción de corriente permitida de dos o tres cables monoconductores aislados de 0 a 2000 V nominales soportados por un mensajero, como se indica en la Tabla A-310-2 del Apéndice A.

Número de conductores en un ducto.

Otra condición de uso es el número de conductores en un conducto o cable. Ver el Artículo 310 de la NOM-001-SEDE-1999, Observaciones a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2,000 V. Notas 8, 9, 10 y 11.

8. Factores de ajuste.

a) **Más de tres conductores activos en un cable o canalización.** Cuando el número de conductores activos en un cable o canalización, sea mayor a tres, la capacidad de conducción de corriente se debe reducir como se indica en la siguiente Tabla.

Número de conductores activos	Por ciento de valor de las tablas ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

Cuando los conductores y los cables multiconductores vayan juntos una distancia de más de 0,60 m sin mantener la separación y no vayan instalados en canalizaciones, las capacidades de conducción de corriente de cada conductor se deben reducir como se indica en la tabla anterior.

Excepción 1: Cuando haya instalados en la misma canalización o cable conductores de diferentes sistemas, como se explica en 300-3, los factores de corrección anteriores se deben aplicar sólo a los conductores de fuerza e iluminación (Artículos 210, 215, 220 y 230).

Excepción 2: A los conductores instalados en soportes tipo charola para cables se les debe aplicar lo establecido en 318-11.

Excepción 3: Estos factores de corrección no se deben aplicar en uniones de canalizaciones cuya longitud no supere 0,60 m

Excepción 4: Estos factores de corrección no se deben aplicar a conductores subterráneos que entren o salgan de una zanja exterior, si esos conductores están protegidos físicamente por tubo (*conduit*) metálico tipo pesado, semipesado o no-metálico tipo pesado de una longitud no-mayor a 3,0 m y el número de conductores no pase de cuatro.

Excepción 5: Para otras condiciones de carga, se permite calcular la capacidad de conducción de corriente y los factores de ajuste según lo establecido en 310-15(b).

NOTA: Para los factores de ajuste de más de tres conductores activos en una canalización o cable con diversas cargas, véase el Apéndice A, Tabla A-310-11.

b) **Más de un ducto o canalización.** Se debe conservar la separación entre ductos o canalizaciones.

9. **Protección sobrecorriente.** Cuando las capacidades nominales o el ajuste de los dispositivos de protección contra sobrecorriente no correspondan con las capacidades nominales y de valores de ajuste permitidos para esos conductores, se permite tomar los valores inmediatamente superiores.

10. Conductor neutro.

a) Un conductor neutro que transporte sólo la corriente desbalanceada de otros conductores del mismo circuito, no se considera para lo establecido en la Nota 8.

b) En un circuito de tres hilos consistente en dos fases y el neutro o un sistema de cuatro hilos, tres fases en estrella, un conductor común transporta aproximadamente la misma corriente que la de línea a neutro de los otros conductores, por lo que se debe considerar al aplicar lo establecido en la Nota 8.

c) En un circuito de cuatro hilos tres fases en estrella cuyas principales cargas sean no- lineales, por el conductor neutro pasarán armónicas de la corriente por lo que se le debe considerar como conductor activo.

11. **Conductor de puesta a tierra o de empalme.** Al aplicar lo establecido en la Nota 8, no se debe tener en cuenta el conductor de puesta o el empalmado a ésta.

Numero de conductores en una charola:

318-10. Número de cables monoconductores de 2000 V nominales o menores en soporte para cables tipo charola. El número de cables monoconductores de 2000 V nominales o menos permitidos en una sola parte de un soporte tipo charola, no debe superar lo establecido en esta sección. Los conductores o conjuntos de conductores se deben distribuir uniformemente a lo ancho de todo el soporte. Los tamaños nominales utilizados en este soporte se refieren tanto a conductores de cobre como de aluminio.

a) **Soporte tipo escalera, de fondo ventilado o malla para cables.** Cuando un soporte tipo escalera, de fondo ventilado o malla contenga cables monoconductores, el número máximo de éstos debe cumplir con los siguientes requisitos:

- 1) Si todos los cables son de 506,7 mm² (1000 kcmil) o mayores, la suma de los diámetros de los cables incluyendo el aislamiento no debe superar el ancho del soporte tipo charola.
- 2) Si todos los cables son de 126,7 mm² (250 kcmil) a 506,7 mm² (1000 kcmil), la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento no debe superar la superficie máxima permitida en la Columna 1 de la Tabla 318-10, para el ancho correspondiente del soporte.
- 3) Si hay instalados en la misma charola cables monoconductores de 506,7 mm² (1000 kcmil) o mayores con cables monoconductores menores a 506,7 mm² (1000 kcmil), la suma de las áreas de las secciones transversales de todos los cables incluyendo el aislamiento menores a 506,7 mm² (1000 kcmil) no debe superar la superficie máxima admisible resultante del cálculo de la Columna 2 de la Tabla 318-10, para el ancho correspondiente del soporte.
- 4) Cuando cualquiera de los cables instalados sean de 21,15 mm² (4 AWG) a 107,2 mm² (4/0 AWG), la suma de los diámetros de todos los cables monoconductores incluyendo el aislamiento no debe superar el ancho del soporte.

b) Soporte tipo canal ventilado o malla para cables. Cuando un soporte tipo canal ventilado o malla de 5 cm, 7,5 cm, 10 cm o 15 cm de ancho contenga cables monoconductores, la suma de los diámetros de todos los cables monoconductores incluyendo el aislamiento no debe superar el ancho interior del canal.

Tabla 318 – 10. Superficie máxima admisible de los cables monoconductores en soportes tipo escalera, malla, de canal ventilado para cables de 2000 V nominales o menos

Ancho interior de la charola (cm)	Superficie máxima admisible de los cables monoconductores (cm ²)	
	Columna 1 Aplicable sólo a la Sección 318-10(a)(2)	Columna 2 aplicable sólo a la Sección 318-10(a)(3)
15	42	42 – (2,8 Sd) **
23	61	61 – (2,8 Sd)
30	84	84 – (2,8 Sd)
45	125	125 – (2,8 Sd)
60	168	168 – (2,8 Sd)
75	210	210 – (2,8 Sd)
90	252	252 – (2,8 Sd)

*La superficie máxima admisible de la Columna 2 se debe calcular. Por ejemplo, la superficie máxima admisible, en cm², de una charola de 15 cm de ancho de la Columna 2, debe ser 42 – (2,8 Sd)

**La expresión Sd de la columna 2 es la suma de diámetros en cm de todos los cables monoconductores de 506,7mm² (1000 kcmil) y mayores instalados en la misma charola con cables más pequeños.

Selección del conductor de puesta a tierra para canalizaciones y equipo eléctrico

250-95. Tamaño nominal de los conductores de puesta a tierra de equipo. El tamaño nominal de los conductores de puesta a tierra de equipo, de cobre o aluminio, no debe ser inferior a lo especificado en la Tabla 250-95.

Cuando haya conductores en paralelo en varias canalizaciones o cables, como se permite en 310-4, el conductor de puesta a tierra de equipo, cuando exista, debe estar instalado en paralelo. Cada conductor de puesta a tierra de equipo instalado en paralelo debe tener un tamaño nominal seleccionado sobre la base de la corriente eléctrica nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente que proteja los conductores del circuito en la canalización o cable, según la Tabla 250-95.

Cuando se usen varios grupos de conductores de entrada a la acometida, como permite la Sección 230-40 Excepción No. 2, la sección transversal equivalente del mayor conductor de entrada a la acometida se debe calcular por la mayor suma de las secciones transversales de los conductores de cada grupo.

Cuando no haya conductores de entrada a la acometida, la sección transversal del conductor al electrodo de puesta a tierra se debe calcular por la sección transversal equivalente del mayor conductor de entrada a la acometida de acuerdo con la corriente eléctrica de carga calculada.

Véanse las restricciones de instalación en 250-92(a).

NOTA: Para el tamaño nominal del conductor de puesta a tierra de una instalación de c.a. conectado con el equipo de la acometida, véase 250-23(b).

Cuando el tamaño nominal de los conductores se ajuste para compensar caídas de tensión eléctrica, los conductores de puesta a tierra de equipo, cuando deban instalarse, se deberán ajustar proporcionalmente según el área en mm² de su sección transversal.

Cuando solo haya un conductor de puesta a tierra de equipo con varios circuitos en el mismo tubo (*conduit*) o cable, su tamaño nominal debe seleccionarse de acuerdo con el dispositivo de sobrecorriente de mayor corriente eléctrica nominal de protección de los conductores en el mismo tubo (*conduit*) o cable.

Si el dispositivo de sobrecorriente consiste en un interruptor automático de disparo instantáneo o un protector de motor contra cortocircuitos, como se permite en 430-52, el tamaño nominal del conductor de puesta a tierra de equipo se puede seleccionar de acuerdo con la capacidad nominal del dispositivo de protección del motor contra sobrecorriente, pero no debe ser inferior a lo especificado en la Tabla 250-95.

Excepción 1: Un conductor de puesta a tierra de equipo no-inferior a 0,8235 mm² (18 AWG) de cobre y no menor al tamaño nominal de los conductores del circuito y que forme parte de cables de aparatos eléctricos, según se establece en 240-4.

Excepción 2: No es necesario que el conductor de puesta a tierra de equipo sea de mayor tamaño nominal que el de los conductores de los alimentadores de equipo.

Excepción 3: Cuando se use como conductor de puesta a tierra de equipo un tubo (*conduit*) o armadura o blindaje de cable, como se establece en 250-51, 250-57(a) y 250-91(b).

Tabla 250-95. Tamaño nominal mínimo de los conductores de tierra para canalizaciones y equipos

Capacidad o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. (A)	Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)	
	Cable de cobre	Cable de aluminio
15	2,082 (14)	---
20	3,307 (12)	---
30	5,26 (10)	---
40	5,26 (10)	---
60	5,26 (10)	---
100	8,367 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,15 (4)
300	21,15 (4)	33,62 (2)
400	33,62 (2)	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)
1000	67,43 (2/0)	107,2 (4/0)
1200	85,01 (3/0)	126,7 (250)
1600	107,2 (4/0)	177,3 (350)
2000	126,7 (250)	202,7 (400)
2500	177,3 (350)	304 (600)
3000	202,7 (400)	304 (600)
4000	253,4 (500)	405,37 (800)
5000	354,7 (700)	608 (1200)
6000	405,37 (800)	608 (1200)

Selección de la dimensión del tubo conduit en función del área disponible para los conductores.

Tabla 10-1. Factores de relleno en tubo (*conduit*)

Número de conductores	uno	dos	Más de dos
Todos los tipos de conductores	53	31	40

NOTA: Esta Tabla 10-1 se basa en las condiciones más comunes de cableado y alineación de los conductores, cuando la longitud de los tramos y el número de curvas de los cables están dentro de límites razonables. Sin embargo, en determinadas condiciones se podrá ocupar una parte mayor o menor de los conductos.

Instrucciones para uso de la Tabla 10-1. Véase en el Apéndice C el número máximo de conductores y cables de aparatos (todos de igual área de sección transversal, incluido el aislamiento) permitidos para las distintas dimensiones nominales de tubo (*conduit*).

2. La Tabla 10-1 se aplica sólo a instalaciones completas de tubo (*conduit*) y no a conductos que se emplean para proteger a los cables expuestos a daño físico.

3. Para calcular el por ciento de ocupación de los cables en tubo (*conduit*), se debe tener en cuenta los conductores de puesta a tierra de los equipos, cuando se utilicen. En los cálculos se debe utilizar la dimensión real y total de los conductores, tanto si están aislados como desnudos.

Tabla 10-4. Dimensiones de tubo (*conduit*) metálico tipo pesado, semipesado y ligero y área disponible para los conductores (**basado en la Tabla 10-1, Capítulo 10**)

Tamaño nominal mm	Diámetro interior mm	Área interior total mm ²	Área disponible para conductores mm ²		
			uno conductor fr = 53%	dos conductores fr = 31 %	Más de dos conductores fr = 40%
16 (1/2)	15,8	196	103	60	78
21 (3/4)	20,9	344	181	106	137
27 (1)	26,6	557	294	172	222
35 (1-1/4)	35,1	965	513	299	387
41 (1-1/2)	40,9	1313	697	407	526
53 (2)	52,5	2165	1149	671	867
63 (2-1/2)	62,7	3089	1638	956	1236
78 (3)	77,9	4761	2523	1476	1904
91 (3-1/2)	90,1	6379	3385	1977	2555
103 (4)	102,3	8213	4349	2456	3282
129 (5)	128,2	12907	6440	4001	5163
155 (6)	154,1	18639	9879	5778	7456

*Para tubo (*conduit*) flexible metálico o no-metálico y para tubo (*conduit*) de PVC y de polietileno, los cálculos deberán basarse en las dimensiones interiores reales proporcionadas por el fabricante o indicadas en la norma de producto

Nota: El tamaño nominal del tubo es el correspondiente a la normativa internacional IEC. De forma que el lector se familiarice con la designación internacional en la Tabla anterior se indica entre paréntesis la designación correspondiente en pulgadas.

4. Cuando entre las cajas, gabinetes y envolventes similares se instalan tramos de tubo (*conduit*) cuya longitud total no supera 60 cm., se permite que esos tramos estén ocupados hasta 60% de su sección transversal total y que no se aplique lo que establece la Nota 8(a) a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2000 V del Artículo 310.
5. Para conductores no incluidos en el Capítulo 10, como por ejemplo los cables de varios conductores, se deben utilizar sus dimensiones reales.
6. Para combinaciones de conductores de distinto tamaño nominal se aplican las Tablas 10-5 y 10-5A del Capítulo 10 para dimensiones de los conductores y la Tabla 10-4 del mismo Capítulo 10 para las dimensiones de tubo (*conduit*).
7. Cuando se calcula el número máximo de conductores permitidos en tubo (*conduit*), todos del mismo tamaño (incluido el aislamiento), si los cálculos del número máximo de conductores permitido dan un resultado decimal de 0,8 o superior, se debe tomar el número inmediato superior.
8. Cuando otras Secciones de esta NOM permitan utilizar conductores desnudos, se permite utilizar las dimensiones de los conductores desnudos de la Tabla 10-8 del Capítulo 10.
9. Para calcular el por ciento de ocupación en tubo (*conduit*), un cable de dos o más conductores se considera como un solo conductor. Para cables de sección transversal elíptica, el cálculo del área de su sección transversal se hace tomando el diámetro mayor de la elipse como diámetro de un círculo.
10. Cuando se instalen tres conductores o cables en la misma canalización, si la relación entre el diámetro interior de la canalización y el diámetro exterior del cable o conductor está entre 2,8 y 3,2, se podrían atascar los cables dentro de la canalización, por lo que se debe instalar una canalización de tamaño inmediato superior. Aunque también se pueden atascar los cables dentro de una canalización cuando se utilizan cuatro o más, la probabilidad de que esto suceda es muy baja.

Ejemplo1. CALCULO DEL ALIMENTADOR A TABLERO T-CN-02-TC

1.- CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

Para realizar el calculo se emplean los siguientes métodos:

- a) Por ampacidad b) Por caída de tensión

A continuación se muestra el calculo para el Tablero "T-CN-02-TC"

Datos:

Carga en watts	P= 28,550 W
Longitud	L= 12 m
Voltaje de línea	$V_L = 220$ V
Temperatura ambiente	T= 40°C
Factor de potencia	f.p.= 0.9
Caída de tensión permisible	e%= 1.00%

- a) Por ampacidad.

Con el valor de la capacidad de la carga en watts, se calcula la corriente de régimen o nominal.

$$I_r = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_L \times f.p.} = \frac{28550}{\sqrt{3}(220)(0.9)} = 83.35 \text{ A}$$

Se encuentra el valor del factor de ajuste por agrupamiento para "n" conductores en un conducto. Ver el Artículo 310 de la NOM-001-SEDE-1999, Observaciones a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2,000 V. Notas 8, 9, 10 y 11.

El factor de agrupamiento encontrado: $f.a.@$ (4 conductores) = 0.8

Se encuentra el valor del factor de corrección de ampacidad por temperatura, en las Tabla 310-16, de la NOM-001-SEDE-1999. (ver Apéndice B).

El factor de temperatura encontrado: $f.t.@$ (THW-LS, 40°C) = 0.88

La corriente de régimen se altera por los factores de agrupamiento y temperatura para obtener nuestra corriente de calculo

$$I_c = \frac{I_r}{(f.a.)(f.t.)} = \frac{83.35}{(0.8)(0.88)} = 118.4 \text{ A}$$

Con el valor de la corriente corregida seleccionamos el conductor de acuerdo a la tabla 310-16 y el artículo "110-14. Conexiones eléctricas. c) Limitaciones por temperatura. Incisos (1) y (2)." Cálculos a 60 °C o 75°C.

De la tabla 310-16 el conductor THW-LS de cobre, calibre **1/0 AWG** tiene una ampacidad de **150 A**, en conduit.

b) Caída de tensión.

Para obtener la impedancia del calibre del conductor se emplea la siguiente fórmula:

$$z = \frac{e\%e_s}{IL100k} = \frac{(1)(220)}{(83.4)(12)(100)\sqrt{3}} = 1.269155 \frac{\Omega}{km}$$

De la tabla 9 del NEC, para conductor de cobre, en un conduit metálico, el calibre **4 AWG** tiene una impedancia de **1.001159** $\frac{\Omega}{km}$.

De los calibres obtenidos seleccionamos el conductor de mayor calibre el cual es el conductor **1/0 AWG**, con una ampacidad de **150 A** y una impedancia al neutro de **0.553956** $\frac{\Omega}{km}$.

$$\text{Ampacidad corregida} = (\text{ampacidad nominal})(f.a.)(f.t.) = (150)(0.8)(0.88) = 105.6 \text{ A}$$

$$\text{Caída de tensión} = \frac{zLI100k}{e_s} = \frac{(0.553956E^{-3})(12)(83.4)(100)\sqrt{3}}{220} = 0.44\%$$

2.- SELECCIÓN DE LA TUBERÍA

Para el caso del Tablero **T-CN-02-TC**, se tendrán 3 conductores del calibre **1/0 AWG** para las fases y un conductor neutro calibre **1/0 AWG**; y para seleccionar el hilo de tierra ver tabla 250-95 conductor desnudo calibre **8AWG**.

Para seleccionar la tubería adecuada, se calcula el área total ocupada por todos los conductores que irán alojados en la tubería con aislamiento y sin aislamiento según la NOM-001-SEDE-1999 tablas del capítulo 10.

	No. de conductores	Calibre	Sección mm ²	Total
Fases	3	1/0 AWG	143.0	429.0
Neutro	1	1/0 AWG	143.0	143.0
Tierra física	1	8 AWG d	8.4	8.4
			TOTAL=	580.4

Tubería conduit de 51 mm de diámetro = T-51 mm (2")
S = 867 mm²

3.- SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

La corriente nominal se corrige de acuerdo al artículo “**220-10. Disposiciones Generales. b) Cargas continuas y no-continuas.**” Carga continua: aquella que se espera que la corriente eléctrica máxima continúe circulando durante tres horas o mas.

$$I_{\text{dispositivo de proteccion}} = \text{Carga no-continua} + 125\% (\text{Carga continua})$$

Para seleccionar el interruptor termomagnético primero se considera la máxima corriente de sobrecarga, la cual se obtiene considerando un 25% de aumento de la corriente nominal del tablero.

$$I_{\text{MAX}_{\text{nom}}} = 83.4 \times 1.25 = 104.3 \text{ A}$$

Con este valor se busca el interruptor termomagnético comercial inmediato superior. Para este caso el interruptor seleccionado es de tres polos:

ITM 3 P x 125 A.

Ejemplo 2. CALCULO DEL ALIMENTADOR A TABLERO TG-CN-PB-TC

1.- CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

Para realizar el calculo se emplean los siguientes métodos:

- a) Por ampacidad b) Por caída de tensión

A continuación se muestra el calculo para el Tablero “TG-CN-PB-TC”

Datos:

Carga en watts	P= 156,930 W
Longitud	L= 38 m
Voltaje de línea	$V_L = 220 \text{ V}$
Temperatura ambiente	T= 40°C
Factor de potencia	f.p.= 0.9
Caída de tensión permisible	e%= 1.50%

- a) Por ampacidad.

Con el valor de la capacidad de la carga en watts, se calcula la corriente de régimen o nominal.

$$I_r = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_L \times f.p.} = \frac{156930}{\sqrt{3}(220)(0.9)} = 457.59 \text{ A}$$

Se encuentra el valor del factor de ajuste por agrupamiento para “n” conductores en un conducto. Ver el Artículo 310 de la NOM-001-SEDE-1999, Observaciones a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2,000 V. Notas 8, 9, 10 y 11.

El factor de agrupamiento encontrado: f.a.@ (4 conductores) = 0.8

Se encuentra el valor del factor de corrección de ampacidad por temperatura, en las Tabla 310-16, de la NOM-001-SEDE-1999. (ver Apéndice B).

El factor de temperatura encontrado: f.t.@ (THW-LS, 40°C) = 0.88

La corriente de régimen se altera por los factores de agrupamiento y temperatura para obtener nuestra corriente de calculo

$$I_c = \frac{I_r}{(f.a.)(f.t.)} = \frac{457.6}{(0.8)(0.88)} = 649.15 A$$

Con el valor de la corriente corregida seleccionamos el conductor de acuerdo a la tabla 310-16 y el artículo “**110-14. Conexiones eléctricas. c) Limitaciones por temperatura. Incisos (1) y (2).**” Cálculos a 60 °C o 75°C.

De la tabla 310-16 el conductor THW-LS de cobre, calibre **400 KCM** tiene una ampacidad de **335 A**, en conduit. Dos conductores por fase en paralelo 335x2 = **670 A**.

b) Caída de tensión.

Para obtener la impedancia del calibre del conductor se emplea la siguiente fórmula:

$$z = \frac{e\%e_s}{IL100k} = \frac{(1.5)(220)}{(457.6)(38)(100)\sqrt{3}} = 0.109568 \frac{\Omega}{km}$$

De la tabla 9 del NEC, para conductor de cobre, en un conduit metálico, el calibre **350 KCM** tiene una impedancia de **0.186662** $\frac{\Omega}{km}$. Dos conductores en paralelo $0.186662/2 = \mathbf{0.093331} \frac{\Omega}{km}$

De los calibres obtenidos seleccionamos el conductor de mayor calibre el cual es el conductor **400 KCM**, “**2 EN PARALELO**” con una ampacidad de **670 A** y una impedancia al neutro de $0.173421/2 = \mathbf{0.086711} \frac{\Omega}{km}$.

$$Ampacidad\ corregida = (ampacidad\ nominal)(f.a.)(f.t.) = (670)(0.8)(0.88) = 471.7 A$$

$$Caida\ de\ tension = \frac{zLI100k}{e_s} = \frac{(0.086711E^{-3})(38)(457.6)(100)\sqrt{3}}{220} = 1.19\%$$

2.- SELECCIÓN DE LA TUBERÍA

Para el caso del Tablero **TG-CN-PB-TC**, se tendrán 6 conductores del calibre **400 KCM** para las fases y 2 conductores para el neutro calibre **400 KCM**; y para seleccionar el hilo de tierra ver tabla 250-95 conductor desnudo calibre **1/0 AWG**.

Para seleccionar la tubería adecuada, se calcula el área total ocupada por todos los conductores que irán alojados en la tubería con aislamiento y sin aislamiento según la NOM-001-SEDE-1999 tablas del capítulo 10.

	No. de conductores	Calibre	Sección mm ²	Total
Fases	3	400 KCM	427.0	1281.0
Neutro	1	400 KCM	427.0	427.0
Tierra física	1	1/0 AWG	53.5	53.5
			TOTAL=	1761.5

2 Tuberías conduit de 76 mm de diámetro = T-76 mm (3")
S = 1904 mm²

3.- SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

La corriente nominal se corrige de acuerdo al artículo “**220-10. Disposiciones Generales. b) Cargas continuas y no-continuas.**” Carga continua: aquella que se espera que la corriente eléctrica máxima continúe circulando durante tres horas o mas.

$$I_{\text{dispositivo de proteccion}} = \text{Carga no-continua} + 125\% (\text{Carga continua})$$

Para seleccionar el interruptor termomagnético primero se considera la máxima corriente de sobrecarga, la cual se obtiene considerando un 25% de aumento de la corriente nominal del tablero.

$$I_{\text{MAX}_{\text{nom}}} = 457.6 \times 1.25 = 572.0 \text{ A}$$

Con este valor se busca el interruptor termomagnético comercial inmediato superior. Para este caso el interruptor seleccionado es de tres polos:

ITM 3 P x 600 A.

Ejemplo 3. CALCULO DEL ALIMENTADOR A TABLERO T-UC-AZ-MN

1.- CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

Para realizar el calculo se emplean los siguientes métodos:

- a) Por ampacidad
- b) Por caída de tensión

A continuación se muestra el calculo para el Tablero “T-UC-AZ-MN”

Datos:

Carga en watts	P= 58,800 W
Longitud	L= 11 m
Voltaje de línea	V _L = 440 V
Temperatura ambiente	T= 40°C
Factor de potencia	f.p.= 0.9
Caída de tensión permisible	e%= 1.00%

a) Por ampacidad.

Equipo	HP	Potencia W	Corriente A	Cantidad	Total A
Unidad Condensadora (UC)	5	2,800	6.74	3	20.22
Unidad Condensadora (UC)	5	3,730	8.26	14	115.64

Con el valor de la corriente del motor mayor por 1.25 mas la suma de las corrientes de los otros motores y otras cargas se calcula la corriente nominal.

$$I_{\text{nom}} = 1.25 \times I_{\text{Motor Mayor}} + \sum \text{Otros Motores}$$

$$I_{\text{nom}} = 1.25 \times 8.26 + (3 \times 6.74 + 13 \times 8.26) = 137.9 \text{ A}$$

Se encuentra el valor del factor de ajuste por agrupamiento para “n” conductores en un conducto. Ver el Artículo 310 de la NOM-001-SEDE-1999, Observaciones a las Tablas de capacidad de conducción de corriente de 0 a 2,000 V. Notas 8, 9, 10 y 11.

El factor de agrupamiento encontrado: f.a.@ (3 conductores) = 1.0

Se encuentra el valor del factor de corrección de ampacidad por temperatura, en las Tabla 310-16, de la NOM-001-SEDE-1999. (ver Apéndice B).

El factor de temperatura encontrado: $f.t.@ (THW-LS, 40^{\circ}C) = 0.88$

La corriente de régimen se altera por los factores de agrupamiento y temperatura para obtener nuestra corriente de calculo

$$I_c = \frac{I_r}{(f.a.)(f.t.)} = \frac{137.9}{(1.0)(0.88)} = 156.7 A$$

Con el valor de la corriente corregida seleccionamos el conductor de acuerdo a la tabla 310-16 y el artículo **“110-14. Conexiones eléctricas. c) Limitaciones por temperatura. Incisos (1) y (2).”** Cálculos a 60 °C o 75°C.

De la tabla 310-16 el conductor THW-LS de cobre, calibre **2/0 AWG** tiene una ampacidad de **175 A**, en conduit.

c) Caída de tensión.

Para obtener la impedancia del calibre del conductor se emplea la siguiente fórmula:

$$z = \frac{e\%e_s}{LI100k} = \frac{(1.0)(440)}{(137.9)(11)(100)\sqrt{3}} = 1.674693 \frac{\Omega}{km}$$

De la tabla 9 del NEC, para conductor de cobre, en un conduit metálico, el calibre **6 AWG** tiene una impedancia de **1.538376 $\frac{\Omega}{km}$** .

De los calibres obtenidos seleccionamos el conductor de mayor calibre el cual es el conductor **2/0 AWG**, con una ampacidad de **175 A** y una impedancia al neutro de **0.372500 $\frac{\Omega}{km}$** .

$$Ampacidad\ corregida = (ampacidad\ nominal)(f.a.)(f.t.) = (175)(1.0)(0.88) = 154A$$

$$Caida\ de\ tension = \frac{zLI100k}{e_s} = \frac{(0.3725001E^{-3})(11)(137.9)(100)\sqrt{3}}{440} = 0.22\%$$

2.- SELECCIÓN DE LA TUBERÍA

Para el caso del Tablero **T-UC-AZ-MN**, se tendrán 3 conductores del calibre **2/0 AWG** para las fases y no llevará conductor neutro por alimentar cargas trifásicas balanceadas; y para seleccionar el hilo de tierra ver tabla 250-95 conductor desnudo calibre **6 AWG**.

Para seleccionar la tubería adecuada, se calcula el área total ocupada por todos los conductores que irán alojados en la tubería con aislamiento y sin aislamiento según la NOM-001-SEDE-1999 tablas del capítulo 10.

	No. de conductores	Calibre	Sección mm ²	Total
Fases	3	2/0 AWG	169.0	507.0
Neutro	----	----	----	----
Tierra física	1	6 AWG	13.3	13.3
			TOTAL=	520.3

Tubería conduit de 51 mm de diámetro = T-51 mm (2")
 $S = 867 \text{ mm}^2$

3.- SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

La corriente nominal se corrige de acuerdo al artículo “**220-10. Disposiciones Generales. b) Cargas continuas y no-continuas.**” Carga continua: aquella que se espera que la corriente eléctrica máxima continúe circulando durante tres horas o mas.

$$I_{\text{dispositivo de proteccion}} = \text{Carga no-continua} + 125\% (\text{Carga continua})$$

Para seleccionar el interruptor termomagnético primero se considera la máxima corriente de sobrecarga, la cual se obtiene considerando un 25% de aumento de la corriente nominal del tablero.

$$I_{\text{MAX}_{\text{nom}}} = 137.9 \times 1.25 = 172.4 \text{ A}$$

Con este valor se busca el interruptor termomagnético comercial inmediato superior. Para este caso el interruptor seleccionado es de tres polos:

$$\text{ITM } 3 \text{ P } \times 175 \text{ A.}$$

Ejemplo 4. CALCULO DEL ALIMENTADOR A TABLERO CHILLER

1.- CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

Para realizar el calculo se emplean los siguientes métodos:

- a) Por ampacidad
- b) Por caída de tensión

A continuación se muestra el calculo para el Tablero “T-CHILLER”

Datos:

Carga en watts	P= 575,610 W
Longitud	L= 90 m
Voltaje de línea	$V_L = 440 \text{ V}$
Temperatura ambiente	T= 40°C
Factor de potencia	f.p.= 0.9
Caída de tensión permisible	e%= 2.00%

b) Por ampacidad.

Equipo	HP	Potencia W	Corriente A	Cantidad	Total A
Unidad Enfriadora de Agua (UEA)	150	119,900	195.65	3	586.95
Bomba de Agua Helada (BAH)	40	29,840	56.52	3	169.56
Bomba de Agua de Condensado (BAC)	20	14,920	29.35	3	88.05
Torre de Enfriamiento (TE)	15	11,190	22.83	2	45.66
Tablero (T-UC-AZ-MN)	---	58,800	85.73	1	85.73

Con el valor de la corriente del motor mayor por 1.25 mas la suma de las corrientes de los otros motores y otras cargas se calcula la corriente nominal.

$$I_{\text{nom}} = 1.25 \times I_{\text{Motor Mayor}} + \sum \text{Otros Motores} + \sum \text{Otras Cargas}$$

$$I_{\text{nom}} = 1.25 \times 196 + (2 \times 196 + 3 \times 57 + 3 \times 30 + 2 \times 23) + 86 = 1,030 \text{ A}$$

La canalización a utilizar es charola, por lo que no aplica el factor de agrupamiento.

Se encuentra el valor del factor de corrección de ampacidad por temperatura, en las Tabla 310-16, de la NOM-001-SEDE-1999. (ver Apéndice B).

El factor de temperatura encontrado: $f.t.@ (THW-LS, 40^{\circ}C) = 0.88$

La corriente de régimen se altera por los factores de agrupamiento y temperatura para obtener nuestra corriente de calculo

$$I_c = \frac{I_r}{(f.t.)} = \frac{1,030}{(0.88)} = 1170.5 A$$

Con el valor de la corriente corregida seleccionamos el conductor de acuerdo a la tabla 310-16 y el artículo **“110-14. Conexiones eléctricas. c) Limitaciones por temperatura. Incisos (1) y (2).”** Cálculos a 60 °C o 75°C.

Debido a que irán en charola aplica el artículo 318-11.(b)(4), de la tabla A-310-2 el conductor THW-LS de cobre, calibre **500 KCM** tiene una ampacidad de **496 A**. Tres conductores por fase en paralelo $496 \times 3 = 1488 A$.

c) Caída de tensión.

Para obtener la impedancia del calibre del conductor se emplea la siguiente fórmula:

$$z = \frac{e\%e_s}{LI100k} = \frac{(2)(440)}{(1,030)(90)(100)\sqrt{3}} = 0.054808 \frac{\Omega}{km}$$

De la tabla 9 del NEC, para conductor de cobre, en un conduit metálico, el calibre **500 KCM** tiene una impedancia de **0.154274 $\frac{\Omega}{km}$** . Tres conductores en paralelo $0.154274/3 = 0.0514247 \frac{\Omega}{km}$

De los calibres obtenidos seleccionamos el conductor de mayor calibre el cual es el conductor **500 KCM, “3 EN PARALELO”** con una ampacidad de **1488 A** y una impedancia al neutro de **0.054247 $\frac{\Omega}{km}$** . Área aproximada de $510 \text{ mm}^2 = 5.10 \text{ cm}^2$ y diámetro aproximado de 25.5 mm.

$$\text{Ampacidad corregida} = (\text{ampacidad nominal})(f.t.) = (1488)(0.88) = 1309.4A$$

$$\text{Caída de tensión} = \frac{zLI100k}{e_s} = \frac{(0.054247E^{-3})(90)(1,030)(100)\sqrt{3}}{440} = 1.98\%$$

2.- SELECCIÓN DE LA CHAROLA

Para el caso del Tablero **T-CHILLER**, se tendrán 9 conductores del calibre **500 KCM** para las fases y sin conductor neutro; y para seleccionar el hilo de tierra ver tabla 250-95 conductor desnudo calibre **3/0 AWG**.

Para seleccionar la charola adecuada, se calcula el diámetro total ocupada por todos los conductores que irán alojados en la charola con aislamiento y sin aislamiento según la NOM-001-SEDE-1999 artículo 318-10 .

	No. de conductores	Calibre	Área cm ²	Diámetro cm
Fases	9	500 KCM	45.9	22.95
Neutro	-----	-----	-----	-----
Tierra física	1	3/0 AWG	0.85	1.60
		TOTAL=	46.75	24.55

Para seleccionar la charola sabemos que nuestros cables van a ir en paralelo por lo que aplica el siguiente artículo de la NOM-001-SEDE-1999:

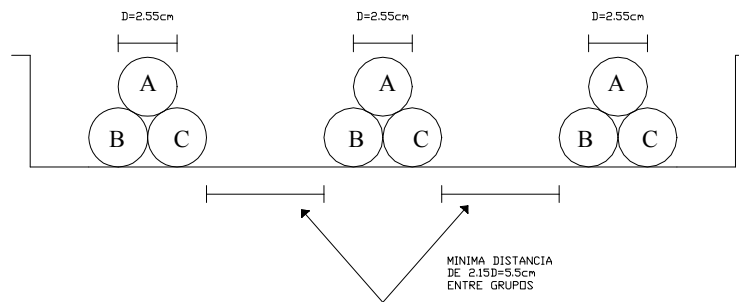
318-8. Instalación de los cables

d) Conexión en paralelo. Cuando los cables monoconductores (fase o neutro) de un circuito se conecten en paralelo como se permite en 310-4, los conductores se deben instalar en grupos consistentes en no- más de un conductor por fase o neutro para prevenir desbalanceo de corriente eléctrica en los conductores en paralelo, debidos a la reactancia inductiva.

Los cables monoconductores se deben amarrar firmemente en grupos de circuitos para evitar movimiento excesivo si se producen esfuerzos mecánicos por fallas a tierra.

No se requiere enlazar los cables cuando los cables monoconductores estén cableados entre sí, como en los conjuntos triplex o cuádruplex hechos en fábrica, pero sí deben sujetarse al soporte tipo charola.

Por lo que nuestra charola llevará la siguiente configuración:



Debido a que nuestros conductores serán calibre 500 KCM en configuración paralelo, aplica el artículo 318-10.(a)(2), de la columna 1 de la tabla 318-10, se tiene que para: $s = 46.75 \text{ cm}^2$, el ancho interior de la charola no debe ser menor a 23 cm (9"). Por otro lado la suma de las distancias horizontales de la charola para un arreglo triplex es: $L = 2 + 2 \times 2.55 + (2.15 \times 2.55) + 2 \times 2.55 + (2.15 \times 2.55) + 2 \times 2.55 + 2 = 30.27 \text{ cm}$ (12"). Por lo que se utilizará una charola de aluminio de 12" de ancho, perfil "z", paso de 9", peralte nominal de 4" (ver apéndice B).

3.- SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO.

La corriente nominal se corrige de acuerdo al artículo "220-10. Disposiciones Generales. b) Cargas continuas y no-continuas." Carga continua: aquella que se espera que la corriente eléctrica máxima continúe circulando durante tres horas o mas.

$$I_{\text{dispositivo de proteccion}} = \text{Carga no-continua} + 125\% (\text{Carga continua})$$

Para seleccionar el interruptor termomagnético primero se considera la máxima corriente de sobrecarga, la cual se obtiene considerando un 25% de aumento de la corriente nominal del tablero.

$$I_{\text{MAX}_{\text{nom}}} = 1,030 \times 1.25 = 1,287.5 \text{ A}$$

Con este valor se busca el interruptor termomagnético comercial inmediato superior. Para este caso el interruptor seleccionado es de tres polos tipo NA:

ITM 3 P x 1200 A.

Con la ayuda de una hoja de calculo se programa para que introduzcamos los datos proporcionados y la hoja calcule los demás, teniendo el siguiente formato para los tableros anteriores:

CALCULO DEL INTERRUPTOR Y ALIMENTADOR PRINCIPAL PARA EL TABLERO " T-CN-02-TC "				
TIPO:	NQOD24-4AB11 S		SERVICIO DISTRIBUCION CONTACTOS NORMALES	
UBICACIÓN:	TIPO			
VOLTAJE (V_{ef}) :	220	VOLTS	CAIDA DE TENSION PERMISIBLE e%= 1	Pot. Real: 28,550 watts
CARGA:	31,722	VA	DISTANCIA: L (metros) = 12	
F.P.	0.9		No. CONDUCTORES = 4	
TEMPERATURA:	40	°C		
"CALCULO DEL INTERRUPTOR GENERAL "				
CORRIENTE DE REGIMEN: $I_r = \frac{VA}{\sqrt{3 \times E_f}} = 83.35 \text{ AMP.}$				
CORRIENTE DE CALCULO: $I_c = \frac{I_r}{(f.a.)(f.t.)} = 118.39 \text{ AMP.}$				
Factor de corrección de la capacidad por diferencial de temperatura = 0.88				
Factor de corrección por agrupamiento = 0.80				
"INTERRUPTOR SELECCIONADO"				
Calculo de interruptor con corriente de regimen por 1.25 (Art. :220-10) = $I_r \times 1.25 = 104$				
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO SELECCIONADO: 3P X 125 AMP.				
CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR SELECCIONADO AL 85 % = 106 AMP.				
"CALCULO DEL ALIMENTADOR GENERAL DE ESTE TABLERO"				
CONDUCTOR DE COBRE(Cu) AWG, CON AISLAMIENTO TIPO "THW-LS 75°C" POR CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE(Ic)= 118.4 AMP.				
POR AMPACIDAD CORRESPONDE AL CALIBRE No. 1/0				
IMPEDANCIA:	0.00043299	OHMS POR METRO		
AMP. EN TUBO:	150 AMP.			
CONSIDERANDO PERDIDAS DE POTENCIAL POR EFECTOS PROPIOS DE LA IMPEDANCIA (Caída de tensión):				
$z = \frac{e\%e_s}{IL100k} = 0.001269948$				
POR CAIDA DE TENSION CORRESPONDE AL CALIBRE No. 4				
IMPEDANCIA:	0.00100116	OHMS POR METRO		
AMP. EN TUBO:	85 AMP.			
EL VALOR A CONSIDERARSE INVARIABLEMENTE SERA EL MAYOR POR LO QUE CORRESPONDE:				
CALIBRE No.	1/0			
IMPEDANCIA:	0.00043299	OHMS POR METRO		
AMP. EN TUBO:	150 AMP.			
COMPROBANDO EL CALIBRE SELECCIONADO; POR CAIDA DE TENSION:				
$e\% = \frac{(R \cos \theta + X_L \sin \theta) L \times I \times 100 \sqrt{3}}{V_{f-f}}$ donde: $Z = R \cos \theta + X_L \sin \theta$				
Z: impedancia propia del conductor; para un factor de potencia de 0.9, tenemos que para un calibre: 1/0				
La impedancia es de : 0.00043299 entonces: e% = 0.34%				
EL CONDUCTOR A INSTALAR ES: 3 - 1/0 AWG. FASES;		EL CONDUCTOR SE PROTEGE CON EL INTERRUPTOR SELECCIONADO DE:		125 AMP.
I-1/0 AWG NEUTRO; 1-6 d TIERRA FISICA		LA CANALIZACION ES DUCTO CUADRADO 10X10		
Para tamaño nominal del conductor de puesta a tierra; ver Tabla 250-95 de la NOM-001-SEDE-1999				

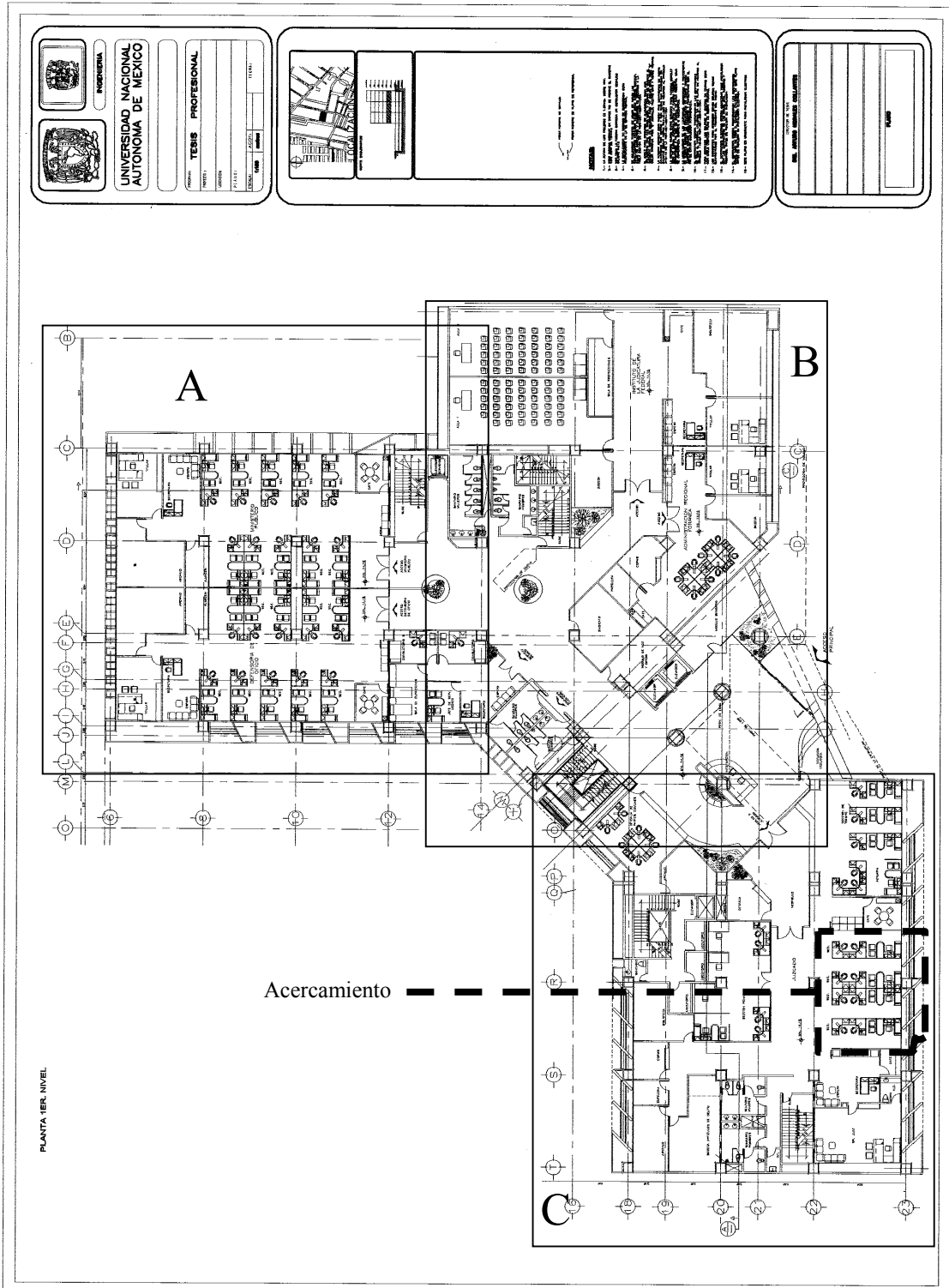
CALCULO DEL INTERRUPTOR Y ALIMENTADOR PRINCIPAL PARA EL TABLERO "TG-CN-PB-TC"					
TIPO:	I-LINE KA225M122A	SERVICIO SUBGENERAL CONTACTOS NORMALES			
UBICACIÓN:	AREA DE ESTACIONAMIENTO				
VOLTAJE (V_{ff}) :	220	VOLTS	CAIDA DE TENSION PERMISIBLE e%=	1.5	Pot. Real: 156,930 watts
CARGA:	174,367	VA	DISTANCIA: L (metros) =	38	
F.P.:	0.9		No. CONDUCTORES =	4	
TEMPERATURA:	40	°C			
"CALCULO DEL INTERRUPTOR GENERAL"					
CORRIENTE DE REGIMEN: $I_r = \frac{VA}{\sqrt{3} \times E_f} = 458.14 \text{ AMP.}$					
CORRIENTE DE CALCULO: $I_c = \frac{I_r}{(f.a.)(f.t.)} = 650.76 \text{ AMP.}$					
Factor de corrección de la capacidad por diferencial de temperatura = 0.88					
Factor de corrección por agrupamiento = 0.80					
"INTERRUPTOR SELECCIONADO"					
Calculo de interruptor con corriente de regimen por 1.25 (Art. :220-10) = $I_r \times 1.25 = 573$					
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO SELECCIONADO:			3P X	600	AMP.
CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR SELECCIONADO AL			85	%	= 510 AMP.
"CALCULO DEL ALIMENTADOR GENERAL DE ESTE TABLERO"					
CONDUCTOR DE COBRE(Cu) AWG, CON AISLAMIENTO TIPO "THW-LS 75°C" POR CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE(Ic)= 650.8 AMP.					
POR AMPACIDAD CORRESPONDE AL CALIBRE No. 400 2 CONDUCTORES EN PARALELO					
IMPEDANCIA:	0.00008671	OHMS POR METRO			
AMP. EN TUBO:	670 AMP.				
CONSIDERANDO PERDIDAS DE POTENCIAL POR EFECTOS PROPIOS DE LA IMPEDANCIA (Caida de tensión):					
$z = \frac{e\%e_s}{IL100k} = 0.00010944$					
POR CAIDA DE TENSION CORRESPONDE AL CALIBRE No. 350					
IMPEDANCIA:	0.00009333	OHMS POR METRO			
AMP. EN TUBO:	620 AMP.				
EL VALOR A CONSIDERARSE INVARIABLEMENTE SERA EL MAYOR POR LO QUE CORRESPONDE:					
CALIBRE No.	400	2 CONDUCTORES EN PARALELO			
IMPEDANCIA:	0.00008671	OHMS POR METRO			
AMP. EN TUBO:	670 AMP.				
COMPROBANDO EL CALIBRE SELECCIONADO; POR CAIDA DE TENSION:					
$e\% = \frac{(R \cos \theta + X_L \text{sen} \theta) L \times I \times 100 \sqrt{3}}{V_{f-f}}$ donde: $Z = R \cos \theta + X_L \text{sen} \theta$					
Z: impedancia propia del conductor; para un factor de potencia de 0.9, tenemos que para un calibre:					400 AWG
La impedancia es de :		0.00008671	entonces:	e% =	1.19%
EL CONDUCTOR A INSTALAR ES: 6 - 400 KCM. FASES; 2-400 KCM NEUTRO; 1-1/0 d TIERRA FISICA LA CANALIZACION ES 2 TUBERIAS DE 3"			EL CONDUCTOR SE PROTEGE CON EL INTERRUPTOR SELECCIONADO DE:		600 AMP.
Para tamaño nominal del conductor de puesta a tierra; ver Tabla 250-95 de la NOM-001-SEDE-1999					

CALCULO DEL INTERRUPTOR Y ALIMENTADOR PRINCIPAL PARA EL TABLERO "TG-CN-PB-TC"				
TIPO:	NF544AB22S		SERVICIO DISTRIBUCION AIRE ACONDICIONADO	
UBICACIÓN:	AZOTEA			
VOLTAJE (V_{ff}) :	440	VOLTS	CAIDA DE TENSION PERMISIBLE e%= 1	Pot. Real: 58,800 watts
CARGA:	65,333	VA	DISTANCIA: L (metros) = 11	
F.P.:	0.9		No. CONDUCTORES = 3	
TEMPERATURA:	40	°C		
"CALCULO DEL INTERRUPTOR GENERAL"				
$I_{nom} = 1.25 \times I_{Motor\ Mayor} + \sum Otros\ Motores$				
CORRIENTE DE REGIMEN:	137.90 AMP.			
CORRIENTE DE CALCULO:	$I_c = \frac{I_r}{(f.a.)(f.t.)} = 156.70\ AMP.$			
Factor de corrección de la capacidad por diferencial de temperatura = 0.88				
Factor de corrección por agrupamiento = 1.00				
"INTERRUPTOR SELECCIONADO"				
Calculo de interruptor con corriente de regimen por 1.25 (Art. :220-10) = $I_r \times 1.25 = 172$				
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO SELECCIONADO:		3P X	175	AMP.
CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR SELECCIONADO AL		85	%	= 149 AMP.
"CALCULO DEL ALIMENTADOR GENERAL DE ESTE TABLERO"				
CONDUCTOR DE COBRE(Cu) AWG, CON AISLAMIENTO TIPO "THW-LS 75°C" POR CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE(Ic)= 156.7 AMP.				
POR AMPACIDAD CORRESPONDE AL CALIBRE No. 2/0				
IMPEDANCIA:	0.00037250 OHMS POR METRO			
AMP. EN TUBO:	175 AMP.			
CONSIDERANDO PERDIDAS DE POTENCIAL POR EFECTOS PROPIOS DE LA IMPEDANCIA (Caida de tensión):				
$z = \frac{e\%e_s}{IL100k} = 0.001674693$				
POR CAIDA DE TENSION CORRESPONDE AL CALIBRE No. 6				
IMPEDANCIA:	0.00153838 OHMS POR METRO			
AMP. EN TUBO:	65 AMP.			
EL VALOR A CONSIDERARSE INVARIABLEMENTE SERA EL MAYOR POR LO QUE CORRESPONDE:				
CALIBRE No.	2/0			
IMPEDANCIA:	0.00037250	OHMS POR METRO		
AMP. EN TUBO:	175 AMP.			
COMPROBANDO EL CALIBRE SELECCIONADO; POR CAIDA DE TENSION:				
$e\% = \frac{(R \cos \theta + X_L \sin \theta) L \times I \times 100 \sqrt{3}}{V_{f-f}}$ donde: $Z = R \cos \theta + X_L \sin \theta$				
Z: impedancia propia del conductor; para un factor de potencia de 0.9, tenemos que para un calibre:				2/0
La impedancia es de : 0.00037250		entonces: e% =		0.22%
EL CONDUCTOR A INSTALAR ES: 3 - 2/0 AWG. FASES; 1-6 d TIERRA FISICA LA CANALIZACION ES CONDUIT DE 2"	EL CONDUCTOR SE PROTEGE CON EL INTERRUPTOR SELECCIONADO DE:	175 AMP.		
Para tamaño nominal del conductor de puesta a tierra; ver Tabla 250-95 de la NOM-001-SEDE-1999				

CALCULO DEL INTERRUPTOR Y ALIMENTADOR PRINCIPAL PARA EL TABLERO "T-CHILLER"			
TIPO:	QDPACT	SERVICIO SUBGENERAL AIRE ACONDICIONADO	
UBICACIÓN:	SUBSTACION		
VOLTAJE (V _{ff}) :	440	VOLTS	CAIDA DE TENSION
CARGA:	639,567	VA	PERMISIBLE e%= 2
F.P.:	0.9		Pot. Real: 575,610 watts
TEMPERATURA:	40	°C	DISTANCIA: L (metros) = 90
			No. CONDUCTORES = 3
"CALCULO DEL INTERRUPTOR GENERAL"			
	$I_{nom} = 1.25 \times I_{Motor\ Mayor} + \sum Otros\ Motores + \sum Otras\ Cargas$		
CORRIENTE DE REGIMEN:	1030.00 AMP.		
CORRIENTE DE CALCULO:	$I_c = \frac{I_r}{(f.t.)} = 1170.45\ AMP.$		
Factor de corrección de la capacidad por diferencial de temperatura = 0.88			
Factor de correccion por agrupamiento no aplica por ser canalizacion tipo charola			
"INTERRUPTOR SELECCIONADO"			
Calculo de interruptor con corriente de regimen por 1.25 (Art. :220-10) = $I_r \times 1.25 = 1288$			
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO SELECCIONADO: 3P X 1200 AMP.			
CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR SELECCIONADO AL 85 % = 1020 AMP.			
"CALCULO DEL ALIMENTADOR GENERAL DE ESTE TABLERO"			
CONDUCTOR DE COBRE(Cu) AWG, CON AISLAMIENTO TIPO "THW-LS 75°C" POR CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE(I _c)= 1170.5 AMP.			
POR AMPACIDAD CORRESPONDE AL CALIBRE No. 500 3 CONDUCTORES EN PARALELO			
IMPEDANCIA:	0.00005142	OHMS POR METRO	
AMP. EN TUBO:	1488 AMP.		
CONSIDERANDO PERDIDAS DE POTENCIAL POR EFECTOS PROPIOS DE LA IMPEDANCIA (Caida de tensión):			
$z = \frac{e\%e_s}{IL100k} = 5.48078E-05$			
POR CAIDA DE TENSION CORRESPONDE AL CALIBRE No. 500			
IMPEDANCIA:	0.00005142	OHMS POR METRO	
AMP. EN TUBO:	1488 AMP.		
EL VALOR A CONSIDERARSE INVARIABLEMENTE SERA EL MAYOR POR LO QUE CORRESPONDE:			
CALIBRE No.	500	OHMS POR METRO	
IMPEDANCIA:	0.00005142		
AMP. EN TUBO:	1488 AMP.		
COMPROBANDO EL CALIBRE SELECCIONADO; POR CAIDA DE TENSION:			
$e\% = \frac{(R \cos \theta + X_L \sin \theta) L \times I \times 100 \sqrt{3}}{V_{f-f}}$ donde: $Z = R \cos \theta + X_L \sin \theta$			
Z: impedancia propia del conductor; para un factor de potencia de 0.9, tenemos que para un calibre: 500 AWG			
La impedancia es de : 0.00005142 entonces: e% = 1.88%			
EL CONDUCTOR A INSTALAR ES: 9 - 500 KCM. FASES; 1-3/0 d TIERRA FISICA LA CANALIZACION ES CHAROLA DE 12"		EL CONDUCTOR SE PROTEGE CON EL INTERRUPTOR SELECCIONADO DE: 1200 AMP.	
Para tamaño nominal del conductor de puesta a tierra; ver Tabla 250-95 de la NOM-001-SEDE-1999			
PARA ESTE CALCULO SE HACE REFERENCIA AL ART. 318 - 11 b4 Y LOS VALORES UTILIZADOS FUERON TOMADOS DE LA TABLA A - 310 - 2 DEL APENDICE A DE LA NOM-001-SEDE-1999			

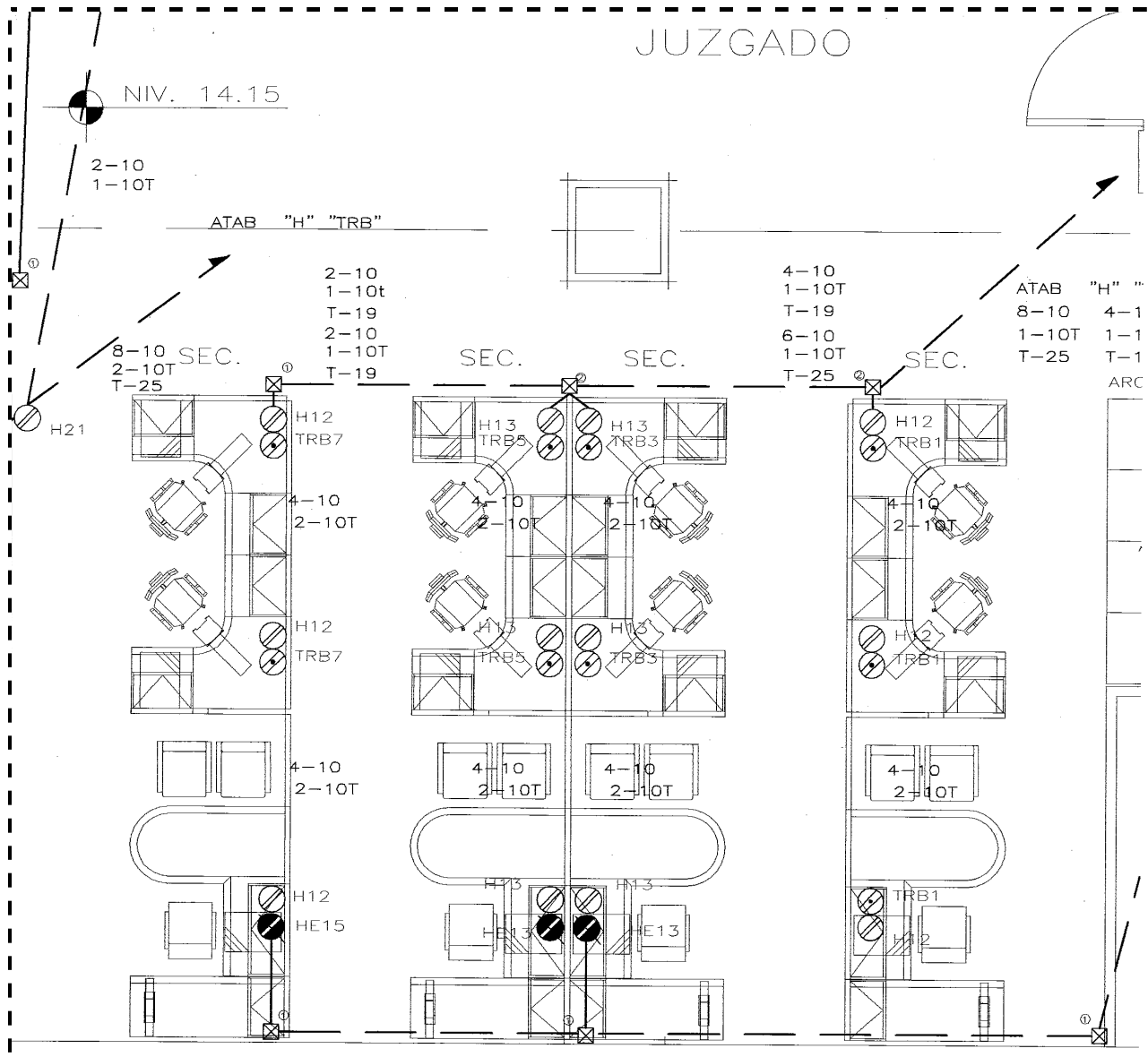
4.4 CUADROS DE CARGA

Después de que se obtiene la disposición arquitectónica las cuales son tipo por nivel y se dividen en tres secciones A, B y C



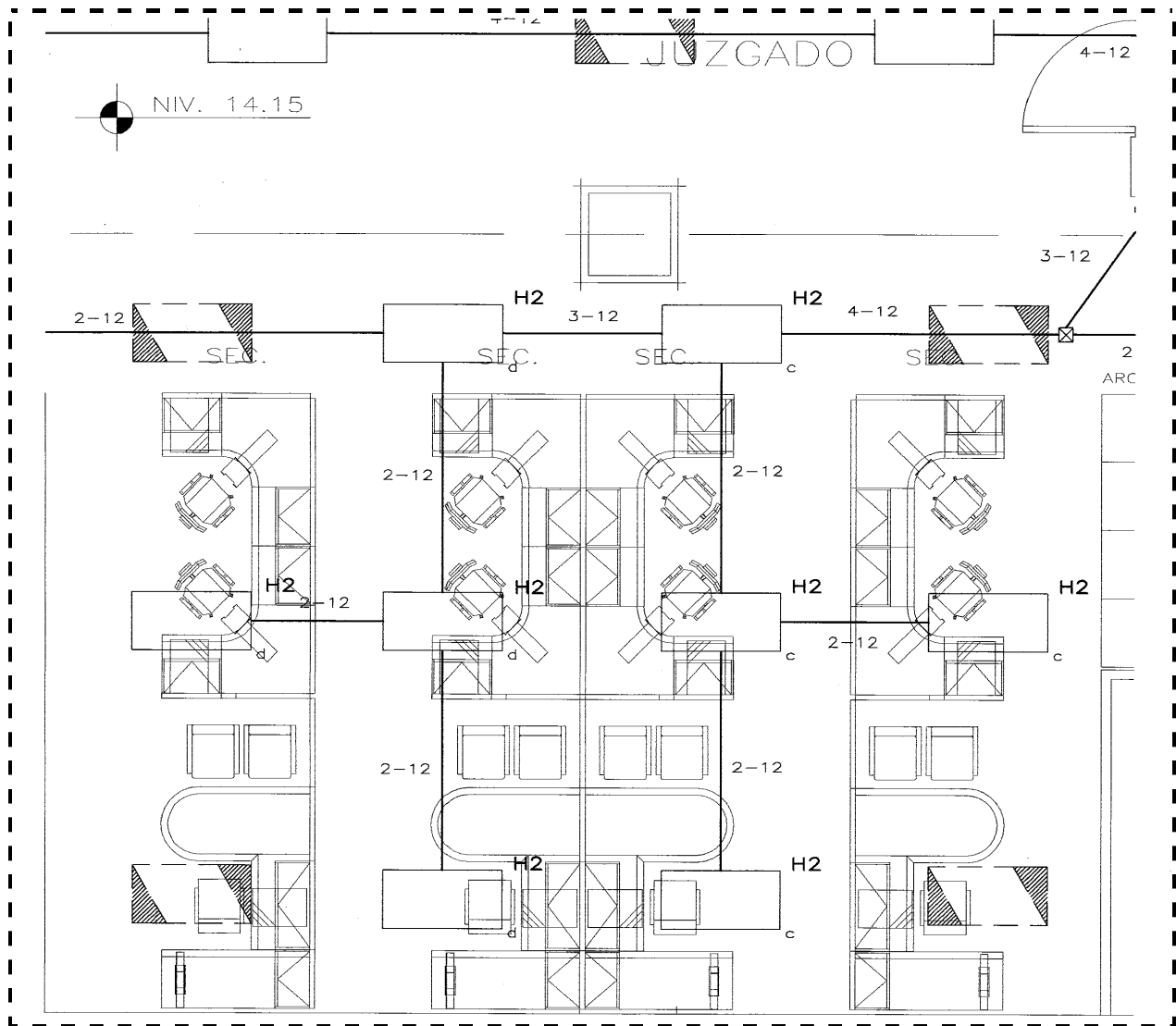
Se realiza el “sembrado” de contactos dependiendo de la disposición arquitectónica del mobiliario, por cada usuario corresponde un contacto monofásico doble polarizado, para uso general y un contacto monofásico doble polarizado con tierra aislada, para conectar equipos de computo. Así como contactos especiales para las impresoras, cafeteras, dispensadores de agua, sanitarios, etc.

Sembrado de contactos en el área de acercamiento:



Así mismo se realiza el “sembrado” de luminarias dependiendo de la disposición del mobiliario, el numero de luminarias por área se realiza en base al calculo por el método de cavidad zonal y el tipo de área de trabajo. Se tienen luminarias conectadas al suministro normal de energía y otras conectadas al suministro de energía de emergencia.

Sembrado de luminarias en el área de acercamiento:



Con el “sembrado” de contactos se empiezan a llenar los cuadros de carga cuidando no sobrecargar los circuitos así como balancear las cargas para mantener el desbalanceo de fases menor al 5%. El formato de cuadro de carga se hace con la ayuda de una hoja de calculo, y contiene en el encabezado los datos de la marca y tipo de tablero de distribución, su ubicación, el servicio, el nombre designado al tablero para posteriormente identificarlo en el diagrama unifilar. En el cuerpo del formato se tienen los datos de la capacidad del interruptor, la carga por circuito, el tipo y capacidad de cada carga, la corriente en amperes y watts por circuito, la longitud del circuito, el calibre del conductor del circuito derivado, la caída de tensión, y la carga por fase.

Cuadro de carga T-CN-02-TC, Tablero de distribución de Contactos Normales, del nivel 2, del Tribunal Colegiado:

TABLERO : D		OBRA : MEXICALI B.C.N.		TENSION: 220 127										
UBICACION : TIPO			MARCA : SQUARE D		Caida Max 3.00									
COBERTURA : CONTACTOS NORMALES			TIPO : NQOD-244AB 22S		F.POT : 0.90									
NOMBRE : T-CN-02-TC			FASES : 3		HILOS : 4									
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [V A]	NORMAL 180	CARGA 500	HORNO 1500		CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	B A L A N C E O		
												FASE A	FASE B	FASE C
D - 1	1 x 30		2,120	9	1			18.54	10	2 - 10	1.11	2120		
D - 2	1 x 30		2,120	9	1			18.54	10	2 - 10	1.11	2120		
D - 3	1 x 30		1,580	6	1			13.82	10	2 - 10	0.83		1580	
D - 4	1 x 30		2,080	6	2			18.19	10	2 - 10	1.09		2080	
D - 5	1 x 30		2,500		2	1		21.87	8	2 - 10	1.05			2500
D - 6	1 x 30		1,980	11				17.32	10	2 - 10	1.04			1980
D - 7	1 x 30		1,580	6	1			13.82	10	2 - 10	0.83	1580		
D - 8	1 x 30		1,220	4	1			10.67	10	2 - 10	0.64	1220		
D - 9	1 x 30		1,800	10				15.75	10	2 - 10	0.94		1800	
D - 10	R													
D - 11	1 x 30		2,500		2	1		21.87	8	2 - 10	1.05			2500
D - 12	1 x 30		2,800	10	2			24.49	8	2 - 10	1.17			2800
D - 13	1 x 30		2,300	10	1			20.12	10	2 - 10	1.20	2300		
D - 14	R													
D - 15	1 x 50		4,000				1	34.99	8	2 - 6	0.66		4000	
D - 16	R													
D - 17	R													
D - 18	R													
D - 19	R													
D - 20	R													
D - 21	R													
D - 22	R													
D - 23	R													
D - 24	R													
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.			1	1	1	1	1	1	1	1	1			
CARGA INST. TOTAL			28,580	14,580	7,000	3,000		4,000	83.34	Caida Max Deriv :	1.20	9340	9460	9780
CARGA CONTINUA			28,580	14,580	7,000	3,000		4,000	INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO		
CARGA NO CONTINUA									3	x	100	4.50%		

Cuadro de carga T-AN-02-TC, Tablero de distribución de Alumbrado Normal, del nivel 2, del Tribunal Colegiado:

TABLERO : D		OBRA : MEXICALI B.C.N.		TENSION: 220 127										
UBICACION : TIPO			MARCA : SQUARE D		Caida Max 3.00									
COBERTURA : ALUMBRADO NORMAL			TIPO : NQOD-244AB 11S		F.POT : 0.90									
NOMBRE : T-AN-02-TC			FASES : 3		HILOS : 4									
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [V A]	3X32 96	2X32 64	2X32 64	PL26 26	CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	B A L A N C E O		
												FASE A	FASE B	FASE C
D - 1	1 x 15		1,344	14				11.76	26	2 - 12	2.91	1344		
D - 2	1 x 15		1,282	10		3	5	11.21	27	2 - 12	2.88	1282		
D - 3	1 x 15		1,116	10			6	9.76	17	2 - 12	1.58		1116	
D - 4	1 x 15		1,448	14			4	12.67	14	2 - 12	1.69		1448	
D - 5	1 x 15		1,212	11			6	10.60	19	2 - 12	1.92			1212
D - 6	1 x 15		1,090	10			5	9.53	10	2 - 12	0.91			1090
D - 7	1 x 15		800	3		3	5	7.00	15	2 - 12	1.00	800		
D - 8	R													
D - 9	1 x 15		750	7			3	6.56	18	2 - 12	1.12		750	
D - 10	R													
D - 11	1 x 15		1,064	10			4	9.31	25	2 - 12	2.21			1064
D - 12	R													
D - 13	R													
D - 14	R													
D - 15	R													
D - 16	R													
D - 17	R													
D - 18	R													
D - 19	R													
D - 20	R													
D - 21	R													
D - 22	R													
D - 23	R													
D - 24	R													
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.			1	1	1	1	1	1	1	1	1			
CARGA INST. TOTAL			10,106	8,544		384	320	858	29.47	Caida Max Deriv :	2.91	3426	3314	3366
CARGA CONTINUA			10,106	8,544		384	320	858	INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO		
CARGA NO CONTINUA									3	x	40	3.27%		

El tablero Subgeneral TG-CN-PB-TC de zona C, que alimenta los tableros de distribución de contactos normales, que es del tipo I-LINE:

TABLERO : S		OBRA : MEXICALI		TENSION: 220 127													
UBICACIÓN : SUBGENERAL ZONA C		MARCA : SQARED		Caída Max 1.00													
COBERTURA : CONTACTOS NORMAL		TIPO : I-LINE KA225M122A		F.POT : 0.90													
FECHA : TG-CN-PB-TC		FASES : 3		HILOS : 4													
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [VA]	T-CN-01-SM	T-CN-02-TC	T-CN-03-TC	T-CN-04-TC	T-CN-05-TC	T-CN-06-TC	CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	BALANCEO			
														FASE A	FASE B	FASE C	
FA 36 070	3 X 70	N	14,180	1						41.40	7	1 - 8		5240	4420	4500	
KA 36 125	3 X 125	N	28,550		1					83.35	12	1 - 8		9340	9460	9780	
KA 36 125	3 X 125	N	28,550			1				83.35	17	1 - 8		9340	9460	9780	
KA 36 125	3 X 125	N	28,550				1			83.35	22	1 - 8		9340	9460	9780	
KA 36 125	3 X 125	N	28,550					1		83.35	27	1 - 8		9340	9460	9780	
KA 36 125	3 X 125	N	28,550						1	83.35	32	1 - 8		9340	9460	9780	
X												-					
X												-					
X												-					
X												-					
X												-					
X												-					
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	1	1	1					51940	51720	53400	
CARGA INST. TOTAL			156,930	14,180	28,550	28,550	28,550	28,550	28,550	28,550	458.14	Caída Max Deriv :					
CARGA CONTINUA			156,930	14,180	28,550	28,550	28,550	28,550	28,550		INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO			
CARGA NO CONTINUA											3 x 600			3.15%			

El tablero Subgeneral TG-AN-PB-TC de zona C, que alimenta los tableros de distribución de alumbrado normal, que es de tipo I-LINE:

TABLERO : S		OBRA : MEXICALI		TENSION: 220 127													
UBICACIÓN : SUBGENERAL ZONA C		MARCA : SQARED		Caída Max 1.00													
COBERTURA : ALUMBRADO NORMAL		TIPO : I-LINE KA225M122A		F.POT : 0.90													
FECHA : TG-AN-PB-TC		FASES : 3		HILOS : 4													
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [VA]	T-AN-01-SM	T-AN-02-TC	T-AN-03-TC	T-AN-04-TC	T-AN-05-TC	T-AN-06-TC	CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	BALANCEO			
														FASE A	FASE B	FASE C	
FA 36 040	3 X 40	N	6,126	1						17.88	7	1 - 6		2016	2066	2042	
FA 36 050	3 X 50	N	10,106		1					29.50	12	1 - 2		3426	3314	3366	
FA 36 050	3 X 50	N	10,106			1				29.50	17	1 - 2		3426	3314	3366	
FA 36 050	3 X 50	N	10,106				1			29.50	22	1 - 2		3426	3314	3366	
FA 36 050	3 X 50	N	10,106					1		29.50	27	1 - 1/0		3426	3314	3366	
FA 36 050	3 X 50	N	10,106						1	29.50	32	1 - 1/0		3426	3314	3366	
X												-					
X												-					
X												-					
X												-					
X												-					
X												-					
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	1	1	1					19146	18636	18872	
CARGA INST. TOTAL			56,656	6,126	10,106	10,106	10,106	10,106	10,106	165.40	Caída Max Deriv :						
CARGA CONTINUA			56,656	6,126	10,106	10,106	10,106	10,106	10,106		INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO			
CARGA NO CONTINUA											3 x 200			2.66%			

El tablero General Normal que alimenta la zona A, B y C, que alimenta los tableros Subgenerales:

TABLERO : G		OBRA : MEXICALI		TENSION: 220 127																	
UBICACIÓN : GENERAL NORMAL		MARCA : SQUARE D		Caída Max 1.00																	
COBERTURA : GENERAL NORMAL		TIPO : QDPACT M40		F.POT 0.90																	
FECHA :		FASES : 3		HILOS : 4																	
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [VA]	AN-SOT-1	AN-SOT-2	AN-PB-JD	AN-PB-TU	AN-PB-TC	ON-PB-JD	ON-PB-TU	ON-PB-TC	AA-PB	T-EMERG	CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	BALANCEO			
												FASE A	FASE B					FASE C			
FA36070	3 X 70	N	11,532	1										33.67	47	1 - 2		3868	3880	3784	
FA36070	3 X 70	N	11,340		1									33.11	55	1 - 2		3716	3716	3908	
KA36175	3 X 175	N	44,988			1								131.34	30	1 - 2/0		15002	15224	14762	
KA36150	3 X 150	N	41,248				1							120.42	65	1 - 2/0		13604	13642	14002	
KA36200	3 X 200	N	56,656					1						165.40	75	1 - 4/0		19146	18638	18872	
MA36500	3 X 500	N	123,432						1					360.34	30	2 - 2/0		41440	40300	41692	
LA36400	3 X 400	N	112,580							1				328.66	65	3 - 2/0		37040	37580	37960	
MA36600	3 X 600	N	157,060								1			458.52	68	3 - 3/0		51940	51720	53400	
LA36350	3 X 350	N	95,091									1		277.61	30	2 - 1/0		31697	31697	31697	
M20	3 X 2000	N	665,495										1	1942.82	90	6 - 4/0		223331	223114	219050	
R																-					
R																-					
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					440784	439511	439127	
CARGA INST. TOTAL			1,319,422	11,532	11,340	44,988	41,248	56,656	123,432	112,580	157,060	95,091	665,495	3851.86	Caída Max Deriv :						
CARGA CONTINUA			1,319,422	11,532	11,340	44,988	41,248	56,656	123,432	112,580	157,060	95,091	665,495		INTERRUPTOR PRINCIPAL			DESBALANCEO MAXIMO			
CARGA NO CONTINUA															3 x 4000			0.38%			

Con la disposición de los equipos de aire acondicionado y los datos proporcionados por el área de especialidad:

UNIDAD ENFRIADORA DE AGUA																				
CLAVE	TIPO	CAP. TR	EVAPORADOR				CONDENSADOR				REFRIGERANTE	VOLTS	FASES	CPS	AMP	SERVICIO	LOCALIZACION	SELECCION		CLAVE
			TS (°F)	TE (°F)	GPM	Δ P PIES C.A.	TS (°F)	TE (°F)	GPM	Δ P PIES C.A.								MARCA	MODELO	
UEA - 01	TORNILLO	302	55	45	722	12.3	100	90	886	13	AGUA	440	3	60	379.70	A UMAS EN TODOS LOS NIVELES	CASA DE MAQUINAS	TRANE	RTHC-C2D3E3	UEA - 01
UEA - 02	TORNILLO	302	55	45	722	12.3	100	90	886	13	AGUA	440	3	60	379.70	A UMAS EN TODOS LOS NIVELES	CASA DE MAQUINAS	TRANE	RTHC-C2D3E3	UEA - 02
UEA - 03	TORNILLO	302	55	45	722	12.3	100	90	886	13	AGUA	440	3	60	379.70	A UMAS EN TODOS LOS NIVELES	CASA DE MAQUINAS	TRANE	RTHC-C2D3E3	UEA - 03

BOMBA DE AGUA HELADA														
CLAVE	TIPO	GASTO GPM	CARGA pies C.A.	IMPULSOR Ø"	MOTOR ELECTRICO					SERVICIO	LOCALIZACION	SELECCION		CLAVE
					HP	VOLTS	FASES	CPS	RPM			MARCA	MODELO	
BAH - 01	344	722	143	12	40	440	3	60	1750	A ENFRIADORAS	CASA DE MAQUINAS	A.PICSA	5x6x12	BAH - 01
BAH - 02	344	722	143	12	40	440	3	60	1750	A ENFRIADORAS	CASA DE MAQUINAS	A.PICSA	5x6x12	BAH - 02
BAH - 03	344	722	143	12	40	440	3	60	1750	A ENFRIADORAS	CASA DE MAQUINAS	A.PICSA	5x6x12	BAH - 03

BOMBA DE AGUA DE CONDENSADOS														
CLAVE	TIPO	GASTO GPM	CARGA pies C.A.	IMPULSOR Ø"	MOTOR ELECTRICO					SERVICIO	LOCALIZACION	SELECCION		CLAVE
					HP	VOLTS	FASES	CPS	RPM			MARCA	MODELO	
BAC - 01	344	886	63	9	20	440	3	60	1750	A TORRES	CASA DE MAQUINAS	A.PICSA	5x6x11	BAC - 01
BAC - 02	344	886	63	9	20	440	3	60	1750	A TORRES	CASA DE MAQUINAS	A.PICSA	5x6x11	BAC - 02
BAC - 03	344	886	63	9	20	440	3	60	1750	A TORRES	CASA DE MAQUINAS	A.PICSA	5x6x11	BAC - 03

TORRE DE ENFRIAMIENTO														
CLAVE	CAPACIDAD G.P.M.	T.E. °F	T.S. °F	T.B.H. °F	MOTOR ELECTRICO					SERVICIO	LOCALIZACION	SELECCION		CLAVE
					HP	VOLTS	FASES	CPS	RPM			MARCA	MODELO	
TE - 01	886	100	90	82.4	15	440	3	60	1750	A ENFRIADORAS	CASA DE MAQUINAS	B. A. C.	33269	TE - 01
TE - 02	886	100	90	82.4	15	440	3	60	1750	A ENFRIADORAS	CASA DE MAQUINAS	B. A. C.	33269	TE - 02

U N I D A D M A N E J A D O R A D E A I R E
N I V E L 1°

CLAVE	TIPO	P C M	PRESION ESTÁTICA C.A.	MOTOR ELECTRICO			CALOR MBTU		SERPENTIN DE AGUA HELADA			SERVICIO	LOCALIZACION	MARCA	MODELO	PESO (LB)	CLAVE			
				RPM	TIPO	HP	VOLTS	FASES	CPG	TOTAL	SENSIBLE							HILERAS	ALETAS	AREA EN P ₁
UMA-01	UNIZONA	18.100	1.5	565	CENTRIFUGO	15	440	3	80	556.13	479.63	6	12	34.14	OFFICINAS NIVEL 1	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	MCCA085	4288	UMA-01
UMA-02	UNIZONA	13.400	1.5	850	CENTRIFUGO	15	440	3	80	403.1	356.16	6	9	25	OFFICINAS NIVEL 1	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA25	1596.6	UMA-02
UMA-03	UNIZONA	8.800	1.5	878	CENTRIFUGO	7 1/2	440	3	80	196.4	177.95	6	9	12	OFFICINAS NIVEL 1	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA12	936.2	UMA-03
UMA-04	UNIZONA	1.500	1.5	1794	CENTRIFUGO	1 1/2	440	3	80	43.8	38.46	6	6	4	OFFICINAS NIVEL 1	ENTRE LOSA Y PLAFON	TRANE	BCHB36	182.2	UMA-04
UMA-05	UNIZONA	1.500	1.5	1794	CENTRIFUGO	1 1/2	440	3	80	43.8	38.46	6	6	4	OFFICINAS NIVEL 1	ENTRE LOSA Y PLAFON	TRANE	BCHB36	182.2	UMA-05

N I V E L 2°, 3° Y 4°

CLAVE	TIPO	P C M	PRESION ESTÁTICA C.A.	MOTOR ELECTRICO			CALOR MBTU		SERPENTIN DE AGUA HELADA			SERVICIO	LOCALIZACION	MARCA	MODELO	PESO (LB)	CLAVE			
				RPM	TIPO	HP	VOLTS	FASES	CPG	TOTAL	SENSIBLE							HILERAS	ALETAS	AREA EN P ₁
UMA-01	UNIZONA	14.100	1.5	752	CENTRIFUGO	15	440	3	80	420.97	378.04	6	9	30	OFFICINAS NIVEL 2,3 Y 4	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA30	1802.2	UMA-01
UMA-02	UNIZONA	10.800	1.5	822	CENTRIFUGO	10	440	3	80	310.08	281.96	6	9	25	OFFICINAS NIVEL 2,3 Y 4	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA25	1596.6	UMA-02
UMA-03	UNIZONA	12.700	1.5	718	CENTRIFUGO	10	440	3	80	349.89	329.15	6	9	30	OFFICINAS NIVEL 2,3 Y 4	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA30	1802.2	UMA-03
UMA-04	UNIZONA	1.000	0.3	1387	CENTRIFUGO	1/2	440	3	80	33.03	27.53	6	6	3	OFFICINAS NIVEL 2,3 Y 4	ENTRE LOSA Y PLAFON	TRANE	BCHB24	130.4	UMA-04

N I V E L 5°

CLAVE	TIPO	P C M	PRESION ESTÁTICA C.A.	MOTOR ELECTRICO			CALOR MBTU		SERPENTIN DE AGUA HELADA			SERVICIO	LOCALIZACION	MARCA	MODELO	PESO (LB)	CLAVE			
				RPM	TIPO	HP	VOLTS	FASES	CPG	TOTAL	SENSIBLE							HILERAS	ALETAS	AREA EN P ₁
UMA-01	UNIZONA	14.100	1.5	752	CENTRIFUGO	15	440	3	80	420.97	378.04	6	9	30	OFFICINAS NIVEL 5	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA30	1802.2	UMA-01
UMA-02	UNIZONA	10.800	1.5	822	CENTRIFUGO	10	440	3	80	310.08	281.96	6	9	25	OFFICINAS NIVEL 5	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA25	1596.6	UMA-02
UMA-03	UNIZONA	12.700	1.5	718	CENTRIFUGO	10	440	3	80	349.89	329.15	6	9	30	OFFICINAS NIVEL 5	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA30	1802.2	UMA-03
UMA-04	UNIZONA	1.000	0.3	1387	CENTRIFUGO	1/2	440	3	80	33.03	27.53	6	6	3	OFFICINAS NIVEL 5	ENTRE LOSA Y PLAFON	TRANE	BCHB24	130.4	UMA-04

N I V E L 6°

CLAVE	TIPO	P C M	PRESION ESTÁTICA C.A.	MOTOR ELECTRICO			CALOR MBTU		SERPENTIN DE AGUA HELADA			SERVICIO	LOCALIZACION	MARCA	MODELO	PESO (LB)	CLAVE			
				RPM	TIPO	HP	VOLTS	FASES	CPG	TOTAL	SENSIBLE							HILERAS	ALETAS	AREA EN P ₁
UMA-01	UNIZONA	15.300	1.5	780	CENTRIFUGO	15	440	3	80	451.36	406.94	6	9	30	OFFICINAS NIVEL 6	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA30	1802.2	UMA-01
UMA-02	UNIZONA	13.900	1.5	938	CENTRIFUGO	15	440	3	80	404.7	366.34	6	9	25	OFFICINAS NIVEL 6	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	LPCA25	1596.6	UMA-02
UMA-03	UNIZONA	3.400	0.3	1006	CENTRIFUGO	2	440	3	80	110.89	93.89	6	6	8	OFFICINAS NIVEL 6	CUARTO DE MAQUINAS	TRANE	BCHB30	274.8	UMA-03

Se tienen los siguientes cuadros de carga, el tablero de distribución T-UC-AZ-MN que alimenta las unidades condensadoras de la azotea:

TABLERO : D		OBRA : MEXICALI		TENSION: 440 254																							
UBICACIÓN : AZOTEA		MARCA : SQARED		Calda Max 2.00																							
COBERTURA : AIRE ACONDICIONADO		TIPO : NF54 4AB 22S		F.POT : 0.90																							
NOMBRE : T-UC-AZ-MN		FASES : 3		HILOS : 4																							
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [VA]	UC-21	UC-22	UC-23	UC-24	UC-25	UC-26	UC-27	UC-28	UC-29	UC-30	UC-31	UC-32	UC-33	UC-34	UC-35	UC-36	UC-37	CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	B A L A N C E O		
																									FASE A	FASE B	FASE C
1, 3, 5	3 X 30 N		2,800	1																	4.09	59	1 - 10	0.36	933	933	933
7, 9, 11	3 X 30 N		3,600		1																5.25	99	1 - 10	0.78	1200	1200	1200
13, 15, 17	3 X 30 N		3,600			1															5.25	30	1 - 10	0.24	1200	1200	1200
19, 21, 23	3 X 30 N		3,600				1														5.25	28	1 - 10	0.22	1200	1200	1200
25, 27, 29	3 X 30 N		3,600					1													5.25	26	1 - 10	0.20	1200	1200	1200
31, 33, 35	3 X 30 N		3,600						1												5.25	58	1 - 10	0.48	1200	1200	1200
37, 39, 41	3 X 30 N		2,800							1											4.09	57	1 - 10	0.35	933	933	933
43, 45, 47	3 X 30 N		3,600								1										5.25	97	1 - 10	0.76	1200	1200	1200
49, 51, 53	3 X 30 N		3,600									1									5.25	32	1 - 10	0.25	1200	1200	1200
2, 4, 6	3 X 30 N		3,600										1								5.25	30	1 - 10	0.24	1200	1200	1200
8, 10, 12	3 X 30 N		3,600											1							5.25	28	1 - 10	0.22	1200	1200	1200
14, 16, 18	3 X 30 N		3,600												1						5.25	56	1 - 10	0.44	1200	1200	1200
20, 22, 24	3 X 30 N		2,800													1					4.08	10	1 - 10	0.06	933	933	933
26, 28, 30	3 X 30 N		3,600														1				5.25	15	1 - 10	0.12	1200	1200	1200
32, 34, 36	3 X 30 N		3,600															1			5.25	13	1 - 10	0.10	1200	1200	1200
38, 40, 42	3 X 30 N		3,600																1		5.25	17	1 - 10	0.13	1200	1200	1200
44, 46, 48	3 X 30 N		3,600																	1	5.25	21	1 - 10	0.16	1200	1200	1200
R	N																										
(1) Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1							
CARGA INST. TOTAL			58,800	2,800	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	2,800	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	2,800	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	85.83	Caída Max Denv	0.75	19600	19600	19600
CARGA CONTINUA			58,800	2,800	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	2,800	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	2,800	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	INTERRUPTOR PRINCIPAL					DESBALANCEO MAXIMO
CARGA NO CONTINUA																						3	x	125			

El tablero Subgeneral T-CHILLER de Fuerza, que alimenta los equipos de aire acondicionado y un tableros de distribución de unidades condensadoras, que es de tipo I-LINE:

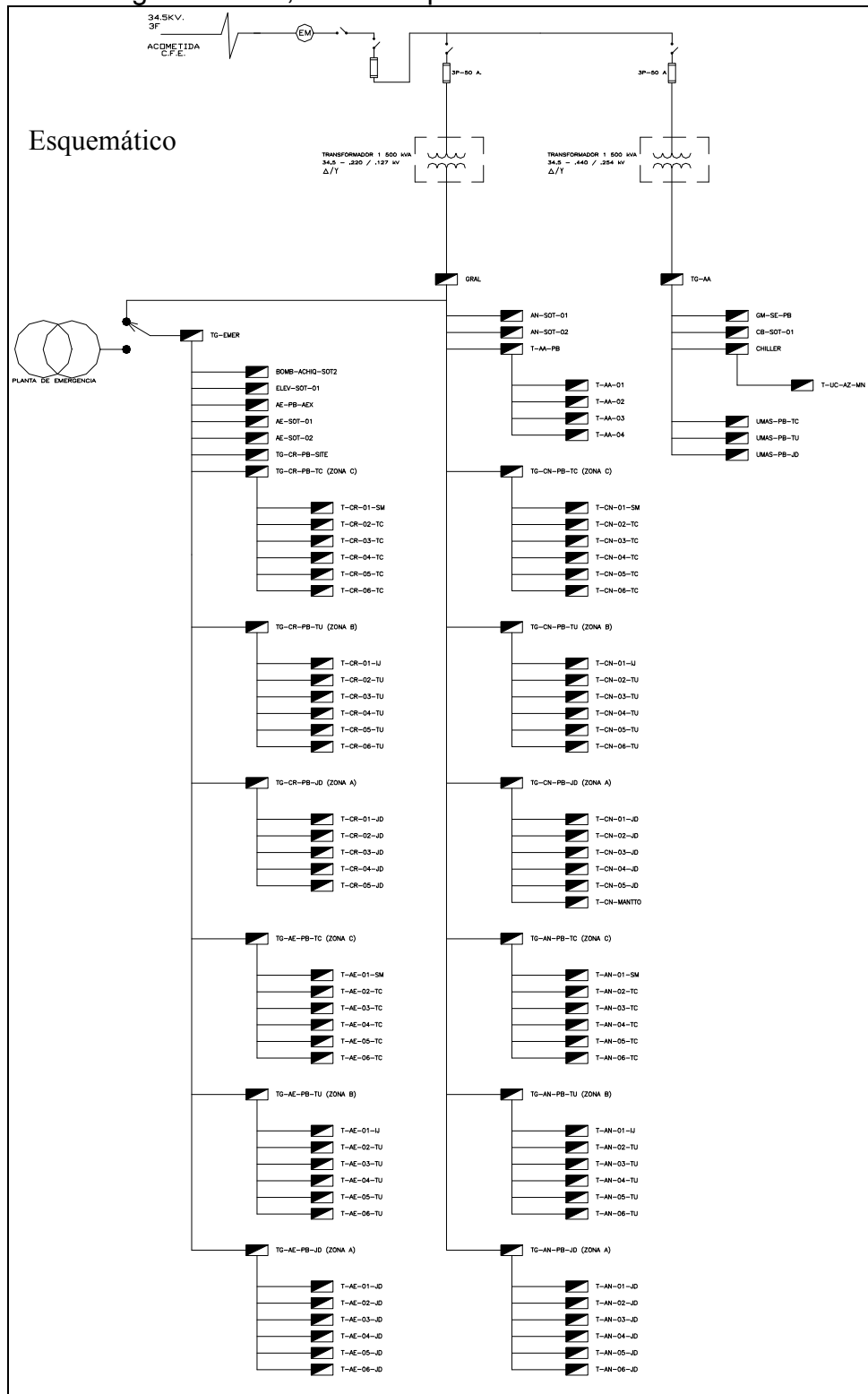
TABLERO : S		OBRA : MEXICALI		TENSION: 440 254																		
UBICACIÓN : AZOTEA		MARCA : SQARED		Caida Max : 2.00																		
COBERTURA : AIRE ACONDICIONADO		TIPO : ILINE NA1200M203PA		F.POT : 0.90																		
NOMBRE : T-CHILLER		FASES : 3		HILOS : 4																		
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [VA]	CHILLER-1	CHILLER-2	CHILLER-3	B.A.C 01	B.A.C 02	B.A.C 03	B.A.H 01	B.A.H 02	B.A.H 03	T.E 01	T.E 02	T-UC-AZ	CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	B A L A N C E O		
																				FASE A	FASE B	FASE C
150 HP	3 X 600	N	119,900	1												175.02	12	1 - 350	1.97	39967	39967	39967
150 HP	3 X 600	N	119,900		1											175.02	10	1 - 350	1.65	39967	39967	39967
150 HP	3 X 600	N	119,900			1										175.02	12	1 - 350	1.97	39967	39967	39967
40 HP	3 X 100	N	29,840				1									43.56	15	1 - 2	0.15	9947	9947	9947
40 HP	3 X 100	N	29,840					1								43.56	14	1 - 2	0.14	9947	9947	9947
40 HP	3 X 100	N	29,840						1							43.56	13	1 - 2	0.13	9947	9947	9947
20 HP	3 X 30	N	14,920							1						21.78	10	1 - 8	0.33	4973	4973	4973
20 HP	3 X 30	N	14,920								1					21.78	9	1 - 8	0.29	4973	4973	4973
20 HP	3 X 30	N	14,920									1				21.78	8	1 - 8	0.26	4973	4973	4973
15 HP	3 X 30	N	11,190										1			16.33	8	1 - 10	0.20	3730	3730	3730
15 HP	3 X 30	N	11,190											1		16.33	11	1 - 10	0.27	3730	3730	3730
TABLERO	3 X 125	N	58,800												1	85.63	11	1 - 10	0.14	19600	19600	19600
R	N																					
R	N																					
R	N																					
R	N																					
R	N																					
R	N																					
R	N																					
R	N																					
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1							
CARGA INST. TOTAL			575,160	119,900	119,900	119,900	29,840	29,840	29,840	14,920	14,920	14,920	11,190	11,190	58,800	839.55	Caida Max Deriv	1.97	191720	191720	191720	
CARGA CONTINUA			575,160	119,900	119,900	119,900	29,840	29,840	29,840	14,920	14,920	14,920	11,190	11,190	58,800					INTERRUPTOR PRINCIPAL		DESBALANCEO MAXIMO
CARGA NO CONTINUA																				3	x	1200

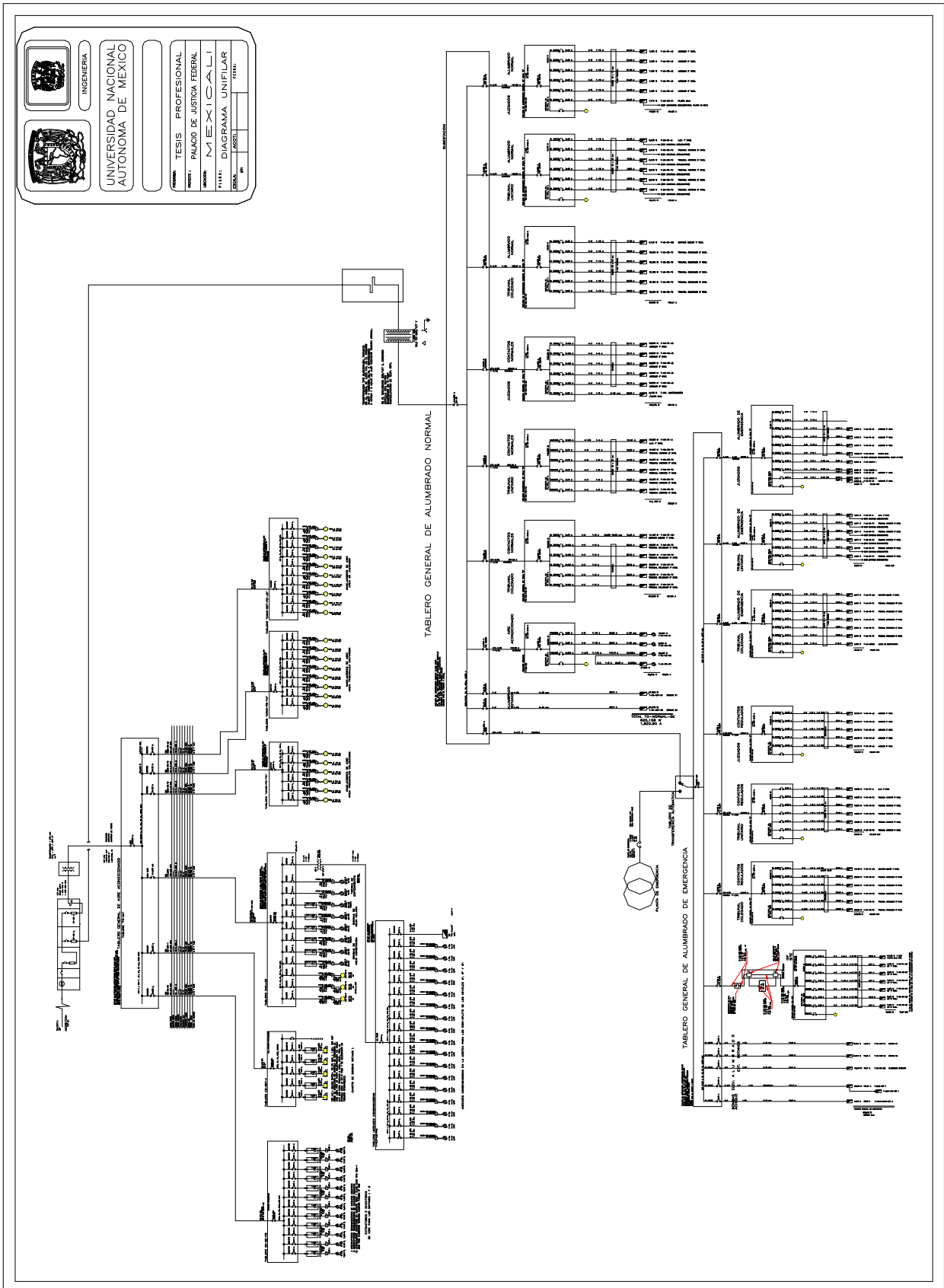
El tablero General de Fuerza que alimenta los tableros Subgenerales de equipos de aire acondicionado y es de tipo QDpact:

TABLERO : G		OBRA : MEXICALI		TENSION: 440 254												
UBICACIÓN : AZOTEA		MARCA : SQARED		Caida Max : 1.00												
COBERTURA : AIRE, BOMBAS, CHILLERS		TIPO : QDPACT M20		F.POT : 0.90												
FECHA : GENERAL FUERZA		FASES : 3		HILOS : 4												
CIRCUITO	I N T (P x A)	T I P O	CARGA INSTAL [VA]	GM-SE-PB	CB-SOT-1	T-CHILLER	UMAS-PB-TC	UMAS-PB-TU	UMAS-PB-JD	CORR [Amp]	LONG [m]	ALIMENT No Cal	CAIDA [%]	B A L A N C E O		
														FASE A	FASE B	FASE C
KA 36 250	3 X 250	N	134,280	1						196.01	8	1 - 3/0		44760	44760	44760
KA 36 250	3 X 250	N	93,249		1					136.11	40	1 - 2/0		34509	34509	34509
NA 36 1200	3 X ###	N	590,700			1				862.24	90	4 - 4/0		200326	200326	200326
KA 36 125	3 X 125	N	52,221				1			76.23	70	1 - 1/0		20833	20833	20833
KA 36 125	3 X 125	N	48,864					1		71.33	74	1 - 1/0		19714	19714	19714
KA 36 125	3 X 150	N	62,664						1	91.47	45	1 - 1/0		24314	24314	24314
X	N															
X	N															
X	N															
X	N															
X	N															
X	N															
(1)Carga Continua; (2) Carga No Cont.				1	1	1	1	1	1							
CARGA INST. TOTAL			981,978	134,280	93,249	590,700	52,221	48,864	62,664	1433.38	Caida Max Deriv			344456	344456	344456
CARGA CONTINUA			981,978	134,280	93,249	590,700	52,221	48,864	62,664					INTERRUPTOR PRINCIPAL		DESBALANCEO MAXIMO
CARGA NO CONTINUA														3	x	2000

4.5 DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar nos muestra datos básicos de los equipos utilizados para la distribución de energía eléctrica, así como parámetros eléctricos de diseño.





4.6 ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO IEEE Std 141-1993

El sistema eléctrico de energía en edificios comerciales e institucionales será diseñada para servir a las cargas de una manera segura y confiable. Una de las principales consideraciones en el sistema de un diseño eléctrico es el adecuado control de las fallas de corto circuito de fase a tierra, de fase a fase y la trifásica. La corriente de corto circuito es una sobrecorriente resultado de una falla de impedancia despreciable entre conductores vivos teniendo una diferencia de potencial por debajo de las condiciones normales de operación.

Aún el sistema eléctrico mejor diseñado ocasionalmente experimenta corto circuitos resultando en corrientes anormalmente grandes. Los dispositivos de protección de sobrecorriente tales como interruptores y fusibles deben aislar la falla sin peligro en el lugar de la misma, con el mínimo daño al circuito y al equipo además de una mínima interrupción de la operación de la planta. Otras partes del sistema tales como cables, ductos, e interruptores de desconexión deberán soportar el esfuerzo mecánico y térmico resultado del flujo máximo de la corriente de falla a través de ellos. Las magnitudes de las corrientes de falla son usualmente estimadas por cálculo, y el equipo es seleccionado usando los resultados del cálculo.

La corriente que fluye durante un corto circuito a cualquier punto en un sistema esta limitado por la impedancia del circuito y del equipo desde la fuente o fuentes hasta el punto de falla y no esta directamente relacionado con la carga del sistema. Sin embargo, adiciones al sistema que incrementan su capacidad para manejar una creciente carga, tales como mas o mas grandes transformadores de entrada desde una compañía de suministro, mientras no afectan la carga normal en algunas partes existentes del sistema, pueden incrementar drásticamente las corrientes de falla. Ya sea que un sistema existente es expandido o un nuevo sistema es instalado, las corrientes de falla disponibles deben ser determinadas para una aplicación apropiada de los dispositivos de protección de sobrecorriente.

Haciendo referencia a la norma en los artículos “110.- REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS:

110-9. Corriente de interrupción. Los equipos diseñados para interrumpir la corriente eléctrica en caso de fallas, deben tener una corriente de interrupción suficiente para la tensión eléctrica nominal del circuito y la intensidad de corriente eléctrica que se produzca en los terminales de la línea del equipo.

El equipo proyectado para interrumpir el paso de corriente eléctrica a otros niveles distintos del de falla, debe tener una corriente de interrupción a la tensión eléctrica nominal del circuito, suficiente para la corriente eléctrica que deba interrumpir.

110-10. Impedancia y otras características del circuito. Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, la impedancia total, las corrientes de interrupción de los componentes y otras características del circuito que haya que proteger, se deben elegir y coordinar de modo que permitan que los dispositivos para protección del circuito contra fallas, operen sin causar daños a los componentes eléctricos del circuito. Se debe considerar que se presenta la falla entre dos o más de los conductores del circuito o entre cualquier conductor del circuito y el conductor de puesta a tierra o la canalización metálica que lo rodea.

El cálculo de las corrientes de corto circuito máximas son casi siempre requeridas. En algunos casos, los valores sostenidos mínimos son también necesitados para verificar los requerimientos de sensibilidad de los dispositivos de protección de corriente sensible.

Este capítulo tiene tres propósitos: primero, presentar algunas consideraciones fundamentales de los cálculos de la corriente de corto circuito; segundo, ilustrar algunos

métodos usados comúnmente para efectuar cálculos con ejemplos típicos; y tercero, proporcionar datos típicos que pueden ser usados en la elaboración de cálculos de la corriente de corto circuito. El tamaño y complejidad de muchos sistemas industriales modernos pueden hacer los cálculos de falla a mano imprácticos debido al tiempo consumido. Las computadoras son generalmente usadas para estudios de corto circuito más grandes. Sea o no las computadoras están disponibles, un conocimiento de la naturaleza de las corrientes de corto circuito y de los procedimientos de cálculo son esenciales para hacer tales estudios,

Fuentes de corriente de falla. Las corrientes a la frecuencia fundamental que fluye durante un corto circuito vienen de las máquinas eléctricas rotatorias. Los capacitores de potencia cargados pueden también producir extremadamente grandes corrientes de descarga de corto circuito transitorias, pero estas son de frecuencia natural mucho más grande que la de la frecuencia de potencia y usualmente de tan corta duración que capacidad de la corriente de corto circuito a la frecuencia de potencia no se incrementa significativamente agregando la descarga del capacitor. Las corrientes de descarga son calculadas como se describe para circuitos RLC en muchos textos de ingeniería eléctrica y un circuito RLC adecuado puede basarse en los datos de un sistema de potencia. Las máquinas rotatorias en los cálculos de falla de la planta industrial pueden ser analizados en cinco categorías:

- a) Generadores síncronos
- b) Motores y condensadores síncronos
- c) Máquinas de Inducción
- d) Sistemas de suministro eléctrico
- e) Motores de ca de inducción o de cd de velocidad variable con equipos de suministro de energía de estado sólido.

La corriente de falla de cada máquina rotatoria es limitada por la impedancia de la máquina y la impedancia entre la máquina y el corto circuito. Las corrientes de falla generalmente no dependen de la carga pre-falla de la máquina. La impedancia de una máquina rotatoria no es un simple valor sino es compleja y variable con el tiempo.

Generadores síncronos. Si un corto circuito es aplicado a las terminales de un generador síncrono, la corriente de corto circuito comienza en un valor grande y decae a un valor de estado estable algún tiempo después del comienzo del corto circuito, Ya que los generadores síncronos continúan manejados por su primotor y tienen su campo externamente excitado, el valor de la corriente de corto circuito persistirá a menos que sea interrumpida por medio de algún medio de desconexión. Para representar ésta característica, Un circuito equivalente consistente de un voltaje constante en serie con una impedancia que varía con el tiempo es usado para representar esta característica. Esta impedancia variable consiste principalmente de reactancia.

Para propósitos de cálculo de la corriente de corto circuito, las normas de la industria han establecido tres nombres específicos para los valores de esta reactancia variable, llamadas reactancia subtransitoria, reactancia transitoria, y reactancia síncrona.

X_d'' = reactancia subtransitoria; determina la corriente durante el primer ciclo después de que ocurre la falla. Alrededor de 0.1 s la reactancia cambia a

X_d' = reactancia transitoria; asumida para determinar la corriente después de varios ciclos a 60 Hz. Alrededor de 1/2 - 2 s la reactancia cambia a

X_d = reactancia sincrónica; este es el valor que determina la corriente que fluye después de que la condición en estado estable es alcanzada.

Debido a que la mayoría de los dispositivos interruptores de corto circuito, tales como interruptores y fusibles operan mejor antes de que las condiciones de estado estable son alcanzadas, la reactancia sincrónica del generador es rara vez usada en el cálculo de corrientes de falla para la aplicación de estos dispositivos.

Los datos disponibles de los generadores sincrónicos de algunos fabricantes incluyen dos valores para la reactancia subtransitoria de eje directo - por ejemplo, la reactancia subtransitoria X_{dv}'' (a voltaje nominal, saturada, pequeña) y X_{di}'' (a corriente nominal, no saturada, grande). Porque un generador en corto circuito puede estar saturado, y por conservatismo, el valor X_{dv}'' es usado para cálculos de corto circuito.

Condensadores y motores sincrónicos. Los motores sincrónicos suministran corriente a la falla tanto como los generadores sincrónicos lo hacen. Cuando una falla causa que el voltaje del sistema se caiga, el motor sincrónico recibe menos potencia del sistema para mover su carga. Al mismo tiempo, el voltaje interno causa corriente fluyendo hacia la falla del sistema. La inercia del motor y su carga actúan como un primotor y, manteniendo la excitación del campo, el motor actúa como generador suministrando corriente de falla. Esta corriente de falla disminuye tanto como el campo magnético en la máquina decae.

El circuito equivalente del generador es usado también para motores sincrónicos. Otra vez, un voltaje constante y las mismas tres reactancias X_d'' , X_d' , y X_d son usadas para establecer valores de corriente en tres puntos en el tiempo.

Los condensadores sincrónicos son tratados de la misma manera que los motores sincrónicos.

Máquinas de inducción. Un motor de inducción de jaula de ardilla contribuirá con corriente a un sistema de potencia en corto circuito. Esto es generado por la inercia del motor en presencia de flujo de campo producido por inducción del estator en vez de un devanado de campo de cd. Ya que este flujo decae en pérdida de voltaje de la fuente causado por una falla en las terminales del motor, la contribución de corriente de un motor de inducción a la falla se reduce y desaparece completamente después de unos cuantos ciclos. Porque la excitación del campo no es mantenida, no hay valor de corriente de falla de estado estable como en las máquinas sincrónicas.

Otra vez, el mismo circuito equivalente es usado, pero los valores de reactancia transitoria y reactancia sincrónica se aproximan a infinito. Como una consecuencia, a los motores de inducción sólo son asignados con el valor de reactancia subtransitoria X_d'' . Este valor varía hacia arriba desde la reactancia de rotor bloqueado a considerar para el decaimiento de la contribución de corriente del motor al corto circuito.

Para cálculos de corto circuito, un generador de inducción puede ser tratado de la misma manera que un motor de inducción. Los motores de inducción de rotor devanado normalmente operan con sus anillos del rotor en corto circuito por lo que contribuirán con corriente de corto circuito de la misma manera que los motores de inducción de jaula de ardilla. Ocasionalmente, motores grandes de rotor devanado operan con alguna resistencia externa mantenida en sus circuitos del rotor que pueden tener constantes de tiempo de corto circuito suficientemente pequeñas, que su contribución de corriente de corto circuito, no es significativa y puede ser despreciada. Una investigación específica deberá ser hecha para determinar si se desprecia la contribución de un motor de rotor devanado.

Sistema de suministro eléctrico. Los generadores remotos del suministro de energía eléctrica son fuente de corto circuito, frecuentemente a través de un transformador de suministro. El circuito equivalente del generador puede ser usado para representar el sistema de suministro. Los generadores del sistema de suministro están usualmente lejos de la planta industrial. La corriente contribuyendo al corto circuito en la planta remota parece ser sólo pequeño incremento en la corriente de carga a la muy grande estación central de generadores, y esta contribución de corriente tiende a permanecer constante. Por lo tanto, el sistema de suministro eléctrico es usualmente representado en la planta por un solo valor de impedancia equivalente referido al punto de conexión.

Motores de ca de inducción o de cd de velocidad variable con equipos de suministro de energía de estado sólido. Algunos motores de ca de inducción o de cd de velocidad variable, controlan su velocidad ajustando la frecuencia o el voltaje de cd, los equipos de suministro de energía de estado sólido, pueden, bajo ciertas condiciones, contribuir con corriente desde los motores al corto circuito en la entrada del sistema de energía eléctrica de ca. El diseño del equipo de suministro de energía determina si una corriente puede o no ser “alimentada de regreso” desde los motores. Cuando se puede, el modo de operación del suministro de energía en el tiempo del corto circuito del sistema de energía usualmente determina la magnitud y duración de la corriente alimentada de regreso. Para algunos motores, la duración es limitada por las funciones de protección del equipo de suministro eléctrico a menos de un ciclo de la frecuencia de potencia. El fabricante del suministro de energía de frecuencia ajustable o voltaje de cd deberá ser consultado para información sobre si motores de inducción de ca o motores de cd de velocidad variable pueden contribuir con corriente alimentada de regreso al corto circuito del sistema de energía de ca, y si es así, bajo que condiciones de operación y con cuanto.

Fundamentos de cálculo de corrientes de corto circuito. La ley de Ohm, $I = E/Z$, es la relación básica usada en determinar I , la corriente de corto circuito, donde E es el voltaje manejado de la fuente, y Z es la impedancia desde la fuente hasta el corto circuito incluyendo la impedancia de la fuente.

La mayoría de los sistemas industriales tienen múltiples fuentes de corriente de suministro a un corto circuito debido a que cada motor puede contribuir. Un paso en el cálculo de la corriente de corto circuito es la simplificación del sistema con múltiples fuentes a la condición donde la relación básica se aplica.

Propósito de los cálculos. La complejidad del sistema y el equipo y la falta de los parámetros precisos hacen que los cálculos exactos de las corrientes de corto circuito sean extremadamente difíciles, pero precisión extrema es innecesaria. Los cálculos descritos proveen una exactitud razonable para los límites máximo y mínimo de corrientes de corto circuito. Esto satisface las razones usuales para efectuar los cálculos.

Los valores máximos de corriente de corto circuito calculados son usados para los dispositivos de interrupción de un adecuado valor de corto circuito, para verificar la capacidad de los componentes del sistema para soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos, y para determinar la coordinación tiempo corriente de los relevadores de protección. Los valores mínimos de corriente de corto circuito son a veces estimados como fracciones de los valores máximos. Si es así, es sólo necesario calcular los valores máximos de corriente de corto circuito.

Para calcular la corriente máxima de corto circuito, el sistema de energía eléctrica industrial deberá tener el mayor número esperado de máquinas rotatorias conectadas (usualmente con el sistema a plena carga futura),

Tipos de falla. En un sistema industrial, la condición de falla trifásica es frecuentemente considerada la única, ya que este tipo de corto circuito generalmente resulta en la corriente máxima de corto circuito.

Corrientes de corto circuito de línea a línea son aproximadamente 87% de las corrientes de corto circuito trifásica. Las corrientes de corto circuito de línea a tierra puede oscilar en los sistemas de suministro desde un pequeño porcentaje hasta posiblemente 125% del valor trifásico. En sistemas industriales las corrientes de falla de línea a tierra más grandes que el valor trifásico son raros, excepto cuando cortos circuitos francos están cerca de devanados en estrella con el neutro solidamente aterrizado de sus generadores o transformadores de dos devanados, delta – estrella, tipo núcleo.

Asumiendo que la condición de falla trifásica también simplifica los cálculos. El sistema incluyendo el corto circuito, permanece simétrica cerca del punto neutro, sea o no que el punto neutro este aterrizado y sin importar la conexión del transformador en estrella o delta. La corriente de corto circuito trifásica balanceada puede ser calculada usando un circuito equivalente de una sola fase que tiene sólo voltaje e impedancia de línea a neutro.

Al calcular la máxima corriente de corto circuito, se asume que la conexión de corto circuito tiene una impedancia cero (es “franca”) sin efecto de limitación de corriente debida al corto circuito mismo. Se deberá reconocer, sin embargo, que los cortos circuitos actuales frecuentemente involucran arqueo, y la impedancia de arco variable puede reducir apreciablemente las magnitudes de corriente de corto circuito en baja tensión.

En sistemas de baja tensión, los valores mínimos de corriente de corto circuito son algunas veces calculados para de los conocidos efectos de arqueo. Estudios analíticos indican que las corrientes de corto circuito de arqueo sostenidas, en por unidad de valores de falla franca, pueden típicamente ser tan bajos como

- (1) 0.89 en 480 V y 0.12 en 208 V para arqueo trifásico
- (2) 0.74 en 480 V y 0.02 en 208 V para arqueo de línea a línea una sola fase
- (3) 0.38 en 277 V y 0.01 en 120 V para arqueo de línea a neutro una sola fase

Circuito básico equivalente. La ecuación básica encuentra la corriente de un circuito simple teniendo una fuente de voltaje y una impedancia. En la ecuación básica, el voltaje E representa un solo voltaje global manejado del sistema, el cual reemplaza los voltajes individuales desiguales generados actuando dentro de las máquinas rotatorias separadas. Este voltaje es igual al voltaje prefalla en el punto de conexión de corto circuito. La impedancia Z es una reducción de las impedancias de la red representando todos los elementos significativos del sistema de energía conectado al punto de corto circuito incluyendo las impedancias internas de la fuente.

Este circuito equivalente del sistema de potencia es una transformación válida del circuito de acuerdo con el teorema de Thevenin. Este permite una determinación de la corriente de corto circuito a los valores de impedancias usados del sistema.

Ordinariamente, el voltaje prefalla es tomado como el voltaje nominal del sistema en el punto de corto circuito porque este está cerca al voltaje de operación máximo bajo

condiciones de plena carga del sistema, por consiguiente las corrientes de corto circuito se aproximarán al máximo. Un voltaje mas grande que el nominal podría ser usado en un caso inusual cuando el voltaje del sistema a plena carga se observará a ser por encima del nominal.

La representación de una sola fase de un sistema trifásico balanceado usa impedancias por fase y el voltaje del sistema manejado de línea a neutro. El voltaje de línea a neutro es el voltaje de línea a línea dividido por $\sqrt{3}$.

Los cálculos pueden usar impedancias en ohms y voltajes en volts, o ambos en por unidad. Los cálculos en por unidad simplifican los estudios de corto circuito para sistemas industriales que involucran voltajes de diferentes niveles. Cuando se usa el sistema en por unidad, el voltaje manejado es igual a 1.0 en por unidad si los voltajes base son iguales a los voltajes nominales del sistema.

Los elementos principales de impedancia debe ser siempre incluidos en el cálculo de la corriente de corto circuito. Estas son impedancias de transformadores, barras, cables, conductores, y máquinas rotatorias. Hay otras impedancias de circuito, como aquellas asociadas con interruptores, transformadores de corriente tipo devanado o barra, estructuras de barra, y conexiones de barra, estos son usualmente lo suficiente pequeños para ser despreciados en los cálculos de corto circuito en sistemas de media y alta tensión, porque la exactitud del cálculo generalmente no es afectado. Omitiéndolas proporciona corrientes de corto circuito ligeramente mas conservativas (superiores). Sin embargo, en sistemas de baja tensión, y particularmente en 208 V, hay casos donde la impedancia de estos elementos es apreciable y su inclusión puede reducir significativamente la corriente de corto circuito calculada.

También, la practica usual es despreciar la presencia de cargas estáticas (tales como alumbrado y calefacción eléctrica) en la red, no obstante el hecho de que su impedancia asociada es realmente conectada en derivación con otras ramas de la red. Esta aproximación es considerada valida puesto que usualmente el factor de potencia relativamente alto de las impedancias de la carga estática son grandes y aproximadamente 90° fuera de fase comparados a las impedancias de las otras ramas en paralelo altamente reactivas de la red.

En circuitos de ca, la impedancia Z es el vector suma de resistencia R y reactancia X . Es siempre aceptable calcular las corrientes de corto circuito usando vectores de impedancia en el circuito equivalente. Para la mayoría de los cálculo de la magnitud de la corriente de corto circuito en media o alta tensión, y para algunos en baja tensión, donde las reactancias son mucho mas grandes que las resistencias, es suficientemente aproximado, conservativo, y simple ignorar las resistencias y solo usar reactancias.

Para muchos cálculos en baja tensión, sin embargo, las resistencias no deberán ser ignoradas porque las corrientes calculadas podrían ser sobre conservativas.

Las resistencias son definitivamente necesitadas para cálculos de relaciones X/R cuando son aplicadas en interruptores de alta y media tensión, pero estas son analizadas en una red separada de la red de reactancias.

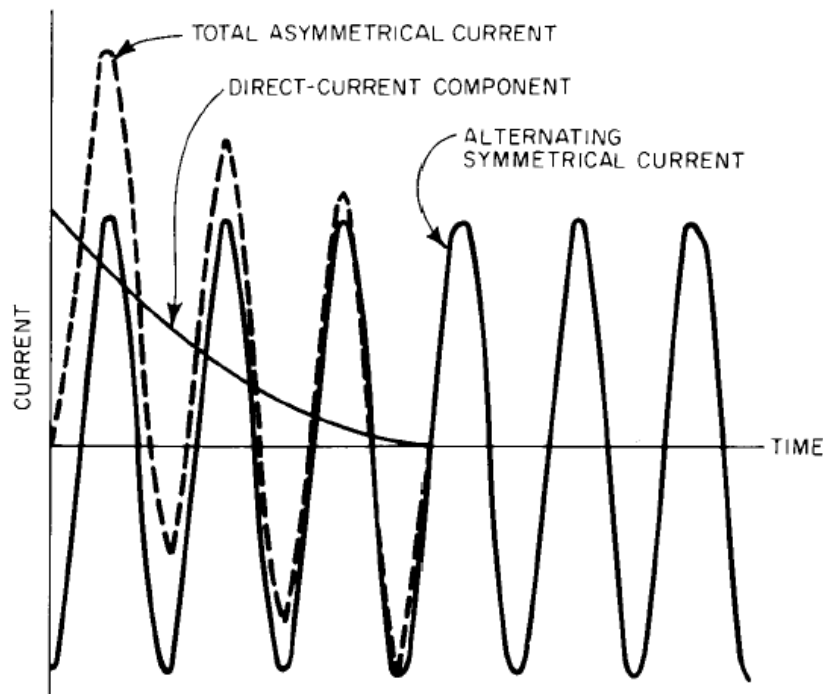
Restricciones de los cálculos simplificados. En el comportamiento con los problemas practicaos de día a día, el analista deberá adoptar las siguientes metas:

- a) Seleccionar el lugar optimo y tipo de falla para satisfacer el propósito del cálculo

- b) Establecer el modelo del circuito eléctrico mas simple del problema que llevará a cabo este propósito y minimizará la complejidad de la solución.
- c) Reconocer la presencia de condiciones del sistema que violan las restricciones impuestas por los métodos analíticos en uso.
- d) Artificialmente introducir correcciones en los resultados calculados para compensar si estas condiciones son lo suficiente grandes para ser significativas.

Una falla trifásica balanceada ha sido asumida y un circuito equivalente simple ha sido descrito. La corriente E/Z calculada con el circuito equivalente es una corriente rms simétrica alterna, porque E es el voltaje rms. Dentro de las restricciones específicas discutidas, esta corriente simétrica puede ser directamente comparada con valores nominales, capacidades, o características de eficiencia del equipo que son expresadas como corrientes simétricas rms.

El análisis anterior de transitorios de conmutación de circuitos inductivos indican que el procedimiento simplificado reconocerá un calculo para asimetría tal como una condición de sistema. La corrección para compensar por asimetría considera la onda de la corriente de corto circuito asimétrica compuesta de dos componentes. Una es la componente de ca simétrica E/Z . La otra es una componente de cd inicialmente de máxima magnitud posible, igual al pico de la componente simétrica inicial de ca, o , alternativamente, de la magnitud correspondiente al pico mas grande (cresta, asumiendo que la falla ocurre en el punto sobre la onda de voltaje donde se crea esta condición. En cualquier instante después de que la falla ocurre, la corriente total es igual a la suma de las componentes de ca y de cd.



Corriente de falla típica del sistema

Puesto que la resistencia esta siempre presente en un sistema real, la componente de cd decae a cero tal como la energía acumulada lo representa es gastada en perdidas I^2R . El decaimiento se asume como un exponencial, y su constante de tiempo se asume como proporcional a la razón de reactancia a resistencia (relación X/R) del sistema desde la fuente hasta la falla. Tal como la componente de cd decae, la corriente gradualmente cambia de asimétrica a simétrica..

La asimetría es considerada en procedimientos de cálculo simplificado aplicando factores de multiplicación para la corriente simétrica alterna. Un factor de multiplicación es seleccionado para obtener un resultado estimado de la corriente total rms (asimétrica) o la corriente pico (cresta), como apropiada para la comparación con valores nominales, capacidades, o características de eficiencia de los equipos que son expresados como la corriente total asimétrica o corrientes de pico (cresta).

La corriente simétrica alterna puede también decaer con el tiempo, tal como es indicado en la discusión de las fuentes de corriente de corto circuito. Cambiando la representación de la impedancia la maquina propiamente cuenta para el decaimiento de ca de la corriente de corto circuito en las terminales de la maquina rotatoria. Los cambios de la misma impedancia son asumidos y aplicarán cuando las maquinas rotatorias sean representadas en sistemas de potencia extensos.

Procedimiento detallado. Una parte significativa para el calculo de la corriente de corto circuito es estableciendo la impedancia de cada elemento del circuito y convirtiéndolas a impedancias para ser consistentes con cada una por combinación serie o paralelo. Los valores de la fuente de impedancia para los elementos del circuito son placas de datos, manuales, catálogos de fabricantes, tablas incluidas en este capitulo, y en contacto directo con el fabricante.

Dos formas establecidas consistentes para expresar las impedancias son ohms y por unidad (por unidad difiere de por ciento por un factor de 100). Las impedancias individuales del equipo son frecuentemente dadas en por ciento, lo cual hace las comparaciones sencillas, pero las impedancias en por ciento son raramente usadas porque es mas conveniente que la forma ohmica cuando el sistema contiene diferentes niveles de voltaje. Las impedancias expresadas en por unidad sobre una base definida pueden ser combinadas directamente, sin importar de cuantos niveles de voltaje existen desde la fuente a la falla. Para obtener esta conveniencia, el voltaje base de cada nivel de voltaje debe ser relacionado de acuerdo con las relaciones de transformación de los transformadores interconectados.

En el sistema en por unidad, hay cuatro cantidades base: potencia base aparente en voltamperes, voltaje base, corriente base, e impedancia base. La relación de base, de las cantidades en por unidad, y reales es como sigue:

$$\text{cantidad en por unidad(voltaje, corriente, etc.)} = \frac{\text{cantidad real}}{\text{cantidad base}}$$

Usualmente un valor conveniente es seleccionado para la potencia base aparente en voltamperes, y un voltaje base a ese nivel es seleccionado para igualar el voltaje nominal a ese nivel. El voltaje base en otros niveles son entonces establecidos por las relaciones de transformación de los transformadores. La corriente base y l impedancia base son obtenidos por relaciones estándar. Las fórmulas siguientes aplica a sistemas trifásicos, donde el voltaje base es el voltaje de línea a línea en volts o

kilovolts y la potencia base aparente es la potencia base aparente trifásica en kilovoltamperes o megavoltamperes:

$$\begin{aligned} \text{corriente base (amperes)} &= \frac{kVA \text{ base (1000)}}{\sqrt{3}(V \text{ base})} = \frac{kVA \text{ base}}{\sqrt{3}(kV \text{ base})} \\ &= \frac{MVA \text{ base } 10^6}{\sqrt{3}(V \text{ base})} = \frac{MVA \text{ base (1000)}}{\sqrt{3}(kV \text{ base})} \\ \text{impedancia base (ohms)} &= \frac{V \text{ base}}{\sqrt{3}(A \text{ base})} = \frac{(V \text{ base})^2}{kVA \text{ base (1000)}} \\ &= \frac{(kV \text{ base})^2 (1000)}{kVA \text{ base}} = \frac{(kV \text{ base})^2}{MVA \text{ base}} \end{aligned}$$

Las impedancias de los elementos individuales del sistema de potencia son usualmente obtenidos en formas que requieren conversión a las bases relacionadas para el cálculo en por unidad. Las impedancias e los cables son generalmente expresadas en ohms. Convertir a por unidad usando las relaciones indicadas nos conduce a las siguientes fórmulas simplificadas, donde la impedancia en por unidad es Z_{pu} :

$$\begin{aligned} Z_{pu} &= \frac{\text{impedancia real en ohms (MVA base)}}{(kV \text{ base})^2} \\ &= \frac{\text{impedancia real en ohms (kVA base)}}{(kV \text{ base})^2 (1000)} \end{aligned}$$

Las impedancias de los transformadores son en por ciento de los valores nominales del transformador con enfriamiento natural en kilovoltamperes y son convertidos usando lo siguiente:

$$\begin{aligned} Z_{pu} &= \frac{\text{impedancia en por ciento (kVA base)}}{kVA \text{ nominales (100)}} \\ &= \frac{\text{impedancia en por ciento (10) (MVA base)}}{kVA \text{ nominales}} \end{aligned}$$

La reactancia del motor puede ser obtenido de tablas proporcionando reactancias en por unidad sobre valores nominales del elemento en kilovoltamperes y son convertidos usando lo siguiente:

$$X_{pu} = \frac{\text{reactancia en por unidad (kVA base)}}{kVA \text{ nominales}}$$

El procedimiento para el cálculo de las corrientes de corto circuito en sistemas industriales consiste de los siguientes pasos:

- a) Paso 1: Preparar los diagramas del sistema
- b) Paso 2: Recolectar y convertir los datos de impedancia
- c) Paso 3: Combinar impedancias
- d) Paso 4: Calcular la corriente de corto circuito

Cada paso será discutido con mas detalle en las siguientes subclausulas.

Paso1: preparar los diagramas del sistema. Un diagrama unifilar del sistema deberá ser preparado para mostrar todas las fuentes de corriente de corto circuito y todos los elementos significativos del circuito.

La información de impedancia puede ser introducida sobre el diagrama unifilar después de la recolección de datos inicial y después de la conversión. Algunas veces es deseable preparar un diagrama separado mostrando solo las impedancias después de la conversión. Si el circuito original es complejo y varios pasos de simplificación son requeridos, cada uno puede ser registrado sobre diagramas de impedancia adicionales así como el cálculo progresa.

El diagrama de impedancia podría mostrar solo reactancias o podría mostrar ambas, reactancias y resistencias si el cálculo del vector será realizado. Para el cálculo de la relación X/R , tal como será descrito después para esfuerzos de interruptores para alta tensión, un diagrama de resistencias mostrando solo las resistencias de todos los elementos del circuito deben ser preparados.

Paso 2: recolectar y convertir los datos de impedancia. Los datos de impedancia, incluyendo ambos reactancia y resistencia, deberán ser recolectados para elementos importantes y convertidos a por unidad sobre las bases seleccionadas para el estudio. Ver el apéndice C para valores típicos.

Ya que la resistencia no es constante y varía con la temperatura, una consideración deberá ser dada al escoger los valores de resistencia para propósitos de estudio.

Para cálculos de las corrientes máximas de corto circuito para seleccionar el equipo del sistema de potencia eléctrica, es recomendado un sistema de energía industrial a plena carga porque este tiene el mayor número de motores conectados y contribuyendo a la corriente de corto circuito. Consecuentemente, valores de resistencias “caliente” o a carga nominal son usualmente aceptadas para estos cálculos. Por ejemplo, los datos recolectados en el apéndice, las relaciones X/R de máquinas son a plena carga, resistencias de líneas aéreas son a 50°C, y las resistencias de cables son a 75°C y 90°C.

Estos valores de resistencia “caliente” también son aceptables como datos de impedancias conservativas para flujos de carga y cálculos similares donde la caída de voltaje y pérdidas máximas probable son los resultados deseados. Este uso múltiple proporciona una simplificación de la preparación de los datos.

Hay un interés que la operación del sistema en menos de plena carga podría reducir las temperaturas del equipo y componentes, así reduciendo las resistencias e incrementando las corrientes de corto circuito máximas calculadas usando impedancias. Esto no pasa en la mayoría de los casos para sistemas industriales porque la reducción en motores conectados, y la carga reducida y así en la contribución del motor a la corriente de corto circuito calculada, más que las desviaciones el posible incremento debido a la reducción de la resistencia e incrementando la relación X/R .

Además, para sistemas industriales donde los valores relativamente altos de corriente de corto circuito son esperados, la reactancia en el punto de corto circuito es generalmente mucho más grande que la resistencia y, debido a la relación de cuadratura de X y R , una posible reducción justificable en los valores de resistencia “caliente” usualmente no hace una diferencia significativa la impedancia del punto de falla.

El efecto de la resistencia reducida debido a la reducción de temperatura deberá ser examinado en casos particulares no cubiertos por los procedimientos generales de este capítulo. Por ejemplo, el cálculo de la corriente de corto circuito de un generador individual justo siendo energizado, antes de que tome su carga, deberá usarse la

resistencia a temperatura ambiente y las relaciones X/R para un resultado conservativo. Para plantas industriales con edificios de oficina, y para otras instalaciones con cargas grandes sin motores, la carga plena podría ser aplicada sin retardo en el arranque y los cálculos podrían contar para pre-arranque de temperaturas de componentes y de sus resistencias. Para corto circuitos en baja tensión al final del alimentador desde una subestación a cargas sin motores, donde la resistencia del circuito alimentador es significativo en determinar la magnitud de la corriente de corto circuito, podría aproximado asumir una temperatura y resistencia del conductor alimentador sin carga para calcular la corriente máxima.

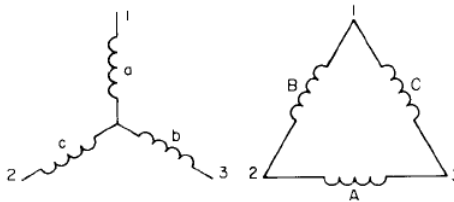
Paso 3: Combinar impedancias. El tercer paso es combinar reactancias o vectores de impedancia, y resistencias donde sea aplicables, al punto de falla en una sola impedancia, reactancia, o resistencia equivalente. La impedancia equivalente de impedancias separadas en serie es la suma de las impedancias separadas. La impedancia equivalente de impedancias separadas en paralelo es el recíproco de la suma de los recíprocos de las impedancias separadas. Tres impedancias formando una configuración estrella o delta pueden ser convertidas por las siguientes fórmulas por una reducción extensa.

a) Estrella a delta

$$A = \frac{b \cdot c}{a} + b + c$$

$$B = \frac{a \cdot c}{b} + a + c$$

$$C = \frac{a \cdot b}{c} + a + b$$

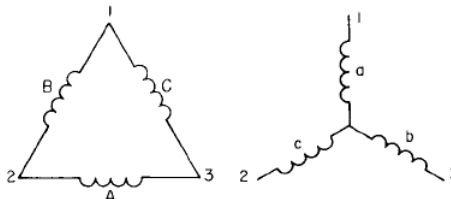


b) Delta a estrella

$$a = \frac{B \cdot C}{A + B + C}$$

$$b = \frac{A \cdot C}{A + B + C}$$

$$c = \frac{A \cdot B}{A + B + C}$$



Paso 4: Calcular la corriente de corto circuito. El paso final es calcular la corriente de corto circuito. Los detalles de cálculo son influenciados por el voltaje nominal del sistema o voltajes y el resultado deseado.

Debe notarse que los voltajes de sistemas nominales de acuerdo a ANSI C84.1-1989 son como sigue:

- a) Baja tensión – menores de 1000 V
- b) Media tensión – igual o mayores de 1000 V y menores de 100 000 V
- c) Alta tensión – igual o mayor de 100 000 V e igual o menor de 230 000 V

Las normas para interruptores de alta tensión IEEE, IEEE Std C37.010-1979 y IEEE Std C37.5-1979, definen los interruptores de alta tensión aquellos clasificados por encima de 1000 V, así estas normas cubren los cálculos de las corriente de corto circuito para aplicaciones de interruptores en ambos sistemas de media y alta tensión.

El resultado de estos cálculos son también usados cuando aplican fusibles en media y alta tensión.

Este capítulo examina tres redes básicas de impedancias seleccionadas usadas para los resultados más comúnmente deseados:

- a) Esfuerzos de primer ciclo (momentánea) para fusibles e interruptores
- b) Esfuerzos de apertura de contactos (interruptiva) para interruptores de media y alta tensión
- c) Corrientes de corto circuito en tiempos de operación para relevadores con retardo de tiempo

Las tres redes tienen los mismos elementos básicos excepto para las impedancias de las máquinas rotatorias. Donde la aplicación de los equipo de interrupción son el propósito del cálculo, la diferencia de impedancias están basadas sobre guías de aplicación de normas.

Esfuerzos de primer ciclo para fusibles e interruptores. Para el cálculo de esfuerzos de corto circuito para ser comparadas con las capacidades interruptivas de fusibles de media o alta tensión y de solo interruptores de baja tensión (de acuerdo a ANSI C97.1-1972, IEEE Std C37.13-1981, IEEE Std C37.41-1981, NEMA AB 1-1975 y NEMA SG 3-1981), impedancias subtransitorias sin modificación o modificadas son usadas para representar todas las máquinas rotatorias en el circuito equivalente.

Esfuerzos en baja tensión. Las normas para el equipo de interrupción permite una reactancia subtransitoria modificada para un grupo de motores de inducción o sincros en baja tensión alimentados desde una subestación de baja tensión. Si el total de las capacidades de los caballos de potencia de los motores en 480 o 600 V es aproximadamente igual (o menor que) la capacidad del transformador con enfriamiento natural en kilovoltamperes, una reactancia de 0.25 en por unidad basado en la capacidad del transformador con enfriamiento natural puede ser usada como una impedancia simple para representar el grupo de motores.

Los esfuerzos de corto circuito en media y alta tensión calculados con estas impedancias son usados cuando aplican fusibles en media y alta tensión y cuando se encuentra en sistemas media o alta tensión disponible los esfuerzos de corto circuito para usarse como factores en cálculos subsecuentes de baja tensión.

Esfuerzos de media y alta tensión. Para cálculos de esfuerzos de corto circuito para ser comparados con solo las capacidades de cierre y anclaje de interruptores de media y alta tensión de acuerdo a IEEE Std C37.010-1979 (posterior 1964) o capacidades momentáneas de acuerdo a la norma retirada, IEEE Std C37.5-1979 (previo 1964), factores de multiplicación mostrados en la primera columna de la Tabla 1, son aplicados a las reactancias de las máquinas rotatorias (o impedancias). Para motores, este se aproxima al decaimiento de ca durante el primer ciclo de la contribución de corriente de corto circuito de los motores.

La descripción precedente indica que los diferentes tratamientos de los motores de inducción podrían necesitar antieconómicos cálculos de los dos primeros ciclos para estudios de corto circuito en sistemas industriales extensos cubriendo ambos baja y alta (incluyendo media) tensión, si los procedimientos de las normas aplicables son seguidas sin interpretación. El procedimiento para la aplicación de interruptores en alta (incluyendo media) tensión descrito en IEEE Std C37.010-1979 y IEEE Std C37.5-1979 define tres tamaños de grupos de motores, recomienda omitir cada grupo de motores menores de 50 hp, y aplica factores de multiplicación de 1.2 o 1.0 las impedancias

subtransitorias de motores en los grupos de tamaños mas grandes. La guía de aplicación para interruptores en baja tensión, IEEE Std C37.13-1981, recomienda impedancias subtransitorias (típicamente de 0.16 a 0.20 en por unidad) para todos los motores y permite calcular las contribuciones típicas simétricas de primer ciclo de los motores en baja tensión conectados a la barra de una subestación en corto circuito a 4 veces la corriente nominal (la impedancia equivalente de 0.25 en por unidad).

Tabla 1.- Multiplicadores de reactancias (o impedancias) de máquinas rotatorias

Tipo de maquina rotatoria	Red de primer ciclo	Red interruptiva
Turbogeneradores; hidrogeneradores con devanados de amortiguamiento; condensadores	$1.0X_d''$	$1.0X_d''$
Hidrogeneradores sin devanados de amortiguamiento	$0.75X_d'$	$0.75X_d'$
Motores sincronicos	$1.0X_d''$	$1.5X_d''$
Motores de inducción		
Mayores de 1000 hp a 1800 rpm o menos	$1.0X_d''$	$1.5X_d''$
Mayores de 250 hp a 3600 rpm	$1.0X_d''$	$1.5X_d''$
Otros de 50 hp y mayores	$1.2X_d''$	$3.0X_d''$
Todos los menores de 50 hp	despreciable	despreciable

Fuente: Basado en IEE Std C37.010-1979 y IEEE Std C37.5-1979

El cálculo de la contribución de corto circuito de las 4 veces la corriente nominal es determinado aproximadamente en la guía de aplicación de interruptor de baja tensión, IEEE Std C37.13-1981, asumiendo un grupo típico conectado teniendo 75% de motores de inducción en 3.6 veces la corriente nominal y 25% de motores sincronicos en 4.8 veces la nominal. Otras suposiciones de grupos típicos que podrían hacerse; por ejemplo, muchos grupos ahora motores de inducción en baja tensión de tamaño grande en lugar de motores sincronicos, pero estos motores grandes también tienen contribuciones de corriente de corto circuito grandes y de mucho tiempo de duración. De acuerdo con la aproximación de 4 veces la corriente nominal continua siendo una practica aceptada cuando la carga es toda de motores de inducción de tamaños sin especificar.

Combinación de la red de primer ciclo. Para simplificar los cálculos de los sistemas industriales extensos, una sola combinación de la red de primer ciclo es recomendada para reemplazar las dos diferentes redes apenas descrita. Esta basada en la interpretación siguiente de IEEE Std C37.010-1979, IEEE Std C37.5-1979, y IEEE Std C37.13-1990. Porque la magnitud inicial simétrica rms de la contribución de corriente a una terminal de corto circuito podría ser 6 veces el nominal para un motor de inducción típico, usando 4.8 veces la corriente nominal para cálculo de primer ciclo para los motores de inducción grandes en baja tensión (descritos como otros de 50 hp y mayores en la Tabla 1) es efectivamente lo mismo que multiplicar la impedancia subtransitoria por aproximadamente 1.2. Para este grupo de motores, hay una razonable correspondencia de los procedimientos de baja y alta tensión. Para motores de inducción pequeños (todos los menores de 50 hp en la tabla) un cálculo conservativo es la suposición de primer ciclo de 3.6 veces la corriente nominal (una impedancia

equivalente de 0.28 en por unidad) de las normas de baja tensión, y es efectivamente lo mismo que multiplicar la impedancia subtransitoria por 1.67.

Con esta interpretación como una base, el siguiente tratamiento de los motores de inducción es recomendado para obtener una sola combinación para el cálculo de corto circuito de primer ciclo para sistemas industriales multivoltaje:

- a) Incluir motores conectados, cada uno menor de 50 hp, usando ya sea el factor de multiplicación de 1.67 para impedancias subtransitorias, si están disponibles, o una impedancia estimada de primer ciclo de 0.28 basada en los valores nominales del motor.
- b) Incluir motores grandes usando los factores de multiplicación de impedancia de la Tabla anterior. La mayoría de los motores en baja tensión de 50 hp y mas grandes están en el grupo 1.2 veces la reactancia subtransitoria. Un cálculo apropiado para este grupo es una impedancia de primer ciclo de 0.20 en por unidad basada en los valores nominales del motor.

Las dos últimas líneas de la Tabla 1 son reemplazados por la Tabla 2 para la combinación de la red recomendada.

La combinación de una sola red de primer ciclo agrega conservatismo a ambos cálculos de normas de baja y alta tensión. Incremente las corrientes de corto circuito calculadas de primer ciclo en alta tensión por las contribuciones de los motores de inducción pequeños y en baja tensión, cuando muchos motores son de 50 hp o mas grandes, por la contribución incrementada de los motores de inducción en baja tensión grandes.

Tabla 2- Multiplicadores de reactancia (o impedancia) de máquinas rotatorias de la red combinada

Tipo de maquina rotatoria	Red de primer ciclo	Red Interruptiva
Motores de inducción		
Otros de 50 hp y mayores	$1.2X_d''$ O estimar para la red de primer ciclo $X=0.20$ en por unidad basado en las capacidades nominales del motor.	$3.0X_d''$ O estimar para la red interruptiva $X=0.50$ en por unidad basado en las capacidades nominales del motor.
Todos los menores de 50 hp	$1.67X_d''$ O estimar para la red de primer ciclo $X=0.28$ en por unidad basado en las capacidades nominales del motor.	despreciable

Una vez que la red de primer ciclo ha sido establecida y sus impedancias están convertidas y reducidas en una sola impedancia equivalente en por unidad Z_{pu} (o reactancia X_{pu}) para cada punto de falla de interés, el esfuerzo de la corriente de corto circuito simétrica es calculada dividiendo el voltaje de operación prefalla en por unidad E_{pu} por Z_{pu} (o X_{pu}) y multiplicándolo por la corriente base:

$$I_{cc\ sim} = \frac{E_{pu}}{Z_{pu}} \cdot I_{base}$$

donde $I_{cc\ sim}$ es la corriente de corto circuito rms trifásica simétrica de primer ciclo franca (impedancia cero en el punto de corto circuito).

El resultado de la corriente de corto circuito calculada para las barras de baja tensión ahora son directamente aplicables para comparación con los interruptores, fusibles y otro equipo en baja tensión de valores nominales de corto circuito o capacidades expresadas como corrientes simétricas rms. Para interruptores en baja tensión, los valores incorporan una capacidad asimétrica como necesaria para un circuito con relación X/R de 6.6 o menos (factor de potencia de corto circuito de 15% o mayor). Un sistema típico alimentado por un transformador con capacidad de 1000 o 1500 kVA usualmente tienen una relación X/R de corto circuito dentro de estos límites. Para sistemas grandes o muchos transformadores, es aconsejable verificar la relación X/R ; si es mas grande que 6.6, la aplicación del interruptor o fusible será basada sobre las limitaciones de la corriente asimétrica (ver IEEE Std C37.13-1990).

Cuando el valor nominal del equipo o capacidad como una corriente total de primer ciclo rms (asimétrica), o corriente de cresta de primer ciclo, el esfuerzo de la corriente de corto circuito simétrica calculada es multiplicado por un factor correspondiente encontrado en las normas aplicables para obtener el apropiado esfuerzo total de primer ciclo rms (asimétrica), o esfuerzo de corriente de cresta de primer ciclo, para comparación.

Las capacidades de cierre y anclaje de interruptores de alta tensión preferidos antes de 1987 (o capacidades momentáneas de unidades antiguas) son corrientes totales rms (asimétricas). El cálculo apropiado del esfuerzo de primer ciclo por comparación es obtenido usando el multiplicador de 1.6 especificado IEEE Std C37.010-1979 y IEEE Std C37.5-1979 y la reactancia X_{pu} (o impedancia Z_{pu}) en el punto de falla obtenida de la reducción de la red:

$$I_{cc\ tot} = 1.6 \cdot \frac{E_{pu}}{X_{pu}} \cdot I_{base}$$

donde $I_{cc\ tot}$ es la magnitud rms máxima total (asimétrica) de la corriente con la mas grande asimetría durante el primer ciclo de un corto circuito trifásico franco (impedancia cero en el punto de corto circuito).

Las capacidades de cierre y anclaje de interruptores de alta tensión preferidos después de 1987 son corrientes de cresta. El esfuerzo apropiado calculado de primer ciclo para comparación es obtenido usando el multiplicador de 2.7 especificado en IEEE Std C37.010-1979 y la reactancia X_{pu} (o impedancia Z_{pu}) en el punto de falla obtenida de la reducción de la red:

$$I_{cc\ crest} = 2.7 \cdot \frac{E_{pu}}{X_{pu}} \cdot I_{base}$$

donde $I_{cc\ crest}$ es la cresta máxima posible para una de las corrientes durante el primer ciclo de un corto circuito trifásico franco (impedancia cero en el punto de corto circuito).

Esfuerzos de apertura de contactos (interruptiva) para interruptores de media y alta tensión. Lo primero en considerar son los esfuerzos para comparación con capacidades interruptivas de interruptores antiguos clasificados sobre la corriente base total rms previa a 1964. Los procedimientos de IEEE Std C37.5-1979 aplican.

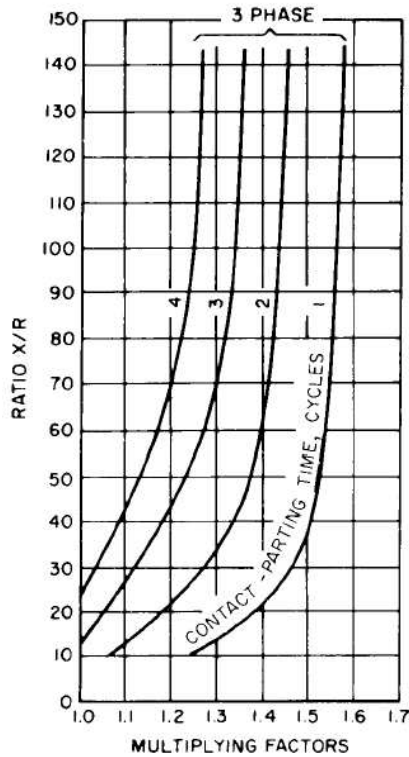
Los factores de multiplicación para reactancias de maquinas rotatorias en la red son obtenidos de las columnas de “red interruptiva” de las tablas 1 y 2.

Para estos cálculos de capacidades interruptivas, la red de resistencias (R) es también necesaria. En la red de resistencias, el valor de resistencia cada máquina rotatoria debe ser multiplicado por el factor de la tabla 1 que era usado para modificar la reactancia correspondiente de la maquina rotatoria.

En el punto de corto circuito, reducir la red de reactancia a una sola reactancia X_{pu} equivalente y reducir la red de resistencia a una sola resistencia R_{pu} equivalente. Determinar la relación X/R dividiendo X_{pu} por R_{pu} ; determinar E_{pu} , el voltaje de operación prefalla, y determinar E/X dividiendo E_{pu} por X_{pu} .

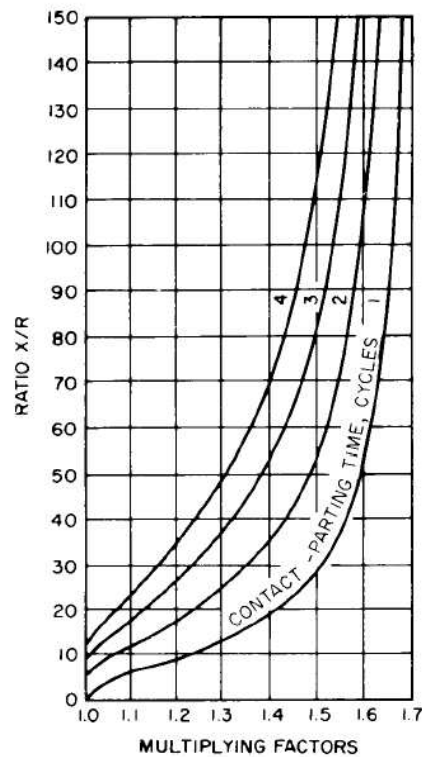
Seleccionar el factor de multiplicación para la corrección de E/X de las curvas de las figuras 1 y 2. Para usar las curvas, es necesario conocer el tiempo de apertura de los contactos de interruptores así como también de la proximidad de los generadores al punto de corto circuito (local o remoto). Los factores de multiplicación de generador local aplica solo cuando los generadores que están contribuyen predominantemente a las corrientes de corto circuito y están ubicados cerca de la proximidad eléctrica a la falla como se define en la inscripción de la figura 1 (y figura 3)

Tiempos de apertura de contactos mínima son usualmente usados y son definidos en la tabla 3.



Nota: Alimentado predominantemente de generadores a través de no mas de una transformación o con una reactancia externa en serie que es menor de 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (IEEE Std C37.5-1979)

Figura 1 – Factores de multiplicación para fallas trifásicas (local)



Nota: Alimentado predominantemente a través de dos o mas transformaciones o con una reactancia externa en serie igual o mayor de 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (IEEE Std C37.5-1979)

Figura 2 – Factores de multiplicación para fallas trifásicas y de línea a tierra (remota)

Tabla 3 – Definición de tiempos de apertura mínimos para interruptores de alta tensión de ca

Tiempo de interrupción, ciclos a 60 HZ	Tiempo mínimo de apertura contactos, ciclos a 60 HZ
8	4
5	3
3	2
2	1.5

Fuente: Basado en IEEE Std C37.010-1979 y IEEE Std C37.5-1979.

Multiplicar E_{pu}/X_{pu} por el factor de multiplicación y la corriente base:

$$\text{factor de multiplicación} \cdot \frac{E_{pu}}{X_{pu}} \cdot I_{base}$$

Esta es la capacidad interruptiva calculada, total (asimétrica), de la corriente de corto circuito rms, trifásica, de tiempo de apertura de contactos, franca (impedancia cero en el punto de corto circuito) para ser comparada con la capacidad interruptiva del interruptor. Para interruptores antiguos con la capacidad interruptiva trifásica total en MVA, la capacidad de la corriente de corto circuito en kA es encontrada dividiendo la capacidad en MVA por $\sqrt{3}$ y por el voltaje de operación en kV cuando el voltaje esta entre los valores limites máximo y mínimo.

$$\text{capacidad interruptiva asimétrica en kA} = \frac{\text{capacidad interruptiva en MVA}}{\sqrt{3} \cdot \text{voltaje de operación en kV}}$$

El cálculo del voltaje limite mínimo aplica para los voltajes bajos.

Después, considerar los esfuerzos por comparación con las capacidades (interruptivas) de corto circuito de interruptores clasificados sobre la corriente base rms simétrica posterior a 1964. Procedimientos especificados en IEEE Std C37.010-1979 aplican a las capacidades calculadas para estos interruptores.

Para un punto de falla dado E/X y la relación X/R ya han sido calculadas.

Seleccionar el factor de multiplicación para la corrección de E/X de las curvas de las figuras 3 y 4. Para usar estas curvas, es necesario conocer el tiempo de apertura de los contactos de los interruptores así como también la proximidad de los generadores al punto de falla (local o remota), como antes.

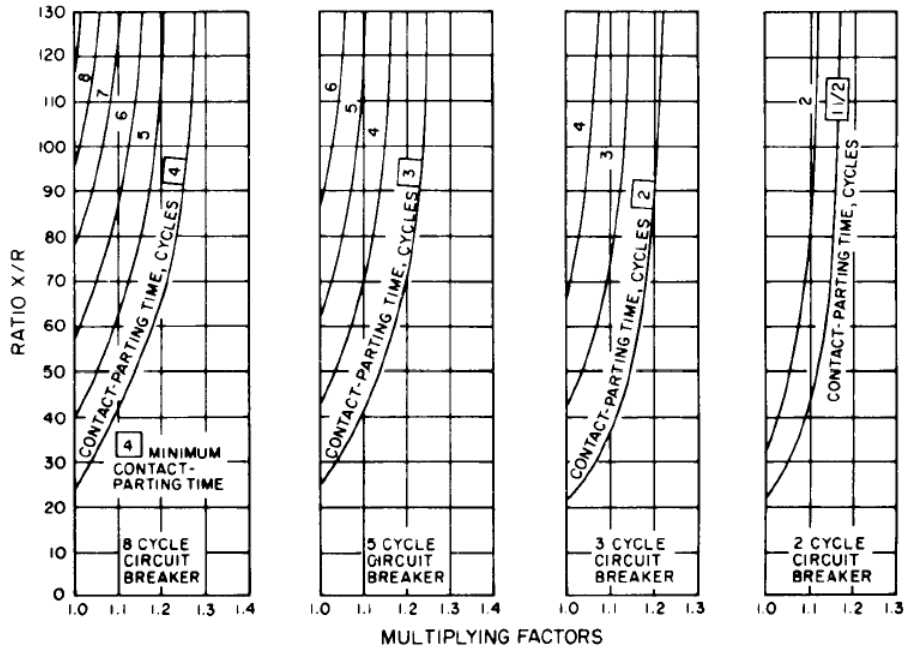
Multiplicar E_{pu}/X_{pu} por el factor de multiplicación y la corriente base:

$$\text{factor de multiplicación} \cdot \frac{E_{pu}}{X_{pu}} \cdot I_{base}$$

El resultado es la capacidad interruptiva calculada de la corriente de corto circuito rms para ser comparada con la capacidad interruptiva de la corriente simétrica (basada en sus capacidades) de un interruptor. (Note que la capacidad interruptiva calculada es realmente simétrica solo si el factor de multiplicación para E/X es 1.0). La capacidad interruptiva de la corriente simétrica del interruptor es calculad como sigue:

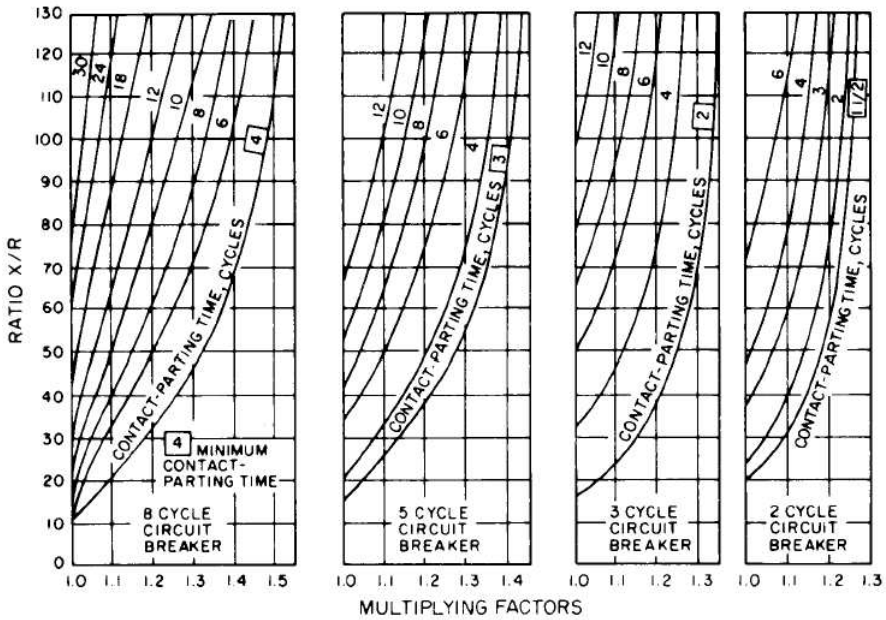
$$\text{capacidad interruptiva simétrica} = \frac{(\text{valor } I_{cc})(\text{valor máximo de } E)}{\text{valor de operacion de } E}$$

Este corriente calculada no debe exceder la capacidad interruptiva de corriente simétrica listada para los interruptores.



Nota: A través de no mas de una transformación o con una reactancia externa en serie que es menor de 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (IEEE Std C37.010-1979)

Figura 3 – Factores de multiplicación para fallas trifásicas alimentadas predominantemente de generadores (local)



Nota: A través de dos o mas transformaciones o con una reactancia externa en serie que es igual o mayor de 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador (IEEE Std C37.010-1979)

Figura 4 – Factores de multiplicación para fallas trifásicas y de línea a tierra alimentadas predominantemente de generadores (remoto)

El procedimiento de cálculo descrito para redes de primer ciclo e interruptivas son diferentes en varios aspectos de los procedimientos detallados en ediciones anteriores de esta publicación que fueron basadas en normas ahora remplazadas. Las diferencias tienen la intención de calcular más exactamente para las contribuciones de las capacidades interruptivas en alta tensión de los motores de inducción grandes, para el decaimiento exponencial de la componente de cd de la corriente de corto circuito, y para el decaimiento de ca de las contribuciones de los generadores cercanos.

Corrientes de corto circuito para relevadores con retardo de tiempo. Para la aplicación de relevadores instantáneos, el valor de la corriente de corto circuito de primer ciclo determinada por la red de primer ciclo deberá ser usada. Para una aplicación de relevadores con retardo de tiempo más allá de 6 ciclos, el sistema con la representación de a red equivalente incluirá solo generadores y elementos pasivos, tales como transformadores y cables entre los generadores y el punto de corto circuito. Los generadores están representados por la impedancia transitoria o una impedancia grande relacionada a la magnitud de la corriente de corto circuito de decaimiento del generador en el tiempo de cálculo especificado. Todas las contribuciones de motores son omitidas. Solo los generadores que contribuyen a la corriente de corto circuito a través del relevador bajo consideración al punto de corto circuito, son considerados para la aplicación del relevador. La componente de cd tendrá un decaimiento cercano a cero y no es considerada. La corriente simétrica rms de corto circuito es E_{pu}/X_{pu} , donde X_{pu} es derivado de la reactancia equivalente de la red que consiste de generadores y equipo pasivo (cables, transformadores, etc.) en las trayectorias de la corriente de corto circuito protegido por los relevadores.

Determinación de las corrientes de falla de línea a tierra IEE Std 241-1990. La técnica de las componentes simétricas nos permiten expresar la corriente de falla de línea a tierra franca como sigue:

$$I_{L-T} = \frac{3E}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R_0}$$

donde

E = Voltaje de línea a neutro

Z_1 = Impedancia de secuencia positiva

Z_2 = Impedancia de secuencia negativa

Z_3 = Impedancias de secuencia cero

R_0 = Resistencia del resistor de aterrizamiento de neutro, si la hay

En el caso de sistemas solidamente aterrizados, $3R_0 = 0$, y asumiendo que Z_2 es aproximadamente igual Z_1 , la expresión se convierte a:

$$I_{L-T} = \frac{3E}{2Z_1 + Z_0}$$

De esta expresión, nosotros podemos derivar la siguiente:

$$I_{L-T} = \frac{E}{Z_1} \left(\frac{3}{Z_0/Z_1 + 2} \right)$$

Esta expresión representa la corriente de falla de línea a tierra como una función de la corriente trifásica (E/Z_1) de falla franca y la relación de la impedancia de secuencia cero y la impedancia de secuencia positiva.

En estricto sentido, la cantidad de arriba puede solo ser tratado como un escalar, si Z_0 y Z_1 tienen los mismos ángulos de fase. Ha sido mostrado, sin embargo, que resultados útiles pueden ser obtenidos usando Z_0 y Z_1 como escalares.

Valores de circuito prácticos de la relación Z_0/Z_1 puede oscilar de 1-50, dependiendo de la construcción del circuito de retorno de tierra. Algunos valores típicos de la relación Z_0/Z_1 son 2 para conduit de aluminio (con o sin conductor de tierra interno), de 4-14 para conduit de acero (con conductor de tierra interno, la relación generalmente no excederá de 4) dependiendo del tamaño del conduit, y de 15-30 para cables en armadura magnética.

El tipo de circuito de retorno de tierra debe ser conocido para calcular las corrientes de falla franca de línea a tierra. Entonces se deberá hacer una selección para determinar los puntos donde los niveles de corriente de falla a tierra son requeridos. Generalmente, una buena inclinación serán aquellas ubicaciones donde los niveles de la corriente trifásica de falla franca fueron encontrados.

La selección y coordinación de los ajustes de los dispositivos de protección de falla a tierra deben considerar las corrientes de falla a tierra de arqueo mínimo. Este tipo de falla puede ser particularmente destructiva. Con el conocimiento de los niveles de corriente de falla a tierra para un sistema, los ajustes pueden ser seleccionados para evitar daño excesivo al equipo.

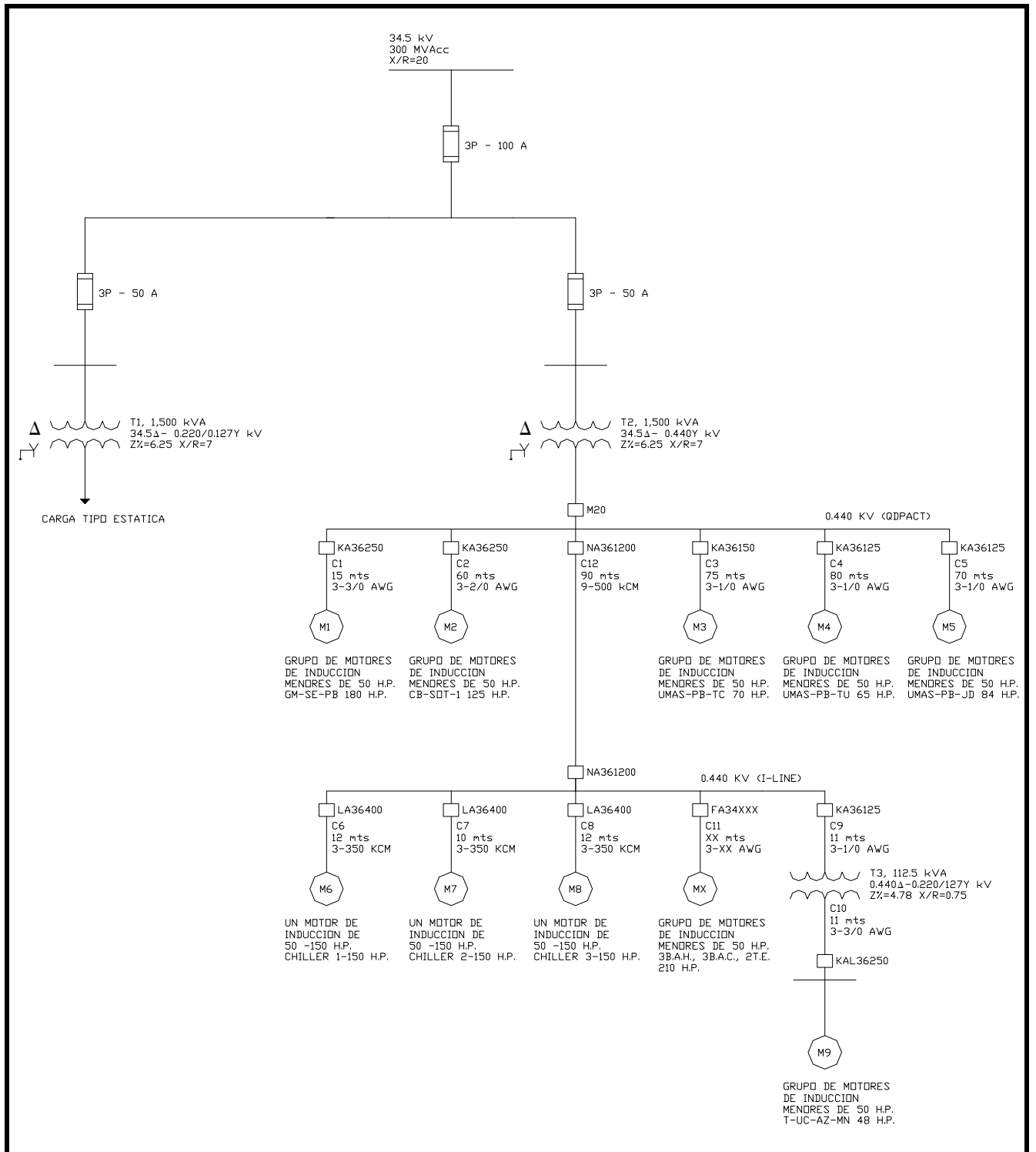
Valores representativos de la relación Z_0/Z_1 pueden ser tomados de ANSI C37.06-1987 y ANSI C37.6-1971.

Ejemplo del cálculo de corto circuito.

Seleccionar cantidades base para los cálculos en por unidad.

Potencia base (MVA_{base})	1.5		
Voltaje base (kV_{base})	34.5	.440	.220
Corriente base $\left(kA_{base} = \frac{MVA_{base}}{\sqrt{3} \cdot kV_{base}} \right)$	0.147	1.968	3.936
Impedancia base $\left(\Omega_{base} = \frac{(kV_{base})^2}{MVA_{base}} \right)$	793.5	0.12907	0.03227

Paso 1: Preparar los diagramas del sistema. Del diagrama unifilar general se tiene el siguiente diagrama donde se muestra solamente los elementos que contribuirán a la corriente de corto circuito y los elementos de interconexión.



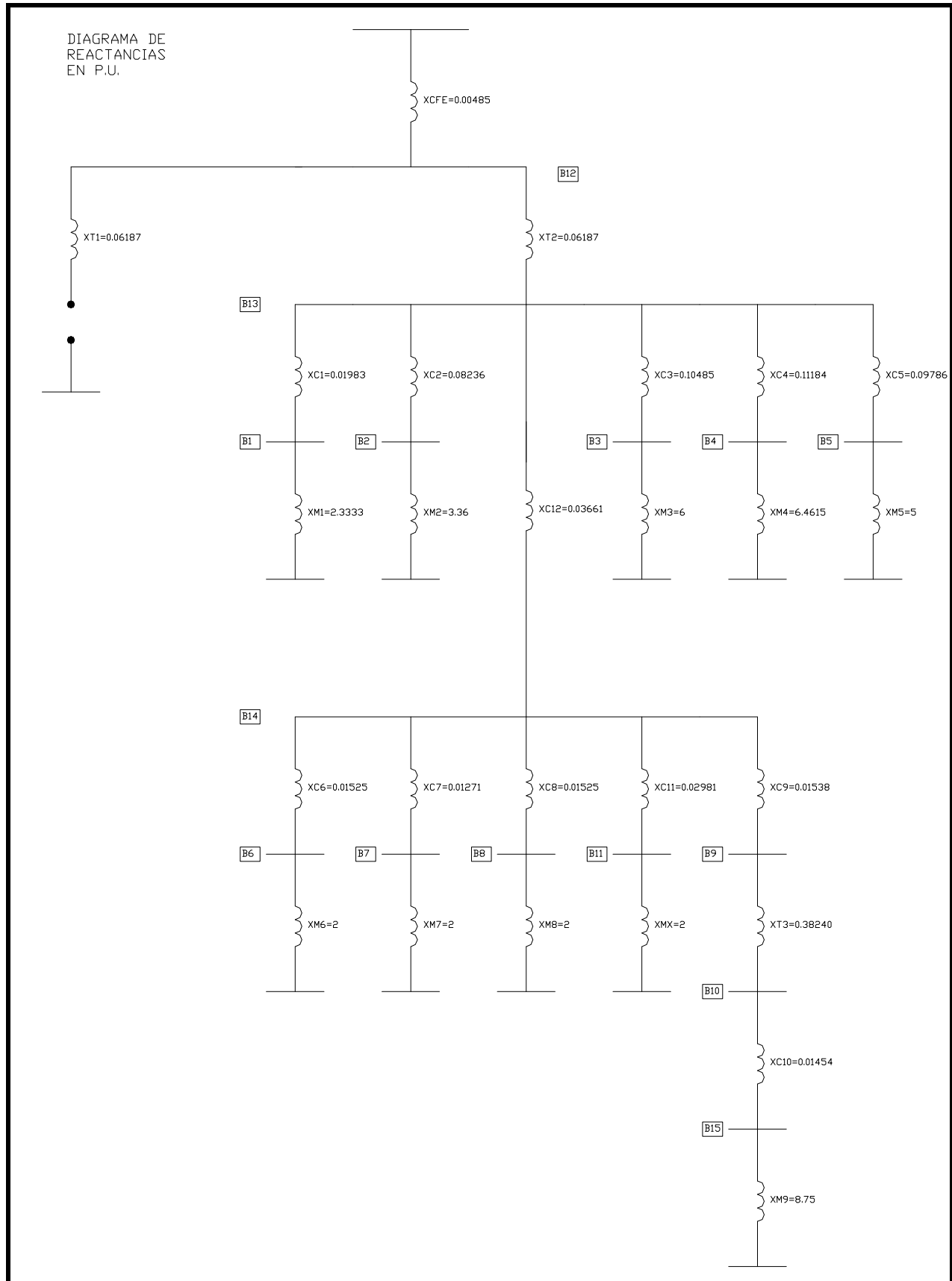
a) Paso 2: Recolectar y convertir los datos de impedancia

Reactancias de elementos pasivos en por unidad

<p>Transformador T₁, de la tabla 1 del apéndice C, $kVA_{3\phi}=1500$, $Z\%=6.25$, $X/R=7$</p> $X_T = Z \cdot \frac{(X/R)}{\sqrt{1+(X/R)^2}} = 0.0625 \cdot \frac{7}{\sqrt{1+7^2}} = 0.06187$ $X = X_T (MVA_{base} / MVA_{nominal}) = 0.06187(1.5/1.5) = 0.06187 \text{ pu}$
<p>Transformador T₂, $X = 0.06187(1.5/1.5) = 0.06187$</p>
<p>Transformador T₃, de la tabla 64(c) del apéndice C, $kVA_{3\phi}=112.5$, $Z\%=4.78$, $X/R=0.75$</p> $X_T = Z \cdot \frac{(X/R)}{\sqrt{1+(X/R)^2}} = 0.0478 \cdot \frac{0.75}{\sqrt{1+0.75^2}} = 0.02868$ $X = X_T (MVA_{base} / MVA_{nominal}) = 0.02868(1.5/0.1125) = 0.3824 \text{ pu}$
<p>Cable C₁, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 3/0 AWG, 15 mts</p> $X = (x \cdot l) / \Omega_{base} = (0.170604)(0.015) / 0.12907 = 0.01983 \text{ pu}$
<p>Cable C₂, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 2/0 AWG, 60 mts</p> $X = (0.177165)(0.060) / 0.12907 = 0.08236 \text{ pu}$
<p>Cable C₃, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 1//0 AWG, 75 mts</p> $X = (0.180446)(0.075) / 0.12907 = 0.10485 \text{ pu}$
<p>Cable C₄, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 1/0 AWG, 80 mts</p> $X = (0.180446)(0.080) / 0.12907 = 0.11184 \text{ pu}$
<p>Cable C₅, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 1/0 AWG, 70 mts</p> $X = (0.180446)(0.070) / 0.12907 = 0.09786 \text{ pu}$
<p>Cable C₆, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 350 kCM, 12 mts</p> $X = (0.164042)(0.012) / 0.12907 = 0.01525 \text{ pu}$
<p>Cable C₇, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 350 kCM, 10 mts</p> $X = (0.164042)(0.010) / 0.12907 = 0.01271 \text{ pu}$
<p>Cable C₈, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 350 kCM, 12 mts</p> $X = (0.164042)(0.012) / 0.12907 = 0.01525 \text{ pu}$
<p>Cable C₉, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 1//0 AWG, 11 mts</p> $X = (0.180446)(0.011) / 0.12907 = 0.01538 \text{ pu}$
<p>Cable C₁₀, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 3//0 AWG, 11 mts</p> $X = (0.170604)(0.011) / 0.12907 = 0.01454 \text{ pu}$
<p>Cable C₁₁, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 4, 8 y 10 AWG, 150 mts</p> $X_{equivalente} = (0.025617)(0.150) / 0.12907 = 0.02981 \text{ pu}$
<p>Cable C₁₂, de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 500 kCM en paralelo 3 conductores por fase, 90 mts</p> $X_{equivalente} = (0.157480/3)(0.090) / 0.12907 = 0.03661 \text{ pu}$

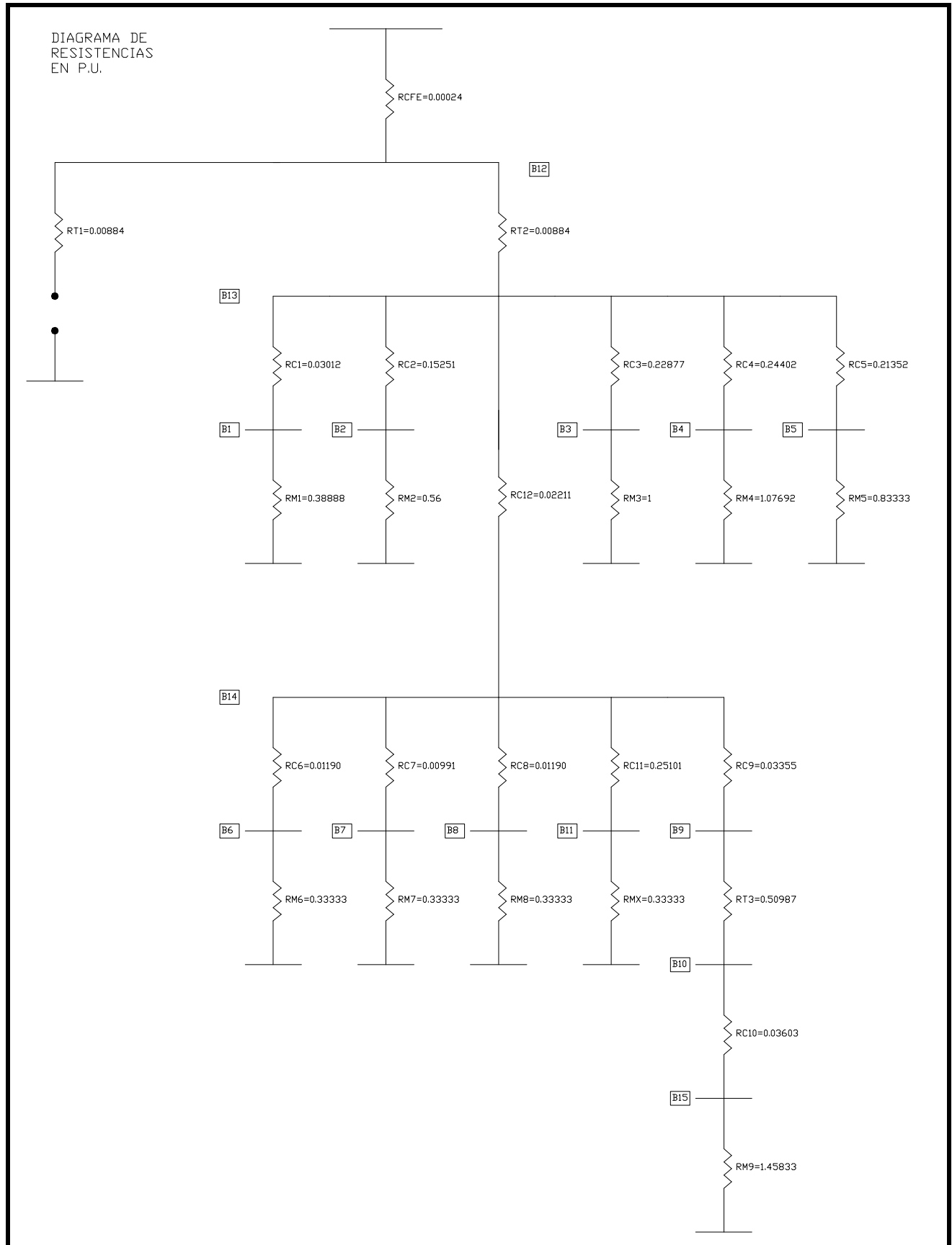
Reactancias subtransitorias de máquinas rotatorias, modificadas para el cálculo de esfuerzos de primer ciclo (capacidad momentánea) en por unidad.

Suministro en 34.5 kV, $MVA_{cc} = 309$ $X_{cfe} = MVA_{base} / MVA_{cc} = 1.5/309 = 0.00485 pu$
M ₁ , grupo de motores menores de 50 hp, 180 hp, usando la suposición que hp=kVA $X = 1.67 \cdot X_d'' = 0.28(MVA_{base} / MVA_{nominal}) (kV_{nominal} / kV_{base})$ $= 0.28(1.5/0.180)(.440 / .440) = 2.3333 pu$
M ₂ , grupo de motores menores de 50 hp, 125 hp $X = 0.28(1.5 / 0.125) = 3.36 pu$
M ₃ , grupo de motores menores de 50 hp, 50 hp $X = 0.28(1.5 / 0.050) = 6 pu$
M ₄ , grupo de motores menores de 50 hp, 65 hp $X = 0.28(1.5 / 0.065) = 6.4615 pu$
M ₅ , grupo de motores menores de 50 hp, 84 hp $X = 0.28(1.5 / 0.084) = 5 pu$
M ₆ , grupo de motores de 50 a 150 hp, 150 hp, usando la suposición que hp=kVA $X = 1.2 \cdot X_d'' = 0.20(MVA_{base} / MVA_{nominal}) (kV_{nominal} / kV_{base})$ $= 0.20(1.5/0.150)(.440 / .440) = 2 pu$
M ₇ , grupo de motores de 50 a 150 hp, 150 hp $X = 0.20(1.5/0.150) = 2 pu$
M ₈ , grupo de motores de 50 a 150 hp, 150 hp $X = 0.20(1.5/0.150) = 2 pu$
M ₉ , grupo de motores menores de 50 hp, 48 hp $X = 0.28(1.5 / 0.048) = 8.75 pu$
M _x , grupo de motores menores de 50hp, 210 hp $X = 0.28(1.5 / 0.210) = 2 pu$



Resistencias de elementos en por unidad y relaciones X/R .

Transformador T_1 , de la tabla 1 del apéndice C, $kVA_{3\phi}=1500$, $Z\%=6.25$, $X/R=7$ $R_T = \frac{Z}{\sqrt{1+(X/R)^2}} = \frac{0.0625}{\sqrt{1+7^2}} = 0.00884$ $R = R_T (MVA_{base} / MVA_{nominal}) = 0.00884(1.5/1.5) = 0.00884 \text{ pu}$	
Transformador T_2 , $X = 0.00884(1.5/1.5) = 0.00884 \text{ pu}$	
Transformador T_3 , de la tabla 64(c) del apéndice C, $kVA_{3\phi}=112.5$, $Z\%=4.78$, $X/R=0.75$ $R_T = \frac{Z}{\sqrt{1+(X/R)^2}} = \frac{0.0478}{\sqrt{1+0.75^2}} = 0.03824$ $R = R_T (MVA_{base} / MVA_{nominal}) = 0.03824(1.5/0.1125) = 0.50987 \text{ pu}$	
Cable C_1 , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 3/0 AWG, 15 mts $R = (r \cdot l) / \Omega_{base} = (0.259186)(0.015) / 0.12907 = 0.03012 \text{ pu}$	
Cable C_2 , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 2/0 AWG, 60 mts $R = (0.328084)(0.060) / 0.12907 = 0.15251 \text{ pu}$	
Cable C_3 , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 1/0 AWG, 75 mts $R = (0.393701)(0.075) / 0.12907 = 0.22877 \text{ pu}$	
Cable C_4 , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 1/0 AWG, 80 mts $R = (0.393701)(0.080) / 0.12907 = 0.24402 \text{ pu}$	
Cable C_5 , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 1/0 AWG, 70 mts $R = (0.393701)(0.070) / 0.12907 = 0.21352 \text{ pu}$	
Cable C_6 , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 350 kCM, 12 mts $R = (0.127953)(0.012) / 0.12907 = 0.01190 \text{ pu}$	
Cable C_7 , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 350 kCM, 10 mts $R = (0.127953)(0.010) / 0.12907 = 0.00991 \text{ pu}$	
Cable C_8 , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 350 kCM, 12 mts $R = (0.127953)(0.012) / 0.12907 = 0.01190 \text{ pu}$	
Cable C_9 , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 1/0 AWG, 11 mts $R = (0.393701)(0.011) / 0.12907 = 0.03355 \text{ pu}$	
Cable C_{10} , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 3/0 AWG, 11 mts $R = (0.259186)(0.011) / 0.12907 = 0.02209 \text{ pu}$	
Cable C_{11} , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 4, 8 y 10 AWG, 150 mts $R_{equivalente} = (0.215983)(0.150) / 0.12907 = 0.25101 \text{ pu}$	
Cable C_{12} , de la tabla 9 del apéndice C, para calibre 500 kCM en paralelo 3 conductores por fase, 90 mts $R_{equivalente} = (0.095144 / 3)(0.090) / 0.12907 = 0.02211 \text{ pu}$	
Suministro 34.5 kV, $X/R=20$; $R = X / (X/R) = 0.0485/20 = 0.002425 \text{ pu}$	
M_1 , $X/R=6$; $R=2.3333/6=0.38888 \text{ pu}$	M_6 , $X/R=6$; $R=2/6=0.33333 \text{ pu}$
M_2 , $X/R=6$; $R=3.36/6=0.56 \text{ pu}$	M_7 , $X/R=6$; $R=2/6=0.33333 \text{ pu}$
M_3 , $X/R=6$; $R=6/6=1.0 \text{ pu}$	M_8 , $X/R=6$; $R=2/6=0.33333 \text{ pu}$
M_4 , $X/R=6$; $R=6.4615/6=1.07692 \text{ pu}$	M_9 , $X/R=6$; $R=8.75/6=1.45833 \text{ pu}$
M_5 , $X/R=6$; $R=5/6=0.83333 \text{ pu}$	M_x , $X/R=6$; $R=2/6=0.33333 \text{ pu}$



c) Paso 3: Combinar impedancias

Haremos un pequeño paréntesis y tomaremos en cuenta el modelo de admitancias y de Impedancias para el cálculo de redes. En el análisis de los sistemas a gran escala, el modelo de la red toma la forma de una matriz de la red cuyos elementos son determinados por los parámetros seleccionados.

Hay dos opciones, la corriente que fluye a través de una componente de la red se puede relacionar con la caída de voltaje a través de ella mediante un parámetro de admitancia o de impedancia. La matriz de admitancias de nodo da el comportamiento en estado estable de todas las componentes que actúan juntas para formar el sistema y se basa en el análisis nodal de las ecuaciones de la red.

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2n} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \dots & Y_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix}$$

El orden de los subíndices de Y es el de causa-efecto; esto es el primer subíndice es el del nodo del que se expresa la corriente, mientras que el segundo subíndice es el del voltaje que causa esta componente de corriente. A la matriz Y se le denomina Y_{barra} y se le llama matriz de admitancias de barra. Las reglas usuales para formar los elementos típicos de Y_{barra} son:

- Los elementos de la diagonal Y_{jj} son iguales a la suma de las admitancias que están directamente conectados al nodo j .
- Los elementos fuera de la diagonal Y_{ij} son iguales al negativo de la admitancia total conectada entre los nodos i y j .

Las admitancias de la diagonal se llaman admitancias propias de los nodos y las que están fuera de la diagonal son las admitancias mutuas de los nodos. Algunos autores llaman a las admitancias propias y mutuas de los nodos, admitancias del punto de operación y de transferencia de los nodos, respectivamente.

Al invertir Y_{barra} se obtiene una matriz importante llamada matriz de impedancias de barra Z_{barra} , que tiene la forma estándar:

$$Z_{barra} = Y_{barra}^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & \dots & Z_{2n} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & \dots & Z_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & Z_{n3} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix}$$

Conceptualmente, resulta más simple invertir la matriz Y_{barra} para encontrar la matriz de impedancias de barra Z_{barra} , pero la inversión directa de la matriz se emplea en raras ocasiones cuando los sistemas son de gran escala.

La matriz de impedancias de barra puede construirse, elemento por elemento, directamente mediante algoritmos simples para incorporar un elemento a la vez dentro de la representación del sistema. El trabajo vinculado en la construcción de Z_{barra} es mucho mayor que el requerido para construir Y_{barra} , pero el contenido de la información de la matriz de impedancias de barra es, por mucho, mayor al de Y_{barra} . Por ejemplo, se

verá que cada elemento de la diagonal de Z_{barra} tiene características importantes de todo el sistema en forma de impedancia de Thévenin, en la barra correspondiente.

Se conocen varios tipos de modificaciones en las que una rama que tiene una impedancia Z_b se añade a la red con una Z_{barra} conocida. La matriz de impedancia de barra original es una matriz de $N \times N$ y se identifica como Z_{orig} .

	p NO es la referencia	p SI es la referencia
-rama- SI agrega nuevo nodo	$i \neq q \quad Z_{qi} = Z_{pi}$ $i = q \quad Z_{qq} = Z_{pq} + z_{pq}$	$i \neq q \quad Z_{qi} = 0$ $i = q \quad Z_{qq} = z_{pq}$
-link- NO agrega nuevo nodo	$i \neq l \quad Z_{li} = Z_{pi} - Z_{qi}$ $i = l \quad Z_{ll} = Z_{pl} - Z_{ql} + z_{pq}$	$i \neq l \quad Z_{li} = -Z_{qi}$ $i = l \quad Z_{ll} = -Z_{ql} + z_{pq}$
eliminación del nodo l $Z_{ij(NEW)} = Z_{ij(OLD)} - \frac{Z_{il}Z_{jl}}{Z_{ll}}$		

El programa TRIFA realiza la formación de Z_{barra} en base al algoritmo de la tabla anterior. El programa requiere los datos de Barra de referencia, Numero de barras, Numero de ramas, de la Barra a la Barra y la Impedancia.

Datos del archivo de reactancias X										Datos del archivo de resistencias R									
0	15	25								0	15	25							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15						11	12	13	14	15					
0	1	2.33330								0	1	.38888							
0	2	3.36000								0	2	.56000							
0	3	6.00000								0	3	1.00000							
0	4	6.46150								0	4	1.07692							
0	5	5.00000								0	5	.83333							
0	6	2.00000								0	6	.33333							
0	7	2.00000								0	7	.33333							
0	8	2.00000								0	8	.33333							
0	11	2.00000								0	11	.33333							
0	12	.00485								0	12	.00024							
0	15	8.75000								0	15	1.45833							
1	13	.01983								1	13	.03012							
2	13	.08236								2	13	.15251							
3	13	.10485								3	13	.22877							
4	13	.11184								4	13	.24402							
5	13	.09786								5	13	.21352							
13	12	.06187								13	12	.00884							
14	13	.03661								14	13	.02211							
6	14	.01525								6	14	.01190							
7	14	.01271								7	14	.00991							
8	14	.01525								8	14	.01190							
9	14	.01538								9	14	.03355							
11	14	.02981								11	14	.25101							
10	9	.38240								10	9	.50987							
15	10	.01454								15	10	.03603							

EL programa nos devuelve las matrices de reactancias y resistencias en por unidad, donde los elementos de la diagonal principal son las reactancias o resistencias equivalentes en la barra de estudio.

Matriz para el caso de reactancias X_{barra} :

.07381	.05330	.05367	.05368	.05356	.05034	.05040	.05034	.05064	.04852	.04998	.00397	.05461	.05073	.04844
.05330	.13286	.05283	.05284	.05272	.04955	.04962	.04955	.04985	.04776	.04920	.00391	.05375	.04993	.04769
.05367	.05283	.15625	.05321	.05309	.04990	.04996	.04990	.05019	.04809	.04954	.00393	.05413	.05028	.04801
.05368	.05284	.05321	.16315	.05310	.04991	.04997	.04991	.05020	.04810	.04955	.00394	.05414	.05029	.04802
.05356	.05272	.05309	.05310	.14896	.04979	.04986	.04979	.05009	.04800	.04944	.00393	.05402	.05017	.04792
.05034	.04955	.04990	.04991	.04979	.09543	.08040	.08030	.08077	.07740	.07972	.00369	.05077	.08091	.07727
.05040	.04962	.04996	.04997	.04986	.08040	.09313	.08040	.08087	.07749	.07982	.00370	.05083	.08101	.07736
.05034	.04955	.04990	.04991	.04979	.08030	.08040	.09543	.08077	.07740	.07972	.00369	.05077	.08091	.07727
.05064	.04985	.05019	.05020	.05009	.08077	.08087	.08077	.09661	.09257	.08019	.00371	.05107	.08139	.09241
.04852	.04776	.04809	.04810	.04800	.07740	.07749	.07740	.09257	.45511	.07684	.00356	.04894	.07799	.45436
.04998	.04920	.04954	.04955	.04944	.07972	.07982	.07972	.08019	.07684	.10852	.00366	.05040	.08033	.07671
.00397	.00391	.00393	.00394	.00393	.00369	.00370	.00369	.00371	.00356	.00366	.00479	.00400	.00372	.00355
.05461	.05375	.05413	.05414	.05402	.05077	.05083	.05077	.05107	.04894	.05040	.00400	.05507	.05116	.04885
.05073	.04993	.05028	.05029	.05017	.08091	.08101	.08091	.08139	.07799	.08033	.00372	.05116	.08153	.07786
.04844	.04769	.04801	.04802	.04792	.07727	.07736	.07727	.09241	.45436	.07671	.00355	.04885	.07786	.46812

Matriz para el caso de resistencias R_{barra} :

.03483	.00582	.00603	.00604	.00590	.00576	.00580	.00576	.00587	.00438	.00341	.00020	.00741	.00597	.00427
.00582	.12480	.00511	.00512	.00500	.00488	.00491	.00488	.00497	.00371	.00288	.00017	.00628	.00506	.00362
.00603	.00511	.19147	.00530	.00517	.00506	.00508	.00506	.00515	.00384	.00299	.00017	.00650	.00524	.00375
.00604	.00512	.00530	.20425	.00518	.00506	.00509	.00506	.00516	.00385	.00299	.00017	.00651	.00524	.00375
.00590	.00500	.00517	.00518	.17503	.00494	.00497	.00494	.00504	.00376	.00292	.00017	.00636	.00512	.00366
.00576	.00488	.00506	.00506	.00494	.03293	.02156	.02144	.02184	.01628	.01267	.00016	.00621	.02220	.01589
.00580	.00491	.00508	.00509	.00497	.02156	.03131	.02156	.02196	.01638	.01274	.00017	.00625	.02233	.01598
.00576	.00488	.00506	.00506	.00494	.02144	.02156	.03293	.02184	.01628	.01267	.00016	.00621	.02220	.01589
.00587	.00497	.00515	.00516	.00504	.02184	.02196	.02184	.05524	.04119	.01290	.00017	.00633	.02262	.04020
.00438	.00371	.00384	.00385	.00376	.01628	.01638	.01628	.04119	.41087	.00962	.00012	.00472	.01686	.40097
.00341	.00288	.00299	.00299	.00292	.01267	.01274	.01267	.01290	.00962	.15067	.00010	.00367	.01312	.00939
.00020	.00017	.00017	.00017	.00017	.00016	.00017	.00016	.00017	.00012	.00010	.00024	.00021	.00017	.00012
.00741	.00628	.00650	.00651	.00636	.00621	.00625	.00621	.00633	.00472	.00367	.00021	.00798	.00643	.00460
.00597	.00506	.00524	.00524	.00512	.02220	.02233	.02220	.02262	.01686	.01312	.00017	.00643	.02300	.01646
.00427	.00362	.00375	.00375	.00366	.01589	.01598	.01589	.04020	.40097	.00939	.00012	.00460	.01646	.42646

d) Paso 4: Calcular la corriente de corto circuito. Los valores de la diagonal principal de la matriz de reactancias X_{barra} son los de la columna 2, los valores de la diagonal principal de la matriz de resistencias R_{barra} son los de la columna 3, los valores de la columna 4 son calculados mediante la siguiente fórmula:

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

los valores de la columna 5 es la relación X/R en el punto de falla. En la columna 7 se calcula las corrientes en pu con la siguiente fórmula:

$$I = \frac{E}{Z} \text{ pu}$$

considerando los voltajes de operación prefalla $E=1.0$ pu. Finalmente se multiplica por la corriente base y se obtiene la corriente trifásica de corto circuito de primer ciclo simétrica en el punto de falla. La columna 10 son los valores de calculo de corriente considerando solamente la reactancia, de lo cual se puede observar que para el caso donde la tensión de operación es a 440 Volts, las relaciones X/R son menores a 6.6, es decir el factor de potencia es mayor a 15%, solamente en el caso de la barra 12 el factor de potencia de corto circuito es

$$f.p_{cc} = \frac{1}{\sqrt{1+(X/R)^2}} \cdot 100 = \frac{1}{\sqrt{1+20^2}} \cdot 100 = 5\%$$

no varia la corriente de corto circuito calculada ya sea solo con reactancia o utilizando impedancia, para ambos casos la corriente de corto circuito es de 5.2 kA.

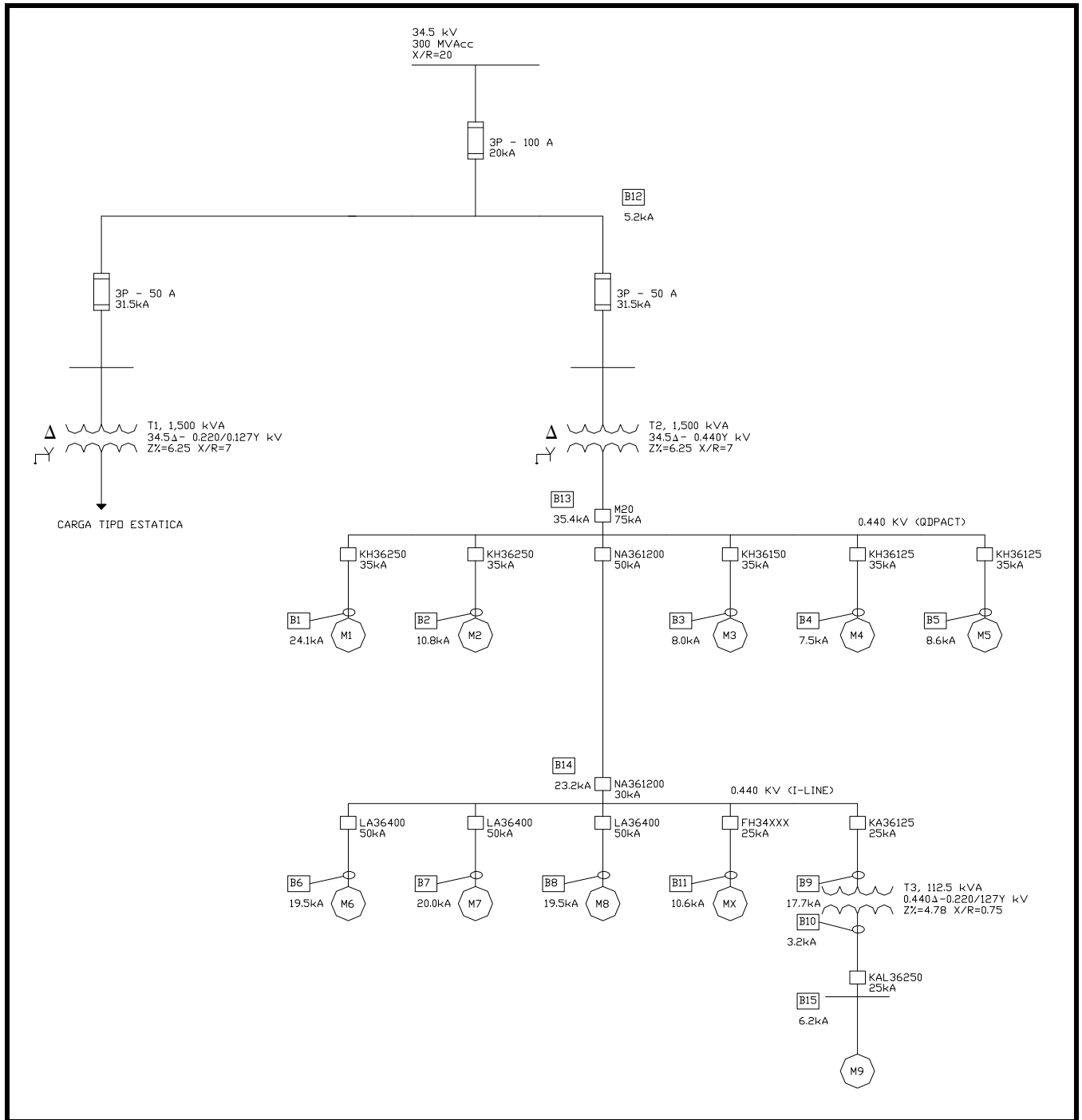
Barra	X	R	Z	X/R	I_{base} (kA)	$I_{pu} = E/Z$ (kA)	$I_{cc sim}$ (kA)	$I_{pu} = E/X$ (kA)	$I_{cc sim}$ (kA)
1	0.07381	0.03483	0.08162	2.1	1.968	12.253	24.1	13.548	26.7
2	0.13286	0.12480	0.18228	1.1	1.968	5.486	10.8	7.527	14.8
3	0.15625	0.19147	0.24713	0.8	1.968	4.046	8.0	6.400	12.6
4	0.16315	0.20425	0.26141	0.8	1.968	3.825	7.5	6.129	12.1
5	0.14896	0.17503	0.22984	0.9	1.968	4.351	8.6	6.713	13.2
6	0.09543	0.03293	0.10095	2.9	1.968	9.906	19.5	10.479	20.6
7	0.09313	0.03131	0.09825	3.0	1.968	10.178	20.0	10.738	21.1
8	0.09543	0.03293	0.10095	2.9	1.968	9.906	19.5	10.479	20.6
9	0.09661	0.05524	0.11129	1.7	1.968	8.986	17.7	10.351	20.4
10	0.45511	0.41087	0.61314	1.1	1.968	1.631	3.2	2.197	4.3
11	0.10852	0.15067	0.18568	0.7	1.968	5.386	10.6	9.215	18.1
12	0.00479	0.00024	0.00480	20.0	0.025	208.507	5.2	208.768	5.2
13	0.05507	0.00798	0.05565	6.9	1.968	17.971	35.4	18.159	35.7
14	0.08153	0.02300	0.08471	3.5	1.968	11.805	23.2	12.265	24.1
15	0.46812	0.42646	0.63325	1.1	3.936	1.579	6.2	2.136	8.4

El siguiente diagrama nos muestra el numero de barra encerrado en un cuadro, y abajo del numero de barra la corriente de corto circuito trifásica franca simétrica de primer ciclo, los elementos de protección con su numero de catalogo y debajo de este se encuentra la capacidad interruptiva del fabricante.

Por ejemplo para el caso de los fusibles que están en la barra B12, el de 100 A tiene una capacidad interruptiva de 20kA, el de 50 A tiene una capacidad interruptiva de 31.5kA, todas estas capacidades a 34.5kV, mientras que la corriente de corto circuito calculada es de 5.2kA. Ver el apéndice C para datos de fusible.

Para el caso del interruptor masterpact de 2000 A, que se encuentra en la barra B13, su capacidad interruptiva es de 75kA, el interruptor tipo **NA** tiene una capacidad interruptiva de 50kA, los interruptores de tipo **K** se seleccionan con alta capacidad interruptiva, siendo **KH** con una capacidad interruptiva de 35kA, todas estas capacidades a 480 Volts, mientras que la corriente de corto circuito calculada es de 35.4kA. Cabe mencionar si bien es cierto que la capacidad interruptiva de los interruptores es menor por 0.4kA con respecto a la corriente de corto circuito calculada, se tiene que éstas capacidades son a un voltaje de 480 Volts mientras que el voltaje de operación de nuestro sistema es de 440 Volts, por lo que la capacidad interruptiva a este valor de tensión sería aproximadamente de 40kA, esto debido a que la capacidad interruptiva de los interruptores es inversamente proporcional a la tensión de operación. Ver al apéndice C para datos de interruptores.

Para el caso de la barra B14, la corriente de corto circuito calculada es de 23.2kA, por lo que las capacidades interruptivas del interruptor principal así como los interruptores derivados deberán ser mayor a este valor. El interruptor tipo **NA** tiene una capacidad interruptiva de 50kA, los interruptores **LA** tienen una capacidad interruptiva de 30kA, los interruptores **KA** tienen una capacidad interruptiva de 25 kA, el interruptor tipo **F** se selecciona con alta capacidad interruptiva, siendo **FH** con una capacidad interruptiva de 25 kA, todos estos valores a un voltaje de 480 Volts. Ver al apéndice C para datos de interruptores.



Debido a que la capacidad momentánea o de primer ciclo se convierte en la capacidad interruptiva para interruptores de baja tensión, no se calculan las corrientes totales, asimétricas o de cresta ($I_{cc\ tot}$ $I_{cc\ crest}$). Tampoco se tiene interruptores en media o alta tensión por lo que los cálculos para los esfuerzos de apertura de contactos (segunda red), así como para las corrientes de corto circuito para relevadores con retardo de tiempo (tercera red), no se realizan.

4.7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Haciendo referencia a la norma en su artículo “240 – PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE:

240-12. Coordinación de los sistemas eléctricos. Cuando se requiera una interrupción ordenada para minimizar el riesgo o riesgos para las personas y para el equipo, se permite un sistema de coordinación basado en las dos condiciones siguientes:

- 1) Protección coordinada contra cortocircuitos.
- 2) Indicación de sobrecarga mediante sistemas o dispositivos de supervisión.

NOTA: La coordinación se define como la localización adecuada de una falla para limitar los cortes a los equipos afectados, realizada mediante dispositivos selectivos de protección contra fallas. El sistema de supervisión puede hacer que esa situación produzca una alarma que permita tomar medidas correctoras o cerrar ordenadamente el circuito, minimizando así los riesgos para las personas y daño para el equipo.

Los objetivos de la protección y coordinación de sistemas eléctricos son los de prevenir daño al personal, minimizar los daños a los componentes del sistema, y limitar la extensión y duración de la interrupción del servicio siempre que el equipo falle, por error humano, o eventos de naturaleza adversa que ocurran en cualquier parte del sistema. Las circunstancias causantes de un mal funcionamiento del sistema son usualmente impredecibles, sin embargo un diseño seguro y mantenimiento preventivo puede reducir la probabilidad de que esto pase. El sistema eléctrico, por consiguiente, deberá ser diseñado y dársele mantenimiento de tal forma que el mismo se proteja automáticamente.

La prevención de daño humano es el objetivo más importante de la protección de sistemas eléctricos. Los dispositivos de interrupción deberían tener una adecuada capacidad interruptiva y las partes energizadas deberían estar lo suficientemente encerradas o aisladas para así no exponer al personal a explosión, fuego, arco, o choques eléctricos. La seguridad tiene prioridad sobre la continuidad del servicio, daño del equipo, o economía.

Si minimizar el riesgo de daño del equipo o preservar la continuidad en el servicio es el objetivo más importante depende de la filosofía de funcionamiento de la planta o de la empresa en particular. Algunos funcionamientos pueden soportar interrupciones de servicio limitadas para minimizar la posibilidad de costos de reparación o reemplazo de equipo, mientras otros contemplarán como un gasto pequeño comparado con incluso una breve interrupción de servicio. La última actitud es dominante en las industrias con procesos que han desarrollado, por experiencia, prácticas en diseño de sistemas, operación, y mantenimiento que hace posible operar con sobrecargas sostenidas y reducir la posibilidad de que fallas menores rápidamente se conviertan en fallas mayores. Un caso para señalar es el sistema sin aterrizar que requieren una especial contemplación en mantenimiento, detección de falla, y ubicar la falla a eliminar la primera falla a tierra antes de que una segunda ocurra. En tales instalaciones la aproximación básica es aplicada en todo el sistema eléctrico y todos los otros sistemas que choquen con el proceso crítico. Mientras generalmente es considerado obsoleto, sistemas sin aterrizar son aun preferidos por algunos diseñadores de sistemas eléctricos donde la interrupción del proceso es crítica.

En industrias donde el proceso no es altamente crítico, la protección eléctrica debería ser diseñada para el mejor compromiso entre el daño del equipo y la continuidad del servicio. Teniendo en mente que el objetivo principal es obtener

selectividad así como minimizar la extensión de paro del equipo en caso de una falla, la mayoría de las operaciones probablemente preferirán que el equipo fallado sea desenergizado tan rápido como la falla es detectada.

El costo de la protección del sistema nunca debe ser ignorado, y este determinará el grado de la protección del sistema que puede ser factiblemente diseñado en un sistema. Muchas características pueden ser agregadas que mejorarán la eficiencia, fiabilidad, y flexibilidad, pero incrementará el costo inicial. Por otra parte, falta de diseño en un sistema con al menos los mínimos requerimientos de seguridad y fiabilidad inevitablemente resultará en una eficiencia insatisfactoria con la probabilidad de tiempos muertos costosos. Modificar un sistema que se prueba inadecuado será mas costoso y en la mayoría de los casos menos satisfactorio que diseñando estas características en un sistema en el principio.

Las principales anomalías contra hay que proteger son corto circuitos y sobrecargas. Los cortos circuitos pueden ser causados de muchas maneras, incluyendo fallas de aislamiento debido a excesiva humedad, daño mecánico al equipo de distribución eléctrica, y falla de utilización del equipo como resultado de sobrecarga u otros abusos. Los circuitos pueden ser sobrecargados simplemente con equipos de utilización mas grandes o adicionales al circuito. Sobrecargas pueden ser causadas por instalaciones y mantenimiento inapropiadas, tales como ejes desalineados y cojinetes desgastados. Procedimientos de operación impropios también son una causa de sobrecarga o daño de equipo. Estas incluyen también arranque frecuentes, periodos de aceleración extendidos, y ventilación obstruida.

Cuando un corto circuito ocurre en un sistema de energía, cosas no deseables pasan:

- 1) Arcos eléctricos, llamaradas, e incendio pueden ocurrir en el lugar de la falla con la consecuente generación de humo desde el almacén de combustibles.
- 2) La corriente incrementada fluirá desde las varias fuentes hasta el lugar de falla. Todos los componentes llevando la corriente de falla están sujetos a incrementar los esfuerzos térmicos y mecánicos. Estos esfuerzos mecánicos varían en función de la corriente pico al cuadrado y los esfuerzos térmicos varían en función de la corriente rms al cuadrado y de la duración de la corriente fluyendo (I^2t).
- 3) El voltaje decrece en todo el sistema por la duración de la falla, el voltaje cae en proporción a la magnitud de la corriente; la caída de voltaje máxima ocurrirá en el lugar de falla (a voltaje cero para falla franca).
- 4) Los gabinetes que están en contacto con conductores vivos pueden estar sujetos a levados voltajes y pueden incrementar el riesgo de choque eléctrico.

La falla deberá ser removida rápidamente del sistema de energía para minimizar los efectos de estas condiciones indeseables, incluyendo arqueo e incendio. Este es el trabajo de los dispositivos de protección de circuito, interruptores, y fusibles. El dispositivo de protección deberá tener la habilidad de interrumpir la máxima corriente de corto circuito. Todos los componentes conductivos deberán tener la capacidad de llevar la corriente de corto circuito hasta que ésta es interrumpida exitosamente. El equipo de aterrizamiento deberá ser adecuado para limitar el voltaje en gabinetes en falla a valores seguros.

Equipo de protección básico. El aislamiento de corto circuitos y sobre cargas requiere la aplicación de equipos de protección que percibirán que exista una corriente

fluyendo anormal y entonces remueva la porción afectada del sistema. En algunos tipos el dispositivo sensor y el dispositivo interruptor están completamente separados, interconectados solo a través de alambrado externo de control. En otros tipos las funciones de sensar e interrupción están combinadas en el mismo dispositivo. Y aun en otros tipos, los dispositivos sensor e interruptor, aunque realmente separados, están incluidos en el mismo equipo y mecánicamente acoplados para así funcionar como un solo dispositivo.

El fusible es ambos un dispositivo sensor e interruptor. Esta conectado en serie con el circuito y responde a efectos térmicos producidos por la corriente fluyendo a través de él. Su elemento fusible es diseñado para abrir en un determinado tiempo dependiendo de la cantidad de corriente que fluye. Diferentes tipos están disponibles teniendo características de tiempo-corriente requeridas para la protección apropiada de los componentes del circuito. Los fusibles pueden ser no limitadores de corriente y limitadores de corriente dependiendo en su diseño y construcción. Los fusibles no son restablecidos ya que sus elementos fusible son consumidos en el proceso de interrupción de flujo de corriente.

Los interruptores son solo dispositivos interruptores y deben ser usados en conjunción con dispositivos sensores para cumplir la función de detección. En el caso de interruptores de media tensión (1-72.5 kV), los dispositivos sensores son relevadores de protección separados o combinaciones de relevadores. En el caso de interruptores de baja tensión (menor a 1000 V) los dispositivos sensores pueden ser relevadores de protección externo o combinaciones de relevadores. En la mayoría de las aplicaciones, ya sea interruptores en caja moldeada (MCCB molded-case circuit breaker) o interruptores de potencia de baja tensión (LVPCB low-voltage power circuit breaker) tienen dispositivos sensores construidos dentro del equipo. Estos sensores pueden ser dispositivos en serie térmicos o magnéticos, o estos pueden estar montados integralmente o de lo contrario con relevadores de protección separados.

Los relevadores de sobrecorriente usados en conjunción con interruptores en media tensión están disponibles con diferentes características funcionales. Estos pueden ser direccionales o no direccionales en su acción. Pueden ser instantáneos o con retardo de tiempo en su respuesta. Varias características tiempo-corriente, tales como de tiempo inverso, de tiempo muy inverso, de tiempo extremadamente inverso, y de mínimo tiempo definido, están disponibles sobre un amplio rango de ajustes de corriente. Para aplicaciones específicas, varios tipos de relevadores de sobrecorriente diferenciales están disponibles. Tales relevadores generalmente son usados en conjunción con transformadores de instrumento.

Requerimientos de Protección. El propósito primario de un estudio de coordinación es determinar satisfactoriamente las capacidades y ajustes para los dispositivos de protección del sistema de distribución. El ajuste del dispositivo de protección deberá ser escogido de tal manera que las corrientes iniciales y los tiempos de operación sean cortos, pero suficientes para pasar por encima las sobrecargas transitorias del sistema tales como corrientes de magnetización experimentados cuando los transformadores son energizados o los motores arrancados. Además, el dispositivo deberá ser ajustado para una operación selectiva es decir circuito interruptor mas cercano a la falla abra antes de los otros dispositivos.

Transformadores. Protección de sobrecorriente máxima. La NOM-001-SEDE-1999, Artículo 450-3, especifica el máximo nivel de sobrecorriente al cual el dispositivo protector del transformador debe ser ajustado:

450-3. Protección contra sobrecorriente. La protección contra sobrecorriente de los transformadores debe cumplir con lo indicado en (a), (b) o (c) descritos a continuación. Se permite que el dispositivo de protección en el secundario consista de no más de seis interruptores automáticos o no más de seis juegos de fusibles agrupados en un solo lugar. Cuando se usen varios dispositivos contra sobrecorriente, el valor total de todas las capacidades o ajustes de estos dispositivos, no debe exceder el valor que se permita para un solo dispositivo de sobrecorriente. Si se instalan tanto interruptores automáticos como fusibles, el valor total de todas las capacidades o ajustes de estos dispositivos, no debe exceder el valor que se permita para fusibles. Como se usa en esta Sección, la palabra “transformador” significa un transformador o un banco polifásico de dos o más transformadores monofásicos que operen como una unidad.

NOTA 1: Véanse 240-3, 240-21, 240-100 para la protección contra sobrecorriente de los conductores.

NOTA 2: Las cargas no lineales pueden incrementar la temperatura en el transformador, sin que su protección de sobrecorriente opere.

a) Transformadores de tensión eléctrica nominal mayor a 600 V

1) Primario y secundario. Cada transformador de más de 600 V nominales debe tener dispositivos de protección para el primario y para el secundario, de capacidad o ajuste para abrir a no-más de los valores anotados en la Tabla 450-3 (a)(1). Los fusibles que actúen electrónicamente y que puedan ajustarse para abrir con una corriente eléctrica específica, deben ajustarse de acuerdo con el valor de ajuste para los interruptores automáticos.

Excepción 1: Cuando la capacidad nominal del fusible requerido o el ajuste del interruptor automático no corresponda a la capacidad o ajuste normalizado, se permite usar el valor o ajuste normalizado próximo más alto.

Excepción 2: Como se especifica en (a) (2) a continuación.

Tabla 450 – 3 (a)(1). Transformadores de más de 600V

Máximo ajuste para el dispositivo de protección contra sobrecorriente					
Primario			Secundario		
Más de 600V			Más de 600V		600V ó menos
Impedancia del transformador	Ajuste del interruptor automático	Capacidad del fusible	Ajuste del interruptor automático	Capacidad del fusible	Ajuste del interruptor automático o capacidad del fusible
No-más del 6%	600%	300%	300%	250%	125%
Más del 6% y no Más del 10%	400%	300%	250%	225%	125%

Limites de tolerancia de transformadores. En los años anteriores a la adopción del IEEE Std C57.109-1985, los tiempos límites que definen las capacidades de tolerancia de los transformadores son basados en los siguientes valores de tiempo y corriente, mostrados en la Tabla 1.

En niveles de corriente que excedan alrededor de 400-600% de plena carga, la característica de tolerancia puede ser conservativamente aproximada por una grafica constante I^2t (calor), la cual es representada por una línea recta de pendiente menos 2 extendida y apropiado punto de tolerancia de corto circuito.

Ha sido ampliamente reconocido que el daño a transformadores a causa de fallas es el resultado de efectos mecánicos y térmicos. Aquél, de hecho, ha ganado un incremento de reconocimiento como un factor mas grande en fallas de transformadores.

De acuerdo a dos normas significativas que revisan el familiar punto de tolerancia ANSI: IEEE Std C57.109-1985 para transformadores con liquido y IEEE Std C57.12.59-1989 para transformadores tipo seco.

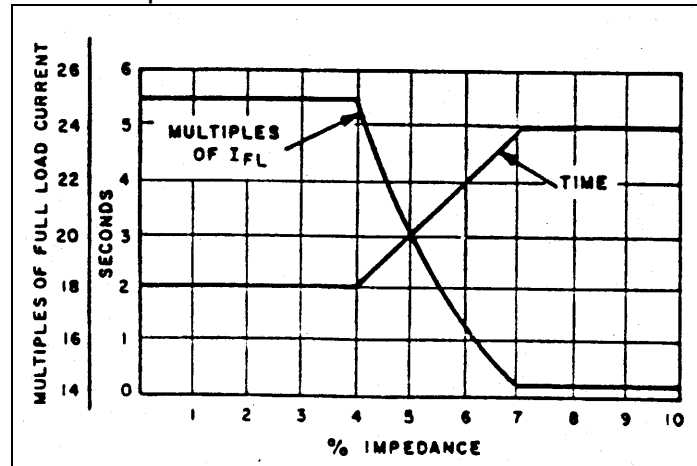


Tabla 1. Límites de tolerancia previos a IEEE Std C57.109-1985

Impedancia (por ciento) Z%	Corriente (valor tiempo base)	Tiempo (segundos)
4 o menos	25.00	2.00
5.00	20.00	$t_{ANSI} = Z\% - 2 = 3.00$
5.25	19.25	$t_{ANSI} = Z\% - 2 = 3.25$
5.50	18.18	$t_{ANSI} = Z\% - 2 = 3.50$
5.75	17.39	$t_{ANSI} = Z\% - 2 = 3.75$
6.00	16.67	$t_{ANSI} = Z\% - 2 = 4.00$
6.50	15.38	$t_{ANSI} = Z\% - 2 = 4.50$
7 y mayores	14.29	5.00

La siguiente discusión brevemente revisa las directrices de protección de daño en transformadores tipo seco Categoría I (5-500 kVA monofásicos, y 15-500 kVA trifásicos); transformadores secos y con liquido Categoría II (501-1667 kVA monofásicos, y 501-5000 trifásicos); y transformadores con liquido Categoría III (1668-10 000 kVA monofásicos, y 5001-30 000 kVA trifásicos); y transformadores con liquido Categoría IV (mas de 10 000 kVA monofásicos, y mas de 30 000 kVA trifásicos). Las curvas de protección de daño deben tomar en consideración el hecho de que el daño del transformador debido a efectos mecánicos es acumulativo, y el numero de fallas a la cual el transformador puede ser expuesto es diferente, dependiendo de la aplicación del transformador.

Una línea recta teniendo una I^2t constante de 1250 desde 2-100 seg ha sido establecida para transformadores Categoría I para ambas fallas ocurridas frecuentemente e infrecuentemente. Dos curvas de protección de daño han sido establecidas para transformadores Categoría II, Categoría III y Categoría IV (ver apéndice D para las figuras). Una curva es para aquellas aplicaciones donde las fallas ocurren frecuentemente, típicamente mas de 10 en la vida de un transformador, y la segunda es para fallas ocurridas infrecuentemente, típicamente no mas de 10.

Donde del lado secundario los conductores son canalizados en conduit, ductos, o de otro modo aislados, como se encuentran en sistemas industriales, institucionales, y comerciales, la incidencia de fallas es extremadamente baja y la curva de falla infrecuente puede ser usada para determinar los ajustes de los dispositivos principales secundarios, dispositivos primarios, o ambos. En contraste, transformadores con el lado secundario con líneas aéreas tienen una relativamente alta exposición a fallas, y el uso de dispositivos protectores con recierre pueden someter al transformador a repetidas excursiones de corriente de cada falla. En estos casos, la curva de falla frecuente deberá ser usada.

Otra consideración es un relativo cambio en el punto de daño que ocurre en transformadores delta-estrella con el secundario conectado en estrella y su punto neutral aterrizado. Una falla monofásica a tierra en el secundario con un valor de uno en por unidad (usando los valores de la falla trifásica como base) producirá una corriente de falla de uno en por unidad en la delta del devanado primario, pero resultara de solo 0.58 en por unidad de la corriente en la línea en la delta del devanado primario

Para seleccionar los ajustes o capacidades del dispositivo primario de protección, los siguientes elementos deberán ser conocidos y considerados:

- a) Voltaje nominal del sistema
- b) Carga nominal y corriente inrush del transformador
- c) Capacidad de corto circuito del suministro eléctrico en kilovoltamperes
- d) Tipo de carga, ya sea continua, fluctuante, no lineal, o sujeta a motores pesados, soldadoras, fundidoras, u otros arranques tempestivos
- e) Coordinación selectiva con otros dispositivos de protección

Los relevadores, cuando son usados con interruptores de potencia para protección del circuito primario de un transformador, deberá tener una característica tiempo-corriente similar a aquel primer dispositivo aguas-abajo. El disparo del elemento con retardo de tiempo puede ser típicamente de 150-200% de la corriente nominal a plena carga del primario del transformador. El ajuste del disparo instantáneo deberá ser fijado a 150-160% de la corriente de corto circuito simétrica trifásica secundaria máxima equivalente permitida para la componente de cd de la corriente de falla durante el primer medio ciclo. El ajuste deberá también permitir el flujo de la corriente de magnetización inrush. En general, la corriente inrush del transformador es aproximadamente 8 a 12 veces la corriente a plena carga del transformador por un periodo máximo de 0.1 s. Este punto deberá ser dibujado sobre la curva de tiempo-corriente, y deberá caer debajo de la curva del dispositivo de protección primario del transformador. Si hay mas de un transformador conectado a este alimentador, el disparo del elemento con retardo de tiempo no deberá exceder 600% de la corriente a plena carga del transformador mas pequeño, asumiendo que los transformadores tienen protección secundaria y una impedancia de 6% o menos. Cuando es usado en el circuito secundario del transformador, el disparo del elemento con retardo de tiempo también debe estar entre 150 a 200% de la corriente nominal a plena carga del secundario del transformador.

Factor para obtener el punto de magnetización, tiempo de duración de 0.1 segundos.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	Factor
Menores de 1,500 kVA	8
Mayores de 1,500 kVA y menores de 3,750 kVA	10
Mayores de 3,750 kVA	12

Conductores alimentadores. Las restricciones aplicables están proveídas en la NOM-001-SEDE-1999. La protección de alimentadores o conductores de tensión nominal de 600 V o menos deberá ser de acuerdo con su capacidad de conducir corriente como esta dado en las tablas de la NOM, excepto cuando la carga incluya motores. En este caso es permisible para el dispositivo de protección ajustarlo a mas grande que la capacidad continua del conductor (para permitir coordinación de fallas o el arranque del motor mas grande conectado mientras las otras cargas son operadas a plena capacidad), puesto que el funcionamiento de la protección de sobrecarga es proporcionado por la acción colectiva de los dispositivos de protección en los circuitos de las cargas individuales. Donde los dispositivos de protección de 800 A o menos estén aplicados y que no tengan posibilidades de ajuste que corresponda a la capacidad de conducción de corriente permisible del conductor, la siguiente capacidad mas grande del dispositivo puede ser usada.

Alimentadores a mas de 600 V deben tener protección contra corto circuito, la cual deberá ser proporcionada por un fusible de capacidad de no mas de 300% de la ampacidad del conductor. Aunque no es requerido por la NOM, una protección mejorada de estos circuitos es posible cuando la protección de sobrecarga es también proporcionada de acuerdo con la ampacidad del conductor.

El flujo de la corriente de corto circuito en un sistema eléctrico impone esfuerzos mecánicos y eléctricos en los cables así como en los interruptores, fusibles, y otros componentes eléctricos. Consecuentemente, para evitar el daño severo permanente al aislamiento del cable durante el intervalo del flujo de la corriente de corto circuito, las características de daño del conductor alimentador deberán ser coordinadas con el dispositivo de protección de corto circuito. La curva de daño del conductor alimentador deberá caer por encima de la curva de su dispositivo de protección.

Esta curva de daño representa una constante limite I^2t para el aislamiento del conductor. Es dependiente de la temperatura máxima que el aislamiento puede ser permitido alcanzar durante la condición transitoria de corto circuito sin incurrir en un daño permanente severo. Los limites de temperatura de corto circuito recomendados, los cuales varían de acuerdo al tipo de aislamiento, están publicados por los fabricantes de cables. Para cualquier magnitud particular de corriente, el tiempo requerido para alcanzar la temperatura limite puede ser determinado de una de las siguientes ecuaciones.

Para conductores de cobre:

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 t = 0.0297 \log_{10} \frac{(T_2 + 234)}{(T_1 + 234)}$$

Para conductores de aluminio:

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 t = 0.0125 \log_{10} \frac{(T_2 + 228)}{(T_1 + 228)}$$

donde; I = corriente rms en amperes

t = tiempo en segundos

A = área de la sección transversal del conductor en circular mils

T_1 = temperatura inicial del conductor en °C

T_2 = temperatura final del conductor en °C (temp. limite de corto circuito)

Si las temperaturas inicial y de corto circuito son conocidas, estas ecuaciones pueden ser usadas para construir la curva de daño del conductor la cual es válida para tiempos de intervalo aproximadamente arriba de 10 s. Puesto que la temperatura inicial depende de la carga del cable y las condiciones ambientales, y por lo tanto usualmente no puede ser determinada con precisión, es común asumir conservadoramente que la temperatura inicial es igual a la temperatura continua máxima nominal del conductor.

Motores. Aparatos rotatorios grandes de corriente alterna. (Ver IEEE Std C37.96-1988). La protección de un motor de inducción es una función de su tipo, tamaño, velocidad, voltaje nominal, aplicación, ubicación, y tipo de servicio. Además, un motor puede ser clasificado al estar en servicio esencial o no esencial, dependiendo del efecto del motor estando fuera de operación del proceso de la planta.

Paros de motores no programados pueden ser causados por lo siguiente:

- a) Fallas internas
- b) Sobrecargas sostenidas o rotor bloqueado
- c) Bajo voltaje
- d) Fases desbalanceadas o invertidas
- e) Sobre tensiones
- f) Operaciones de cierre y transferencia

El esquema del relevador ideal para un motor de inducción debe proporcionar protección contra todos estos daños.

Motores pequeños. Los requerimientos específicos para la protección de motores de inducción pequeños están especificados en el artículo 430 de la NOM-001-SEDE-1999. Cada circuito derivado de motor debe estar provisto con un medio de desconexión, protección de circuito derivado, y un dispositivo protector de sobrecorriente del motor.

El medio de desconexión y protección del circuito derivado esta generalmente combinado en un dispositivo, tal como un interruptor en caja moldeada o un interruptor con fusible. La protección de sobrecorriente del motor es proporcionada por relevadores de sobrecarga. El motor es energizado y des-energizado por un controlador. Esta unidad puede ser operada ya sea manual o eléctricamente (tipo magnética). Los relevadores de sobrecarga abren el controlador del motor proporcionando protección contra sobrecorriente. No es raro tener el controlador del motor incluido en el mismo gabinete del dispositivo de desconexión y de protección de sobrecorriente. La unidad completa es llamada una combinación de arrancador del motor, proporcionando desconexión del circuito derivado y protección de sobrecorriente junto con el control del motor. El dispositivo de sobrecorriente del circuito derivado del motor debe permitir al motor arrancar (sin abrir con la corriente de arranque del motor), pero debe de abrir para cortos circuito.

Una combinación del dispositivo de desconexión y de protección de sobrecorriente debe ser capaz de interrumpir seguramente el circuito bajo la máxima corriente de corto circuito disponible y, así también, proteger el circuito derivado. El interruptor deberá ser para los caballos de potencia nominal, y capaz de seguir cerrado en una falla de la magnitud disponible en su punto de aplicación sin daño. El interruptor debe resistir seguramente la corriente I^2t y la corriente pico de interrupción de los fusibles sin realizar un paro inmediato o cambio en las características de operación, lo cual llevaría a problemas durante la operación normal en algún momento después. Del mismo modo, una combinación utilizando arrancador ya sea interruptor termomagnético o solo

magnético debe tener un valor de corto circuito igual o mas grande que la máxima corriente de falla disponible.

Para la protección de sobrecorriente es necesaria seleccionar la unidad térmica apropiada para el relevador de sobrecarga. Las tablas de los fabricantes de las unidades térmicas están basadas en la operación del motor y el controlador en la misma temperatura ambiente de 40°C o menos. Para aplicar estos dispositivos apropiadamente, los siguiente se debe determinar:

- a) Corriente a plena carga y a rotor bloqueado del motor de los datos de placa
- b) Factor de servicio del motor de datos de placa
- c) Temperatura ambiente para el motor
- d) Temperatura ambiente para el controlador
- e) Tiempo de arranque del motor con la carga conectada

Con esta información, y siguiendo las recomendaciones de fabricante, un ajuste a la corriente a plena carga del motor puede ser determinada para seleccionar la unidad térmica del relevador de sobrecarga apropiado de las tablas del fabricante. Entonces es necesario verificar que las características de disparo permitirán el arranque.

Los contactores de baja tensión de los motores ahora están disponibles con protección de sobrecarga trifásica integral usando tecnología de estado sólido. Estos relevadores de sobrecarga no requieren unidades térmicas separadas (calentadores), ya que el valor de disparo puede ser ajustado un amplio rango de corriente. Características de selección para NEMA clase 10, 20, y 30 (NEMA ICS 1-1988) pueden ser utilizadas para seleccionar las características operación del motor.

La protección de bajo voltaje es inherente en el uso de controladores magnéticos y en control de tres hilos, puesto que el voltaje de control es tomado de la línea o del lado primario del controlador. La mayoría de los controladores magnéticos de los motores abrirán cuando el voltaje de la bobina de operación caiga a 65% de su valor. No todas las unidades tienen la misma característica de apertura, así que el voltaje de apertura deberá ser determinado por prueba. Para muchos motores los tres dispositivos de sobrecarga pueden no proporcionar completa protección monofásica, en tal caso puede ser suministrado como una modificación de equipo especial.

Uso e interpretación de curvas de coordinación de tiempo-corriente.

Determinar los ajustes y capacidades para los dispositivos de sobrecorriente en un sistema de energía es una tarea importante, cuando esta hecha correctamente, se asegura la eficiencia proyectada del sistema. La continuidad del servicio eléctrico de la planta requiere que el equipo de interrupción opere de manera selectiva. Esto requerirá tiempos de apertura prolongados (para una corriente dada) de los interruptores sucesivamente mas cercanos a la fuente de energía durante fallas. La necesidad para máxima seguridad del personal y el equipo eléctrico, por otra parte, invoca el aislamiento mas rápido posible de los circuitos fallados.

Los trazos de las curvas de coordinación proporcionan un medio grafico de visualizar la competencia de los objetivos de selectividad y protección. Este método de análisis cuando se diseña la protección para un sistema nuevo de energía, cuando se analizan condiciones de protección y coordinación en un sistema existente, o como referencia de mantenimiento cuando se verifica la calibración de los dispositivos de protección. Las curvas de protección proporcionan un registro permanente de la relación de operación tiempo-corriente de la protección total del sistema.

El trazado actual de las curvas sobre papel cuadrulado logaritmo-logaritmo usando una escala de corriente común es esencial porque raramente todos los dispositivos de protección de falla involucrados tienen curvas de tiempo-corriente de la misma forma, y es difícil visualizar la relación de las muchas formas diferentes de las curvas. En una escala correspondiente de las curvas esperadas en el nivel de voltaje más bajo se trabaja mejor. Solo utilizar los valores de las relaciones de transformación para las diferentes tensiones involucradas.

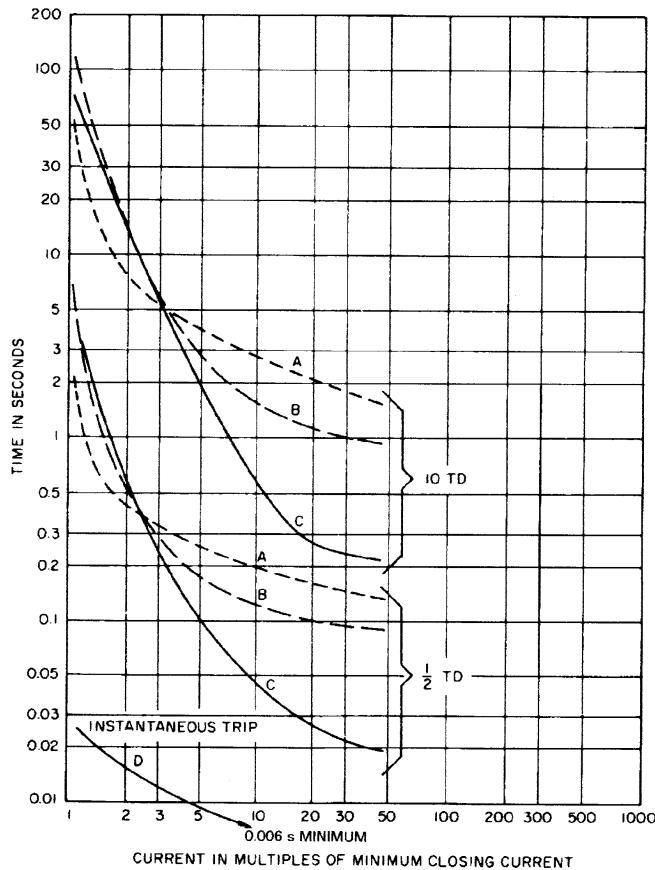
Usualmente el trazado de la coordinación es hecha sobre papel cuadrulado logaritmo-logaritmo con la corriente como abscisa (eje horizontal) y el tiempo como la ordenada (eje vertical). Una elección de la más conveniente corriente y los ajustes de tiempo se hará para cada dispositivo para proporcionar la mejor protección posible y segura para el personal y equipo eléctrico y también funcionar selectivamente con otros dispositivos de protección para desconectar el equipo fallado con la menor perturbación como sea posible para el resto del sistema.

Los programas están comercialmente disponibles para las computadoras personales (PC) los cuales trazarán las curvas de tiempo-corriente sobre papel log-log desde grandes librerías de características de dispositivos. Estos programas pueden eliminar el consumo de tiempo de la tarea de dibujar las curvas a mano.

Dispositivos de Protección y sus aplicaciones. Los dispositivos de protección de los sistemas de energía proporcionan la inteligencia e inician la acción que habilita el equipo de interrupción del circuito a responder a condiciones del sistema anormales o peligrosas. Los siguientes son los tipos de dispositivos de protección más comúnmente usados en sistemas de energía de plantas industriales:

Relevadores de Protección. Los sistemas de energía deberán ser designados de tal manera que la operación de los relevadores de protección es sensar y aislar la falla tan rápido para limitar la magnitud y duración de las interrupciones del servicio. Los relevadores de protección son importantes en los sistemas de energía industriales porque ellos pueden prevenir grandes pérdidas de producción debido a paros de equipo innecesario o daño de equipo innecesario ocurrido como resultado de una falla o sobrecarga. Otras consideraciones son seguridad, pérdidas de bienes, y reemplazos. Los relevadores de protección han sido llamados los “perros guardián” o “centinelas silenciosos” de un sistema de energía.

Los relevadores de protección están clasificados por la variable que ellos van a monitorear o la función que ellos realizan. La aplicación de relevadores es frecuentemente llamada un “arte” más que una ciencia porque hay un juicio involucrado al hacer las selecciones. La selección de los relevadores de protección requiere compromisos entre objetivos en conflicto, tal como es máxima protección, costo mínimo de equipo, protección confiable, operación de alta velocidad, diseños simples, alta sensibilidad a falla, insensibilidad a corrientes de carga normales, selectividad en aislar solo una pequeña parte en falla en el sistema, y capaz de operar correctamente para varias condiciones de operación del sistema. El costo de los relevadores de protección deberá ser balanceado contra el riesgo involucrado si la protección no es aplicada. La planeación para el sistema de protección deberá ser considerada en los estados del diseño del sistema de energía para asegurar que un buen sistema puede ser implementado.



A Inversa
 B Muy Inversa
 C Extremadamente Inversa
 D Instantáneo
 TD Ajuste de la palanca de tiempo del relevador

Características típicas tiempo-corriente de un relevador.

Las diferentes funciones de los relevadores han sido identificadas como números de función de dispositivos, con la apropiado letra sufijo cuando es necesario. Estos números están listados en ANSI/IEEE C37.2-1979 y son usados en diagramas, libros de instrucción, y especificaciones. Los mas comúnmente usados son listados en las tablas siguientes.

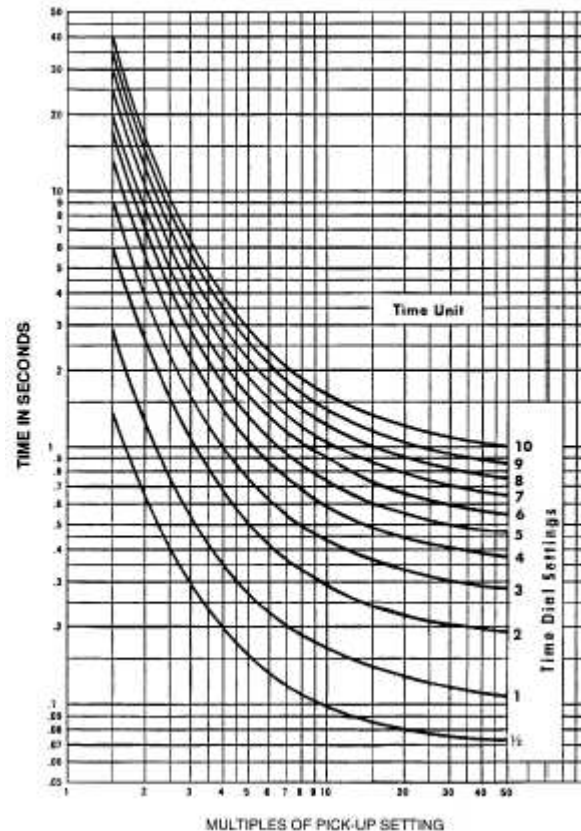
Lista abreviada de Relevadores comúnmente usados y Números de función de Dispositivos

21	Distancia
25	Sincronización
27	Bajo voltaje
32	Direccional de Potencia
40	Perdida de Excitación (Campo)
46	Balance de Fases (Balance de Corriente, Secuencia Negativa de Corriente)
47	Voltaje de Secuencia de Fases (Voltaje de Fase Invertida)
49	Térmico (Generalmente Térmico de Sobrecarga)
50	Instantáneo de Sobrecorriente
51	Sobrecorriente de Tiempo
59	Sobrevoltaje
60	Balanceo de Voltaje (entre dos circuitos)
67	Direccional de Sobrecorriente
81	Frecuencia (Generalmente Baja Frecuencia)
86	Bloqueo
87	Diferencial

Todos los relevadores operarán en respuesta a una o mas cantidades eléctricas abriendo o cerrando contactos o, en el caso de algunos relevadores de estado sólido, disparando tristores. Los relevadores electromecánicos han sido usados por años y ha establecido una reputación por simplicidad, confiabilidad, seguridad bajo mantenimiento, y larga vida. Sin embargo, en recientes años, los relevadores de estado sólido están siendo usados ventajosamente en algunas aplicaciones. Algunas de las ventajas son baja carga, características mejoradas de función dinámica, alta capacidad de resistencia sísmica, y espacio reducido en tablero. Muchas de las funciones de protección pueden ser logradas igualmente ya sea por relevadores electromecánicos o de estado sólido. Los relevadores electromecánicos tienen solo dos diferentes principios de operación: (1) atracción electromagnética y (2) inducción electromagnética.

Letras sufijo usadas comúnmente aplicadas a números de función de relevadores

Letra sufijo	Aplicación del relevador
A	Solo Alarma
B	Protección de barra
G	Protección de falla a tierra (Relevador con transformador de corriente en el circuito neutro del sistema) o Protección de generador
GS	Protección de falla a tierra (Relevador con TC es toroidal o tipo sensor de tierra)
L	Protección de línea
M	Protección de motor
N	Protección de falla a tierra (Relevador tipo bobina conectado en el circuito residual del TC)
T	Protección de transformador
V	Voltaje



Características tiempo-corriente de un relevador típico de sobrecorriente de tiempo inverso

Fusibles. Un fusible puede ser definido como un dispositivo que protege un circuito fundiendo y abrir su elemento de respuesta de corriente cuando una sobrecorriente o corriente de corto circuito pasa a través de él. Un fusible tiene estas características funcionales:

- 1) Combina ambos elementos el sensor y el interruptor en un solo dispositivo auto contenido
- 2) Actúa directamente en respuesta a una combinación de la magnitud y duración de la corriente fluyendo en el circuito a través de él.
- 3) Normalmente no incluye ninguna provisión para manualmente efectuar e interrumpir la conexión a un circuito energizado, sino requiere dispositivos separados, tal como un interruptor, para realizar esta función.
- 4) Es un dispositivo de una sola fase. Solo el fusible en la fase o las fases sujetas a sobrecorriente responderán des-energizando las fases o fase afectada del circuito o equipo que esta en falla.
- 5) Después de haber interrumpido una sobrecorriente, es renovado al reemplazar su elemento de respuesta de corriente antes del restablecimiento de servicio.

Fusibles de baja tensión 600V o menos. Las diferentes normas de fusibles publicadas de la industria eléctrica por Underwriters Laboratories.

ANSI/UL 198B-1982, Safety Standard for Class H Fuses.

ANSI/UL 198C-1981, Safety Standard for High-Interrupting Capacity Fuses, Current-Limiting Types.

ANSI/UL 198D-1982, Safety Standard for Class K Fuses.

ANSI/UL 198E-1982, Safety Standard for Class R Fuses.

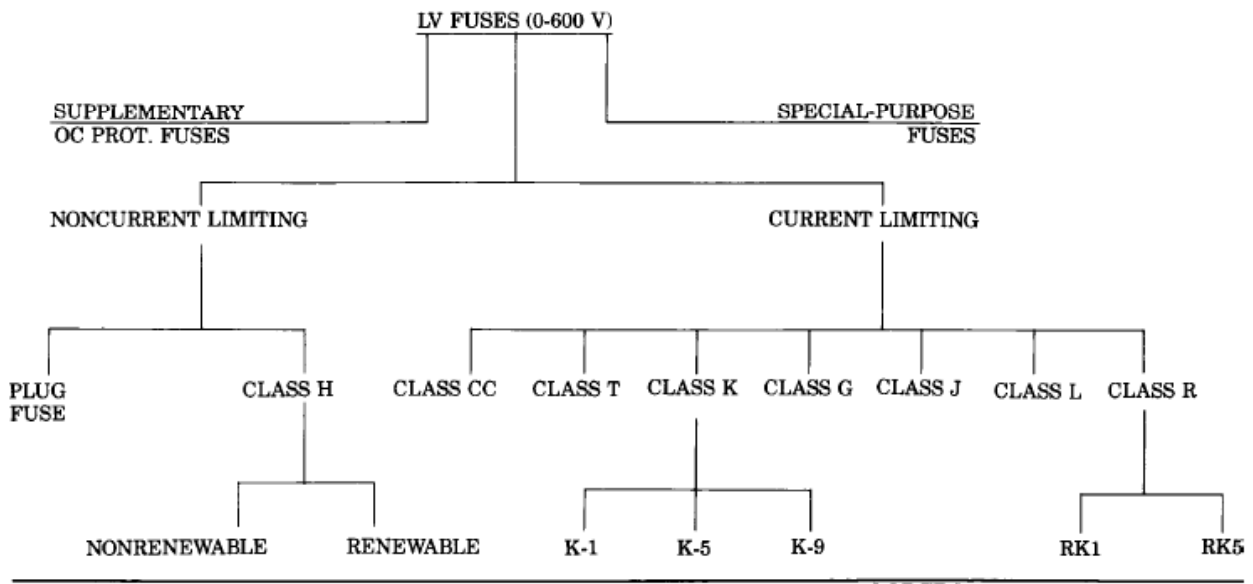
ANSI/UL 198F-1982, Safety Standard for Plug Fuses.

ANSI/UL 198G-1981, Fuses for Supplementary Overcurrent Protection.

ANSI/UL 198H-1982, Safety Standard for Class T Fuses.

ANSI/UL 198L-1984, DC Fuse for Industrial Use.

Clasificaciones UL



Algunas secciones de la NOM-001-SEDE-1999 que pueden aplicarse para fusibles son:

110-9	Corriente de interrupción
110-10	Impedancia y otras características del circuito
240-2	Protección del equipo
240-6	Capacidades nominales de corriente eléctrica normalizadas
240-11	Definición de dispositivos de protección de sobrecorriente limitador de corriente eléctrica
240-50	Fusibles a presión, portafusibles y adaptadores
240-51	Fusibles con base Edison
240-53	Fusibles de tipo S
240-54	Fusibles, adaptadores y portafusibles tipo S
240-60b	No intercambiables portafusibles de cartucho
240-60c	Marcas
240-61	Clasificación

Fusibles de Media y Alta Tensión 2.3-138kV. Las normas ANSI

ANSI/IEEE C37.40-1981, IEEE Standard Service Conditions and Definitions for High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories.

ANSI/IEEE C37.41-1981, IEEE Standard Design Tests for High Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories.

ANSI C37.42-1981, American National Standard Specifications for Distribution Cutouts and Fuse Links.

ANSI C37.46-1981, American National Standard Specifications for Power Fuses and Fuse Disconnecting Switches.

ANSI C37.47-1981, American National Standard Specifications for Distribution Fuse Disconnecting Switches, Fuse Supports, and Current-Limiting Fuses.

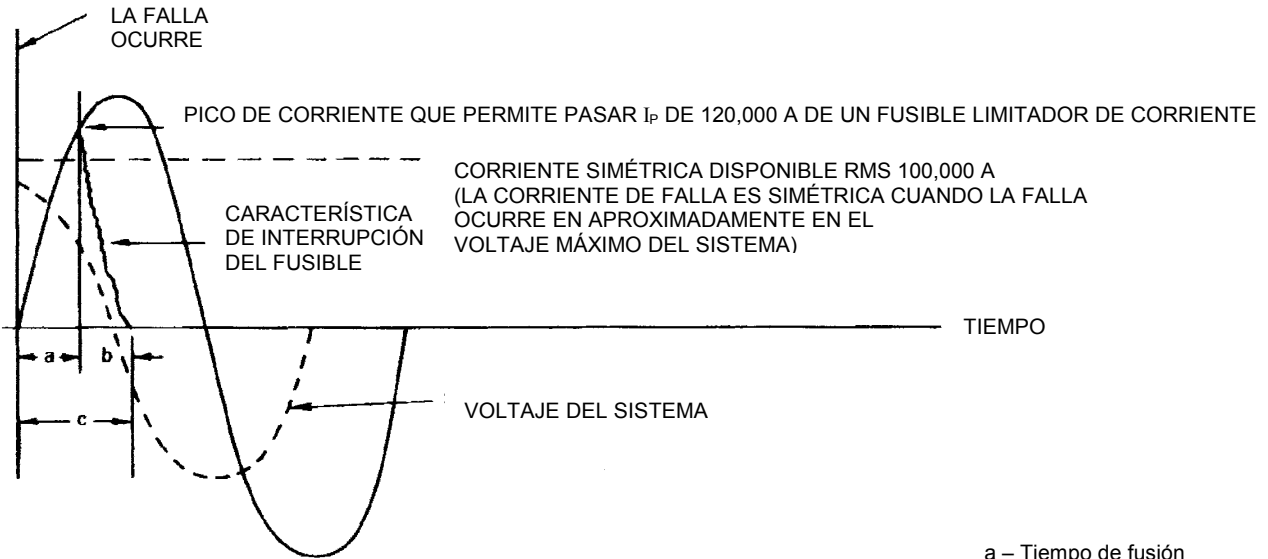
ANSI C37.48-1969, American National Standard Guide for Application, Operation, and Maintenance of Distribution Cutouts and Fuse Links, Secondary Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Power Fuses, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories.

Los Fusibles de Media y Alta tensión son usados extensivamente en sistemas de distribución de energía en industrial, comercial, e institucional; están disponibles en un amplio rango de voltajes (2.3-138kV). Los fusibles de Media Tensión caen en dos categorías: fusibles cortacircuitos de distribución y fusibles de potencia. Las normas aplicables, ANSI C37.46-1981 y NEMA SG2-1981 High Voltage Fuses, los diferencia entre dos categorías sobre la bases de su resistencia dieléctrica, los fusibles de potencia tienen mas resistencia dieléctrica.

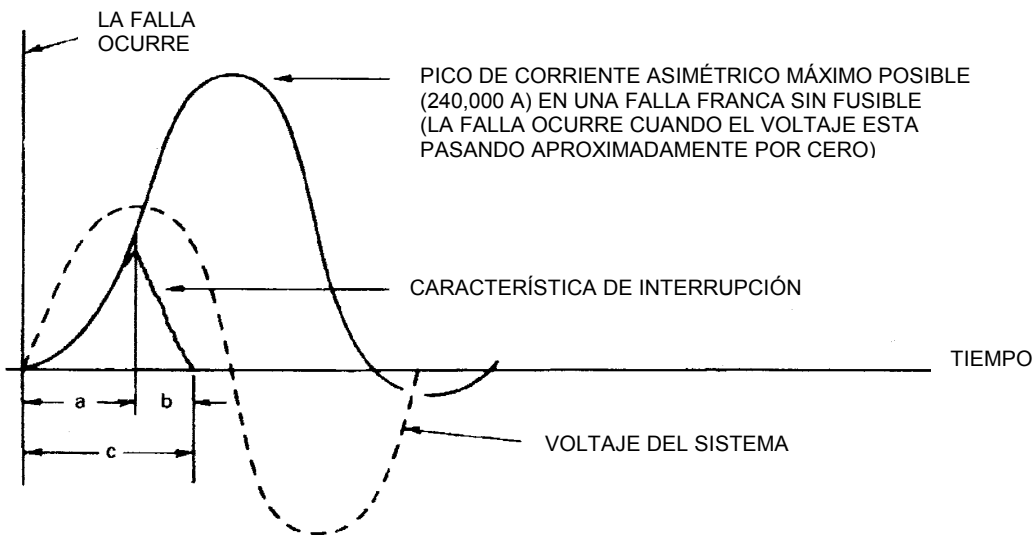
Los fusibles de media y alta tensión son también clasificados de acuerdo a su uso como sigue:

- 1) Fusibles de Media tensión apropiados para aplicaciones dentro de edificios, bóvedas, o cercados. Esta clasificación esta comprendida de fusibles de material sólido (ácido bórico) con capacidades de 4.16-34.5kV y fusibles limitadores de corriente con capacidades de 2.4-34.5kV. Estos representan la mayoría de los fusibles del rango de media Tensión usados en esquemas de protección de sistemas de energía industriales, institucionales y comerciales.

2) Fusibles de Media y Alta tensión apropiados solo para aplicaciones al aire libre. Esta clasificación esta comprendida de fusibles de material sólido con capacidades de 4.16-138kV, fusibles de expulsión de tubo de fibra con capacidades de 7.2-161kV, y fusibles cortacircuito de distribución con capacidades de 4.8-138kV. Esta clasificación de fusibles de potencia es típicamente aplicada en subestaciones exteriores suministrando servicio desde una compañía de suministro de distribución o un sistema de subtransmisión a un sistema de energía industrial (en voltajes que oscilan de 2.4-138kV), o en sistemas de distribución industrial (en voltajes que oscilan de 2.4-34.5kV).



(a) La falla ocurre en el pico del voltaje



(b) La falla ocurre en voltaje cero

Características típicas de limitación de corriente mostrando el pico de corriente que permite pasar y la corriente de falla prospectiva máxima como una función del tiempo de ocurrencia de falla.

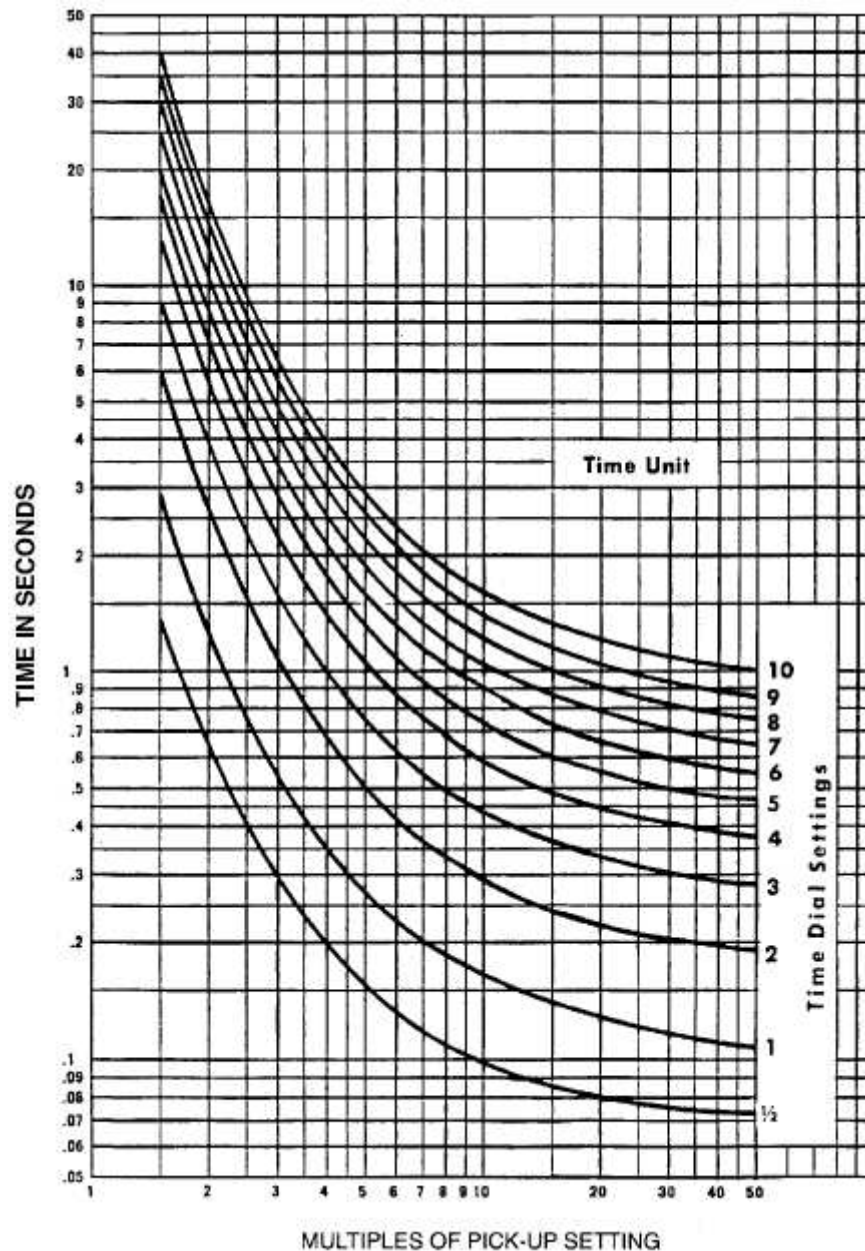
Interruptores de baja tensión. La NOM-001-SEDE-1999 define un interruptor como “Dispositivo diseñado para abrir y cerrar un circuito ya sea por medios no-automáticos y para abrir el circuito automáticamente a una sobrecorriente en condiciones predeterminadas, sin dañarse a si mismo, cuando se aplica apropiadamente dentro de su valor nominal.” Los interruptores de baja tensión son clasificados por ANSI C37.100-1981, IEEE Standard Definitions for Power Switchgear, como (1) interruptores de caja moldeada y (2) interruptores de potencia de baja tensión.

Las siguientes consideraciones aplican a interruptores de baja tensión para protección de sistemas:

- 1) Estos combinan un medio de desconexión con un dispositivo de protección de sobrecorriente en una unidad compacta, generalmente auto contenida.
- 2) Sin o muy pequeña exposición a partes vivas involucradas durante la operación de rutina.
- 3) Estos son reajustables. Después de disparar (y remover la falla o sobrecara que causo el disparo), el servicio puede ser restaurado sin reemplazar ninguna parte del montaje. La inspección del montaje del interruptor después de la interrupción de la corriente de falla es recomendado para verificar su conveniencia para seguir en uso.
- 4) Estos proporcionan desconexión simultáneamente de todos los conductores de fase.
- 5) Capacidades interruptivas de corto circuito altas, la disponibilidad de los interruptores limitadores de corriente, y capacidades interruptivas conectadas en serie permiten aplicaciones en sistemas con corrientes de falla alta.
- 6) La llegada de unidades de disparo de estado sólido altamente sofisticados han incrementado la versatilidad del interruptor y hacen la coordinación mas fácil.
- 7) La selección de interruptores de caja moldeada consideran capacidades interruptivas ya que las diferentes capacidades interruptivas están disponibles para el mismo tamaño de marco.
- 8) Coordinación de dispositivos de protección de falla a tierra requiere ajustes de retardo de tiempo y es mejorado por la presencia de ajustes que proporcionan características de tiempo-corriente inversa.

Representación de los dispositivos. Los fabricantes de los dispositivos de protección curvas publican características de tiempo-corriente y otros datos de funcionamiento para todos los dispositivos usados en un sistema de protección. Las curvas de tiempo-corriente de dispositivos de disparo con retardo de tiempo de acción directa, fusibles, y dispositivos térmicos con retardo de tiempo incluyen lo necesario permitido para el sobreviaje, tolerancias de manufactura, etc. Las características individuales de tiempo corriente de los dispositivos de sobrecorriente son transpuestos sobre una curva común para seleccionar ajustes o valores coordinados.

Las curvas de tiempo-corriente de los relevadores normalmente empiezan en múltiplos de 1.5 veces el ajuste de la corriente de arranque, puesto que su desempeño no se puede predecir exactamente por debajo de ese valor. Sin embargo, las curvas mostrando la función de tiempo-corriente esperada aproximada de valores mas bajos puede usualmente ser obtenida del fabricante, si se requiere. Las curvas de tiempo-corriente del relevador define el tiempo de operación del relevador solo y no incluye ningún tiempo de interrupción del interruptor.



Características tiempo-corriente de un típico relevador de sobrecorriente de tiempo inverso

Relevadores con retardo de tiempo. Hay tres criterios que deberán ser observados cuando se seleccionen las características y ajustes de los relevadores con retardo de tiempo para una operación selectiva. Estos criterios son los siguientes:

- Permitir adecuados márgenes de tiempo entre relevadores
- Usar relevadores que tengan las mismas características
- Fijar los relevadores mas cercanos a la fuente con la corriente de arranque mas grande

Las características tiempo-corriente de los relevadores son representadas por familias de curvas de una sola línea, la cual representa el tiempo de cierre del contacto

del relevador con un flujo de corriente específico. Un intervalo de tiempo debe ser agregado al segundo relevador en una cadena porque este continúa viendo la corriente de falla hasta que el interruptor asociado con el primer relevador abre y el arco es extinguido. Este tiempo es normalmente de 5-8 ciclos para los interruptores normalmente usados en sistemas industriales, aunque el tiempo de apertura de contactos real será de 3-5 ciclo. Después de que el primer interruptor ha abierto el circuito y des-energizado el segundo relevador, los contactos de ese relevador (tipo disco de inducción) continuará girando libremente por 0.1 s debido a la inercia del disco de inducción al cual el contacto móvil es unido.

	Ajuste manual	Ajuste usando instrumentos
Tiempo de operación del interruptor (5 ciclos)	0.083 s	0.083 s
Sobreviaje del relevador (inercia del disco)	0.10 s	0.10 s
Errores de tolerancia y ajuste del relevador	0.217 s	0.117 s
Intervalo de tiempo permitido	0.40 s	0.30 s

Un margen total de 0.40 s a corriente de falla máxima es suficiente para producir selectividad satisfactoria entre relevadores de tiempo inverso. Como se muestra en la tabulación, se incluye un factor de seguridad de 0.217 s para cubrir las variaciones de construcción e inexactitudes en la posición del dial o palanca de tiempo cuando se ajusta el relevador. Cuando es deseable mantener los tiempos de operación del dispositivo al mínimo, el margen de tiempo puede ser reducido con seguridad a aproximadamente 0.30 s cuando el ajuste de retardo de tiempo es fijado exactamente usando instrumentos de corriente y temporizador. Una reducción más extensa de este margen (aproximadamente 0.20-0.25 s) es posible con relevadores de estado sólido los cuales los cuales se restablecen rápidamente, puesto que no tienen la inercia del disco para tomar en cuenta.

Para mejores resultados, los relevadores teniendo la misma forma característica p.ej. muy inversa, deberán ser seleccionados. Cuando dos relevadores de inducción en serie teniendo la misma forma estén ajustados con el intervalo de tiempo apropiado a la corriente de falla máxima disponible, estos también serán selectivos en valores bajos de corriente. Cuando las características de los relevadores son diferentes, la selectividad puede ser obtenida proporcionando al relevador más cercano a la fuente una característica menos inversa.

El relevador más cercano a la fuente siempre tendrá un ajuste de corriente de arranque que este más grande que el relevador más cercano a la carga. Si el ajuste de arranque es bajo, las curvas de los dos relevadores se cruzarán cada una en algún valor bajo de la corriente de falla, y el relevador del lado de la línea disparará primero para todas las corrientes por debajo de ese valor.

Relevadores instantáneos. Cuando dos interruptores en serie teniendo ambos relevadores de sobrecorriente instantáneo, su selectividad depende solamente de sus ajustes de corriente. Por lo tanto, los relevadores deben ser fijados de tal manera que el más cercano a la fuente no disparará cuando fluya la corriente de falla asimétrica máxima disponible a través del otro circuito. Esto requiere suficiente impedancia en el circuito entre los dos interruptores (de cables, transformadores, etc.) para reducir la corriente de falla del relevador más cercano a la fuente en menos de su ajuste de

arranque. Si esta impedancia es suficiente, la operación selectiva es imposible con relevadores de sobrecorriente instantáneos y la apertura de ambos interruptores por fallas debe ser tolerado.

Usualmente la impedancia de un transformador es suficiente para alcanzar la selectividad entre relevadores instantáneos en un alimentador primario y la bobina de disparo instantáneo del interruptor del secundario de bajo voltaje. También, la impedancia de líneas de transmisión abiertas puede ser suficiente para proporcionar el diferencial necesario en la magnitud de la corriente de corto circuito para permitir el uso de relevadores instantáneos en ambos extremos.

Generalmente, relevadores instantáneos en extremos opuestos del sistema de cableado en plantas no son selectivos porque la impedancia del circuito es muy baja para proporcionar el diferencial de corriente necesaria.

Aplicaciones involucrando ambos relevadores de sobrecorriente de fase y de tierra conectados residualmente deberán ser revisados cuidadosamente para determinar si los errores de estado estable y transitorio de las corrientes están debajo del ajuste de arranque del relevador. El elemento instantáneo en un sistema conectado residualmente puede no ser capaz de ajustarse completamente debido a estos errores transitorios de las corrientes y no son normalmente proporcionados.

Las conexiones de los instantáneos son generalmente fabricados en todos los relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo en el equipo del interruptor entonces estos serán intercambiables, pero serán empleados solo como disparo cuando apliquen. El hecho de que el estudio de ajuste de relevador revele que alguno de los relevadores instantáneos deba ser inoperante no deberá ser interpretado como un signo de diseño pobre de protección del sistema.

Interruptores de baja tensión. Las características tiempo-corriente para interruptores típicos de potencia de baja tensión con dispositivos de disparo de estado sólido están representados por bandas de curvas. Las curvas de tiempo de operación máxima y mínima define las características de operación del dispositivo de disparo. El muy angosto ancho de la banda de la característica de disparo es lograda por el uso de componentes de alta calidad, grado industrial, estado sólido, y permite varios interruptores ser coordinados estrechamente sin corrientes excesivamente grandes o ajustes de retardo de tiempo. Las características de retardo de tiempo-largo, retardo de tiempo-corto, e instantáneo y de falla a tierra son utilizadas cuando se requiere, y todas son individualmente ajustables en ambos corriente y retardo de tiempo, ya sea por medio del ajuste discreto del ajuste del tap (derivación) o un ajuste controlado continuamente. Para alcanzar este nivel de coordinación, los interruptores de potencia utilizan disparos de retardo de tiempo-corto. El equipo protegido por este interruptor debe ser diseñado para manejar la corriente de corto circuito disponible para la duración del retardo de tiempo-corto.

Pickup. El termino "pickup" ha adquirido varios significados. Para muchos dispositivos, pickup es definido como la corriente mínima que empieza una acción. Es usado exactamente cuando se describen las características de un relevador. También es usado al describir la función del dispositivo de disparo de un interruptor de potencia de baja tensión. El termino no aplica exactamente al disparo térmico de un interruptor en caja moldeada, el cual se desvía como una función del calor acumulado.

La corriente de pickup de un relevador de protección de sobrecorriente es el valor mínimo de la corriente que causará que el relevador cierre sus contactos. Para un

disco de inducción del relevador de sobrecorriente, pickup es la corriente mínima que causará que el disco empiece amoverse y finalmente cierre sus contactos. Para dispositivos actuado con solenoides, el tap (derivación) de los ajustes de corriente de estos relevadores usualmente corresponden a la corriente de pickup.

Para interruptores de potencia de baja tensión, pickup es definido como el valor de calibración de la corriente mínima, sujeto a ciertas tolerancias, el cual causará que el dispositivo dispare para finalmente disparar el interruptor. Un dispositivo de disparo de característica de retardo de tiempo largo, retardo de tiempo corto, e instantáneo tendrá tres valores de pickup, todos dados en términos de múltiplos o porcentajes del valor nominal del disparo del dispositivo o del pickup de retardo de tiempo largo.

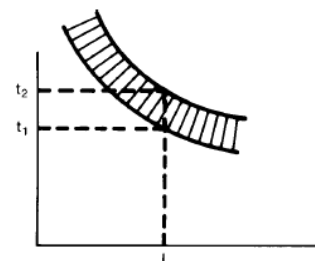
Para interruptores en caja moldeada con elemento de disparo térmicos, los amperes nominales continuos, no el valor de pickup, son usados, ya que un interruptor en caja moldeada propiamente calibrado lleva 100% de sus valores nominales a 25°C en aire abierto. El ajuste magnético instantáneo podría ser llamado de la misma manera como el los interruptores de potencia de baja tensión.

Para aplicaciones de fusibles, los amperes nominales continuos son usados en vez de los valores de pickup, porque los fusibles de potencia de baja tensión puede soportar 110% de su valor nominal continuo indefinidamente bajo condiciones de laboratorio controladas. Ambos tipos de fusibles de un solo elemento y de doble elemento están disponibles arriba de 600 V, con fusibles de doble elemento un elemento es utilizado para sobrecarga y el segundo elemento para protección de corto circuito. Fusibles de potencia de media y alta tensión típicamente no operarán para corrientes debajo de 200% de valor de amperes nominales.

Como construir las curvas. Un entendimiento básico de las características tiempo-corriente es esencial para cualquier estudio. En una curva de coordinación ordinaria, el tiempo 0 es considerado como el tiempo en el cual la falla ocurre, y todos los tiempos mostrados en la curva son en un tiempo transcurrido desde ese punto. Las curvas que son dibujadas son tiempos de respuesta ya que, para un sistema radial, todos los dispositivos entre la falla y la fuente experimentan las mismas corrientes de falla (excepto para las contribuciones de motores) hasta que uno de estos interrumpen el circuito.

Una curva de coordinación es colocada tal que la región abajo y a la izquierda de la curva representa un área de no operación. Las curvas representan un sitio de una familia de pares de coordenadas (corriente y tiempo) la cual indica cuanto tiempo es requerido para la operación del dispositivo en un valor seleccionado de corriente. Las curvas de relevadores de protección son usualmente representadas por una sola línea. Las curvas de disparo de interruptores que incluyen el tiempo de operación del interruptor así como el tiempo del dispositivo de disparo están representado como bandas. Las bandas representan los límites de tiempo máximo y mínimo durante corrientes seleccionadas en las cuales la interrupción del circuito es esperada. La región arriba y a la derecha de la curva o banda representa un área de operación.

La figura siguiente muestra una curva de tiempo-corriente representada como una banda. El tiempo t_2 es el tiempo máximo desde la iniciación del flujo de corriente I dentro del cual la operación del dispositivo y el interruptor es asegurada. El tiempo t_1 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 bajo consideración no operará debido a la característica de impulso del dispositivo de disparo.

Leyendo la corriente a lo largo de la abscisa, el tiempo o rango de tiempos en el cual cualquier dispositivo se espera opere, corresponde a la ordenada u ordenadas de la curva trazada. Usualmente, las curvas de los interruptores empiezan en un punto de corriente pequeña cercano al valor nominal o de ajuste de disparo del dispositivo y un tiempo de operación de 1000 s; las curvas de los relevadores empiezan en un punto cercano a $1\frac{1}{2}$ veces el pickup y el tiempo correspondiente para este punto. Las curvas usualmente terminan en la corriente de corto-circuito máxima a la cual el dispositivo en consideración será sometido. Una sola curva puede ser trazada para cualquier dispositivo bajo cualquier condición especificada, aunque la mayoría de los dispositivos (excepto relevadores) se traza una envolvente dentro de la cual la operación toma lugar. Esta envolvente toma en consideración la mayoría de las variables las cuales afectan la operación, tales como temperatura ambiente, tolerancias de fabricante, y tiempos de retardo reajustables.

Las características de cierre de contactos de los relevadores de sobrecorriente han sido históricamente definidos ya sea como de tiempo inverso o definido. El relevador de tiempo definido operará dentro de la misma envolvente de tiempo sin importar la magnitud de la corriente, tan grande como la corriente este arriba del mínimo de pickup y abajo del límite de saturación. En el relevador de tiempo inverso el tiempo de operación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente, estos es, el relevador inverso opera en un tiempo corto para una corriente de magnitud grande, y opera lentamente para magnitudes de corriente pequeñas arriba del mínimo de pickup. El relevador puede tener características las cuales son inversa, muy inversa, extremadamente inversa, o tener alguna designación similar. Estos términos significan que un pequeño valor de sobrecorriente requerirá mas tiempo para que le relevador opere que para una magnitud de corriente mas grande, con relevador extremadamente inverso la operación es mucho mas rápida que con el relevador muy inverso, el cual a su vez opera mas rápido que el relevador inverso para las magnitudes de corriente mas altas. Fabricantes de relevadores de sobrecorriente de estado sólido y electromecánicos tienen normas individuales para los relevadores inversos, así que los datos de fabricante deberán ser escudriñados antes de intentar la coordinación.

El relevador que tiene una característica inversa o muy inversa es la mas común usada, y frecuentemente la misma característica inversa puede ser usada en todo el sistema. Un relevador con característica mas inversa es usada mas cercana a la carga con la característica del relevador de respaldo siendo menos inversa. Por ejemplo, un relevador muy inverso es usado para coordinarse con fusibles (los fusibles tienen características extremadamente inversas). Los relevadores con características de tiempo definido son usados en circuitos de protección de motores de media tensión, protección de falla a tierra. La selección de la curva característica del relevador es frecuentemente basada en preferencias o estandarización, con la aplicación siendo mas un arte que una ciencia.

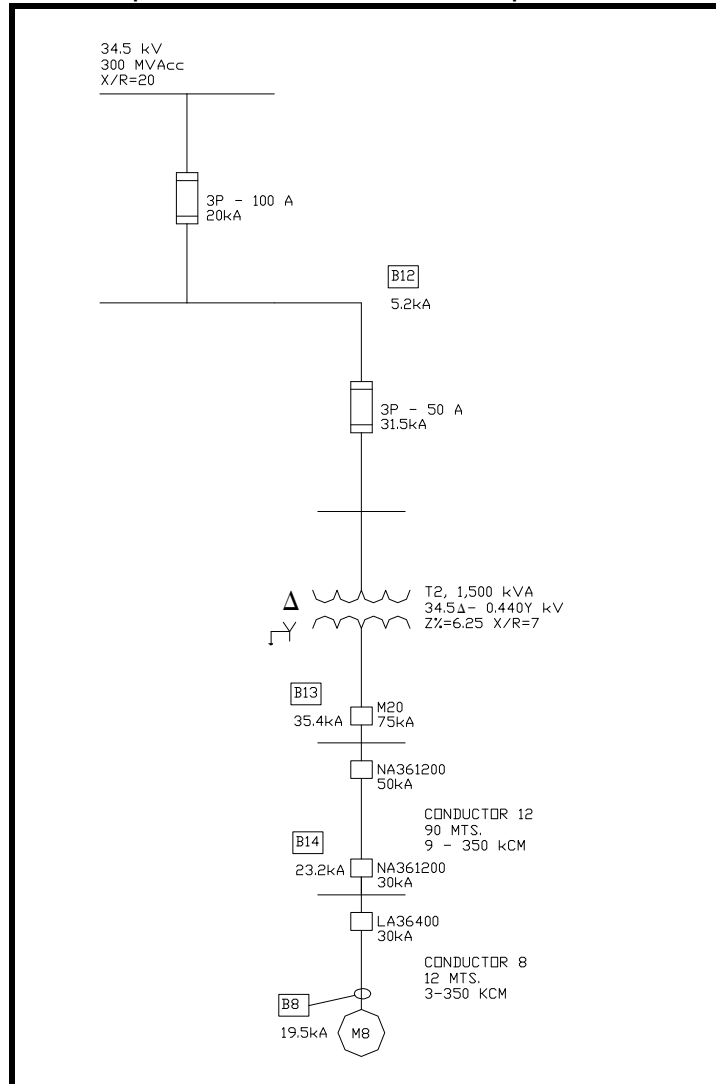
Procedimiento. El tiempo puede ser efectivamente usado desarrollando y siguiendo un procedimiento como el siguiente:

- 1) Seleccionar una escala conveniente de corriente
- 2) Sobre papel cuadriculado log-log, indicar
 - a) Corrientes de corto circuito

- b) Ampacidades o flujos de carga, o ambas
 - c) Puntos de daño o curvas I^2t
- 3) Empezar graficando en el nivel de voltaje mas pequeño y en la carga mas grande
- El principio de usar sobre capas para hacer las curvas de coordinación elimina mucho del tedio del estudio de coordinación. Una vez que ha sido seleccionada la escala de corriente especifica, los multiplicadores apropiados para los diferentes niveles de voltaje considerados en el estudio se calculan. Las curvas características para los diferentes tipos de protección son entonces colocados sobre una superficie lisa brillante como una hoja blanca de papel, o una caja cubierta con vidrio con una lámpara en esta. La hoja de papel log-log sobre la cual el estudio es realizado es colocado encima de la curva característica del dispositivo, la escala de corriente del estudio es alineada con la característica del dispositivo. Las curvas para todos los diversos ajustes y capacidades de los dispositivos siendo estudiados pueden ser entonces trazados o examinados.

Ejemplo de Estudio de Coordinación.

- 1) **Diagrama unifilar.** Dibujar el diagrama unifilar de la porción del sistema a ser estudiado con las capacidades de todos los dispositivos mostrados



2) **Estudios de la corriente de corto circuito.** Calcular los valores de la corriente de corto circuito disponibles en los diferentes puntos en el sistema:

Sistema de 34.5 kV	300 MVA (de la compañía de suministro)
Barra B12 @ 34.5 kV	5.2 kA
Barra B13 @ 440 V (Tablero general de distribución QDPACT)	35.4 kA
Barra B14 @ 440 V (Tablero subgeneral de distribución I-LINE)	23.2 kA
Barra B8 @ 440 V (Terminales del motor M8)	19.5 kA

3) **Puntos de protección.** Determinar los puntos de protección deseados para ciertos componentes largos del sistema.

Transformador de 1500 kVA

(a) Punto ANSI

$$\text{Impedancia de } 6\% \rightarrow 16.6 \cdot I_{PC} \cdot 0.58 = I_{ANSI} \text{ por } 4 \text{ s}$$

$$16.6 \cdot 1968 \cdot 0.58 = 18,950 A \text{ en } 440V$$

$$16.6 \cdot 25 \cdot 0.58 = 241 A \text{ en } 34.5kV$$

(b) Punto de magnetización (Inrush)

$$8 \cdot I_{PC} = I_{inrush} \text{ por } 0.1 \text{ s}$$

$$12 \cdot 1968 = 23,600 A \text{ en } 440V$$

$$12 \cdot 25 = 300 A \text{ en } 34.5 \text{ kV}$$

(c) NOM-001-SEDE-1999 450-3(a)

- Primario mas de 600 V, Capacidad del fusible, Impedancia del transformador no mas de 6%, Máximo ajuste del dispositivo de sobrecorriente 300%:

$$3 \cdot 25 = 75 A \text{ en } 34.5kV$$

- Secundario 600V o menos, Ajuste del interruptor, Impedancia del transformador no mas de 6%, Máximo ajuste del dispositivo de sobrecorriente 125%:

$$1.25 \cdot 1968 = 2,460 A \text{ en } 440V$$

Cuando un transformador delta-estrella esta involucrado en el sistema, una falla de línea a tierra produciendo una corriente de falla del 100%, en el devanado secundario producirá solo el 58% de la corriente de falla en cada una de las dos fases de las líneas entrantes al primario del transformador. Esto significa que la corriente indicada del punto ANSI debe ser reducido a 58% del valor de la falla trifásica.

4) Selección de escala.

Seleccionar una escala que minimizara las multiplicaciones y manipulaciones sobre los dispositivos donde un rango de ajustes esta disponibles. Ya que el dispositivo del extremo de la carga esta fijado, los ajustes serán seleccionados para cuatro dispositivos y dos conductores en 440V y dos dispositivos en 34.5kV, la mejor escala de trabajo es 440V. Usando un multiplicador de 78.72 para corrientes en 34.5kV.

5) Características de disparo básicas.

Trazar lo siguiente sobre papel log-log:

- Curva de daño del transformador de 1500 kVA Categoría II (ver apéndice D), Corriente de magnetización (Inrush), Punto ANSI.
- Corrientes de corto circuito
- Curva de daño de los alimentadores

Para el caso del alimentador C12, que esta conectado de la barra B13 a la B14, son tres cables en paralelo por fase calibre 500 kCM, conductor de cobre, aislamiento a base de policloruro de vinilo (PVC) tipo THW-LS, baja emisión de humos, con una longitud de 90 metros. Se tiene:

$$I = CM \sqrt{\frac{0.0297}{t} \log \frac{T_f + 234}{T_o + 234}}$$

donde:

$$CM = 500000 \cdot 3 = 1500000$$

$$T_f = 150^\circ C$$

$$T_o = 75^\circ C$$

$$I = \frac{79413.21}{\sqrt{t}}$$

Para el caso del alimentador C8, que esta conectado de la barra B14 a la B8, es un cable por fase calibre 350 MCM, conductor de cobre, aislamiento a base de policloruro de vinilo (PVC) tipo THW-LS, baja emisión de humos, con una longitud de 12 metros. Se tiene:

$$I = CM \sqrt{\frac{0.0297}{t} \log \frac{T_f + 234}{T_o + 234}}$$

donde:

$$CM_{350} = 350000$$

$$T_f = 150^\circ C$$

$$T_o = 75^\circ C$$

$$I = \frac{18529.75}{\sqrt{t}}$$

6) Interruptores de baja tensión.

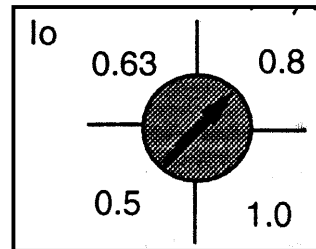
- a) El cable del circuito derivado de la barra B14 es de calibre 350 kCM y tiene una ampacidad de 400 A, el dispositivo de protección es un ITM de 3 polos por 400 A, LA36400;
- b) Los 3 cables en paralelo de las barras B13 a B14 son de calibre 500 kCM y tiene una ampacidad de 1488 A, el dispositivo de protección es un ITM de 3 polos por 1200 A, NA361200;
- c) El interruptor principal del secundario del transformador de 1500 kVA, es un interruptor de potencia en baja tensión Masterpact y se regula de la siguiente manera:

Corriente nominal $I_{nominal} = 2,000 \text{ A}$
 Corriente en demanda $I_{demanda} = 1,450 \text{ A}$
 Tipo de unidad de control a ajustar STR58U
 Curva de disparo del interruptor derivado mayor NA361200
 Curva de daño del transformador que se desea proteger 1,500kVA

- Ajuste del selector "Io"

$$F \times I_n = I_{dem}$$

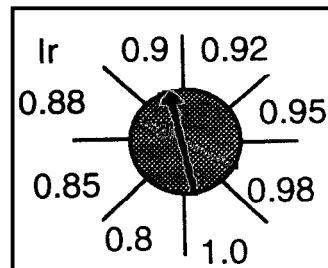
$$F = I_{dem} / I_n = 1,450 / 2,000 = 0.725$$



- Ajuste del selector "Ir"

$$F = I_n \times I_r$$

$$I_r = F / I_o = 0.725 / 0.8 = 0.906$$



- Disparo por sobrecarga

Corriente de régimen es a la que se ajusta el equipo

$$I_{regimen} = I_n \times I_o \times I_r = 2,000 \times 0.8 \times 0.9 = 1,440 \text{ A}$$

El fabricante da una tolerancia del 5 al 20% para que el equipo dispare por sobrecarga

$$I_{SC} = I_{regimen} + (5 \text{ o } 20)\%$$

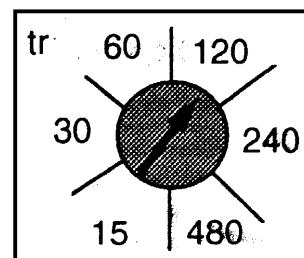
$$I_{SC} = 1,440 \times 1.05 = 1,512$$

$$I_{SC} = 1,440 \times 1.20 = 1,728$$

- Ajuste del selector "tr"

El ajuste de retardo de tiempo largo indica en cuantos segundos se desea que el interruptor dispare cuando se presenta una sobrecarga del 50%.

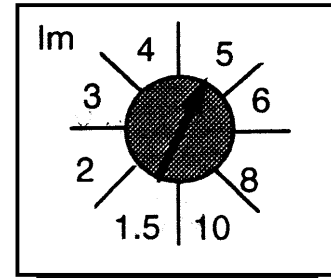
$$I_{reg} \times 1.5 = 1,440 \times 1.5 = 2,160$$



- Ajuste del selector “Im”

Ajuste de la corriente en el tiempo corto

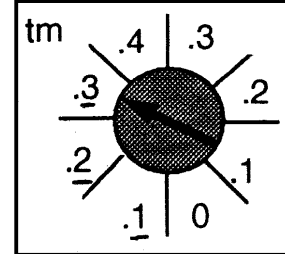
$$I_{\text{selectividad}} = I_m \times I_{\text{reg}} = 5 \times 1,440 = 7,200$$



- Ajuste del selector “tm”

Tiempo de retardo del ajuste de tiempo corto.

Las opciones de on, off permiten la habilitación de una rampa de tiempo



- Protección de cortocircuito

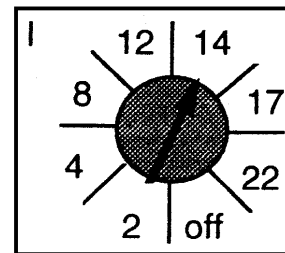
El calculo del cortocircuito en el lugar donde se instala el Masterpact, indica la corriente máxima de falla que puede presentarse por lo que se utiliza para el ajuste de la protección de corto circuito.

Ajuste del selector “I”

El ajuste de cortocircuito debe estar por debajo de: el valor obtenido en el calculo y la curva de daño de los equipos.

Para nuestro caso, el calculo de cortocircuito es de 35.4 kA.

$$I_{\text{cc}} = I \times I_n = 14 \times 2,000 = 28 \text{ kA}$$



7) **Relevadores.** No se utilizan en este proyecto.

8) **Fusibles de alta tensión.** Para el caso del transformador de 1500 kVA, la corriente nominal del fusible se calcula de la siguiente manera:

$$I_n = (1.6 \text{ a } 2) \frac{kVA}{\sqrt{3} \cdot kV}$$

$$= 1.155 \frac{kVA}{kV} = 1.155 \frac{1500}{34.5} = 50.22 A$$

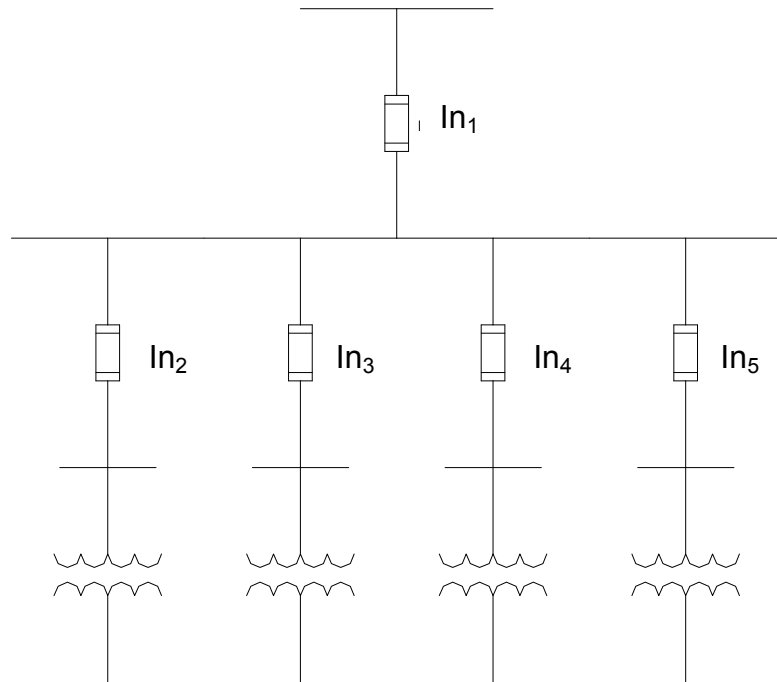
Ver apéndice D para la curva característica del fusible.

Al seleccionar un fusible para un alimentador que tiene varios circuitos derivados, el valor de la corriente nominal del fusible del alimentador deberá calcularse en función de la suma de las corrientes de cada uno de los circuitos derivados multiplicando el resultado por el factor de 1.6 a 2.0 veces y deberá ser por lo menos de 1.6 veces mayor que la corriente nominal del fusible de mayor corriente de los circuitos derivados a fin de asegurar la selectividad en la protección.

$$I_{n1} \geq I_{n2} + I_{n3} + I_{n4} + I_{n5}$$

$$I_{n1} \geq 1.6 I_{n_x}$$

I_{n_x} = Fusible de mayor corriente nominal



Para nuestro caso un alimentador con dos transformadores en derivación

$$I_{n1} \geq 50 + 50 = 100 \text{ A}$$

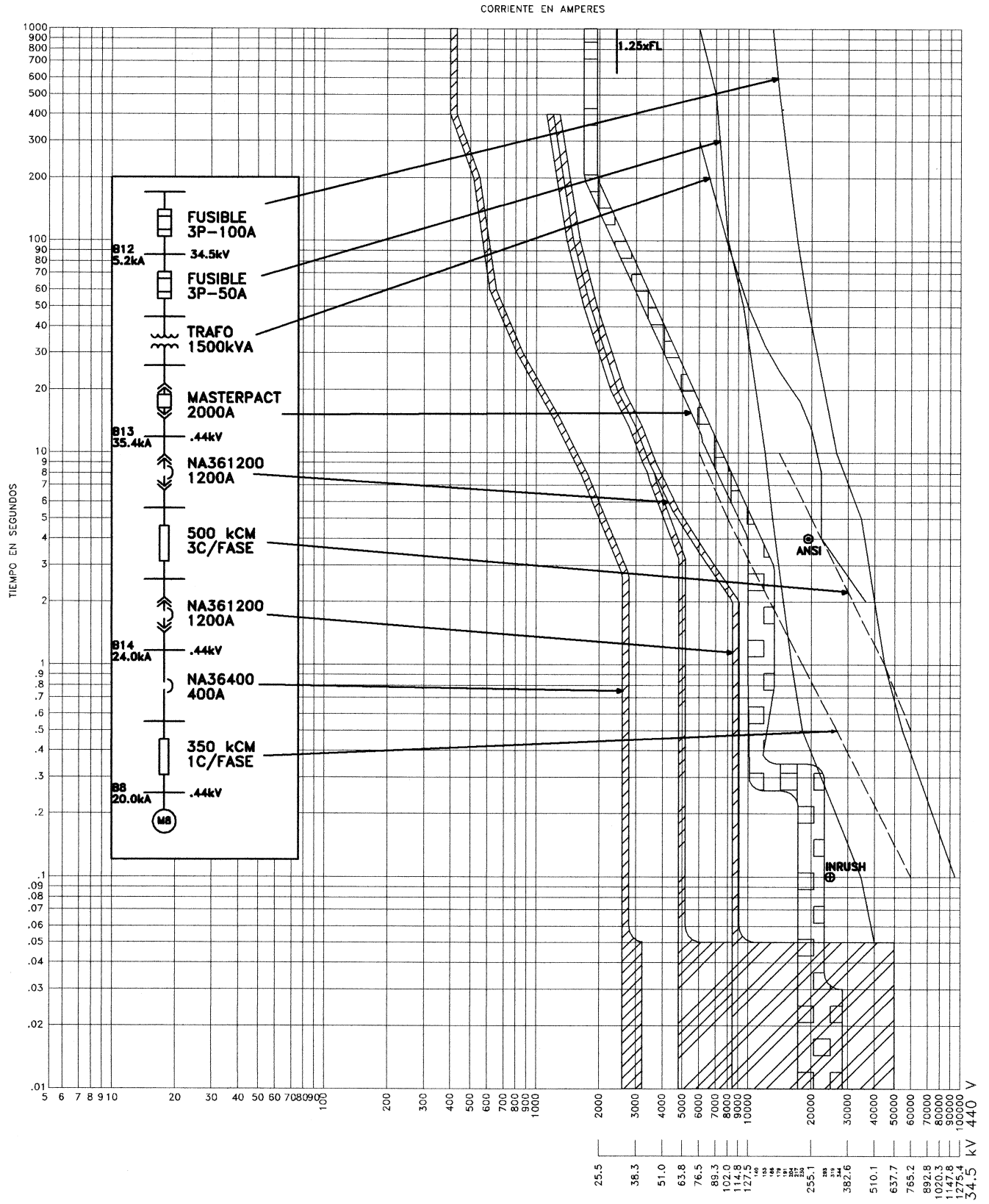
$$I_{n1} \geq (1.6)(50) = 80 \text{ A}$$

Se selecciona el fusible de 100 A. Ver apéndice D para la curva característica del fusible.

9) **El arte del compromiso.** Normalmente, la coordinación selectiva empieza con el voltaje mas bajo, trabajando hacia el nivel de voltaje mas alto. Todos los voltajes mas pequeños o las características de los dispositivos de protección primarios deberán estar abajo y a la izquierda de la curva del dispositivo de protección de respaldo. Si el dispositivo del voltaje mas bajo o las curvas del dispositivo de protección de no-corriente primario no puede ser ajustado debajo de la curva del dispositivo de respaldo (mismo voltaje o voltaje mas grande), un intento deberá hacerse ya sea aumentando el dispositivo de respaldo o comprometer la coordinación. Cuando la selectividad debe ser comprometida, el sacrificio deberá hacerse en el lugar en el sistema con las consecuencias económicas menores. Este lugar variará de sistema a sistema. Candidatos probables son:

- Sacrificando coordinación entre la protección primaria de un transformador y su interruptor principal secundario.
- Sacrificando selectividad entre un dispositivo de protección de la carga y el siguiente dispositivo de protección aguas arriba (típicamente, un interruptor alimentador y el dispositivo de protección principal de un centro de control de motores). La consecuencia económica de perdida de selectividad aquí es usualmente mas aceptable que en otros lugares descritas en esta sección.

Cuando se requiere un espaciamiento muy cercano entre curvas, una ventaja puede ser ganada utilizando un relevador extremadamente inverso como protección primaria para un dispositivo aguas abajo, siendo respaldado por un relevador muy inverso.



Nuestro estudio de coordinación de protecciones queda de la forma anterior. En la barra B13 que es el tablero de distribución general tipo QDPACT, se encuentra el circuito derivado de 3 polos por 1200 A, tipo NA361200, y el circuito alimentador de 3 conductores por fase de 500 kCM, llega a la barra B14 que es un tablero subgeneral de distribución tipo I-LINE, el cual tiene un interruptor principal de 3 polos por 1200 A, tipo NA361200.

El interruptor termomagnético tipo NA tiene un ajuste de alto (“HI”) o bajo (“LOW”) que nos permite ajustar el disparo instantáneo o magnético, no así la parte de la curva térmica. Por lo que el instantáneo del ITM NA361200 derivado del tablero QDPACT se ajusta en “alto” o sea su disparo magnético ajustado a 10,000 A, mientras que el instantáneo del ITM NA361200 principal del tablero I-LINE se ajusta en “bajo” o sea su disparo magnético ajustado a 5,000 A.

Se justifica el sacrificio de coordinación por sobrecarga, es decir en la parte térmica de la curva, debido a que el interruptor principal del tablero I-LINE es en gran parte colocado con fines de mantenimiento. Además que la impedancia del conductor alimentador entre los dos interruptores puede suponer que para una sobrecarga en el tablero I-LINE el ITM NA361200 derivado del QDPACT “vea” primero la sobrecarga que el ITM NA361200 principal del I-LINE.

Los demás dispositivos de protección LA36400, NA361200, M20, DR30/50S y DRVA30/100S así como las curvas de daño de cables calibres 350kCM, 500kCM y el transformador de 1,500kVA tienen un margen de coordinación adecuado.

4.8 SISTEMA DE TIERRAS

Con los Sistemas Eléctricos de Energía, hay al menos dos grupos o clases de aterrizamientos:

1) Aterrizamiento del Sistema. El aterrizamiento de alguna parte del sistema de alimentación eléctrica, usualmente el neutro del sistema.

El aterrizamiento del sistema, o la conexión intencional de una fase o el conductor neutro a tierra, es para el propósito de controlar el voltaje a suelo, o tierra, dentro de límites predecibles. También proporcionar para un flujo de corriente que permita la detección de una conexión no deseada, entre conductores del sistema a tierra y la cual promoverá la operación de dispositivos automáticos, que removerán la fuente de voltaje de los conductores, con esa conexión no deseada a tierra. La NOM-001-SEDE-1999, prescribe ciertas conexiones de aterrizamiento del sistema que deben hacerse para estar conforme al código. El control del voltaje a tierra limita la tensión de voltaje en el aislamiento del conductor así tal función de aislamiento pueda predecirse mas fácilmente. El control de voltaje también permite la reducción de riesgo de choque a personas quienes podrían estar en contacto con conductores vivos.

La mayoría de los sistemas aterrizados emplean algún método de aterrizamiento del neutro del sistema en uno o mas puntos. Estos métodos pueden ser divididos en dos categorías generales: Solidamente aterrizado y por impedancia. El aterrizamiento por impedancia podría ser además dividida en varias subcategorías: Aterrizamiento por reactancia, aterrizamiento por resistencia y aterrizamiento por neutralizador de falla a tierra.

Los sistemas de energía eléctrica los cuales están operando con una conexión a tierra no intencional en los conductores del sistema generalmente descritos como no aterrizados. En la realidad, estos sistemas están aterrizados a través de la capacitancia a tierra del sistema.

2) Aterrizamiento del equipo. El aterrizamiento de todos los equipos y marcos de confinamiento metálico, a través de puentes de unión de todas las partes componentes y su conexión a tierra.

El término aterrizamiento de equipo se refiere a la interconexión y aterrizamiento de los elementos metálico no eléctricos de un sistema. Ejemplo de componentes del aterrizamiento del equipo del sistema son conduit metálicos, marcos de motores, confinamiento de equipos, y un conductor de aterrizamiento. Note que un conductor de aterrizamiento es parte del equipo de aterrizamiento del sistema, y se distingue del conductor de puesta a tierra, el cual es una parte del sistema de distribución de energía. Los objetivos básicos de aterrizamiento de equipo del sistema son los siguientes:

- 1) Reducir el riesgo de choque eléctrico del personal
- 2) Proporcionar la capacidad de transporte de corriente adecuada, tanto en magnitud como en duración, para aceptar la corriente de falla a tierra permitida por la protección contra sobrecorriente del sistema sin crear riesgo de fuego o explosión en la construcción o contenidos.
- 3) Proporcionar camino de retorno de baja impedancia para la corriente de falla a tierra necesaria para la inmediata operación de la protección contra sobrecorriente del sistema.

Aterrizamiento de Equipo Electrónico Sensitivo (computadoras). Cuando todos los conductores de una señal o un sistema de energía tienen una diferencia de potencial idéntica con respecto a otra referencia, este potencial es conocido como un voltaje o señal de modo común. Si tal voltaje o señal es indeseable, este es usualmente llamado ruido. Las otras referencias son usualmente los confinamientos de los equipos o tierra, los cuales pueden estar al mismo potencial. El equipo electrónico puede frecuentemente exhibir una susceptibilidad al ruido de modo común entre los conductores de potencia de entrada y tierra, lo cual puede afectar ya sea las señales digitales o analógicas.

El ruido de modo común en una fuente de energía ocurre cuando una diferencia de potencial existe entre la tierra a la cual la fuente de energía es referenciada y la tierra a la cual el equipo de consumo de energía es referenciada. Esto es frecuentemente un acoplamiento capacitivo o resistivo entre los circuitos del equipo y su confinamiento. La diferencia de potencial puede ser creado cuando hay un flujo de corriente en el conductor de aterrizamiento del equipo, o la tierra, entre el confinamiento del equipo y el aterrizamiento de la fuente de energía.

La tierra tiene muchas corrientes desviadas, resultando en pequeñas diferencias de potencial entre puntos. Estas corrientes podrían ser diferentes a la frecuencia del sistema, y también de la frecuencia del sistema, podrían contener transitorios o estallidos debido a la conmutación u otras aberraciones. Por lo tanto, si el gabinete del equipo es conectado a tierra en su lugar, ningún potencial ocurrido allí y el punto de aterrizamiento del sistema de energía puede estar acoplado en la circuitería.

El confinamiento del equipo puede ser mantenido al mismo potencial que la tierra del sistema de energía si el conductor de aterrizamiento es de baja impedancia y no tiene conexión a tierra excepto en el punto de aterrizamiento del transformador de alimentación, el llamado "punto único de tierra". Esto es permitido por la NOM-001-SEDE-1999, Sección 250-74, Excepción 4, y esta referida como salida de tierra aislada.

Aterrizamiento para protección contra carga estática. La acumulación de electricidad estática en equipo, en materiales manipulados o procesados, y en personal en operación introduce un riesgo potencialmente serio en cualquier ocupación donde líquidos, gases, polvos, o fibras inflamables o explosivos están presentes.

La descarga de una acumulación de electricidad estática desde un objeto a tierra o hacia otro objeto cargado de diferente voltaje puede ser la causa de fuego o explosión si esto toma lugar en la presencia de materiales fácilmente inflamables o vapor de combustible y mezcla de aire. Tales fuegos y explosiones han causado lesiones a personal y pérdidas de vida, así como también millones de dólares en pérdidas por daño en propiedad e interrupción de negocios.

La generación de electricidad no puede ser prevenida, pero puede ser mitigada o controlada proporcionando medios de recombinación de cargas separadas tan rápido como ellas son producidas y antes de que los voltajes de chispeo se alcancen. Los métodos usados son los siguientes: aterrizamiento y puentes de unión, control de humedad, ionización, pisos conductores, calzado y ruedas conductoras, precauciones especiales, y mantenimiento adecuado. Estos métodos podrían también ser usados en combinación para un control efectivo.

Aterrizamiento para protección contra descargas atmosféricas (rayos). Un rayo es la descarga de celdas de alto voltaje (usualmente negativa) dentro de las nubes, una con otra o hacia tierra. Estas celdas cargadas en las nubes normalmente atraen cargas de polaridad opuesta en la superficie de (o en objetos altos sobre) la tierra directamente debajo de ellos. Cuando la celda cargada alcanza un nivel crítico (cuando el aislamiento entre la nube y la tierra se rompe), este desarrolla un camino de pasos ionizados, frecuentemente a tierra, resultando en una corriente de descarga alta (stroke) la cual neutraliza, por el momento, estas cargas entre nube y tierra. La corriente de descarga se incrementa desde cero a un máximo, en usualmente, de 1 a 10 μs , entonces de declina a la mitad del valor del pico en 20 a 1000 μs .

Los rayos no pueden ser prevenidos; estos solo pueden ser interceptados o desviados a un camino que, si esta bien diseñado y construido, no resultara dañado, proporcionando solo 99.5 – 99.9% de protección. La protección completa solo puede ser proporcionada confinando el objeto en una completa cápsula de metal. La teoría fundamental de la protección de estructuras contra rayos es proporcionar medios por los cuales la descarga pueda entrar o dejar la tierra sin pasar a través de caminos de alta resistencia. Como tal condición es usualmente lograda con estructuras de marco de acero con puesta a tierra. La protección apropiada es casi siempre con la instalación de terminales en aire, conductores de bajada, y electrodos de tierra.

El *Lightning Protection Code, NASI/NFPA 780-2004*, da instrucciones detalladas para la colocación y espaciamiento de terminales aéreas en techos de edificios de varias configuraciones y sobre estructuras que no son techos de edificios. En general, en el perímetro de un edificio con techo con inclinación suave, las terminales de 0.25 m no deben ser separadas mas de 6.1 m, y terminales de 0.61 m no deben ser separadas mas de 7.6 m. En áreas del techo dentro del perímetro, un espaciamiento de 15.2 m será suficiente. Se deberá consultar el código para requerimientos detallados.

Resistencia a tierra. La resistencia de aterrizamiento de un electrodo esta hecha de:




- 1) La resistencia del electrodo (metal)
- 2) La resistencia de contacto entre el electrodo y el suelo
- 3) La resistencia del suelo, de la superficie exterior del electrodo, en la estructuración de la geometría para el flujo de corriente exterior desde el electrodo hacia la tierra infinita

Las dos primeras resistencias son o pueden hacerse pequeñas con respecto a la tercera (fracción de un ohm) y pueden ser despreciadas para todo propósito practico. Como la tierra es (relativamente) infinita en su tamaño comparado con los sistemas de aterrizamiento como los conocemos, así también su capacidad para absorber una virtualmente ilimitada fuente de corriente. Prácticamente, sin embargo, esta corriente ilimitada es transmitida a la tierra a través de la interfaz “metal electrodo – tierra suelo” en una manera que se describe de lo mejor como sigue:

Alrededor de un electrodo de aterrizamiento, la resistencia del suelo es la suma de las resistencias en serie de cascarones virtuales de tierra, localizados progresivamente en el exterior desde la varilla. El cascaron mas cercano a la varilla tiene el área circunferencial mas pequeña o sección transversal. Sucesivamente los cascarones afuera de este tiene progresivamente áreas mas grandes, y en consecuencia

progresivamente menores resistencias. Así como el radio de la varilla aumenta, el incremento de resistencia por unidad de radio decrece efectivamente a cerca de cero.

La resistencia a tierra puede ser calculada y medida. El calculo ha sido simplificado en gran magnitud por las formulas presentadas en la tabla siguiente:

	Hemisphere radius a	$R = \frac{\rho}{2\pi a}$
•	One ground rod length L , radius a	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
• •	Two ground rods $s > L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3s^2} + \frac{2L^4}{5s^4} \dots \right)$
• •	Two ground rods $s < L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
—	Buried horizontal wire length $2L$, depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
L	Right-angle turn of wire length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 0.2373 + 0.2146 \frac{s}{L} + 0.1035 \frac{s^2}{L^2} - 0.0424 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Three-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 1.071 - 0.209 \frac{s}{L} + 0.238 \frac{s^2}{L^2} - 0.054 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
+	Four-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 2.912 - 1.071 \frac{s}{L} + 0.645 \frac{s^2}{L^2} - 0.145 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
* (6 points)	Six-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 6.851 - 3.128 \frac{s}{L} + 1.758 \frac{s^2}{L^2} - 0.490 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
* (8 points)	Eight-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 10.98 - 5.51 \frac{s}{L} + 3.26 \frac{s^2}{L^2} - 1.17 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
○	Ring of wire diameter of ring D , diameter of wire d , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s} \right)$
—	Buried horizontal strip length $2L$, section a by b , depth $s/2$, $b < a/8$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \frac{a^2 - \pi ab}{2(a+b)^2} + \ln \frac{4L}{s} - 1 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
	Buried horizontal round plate radius a , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{7}{12} \frac{a^2}{s^2} + \frac{33}{40} \frac{a^4}{s^4} \dots \right)$
	Buried vertical round plate radius a , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 + \frac{7}{24} \frac{a^2}{s^2} + \frac{99}{320} \frac{a^4}{s^4} \dots \right)$

Formulas para el Calculo de Resistencia a Tierra

Formulas aproximadas, incluyendo efectos de imágenes. Las dimensiones deben estar en centímetros para obtener la resistencia en ohms.

ρ = la resistividad de la tierra en ohm-centímetro

Aterrizamiento de la Subestación. En subestaciones eléctricas grandes, la corriente de falla a tierra es generalmente alta, y la probabilidad de que estén personas presentes también es alta. Los problemas consiguientes son riesgo de choque eléctrico ya sea tocando partes metálicas aterrizadas mientras este parado en la tierra, o caminando sobre la tierra dentro de la subestación, o mientras se camina en la subestación en contacto con la cerca. El "IEEE Std 80-2000, IEEE Guide for Safety in

AC Substation Grounding” describe ampliamente este problema y proporciona datos de diseño para tales aterrizamientos.

Guía IEEE para Seguridad en Aterrizamiento de Subestaciones de CA

Esta guía es primeramente concernida con subestaciones de ca exteriores, ya sea convencionales o aisladas en gas. Las subestaciones de distribución, transmisión, y plantas de generación están incluidas. Con precauciones apropiadas, los métodos descritos aquí también son aplicables a porciones interiores de tales subestaciones, o a subestaciones que son completamente interiores.

No se hace intento por cubrir los problemas peculiares de aterrizamiento de subestaciones de cd. Un análisis cuantitativo de los efectos de sobretensiones por rayos esta también mas allá del alcance de esta guía.

El intento de esta guía es proporcionar una dirección e información pertinente para practicas de aterrizamiento seguras en el diseño de subestaciones de ca.

Los propósitos específicos de esta guía son para

- a) Establecer, como una base para el diseño, los límites seguros de las diferencias de potencial que pueden existir en una subestación bajo condiciones de falla entre puntos que pueden estar en contacto con el cuerpo humano.
- b) Revisión de practicas de aterrizamiento en subestaciones con especial referencia a seguridad. Y desarrollar criterios para un diseño seguro.
- c) Proporcionar un procedimiento para el diseño de sistemas de aterrizamiento prácticos, basado en estos criterios.
- d) Desarrollar métodos analíticos como una ayuda en el entendimiento y solución de problemas prácticos de gradiente

Esta guía es primeramente concernida con practicas de aterrizamiento seguras para frecuencias de potencia en el rango de 50-60 Hz. Los problemas peculiares de las subestaciones de cd y los efectos de sobretensiones por rayos están mas allá del alcance de esta guía. Un sistema de aterrizamiento diseñado como se describe aquí, no obstante, proporcionará algún grado de protección contra sobretensiones de frente de onda escarpado entrando a la subestación y pasando a tierra a través de los electrodos de tierra. Otras referencias deberán ser consultadas para mas información acerca de estos temas.

En principio, un diseño de aterrizamiento seguro tiene los siguientes dos objetivos:

- Proporcionar medios para transportar las corrientes dentro de la tierra bajo condiciones normales y de falla sin exceder ningún limite de operación y equipo o afectando adversamente la continuidad del servicio.
- Asegurara que una persona en la vecindad de las instalaciones de aterrizamiento no este expuesta a el peligro de choques eléctricos críticos.

Una aproximación practica para aterrizamiento seguro se preocupa y esfuerza por controlar la interacción de dos sistemas de aterrizamiento, como sigue:

- La tierra intencional, consistente de electrodos de tierra enterrados a alguna profundidad debajo de la superficie de la tierra.
- La tierra accidental, establecida temporalmente por una persona expuesta a un gradiente de potencial en la vecindad de una instalación puesta a tierra.

La gente frecuentemente asume que cualquier objeto puesto a tierra puede ser tocado seguramente. Una subestación con una resistencia a tierra baja no es, en si misma, una garantía de seguridad. No es una simple relación entre la resistencia del sistema de tierra en conjunto y la corriente de choque máxima a la cual una persona podría ser expuesta .

Durante condiciones típicas de falla a tierra, el flujo de corriente a tierra producirá gradientes de potencial adentro y alrededor de una subestación. Un sistema de aterrizamiento deberá ser instalado en una manera que se limiten los efectos de los gradientes de potencial de tierra a niveles de voltaje y corriente que no pondrán en peligro la seguridad de la gente o equipo bajo condiciones normales y de falla. El sistema también garantizara la continuidad de servicio.

En la discusión que sigue, se asume que el sistema de electrodos de tierra tiene la forma de una cuadrícula de conductores enterrados horizontalmente, complementado por un numero de varillas de tierra verticales conectados a la cuadrícula.

Selección de conductores y conexiones. Cada elemento del sistema de aterrizamiento, incluyendo los conductores de la cuadrícula, conexiones, uniones de plomo, y todos los electrodos primarios, deberán ser diseñados para la expectativa de vida de diseño de la instalación, el elemento

- a) Tendrá suficiente conductividad, de tal forma que no contribuya substancialmente a las diferencias de voltaje locales.
- b) Resistir la fusión y la deterioración mecánica bajo las mas adversa combinación de magnitud y duración de falla.
- c) Ser mecánicamente fiable y robusto en un alto grado.
- d) Ser capaz de mantener su función incluso cuando sea expuesto a corrosión o abuso físico.

Procedimiento de Diseño.

Paso 1: El plano de la propiedad y la localización general de la subestación proporcionará una buena estimación del área que será puesta a tierra. Una prueba de la resistividad del suelo, determinara el perfil de resistividad del suelo y el modelo de suelo necesitado (que es, uniforme o de dos-capas).

Paso 2: El tamaño del conductor por las ecuaciones dadas a continuación. La corriente de falla $3I_0$ deberá ser la corriente de falla máxima esperada a futuro que será conducida por cualquier conductor en el sistema de aterrizamiento, y el tiempo t_C , reflejara el tiempo de interrupción máximo posible (incluyendo respaldo).

Las ecuaciones siguientes están deducidas para corrientes simétricas, sin desplazamiento de cd.

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_C \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)}$$

donde

I	Es la corriente rms en kA
A_{mm^2}	Es la seccion transversal del conductor en mm ²
T_m	Es la temperatura máxima permisible en °C
T_a	Es la temperatura ambiente en °C
T_r	Es la temperatura de referencia para las constantes del material en °C

- α_0 Es el coeficiente térmico de resistividad a 0°C en 1/°C
- α_r Es el coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r en 1/°C
- ρ_r Es la resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega\cdot\text{cm}$
- K_0 $1/\alpha_0$ o $(1/\alpha_r)\cdot T_r$ en °C
- t_C Es la duración de la corriente en segundos
- $TCAP$ Es la capacidad térmica por unidad de volumen de la tabla siguiente, en $\text{J}/(\text{cm}^3\cdot\text{°C})$

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_0 at 0 °C (0 °C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$)	TCAP thermal capacity [$\text{J}/(\text{cm}^3\cdot\text{°C})$]
Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.42
Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.42
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084	4.40	3.85
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084	5.86	3.85
Copper-clad steel rod ^b	20.0	0.003 78	245	1084	8.62	3.85
Aluminum, EC grade	61.0	0.004 03	228	657	2.86	2.56
Aluminum, 5005 alloy	53.5	0.003 53	263	652	3.22	2.60
Aluminum, 6201 alloy	52.5	0.003 47	268	654	3.28	2.60
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3.58
Steel, 1020	10.8	0.001 60	605	1510	15.90	3.28
Stainless-clad steel rod ^c	9.8	0.001 60	605	1400	17.50	4.44
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419	20.10	3.93
Stainless steel, 304	2.4	0.001 30	749	1400	72.00	4.03

Constantes de materiales

La ecuación anterior puede ser arreglada para que nos de el tamaño de conductor requerido como una función de la corriente del conductor

$$A_{mm^2} = I \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_C \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}, \quad A_{kcmil} = I \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_C \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Paso 3: Los voltajes tolerables de toque y paso están determinados por las ecuaciones dadas en la tabla siguiente. La selección del tiempo t_s , se basa en el juicio del ingeniero de diseño, con la guía del limite tolerable de corriente del cuerpo.

El máximo voltaje manejado por cualquier circuito accidental no deberá exceder los limites definidos como sigue:

Limite para voltaje de paso	Para un cuerpo con peso de 50 kg	Para un cuerpo con peso de 70 kg
$E_{step} = (R_B + 2R_f) \cdot I_B$	$E_{step50} = (1000 + 6C_S \cdot \rho_S) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$	$E_{step70} = (1000 + 6C_S \cdot \rho_S) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$
Limite para voltaje de toque	Para un cuerpo con peso de 50 kg	Para un cuerpo con peso de 70 kg
$E_{touch} = \left(R_B + \frac{R_f}{2} \right) \cdot I_B$	$E_{touch50} = (1000 + 1.5C_S \cdot \rho_S) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$	$E_{touch70} = (1000 + 1.5C_S \cdot \rho_S) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$

donde

E_{step} Es el voltaje de paso en V

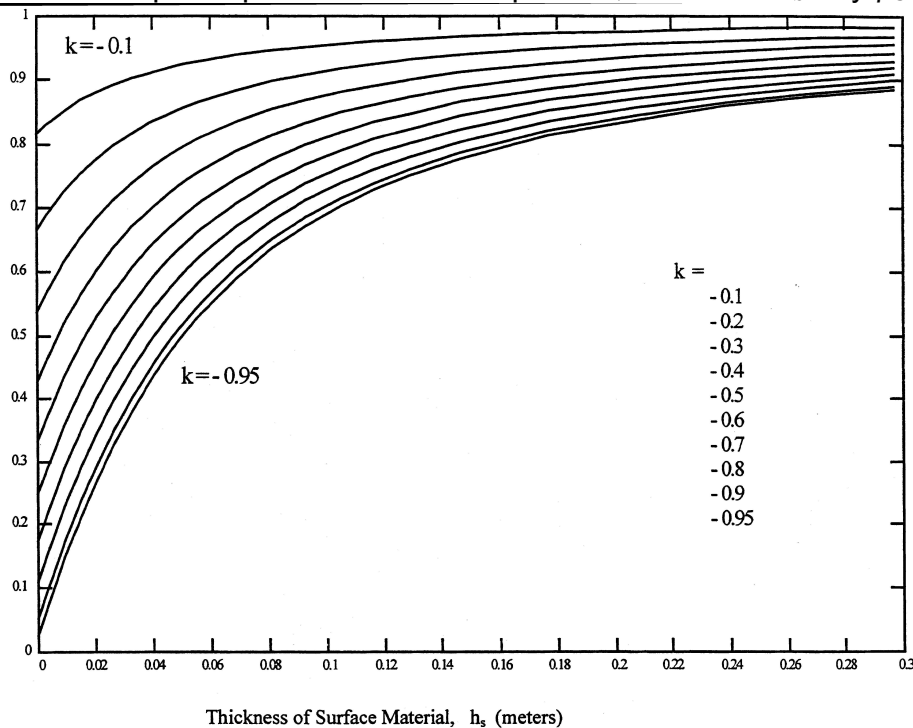
E_{touch} Es el voltaje de toque en V

C_S Es determinado de la figura o la ecuación siguiente

r_S Es la resistividad del material de la superficie en Ωm

t_s Es la duración de la corriente de choque en segundos

Si no es usada una capa de protección en la superficie, entonces $C_S=1$ y $\rho_S=\rho$.



La siguiente ecuación empírica da el valor de C_S .

$$C_S = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_S} \right)}{2h_S + 0.09}$$

Paso 4: EL diseño preliminar deberá incluir un conductor en lazo circundante al área total aterrizada, mas los adecuados cruces de conductores proporcionando acceso conveniente a los equipos de tierra, etc. El espaciamiento de conductores y la ubicación de las varillas de tierra de cálculos inicial se basa en la corriente I_G y en el área de puesta a tierra.

Paso 5: El calculo de la resistencia preliminar del sistema de aterrizamiento en suelo uniforme puede ser determinada por las ecuaciones dadas en 14.2 y 14.3. Para el diseño final, podrían ser deseados cálculos mas aproximados de la resistencia. El análisis por computadora basado en el modelado de los componentes del sistema de aterrizamiento en detalle puede calcular la resistencia con un mayor grado de exactitud, asumiendo que el modelo de suelo ha sido escogido correctamente.

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

donde

- R_g Es la resistencia a tierra de la subestación en Ω
- ρ Es la resistividad del suelo en Ωm
- A Es el área ocupada por la cuadrícula de tierra en m^2
- L_T Es la longitud total de los conductores enterrados en m
- H Es la profundidad de la cuadrícula en m

Paso 6: La corriente I_G es determinada por las ecuaciones dadas en la Cláusula 15. Para prevenir el sobrediseño del sistema de aterrizamiento, solo la porción de la corriente de falla total $3I_0$, que fluye a través de la cuadrícula a la tierra remota deberá ser usado en el diseño de la misma. La corriente I_G deberá, sin embargo, la peor tipo de falla y ubicación, el factor de decremento, y cualquier expansión del sistema a futuro.

$$I_G = D_f \times I_f$$

donde

- I_G es la máxima corriente en la cuadrícula en A
- D_f es el factor de decremento para la duración completa de falla t_f , dada en seg
- I_f es la corriente rms simétrica en la cuadrícula en A

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}} \right)}$$

donde T_a es la constante de tiempo de desplazamiento de cd en s
 $[T_a = X/(\omega R), \text{ para } 60 \text{ HZ}, T_a = X/(120\pi R)]$

La relación X/R a ser usada aquí es la relación X/R del sistema en el lugar de falla para un tipo de falla dada.

Fault duration, t_f		Decrement factor, D_f			
Seconds	Cycles at 60 Hz	$X/R = 10$	$X/R = 20$	$X/R = 30$	$X/R = 40$
0.008 33	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

Paso 7: Si el GPR (Ground Potential Rise: el potencial eléctrico máximo que la cuadrícula de aterrizamiento de la subestación puede alcanzar relativo a un punto de aterrizamiento distante asumido a ser el de potencial de tierra remoto. Este voltaje, GPR, es igual a la corriente de cuadrícula máxima por la resistencia de la cuadrícula.) del diseño preliminar esta debajo del voltaje tolerable de toque, ningún análisis mas extenso es necesario. Solo los conductores adicionales requeridos para proporcionar acceso al equipo de tierra es necesario.

$$GPR = I_G \cdot R_g$$

Paso 8: El calculo de los voltajes de malla y paso para la cuadrícula pueden hacerse por las técnicas de análisis aproximado descritas en 16.5 para suelo uniforme, o por las técnicas de análisis por computadora mas exacto, como se demostró en 16.8. Una discusión mas extensa para los cálculos son reservados para aquellas secciones.

VOLTAJE DE MALLA (E_m)

Los valores de los voltajes de malla son obtenidos como un producto del factor geométrico, K_m ; un factor de corrección K_i , el cual considera algo del error introducido por las suposiciones hechas en la deducción de K_m ; la resistividad del suelo ρ ; y la corriente promedio por unidad de longitud efectiva enterrada del conductor del sistema de aterrizamiento (I_G/L_M).

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M}$$

El factor geométrico K_m es como sigue:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left[\frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

Para cuadrículas con varillas de tierra a lo largo del perímetro, o para cuadrículas con varillas de tierra en las esquinas de la cuadrícula, así como también a lo largo del perímetro y en toda el área de la cuadrícula.

$$K_{ii} = 1$$

Para cuadrículas sin varillas de tierra o cuadrículas con solo unos cuantas varillas de tierra, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}}$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad h_0 = 1m \text{ (referncia de profundidad de la cuadrícula)}$$

El numero efectivo de conductores en paralelo en una cuadrícula dada n , puede aplicarse a cuadrículas de forma regular o irregular que representa el numero de conductores paralelos de una cuadrícula rectangular equivalente.

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

donde

$$n_a = \frac{2L_C}{L_p}$$

$n_b = 1$ para cuadrículas cuadradas; $n_c = 1$ para cuadrículas cuadradas y rectangulares; $n_d = 1$ para cuadrículas cuadradas, rectangulares y en forma de L

De otra manera

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}; \quad n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0.7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}}; \quad n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

L_C es la longitud total del conductor en la cuadrícula horizontal en m

L_p es la longitud de la periferia de la cuadrícula en m

A es el área de la cuadrícula en m²

L_x es la máxima longitud de la cuadrícula en la dirección x en m

L_y es la máxima longitud de la cuadrícula en la dirección y en m

D_m es la máxima distancia entre cualesquiera dos puntos en la cuadrícula en m

D espaciamiento entre conductores paralelos en m

h profundidad de los conductores de la cuadrícula de tierra en m

d diámetro del conductor de la cuadrícula en m

El factor de irregularidad K_i , usado en conjunción con la definición de arriba de n es

$$K_i = 0.644 + 0.148 \cdot n$$

Para cuadrículas sin varillas de tierra, o cuadrículas con solo unas cuantas varillas de tierra espaciadas en toda la cuadrícula, pero ninguna localizada en las esquinas o a lo largo del perímetro de la cuadrícula, la longitud efectiva enterrada L_M es

$$L_M = L_C + L_R$$

L_R es la longitud total de todas las varillas de tierra en m

Para cuadrículas con varillas de tierra en las esquinas, así como también a lo largo del perímetro y en toda la cuadrícula, la longitud efectiva enterrada L_M es

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}} \right) \right] L_R$$

L_r es la longitud de cada varilla de tierra en m

VOLTAJE DE PASO (E_S)

Los valores de los voltajes de paso son obtenidos como un producto del factor geométrico, K_S ; el factor de corrección K_i ; la resistividad del suelo ρ ; y la corriente promedio por unidad de longitud efectiva enterrada del conductor del sistema de aterrizamiento (I_G/L_S).

$$E_S = \frac{\rho \cdot K_S \cdot K_i \cdot I_G}{L_S}$$

Para cuadrículas con o sin varillas de tierra, la longitud efectiva del conductor enterrado L_S es

$$L_S = 0.75 \cdot L_C + 0.85 \cdot L_R$$

El máximo voltaje de paso se asume que ocurre a una distancia de 1 m, empezando en y extendiéndose afuera del perímetro del conductor en el ángulo bisecando la esquina de la cuadrícula mas extrema. Para la profundidad usual de entierro de $0.25\text{m} < h < 2.5\text{m}$, K_S es

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

Paso 9: Si el voltaje de malla calculado esta por debajo del voltaje de toque tolerable, el diseño podría estar completo (ver paso 10). Si el voltaje de malla calculado es mas grande que el voltaje de toque tolerable, el diseño preliminar deberá revisarse (ver paso 11).

Paso 10: Si los voltajes de toque y paso calculados están por debajo de los voltajes tolerables, el diseño necesita solo los refinamientos requeridos para proporcionar acceso al equipo de tierra. Si no, el diseño preliminar debe ser revisado (ver paso 11).

Paso 11: Si los limites tolerables se han excedido ya sea de paso o toque, se requiere de la revisión del diseño de la cuadrícula. Esta revisión puede incluir un espaciamiento entre conductores mas pequeño, varillas de tierra adicionales, etc.

Paso 12: Después de satisfacer los requerimientos de voltaje de paso y toque, pueden requerirse conductores de cuadrícula y varillas de tierra adicionales . Los conductores adicionales de cuadrícula pueden requerirse si el diseño de la cuadrícula no incluye conductores cerca del equipo ha ser aterrizado. Varillas de tierra adicionales pueden ser requeridas en la base de los apartarayos, neutros de los transformadores, etc. El diseño final deberá ser revisado para eliminar riesgos debido a potenciales transferidos y riesgos asociados con áreas especiales de interés.

Para nuestro caso la subestación con los transformadores se encuentran en el primer nivel y la red de tierras se ubicara en el sótano siendo una red de tierra remota y cumplirá con la NOM-001-SEDE-1999 en sus requerimientos siguientes:

D. Subestaciones

921-25. Características del sistema de tierra. Las características de los sistemas de tierra deben cumplir con lo aplicable del Artículo 250.

a) Disposición física. El cable que forme el perímetro exterior del sistema, debe ser continuo de manera que encierre el área en que se encuentra el equipo de la subestación.

En subestaciones tipo pedestal se requiere que el sistema de tierra quede confinado dentro del área que proyecta el equipo sobre el suelo.

Excepción: En las subestaciones tipo poste o pedestal se acepta como sistema de tierra la conexión del equipo a uno o más electrodos. La resistencia del sistema a tierra total debe cumplir con los valores indicados en el inciso (b) de esta Sección.

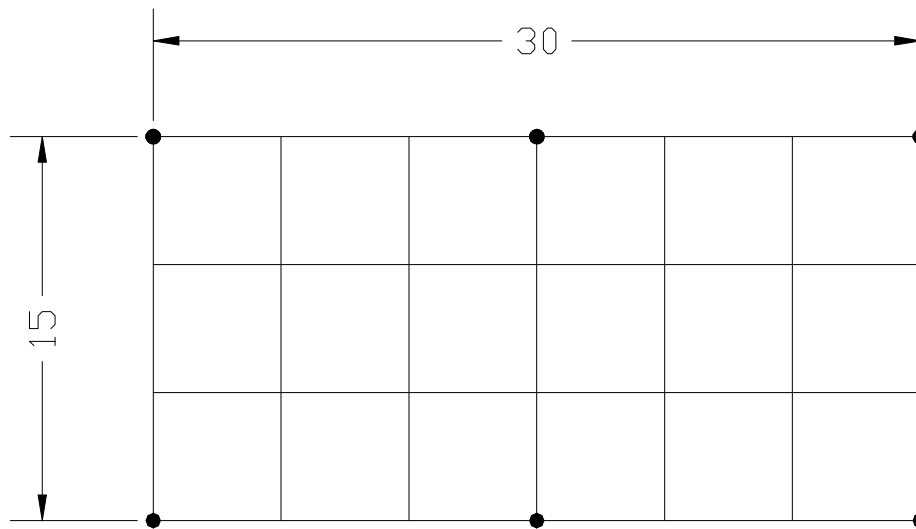
b) Resistencia a tierra del sistema. La resistencia eléctrica total del sistema de tierra incluyendo todos los elementos que lo forman, debe conservarse en un valor menor a lo indicado en la tabla siguiente:

Resistencia (Ω)	Tensión eléctrica máxima (kV)	Capacidad máxima (kVA)
5	mayor a 34,5	mayor a 250
10	34,5	mayor a 250
25	34,5	250

Excepción: Para terrenos con resistividad eléctrica mayor a 3000 Ω -m, se permite que los valores anteriores de resistencia de tierra sean el doble para cada caso.

Deben efectuarse pruebas periódicamente durante la operación en los registros para comprobar que los valores del sistema de tierra se ajustan a los valores de diseño; asimismo, repetir periódicamente estas pruebas para comprobar que se conservan las condiciones originales, a través del tiempo y de preferencia en época de estiaje.

Por lo que la resistencia a tierra del sistema debe ser igual o menor a 10Ω , por tratarse de una subestación de 3,000 kVA, a una tensión de 34.5 kV.

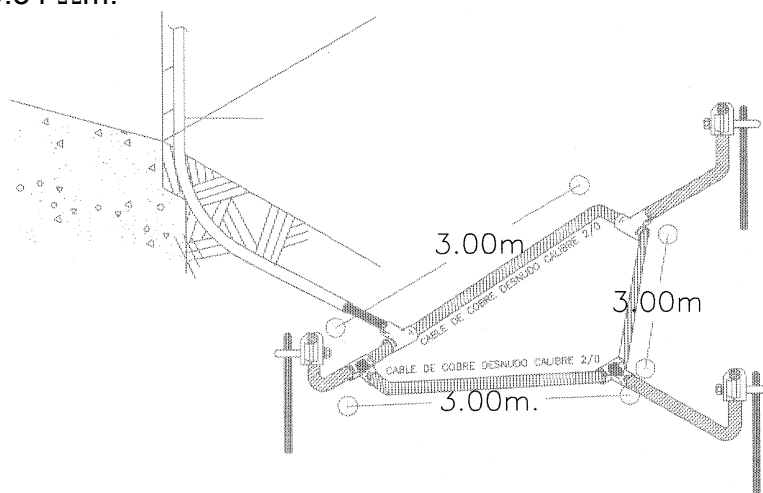


Cuya resistencia a tierra es de

$$R_{og} = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

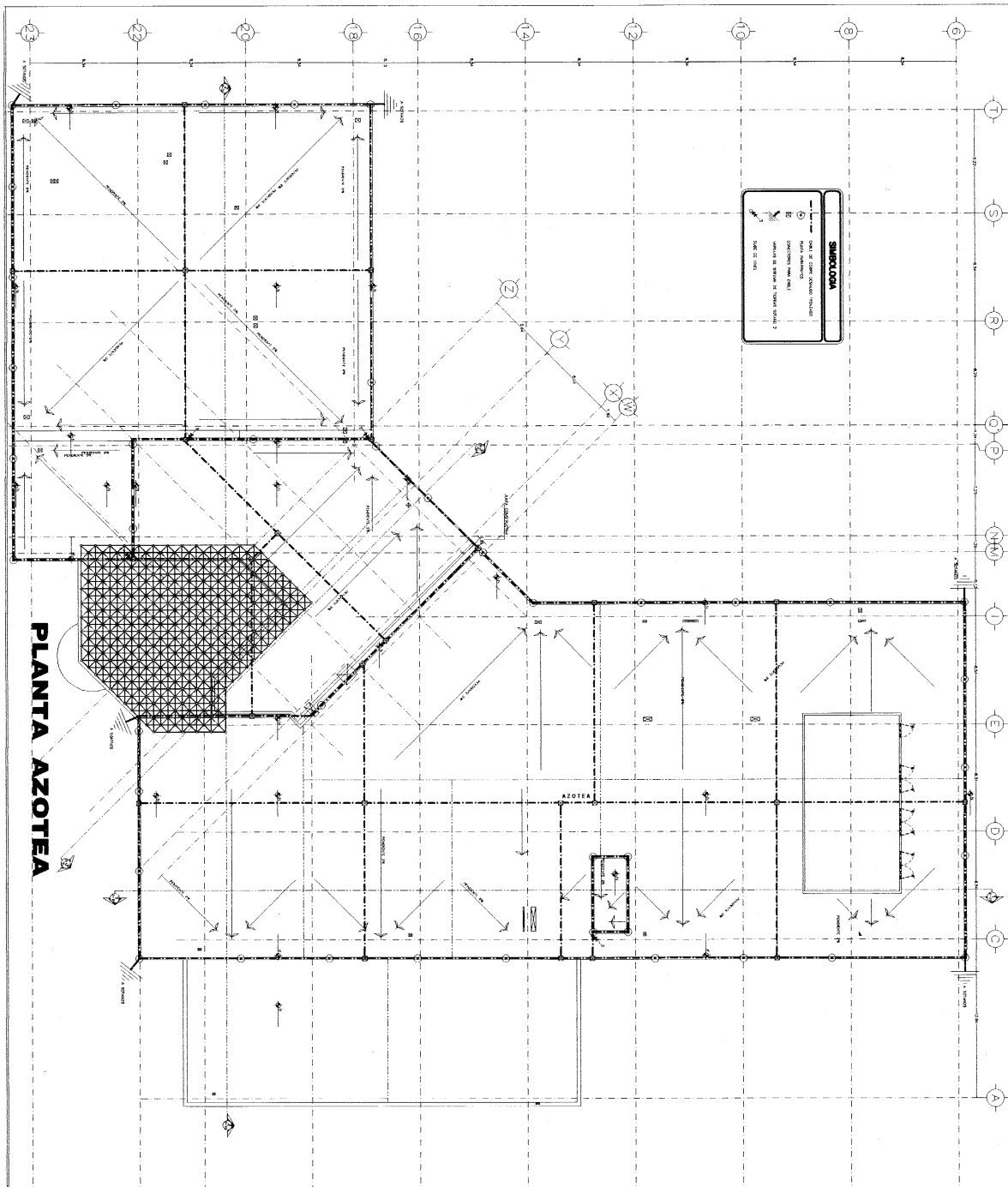
$$= 400 \left[\frac{1}{7 \cdot 15 + 4 \cdot 30 + 6 \cdot 3} + \frac{1}{\sqrt{20(450)}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5\sqrt{20/(450)}} \right) \right] = 9.68\Omega$$

Para el sistema de tierra de equipo electrónico se realiza con una delta de conductor de cobre desnudo calibre 1/0 AWG, y se utilizan electrodos químicos con un compuesto intensificador GEM que mezclado con 25% en masa de agua da una resistividad de $0.34 \Omega\text{m}$.



ARREGLO Y CONEXION DE DELTA DE SISTEMA DE TIERRAS CON COMPUESTO GEM

El sistema de pararrayos queda de la siguiente manera:



4.10 DETERMINACIÓN DEL EQUIPO A UTILIZAR

a) Selección de la capacidad del transformador para las cargas de acondicionamiento de ambiente @ 440 V.

Estimación de la carga eléctrica

1	2	3	4	5=3*4	6	7=5*6	8	9=7/8	10
Grupo de carga	Descripción de la carga	Cantidad	Carga unitaria	Carga conectada (CC) 1000W	Factor de demanda estimado (FD)	Carga demandada estimada (CD)	Factor de potencia estimado (FP)	Capacidad requerida en KVA	
		<ul style="list-style-type: none"> • No • m² • m³ • Tons • etc 	<ul style="list-style-type: none"> • W/unidad • W/m² • W/m³ • W/Tons • Etc 					Para cada carga	Para grupos de carga
1	TAB. UMAS-PB-JD A.A. JUZGADOS	-----	-----	62.664	0.95	59.531	0.8	---	74.41
2	TAB. UMAS-PB-TU A.A. TRIBUNAL UNITARIO	-----	-----	48.863	0.95	46.420	0.8	---	58.02
3	TAB. UMAS-PB-TC A.A. TRIBUNAL COLEGIADO	-----	-----	52.220	0.95	49.609	0.8	---	62.01
4	TAB. CHILLERS U. COND., B de AH, T de ENF.	-----	-----	591.476	0.95	561.902	0.8	---	702.38
5	TAB. CB-SOT 1 CUARTO DE BOMBAS	-----	-----	93.250	0.95	88.588	0.8	---	110.73
6	TAB. GM-SE-PB EXTR. E INY. SÓTANOS	-----	-----	134.280	0.95	127.566	0.8	---	159.46
	Perdida de sistema					49.138			49.14
a	Carga total conectada (CTC) y Carga demandada bruta (CDB)			982.753		982.753			1216.16
b	Factor de diversidad estimado (Fdiv)								1.1
c	Capacidad parcial (CP) para crecimiento (30% * CDB en KVA)								364.85
d	Capacidad del sistema total a ser provista (CTS = (a/b) + c)								1470.44

Se elige un Transformador tipo subestación de **1,500 kVA**. Tensión de operación 34.5kV – 440V, Delta – Estrella, 4 Derivaciones 2 arriba y 2 abajo respecto tensión normal.

b) Selección de la capacidad del transformador para las cargas de alumbrado y servicios generales @ 220 V.

Estimación de la carga eléctrica

1	2	3	4	5=3*4	6	7=5*6	8	9=7/8	10
Grupo de carga	Descripción de la carga	Cantidad	Carga unitaria	Carga conectada (CC) 1000W	Factor de demanda estimado (FD)	Carga demandada estimada (CD)	Factor de potencia estimado (FP)	Capacidad requerida en KVA	
		<ul style="list-style-type: none"> • No • m² • m³ • Tons • etc 	<ul style="list-style-type: none"> • W/unidad • W/m² • W/m³ • W/Tons • Etc 					Para cada carga	Para grupos de carga
1	TAB. TG-AN-PB-JD (AL. NOR. JUZGADOS)	----	----	44.924	0.85	38.185	0.9	---	42.43
2	TAB. TG-AN-PB-TU (AL. NOR. TRIB. UNIT.)	----	----	42.470	0.85	36.100	0.9	---	40.11
3	TAB. TG-AN-PB-TC (AL. NOR. TRIB. COLEG.)	----	----	56.656	0.85	48.158	0.9	---	53.51
4	TAB. TG-CN-PB-JD (CONT. NOR. JUZGADOS)	----	----	123.432	0.85	104.917	0.9	---	116.57
5	TAB. TG-CN-PB-TU (CONT. NOR. TRIB. UNIT.)	----	----	112.580	0.85	95.693	0.9	---	106.33
6	TAB. TG-CN-PB-TC (CONT. NOR. TRIB. COLEG.)	----	----	157.060	0.85	133.501	0.9	---	148.33
7	TAB. AA-PB (AIRE ACONDICIONADO)	----	----	65.092	0.85	55.328	0.9	---	61.48
8	TAB. AN-SOT1, AN-SOT2 (ALUMBRADO SOTANOS)	----	----	22.944	0.85	19.502	0.9	---	21.67
9	TAB. TG-AE-PB-JD (AL. EM. JUZGADOS)	----	----	51.801	1	51.801	0.9	---	57.56
10	TAB. TG-AE-PB-TU (AL. EM. TRIB. UNIT.)	----	----	29.015	1	29.015	0.9	---	32.24
11	TAB. TG-AE-PB-TC (AL. EM. TRIB. COLEG.)	----	----	40.494	1	40.494	0.9	---	44.99
12	TAB. TG-CR-PB-JD (CONT. REG. JUZGADOS)	----	----	123.500	1	123.500	0.9	---	137.22
13	TAB. TG-CR-PB-TU (CONT. REG. TRIB. UNIT.)	----	----	99.800	1	99.800	0.9	---	110.89
14	TAB. TG-CR-PB-TC (CONT. REG. TRIB. COLEG.)	----	----	213.600	1	213.600	0.9	---	237.33
15	TAB. IDF-SITE (CONT. UPS)	----	----	25.820	1	25.820	0.9	---	28.69
16	TAB. ELEV, AE-SOT1,2 (VARIOS)	----	----	65.482	1	65.482	0.9	---	72.76
17	Perdida de sistema					63.734			63.73
a	Carga total conectada (CTC) y Carga demandada bruta (CDB)			1274.67		1244.63			1375.84
b	Factor de diversidad estimado (Fdiv)								1.25
c	Capacidad parcial (CP) para crecimiento (30% * CDB en KVA)								412.75
d	Capacidad del sistema total a ser provista (CTS = (a/b) + c)								1513.42

Se selecciona un transformador de 1,500 kVA, tensión de operación 34.5kV-220/127V

c) Selección de la capacidad de la planta de emergencia

Estimación de la carga eléctrica

1	2	3	4	5=3*4	6	7=5*6	8	9=7/8	10
Grupo de carga	Descripción de la carga	Cantidad	Carga unitaria	Carga conectada (CC) 1000W	Factor de demanda estimado (FD)	Carga demandada estimada (CD)	Factor de potencia estimado (FP)	Capacidad requerida en KVA	
		<ul style="list-style-type: none"> • No • m² • m³ • Tons • etc 	<ul style="list-style-type: none"> • W/unidad • W/m² • W/m³ • W/Tons • Etc 					Para cada carga	Para grupos de carga
1	TAB. TG-AE-PB-JD (AL. EM. JUZGADOS)	----	----	51.801	1	51.801	0.9	---	57.56
2	TAB. TG-AE-PB-TU (AL. EM. TRIB. UNIT.)	----	----	29.015	1	29.015	0.9	---	32.24
3	TAB. TG-AE-PB-TC (ALEM. TRIB. COLEG.)	----	----	40.494	1	40.494	0.9	---	44.99
4	TAB. TG-CR-PB-JD (CONT. REG. JUZGADOS)	----	----	123.500	1	123.500	0.9	---	137.22
5	TAB. TG-CR-PB-TU (CONT. REG. TRIB. UNIT.)	----	----	99.800	1	99.800	0.9	---	110.89
6	TAB. TG-CR-PB-TC (CONT. REG. TRIB. COLEG.)	----	----	213.600	1	213.600	0.9	---	237.33
7	TAB. IDF-SITE (CONT. UPS)	----	----	25.820	1	25.820	0.9	---	28.69
8	TAB. ELEV, AE-SOT1,2 (VARIOS)	----	----	65.482	1	65.482	0.9	---	72.76
9	Perdida de sistema					32.476			32.48
a	Carga total conectada (CTC) y Carga demandada bruta (CDB)			649.512		681.988			754.16
b	Factor de diversidad estimado (Fdiv)								1.25
c	Capacidad parcial (CP) para crecimiento (15% * CDB en KVA)								113.12
d	Capacidad del sistema total a ser provista (CTS = (a/b) + c)								716.45

Se selecciona una Planta de Emergencia de 750 kW, 3 fases, 4 hilos, 220/127 V, 60 Hz, Regulación de Voltaje $\pm 1\%$, Regulación de Frecuencia $\pm 0.5\%$, F.P. 0.8.

d) Selección de la capacidad del Sistema de Alimentación Ininterrumpible (UPS)

Para dar servicio de energía ininterrumpible al SITE e IDF's del inmueble, se requiere un UPS con capacidad de 30 kVA, de los cuales se le demandaran 27 kVA y se tendrá una reserva para crecimiento a futuro de 3 kVA.

Las características eléctricas del equipo son las siguientes: UPS con capacidad de 30 kVA. Con tiempo de respaldo en baterías de 10 minutos al 100% de la carga; con tecnología de doble conversión de modulación por ancho de banda a base de transistores IGBT; control a base de microprocesador con pantalla de cristal liquido (LDC); con registro histórico de alarmas y captura de eventos para análisis y diagnósticos; con transformador de aislamiento de salida.

Entrada:

Voltaje de entrada: 208 volts, 3F, 4H.

Frecuencia: 60 Hz \pm 5%

Factor de potencia: 0.98 con carga al 100% y 0.95 con carga al 50%

Distorsión armónica: 4% máximo al 100% de carga y 7% máximo al 50% de carga

Salida

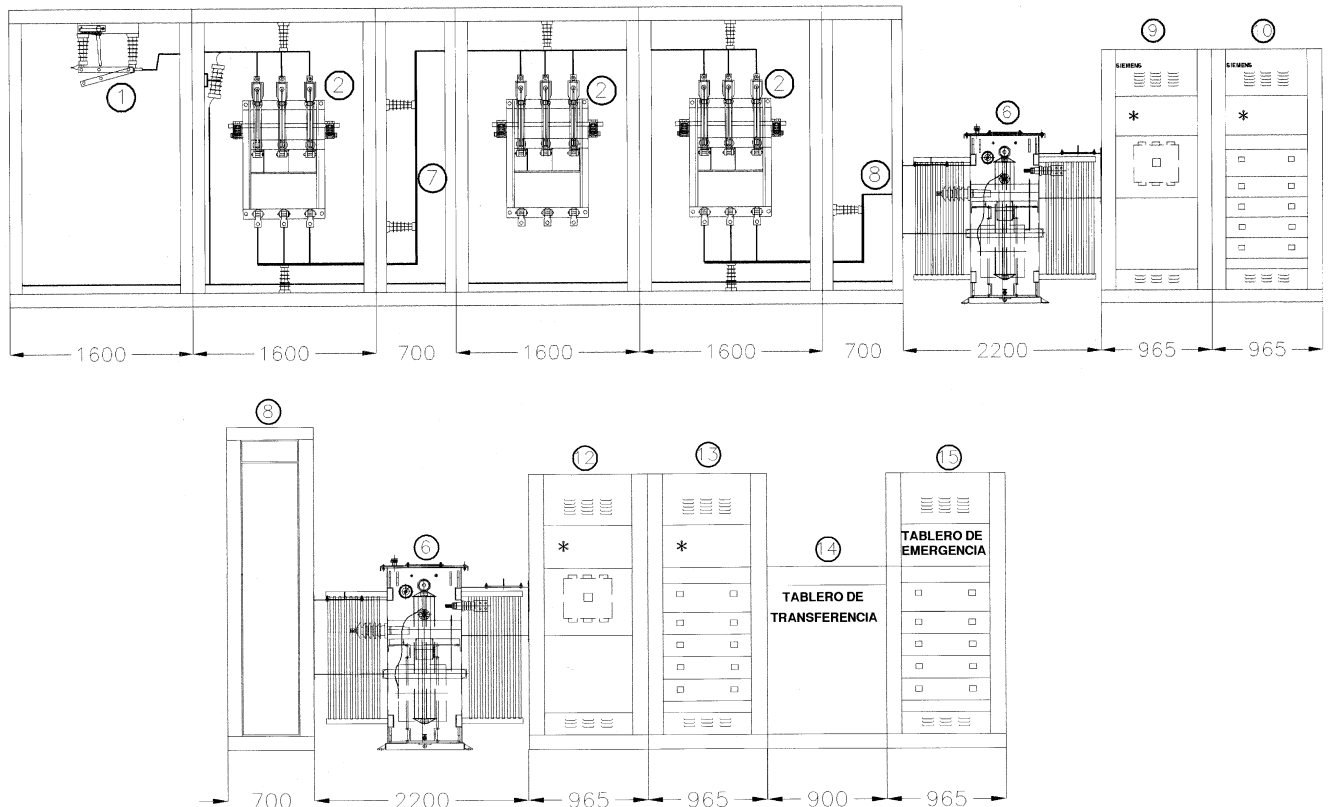
Voltaje de entrada: 208 volts, 3F, 4H.

Frecuencia: 60 Hz

Factor de potencia: \pm 2% carga no balanceada

Distorsión armónica: 2% máximo al 100% de carga

La disposición del equipo en la subestación quedara de la siguiente manera:



- 1 – Celda para alojar el equipo de medición de la compañía suministradora con un juego de cuchillas desconectadoras de operación en aire, operación en grupo tripolar, sin carga, de tiro sencillo.
- 2 – Interruptor con bus inferior y portafusible operación con carga
- 3, 4, 5 – Fusibles
- 6 – Transformador de 1,500 kVA
- 7 – Celda de transición
- 8 – Celda de acoplamiento lateral para transformador
- 9, 12 – Tablero de distribución tipo autosoportado QDPACT sección principal con interruptor de potencia Masterpact
- 10, 13, 15 – Tablero de distribución tipo autosoportado QDPACT sección de distribución con un panel interior de distribución del tipo I-LINE para interruptores en montaje en grupo
- 11 – Apartarrayos
- 14 – Tablero de transferencia
- 16 – Cable XLP alojado en trinchera

5 CONCLUSIONES

Los lineamientos para un proyecto ejecutivo de instalación eléctrica se han desarrollado no a detalle pero se dan todas las referencias utilizadas para el presente trabajo dejando a quien la consulte un desarrollo mas somero.

En el Capitulo 2, Análisis y Descripción de la Carga, se hace especial énfasis en estar en estrecho contacto con las otras ingenierías para que proporcionen todas las cargas tanto de aire acondicionado, equipo de computo, equipo de comunicaciones, etc., así como también la disposición arquitectónica de los usuarios y sus requerimientos eléctricos para que sea lo mas cercano posible a un valor optimo.

Después de que se tiene una primera estimación de la carga se realiza en el Capitulo 3, un Arreglo Preliminar, para saber a que nivel de tensión será la alimentación, la capacidad de la subestación, el nivel de tensión de distribución, si se requerirá un sistema de alimentación de emergencia, que tipos de sistema de tierras serán necesarios, etc. Todo esto para realizar un diseño que cumpla con los objetivos del proyecto de funcionalidad, seguridad y economía.

En el Capitulo 4 que es al mas extenso primero se realiza el Calculo de Alumbrado, para obtener el numero de luminarias, se realiza bajo el método IES de Cavidad Zonal. Este método requiere conocer el nivel de iluminación promedio, los datos de la luminaria y el tipo de lámpara, con las relaciones de cavidad y las reflectancias se calcula conforme a hojas de especificaciones del fabricante de la luminaria su coeficiente de utilización, posteriormente se calcula el factor total de perdidas de luz que involucra factores recuperables y no recuperables. Por ultimo se calcula la Densidad de Potencia Eléctrica de Alumbrado para estar en los limites de la NOM-025-STPS-1999.

Se calculan los circuitos derivados cumpliendo con el articulo 210 de la NOM-001. El Calculo de Alimentadores y Canalizaciones se realiza primero escogiendo el tipo de conductos, después este conductor se dimensiona por Caída de Tensión y por Ampacidad. Después se selecciona el tipo de canalización y sus características, así como también el tamaño nominal del conductor de puesta a tierra para canalización y equipo eléctrico. Por ultimo se calcula el tipo de protección contra sobrecorriente. Todo esto con fundamento en los artículos 4.2, 4.3 y 4.4 de la NOM-001-SEDE-1999.

Con las cargas establecidas se empiezan a llenar los Cuadros de Carga y de aquí se puede obtener el Diagrama Unifilar

El Análisis de Corto Circuito se basa en la metodología del estándar 141-1993, que a partir del diagrama de corto circuito donde se muestran solamente los elementos que contribuirán a la corriente de corto circuito y los elementos de interconexión, después se recolectan y convierten los datos de impedancia de elementos pasivos y activos de la red. Una vez obtenidos los elementos de la red en p.u. se procede a combinar las impedancias para obtener la impedancia de Thevenin en los puntos de falla de interés, de tal forma que se pueda obtener la corriente de corto circuito con la formula de la Ley de Ohm, $I=E/X$ o en su caso $I=E/Z$. Con los valores obtenidos dependiendo el tipo de red resuelta se seleccionan los dispositivos de protección ya sea por su capacidad interruptiva, capacidad momentánea, o para los márgenes para retardo de tiempo de relevadores.

La Coordinación de Protecciones se basa en una coordinación selectiva de los diferentes dispositivos de protección utilizados para proteger los equipos. El propósito de un Estudio de Coordinación es determinar satisfactoriamente las capacidades y ajustes para los dispositivos de protección del sistema de distribución. Además, el dispositivo deberá ser ajustado para una operación selectiva es decir que el dispositivo de protección mas cercano a la falla abra antes que los otros dispositivos. Esto se logra graficando las curvas características de tiempo-corriente de daño de los equipos y de los dispositivos de protección en un papel con escala log-log. Una curva de coordinación es colocada tal que la región abajo y a la izquierda representa un área de no operación.

Hay dos tipos de aterrizamientos: uno es al aterrizamiento del sistema o instalación de puesta a tierra de servicio que es el aterrizamiento de laguna parte de alimentación eléctrica, usualmente el neutro del sistema; el otro es el aterrizamiento del equipo o sistema de tierra de protección. El elemento central de una instalación de puesta a tierra es el electrodo, que es un elemento metálico por medio del cual se introduce la corriente a la tierra, los conductores de tierra y los conectores de unión. Cuando la corriente no es muy intensa la puesta a tierra puede hacerse con un solo electrodo, por otro lado la NOM-001-SEDE-1999 requiere de un sistema enmallado de tierra con múltiples electrodos y conductores enterrados, cuando están involucradas tensiones y corrientes eléctricas muy altas, con el fin de minimizar los riesgos al personal en función de la tensión eléctrica de paso y de contacto (ver el IEEE Std. 80).

Pro ultimo se seleccionan los equipos a utilizar como son los componentes de la subestación, es decir transformador, secciones de la subestación planta de emergencia, tipo de tableras de distribución, etc.

En la compañía suministro de energía eléctrica ha aumentado continuamente la demanda de potencia reactiva, debido al uso cada vez mayor de equipo que produce cargas inductivas. Algunas fuentes de este tipo de cargas son los motores de inducción (principalmente cuando operan a menos de plena carga), rectificadores, lámparas fluorescentes y varios tipos de equipo electrónico. El gasto por perdidas en el sistema debido al flujo de reactivos es un factor importante que no debe menospreciarse, ya que si se opera el sistema de energía eléctrica con un factor de potencia bajo, se reduce la capacidad del sistema y su rendimiento debido a cables y transformadores sobrecargados, aumentan las pérdidas por efecto joule en los conductores, se reduce el nivel de voltaje afectando en forma adversa la eficiencia de operación de los motores, además de que la compañía de suministro generalmente compensan las perdidas en sus ingresos causadas por un factor de potencia bajo haciendo un cargo adicional a la tarifa normal. Por lo que se sugiere se realice un Estudio de Corrección del Factor de Potencia, midiendo el factor de potencia real cuando este en operación el Palacio de Justicia Federal, ya que se, tiene un grupo considerablemente grande de motores que demandaran potencia reactiva.

Debido al desarrollo de la electrónica de potencia como una herramienta de suma importancia por su gran aplicación y bajo costo aunado a la característica no lineal de la carga, ha provocado serios problemas en la compañía de suministro de energía eléctrica, distorsionando las señales de voltaje y corriente. Esta distorsión consiste de una señal a frecuencia fundamental con otras ondas similares a frecuencias que son múltiplos de la anterior, este fenómeno es conocido en los sistemas eléctricos de potencia como distorsión armónica. La presencia de esta distorsión armónica en el

sistema eléctrico provoca principalmente daños en el equipo de generación, distribución y de consumo. Por lo que es altamente recomendado que se haga un Estudio de Armónicas desde su generación y los fenómenos que provoca, hasta su análisis y control.

WATTS	TIPO	ACABADO	LUMENES INICIALES	VIDA EN HORAS	EFICIENCIA LUMENES/WATTS	FACTOR DE DEPRECIACION (L.L.D.)	BASE	BULBO	LONGITUD EN CENTIMETROS	ENCENDIDO
22	CIRCULAR	LUZ DE DIA	896	12,000	41	0.72	4 ALFILERES	T-9	20.96 Ø	RAPIDO
22	CIRCULAR	B. FRIO DE LUJO	875	12,000	40	0.72	4 ALFILERES	T-9	20.96 Ø	RAPIDO
22	CIRCULAR	B. CALIDO DE LUJO	785	12,000	36	0.72	4 ALFILERES	T-9	20.96 Ø	RAPIDO
32	CIRCULAR	BLANCO FRIO	1,850	12,000	58	0.82	4 ALFILERES	T-9	30.48 Ø	RAPIDO
32	CIRCULAR	LUZ DE DIA	1,590	12,000	50	0.82	4 ALFILERES	T-9	30.48 Ø	RAPIDO
40	CIRCULAR	BLANCO FRIO	2,650	12,000	66	0.77	4 ALFILERES	T-9	40.64 Ø	RAPIDO

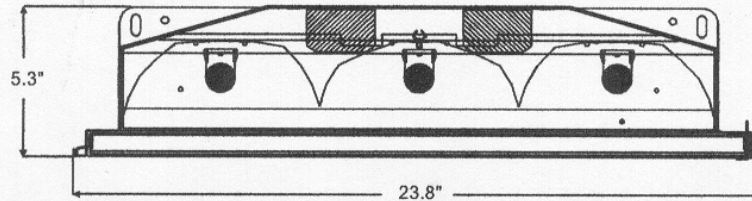
17	TUBULAR	BLANCO CALIDO	1,400	20,000	82	0.80	MEDIANA 2 ALFILERES	T-8	60.20	RAPIDO
17	TUBULAR	BLANCO FRIO	1,400	20,000	82	0.80	MEDIANA 2 ALFILERES	T-8	60.20	RAPIDO
20	TUBULAR	BLANCO CALIDO	1,300	9,000	65	0.85	MEDIANA 2 ALFILERES	T-12	60.96	CON ARRANCADOR
20	TUBULAR	BLANCO FRIO	1,300	9,000	65	0.85	MEDIANA 2 ALFILERES	T-12	60.96	CON ARRANCADOR
20	TUBULAR	LUZ DE DIA	1,075	9,000	54	0.85	MEDIANA 2 ALFILERES	T-12	60.96	CON ARRANCADOR
21	TUBULAR	LUZ DE DIA	1,030	7,500	49	0.81	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	60.96	INSTANTANEO
30	TUBULAR	LUZ DE DIA	1,900	7,500	63	0.81	MEDIANA 2 ALFILERES	T-8	60.00	CON ARRANCADOR
32	TUBULAR	BLANCO CALIDO	3,050	20,000	95	0.82	MEDIANA 2 ALFILERES	T-8	122.00	RAPIDO
32	TUBULAR	BLANCO FRIO	3,050	20,000	95	0.82	MEDIANA 2 ALFILERES	T-8	122.00	RAPIDO
32	TUBULAR	BLANCO CALIDO	3,050	15,000	95	0.83	MEDIANA 2 ALFILERES	T-8	122.00	INSTANTANEO
32	TUBULAR	BLANCO FRIO	3,050	15,000	95	0.83	MEDIANA 2 ALFILERES	T-8	122.00	INSTANTANEO
32	TUBULAR	B. FRIO DE LUJO	2,700	12,000	84	0.84	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	116.80	INSTANTANEO
32	TUBULAR	BLANCO CALIDO	2,700	12,000	84	0.84	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	116.80	INSTANTANEO
34	TUBULAR	BLANCO LIGERO	2,700	20,000	79	0.80	MEDIANA 2 ALFILERES	T-12	121.90	RAPIDO
34	TUBULAR	BLANCO FRIO	2,700	20,000	79	0.80	MEDIANA 2 ALFILERES	T-12	121.92	RAPIDO
39	TUBULAR	B. FRIO DE LUJO	3,200	12,000	82	0.82	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	117.00	INSTANTANEO
39	TUBULAR	B. CALIDO DE LUJO	3,200	12,000	82	0.82	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	117.00	INSTANTANEO
39	TUBULAR	BLANCO FRIO	3,100	12,000	77	0.82	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	121.92	INSTANTANEO
39	TUBULAR	LUZ DE DIA	2,600	12,000	64	0.82	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	121.92	INSTANTANEO
40	TUBULAR	BLANCO FRIO	3,150	12,000	79	0.83	MEDIANA 2 ALFILERES	T-12	121.92	RAPIDO
40	TUBULAR	LUZ DE DIA	2,600	12,000	65	0.83	MEDIANA 2 ALFILERES	T-12	121.92	RAPIDO
31	TIPÓ "U" 1 5/8"	BLANCO FRIO	2,800	20,000	90	0.90	MEDIANA 2 ALFILERES	T-8	57.15	RAPIDO
32	TIPÓ "U" 6"	BLANCO FRIO	3,000	20,000	94	0.80	MEDIANA 2 ALFILERES	T-8	57.15	RAPIDO
40	TIPÓ "U" 6"	BLANCO FRIO	2,900	12,000	73	0.84	MEDIANA 2 ALFILERES	T-12	57.15	RAPIDO
59	TUBULAR	BLANCO FRIO	6,000	15,000	102	0.81	SLIMLINE UN ALFILER	T-8	243.84	INSTANTANEO
60	TUBULAR	B. FRIO DE LUJO	6,100	12,000	102	0.82	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	243.84	INSTANTANEO
60	TUBULAR	BLANCO CALIDO	6,100	12,000	102	0.82	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	243.84	INSTANTANEO
75	TUBULAR	BLANCO FRIO	6,300	12,000	84	0.89	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	243.84	INSTANTANEO
75	TUBULAR	LUZ DE DIA	5,450	12,000	73	0.89	SLIMLINE UN ALFILER	T-12	243.84	INSTANTANEO



High Efficiency Troffer
for General Lighting

TG

3 Lamp Profile 2x4 Specification Grade Recessed Troffer with Holophane #8248 Lens and Spread Beam Specular Reflector



APPLICATIONS

The TG series of grid troffers is a versatile line of specification luminaires with a range of features to customize light output and suit specific needs. Typical applications include offices, schools, hospitals and retail interiors.

FEATURES

The reflector is manufactured from a selection of premium specular materials and designed to maximize fixture efficiency at 78.8%.

The 5.3" deep fixture is available with air-handling capability or static, with a regressed aluminum door equipped with spring-loaded cam latches or with a flush steel door and rotary cam latches.

Easy wiring and service are provided by the top-mounted quick access wiring plate, and by the removable ballast cover, which is secured by quarter-turn fasteners.

SPECIFICATIONS

HOUSING : 22 gauge cold rolled steel housing is extremely rigid and fully assembled with rivets. Exterior surfaces are finished with 86% reflectivity high gloss white polyester paint.

REFLECTOR : Material options include premium enhanced aluminum and anodized aluminum (see back page for more details). Multi-faceted reflector profile is computer optimized and precision fabricated.

LENS : Injection-molded Refractive Grid Lens #8248 is made of clear virgin acrylic with a high efficiency acrylic interface welded to the upper surface (see back page for cross-section view).

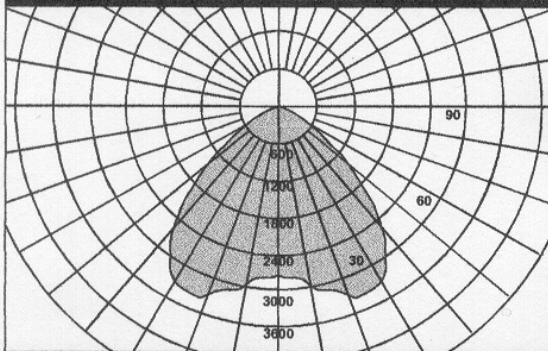
LAMP HOLDERS : Vossloh rotary-lock lampholders offer superior contact between lamps and electrical connections, and provide long-term lamp service and access.

MOUNTING : The TG troffer is suitable for mounting in NEMA type "G" ceiling systems.

APPROVALS : All TG troffers are UL and CUL listed. City of New York approved fixtures are also available.

TGS24XSH48O43 PHOTOMETRY

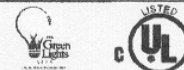
Certified by Holophane Corporation, Newark, Ohio.
Photometric test report #48053.



Efficiency = 78.8%, S/MH = 1.5

COEFFICIENTS OF UTILIZATION

CC Wall	80				70				50				30			
	70	50	30	10	70	50	30	10	50	30	10	50	30	10		
RCR																
0	.94	.94	.94	.94	.92	.92	.92	.92	.88	.88	.88	.88	.84	.84	.84	
1	.88	.85	.82	.80	.86	.83	.81	.78	.80	.78	.76	.77	.75	.74		
2	.81	.76	.72	.68	.79	.75	.71	.67	.72	.69	.66	.69	.67	.64		
3	.75	.68	.63	.58	.73	.67	.62	.58	.65	.60	.57	.63	.59	.56		
4	.69	.61	.55	.51	.68	.60	.55	.50	.58	.54	.50	.57	.53	.49		
5	.64	.55	.49	.45	.63	.55	.49	.44	.53	.48	.44	.51	.47	.43		
6	.60	.50	.44	.39	.58	.50	.44	.39	.48	.43	.39	.47	.42	.39		
7	.55	.46	.39	.35	.54	.45	.39	.35	.44	.39	.35	.43	.38	.35		
8	.52	.42	.36	.31	.51	.41	.35	.31	.40	.35	.31	.39	.35	.31		
9	.48	.38	.32	.28	.47	.38	.32	.28	.37	.32	.28	.36	.32	.28		
10	.45	.36	.30	.26	.44	.35	.30	.26	.34	.29	.26	.34	.29	.26		



	LUXES I.E.S 99%	LUXES S.M.I.I. 95%		LUXES I.E.S 99%	LUXES S.M.I.I. 95%
Hilo de color	1000	600	parte superior y suelos	500	300
Tróciles	500	300	Rodillos de suelas, procesos de hechura y acabado	1000	600
Devanado:			ZAPATOS DE PIEL, MANUFACTURA DE		
Hilo blanco	300	200	Cortado y costura:		
Hilo de color	500	300	Tablas de cortado	3000a	1700a
Urdidores:			Marcado, ojalado, adelgazado, selección, remendado y contadores	3000a	1700a
Hilo blanco	500	300	Cosido:		
Hilo blanco (en el peine)	1000	600	Materiales claros	500	300
Hilo de color	1000	600	Materiales oscuros	3000a	2000a
Hilo de color (en el peine,)	3000a	1700a	Hechura y acabado	2000	1100
Tejido:			2. OFICINAS, ESCUELAS Y EDIFICIOS PUBLICOS		
Telas blancas	1000	600	AUDITORIOS		
Telas de color	2000	1100	Para exhibiciones	300	200
Cuarto de telas crudas:			Para asambleas	150	100
Quitar nudos de la tela	1500a	900a	Para actividades sociales	50	50
Cosido	3000a	1700a	BANCOS		
Doblado	700	400	Vestíbulo (iluminación general)	500	300
Acabado húmedo	500	300	Pagadores, contadores y recibidores	1500	900
Teñido	1000a	600	Gerencia y Correspondencia	1500	900
Acabado en seco:			BIBLIOTECAS		
Despeluzado, acondicionamiento y planchado	700	600	Sala de lectura	700	400
Cortado	1000	600	Anaqueles	300	200
Inspección	2000a	1100a	Reparación de libros	500	300
Doblado	700	400	Archiveros y catalogar	700	400
TALLERES TEXTILES SEDA Y SINTETICOS.			Mesa checadora de salidas y entradas de libros.	700	400
Manufactura:			CENTRAL DE BOMBEROS		
Remojado, teñido fugaz y preparación de torcidos	300	200	(Véase Edificios Municipales)		
Devanado, torcido, redevanado y coneras, torcido de fantasía, engomado:			CLUBES		
Hilo claro	500	300	Salas de descanso y de lectura	300	200
Hilo oscuro	2000	1100	CORREOS		
Urdidores (Seda)			Vestibulos, sobre mesas	300	200
En estizola, finales de carrera, devanadora, lanzadera y plegadora	1000	600	Correspondencia, selección, etc.	1000	600
Repaso en lisos y en el peine	2000a	1100a	CORTES DE JUSTICIA (O TRIBUNALES)		
Tejido	1000	600	Áreas de asientos (público)	300	200
TAPICERIA DE AUTOMOVILES, MUEBLES, ETC	1000	600	Áreas de actividades propias de la corte	700	400
TELA, PRODUCTOS DE			EDIFICIOS MUNICIPALES, BOMBEROS Y POLICIA		
Inspección tela	20000a	10000a	Policia:		
Cortado	3000a	2000a	Archivos de identificación	1500	900
Costura	5000	300a	Celdas y cuartos para interrogatorios	300	200
Planchado	3000a	2000a	Bomberos:		
TIPOGRAFICAS, INDUSTRIAS			Dormitorios	200	100
Fundición de tipo:			Sala recreativa	300	200
Manufactura matrices, acabado de tipos	1000	600	Garage carros bomba	300	200
Preparación de tipos, elección	500	300	ESCUELAS		
Fundición	500	300	Salones de clase	700	400
Impresión:			Salones de dibujo (sobre restirador)	1000a	600a
Inspección de colores	2000a	1100a	Lectura de movimientos de labios (sordo-mudos), pizarrones, costura	1500a	900a
Linotipos y cajistas	1000	600	GALERIAS DE ARTE		
Prensas	700	400	Iluminación general:	300	200
Mesa de formación	1500	900	Sobre pinturas (localizado)	300	200b
Corrección de pruebas	1500	900	Sobre estatuas y otras exhibiciones	1000c	600c
Electrotipia :			IGLESIAS		
Moldeado, rauteado, acabado, nivelado, moldes y recortado	1000	600	Altar, retablos	1000e	600e
Galvanoplastia	500	300	Coro (D) y presbiterio	300e	200e
Fotograbado:			Púlpito (iluminación adicional)	500e	300e
Grabado al ácido y montado	500	300	Nave principal de la iglesia (iluminación general)	150e	100e
Rauteado, acabado, pruebas, entintado	1000	600	Ventanales emplomados:		
VIDRIO, FABRICAS DE			Color blanco	500	300
Cuarto de Hornos y mezcladora, prensado, máquinas sopladores y templado	300	200	Color mediano	1000	600
Esmerilado, cortado y plateado	500	300	Color oscuro	5000	3000
Esmerilado fino, biselado, pulido	1000	600	Ventanal muy denso	10000	6000
Inspección, grabado y decoración	2000a	1100a	MERCADOS		
ZAPATOS DE HULE, MANUFACTURA DE					
lavado, recubrimiento, molinos de ingredientes	300	200			
Barnizado, vulcanizado, calandras, cortado					

Tabla 310-16. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores activos en una canalización, cable o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30 °C

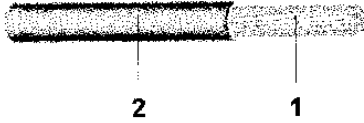
Tamaño nominal	Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)						Tamaño nominal
mm ²	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	AWGkcmil
	TIPOS TW*, TWD*, CCE TWD-UV	TIPOS RHW*, THHW*, THW-LS, THWN*, XHHW*, TT	TIPOS RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THHW-LS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2,	TIPOS UF*	TIPOS RHW*, XHHW*, BM-AL	TIPOS RHW-2, XHHW, XHHW-2, DRS	
	Cobre			Aluminio			
0,8235	---	---	14	---	---	---	18
1,307	---	---	18	---	---	---	16
2,082	20*	20*	25*	---	---	---	14
3,307	25*	25*	30*	---	---	---	12
5,26	30	35*	40*	---	---	---	10
8,367	40	50	55	---	---	---	8
13,3	55	65	75	40	50	60	6
21,15	70	85	95	55	65	75	4
26,67	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,41	110	130	150	85	100	115	1
53,48	125	150	170	100	120	135	1/0
67,43	145	175	195	115	135	150	2/0
85,01	165	200	225	130	155	175	3/0
107,2	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,03	400	475	535	320	385	435	750
405,37	410	490	555	330	395	450	800
456,04	435	520	585	355	425	480	900
506,71	455	545	615	375	445	500	1000
633,39	495	590	665	405	485	545	1250
760,07	520	625	705	435	520	585	1500
886,74	545	650	735	455	545	615	1750
1013,42	560	665	750	470	560	630	2000
FACTORES DE CORRECCION							
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes						Temperatura ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	****	0,58	0,71	****	0,58	0,71	56-60
61-70	****	0,33	0,58	****	0,33	0,58	61-70
71-80	****	****	0,41	****	****	0,41	71-80

A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta NOM, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (), no debe superar 15 A para 2,082 mm²(14 AWG); 20 A para 3,307 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.

Tabla 310-17 . Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados individualmente de 0 a 2000 V nominales, al aire para una temperatura del aire ambiente de 30 °C

Tamaño nominal	Temperatura nominal del conductor (ver tabla 310-13)						Tamaño nominal
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
mm ²	TIPOS TW*	TIPOS RHW*, THHW*, THW*, THW-LS, THWN*, XHHW*	TIPOS RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THW-LS, THWN-2*, XHHW*, XHHW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW*, XHHW*	TIPOS RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2	AWGkcmil
	Cobre			Aluminio			
0,8235	---	18	18
1,307	---	24	16
2,082	25*	30*	35*	14
3,307	30*	35*	40*	---	---	---	12
5,26	40	50*	55*	---	---	---	10
8,367	60	70	80	---	---	---	8
13,3	80	95	105	60	75	80	6
21,15	105	125	140	80	100	110	4
26,67	120	145	165	95	115	130	3
33,62	140	170	190	110	135	150	2
42,41	165	195	220	130	155	175	1
53,48	195	230	260	150	180	205	1/0
67,43	225	265	300	175	210	235	2/0
85,01	260	310	350	200	240	275	3/0
107,2	300	360	405	235	280	315	4/0
126,67	340	405	455	265	315	355	250
152,01	375	445	505	290	350	395	300
177,34	420	505	570	330	395	445	350
202,68	455	545	615	355	425	480	400
253,35	515	620	700	405	485	545	500
304,02	575	690	780	455	540	615	600
354,69	630	755	855	500	595	675	700
380,03	655	785	855	515	620	700	750
405,37	680	812	920	535	645	725	800
456,04	730	870	985	580	700	785	900
506,71	780	935	1055	625	750	845	1000
633,39	890	1065	1200	710	855	960	1250
760,07	980	1175	1325	795	950	1075	1500
886,74	1070	1280	1445	875	1050	1185	1750
1013,42	1155	1385	1560	960	1150	1335	2000
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes.						Temperatura ambiente en °C
21-25	1,08	21-25	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	31-35	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	36-40	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	41-45	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	46-50	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	51-55	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	56-60	0,71	0,58	0,71	56-60
61-70	61-70	0,58	0,33	0,58	61-70
71-80	71-80	0,41	0,41	71-80

A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta NOM, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (), no debe superar 15 A para 2,082 mm²(14 AWG); 20 A para 3,307 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.



CABLES DE BAJA TENSION PARA LA CONSTRUCCION

**ALAMBRES Y CABLES VINANEL XXI^{M.R.}
THW-LS/THHW-LS 90°C, 600V**



BC01.2

DESCRIPCION:

1. Conductor de cobre suave, sólido o cableado.
2. Aislamiento a base de policloruro de vinilo (PVC).

APLICACIONES:

El cable Vinanel XXI^{M.R.} ofrece el mejor desempeño, durabilidad y seguridad como conductor eléctrico en instalaciones en interiores y exteriores (no expuesto directamente a los rayos solares) en casas habitación, lugares de concentración pública (edificios de oficinas, hospitales, bancos, hoteles, cines, etc.) e industrias, etc.
Es adecuado para instalaciones en tubo (conduit), charolas o ductos.

TENSION MAXIMA DE OPERACION:

600 V

TEMPERATURA MAXIMA CONDUCTOR:

En aceite:	60°C
En ambiente húmedo:	75°C
En ambiente seco :	90°C
En sobrecarga:	105°C
En cortocircuito:	150°C

PROPIEDADES:

- Conductor eléctrico flexible que permite manejarlo, instalarlo y acomodarlo con mayor facilidad en canalizaciones, equipo y accesorios eléctricos.
- El Vinanel XXI^{M.R.} proporciona la máxima seguridad en instalaciones, ya que ofrece el mejor comportamiento como cable tipo LS, mejorando los valores que las normas especifican para cables de baja emisión de humos densos, oscuros, tóxicos y corrosivos en caso de incendio.
- Resistente a la flama y a la propagación de incendio.
- Excelente resistencia a los efectos de la humedad, aun en condiciones críticas.
- Gran resistencia a aceites, grasas, calor y bajas temperaturas.
- Excelentes propiedades dieléctricas gracias a su nuevo aislamiento.
- Deslizante, facilitando la instalación y reduciendo el daño al mismo.
- Gran resistencia a la abrasión.
- La tecnología aplicada en este producto, permite garantizarlo para toda la vida del inmueble donde se instale.

CERTIFICACION:

- Sistema de calidad certificado de acuerdo a ISO 9000
- ANCE

ESPECIFICACION:

NOM-063
NMX-J-10

DATOS PARA PEDIDO:

Alambre o cable Vinanel XXI^{M.R.}, calibre, color, número de producto, tipo de empaque y longitud en metros.

FECHA DE REVISION: 25-IV-2002

M. Tablas

Tabla 430 –147. Corriente eléctrica a plena carga (A) de motores de c.c.

kW	CP	Tensión eléctrica nominal de armadura		
		120 V	240 V	500 V
0,186	1/4	3,1	1,6	
0,248	1/3	4,1	2,0	
0,373	1/2	5,4	2,7	
0,560	3/4	7,6	3,8	
0,746	1	9,5	4,7	
1,119	1-½	13,2	6,6	
1,49	2	17,0	8,5	13,6
2,23	3	25,0	12,2	18,0
3,73	5	40,0	20,0	27,0
5,60	7-½	58,0	29,0	34,0
7,46	10	76,0	38,0	43,0
11,19	15		55,0	51,0
14,92	20		72,0	67,0
18,65	25		89,0	83,0
22,38	30		106,0	99,0
29,84	40		140,0	123,0
37,3	50		173,0	164,0
44,76	60		206,0	205,0
55,95	75		255,0	246,0
74,60	100		341,0	330,0
93,25	125		425,0	
119,90	150		506,0	
149,20	200		675,0	

* son valores promedio en c.c.

Tabla 430 – 148. Corriente eléctrica a plena carga (A) de motores monofásicos de c.a.

Los siguientes valores de corriente eléctrica a plena carga son para motores que funcionen a velocidades normales y con características de par también normales. Los motores de velocidad especialmente baja o de alto par motor pueden tener corrientes a plena carga mayores, y los de velocidades múltiples tendrán una corriente a plena carga que varía con la velocidad, en estos casos debe usarse la corriente a plena carga indicada en la placa de datos. Las tensiones eléctricas listadas son nominales de motores. Las corrientes eléctricas listadas deben utilizarse para tensiones eléctricas de sistemas en los intervalos de 110 V hasta 120 V y 220 hasta 240 V.

kW	CP	115 V	127 V	208 V	230 V
0,124	1/6	4,4	4,0	2,4	2,2
0,186	1/4	5,8	5,3	3,2	2,9
0,248	1/3	7,2	6,5	4	3,6
0,373	1/2	9,8	8,9	5,4	4,9
0,559	3/4	13,8	11,5	7,6	6,9
0,746	1	16	14,0	8,8	8
1,119	1-½	20	18,0	11	10
1,49	2	24	22,0	13,2	12
2,23	3	34	31,0	18,7	17
3,73	5	56	51,0	30,8	28
5,60	7-½	80	72,0	44	40
7,46	10	100	91,0	55	50

Tabla 430 – 149. Corriente a plena carga (A), de motores a dos fases de c. a. (cuatro hilos)

Los siguientes valores de corriente eléctrica a plena carga corresponden a motores que funcionan a las velocidades normales de motores con bandas y a motores con par normal. Los motores construidos especialmente para baja velocidad o alto par, pueden tener corrientes eléctricas mayores. Los motores de varias velocidades tienen corriente eléctrica que varía con la velocidad, en cuyo caso se debe utilizar las corrientes eléctricas nominales que indique su placa de características. La corriente eléctrica del conductor común de los sistemas de dos fases tres hilos será de 1,41 veces el valor dado.

Las tensiones eléctricas son las nominales de los motores. Las corrientes eléctricas listadas son las permitidas para instalaciones a 110 - 120 V, 220 - 240 V, 440 - 480 V y 550 - 600 V y 2200V – 2 400V.

kW	CP	MOTORES DE INDUCCIÓN DE JAULA DE ARDILLA Y ROTOR DEVANADO (A)				
		115 V	230 V	460 V	575 V	2 300 V
0,373	½	4	2	1	0,8	
1,119	1 ½	9	4,5	2,3	1,8	
3,73	5		13,2	6,6	5,3	
11,19	15		36	18	14	
22,38	30		69	35	28	
44,76	60		133	67	53	14
93,25	125		270	135	108	28

Tabla 430 – 150 Corriente eléctrica a plena carga de motores trifásicos de c.a.

Los siguientes valores de corriente eléctrica a plena carga son típicos para motores que funcionen a velocidades normales para transmisión por banda y con características de par también normales. Los motores de velocidad especialmente baja o de alto par pueden requerir corrientes a plena carga mayores, y los de velocidades múltiples deben tener una corriente a plena carga que varía con la velocidad; en estos casos debe usarse la corriente a plena carga indicada en la placa de datos. Las tensiones eléctricas listadas son nominales de motores. Las corrientes listadas deben usarse para sistemas de tensiones eléctricas nominales de 110 V hasta 120 V, 220 V hasta 240 V, 440 V hasta 480 V, y 550 V hasta 600 V.

kW	CP	Motor de inducción Jaula de ardilla y rotor devanado (A)						Motor sincrónico, con factor de potencia unitario (A)					
		V											
		115	200	208	230	460	575	2300	230	460	575	2300	
0,373	1/2	4,4	2,5	2,4	2,2	1,1	0,9						
0,560	3/4	6,4	3,7	3,5	3,2	1,6	1,3						
0,746	1	8,4	4,8	4,6	4,2	2,1	1,7						
1,119	1-½	12,0	6,9	6,6	6,0	3,0	2,4						
1,49	2	13,6	7,8	7,5	6,8	3,4	2,7						
2,23	3		11,0	10,6	9,6	4,8	3,9						
3,73	5		17,5	16,7	15,2	7,6	6,1						
5,6	7-½		25,3	24,2	22	11	9						
6,46	10		32,2	30,8	28	14	11						
11,19	15		48,3	46,2	42	21	17						
14,92	20		62,1	59,4	54	27	22						
18,65	25		78,2	74,8	68	34	27		53	26	21		
22,38	30		92	88	80	40	32		63	32	26		
29,84	40		120	114	104	52	41		83	41	33		
37,3	50		150	143	130	65	52		104	52	42		
44,76	60		177	169	154	77	62	16	123	61	49	12	
55,95	75		221	211	192	96	77	20	155	78	62	15	
74,60	100		285	273	248	124	99	26	202	101	81	20	
93,25	125		359	343	312	156	125	31	253	126	101	25	
119,9	150		414	396	360	180	144	37	302	151	121	30	
149,2	200		552	528	480	240	192	49	400	201	161	40	
186,5	250					302	242	60					
223,8	300					361	289	72					
261,1	350					414	336	83					
298,4	400					477	382	95					
335,7	450					515	412	103					
373	500					590	472	118					

Para factor de potencia de 90% y 80%, las cantidades anteriores deben multiplicarse por 1,1 y 1,25 respectivamente.

APÉNDICE A

TABLAS ADICIONALES DE CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE (NORMATIVO)

Tabla A-310-2. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible en dos o tres conductores sencillos aislados de 0 a 2000 V nominales en un cable soportado por un mensajero para una temperatura ambiente de 40°C

Tamaño nominal mm ²	Temperatura nominal del conductor (véase la Tabla 310-13)				Tamaño nominal AWG o kcmil ⁵
	75°C	90°C	75°C	90°C	
	Tipos RH, RHW, THHW, THW, THW-LS, THW- LS, THWN, XHHW	Tipos THHN, THHW, THHW-LS THW-2, THWN-2, RHH, RWH-2, USE-2, XHHW, XHHW-2	Tipos RH, RHW, XHHW	Tipos RHH, XHHW, RHW-2, XHHW-2, USE-2,	
	Cobre		Aluminio		
8,367	57	66	—	—	8
13,3	76	89	59	69	6
21,15	101	117	78	91	4
26,27	118	138	92	107	3
33,62	135	158	106	123	2
42,41	158	185	123	144	1
53,48	183	214	143	167	1/0
67,43	212	247	165	193	2/0
85,01	245	287	192	224	3/0
107,2	287	335	224	262	4/0
126,67	320	374	251	292	250
152,01	359	419	282	328	300
177,34	397	464	312	364	350
202,68	430	503	339	395	400
253,35	496	580	392	458	500
304,02	553	647	440	514	600
354,69	610	714	488	570	700
380,03	638	747	512	598	750
405,36	660	773	532	622	800
456,04	704	826	572	669	900
506,71	748	879	612	716	1,000
Factores de corrección					
Temperatura ambiente en °C	Para temperatura ambiente distinta de 40°C, multiplicar los valores anteriores por el factor correspondiente de los siguientes:				Temperatura ambiente en °C
21-25	1,20	1,14	1,20	1,14	21-25
26-30	1,13	1,10	1,13	1,10	26-30
31-35	1,07	1,05	1,07	1,05	31-35
36-40	1,00	1,00	1,00	1,00	36-40
41-45	0,93	0,95	0,93	0,95	41-45
46-50	0,85	0,89	0,85	0,89	46-50
51-55	0,76	0,84	0,76	0,84	51-55
56-60	0,65	0,77	0,65	0,77	56-60
61-70	0,38	0,63	0,38	0,63	61-70
71-80	---	0,45	---	0,45	71-80

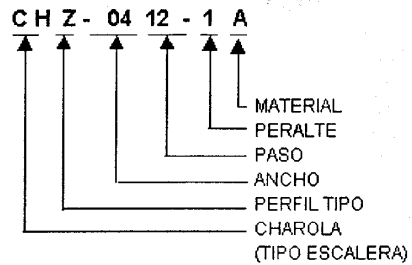
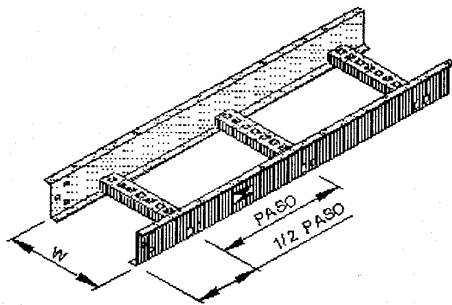


PRODUCTOS CROSS LINE

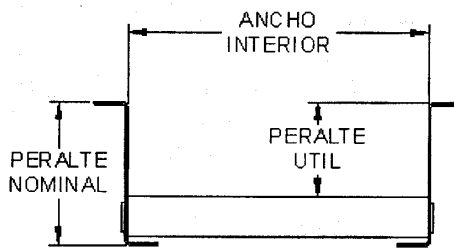
Nuestros Soportes Metálicos para Cables están divididos en 05 tipos:

▼ Soporte Tipo Escalera para Cables:

Es una estructura prefabricada que consiste en 2 rieles longitudinales y conectados por miembros transversales individuales.



CLASE
8A, 8B, 8C y 12A



MATERIAL	ACABADO	LONGITUD MM (PULG)
ALUMINIO	NATURAL	3048 (120")
ACERO AL CARBONO	GALVANIZADO INMERSION EN CALIENTE	
ACERO AL CARBONO	GALVANIZADO ELECTROLITICO	3658 (144")
ACERO AL CARBONO	TROPICALIZADO	6096 (240")
ACERO INOX. T-304-2B	NATURAL (SIN PULIR)	3048 (120")

ANCHO (w)	PERF.	NUMERO DE CATALOGO		
		PASO		
		152.4 (6")	228.6 (9")	304.8(12")
101.6 (4")	Z	CH-0406	CH-0409	CH-04-12
152.4 (6")		CH-0606	CH-0609	CH-06-12
228.6 (9")		CH-0906	CH-0909	CH-09-12
304.8 (12")		CH-1206	CH-1209	CH-12-12
406.4 (16")		CH-1606	CH-1609	CH-16-12
457.2 (18")		CH-1806	CH-1809	CH-18-12
508.0 (20")		CH-2006	CH-2009	CH-20-12
609.6 (24")		CH-2406	CH-2409	CH-24-12
762.0 (30")		CH-3006	CH-3009	CH-30-12
914.4 (36")		CH-3606	CH-3609	CH-36-12

SUBFUJO PARA PERALTE	PERALTE NOMINAL MM (PULG.)	PERALTE UTIL MM (PULG.)
1	82.5 (3.14")	56.5 (2.224")
2	101.6 (4")	75.6 (2.976")
3	114.3 (4.12")	88.3 (3.476")
5	127.0 (5")	101.4 (3.976")
6	152.4 (6")	126.4 (4.976")

SUBFUJO PARA
MATERIALES:
A = ALUMINIO
F = ACERO
A.I. = ACERO INOXIDABLE

MATERIAL: TABULADO
ACABADO: TABULADO
INCLUYE: 2 CONECTORES "AZ" CON 12 TORNILLOS CABEZA
DE COCHE DE Ø 5/16" X 3/4", 12 TUERCAS HEXAGONALES Y
12 ROLDANAS PLANAS.

Transformadores

Table 64—Transformers

(a) Typical Per Unit R and X Values for Indoor, Open Dry-Type 150 °C Rise Transformers Rated from 15–2500 kVA, Three-Phase, 2.5–15 kV Primaries, 208, 240, 480, 600 V Wye or Delta Secondaries

kVA	HV (kV)	LV (kV)	% Z	X/R	R	X
15	2.5–15	208Y-600	3.00	0.5	0.027	0.013
30	2.5–15	208Y-600	5.00	1.0	0.035	0.035
45	2.5–15	208Y-600	5.00	1.0	0.035	0.036
75	2.5–15	208Y-600	5.50	2.0	0.025	0.049
112.5	2.5–15	208Y-600	4.50	1.5	0.025	0.037
150	2.5–15	208Y-600	4.50	2.0	0.020	0.040
225	2.5–15	208Y-600	5.00	2.5	0.019	0.046
300	2.5–15	208Y-600	5.00	2.8	0.017	0.047
500	2.5–15	208Y-600	5.00	4.0	0.012	0.049
750	2.5–15	208Y-600	5.75	2.0	0.026	0.051
1000	2.5–15	208Y-600	5.75	2.5	0.021	0.053
1000	2.5–15	480Y	8.00	3.8	0.021	0.077
1500	2.5–15	208Y-600	5.75	3.3	0.017	0.055
2000	2.5–15	208Y-600	5.75	4.0	0.014	0.056
2500	2.5–15	208Y-600	5.75	4.3	0.013	0.056

(b) Typical Per Unit R and X Values for Indoor, Open Dry-Type 150 °C Rise Transformers Rated from 25–500 kVA, Single-Phase, 5 and 15 kV Primaries, 120/240 V Wye or Delta Secondaries

kVA	HV (kV)	LV (kV)	% Z	X/R	R	X
25	5		4	2	0.018	0.036
to	to	120/240	to	to		
500	15		6	4	0.015	0.058

(c) Typical Range of Per Unit Values for Indoor, Open Dry-Type 150 °C Rise Transformers Rated from 15–500 kVA, Three-Phase, 480 V Primary, 208 V Wye Secondary

kVA	% Z	X/R	R	X
15	4.5	0.41	0.042	0.017
to	to	to		
500	5.9	2.09	0.025	0.053

Table 1—Impedance Data for Three-Phase Transformers With Primaries of Up to 15 000 V and Secondaries of 600 V or Less

kVA 3Ø	Suggested <i>X/R</i> Ratio for Calculation	Normal Range of Percent Impedance (see notes)
112.5	3.0	1.6 – <u>2 Min</u> – 6.2
150.0	3.5	1.5 – <u>2 Min</u> – 6.4
225.0	4.0	2.0 – <u>2 Min</u> – 6.6
300.0	4.5	2.0 – <u>4.5 Min</u> – 6.0
500.0	5.0	2.1 – <u>4.5 Min</u> – 6.1
750.0	6.0	3.2 – <u>5.75 – 6.75</u> – 6.8
1000.0	7.0	3.2 – <u>5.75 – 6.75</u> – 8.0
1500.0	7.0	3.5 – <u>5.75 – 6.75</u> – 6.8
2000.0	8.0	3.5 – <u>5.75 – 6.75</u> – 6.8
2500.0	9.0	3.5 – <u>5.75 – 6.75</u> – 6.8

NOTES:

- 1 — Underlined values are from ANSI C57.12.10-1977 [1], ANSI C57.12.22-1980 [2], and NEMA 210-1976 [10].
- 2 — Network transformers (with three-position switches) have 5.0%Z for 300–1000 kVA, 7.0% Z for 1500–2500 kVA, (with two-position switches) 4.0% Z for 500–750 kVA. See ANSI C57.12-40-1982 [3].
- 3 — Three-phase banks with three single-phase transformers may have values as low as 1.2%.

Table 2—Data for Three-Phase Transformers With Secondaries of 2400 V or More (750–60 000 kVA)

Primary kV	Primary kV BIL	Standard Percent Impedance (see notes)
2.4–22.9	60–150	5.5 or 6.5
–34.4	–200	6.0 or 7.0
–43.8	–250	6.5 or 7.5
–67.0	–350	7.0 or 8.0
–115.0	–450	7.5 or 8.5
–138.0	–550	8.0 or 9.0

NOTES:

- 1 — Actual values are generally within ± 7.5% of the standard values [1].
- 2 — Add 0.5% for load tap changing [8].
- 3 — Lower values are usually for OA 55 °C or OA 55/65 °C rise transformers.
- 4 — Higher values are usually for OA 65 °C rise transformers.
- 5 — *X/R* values are similar to those in Table 1. Consult manufacturer or use the values in [4] for transformers rated over 2500 kVA.

Maquinas rotatorias

Tabla 1. Reactancia subtransitoria de generador, valor unitario aproximado X en kVA nominales

Polo saliente con dev. amortiguador	12 polos o menos	0.18
	14 polos o más	0.24
Polo saliente sin dev. amortiguador	12 polos o menos	0.25
	14 polos o más	0.35
Polo distribuido, 625 a 9375 kVA	2 polos	0.09
	12,500 kVA y más	0.10
	12,500 kVA y más	0.14

Tabla 2. Reactancias de motor, valor unitario aproximado X en los kVA nominales

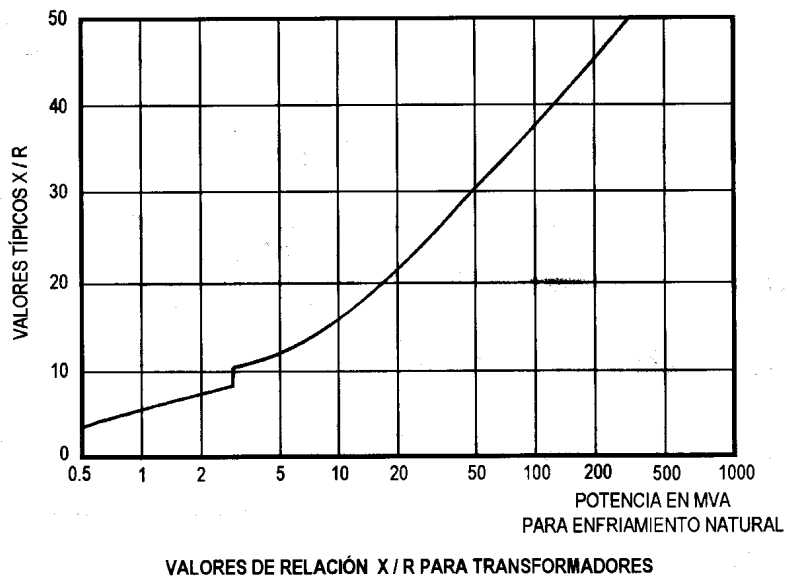
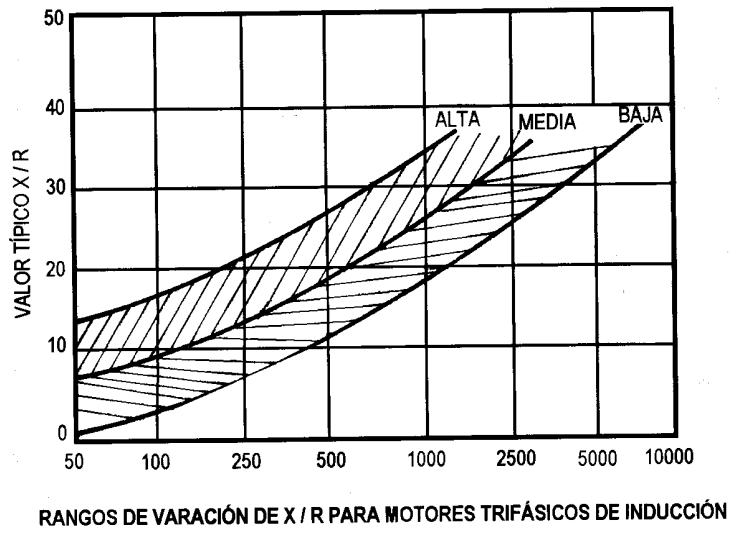
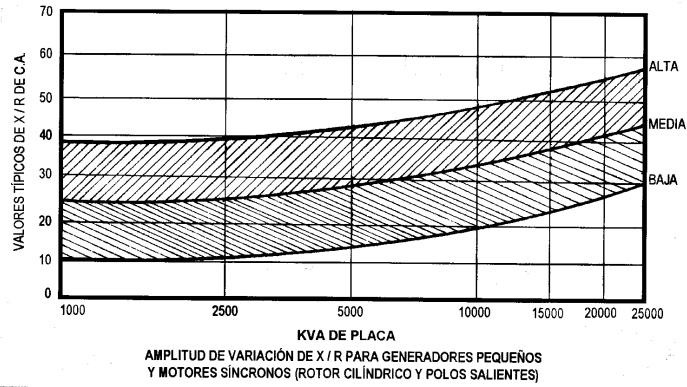
	Subtransitoria	Transitoria
Motor síncrono individual grande de 6 polos	0.10	0.15
	8 a 14 polos	0.24
Grupos de motores síncronos, 600 V o menos	0.25	0.33
	más de 600 V	0.25
Motor de inducción individual grande	0.25	—
Grupos de motores de inducción, 600 V o menos	0.25	—
	más de 600 V	0.20

Valores de reactancia de equipo rotatorio trifásico a 60 Hz

Aparato	Síncrona X_d	Secuencia positiva		Secuencia negativa X_2	Secuencia cero X_0
		Transitoria X_d'	Subtransitoria X_d''		
Generador de 2 polos (enfriado interiormente con H ₂ 2 a 45 lb/pulg ²).	1.22-1.91*	0.20-0.35	0.17-0.25	0.17-0.25	0.04-0.14
	1.65*	0.27	0.21	0.21	0.093
Generador de 2 polos (con H ₂ a 30 lb/pulg ²).	1.61-1.86	0.188-0.303	0.116-0.17	0.116-0.17	0.03-0.073
	1.72	0.23	0.14	0.14	0.042
Generador de 4 polos (enfriado con H ₂ a 30 lb/pulg ²).	1.36-1.67	0.265-0.30	0.169-0.208	0.169-0.208	0.041-0.1825
	1.49	0.281	0.19	0.19	0.106
Generadores de polos salientes y motores con amortiguadores.	0.6-1.5	0.2-0.5	0.13-0.32	0.13-0.32	0.03-0.24
	1.25	0.3	0.2	0.2	0.18
Generadores de polos salien- tes sin amortiguadores	0.6-1.5	0.2-0.5	0.2-0.5	0.35-0.65	0.03-0.24
	1.25	0.3	0.3	0.48	0.19
Condensadores síncronos (enfriados por aire).	1.25-2.20	0.3-0.5	0.19-0.3	0.18-0.4	0.025-0.15
	1.85	0.4	0.27	0.26	0.12
Condensadores síncronos (enfriados con H ₂ , ½ lb/pulg ² . cap. nominal).	1.5-2.65	0.36-0.6	0.23-0.36	0.22-0.48	0.03-0.18
	2.2	0.48	0.32	0.31	0.14

Los valores superiores corresponden a la gama, los inferiores al promedio.

relaciones X/R



Size AWG/ kcmil	Ohms to Neutral per 1000 mts															Size AWG/ kcmil
	XL (Reactance) for All Wires			AC Resistance for Uncoated Copper Wires			AC Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at 0.90 PF for Uncoated Copper Wires			Effective Z at 0.90 PF for Aluminum Wires			
	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al. Conduit	Steel Conduit	
14	0.190289	0.190289	0.239501	10.170604	10.170604	10.170604	---	---	---	9.236488	9.236488	9.257940	---	---	---	14
12	0.177165	0.177165	0.223097	6.561680	6.561680	6.561680	10.4987	10.4987	10.4987	5.982736	5.982736	6.002758	9.5260	9.5260	9.5461	12
10	0.164042	0.164042	0.206693	3.937008	3.937008	3.937008	6.5617	6.5617	6.5617	3.614811	3.614811	3.633402	5.9770	5.9770	5.9956	10
8	0.170604	0.170604	0.213255	2.559055	2.559055	2.559055	4.2651	4.2651	4.2651	2.377514	2.377514	2.396105	3.9129	3.9129	3.9315	8
6	0.167323	0.167323	0.209974	1.607612	1.607612	1.607612	2.6575	2.6575	2.6575	1.519785	1.519785	1.538376	2.4647	2.4647	2.4833	6
4	0.157480	0.157480	0.196850	1.017060	1.017060	1.017060	1.6732	1.6732	1.6732	0.983998	0.983998	1.001159	1.5745	1.5745	1.5917	4
3	0.154199	0.154199	0.193570	0.820210	0.820210	0.820210	1.3123	1.3451	1.3123	0.805403	0.805403	0.822564	1.2483	1.2778	1.2655	3
2	0.147638	0.147638	0.187008	0.623360	0.656168	0.656168	1.0499	1.0499	1.0499	0.625377	0.654905	0.672066	1.0092	1.0092	1.0264	2
1	0.150919	0.150919	0.187008	0.492126	0.524934	0.524934	0.8202	0.8530	0.8202	0.508697	0.538225	0.553956	0.8040	0.8335	0.8197	1
1/0	0.144357	0.144357	0.180446	0.393701	0.426509	0.393701	0.6562	0.6890	0.6562	0.417254	0.446782	0.432985	0.6535	0.6830	0.6692	1/0
2/0	0.141076	0.141076	0.177165	0.328084	0.328084	0.328084	0.5249	0.5249	0.5249	0.356769	0.356769	0.372500	0.5339	0.5339	0.5497	2/0
3/0	0.137795	0.137795	0.170604	0.252625	0.269029	0.259186	0.4265	0.4265	0.4265	0.287426	0.302190	0.307632	0.4439	0.4439	0.4582	3/0
4/0	0.134514	0.134514	0.167323	0.203412	0.219816	0.206693	0.3281	0.3609	0.3281	0.241704	0.256468	0.258958	0.3539	0.3834	0.3682	4/0
250	0.134514	0.134514	0.170604	0.170604	0.187008	0.177165	0.2789	0.2953	0.2822	0.212177	0.226941	0.233813	0.3096	0.3244	0.3283	250
300	0.134514	0.134514	0.167323	0.144357	0.160761	0.147638	0.2329	0.2493	0.2362	0.188555	0.203319	0.205808	0.2683	0.2830	0.2855	300
350	0.131234	0.131234	0.164042	0.124672	0.141076	0.127953	0.2657	0.2165	0.2067	0.169408	0.184172	0.186662	0.2964	0.2521	0.2575	350
400	0.131234	0.131234	0.160761	0.108268	0.124672	0.114829	0.1772	0.1936	0.1804	0.154644	0.169408	0.173421	0.2167	0.2314	0.2325	400
500	0.127953	0.127953	0.157480	0.088583	0.104987	0.095144	0.1411	0.1575	0.1476	0.135498	0.150262	0.154274	0.1827	0.1975	0.2015	500
600	0.127953	0.127953	0.157480	0.075459	0.091864	0.082021	0.1181	0.1345	0.1247	0.123687	0.138450	0.142463	0.1621	0.1768	0.1808	600
750	0.124672	0.124672	0.157480	0.062336	0.078740	0.068898	0.0951	0.1115	0.1017	0.110446	0.125209	0.130652	0.1400	0.1547	0.1602	750
1000	0.121391	0.121391	0.150919	0.049213	0.062336	0.059055	0.0755	0.0886	0.0820	0.097204	0.109016	0.118934	0.1208	0.1326	0.1396	1000

Notes:

1. These values are based on the following constants: UL-type RHH wires with Class B stranding, in cradled configuration. Wire conductivities are 100 percent IACS copper and 61 percent IACS aluminum, and aluminum conduit is 45 percent IACS. Capacitive reactance is ignored, since it is negligible at these voltages.

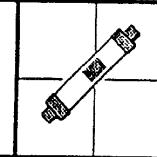
These resistance values are valid only at 75°C (167°F) and for the parameters as given, but are representative for 600-volt wire types operating at 60 Hz.

2. "Effective Z" is defined as $R \cos(\theta) + X \sin(\theta)$, where " θ " is the power factor angle of the circuit. Multiplying current by effective impedance gives a good approximation for line-to-neutral voltage drop. Effective impedance values shown in this table are valid only at 0.90 power factor.

For another circuit power factor (PF), effective impedance (Z_e) can be calculated from R and XL values given in this table as follows:

$$Z_e = R \times PF + XL \sin[\arccos(PF)]$$

**FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DRIWISA®
DE ALTA TENSION Y ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA
SERVICIO INTERIOR E INTEMPERIE**



I

TIPO	CORRIENTE	CAPACIDAD INTERRUPTIVA		CORRIENTE MINIMA	DIMENSIONES				PESC aprox kg
	NOMINAL I_n A	I_1 kA	MVA	DE INTERRUPCION I_3 A	e mm	L mm	\varnothing_1 mm	\varnothing_2 mm	
$V_n = 30...38$ kV									
DR 30 / 4 S...	4	31.5	2000	10	537	603	45	66	3.3
DR 30 / 6 S...	6	31.5	2000	15	537	603	45	66	3.3
DR 30 / 10 S...	10	31.5	2000	25	537	603	45	66	3.3
DR 30 / 16 S...	16	31.5	2000	40	537	603	45	66	3.3
DR 30 / 25 S...	25	31.5	2000	62,5	537	603	45	66	3.3
DR 30 / 32 S...	32	31.5	2000	80	537	603	45	66	3.3
DR 30 / 40 S...	40	31.5	2000	100	537	603	45	66	3.3
DR 30 / 50 S...	50	31.5	1600	125	537	603	45	66	3.3
DR 30 / 63 S...	63	16	1000	157,5	537	603	45	66	3.3
DRVA 30 / 75 S...	75	20	2000	225	537	603	45	85	5.4
DRVA 30 / 100 S...	100	20	2000	300	537	603	45	85	5.4

Disponibles en versiones ...S para servicio interior, ...SF para intemperie y ...SK para capacitor

Fusibles sin percutor para protección de transformadores de potencial:

$V_n = 2.4...7.2$ kV

DR 6 / 1	1	40	500	2,5	162	228	45	66	1.3
DR 6 / 2	2	40	500	5	162	228	45	66	1.3
DR 6 / 4	4	40	500	10	162	228	45	66	1.3

$V_n = 12...17.5$ kV

DR 15 / 1	1	31.5	1000	2,5	162	228	45	66	1.3
DR 15 / 2	2	31.5	1000	5	162	228	45	66	1.3
DR 15 / 4	4	31.5	1000	10	162	228	45	66	1.3

$V_n = 20...25.8$ kV

DR 20 / 1	1	40	1600	2,5	280	346	45	66	1.9
DR 20 / 2	2	40	1600	5	280	346	45	66	1.9
DR 20 / 4	4	40	1600	10	280	346	45	66	1.9

$V_n = 30...38$ kV

DR 30 / 1	1	31.5	2000	2,5	433	499	45	66	3.3
DR 30 / 2	2	31.5	2000	5	433	499	45	66	3.3
DR 30 / 4	4	31.5	2000	10	433	499	45	66	3.3

Disponibles en versión para servicio interior (sin terminación) y versión ...F para servicio intemperie

Características eléctricas de acuerdo a las normas IEC 282.1 y NMX-J-149

interruptores de potencia BT masterpack®



características M08 a M63

características eléctricas ⁽¹⁾			M08			M10			M12					
intensidad nominal (A) ²	In	A 40°C	800			1000			1200					
tensión nominal (V)	Ue	50/60 Hz	690			690			690					
tensión nominal de aislamiento (V)	Ui		1000			1000			1000					
número de polos			3			3			3					
calibre			800			1000			1200					
tipo de interruptor automático			H1 H2 L1			H1 H2 L1			H1 H2 L1					
poder de corte	poder de corte último	Icu	220/415 V			65 100 130			65 100 130			65 100 130		
		CA 50/60 Hz (kA ef.) ^{3h}	CEI947-2	400 V			65 100 110			65 100 110			65 100 110	
	poder de corte en servicio	Ics	220/415 V			65 100 130			65 100 30			65 100 130		
		CEI 947-2	400 V			65 100 110			65 100 110			65 100 110		
intensidad nominal de corta duración admisible	Icw	0.5 s			65 65 12			65 65 12			65 65 12			
		1 s			50 50 12			50 50 12			50 50 12			
poder de cierre	Icm	220/415 V			143 220 286			143 220 286			143 220 286			
		CEI 947-2	440 V			143 220 242			143 220 242			143 220 242		
poder de corte (kA)	NEMA	500/690 V			187 143 84			187 143 84			187 143 84			
		CA 50/60 Hz (kA cresta)	500/690 V			187 143 84			187 143 84			187 143 84		
tensión de choque V	Uimp		8000			8000			8000					
límite electrodinámico		(kA cresta)	143 143 24			143 143 24			143 143 24					
aptitud al seccionamiento		CEI 947-2	■			■			■					
tiempo de corte		total máx.	25 a 30 ms sin retardo intencional - 9 ms para tipo											
tiempo de cierre			70 ms											
protección														
calibre de los sensores (A) (ver tabla II)			200 a 800			200 a 1000			200 a 1200					
unidades de control distribución para protección	selectiva	STR 28 D	■			■			■					
		STR 38 S	■			■			■					
		STR 58 U	■			■			■					
universal	STR 68 U ⁴	■			■			■						
	STR 68 U ⁴	■			■			■						
interruptor (sin protección) no automático			HI HF			HI HF			HI HF					
STR 08			■			■			■					
poder de cierre			105 143			105 143			105 14					
CA 50/60 Hz (kA cresta)			105 143			105 143			105 14					
500/690 V			105 143			105 143			105 14					
otras características														
vida mecánica	con mantenimiento		20	20	20	20	20	20	20	20	20			
ciclo CA x 1000	sin mantenimiento		10	10	10	10	10	10	10	10	10			
vida eléctrica	aparato		10	10	3	10	10	2.7	10	10	10			
	sin mantenimiento		10	10	3	10	10	2.7	10	10	10			
control de motores	AC3-937-4 ⁵		10	10		10	10		10	10				
	versión		extraíble	■		■			■					
dimensiones (mm)	H x L x P		H	L	P	H	L	P	H	L				
	extraíble 3P		439	435	367	439	435	367	439	43				
	fijo 3P		356	422	290	356	422	290	356	42				
peso máximo (kg)	extraíble 3P		65	65	69	65	65	69	65	65				
	fijo 3P		43	43	46	43	43	46	43	43				

M16			M20		
1600			2000		
690			690		
1000			1000		
3			3		
1600			2000		
H1	H2	L1	H1	H2	L1
65	100	130	75	100	130
65	100	110	75	100	110
65	85	65	75	85	65
65	100	130	75	100	130
65	100	110	75	100	110
65	85	65	75	85	65
65	65	17	75	75	17
50	50	17	75	75	17
32	32	17	57	57	17
*43	220	286	165	220	286
*43	220	242	165	120	242
*43	187	143	165	187	143
65	100	100	75	100	100
65	85	65	75	85	65
8000			8000		
*43	143	34	165	165	34
*3 ms					
200 a 1600			200 a 2000		
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
*35	143		105	165	
*35	143		105	165	
20	15	15	15	15	15
10	10	10	10	10	10
10	2.2	9	9	2	
10	2.2	7	7	2	
10		7	7		
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
L	P	H	L	P	
439	435	367	439	435	367
356	422	290	356	422	290
	69			130	
	46			80	

auxiliares y accesorios

son comunes a toda la gama masterpack

elección de los sensores (tabla II)

La tabla a continuación indica:

- la totalidad de los calibres In de los sensores disponibles
- los límites de regulación del umbral tiempo largo Ir

In	200	250	320	400	500	600	630	800	1000	1200	1250	1600	2000	2500	3000	3200	4000
regulación de umbral Ir (A)	a 200	a 250	a 320	a 400	a 500	a 600	a 630	a 800	a 1000	a 1200	a 1250	a 1600	a 2000	a 2500	a 3000	a 3200	a 4000

**CLASS
601**

**THERMAL-MAGNETIC/MAGNETIC ONLY
MOLDED CASE CIRCUIT BREAKERS
INTRODUCTION**

SEPTEMBER, 1991

INTERRUPTING RATINGS

Square D thermal-magnetic molded case circuit breakers can be standard interrupting, high interrupting, extra high interrupting and time current limiting in construction and are UL Listed for the interrupting ratings as shown below.

UL recognizes component combinations (circuit breaker/circuit breaker and fuse/circuit breaker) for series connected

interrupting ratings. All series rated combinations are marked on the end use equipment along with the statement, "Caution-Series Rated System".

For 100% rated applications see Catalog Class 602 *Electronic Trip Molded Case Circuit Breakers*.

UL LISTED INTERRUPTING RATINGS IN KA (RMS SYMMETRICAL AMPERES)

Ampacity	Catalog Prefix	Maximum Voltage	UL Listed Interrupting Ratings (in kA)					
			240Vac	480Vac	600Vac	125Vdc	250Vdc	500Vdc
STANDARD INTERRUPTING								
15-100A	FA	600Vac	25	18	14	5	5	—
		480Vac	25	18	—	10	10	—
		240Vac	10	—	—	5	5	—
70-250A	KA	600Vac	42	25	22	10	10	—
125-600A	LA	600Vac	42	30	22	10	10	—
300-1000A	MA	600Vac	42	30	22	10	10	—
600-1200A	NA	600Vac	100	50	25	—	—	—
600-2000A	PA	600Vac	65	50	42	—	—	—
HIGH INTERRUPTING								
15-100A	FH	600Vac	65	25	18	10	—	20
70-250A	KH	600Vac	65	35	25	10	—	20
125-400A	LH	600Vac	65	35	25	14	14	20
300-1000A	MH	600Vac	65	65	25	—	—	20
600-2000A	PH	600Vac	125	100	65	—	—	—
15-100A	FH-DC	500Vdc	—	—	—	—	—	20
70-250A	KH-DC	500Vdc	—	—	—	—	—	20
125-400A	LH-DC	500Vdc	—	—	—	—	—	20
300-1000A	MH-DC	500Vdc	—	—	—	—	—	20
600-2500A	PA-DC	500Vdc	—	—	—	—	—	20
EXTRA HIGH INTERRUPTING								
15-100A	FC	480Vac	100	65	—	—	—	—
110-250A	KC	480Vac	100	65	—	—	—	—
300-600A	LC	600Vac	100	65	35	—	—	—
600-1200A	NC	600Vac	125	100	65	—	—	—
1600-2500A	PC	600Vac	125	100	65	—	—	—
CURRENT LIMITING								
20-100A	FI	600Vac	200	200	100	—	—	—
110-250A	KI	600Vac	200	200	100	—	—	—
300-600A	LI	600Vac	200	200	100	—	—	—

Note: These ratings apply to I-LINE® circuit breakers and circuit breakers with or without lugs.



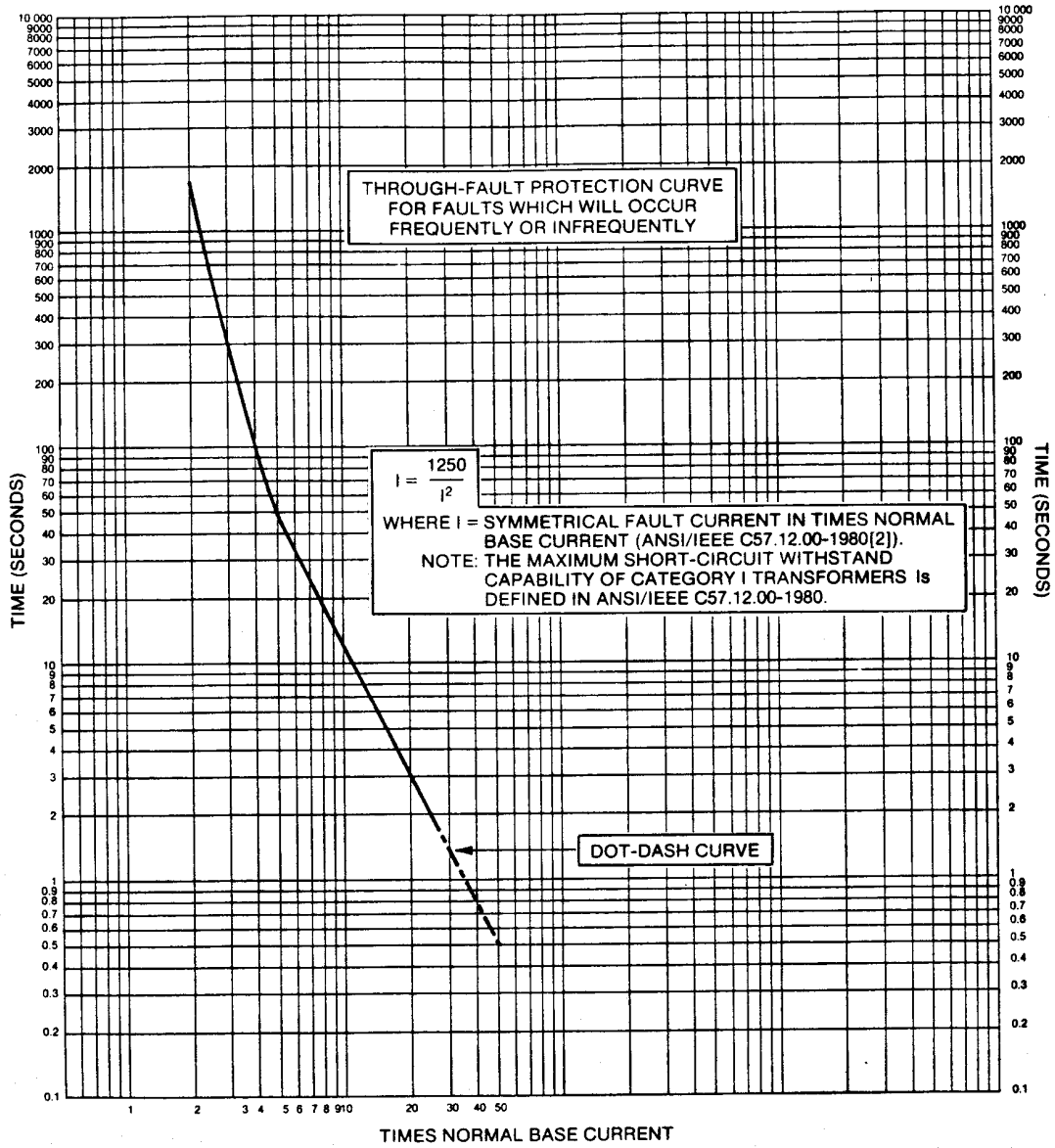


Fig A1
Category I Transformers
5 to 500 kVA Single-Phase
15 to 500 kVA Three-Phase

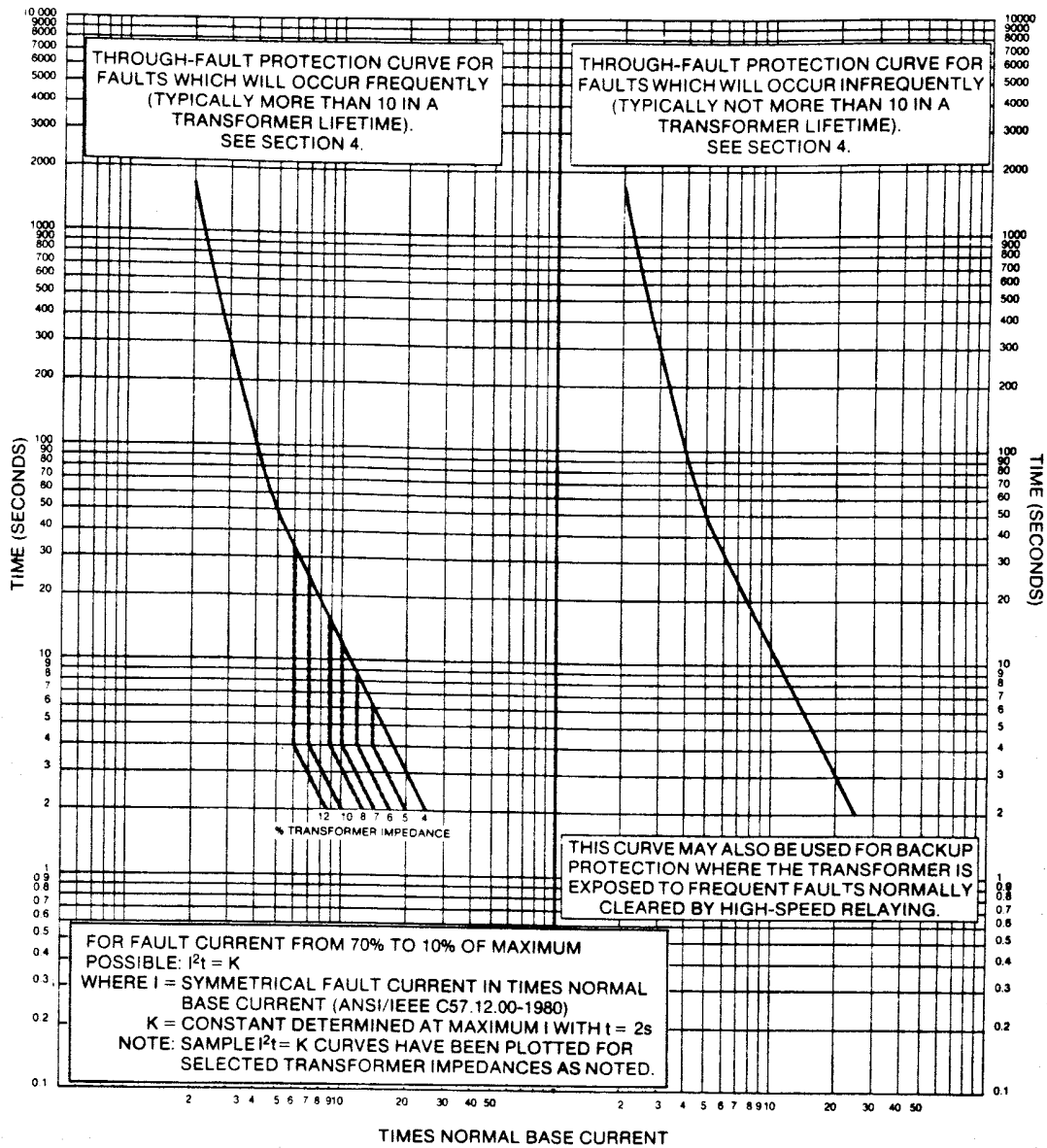


Fig A2
Category II Transformers
501 to 1667 kVA Single-Phase
501 to 5000 kVA Three-Phase

IEEE
C37.91-1985

IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY

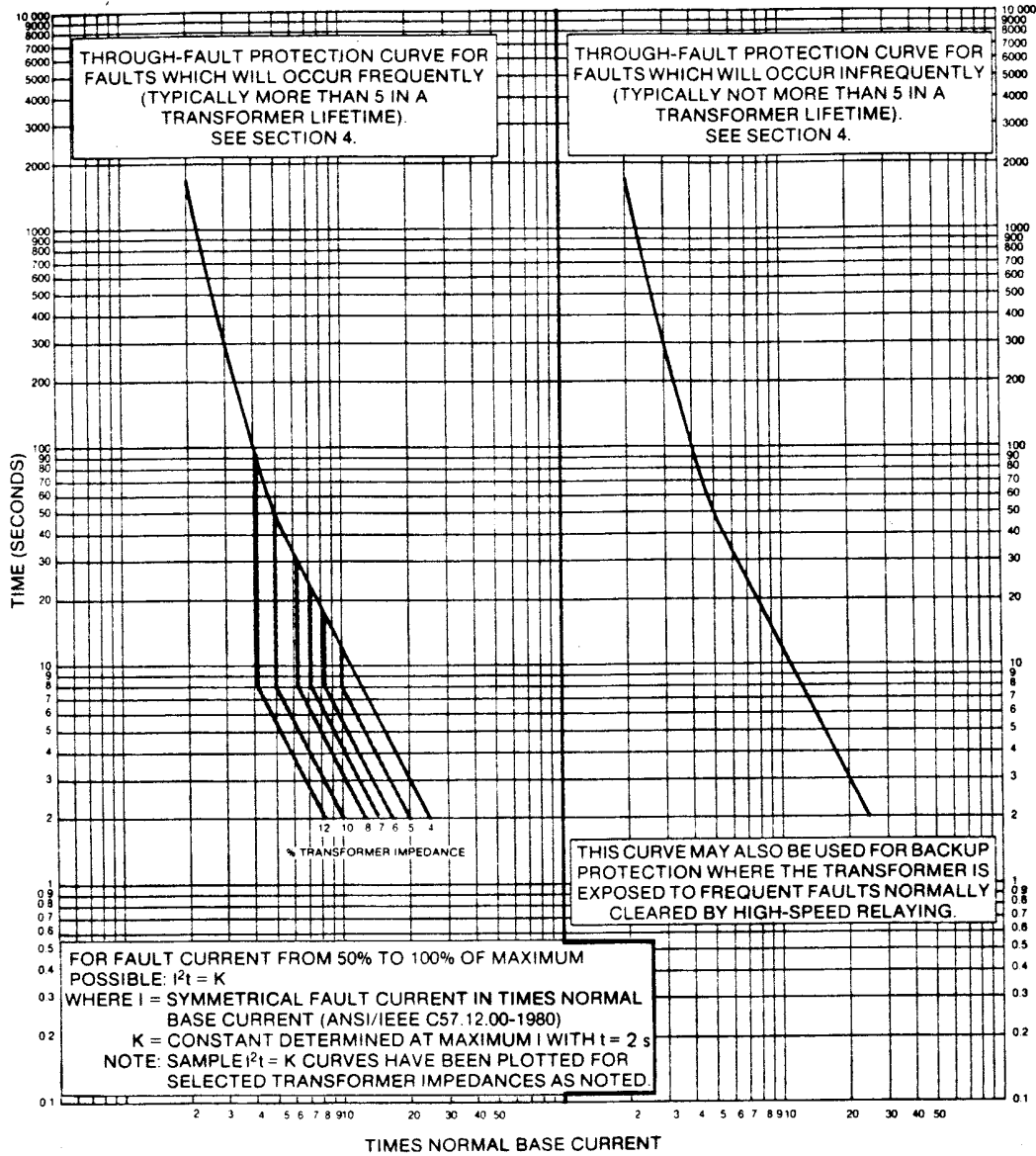


Fig A3
Category III Transformers
1668 to 10000 kVA Single-Phase
5001 to 30000 kVA Three-Phase

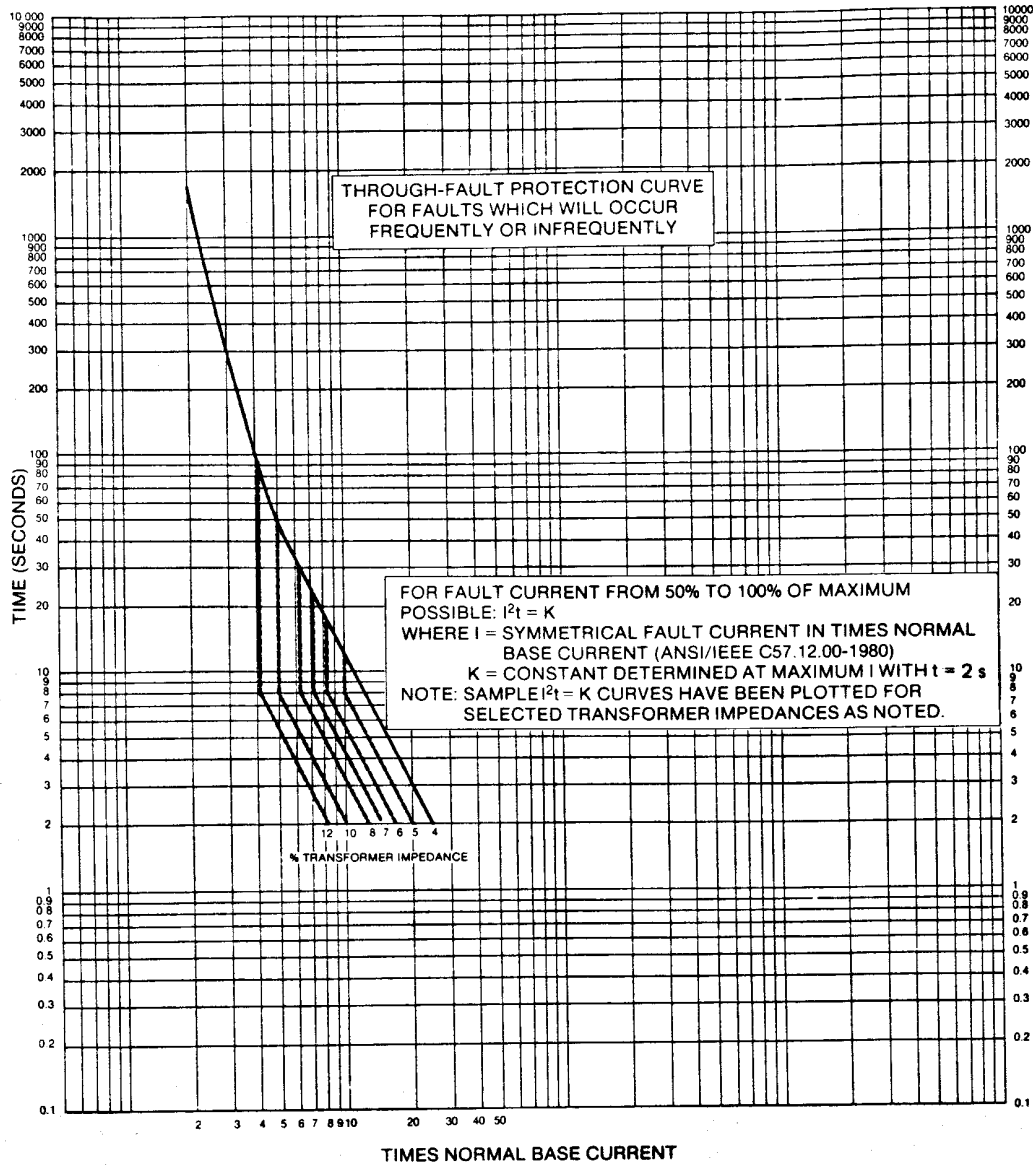
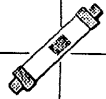
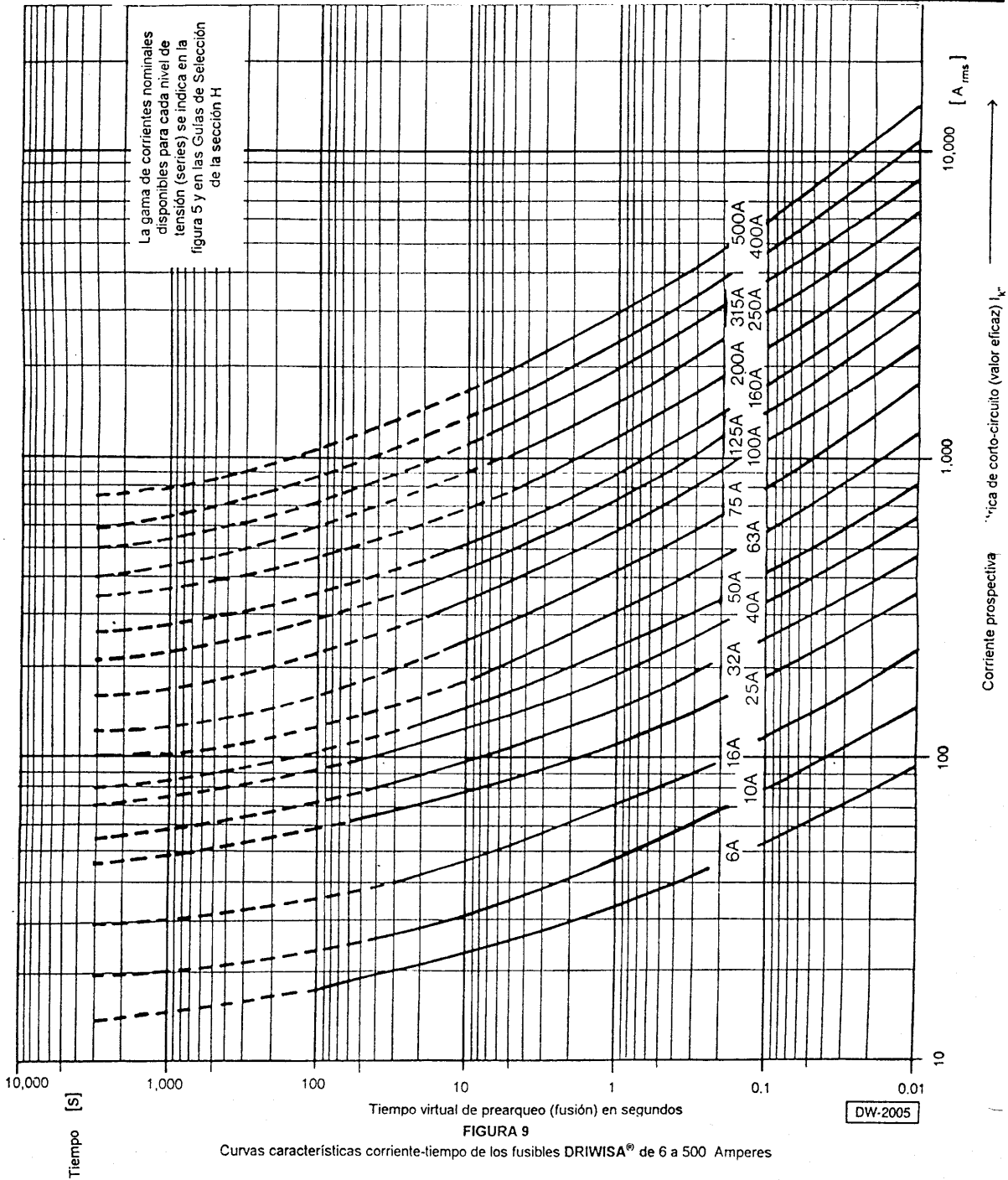


Fig A4
Category IV Transformers
Above 10000 kVA Single-Phase
Above 30000 kVA Three-Phase

H



FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DRIWISA® DE ALTA TENSION Y ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA SERVICIO INTERIOR E INTEMPERIE



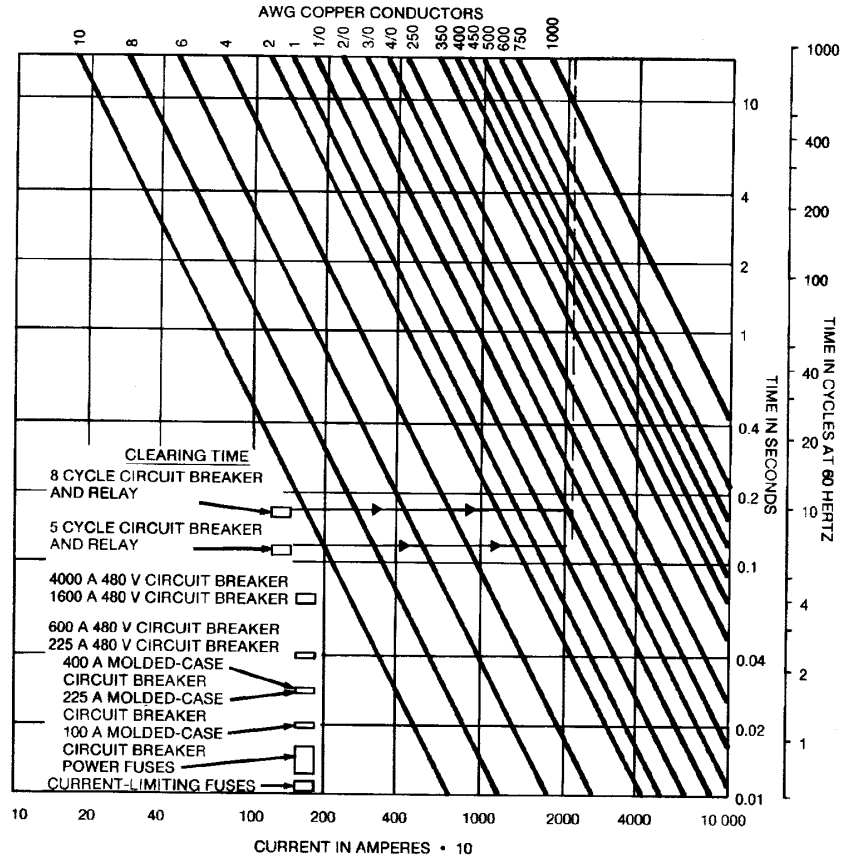
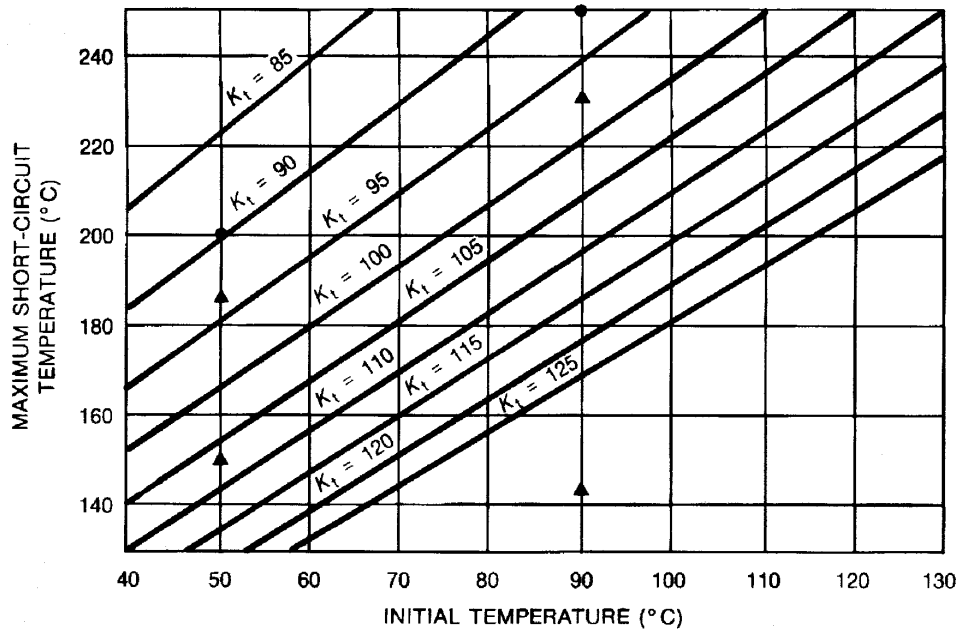
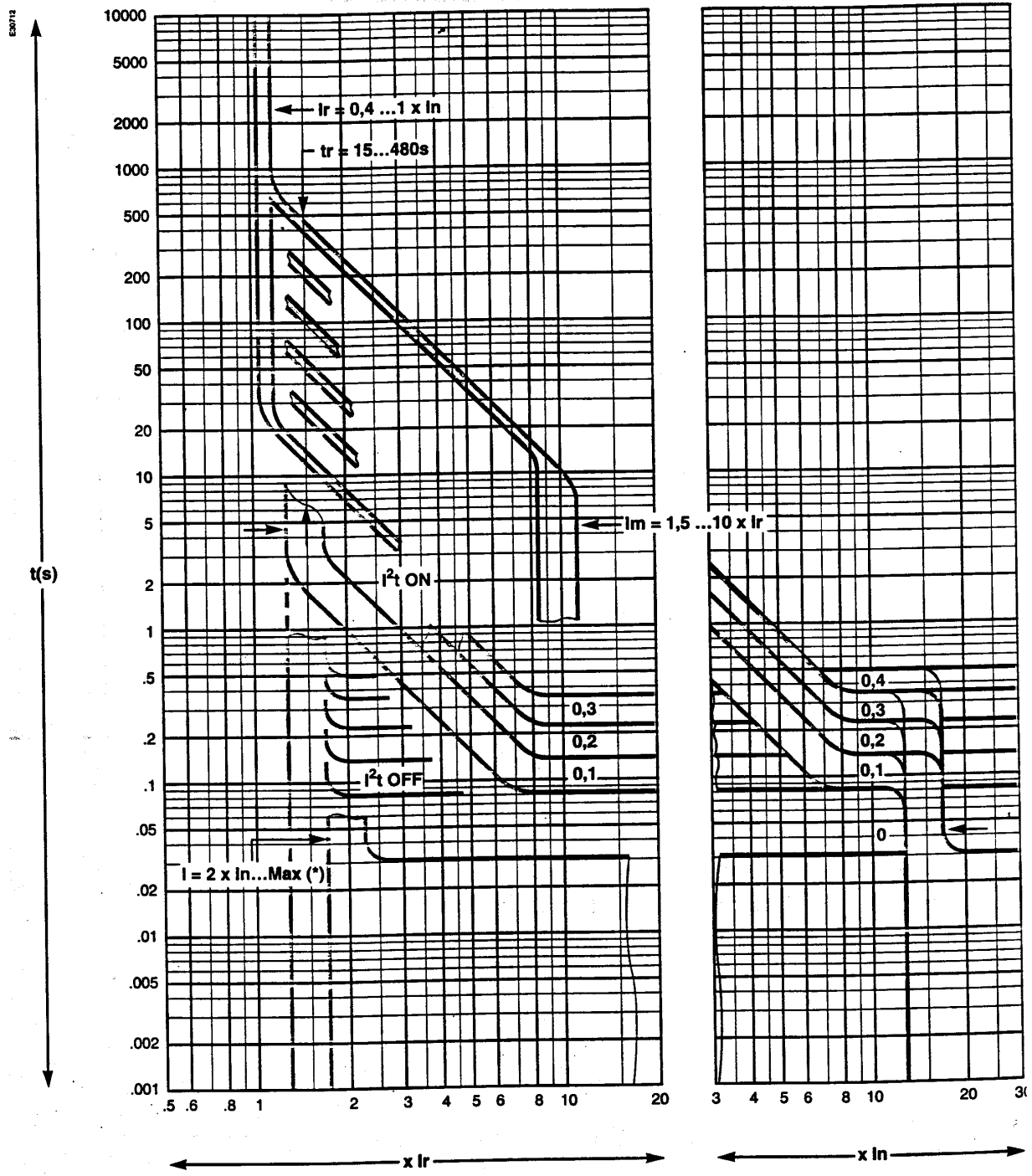


Figure 150 — Maximum Short-Circuit Current for Insulated Copper Conductors; Initial Temperature 75 °C; Final Temperature 200 °C; for Other Temperatures Use Correction Factors of Fig 152



STR 58 U



(*)Max

I_n (A)	630	800/1000	1200/1600	2000	2500	3000/3200	4000/5000/6300
Max = $I_n \times \dots$ (N-H)	28	28	24	20	14	12	10
Max = $I_n \times \dots$ (L)	14	10	8	6	6	-	-

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999 , Instalaciones Eléctricas (utilización).
- [2] Norma Oficial Mexicana NOM-007-ENER-1995, Eficiencia Energética para Sistemas de Alumbrado en Edificios no Residenciales.
- [3] Norma Oficial Mexicana NOM-013-ENER-1996, Eficiencia energética en sistemas de alumbrado para vialidades y exteriores de edificios.
- [4] Norma Oficial Mexicana NOM-022-STPS-1999, electricidad estática en los centros de trabajo - condiciones de seguridad e higiene.
- [5] Norma Oficial Mexicana NOM-025-STPS-1999, condiciones de iluminación en los centros de trabajo.
- [6] Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida.
- [7] Mark W. Earley; P.E., "NATIONAL ELECTRICAL CODE HANDBOOK", National Fire Protection Association, USA, 1996.
- [8] IEEE Std. 141-1993, "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION FOR INDUSTRIAL PLANTS", Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA, 1996. (*Red Book*).
- [9] IEEE Std. 142-1991, "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR GROUNDING OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS", Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA, 1996. (*Green Book*).
- [10] IEEE Std. 241-1190, "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER SYSTEMS IN COMMERCIAL BUILDINGS", Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA, 1991. (*Gray Book*).
- [11] IEEE Std. 242-1986, "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS", Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA, 1996. (*Buff Book*).
- [12] IEEE Std. 399-1997, "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS ANALYSIS", Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA, 1998. (*Brown Book*).

- [13] IEEE Std. 1015-1997, "IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR APPLYING LOW-VOLTAGE CIRCUIT BREAKERS USED IN INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS", Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA, 1997. (*Blue Book*).
- [14] IEEE Std. 80-2000, "IEEE GUIDE FOR SAFETY IN AC SUBSTATION GROUNDING", Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA, 2000.
- [15] ANSI/NFPA 780-04, "STANDARD FOR THE INSTALLATION OF LIGHTNING PROTECTION SYSTEMS", National Fire Protection Association, USA, 2004.
- [16] Sierra, V.M., "MANUAL TÉCNICO DE CABLES DE ENERGÍA CONDUMEX", McGraw-Hill, México, 1985.
- [17] Conelec, "MANUAL ELÉCTRICO", Conelec, México, 1980.
- [18] Irwin, L., "ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS PARA PLANTAS INDUSTRIALES", Limusa, México, 1993.
- [19] Grainger J.J., Stevenson W.D., "ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA", McGraw Hill, México, 1995.
- [20] Enríquez, H. G., "PROTECCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES", Limusa, México, 2003
- [21] De la Vega, M. O., "INGENIERÍA DE PUESTA A TIERRA", Limusa, México, 1998.