



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

**“CÁLCULO ELÉCTRICO A NIVEL SÓTANO PARA
USO COMERCIAL”**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA MECÁNICA ELECTRICISTA

ÁREA: INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA

PRESENTA:

MARÍA DE LOS ÁNGELES RAMOS GARCÍA

ASESOR:

ING. FRANCISCO RAÚL ORTIZ GONZÁLEZ



SAN JUAN DE ARAGÓN, EDO. DE MÉXICO, 2011.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

GRACIAS A DIOS

POR ACOMPAÑARME TODOS LOS DÍAS PARA DARMELAS FUERZAS NECESARIAS Y PERMITIRME LLEGAR HASTA DONDE ESTOY.

A MIS PAPÁS LUCIA GARCÍA Y NARCISO RAMOS

ESTA ES LA RECOMPENSA A TANTOS AÑOS DE TRABAJO DURO, DESVELOS Y CARENCIAS ESTE TRIUNFO ES DE USTEDES GRACIAS POR TODO EL APOYO EN MI VIDA LOS QUIERO.

A MIGUEL ÁNGEL RAMOS

POR SER MI COMPAÑERO DESDE QUE NACÍ ERES EL MEJOR HERMANO.

A MI HIJO OSCAR ALBERTO

POR SER UNA EXTENSIÓN DE MI VIDA Y UNA FUENTE DE INSPIRACIÓN.

AL PROFESOR FRANCISCO RAÚL ORTIZ

POR SUS CONSEJOS Y APOYO DURANTE LA REALIZACIÓN DE ESTA TESIS.

AL ING. HERIBERTO SALVADOR

POR COMPARTIR SU CONOCIMIENTO DESINTERESADAMENTE.

A TODOS LAS PERSONAS QUE HE CONICIDO LA CUALES HAN SIDO IMPORTANTES Y HAN CONTRIBUIDO A MI FORMACIÓN, GRACIAS POR SU APOYO Y ENSEÑANZA.

Introducción	I
1. Sistema Eléctrico de Potencia	1
1.1 Representación y definición de un sistema eléctrico de Potencia.....	2
1.1.1 Centrales de generación de energía eléctrica.....	6
1.1.1.1 Centrales termoeléctricas.....	6
1.1.1.2 Centrales hidroeléctricas.....	8
1.1.1.3 Centrales nucleares.....	10
1.1.1.4 Centrales solares.....	11
1.1.1.5 Centrales eólicas.....	11
1.1.1.6 Centrales mareomotrices.....	12
1.1.1.7 Centrales geotérmicas.....	13
1.2 Transmisión.....	14
1.2.1 Tipos de líneas de transmisión.....	15
1.3 Distribución.....	16
1.3.1 Redes de distribución.....	18
1.3.1.1 Redes radiales.....	18
1.3.1.2 Redes en anillo.....	19
1.3.1.3 Redes tipo malla (malladas).....	20
2. Subestaciones eléctricas	21
2.1 Clasificación de las subestaciones eléctricas.....	21
2.2 Elementos de una subestación.....	23
2.2.1 Transformador.....	24
2.2.1.1 Elementos que constituyen un transformador.....	25
2.2.1.2 Clasificación de transformadores.....	26
2.2.1.3 Conexión de transformadores.....	27
2.2.1.4 Puesta en servicio y mantenimiento de transformadores.....	29
2.2.2 Interruptores.....	29
2.2.2.1 Interruptores de potencia.....	30
2.2.2.2 Interruptores de bajo voltaje.....	34
2.2.3 Restauradores y seccionadores.....	37
2.2.3.1 Operación de un restaurador.....	37
2.2.3.2 Cuchillas de operación con carga (seccionador).....	39
2.2.4 Cuchillas fusible.....	39
2.2.4.1 Clasificación de cuchillas desconectadotas.....	40
2.2.5 Apartarrayos.....	43
2.2.6 Tableros duplex de control.....	45
2.2.6.1 Tableros principales de distribución.....	46

2.2.6.2	Tableros secundarios de distribución.....	47
2.2.6.3	Centros de control de motores.....	47
2.2.7	Condensadores.....	48
2.2.7.1	Tipos de condensadores.....	48
2.2.7.2	Experimentación de la carga-descarga del condensador.....	49
2.2.8	Transformadores para instrumento.....	50
2.2.8.1	Transformadores de corriente.....	50
2.2.8.2	Transformadores de potencia.....	51
3.	Instalaciones Eléctricas.....	52
3.1	Elementos para el diseño eléctrico.....	52
3.2	Alimentadores, subalimentadores, circuitos derivados y tableros.....	54
3.2.1	Circuitos derivados para alumbrado.....	55
3.3	Conductores y canalizaciones eléctricas.....	58
3.3.1	Conductores eléctricos.....	59
3.3.2	Canalizaciones eléctricas.....	63
3.3.3	Cajas de conexiones.....	66
3.3.4	Conectores y accesorios en las instalaciones eléctricas.....	68
3.4	Planeación de las instalaciones eléctricas.....	68
3.4.1	Planeación de las instalaciones eléctricas residenciales.....	69
3.4.2	Planeación de las instalaciones eléctricas comerciales.....	69
3.4.3	Planeación de las instalaciones eléctricas industriales.....	70
3.5	Cálculo de los conductores por caída de voltaje.....	71
3.6	Utilización recomendable de los sistemas de distribución.....	76
3.7	Sistemas de distribución en baja tensión.....	77
3.8	Sistema de tierras.....	78
3.8.1	Elementos para el cálculo del sistema de tierras.....	78
3.8.2	Corriente de corto circuito.....	79
3.8.3	Varillas.....	80
3.8.4	Longitud del conductor.....	81
3.8.5	Calibre del conductor para la malla de tierras.....	82
3.8.6	Resistencia esperada en la malla.....	83
4.	Proyecto Eléctrico.....	84
4.1	Cargas por zona.....	84
4.2	Factor de demanda.....	89
4.2.1	Tableros de alumbrado y contactos normales.....	89
4.2.2	Tableros de contactos regulados.....	90
4.3	Protecciones, calibre, caída de tensión y canalización de los tableros en baja tensión.....	91
4.3.1	Carga nominal (sistemas monofásicos).....	91

4.3.2 Corriente corregida.....	91
4.3.3 Caída de tensión (sistemas monofásicos).....	92
4.3.4 Diámetro del conductor.....	92
4.3.5 Canalización.....	93
4.4 Cálculos de protecciones, calibre del alimentador, caída de tensión y canalización de los tableros.....	93
4.4.1 Tablero “CPN”	93
4.4.2 Tablero “CON”	95
4.4.3 Tablero “CPR”	96
4.4.4 Tablero “COR”	98
4.5 Diagrama unifilar.....	99
4.5.1 Acometida.....	100
4.5.2 Cálculo del transformador.....	100
4.5.3 Cálculo de la planta de emergencia.....	101
4.5.4 Cálculo de la protección y el alimentador en media tensión (23,000 V).....	102
4.5.5 Alimentador del interruptor general “IGN”	103
4.5.6 Alimentador del interruptor general “IGN” al tablero de transferencia.....	104
4.5.7 Alimentador de la planta generadora de energía eléctrica.....	105
4.5.8 Alimentador del tablero general “TGE”	106
4.5.9 Alimentador del tablero general “TGR”	107
4.6 Sistema de tierras.....	109
Conclusiones.....	113
Anexos:	
A. Planos.....	114
B. Artículos de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005.....	120
C. Cuadro de cargas.....	133
Bibliografía.....	138

La empresa constructora “SACMA” S.A. de C.V., dentro de sus conjuntos habitacionales y comerciales, cuenta con un predio en la colonia del Valle (San Francisco No. 190) el cual consta de un sótano de 1,000 m² que se empleará inicialmente como almacén de equipos de cómputo y su acondicionamiento para su comercialización.

Dentro de sus políticas de crecimiento del edificio la empresa tiene planeado construir tres niveles, es por ello que en el desarrollo del cálculo eléctrico se consideran dichos niveles además de contar con la mayor información posible del inmueble y las condiciones requeridas por el cliente.

Por lo que en el presente trabajo se establece el desarrollo del cálculo eléctrico para una edificación de tres niveles y un sótano teniendo como apoyo la norma técnica de instalación eléctrica y de esta manera proponer los materiales adecuados y equipos a utilizar en la ejecución de dicha instalación.

A continuación se describen como se pretende resolver esta necesidad en los cuatro capítulos comprendidos de este trabajo.

Capítulo 1 “Sistema Eléctrico de Potencia”, indica las características que influyen sobre la generación y transporte de la energía eléctrica, desde la planta generadora de electricidad hasta su distribución comercial.

Capítulo 2 “Subestaciones eléctricas” comprende la clasificación y principales elementos que integran a las subestaciones eléctricas.

Capítulo 3 “Instalaciones eléctricas” establece los elementos que intervienen en las instalaciones eléctricas para el correcto diseño de las mismas como son alimentadores, subalimentadores, circuitos derivados, tableros y canalizaciones eléctricas así como las fórmulas aplicadas en este proyecto.

Capítulo 4 “Proyecto eléctrico” en este se describe la metodología para el diseño del cálculo eléctrico del sótano considerando las cargas por zona, factor de demanda, caída de tensión y resistividad del suelo.

En la actualidad es enorme y creciente la influencia que la energía eléctrica ejerce en todos sectores de las actividades humanas y de todas las formas de energía conocidas es la que mas se emplea para la economía de cualquier nación.

La posibilidad de explotar distintos tipos de fuentes de energía como corrientes de ríos, combustóleo, gas, uranio, carbón, la fuerza de los mares y vientos, geiser, etc., de sitios alejados de los centros de consumo, hace posible que la energía eléctrica se transmita a grandes distancias, lo que resulta relativamente económico, ya que es necesaria en la gran mayoría de procesos de producción de la sociedad actual (figura 1.1).

La energía eléctrica se produce en centrales de generación, se transporta a áreas de consumo mediante la red de transporte y se distribuye dentro de las distintas áreas de consumo mediante redes de distribución. Normalmente, y por razones de seguridad, el consumo tiene lugar en baja tensión.

La energía eléctrica no puede ser desperdiciada, y por lo tanto, se debe usar racionalmente. Por otro lado su utilización requiere de una serie de cuidados, porque la electricidad puede constituir en cierto modo una seria amenaza para la vida de las personas y las propiedades, por lo que es necesario que todos los proyectos estén de acuerdo con ciertos aspectos normativos y con procedimientos de diseño y construcción que garanticen su funcionamiento y la seguridad de las personas y bienes.



Figura 1.1. Iluminación nocturna de metrópoli.

Un sistema eléctrico en su concepción más general esta constituido por los equipos y materiales necesarios para transportar la energía eléctrica desde la fuente hasta los puntos donde será utilizada. Se desarrolla en tres etapas básicas: generación, transmisión y distribución.

1.1 Representación y definición de un sistema eléctrico de potencia.

Un sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos componentes y dispositivos eléctricos interconectados diseñados para transmitir y distribuir la energía eléctrica producida por los generadores hasta los lugares de consumo.

Elementos principales de un sistema eléctrico de potencia: planta generadora, subestación eléctrica de potencia, líneas de transmisión, subestación eléctrica de distribución, redes de distribución y los centros de carga o consumo, como se ilustra en la figura 1.2.

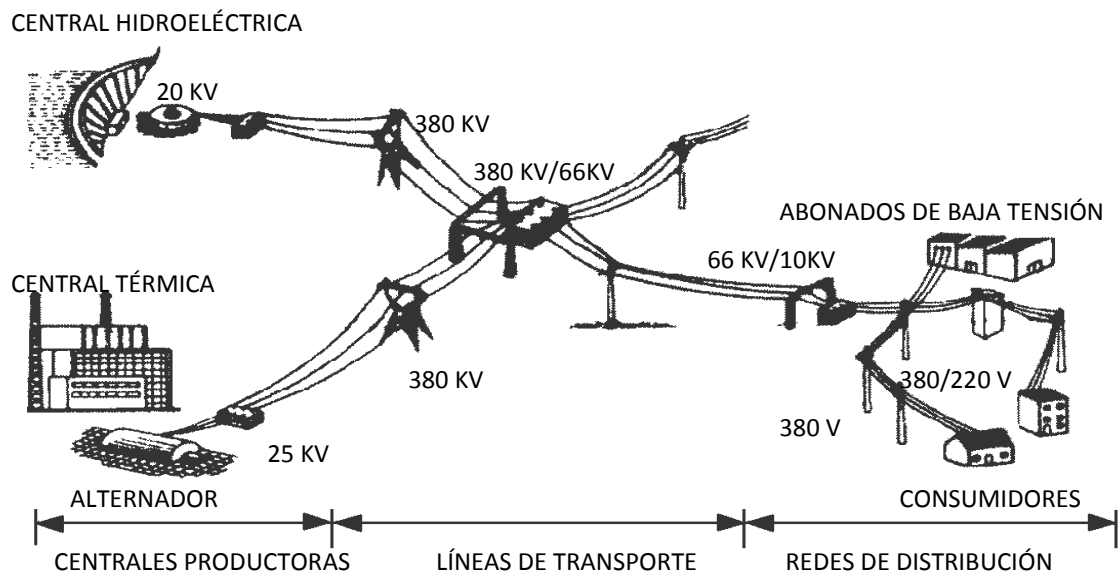


Figura 1.2 Elementos principales de un sistema eléctrico de potencia.

Generación: es la etapa desarrollada en las centrales eléctricas generadoras que producen energía por transformación a partir de las fuentes primarias. Habitualmente las tensiones de generación oscilan entre 3 y 23 kV (kilovolts).

Las centrales eléctricas convencionales se pueden clasificar como:

- Termoeléctricas: utilizan la energía térmica de la quema de combustibles (carbón, aceite o combustóleo, diesel, gas, etc.).



Figura 1.3 Central termoeléctrica.

- Hidroeléctricas: son las centrales que utilizan la energía mecánica de las caídas de agua.



Figura 1.4 Central hidroeléctrica.

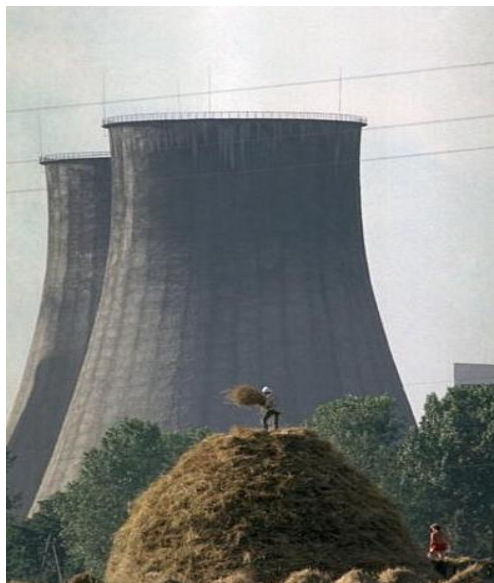


Figura 1.5 Central nuclear.

- Nucleares: utilizan la energía térmica producida por la fisión nuclear de materiales como el uranio.

- Solares: son aquellas instalaciones en la que se aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Son fundamentalmente de dos tipos las fotovoltaicas y las térmicas.



Figura 1.6 Central solar.

- Eólicas: utilizan la energía del viento para mover directamente un alternador eléctrico.



Figura 1.7 Central eólica.



Figura 1.8 Central mareomotriz.

- Mareomotrices: emplean la energía que conlleva el desnivel de las mareas.

- Geotérmicas: funcionan con la energía geotérmica encontrada en zonas con actividad volcánica.



Figura 1.9 Central geotérmica.

La transmisión constituye el eslabón de conexión entre las centrales generadoras y las redes de distribución. El sistema de transmisión está compuesto por dos diferentes redes con objetivos funcionales definidos, clasificados en:

- a) Red de transmisión troncal.
- b) Red de subtransmisión.

La primera está formada por instalaciones de transmisión entre 161 kV y 400 kV y la segunda utiliza tensiones de transmisión de 69, 85, 115 y 38 kV.

La distribución es el conjunto de instalaciones que conectan las cargas aisladas de una zona determinada con las líneas de transmisión, los niveles de tensión de distribución más comunes son de:

- 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16, 2.4 kV y baja tensión.

En donde:

- a) De 2.4 a 34.5 kV son redes de distribución en media tensión.
- b) 220 V entre fases son redes de distribución en baja tensión.

En la figura 1.10 se muestra el esquema general de un sistema eléctrico de potencia.

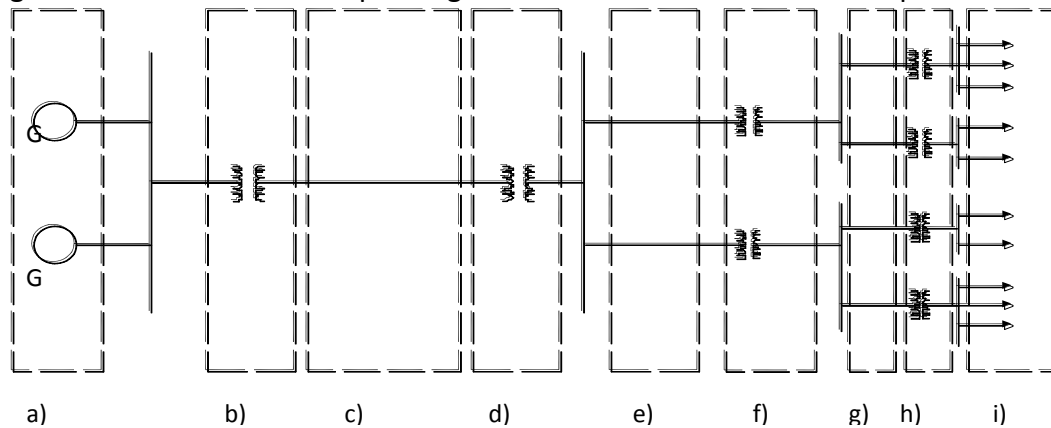


Figura 1.10 Sistema Eléctrico de Potencia.

Donde:

- a) Subsistema de generación.
- b) Subestaciones elevadoras.
- c) Líneas de transmisión.
- d) Subestaciones reductoras.
- e) Red de subtransmisión.
- f) Subestaciones de distribución.
- g) Redes de distribución en media tensión.
- h) Bancos de transformación.
- i) Redes de distribución en baja tensión.

Para suministrar energía eléctrica a los consumidores de manera que puedan utilizarla, un sistema de transmisión y distribución debe satisfacer algunos requerimientos básicos. Por lo tanto el sistema debe:

1. Suministrar, siempre, el abasto que los consumidores necesiten.
2. Mantener estable el voltaje nominal dentro del rango del $\pm 10\%$.
3. Mantener estable una frecuencia sin que varíe del $\pm 10\%$.
4. Suministrar energía aun precio aceptable.
5. Cumplir con las normas de seguridad.
6. Considerar las normas ambientales.

1.1.1 Centrales de generación de energía eléctrica.

Las centrales eléctricas suministran energía a la red de transporte mediante transformadores que elevan la tensión de entorno a 13 kV, que es una tensión típica de generación, a 220 o 400 kV, que son tensiones típicas de transporte.

1.1.1.1 Centrales termoeléctricas.

Las centrales termoeléctricas son plantas generadoras que convierten la energía química del petróleo o sus derivados, o bien del carbón (que es la energía calorífica de la combustión) en energía eléctrica.

En el caso de las centrales que usan el vapor natural extraído del suelo, la denominación que se les da es de geotermoeléctricas. En la figura 1.11 se muestra el principio general de una central termoeléctrica.

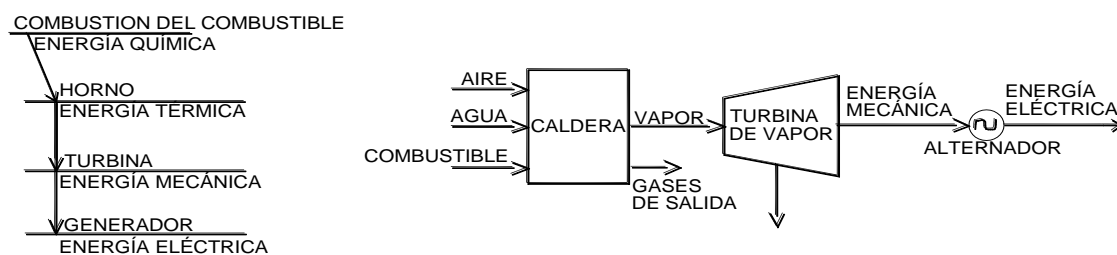


Figura 1.11 Proceso de conversión de la energía con vapor.

- El combustible (petróleo, carbón) se quema en una caldera o generador de vapor, la cual emplea tubos de agua, el calor producido permite obtener vapor en la caldera, esto es a alta presión y temperatura, el vapor producido pasa (o se le permite expandir a través de una turbina de vapor y es condensado después en un condensador para alimentar a la caldera nuevamente).

- La turbina de vapor es normalmente del tipo flujo axial con varios cilindros sobre el mismo eje, esta turbina de vapor actúa como primomotor y acciona al alternador o generador de corriente alterna (C.A.), el cual a su vez convierte la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica.

Otro derivado de petróleo utilizado para generar electricidad es el gas que puede usarse con turbinas de gas, con algunas variantes como se muestra en la figura 1.12.

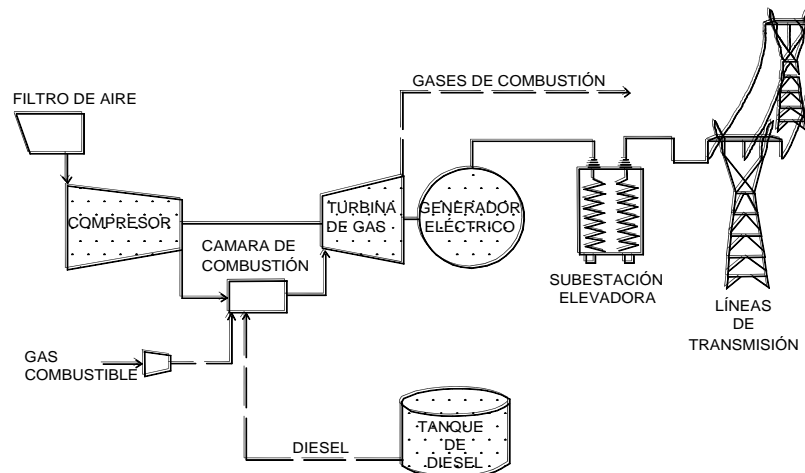


Figura 1.12 Diagrama de principio de una central de turbo gas.

Otro tipo de central eléctrica que usa petróleo y gas como combustible, es la central de ciclo combinado, su nombre viene de que combina la tecnología de las turbinas de gas para la primera fase de operación (en el arranque y toma de cargas) y después aprovecha el calor de esta fase para la producción de vapor y generar con la otra turbina de vapor. (Figura 1.13).

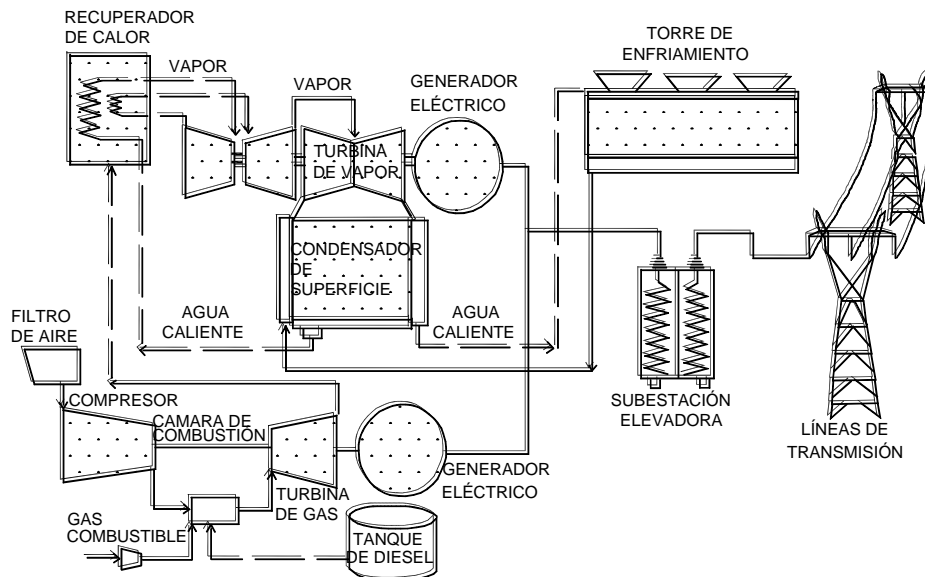


Figura 1.13 Principio de operación de una central ciclo combinado.

La eficiencia global para una central termoeléctrica convencional de vapor puede estar entre el 35% y el 40%, en tanto que para una central de ciclo combinado puede llegar al 55%.

Las llamadas plantas de emergencia con máquinas a diesel (figura 1.14) representan otra opción de generación, por lo general de menor escala que las centrales de vapor o de ciclo combinado. El primomotor es un motor a diesel, que a diferencia de las centrales de vapor es una máquina de combustión de movimiento alternativo que, en ciertas ocasiones y dependiendo de su tamaño, puede estar acondicionada con un volante de inercia para reducir el efecto del llamado “par pulsante”.



Figura 1.14 Planta de emergencia.

1.1.1.2 Centrales hidroeléctricas.

Estas emplean la energía potencial del agua almacenada en un embalse (central de embalse) o la energía cinética de la corriente de un río (centrales de agua fluyente) para producir energía eléctrica mediante una turbina hidráulica.

- Por lo general están localizadas en los caudales de los ríos o en los lagos, en donde construyen cortinas de almacenamiento en forma conveniente para crear grandes reservas de agua y tener diferencias de alturas entre los niveles superior e inferior del almacenamiento.
- La construcción de un almacenamiento de agua (presa) requiere de altos costos de capital y también de periodos de construcción largos de alrededor de 5 a 8 años, comparados con los requeridos para las centrales termoeléctricas convencionales de 4 a 5 años.
- Las centrales hidroeléctricas se diseñan principalmente para aplicaciones de multipropósitos, tales como el control de caudal de ríos, almacenamiento para riego, navegación pluvial, agua para tratamiento y uso humano, etc.
- Desde la cortina, el agua es alimentada a la turbina hidráulica, esta captura la energía del agua que cae y transforma la energía hidráulica (es decir, el producto de la altura y el flujo del agua) en energía mecánica en el eje de la turbina.
- La turbina acciona al generador, el cual convierte la energía mecánica en energía eléctrica.
- Las centrales hidroeléctricas representan una excelente opción como política de diversificación de fuentes primarias de energía, en virtud de que las reservas de

petróleo (combustóleo, gas) y también las de carbón se reducen día a día, tiene además la ventaja agregada del control de flujo, el almacenamiento de agua para riego, etc.

A continuación, se muestra el principio básico de construcción y principales componentes de una central hidroeléctrica y la función que desempeñan (ver figura 1.15 y 1.16).

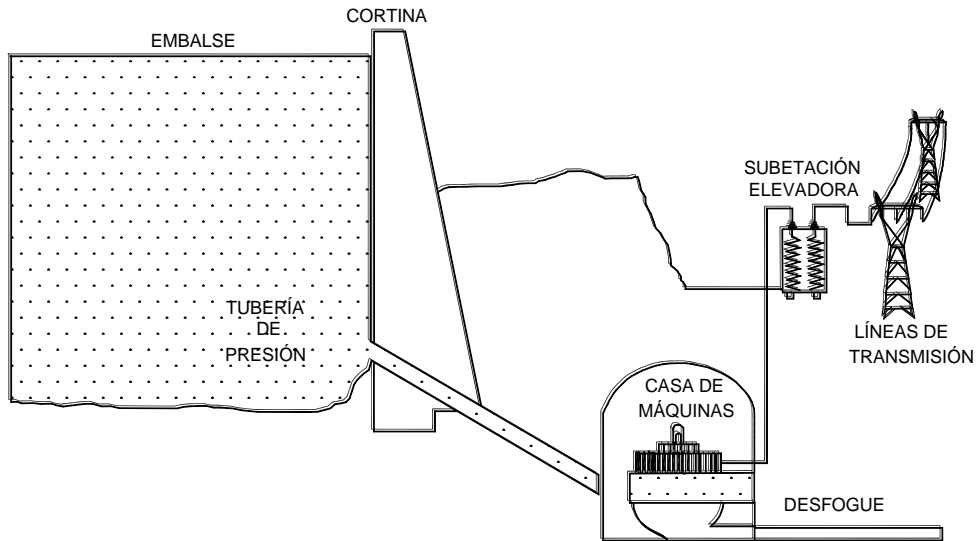


Figura 1.15 Central hidroeléctrica.

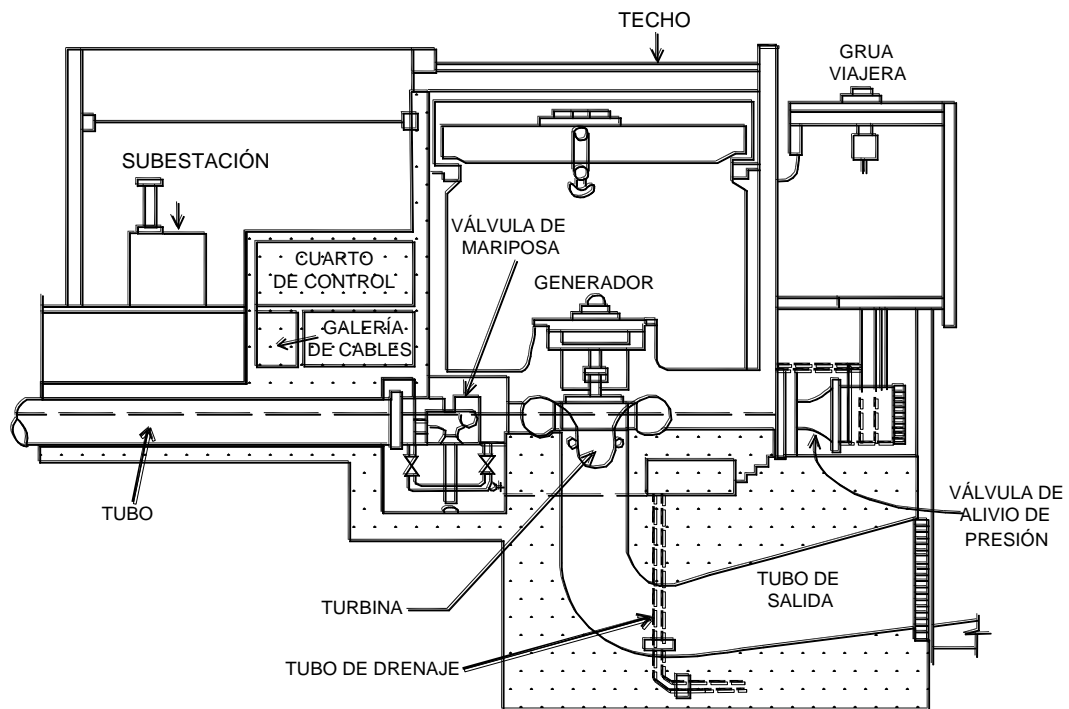


Figura 1.16 Corte de una planta hidroeléctrica.

1.1.1.3 Centrales nucleares.

Ante el problemas de la reducción de las reservas de petróleo y de carbón en el mundo, la opción para la producción de energía a gran escala la representan las centrales nucleares, en la figura 1.17 se muestra la representación esquemática de este tipo de centrales, donde las principales partes del arreglo son: el reactor nuclear, el cambiador de calor, la turbina de vapor y el generador eléctrico.

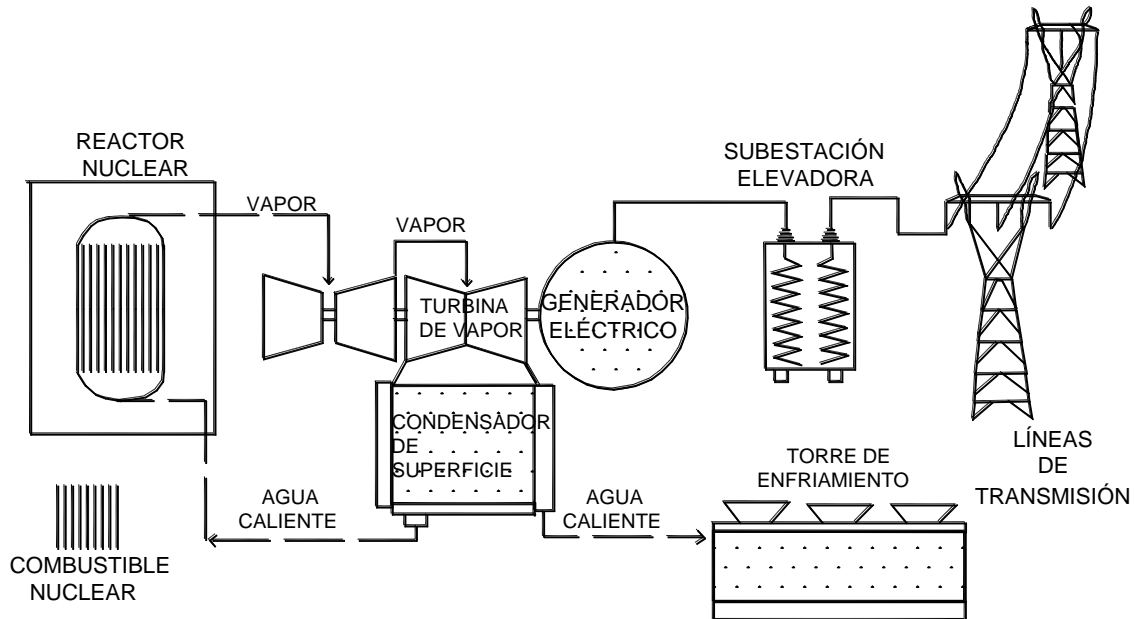


Figura 1.17 Central nuclear.

- En una central nuclear, los elementos pesados tales como el uranio o thorio están sujetos a la fisión nuclear en equipos especiales que se conoce como “El reactor”, donde se produce el calor para la producción del vapor a alta temperatura y presión.
- El vapor pasa a través de la turbina, la cual convierte la energía del calor en energía mecánica. La turbina acciona al generador, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica.
- El hecho más importante de una central nuclear es que produce una enorme cantidad de energía eléctrica a partir de una cantidad relativamente pequeña de combustible nuclear, comparativamente con otros tipos convencionales de centrales eléctricas.
- Aun cuando la obtención y procesamiento de los principales combustibles nucleares (uranio y thorio) es difícil y de muy alto costo, las reservas estimadas de estos combustibles son considerablemente mayores que aquellos estimados como convencionales (petróleo, gas, carbón).

1.1.1.4 Centrales solares.

Una central solar es aquella instalación en la que se aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Este proceso puede realizarse mediante las siguientes vías.

La celda fotovoltaica: es una unión P-N que convierte la energía solar radiada en energía eléctrica por acción foto voltaica, cuando la luz impacta la superficie P, que normalmente tiene una deficiencia de electrones, estos son recuperados de la superficie N enviando una carga eléctrica. El flujo de potencia eléctrica se da a través de un circuito externo.

Las centrales térmicas: estas centrales emplean el proceso fototérmico en donde el calor de la radiación solar calienta un fluido y produce vapor que se dirige hacia la turbina produciendo energía.

El proceso de captación y concentración de la radiación solar se efectúa en unos dispositivos llamados heliostatos, que actúan automáticamente para seguir la variación de la orientación del Sol respecto a la Tierra. La figura 1.18 muestra los principales componentes de una planta de energía solar.

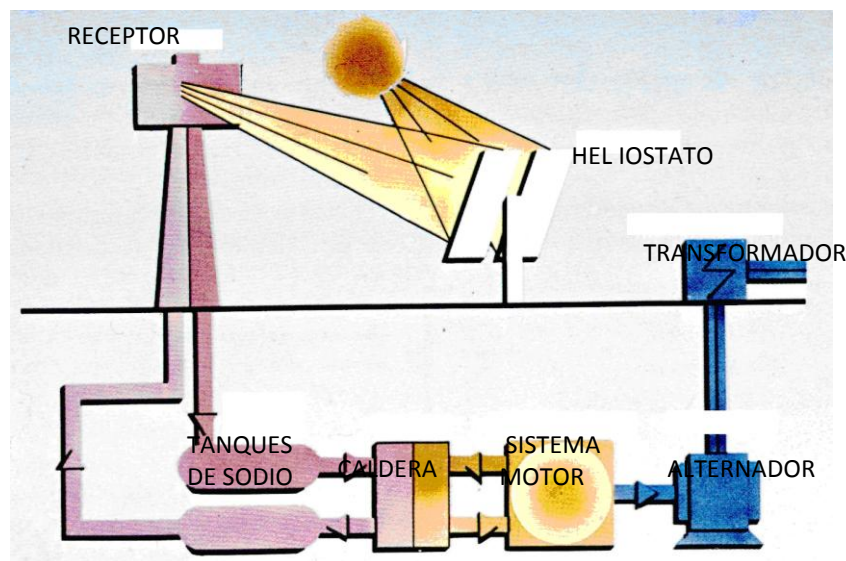


Figura 1.18 Componentes de una planta de energía solar.

1.1.1.5 Centrales eólicas.

Una central eólica es una instalación en donde la energía cinética del viento se puede transformar en energía mecánica de rotación. Para ello se instala una torre en cuya parte superior existe un rotor con múltiples palas, orientadas en la dirección del viento. Las palas o hélices giran alrededor de un eje horizontal que actúa sobre un generador de electricidad, aerogeneradores.

Un problema de este tipo de generación es que solo se produce cuando el aire esta soplando y la potencia de un generador eólico fluctúa con la velocidad del viento, lo que hace que este tipo de plantas sean poco funcionables (figura 1.19).

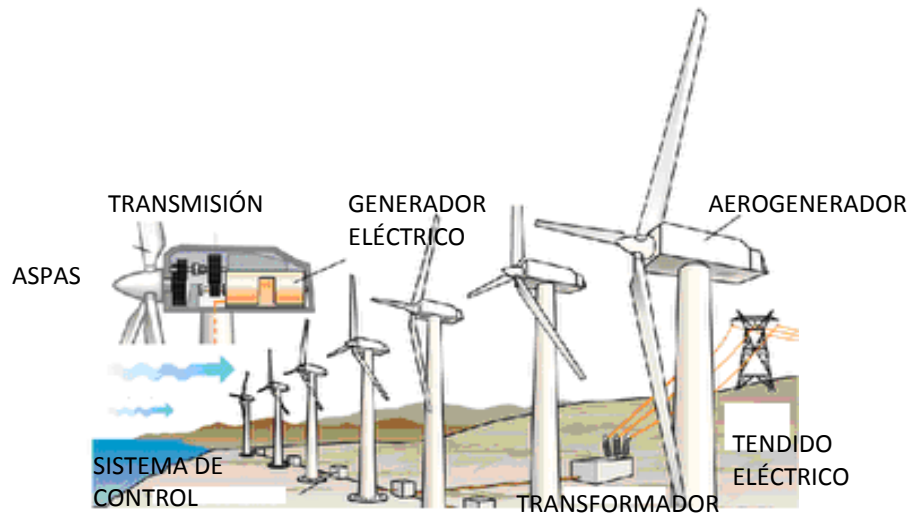


Figura 1.19 Componentes de una central eólica.

1.1.1.6 Centrales mareomotrices.

Estas emplean la energía mareomotriz la cual se obtiene aprovechando las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la Tierra y la Luna, y que resulta de la atracción gravitatoria de esta última y del Sol sobre las masas de agua de los mares. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse poniendo partes móviles al proceso natural de ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje. Mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más útil y aprovechable (figura 1.20).

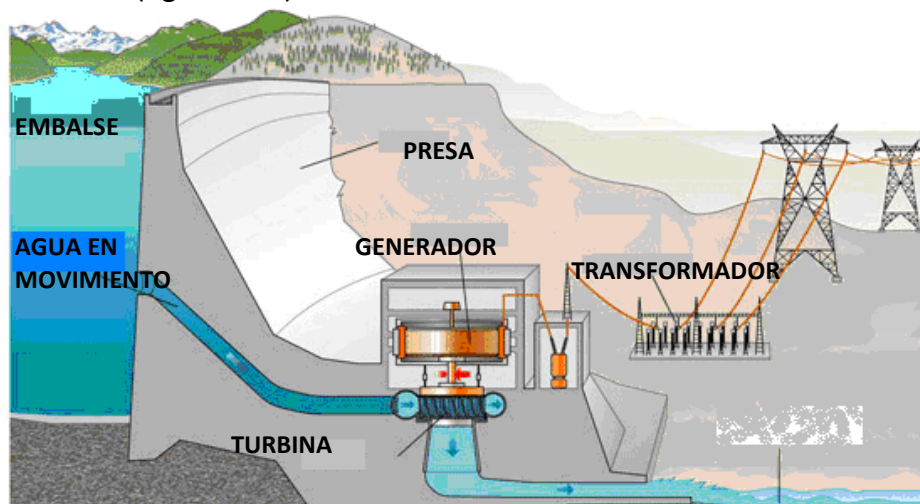


Figura 1.20 Principio de operación de una central mareomotriz.

1.1.1.7 Centrales geotérmicas.

Una central geotérmica es un lugar donde se aprovecha el calor interno de la Tierra. Para aprovechar esta energía es necesario que se den temperaturas muy elevadas a poca profundidad. Sólo así es posible aprovechar el agua caliente o el vapor de agua generados de forma natural. Este tipo de energía se utiliza principalmente para calefacción y usos agrícolas.

La energía geotérmica es renovable y apenas produce residuos. Sin embargo, su aprovechamiento está limitado a determinadas zonas geográficas. En algunos casos, el agua extraída puede contener sustancias tóxicas, como el arsénico; esto, unido a las elevadas temperaturas del agua extraída, puede dañar los ecosistemas del exterior (figura 1.21).

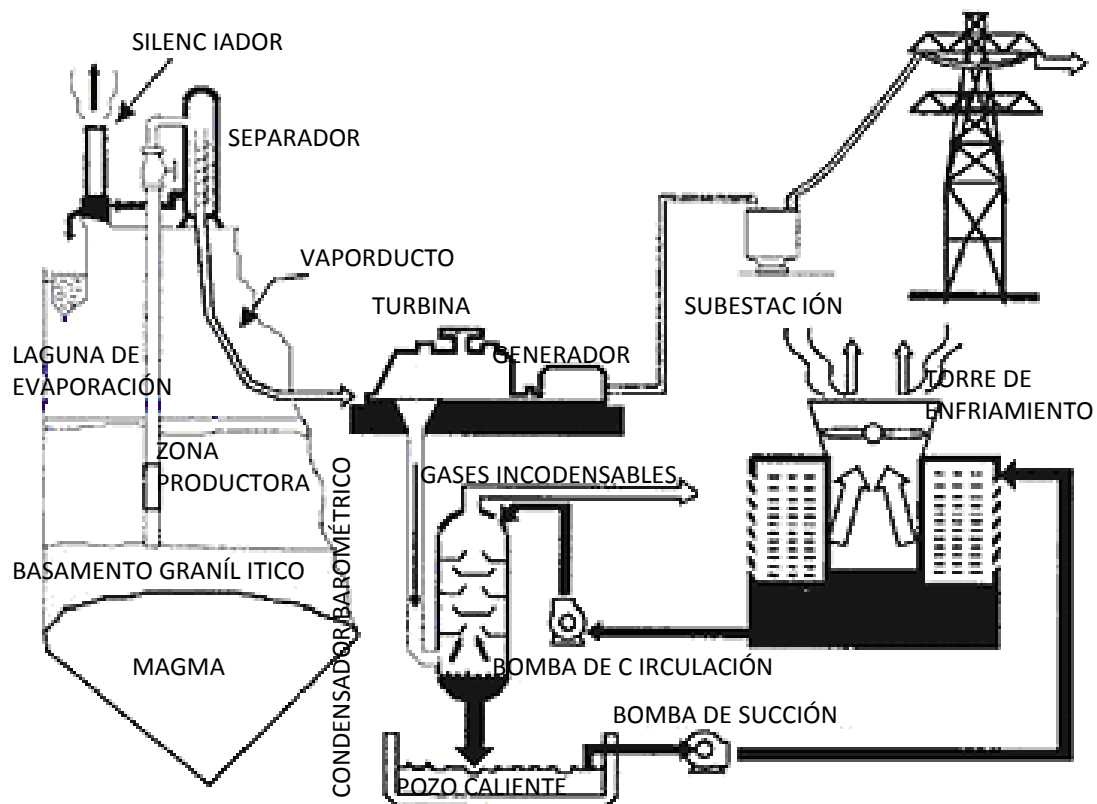


Figura 1.21 Componentes de una central geotérmica.

1.2 Transmisión.

Debido a que los distintos consumidores de energía se encuentran dispersos en vastos territorios y por lo general distante de los centros de producción de energía, es necesario disponer de redes eléctricas de transporte y de interconexión que aseguren una permanente conexión entre las centrales de producción y los centros de consumo, ya que como se sabe la corriente alterna no se almacena; estas redes eléctricas están constituidas por las líneas de transmisión, cuyos niveles de tensión dependen de la red eléctrica a que se conecten.

La red de distribución tiene por objeto transportar la energía eléctrica producida por las centrales de generación a las áreas de distribución. En general la energía eléctrica se produce en lugares alejados de las áreas de distribución, por lo que es necesario disponer de una red con una capacidad de transporte adecuada para llevar la energía desde cualquier centro de generación a las áreas de distribución.

Todas las líneas de alta tensión se interconectan a través de las subestaciones de transformación que aseguran la continuidad entre las líneas de distinto nivel de tensión. La estructura básica se muestra en un diagrama unifilar simplificado que relaciona a las etapas de transmisión y distribución de un sistema eléctrico de potencia. (Figura 1.22).

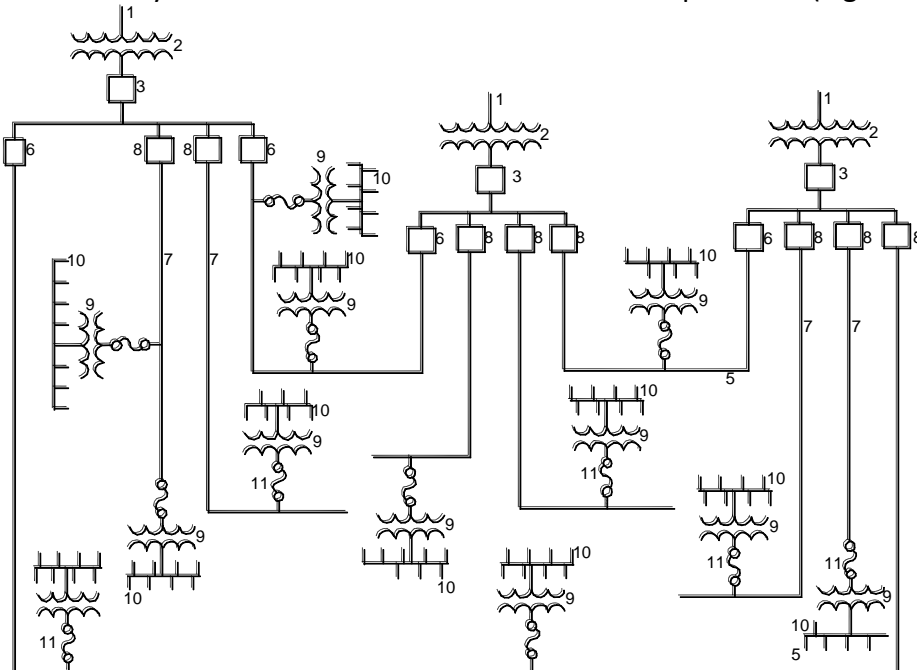


Figura 1.22 Red primaria de un sistema.

- | | |
|-------------------------------------|--|
| 1. LINEA DE TRANSMISION | 6. INTERRUPTORES DE AMARRE |
| 2. TRANSFORMADORES | 7. ALIMENTADORES RADIALES PRIMARIOS |
| 3,8. INTERRUPTORES | 9. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION SECUNDARIOS |
| 4. BARRAS DE LA SUBESTACION | 10. ALIMENTADORES SECUNDARIOS |
| 5. ALIMENTADORES PRIMARIOS DE UNION | 11. FUSIBLE PRIMARIO |

La red de transporte permite transportar energía en trifásica y en alta tensión, típicamente a 220 o 400 kV, a efectos de reducir las pérdidas de energía en el propio transporte, y esta adecuadamente mallada, de tal forma que la energía pueda transportarse de las zonas de generación cualquier área de distribución. Las líneas de la red de transporte son mayoritariamente aéreas. El empleo de redes trifásicas se debe a razones económicas, ya que son mas baratas que las monofásicas para transportar el mismo volumen de energía a igual tensión; y técnicas, ya que la potencia activa de un generador o motor en trifásica es constante, al contrario de lo que ocurre en monofásica, que es pulsante.

El propósito fundamental de una línea de transmisión o de distribución no sólo es transportar potencia activa (kilowatts) de un punto a otro. También tiene que transportar potencia reactiva; ésta deberá mantenerse como sea posible, Además, la línea de transmisión debe poseer las siguientes características básicas:

- El voltaje debe permanecer tan constante como sea posible a todo lo largo de la línea, desde la fuente hasta la carga, y con todas las cargas entre cero y la carga nominal.
- Las pérdidas en la línea deben ser pequeñas para alcanzar una alta eficiencia de transmisión.
- Las pérdidas eléctricas $I^2 R$ no deben sobrecalentar los conductores.

Si la línea no puede satisfacer los requerimientos anteriores por si solos, se debe agregar equipo suplementario, como capacitores e inductores, hasta que se satisfagan los requerimientos.

1.2.1 Tipos de líneas de transmisión.

Se llama líneas de transmisión a las instalaciones cuya finalidad es la transmisión de energía eléctrica, esto se realiza de forma aérea o subterránea con elementos de conducción y elementos de soporte.

Todos los elementos constructivos de una línea aérea deben ser elegidos, conformados, y contruidos de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio, bajo las condiciones climáticas que normalmente es dado esperar, bajo tensiones de régimen, bajo corriente de régimen, y bajo las sollicitaciones de cortocircuito esperables.

Los elementos principales de una línea de transmisión aérea son:

- Aisladores: vidrio, porcelana y hule sintético.
- Postes: madera, cemento y acero.
- Seccionadores: cuchillas e interruptores.
- Conductores.

- Banco de capacitares.
- Apartarrayos.
- Hilos de guarda.

Los elementos principales de una línea de transmisión subterránea son:

- Registro y ductos de obras civiles.
- Tubo de PVC de alta densidad.
- Ductos de PVC conduit.
- Soportes no metálicos.
- Tierras.

El diseño de una línea de transmisión de energía eléctrica depende de los siguientes criterios:

1. La cantidad de energía activa que tiene que transmitir.
2. La distancia a la que se debe llevar la energía.
3. El costo de la línea de transmisión.
4. Consideraciones estéticas, congestión urbana, facilidad de instalación y crecimiento de carga esperado.

1.3 Distribución.

La distribución es una etapa desarrollada para alimentar a la mayoría de los consumidores, las líneas o redes de transmisión alimentan a las subestaciones reductoras que generalmente están ubicadas en los centros urbanos.

Una determinada red de distribución suministra finalmente la energía a los consumidores finales a través de centros de transformación de media tensión a baja tensión. Los centros de consumo presentan diversas características en cuanto a densidad de carga y fiabilidad, lo que determina su configuración.

Las redes de distribución presentan límites físicos en las líneas que no pueden sobrepasarse y que vienen establecidos por la corriente máxima que admiten los conductores. Si la demanda crece, la correspondiente red de distribución habrá de reforzarse y/o ampliarse.

Según su disposición sobre el terreno, se distinguen dos tipos de redes de distribución: aéreas y subterráneas. Las redes aéreas pueden construirse con conductor desnudo o con cable aislado, mientras que las redes subterráneas emplean cable aislado.

Las dos ventajas principales de las redes aéreas con respecto a las redes subterráneas son su menor coste de inversión inicial y su mayor accesibilidad, que simplifica la detección de

averías. Por el contrario, la acción de los agentes atmosféricos incide notablemente en la fiabilidad de las redes aéreas, implicando, además, un mayor coste de mantenimiento y una reducción en su vida útil. Por otro lado, las redes aéreas están en desventaja frente a las subterráneas en lo que se refiere a los impactos ambiental y estético.

La distribución de la energía eléctrica, desde las subestaciones, parte de las líneas de distribución primaria las cuales alimentan directamente a las industrias y edificios de gran tamaño (comerciales, de oficinas y residenciales). Estas líneas pueden ser aéreas con conductores de cobre, aluminio o ACSR (conductor de aluminio con centro de acero galvanizado) montadas en postes, o bien con cables subterráneos. (Figura 1.23).

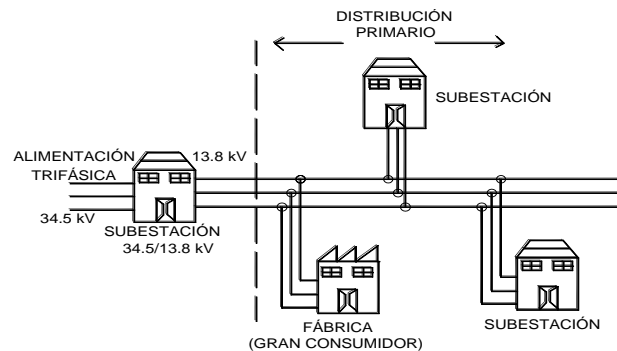


Figura 1.23 Red de distribución.

Las líneas de distribución primaria también alimentan a los transformadores de distribución de donde parten las líneas de distribución secundaria con tensiones mas reducidas, estas redes de distribución secundaria a alimentan a los consumidores residenciales, edificios pequeños, oficinas, industrias pequeñas, etc., pueden ser aéreas con cables de cobre aislados o subterráneos (con cables aislados, por lo general de cobre). (Figura 1.24).

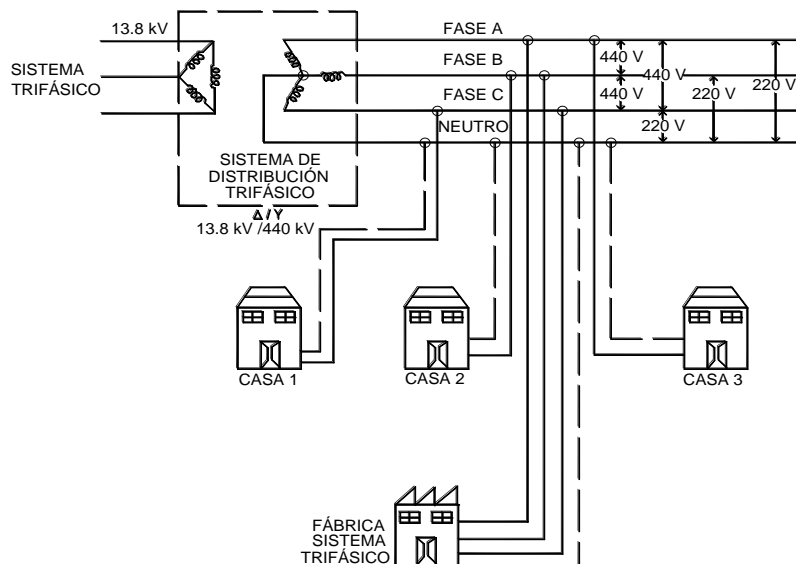


Figura 1.24 Red de distribución secundaria para casa habitación y pequeñas industrias.

1.3.1 Redes de distribución.

Las redes de distribución tienen topologías la cuales son las formas en que se distribuye la energía por medio de la disposición de los segmentos de los circuitos de distribución. Se pueden clasificar en función de su estructura, distinguiéndose principalmente redes radiales, redes en anillo y redes malladas. A continuación, se describen las características principales de estas configuraciones.

1.3.1.1 Redes radiales.

En las redes de distribución radiales las líneas parten de las subestaciones y se ramifican extendiéndose por todo el área suministrada. La figura 1.25 muestra una red radial en la que el alimentador principal, también llamado distribuidor, se ramifica en derivaciones laterales que también se dividen hasta llegar a los centros de transformación.

Las principales ventajas de estas redes son: simplicidad en el diseño y operación, bajo costo por el número reducido de aparatos de maniobra y por la sencillez del sistema de protección y localización rápida de averías debido al sentido único de la corriente en condiciones normales.

Por el contrario las principales desventajas son: poca fiabilidad del suministro, ya que cualquier avería o trabajo sobre la red implica la pérdida de suministro de algunos o muchos consumidores, caídas de tensión considerables y limitada capacidad de ampliación del suministro.

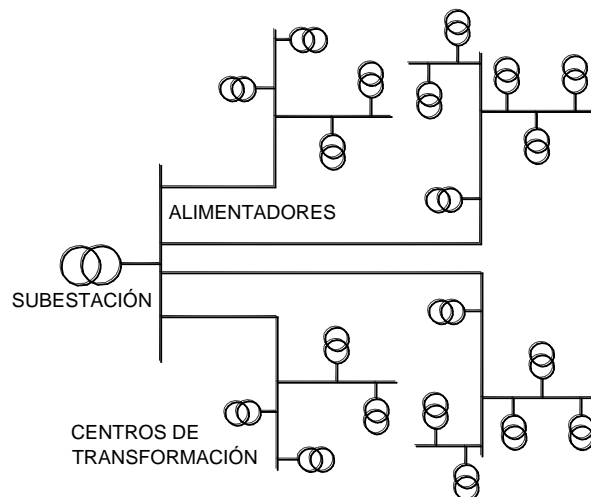


Figura 1.25 Red radial ramificada.

1.3.1.2 Redes en anillo.

Las redes en anillo es tan formadas por una línea cerrada a lo largo de la cual se reparten los centros de transformación. Estas redes proporcionan dos caminos para alimentar a los centros de transformación, constituyendo una solución intermedia entre las redes radiales y las redes malladas.

Las redes en anillo están provistas de elementos de maniobra que permiten la apertura de cualquier sección del anillo (figura 1.26).

Las principales ventajas de las redes en anillo con respecto a las redes radiales son: menor caída de tensión ante variaciones bruscas de la carga (con anillo cerrado), mayor fiabilidad y continuidad del suministro ya que las averías afectan a menos consumidores, mayor flexibilidad de operación ya que permite un mejor reparto de la carga y mayor facilidad de mantenimiento.

Por el contrario, la configuración en anillo presenta los siguientes inconvenientes: es más cara, los sistemas de protección empleados son mas complejos, la conexión de un centro de transformación adicional es mas complicada y una falta en una línea, automáticamente despejada mediante la apertura y cierre de los interruptores pertinentes, puede ignorarse durante bastante tiempo si no hay alarmas.

Las redes en anillo se suelen usar para suministrar grandes cargas como consumidores industriales o consumidores comerciales, donde la continuidad del suministro es de gran importancia.

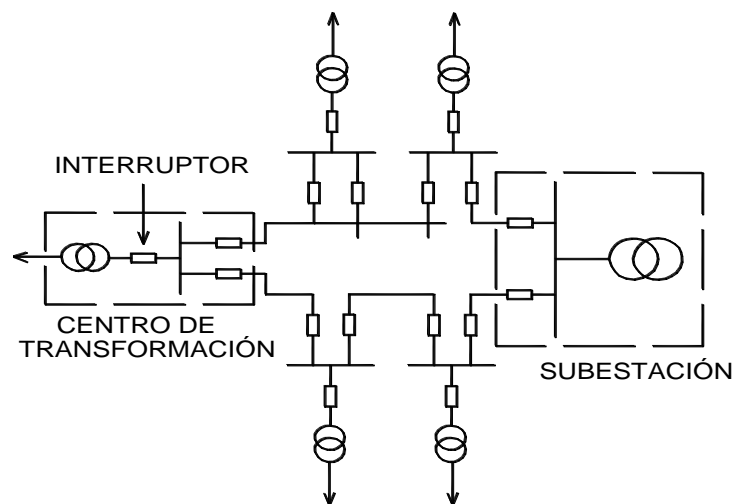


Figura 1.26 Red en anillo.

1.3.1.3 Redes tipo malla (malladas).

Las redes tipo malla se obtienen al enlazar varios anillos en las zonas de concentración de demanda. Los centros de transformación de las redes malladas se pueden alimentar por varias subestaciones cercanas mediante líneas de longitud relativamente corta. (Figura 1.27).

Las principales ventajas de las redes malladas son dos: mejor calidad del suministro eléctrico y mayor flexibilidad.

El principal inconveniente de las redes malladas es su elevado coste. Por un lado, el sistema de protección es considerablemente más complejo debido al mayor número de dispositivos de protección requeridos y a unas mayores exigencias de selectividad y potencias de cortocircuito.

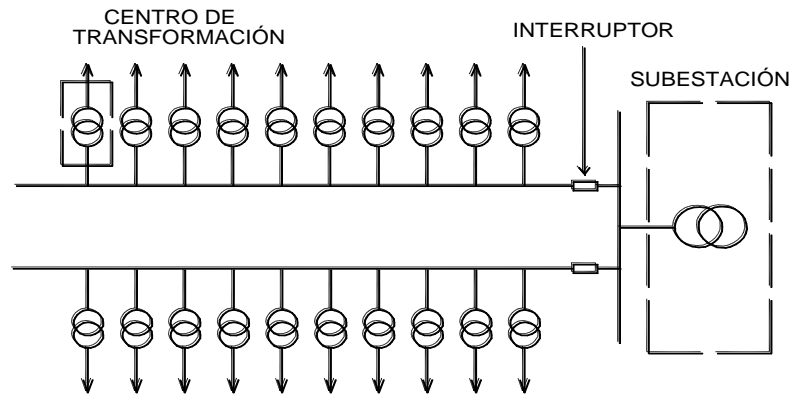


Figura 1.27 Red tipo mallada.

En el empleo de la energía eléctrica, ya sea para fines industriales, comerciales o de uso residencial, interviene una gran cantidad de máquinas y equipo eléctrico.

Un conjunto de equipo eléctrico utilizado para un fin determinado se le conoce con el nombre de subestación eléctrica.

La subestación. Es un conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características de energía eléctrica (voltaje, corriente, frecuencia, etc.), tipo C.A. (corriente alterna) a C.C. (corriente directa), o bien conservarla dentro de ciertas características (ver figura 2.1).

Su función es interconectar líneas de transmisión de distintas centrales generadoras, transformar los niveles de voltaje para su transmisión o consumo.

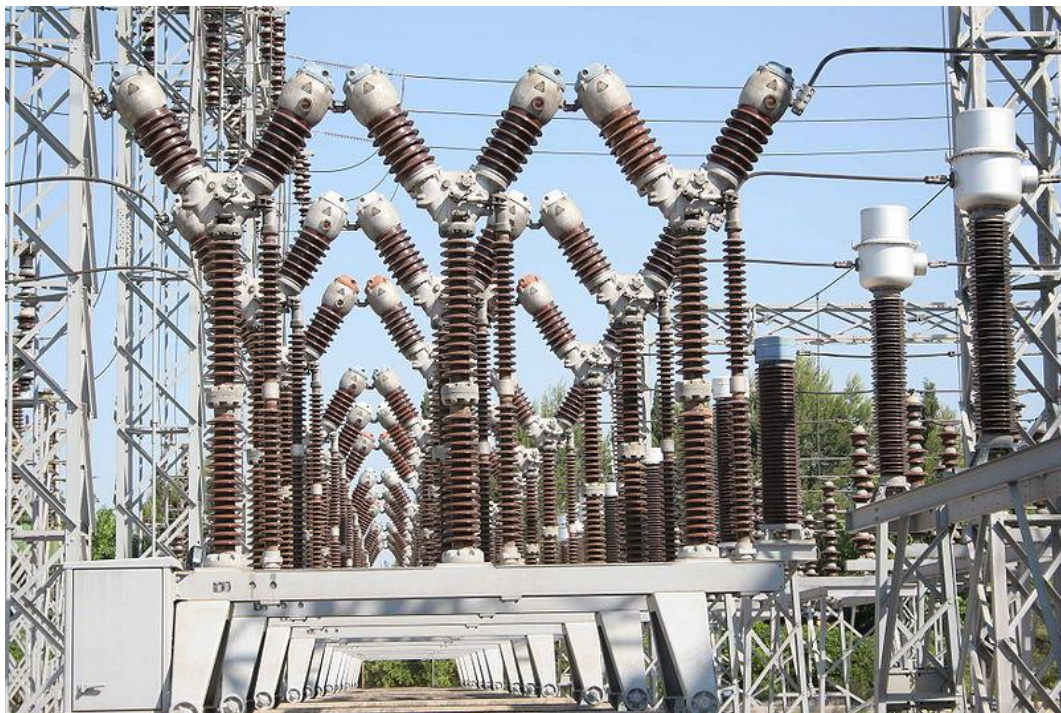


Figura 2.1 Subestación eléctrica.

2.1 Clasificación de las subestaciones eléctricas.

Las subestaciones se pueden clasificar de la siguiente manera:

- a) Por su operación.
 - Corriente alterna.
 - Corriente continua.

b) Por su servicio.

- Subestaciones elevadoras: se usan normalmente en las centrales eléctricas, cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de voltaje de transmisión (figura 2.2).

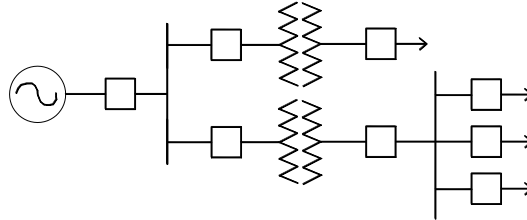


Figura 2.2 Subestación elevadora.

- Subestaciones reductoras: en estas subestaciones los niveles de voltaje de transmisión se reducen (figura 2.3).

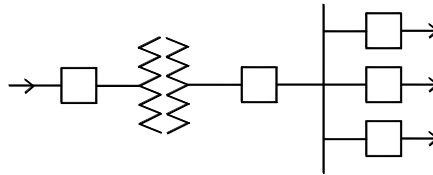


Figura 2.3 Subestación reductora.

- Subestaciones de enlace: en los sistemas eléctricos es conveniente el uso de las subestaciones de enlace ya que se requiere tener mayor flexibilidad de operación para incrementar la continuidad del servicio y consecuentemente la confiabilidad (figura 2.4).

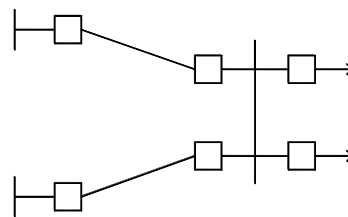


Figura 2.4 Subestación de enlace.

- Subestaciones en anillo: se usan con frecuencia en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que están interconectadas a su vez con otras (figura 2.5).

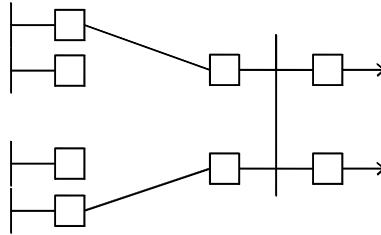


Figura 2.5 Subestación en anillo.

- Subestaciones radiales: son aquellas que tienen un solo punto de alimentación y no se interconecta con otras (figura 2.6).

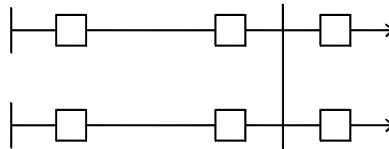


Figura 2.6 Subestación radial.

- Subestaciones de switcheo: en estas subestaciones no se tienen transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar el nivel de voltaje de las fuentes de alimentación y solo se hacen operaciones de conexión y desconexión (maniobra de switcheo) (figura 2.7).

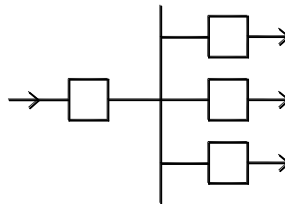


Figura 2.7 Subestación de switcheo.

- c) Por su construcción
Tipo intemperie.
Tipo interior.
Tipo blindado.

2.2 Elementos de una subestación.

Los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos principales y elementos secundarios. Donde:

Elementos principales	Elementos secundarios
1. Transformador	1. Cables de potencia
2. Interruptor de potencia	2. Cables de control
3. Restaurador y seccionador	3. Alumbrado
4. Cuchillas fusible	4. Estructura
5. Cuchillas desconectadoras y cuchillas de prueba	5. Herrajes
6. Apartarrayos	6. Equipo contra incendio
7. Tableros duplex de control	7. Equipo de filtrado de aceite
8. Condensadores	8. Sistema de tierras
9. Transformadores de instrumento	9. Carrier
	10. Intercomunicación
	11. Trincheras, ductos, conducto, drenajes
	12. Cercas

2.2.1 Transformador.

Un transformador es un dispositivo que:

Transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante y permite cambiar el voltaje de suministro al voltaje requerido (figura 2.8).

Son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos principalmente por dos bobinas devanadas sobre un núcleo cerrado de hierro dulce o hierro silicio. Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

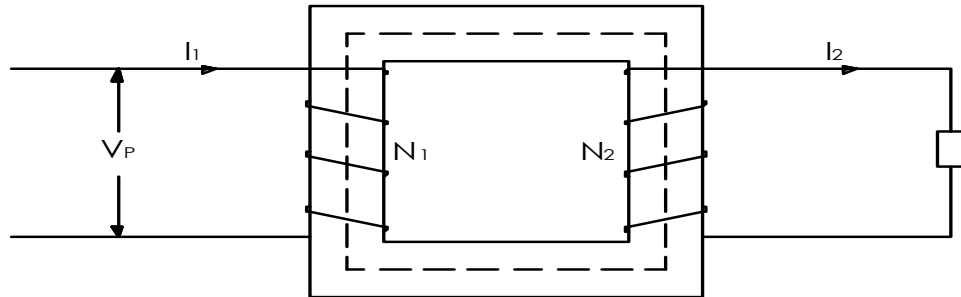


Figura 2.8 Transformador.

Si se aplica una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, las variaciones de intensidad y sentido de la corriente alterna crearán un campo magnético variable dependiendo de la frecuencia de la corriente. Este campo magnético variable originará, por inducción electromagnética, la aparición de una fuerza electromotriz en los extremos del devanado secundario.

La razón de la transformación (m) del voltaje entre el bobinado primario y el bobinado secundario depende de los números de vueltas que tenga cada uno. Si el número de

vueltas del secundario es el triple del primario, en el secundario habrá el triple de tensión (figura 2.9).



$$\frac{N1}{N2} = \frac{VP}{VS} = \frac{I1}{I2}$$

Figura 2.9 Diagrama elemental de un transformador.

En donde:

N1 = número de devanados del primario.

N2 = número de devanados del secundario.

VP = tensión en el devanado del primario o tensión de entrada.

VS = tensión en el devanado del secundario o tensión de salida.

2.2.1.1 Elementos que constituyen un transformador.

Los principales elementos de un transformador son:

- Núcleo de circuito magnético.
- Devanados.
- Aislamiento.
- Aislantes.
- Tanque o recipiente.
- Boquillas.
- Ganchos de sujeción.
- Válvula de carga de aceite.
- Válvula de drenaje.
- Tanque conservador.
- Tubos radiadores.
- Base para rolar.
- Placa de tierra.
- Placa de características.
- Termómetro.
- Manómetro.
- Cambiador de derivaciones o taps.

2.2.1.2 Clasificación de transformadores.

Los transformadores se pueden clasificar por:

- a) La forma de su núcleo.
 - Tipo columnas. El transformador a columnas posee sus dos bobinados repartidos entre dos columnas del circuito magnético.
 - Tipo acorazado. El transformador acorazado se caracteriza por tener dos columnas exteriores, por las que se cierra el circuito magnético, estas dos columnas no poseen ningún devanado. En los Transformadores monofásicos el devanado primario y secundario se agrupan en la columna central y el transformador tiene tres columnas en total.
- b) Por el número de fases
 1. Monofásico.
 2. Trifásico.
- c) Por el número de devanados
 1. Dos devanados.
 2. Tres devanados.
- d) Por el medio refrigerante
 1. Aire.
 2. Aceite.
 3. Líquido inerte.
- e) Por el tipo de enfriamiento
 1. Enfriamiento OA (sumergido en aceite con enfriamiento natural).
 2. Enfriamiento OW (sumergido en aceite con enfriamiento con agua).
 3. Enfriamiento OA/AF (sumergido en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado).
 4. Enfriamiento OA/FA/FA (sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento de aire forzado, con enfriamiento de aire forzado).
 5. Enfriamiento FOA (sumergidos en aceite, con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado).
 6. Enfriamiento OA/FA/FOA (sumergido en aceite con enfriamiento natural, con enfriamiento de aire forzado, con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado).
 7. Enfriamiento FOW (sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada).
 8. Enfriamiento AA (tipo seco, con enfriamiento propio).

9. Enfriamiento AA/FA (tipo seco, con enfriamiento natural con enfriamiento por aire forzado).

2.2.1.3 Conexión de transformadores.

Cuando una cantidad considerable de energía está involucrada en la transformación de energía trifásica, es económico utilizar un transformador trifásico. La colocación única de los devanados y del núcleo ahorra una gran cantidad de hierro, evita pérdidas, ahorra espacio y dinero.

Existen dos configuraciones de conexión para la energía trifásica: Delta e Y (estrella).

Delta e Y son letras griegas que representan la forma como los conductores en los transformadores están configurados. En una conexión delta, los tres conductores están conectados extremo a extremo en un triángulo o en una forma delta. En el caso de una conexión Y, todos los conductores radian desde el centro, lo que significa que están conectados en un punto común.

Tanto el devanado primario como el devanado secundario pueden tener cualquiera de estas configuraciones. Las diferentes formas de conexión de transformadores son las siguientes:

- Conexión estrella aterrizada-estrella.

Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas, ya que se disminuye la cantidad de aislamiento. Tiene la desventaja de no presentar oposición a las armónicas impares; en cambio pueden conectarse a hilos de retorno.

- Conexión estrella aterrizada-estrella aterrizada.

Esta conexión da un servicio satisfactorio si la carga trifásica es balanceada; si la carga eléctrica es desbalanceada, el neutro eléctrico tiende a ser desplazado del punto central, haciendo diferentes los voltajes de línea a neutro, esta desventaja puede ser eliminada conectando a tierra el neutro.

- Conexión estrella aterrizada-delta.

Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de la subestación receptora cuya función es reducir voltajes. En sistemas de distribución es poco usual; se emplea en algunas ocasiones para distribución rural a 20 kV.

- Conexión estrella-delta.

Esta conexión se emplea en aquellos sistemas de transmisión en que es necesario elevar voltajes de generación. En sistemas de distribución es conveniente su uso debido a que se pueden tener dos voltajes diferentes (entre fase y neutro).

- Conexión delta-delta.

La conexión delta-delta en transformadores trifásicos se emplea normalmente en lugares donde existen tensiones relativamente bajas; en sistemas de distribución se utiliza para alimentar cargas trifásicas a tres hilos.

- Conexión delta abierta-delta abierta.

Esta puede considerarse como una conexión de emergencia en transformadores trifásicos, ya que si en un transformador se quema o sufre una avería cualquiera de sus fases, se puede seguir alimentando carga trifásica operando el transformador a dos fases, solo que su capacidad disminuye a 58.8% aproximadamente.

Los transformadores trifásicos en V-V se emplean en sistemas de baja capacidad y usualmente operan como auto transformadores (ver figura 2.10).

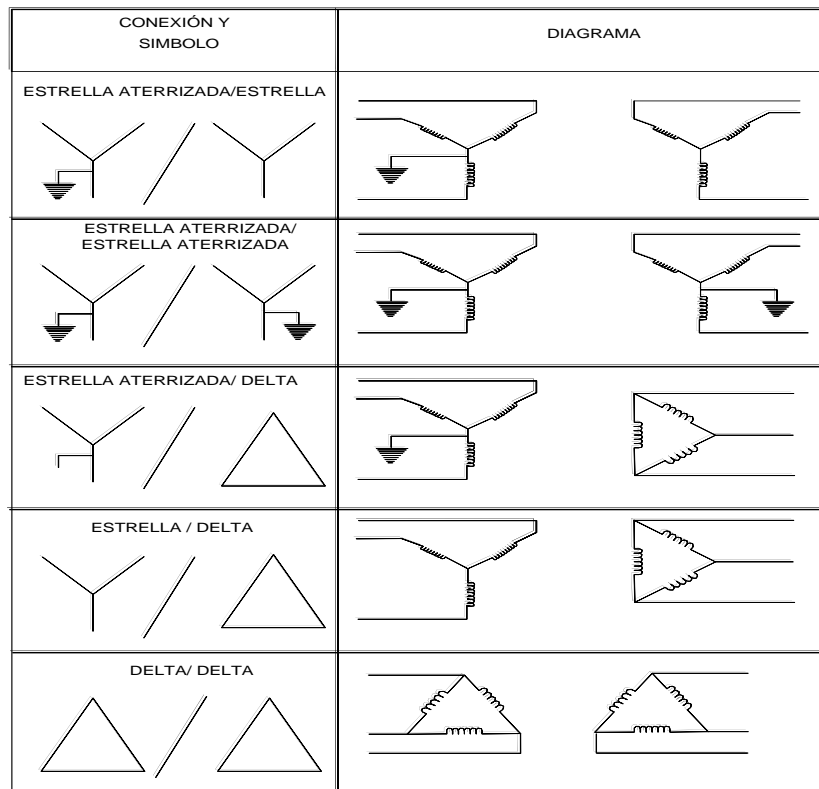


Figura 2.10 Conexiones típicas de transformadores.

2.2.1.4 Puesta en servicio y mantenimiento de transformadores.

Servicio: Antes de poner en operación un transformador dentro de una subestación eléctrica conviene efectuar una revisión de lo siguiente:

1. Rigidez dieléctrica del aceite. Una lectura baja de rigidez dieléctrica del aceite nos indicara suciedad, humedad en el aceite. Para corregir esto se filtra el aceite las veces que sea necesario hasta obtener un valor correcto.
2. Resistencia de aislamiento.
3. Secuencia de fases correcta (polaridad).
4. Tener cuidado de que las lecturas de parámetros V (volts) I(corriente) y W(watts) sean la adecuadas.

Mantenimiento: es el cuidado que se debe tener en cualquier tipo de maquinas durante su operación, para prolongar su vida y obtener un funcionamiento correcto.

En el caso particular de los transformadores se requiere poco mantenimiento, en virtud de ser maquinas estáticas. Sin embargo conviene que periódicamente se haga una revisión de algunas de sus partes, como son:

Inspección ocular de su estado externo en general, para observar fugas de aceite, etc.

Revisar si las boquillas no están flameadas por sobretensiones de origen externo o atmosférico.

Cerciorarse de que la rigidez dieléctrica del aceite sea la correcta, de acuerdo con las normas.

Observar que los aparatos indicadores funcionen debidamente.

Tener cuidado que los aparatos de protección y control operen en forma correcta.

2.2.2 Interruptores.

Son dispositivos cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito, eléctrico.

Si la operación se efectúa sin carga (corriente), los interruptores reciben el nombre de desconectador o cuchilla desconectadora.

En cambio la operación de apertura o cierre la efectúa con carga (corriente nominal) o con corriente de corto circuito (en caso de alguna perturbación), el interruptor recibe el nombre de disyuntor o interruptor de potencia.

2.2.2.1 Interruptores de potencia.

Los interruptores de potencia, interrumpen y restablecen la continuidad de un circuito eléctrico. La interrupción la deben efectuar con carga o corriente de corto circuito.

Se clasifican en interruptores de aceite, interruptores neumáticos e interruptores de hexafluoruro de azufre (SF6).

a) Interruptores de aceite:

- Interruptores de gran volumen de aceite.

Reciben ese nombre debido a la gran cantidad de aceite que contienen, generalmente se construyen en tanques cilíndricos y pueden ser monofásicos y trifásicos. Los trifásicos son para operar a voltajes relativamente pequeños y sus contactos se encuentran contenidos en un recipiente común separados entre si por separadores (aislantes).

Por razones de seguridad, en tensiones elevadas se emplean interruptores monofásicos (1 por base en circuitos trifásicos). Las partes fundamentales en estos interruptores son las siguientes (ver figura 2.11):

- 1.- Tanque o recipientes
- 2 y 5.- Boquillas y Contactos fijos
3. Conectores (elementos de conexión al circuito)
- 4 y 6.- Vástago y contactos móviles
- 7.- Aceite de refrigeración

El tanque generalmente es de forma cilíndrica y el fondo lleva "costillas" de refuerzo para soportar las fuertes presiones internas que se presentan durante la interrupción.

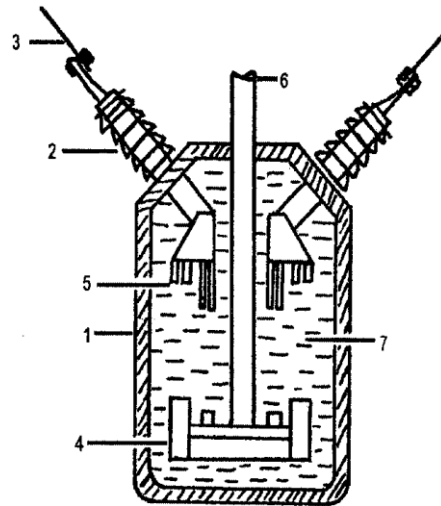


Figura 2.11 Partes fundamentales de un interruptor en gran volumen de aceite.

- Interruptores de gran volumen de aceite con cámara de extinción.

Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden ocasionar explosiones (ver figura 2.12). Para disminuir estos riesgos, se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el

nombre de “cámara de extracción” y dentro de estas cámaras se extingue el arco. El procedimiento de extinción es el siguiente:

1. Al ocurrir una falla, se separan los contactos que se encuentran dentro de la cámara de extinción.
2. Los gases que se producen tienden a escapar pero como se hallan dentro de la cámara que contiene aceite, origina una violenta circulación de aceite que extingue el arco.
3. Cuando el contacto móvil sale de la cámara, el arco residual se acaba de extinguir, entrando nuevamente aceite frío a la cámara.
4. Cuando los arcos se han extinguido se cierran los elementos de admisión de la cámara.

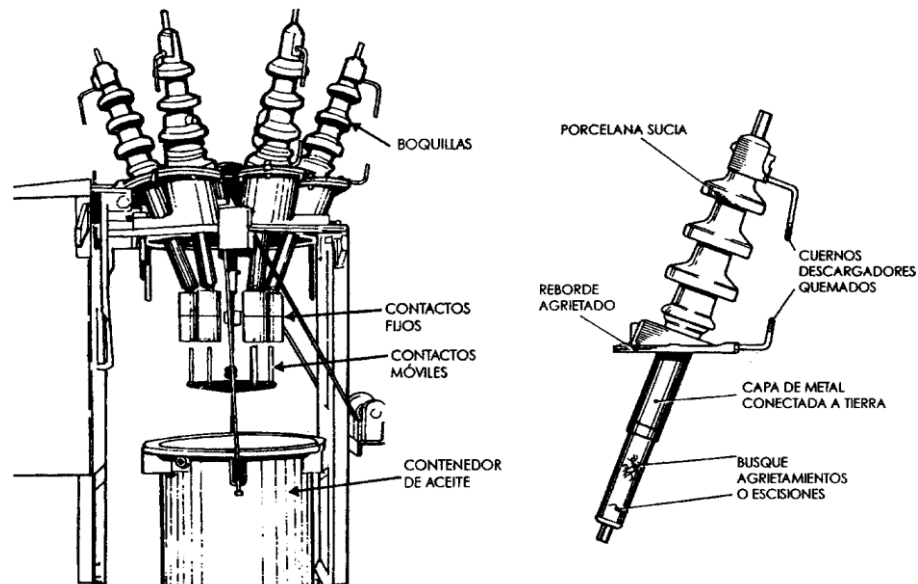


Figura 2.12 Interruptor de gran volumen de aceite.

- Interruptores de pequeño volumen de aceite.

Los interruptores de reducido volumen de aceite reciben este nombre debido a que su cantidad de aceite es pequeña en comparación con los de gran volumen, su contenido varía entre 1.5 y 2.5% del que contienen los de gran volumen (ver figura 2.13).

Se construye para diferentes capacidades y voltajes de operación y su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada que permite mayor flexibilidad de operación.

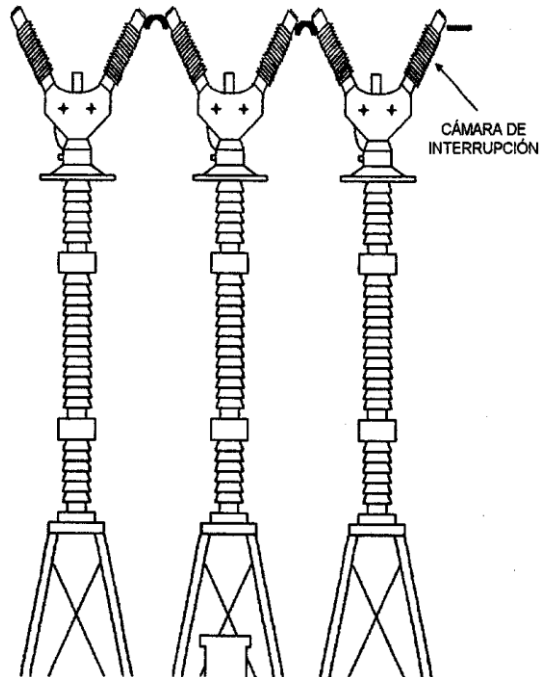


Figura 2.13 Interruptor de pequeño volumen de aceite.

b) Interruptores de aire (neumáticos)

En estos interruptores, el medio de extinción del arco es aire a presión.

El aire a presión se obtiene por un sistema de aire comprimido que incluye una o varias compresoras, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución en caso de que sean varios interruptores. Se fabrican monofásicos y trifásicos, para uso interior y exterior.

Las ventajas del interruptor neumático sobre los interruptores de aceite son:

1. Mejores condiciones de seguridad, ya que evita explosiones o incendios.
2. Interrumpe las corrientes de falla en menos ciclos de 3 a 5.
3. Es más barato.

c) Interruptores en hexafloruro de azufre (SF₆).

El hexafloruro de azufre (SF₆) tiene excelentes propiedades aislantes y para extinguir arcos eléctricos, su uso representa una solución ventajosa, funcional y económica. Otra gran ventaja es el mantenimiento relativamente reducido en comparación con otros interruptores. Actualmente se fabrican en tensiones de hasta 800 kV (kilovolts) y corrientes de corto circuito de hasta 63 kA (kiloamperes) con dos cámaras de interrupción por polo, dependiendo del voltaje y de la capacidad interruptiva, se encuentran disponibles en diferentes versiones (figura 2.14):

- Como cámara sencilla hasta 245 kV y 50 kA.
- Como dos cámaras y columna sencilla entre 245-550 kV y 63 kA.
- Como cuatro cámaras y dos columnas hasta 800 kV y 63 kA.

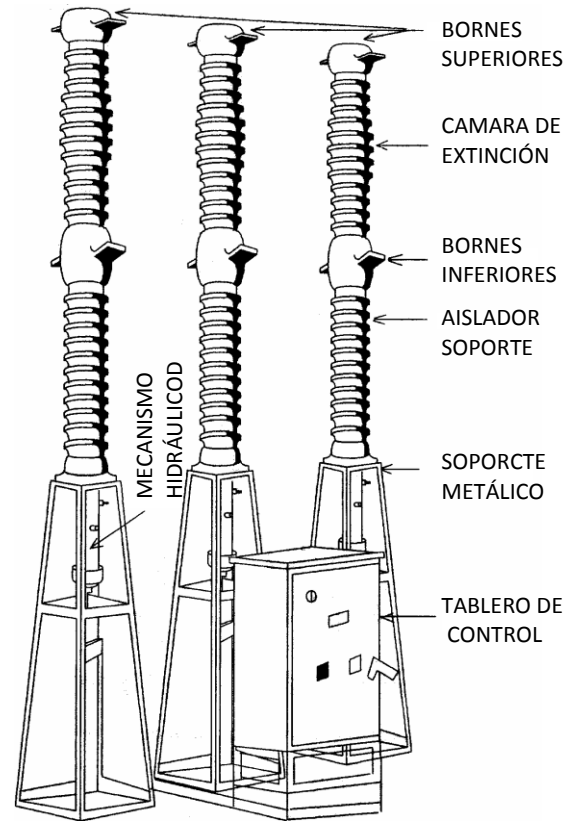


Figura 2.14 Interruptores en hexafloruro de azufre.

Magnitudes características a considerar durante el proceso de cierre-apertura de los interruptores de potencia:

1. Tensión nominal. Se debe considerar porque es la tensión normal de operación del interruptor.
2. Corriente inicial de corto circuito. Es el valor instantáneo de la corriente de falla.
3. Corriente de ruptura. Es el valor permanente de la corriente de corto circuito.
4. Capacidad interruptiva. Es la potencia trifásica de interrupción para una corriente de ruptura determinada.
5. Tensión de restablecimiento. Es el voltaje en el interruptor después de la desconexión.

2.2.2.2 Interruptores de bajo voltaje.

En baja tensión no se justifica económicamente el uso de medios aislantes como gases, aire a presión o aceite. Aquí se utilizan cámaras de extinción de arco eléctrico que se encuentran entre ambos contactos al separarse. Estas cámaras se enfrían y desionizan el arco, conduciéndolo de tal manera que es forzado a tener una trayectoria mas larga. Lo que demanda un voltaje mucho mayor para su permanencia. De manera que al instante del cruce por cero de la señal de alterna, el arco esta tan extendido o tan largo que ya no se restablece después del cruce por cero.

Los tipos de accionamiento son en baja tensión predominantemente manual aunque existen también accionamiento por medio de relevadores de voltaje y otros accionamientos del tipo magnético, con motor o de presión de aire.

Los parámetros principales que describen las características de interruptores en baja tensión son:

1. Voltaje y corriente nominal.
2. Capacidad interruptiva para desconexión en kA (valor efectivo a un factor de potencia determinado $\cos\phi$).
3. Capacidad interruptiva para conexión (valor pico) en kA.
4. Voltaje de control para accionamiento remoto.

Los fusibles protegen equipos principalmente conductores, de sobrecorrientes que pueden causar sobrecalentamiento y daños mecánicos. La corriente fluye a través de un hilo o lamina de metal el cual se funde al sobrepasarse un valor dado de corriente. La curva corriente-tiempo marca la operación del fusible. El tiempo de fusión de la laminilla o hilo está en función de la temperatura y esta a su vez de la corriente.

Están contruidos de metal fusionable a temperaturas relativamente bajas y calibradas de tal manera que se fundan cuando se alcanza una corriente determinada, debido a que se encuentran en serie con la carga, estos abren el circuito cuando se funden. Tienen una característica de tiempo inversa; si un fusible es 30 A (Amperes) debe conducir 30 A en forma continua con un 10% de sobrecarga (33 A) se debe fundir en algunos minutos, con una sobrecarga del 20 % (36 A) se funde en menos de un minuto y si se alcanza una sobrecarga del 100%, (60 A) el fusible se funde en fracciones de segundo es decir, que a mayor sobrecarga, menor tiempo de fusión, es decir, de interrupción del circuito.

Los fusibles se dividen en dos clases dependiendo de la potencia a la cual van a operar.

1. Fusibles de bajo voltaje (600 volts) y menos. Estos a su vez se subdividen en:

- Tipo tapón.
- Tipo cartucho.

2. Fusibles de potencia (sobre 600 volts). Están en uso dos tipos de fusibles de potencia que son:

- Limitadores de corriente.
- Tipo de expulsión.

Existen otros tipos de fusibles, tales como:

1.- *Fusibles tipo tapón con rosca*: en este tipo de fusibles en una base roscada se encuentra encerrado un listón fusible para prevenir que el metal se disperse cuando el listón fusible se funde la condición en que se encuentra el fusible se puede determinar observando a través de una mirilla de plástico transparente localizada en la parte superior del conjunto que constituye al fusible. Este tipo de fusible no se debe usar en circuitos con un voltaje superior a 127 volts y se deben instalar en el lado de la carga del circuito en que se van a localizar.

Los fusibles del tipo tapón por lo general se encuentran montados en bases o zoclos de porcelana asociados a desconectores de navajas de dos polos y su característica es tal que cuando se funden se deben reemplazar por otro, es decir, son desechables, se encuentran en el mercado de 15 A y 30A.

2.- *Fusible tipo cartucho*: en las instalaciones eléctricas en donde la corriente exceda a 30A, es necesario usar fusibles del llamado tipo cartucho y su correspondiente portafusibles. Este tipo de fusibles se fabrican para una gama más amplia de voltajes y corrientes. Se fabrican en dos tipos:

- a) Fusibles de cartucho conectados de casquillo; con capacidades de corriente de 3, 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50 y 60 Amperes.
- b) Fusibles de cartucho con contactos de navaja; con capacidades de corriente de 75, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 500 y 600 amperes. Estos fusibles son de aplicación en instalaciones industriales o comerciales de gran capacidad.

3.- *Interruptores termomagnéticos*: han desplazado en muchas aplicaciones a los fusibles. En este caso se tiene en combinación un interruptor térmico (bimetal) como protección contra sobrecorriente y uno electromagnético con accionamiento rápido para protección contra corto circuito. Dependiendo de la aplicación existen diferentes curvas de operación

con ambas regiones de protección: contra sobrecorriente (inversa) y contra corto circuito (rápida o instantánea).

Los interruptores termomagnéticos son también conocidos como “Breaker” diseñados para conectar y desconectar un circuito por medios no automáticos y desconectar el circuito automáticamente para un valor predeterminado de sobrecorriente sin que se dañe así mismo cuando se aplica dentro de sus valores de diseño.

La característica particular de los interruptores termomagnéticos, es el elemento térmico conectado en serie con los contactos y que tiene como función proteger contra condiciones de sobrecarga gradual la corriente pasa a través del elemento térmico conectado en serie y origina su calentamiento cuando se produce un excesivo calentamiento como resultado de un incremento en la sobrecarga, unas cintas bimetálicas operan sobre los elementos de sujeción de los contactos desconectándolos automáticamente. Las cintas bimetálicas están hechas de dos metales diferentes, unidas en un punto una a otra.

Se fabrican en los siguientes tipos y capacidades:

Un polo: 15, 20, 30, 40 y 50 amperes.

Dos polos: 15, 20, 30, 40, 50 y 70 amperes.

Tres polos: 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 500, 600 amperes.

En alta tensión son dos los tipos de fusibles más utilizados siendo su diferencia principal la forma de eliminar el arco de energía que se produce en la falla del sistema. De esta forma tenemos de alto poder de ruptura y los cortacircuitos de expulsión.

4.- Fusible de alto poder de ruptura (APR): también denominados fusibles de ruptura rápida, tienen como característica principal la rapidez de intervención ante un corto circuito, impidiendo que el valor de corriente producido llegue al nivel de cresta que se alcanzaría, en su ausencia, en el circuito. Son por tanto limitadores de corriente.

La extrema velocidad de corte se logra repartiendo la corriente que atraviesa el fusible entre varios hilos conductores de pequeña sección, dispuestos en paralelo, que están contruidos de plata. A parte de tener unas excelentes cualidades eléctricas, la plata no se oxida a altas temperaturas, a diferencia del cobre, con lo que no pierde sección útil, permitiendo asegurar un mejor calibrado y eliminando de esta forma un corte no deseado.

Los fusibles APR se utilizan como elementos de protección de baterías de condensadores, motores, líneas áreas y transformadores de media tensión siempre en instalaciones de poca potencia.

5.- *Cortacircuitos de expulsión*: están constituidos por un tubo protector en cuyo interior está dispuesto el elemento fusible, y unido a él la trencilla de conexión. En el momento de producirse el arco, la generación consiguiente de gases provoca la expulsión de la trencilla con el posterior alargamiento y soplado del arco, que provoca su extinción.

La expulsión de gases en estos dispositivos hace que se utilice exclusivamente en instalaciones exteriores. Su ámbito de aplicación se encuentra reducido a tensiones de hasta 36 kV, y se utilizan para la protección de transformadores tipo poste, baterías de condensadores y derivaciones de líneas aéreas y subterráneas.

2.2.3 Restauradores y seccionadores.

Un restaurador es un interruptor de operación automática que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura (la operación manual se refiere al mando por control remoto), es decir, construido de tal manera que un disparo o un cierre esta calibrado de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor de operación automática con características de apertura y cierre regulables de acuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger.

Este interruptor recibe por tales condiciones el nombre de restaurador. Un restaurador no es más que un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades interruptivas relativamente bajas y tensiones no muy elevadas.

Los restauradores normalmente están contruidos para funcionar con tres operaciones de cierre y cuatro aperturas, con un intervalo entre una y otra calibrado de antemano en la última apertura el cierre debe ser manual, ya que indica que la falla es permanente.

2.2.3.1 Operación de un restaurador.

El restaurador opera en forma semejante a un interruptor trifásico, ya que sus contactos móviles son accionados por un vástago común, conectando y desconectando en forma simultánea (ver figura 2.15).

El proceso de apertura y recierre se puede describir brevemente como sigue:

- Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza y actúa sobre un trinquete mecánico que hace caer a los contactos móviles.
- Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápida. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de recierre que se encuentra calibrada para operar con un cierto intervalo.
- La bobina de recierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles, conectándose nuevamente con los contactos fijos.

- Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado y preparado para otra falla; si la falla es permanente, repetirá todo el proceso anterior hasta quedar fuera según el número de recierres para el cual se ha calibrado.

La interrupción del arco tiene lugar en una cámara de extinción que contiene a los contactos.

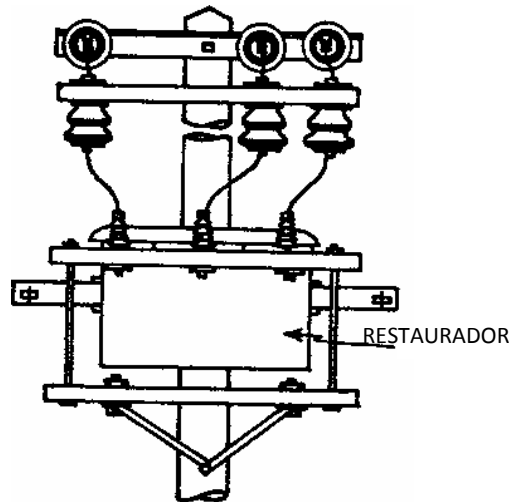


Figura 2.15 Restaurador.

Los restauradores que más se emplean son de los tipos R y W.

1.- Restaurador tipo R: el restaurador tipo R es semejante en construcción al tipo W, pero se emplea para capacidades menores. A continuación se dan algunos datos de este tipo de restaurador.

Voltaje nominal 2.4-14.4 kV.

Corriente nominal 25-400 A.

Voltaje de diseño 15.5 kV.

2.- Restaurador tipo W: se construye trifásico en forma parecida al tipo R, pero es un poco más robusto.

Los siguientes requisitos son básicos para asegurar la efectiva operación de un restaurador:

- La capacidad normal de operación del restaurador deberá ser igual o mayor de la máxima corriente de falla.
- La capacidad normal de corriente constante del restaurador deberá ser igual o mayor que la máxima corriente de carga.

- El mínimo valor de disparo seleccionado deberá permitir al restaurador ser sensible al corto circuito que se presenta en la zona que se desea proteger.

2.2.3.2 Cuchillas de operación con carga (seccionador).

Diseñadas para interrumpir corrientes de corto circuito ya que su función es el abrir circuitos en forma automática después de cortar y responder a un número predeterminado de impulsos de corriente de igual a mayor valor que una magnitud previamente determinada, abren cuando el alimentador primario de distribución queda desenergizado. En cierto modo el seccionador permite aislar sectores del sistema de distribución llevando un conteo de las operaciones de sobrecorriente del dispositivo de respaldo.

Por su principio de operación el medio aislante de interrupción puede ser aire, aceite o vacío y en cuanto al control es similar al caso de los restauradores ósea puede ser hidráulico, electrónico o electromecánico. La misión de este aparato es la de unir o separar de una forma visible diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuito.

Aunque los seccionadores han de maniobrarse normalmente sin carga, en determinadas circunstancias pueden conectarse o desconectarse en pequeñas cargas. Cuando se trata de corrientes magnetizantes, como la corriente de vacío de los transformadores, y que tienen un carácter claramente inductivo, la carga que pueden cortar los seccionadores es menor. Se puede decir que en tales circunstancias, la potencia máxima que pueden cortar los seccionadores es de 50 kVA.

Dentro de esta clasificación se puede añadir que todos ellos pueden tener una constitución monopolar o tripolar. Existen cuchillas que pueden desconectar circuitos con carga.

2.2.4 Cuchillas fusible.

Las cuchillas fusible son elementos de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: como cuchilla desconectadora y como elemento de protección. El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo con el valor de corriente nominal que va circular por él.

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de plata (en casos especiales), cobre electrolítico con aleación de plata, o cobre aleado con estaño. Existen diferentes tipos de cuchillas fusibles, de acuerdo con el empleo que se les dé. Entre los principales tipos y características tenemos los siguientes (ver figura 2.16).

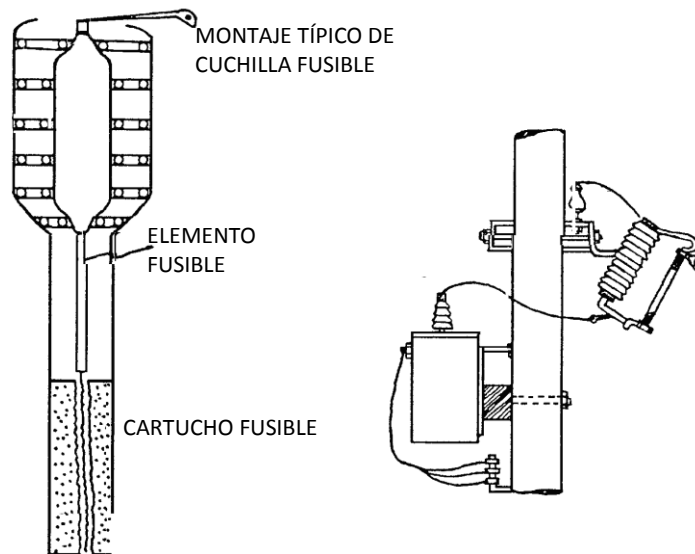


Figura 2.16 Cuchillas desconectadoras (seccionadores).

La cuchilla desconectadora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico.

Por lo general, se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga hasta ciertos límites.

2.2.4.1 Clasificación de cuchillas desconectadoras.

Por su operación:

- Con carga (con tensión nominal).
- Sin carga (con tensión nominal).
- De puesta a tierra.

Por el tipo de accionamiento:

- Manual
- Automático

Por su forma de conexión:

- Cuchillas con tres aisladores, dos fijos y giratorio el del centro. Estas cuchillas se emplean sobre todo en subestaciones tipo intemperie con corrientes elevadas y

tensiones del orden de 34.5 kV; son generalmente operadas en grupo, por mando eléctrico. No representan peligro para el operario, ya que es grande la separación entre polos (figura 2.17).

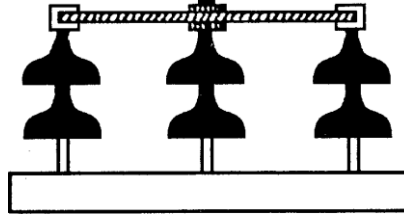


Figura 2.17 Cuchillas con tres aisladores, dos fijos y giratorio el del centro.

- b) Cuchillas con dos aisladores de operación vertical (normal e invertida). Este tipo de cuchillas es de los más usuales por su operación simple, puede emplearse en instalaciones interiores o a la intemperie. Para usos interiores se recomienda usarla en tensiones no mayores de 23 kV, para operación con pértiga, el lugar donde se pare el operario para efectuar la desconexión debe ser, de acuerdo con las normas de seguridad, una madera con capa de hule.

Para montaje a la intemperie puede usarse en cualquiera de las tensiones normales de operación, con mando por barra o motor eléctrico (figura 2.18).

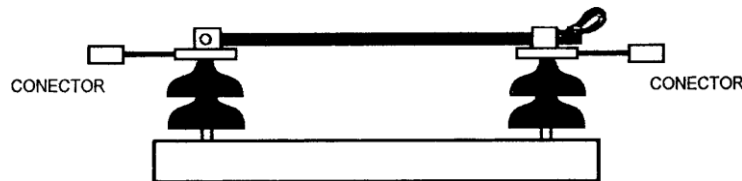


Figura 2.18 Cuchillas con dos aisladores de operación vertical (normal e invertida).

- c) Cuchilla con dos aisladores de operación horizontal (un aislador fijo). Este tipo de cuchillas es de uso a la intemperie generalmente. Presenta muchas ventajas cuando son accionadas neumáticamente; por tal razón es conveniente emplearlas cuando se disponga de aire comprimido. Se usan para cualquiera de las tensiones normales de operación. Pueden accionarse también por barra o motor eléctrico. Tienen el inconveniente de que la hoja de desconexión se desajusta después de varias operaciones (figura 2.19).

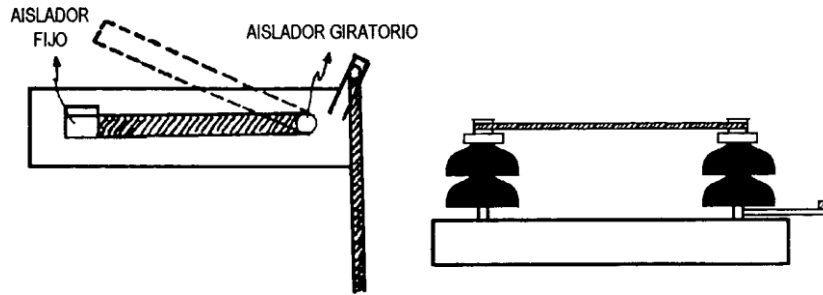


Figura 2.19 Cuchilla con dos aisladores de operación horizontal (un aislador fijo).

- d) Cuchillas tipo pantógrafo. En la actualidad este tipo de cuchillas no se emplea con frecuencia sobre todo en América. La razón es que su mecanismo de operación es complicado y falla en ocasiones; además su costo es elevado y ocupa mucho espacio, lo cual va en contra de la tendencia actual de reducir el espacio en las instalaciones (figura 2.20).

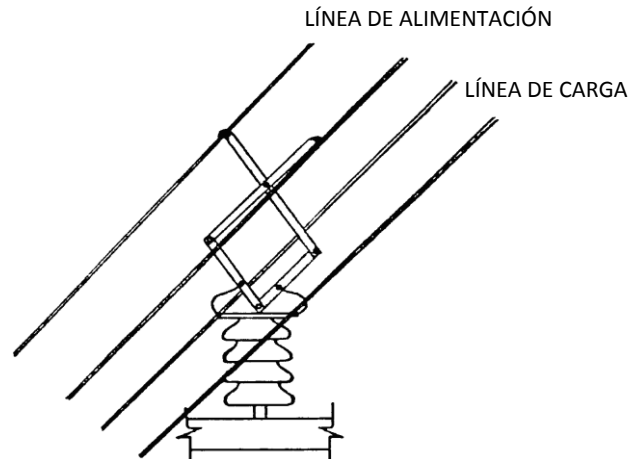


Figura 2.20 Cuchillas tipo pantógrafo.

- e) Cuchillas con tres aisladores de doble arco (tipo AV). Estas cuchillas se emplean en instalaciones de corrientes elevadas y tensiones medias; se operan generalmente por barra o motor eléctrico pero también pueden accionarse con aire comprimido. En sistemas de distribución a 33 y 23 kV se usan para interconexión de líneas (figura 2.21).



Figura 2.21 Cuchillas con tres aisladores de doble arco (tipo AV).

- f) Cuchillas de tres aisladores, con el aislador central desplazable por cremallera. El rango de aplicación de estas cuchillas es semejante al de las cuchillas de operación vertical; debido a su tamaño, generalmente son accionadas por motor eléctrico, aunque se pueden accionar por barra o aire comprimido. (figura 2.22).

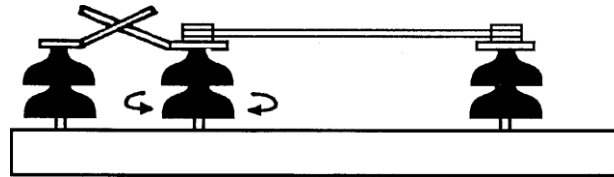


Figura 2.22 Cuchillas de tres aisladores, con el aislador central desplazable por cremallera.

- g) Cuchillas con cuernos de arqueo. Estas cuchillas pueden ser de operación horizontal o vertical. Se usan por lo general en sistemas que operan en tensiones muy elevadas, por ejemplo 66, 88, 115 kV, etc. Su empleo es indispensable en líneas largas los cuernos de arqueo sirven para que entre ellos se forme el arco al desconectar las cuchillas, y a la conexión a tierra para disipar la energía del arco (figura 2.23).

El arco se forma debido a la energía residual que conservan las líneas largas al quedar en vacío después de la apertura del interruptor.

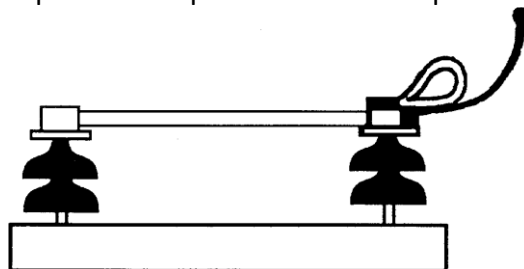


Figura 2.23 Cuchillas con cuernos de arqueo.

2.2.5 Apartarrayos.

Las sobretensiones que se presentan en las instalaciones de un sistema pueden ser de dos tipos:

1. Sobretensiones de origen atmosférico.
2. Sobretensiones por fallas en el sistema.

El apartarrayos es un dispositivo destinado a proteger las instalaciones contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que en otro caso, se descargarían sobre aisladores o perforarían el aislamiento. Ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en los

generadores, transformadores, etc. Para su correcto funcionamiento el apartarrayos se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra, y debe de elegirse con características tales que sea capaz de actuar antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger (lo que se conoce como coordinación de aislamiento), pero nunca para los valores de tensión normales.

Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, basados en el principio general de operación; los más empleados son los conocidos como “apartarrayos tipo autovalvular” (figura 2.24) y “apartarrayos de resistencia variable”.

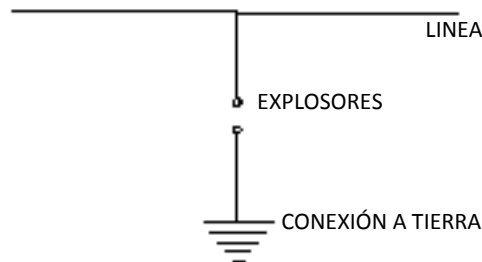


Figura 2.24 Apartarrayos autovalvular.

El apartarrayos tipo autovalvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones, ya que se presenta una gran seguridad de operación (figura 2.25).

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobre tensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas y equipos del sistema eléctrico.

Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para dar mayor seguridad a las instalaciones contra descargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

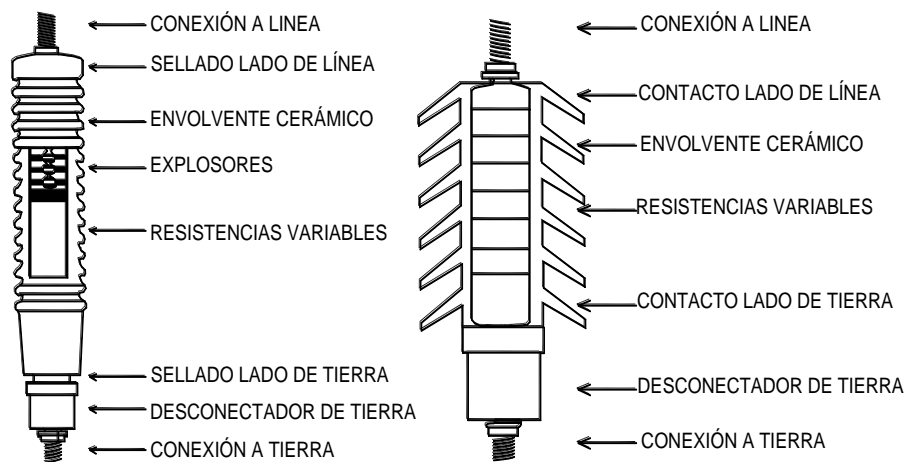


Figura 2.25 Apartarrayos tipo autovalvular y de resistencias variables.

2.2.6 Tableros duplex de control.

Los equipos de protección y control, así como los instrumentos de medición, por lo general se instalan en tableros eléctricos, estos equipos e instrumentos se instalan tomando como referencia una serie de planos y dibujos, en donde se muestra la interconexión del equipo y el arreglo y disposición del mismo, la mayoría de los trabajos en tableros eléctricos se inicia con un diagrama unifilar, pero el conjunto de planos debe contener lo siguiente:

1. Diagrama unifilar.
2. Diagrama de control.
3. Diagrama de interconexión.

Estos dibujos son necesarios para la interpretación de la instalación de equipos y componentes de protección, medición y control, para los fines de su utilización, los tableros se pueden clasificar como:

- Tableros de baja tensión.
- Tableros de alta tensión.

Los tableros de baja tensión son aquellos que trabajan a una tensión no mayor de 1,000 V (volts) en corriente alterna o no mayor de 1,500 V en corriente continua. Los valores de tensiones nominales para tableros de corriente alterna en baja tensión son de 120, 240, 480 y 550 V. Para corriente continua las tensiones nominales son de 125, 250 y 550 V.

Los valores de corriente nominales para los tableros de baja tensión, tanto en corriente alterna como en corriente continua, son de 600, 1,200, 2,000, 3,000, 4,000 y 5,000 A.

Los tableros de alta tensión son aquellos que trabajan a una tensión mayor de 1000 V en corriente alterna o mayor de 1,500 V en corriente continua.

Las tensiones nominales para los tableros de corriente alterna alta tensión son de 2,400, 4,160, 7,200, 13,800, 23,000 y 34,500 V. Las corrientes nominales para tableros de alta tensión en corriente alterna o continua son de 600, 1,200, 2,000, 3,000, 4,000 y 5,000 A.

Con relación a la función para la cual se destinan, los tableros se pueden subdividir en la forma siguiente:

- 1) Tableros principales de distribución.
- 2) Tableros secundarios de distribución.
- 3) Centros de control de motores.

2.2.6.1 Tableros principales de distribución.

Estos tableros se instalan por lo general inmediatamente después de los transformadores de media tensión/baja tensión o de los generadores, se les conoce también como “centros de carga.

Los tableros principales de distribución comprenden una o más unidades de entrada, eventualmente concentradores de barras y un número relativamente reducido de salidas; otros, a una serie de instrumentos de medición y aparatos de comando y control. Una característica particular de estos tableros son los elevados valores de las corrientes de corto circuito y nominal (figura 2.26).

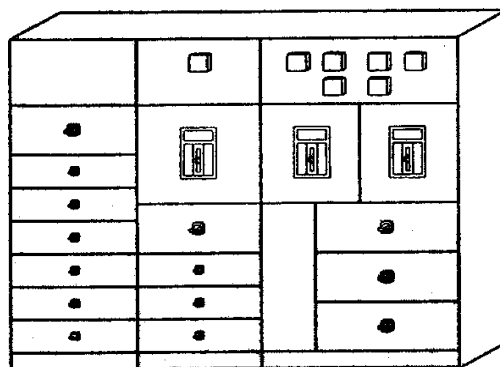


Figura 2.26 Tablero principal de distribución.

2.2.6.2 Tableros secundarios de distribución.

Los aparatos alojados en el tablero son principalmente interruptores automáticos (interruptores termomagnéticos) de tamaño estándar y tipo modular, y también pueden tener una amplia gama de otros dispositivos de control, señalización, etc.

Las corrientes nominales y de corto circuito de los tableros de distribución secundaria son menores que aquellas del tablero principal. Los modelos constructivos permiten el empleo de tableros metálicos o de material aislante y pueden estar instalados en el piso o en pared o muro, dependiendo de las dimensiones y el peso (figura 2.27).

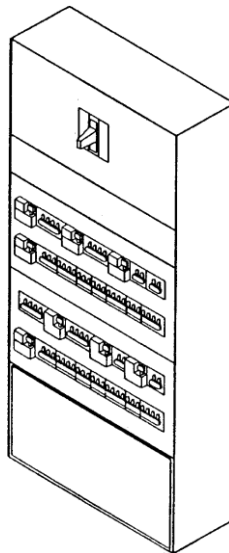


Figura 2.27 Tablero secundario de distribución.

2.2.6.3 Centros de control de motores.

Estos tableros están destinados al control y a la protección centralizada de los motores; por lo tanto, comprenden los aparatos relacionados con la operación coordinada de maniobra y protección (unidad funcional autónoma) y aquellos auxiliares de control y señalización. Cada motor tiene asignada una unidad o caja del centro de control, de modo que sea posible intervenir con seguridad sobre una sola unidad de salida, sin cortar la alimentación a los otros usuarios (ver figura 2.28).

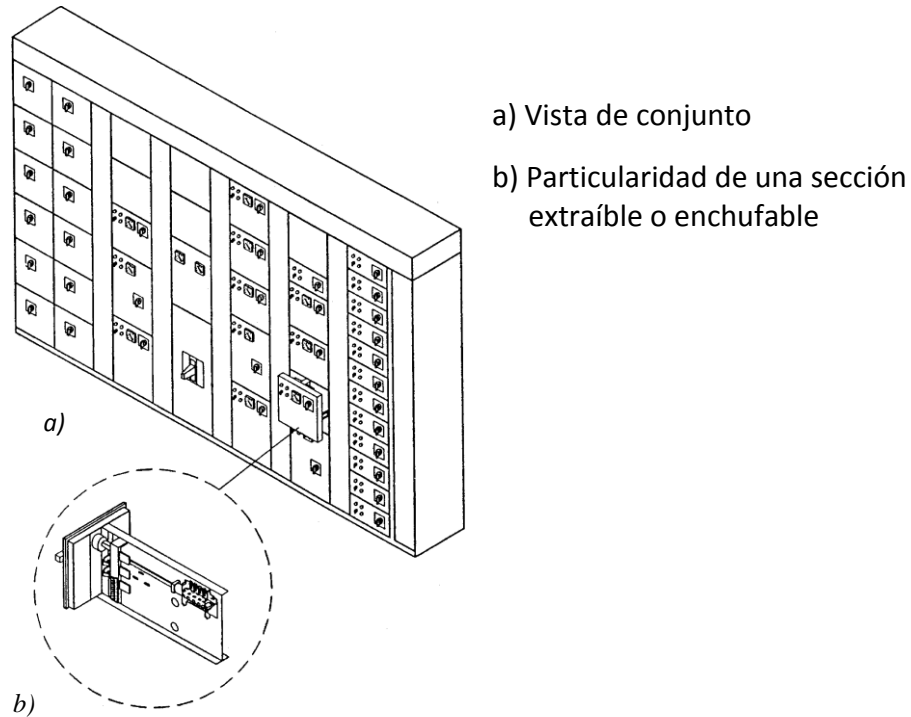


Figura 2.28 Centro de control de motores.

2.2.7 Condensadores.

Los condensadores son componentes normalmente utilizados en electricidad y electrónica. Básicamente, la función que realiza un condensador es almacenar una carga eléctrica; se comporta como un “almacén de electricidad” cuyo símil hidráulico puede ser un depósito de agua.

Cuando se le aplica una tensión mediante una fuente externa, se produce un efecto de campo eléctrico en su interior, y adquiere cierta magnitud de carga eléctrica (culombios) que da lugar a una diferencia de potencial entre sus terminales.

2.2.7.1 Tipos de condensadores.

Según el dieléctrico utilizado en su construcción existen distintos tipos de condensadores. Básicamente son de papel, mica, cerámicos, plásticos (poliéster, poliestireno, etc.) y electrolíticos (aluminio y tantalio).

Excepto los electrolíticos, el resto son condensadores de relativa baja capacidad; van desde unos pocos picofaradios hasta alrededor de $1\mu\text{F}$.

2.2.7.2 Experimentación de la carga-descarga del condensador.

La propiedad para almacenar energía eléctrica es una característica importante del dispositivo eléctrico llamado condensador. El condensador tiene dos etapas principales:

1. *Carga:* Mediante el montaje de la figura 2.29, se puede comprobar el efecto de almacenaje de carga eléctrica. Al cerrar el interruptor, la fuente tensión continua (V_B), por medio de una transferencia de electrones, hace que cada una de las placas del condensador adquiera la polaridad del polo de la fuente de tensión a la que esta conectada. Al abrir el interruptor, debido a su característica de retener (almacenar) cargas, el condensador presenta entre sus terminales un voltaje prácticamente igual al de la fuente de tensión; la carga eléctrica almacenada en sus placas de lugar a una diferencia de potencial. En este estado, si se vuelve a cerrar el interruptor, ya no se detecta ninguna circulación de corriente por que el condensador tiene la misma magnitud de tensión que la fuente; no existe diferencia de potencial entre ambos.

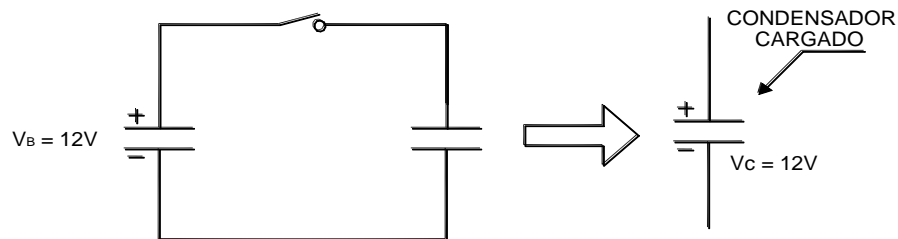


Figura 2.29 Al conectar un condensador a una fuente de tensión (V_B), este quedo cargado con un voltaje aproximadamente igual al de la fuente.

2. *Descarga:* Mediante el circuito de la figura 2.30, se puede comprobar el efecto de descarga del condensador. Con el condensador cargado, cerramos el interruptor, la carga eléctrica almacenada hace que circule una cierta corriente a través de la resistencia, que dará lugar, a su vez, a una tensión ($V_R=IR$). Esto se puede verificar por medio de un voltímetro. A medida que el condensador va cediendo corriente (descargándose), su carga almacenada se va haciendo menor hasta quedar prácticamente descargado. Por ello, solo se puede detectar corriente de salida durante el tiempo que dura la descarga.

Así pues, los condensadores cargados de electricidad se pueden descargar sobre cierto elemento receptor. Y una vez consumida su carga, el condensador puede volver a cargarse; es pues, un elemento que puede almacenar electricidad.

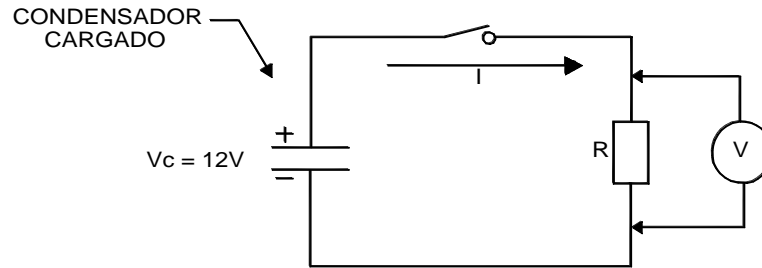


Figura 2.30 Descarga de un condensador.

2.2.8 Transformadores para instrumento.

Se denominan transformadores para instrumento los que se emplean para alimentación de equipos de medición, control o protección. Los transformadores para instrumento se dividen en dos clases:

- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencial.

2.2.8.1 Transformadores de corriente.

Es aquel cuya función principal es cambiar el valor de la corriente a otro con el cual se puedan alimentar instrumentos de medición, control o protección, como amperímetros, wattmetros, instrumentos registradores, relevadores de sobrecorriente, etc. La capacidad de estos transformadores es muy baja, se determina sumando las capacidades de los instrumentos que se van a alimentar, y puede ser 15, 30, 50, 60 y 70 VA (figura 2.31).

Hay transformadores de corriente que operan con corrientes relativamente bajas; estos transformadores pueden construirse sin devanado primario, ya que el primario lo constituye la línea a la que van a conectarse. En este caso los transformadores se les denomina tipo dona.

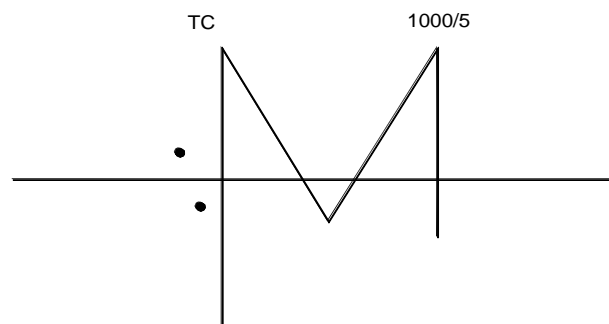


Figura 2.31 Representación de un transformador de corriente en un diagrama unifilar.

Las relaciones de transformación son de diferentes valores, pero la corriente en el devanado secundario normalmente es de 5 amperes.

2.2.8.2 Transformadores de potencia.

Es aquel cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieran señal de voltaje.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja, ya que se determina sumando las capacidades de los instrumentos de medición que se van a alimentar, y varían de 15 a 60 VA.

Se construyen para diferentes relaciones de transformación pero el voltaje en el devanado secundario es normalmente 115 volts (figura 2.32).

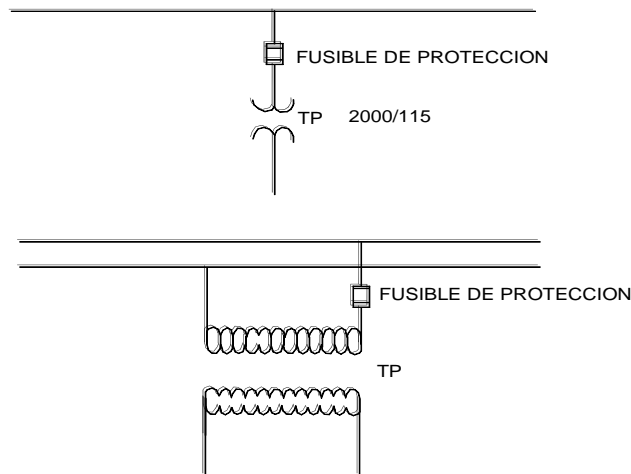


Figura 2.32 Representación de un transformador de potencia en un diagrama unifilar.

Especificaciones para transformadores de instrumento:

Transformador de corriente

1. Función a desempeñar.
2. Relación de transformación (corriente primaria).
3. Tensión de operación.
4. Clase de precisión y tolerancia.

Transformador de potencia

1. Función a desempeñar.
2. Relación de transformación (voltaje primario).
3. Colocación de las boquillas (en caso de subestación a la intemperie).
4. Clase de precisión y tolerancia.

Las instalaciones eléctricas comerciales o industriales, cuyos fundamentos son los mismos que los de cualquier instalación eléctrica en baja tensión, se tratan en forma general y el término se usa para diferenciarlo de las instalaciones eléctricas residenciales o de las industriales.

Es por ello que en la instalación eléctrica en baja tensión se incluyen edificios de oficinas y departamentos hoteles, escuelas, hospitales, edificios públicos, cines, restaurantes, centros comerciales, etc., que deben cumplir con ciertos requerimientos y disponen de ciertas facilidades no consideradas en otros tipos de instalaciones y que son entre otras las siguientes:

- Alumbrado interior y exterior, tanto funcional como decorativo.
- Servicios de comunicación como: teléfono, circuito cerrado de radio y televisión, enlaces para servicios de cómputo, etc.
- Sistemas de alarma y control como: sistemas de alarma contra robo y alarmas contra incendio.
- Transporte como: escaleras eléctricas y elevadores.
- Aire acondicionado y ventilación.
- Sanitarios y medios para el manejo de desperdicio.
- Instalaciones para sistemas de cómputo, cajas registradoras, etc.

3.1 Elementos para el diseño eléctrico.

Los principales elementos de diseño que se deben considerar en las instalaciones de alumbrado, fuerza y sistemas auxiliares son los siguientes:

- 1) Magnitudes como son: características de la carga, factores de demanda, diversidad, coincidencia y de carga.
- 2) Servicios como son niveles de voltaje a emplear y distribución por niveles de voltaje en la instalación.
- 3) Flexibilidad y previsión para ampliaciones futuras.
- 4) Confiabilidad (seguridad en el suministro de la energía eléctrica).
- 5) Seguridad del personal.
- 6) Costos de operación y mantenimiento.
- 7) Fuentes de alimentación.
- 8) Planta de emergencia.

9) Cumplimiento con normas y especificaciones oficiales.

El diseño eléctrico se define como el desarrollo de un método que permita la distribución de la energía eléctrica, desde el punto de alimentación del servicio eléctrico, hasta los puntos de utilización.

Los conceptos relacionados con una instalación eléctrica se muestran en la figura 3.1.

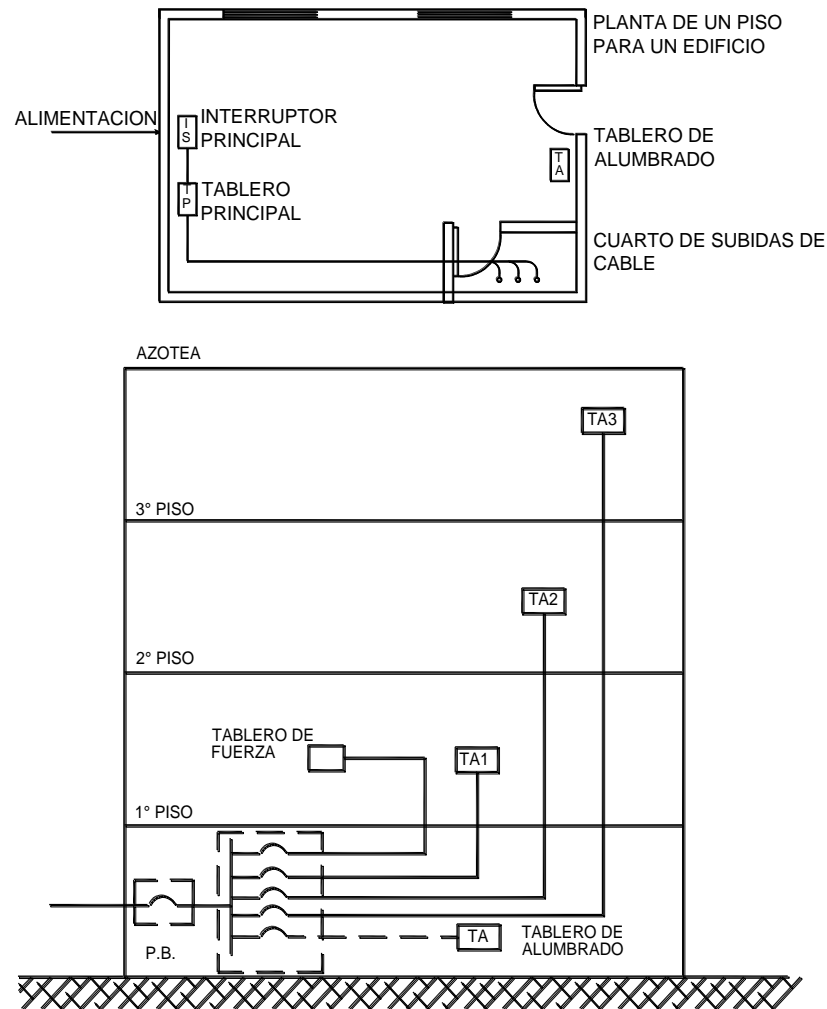


Figura 3.1. Elevación de una instalación eléctrica.

Donde:

- A Alimentación.
- IS Interruptor principal de servicio.
- TP Tablero principal de alimentación.
- TA Tableros de alumbrado.

Estos elementos deben ser considerados en el diseño de una instalación eléctrica, además de factores como los siguientes:

1. Uso de las normas técnicas para instalaciones eléctricas.
2. Diseños económicos y eficientes.
3. Localización conveniente y accesible del equipo para fácil reparación y mantenimiento.
4. Previsiones para ampliaciones futuras.

Los símbolos eléctricos más utilizados en las instalaciones eléctricas se pueden observar en la siguiente tabla:




















SIMBOLOS CONVENCIONALES USADOS EN LAS INSTALACIONALES ELECTRICAS			
	Salida de centro incandescente		Contacto sencillo intemperie
	Arbotante incandescente interior		Salida especial
	Arbotante incandescente intemperie		Apagador sencillo
	Arbotante fluorescente interior		Apagador sencillo de puerta
	Lámpara fluorescente		Apagador sencillo de cadena
	Contacto sencillo en muro		Apagador de tres vías
	Contacto sencillo en piso		Apagador de cuatro vías
	Contacto sencillo controlado por apagador		Tablero general
	Contacto múltiple en muro		Tablero de fuerza
			Medidor

Tabla 3.1 Símbolos convencionales más usuales en las instalaciones eléctricas.

3.2 Alimentadores, subalimentadores, circuitos derivados y tableros.

La distribución de la potencia eléctrica desde el punto de alimentación se hace por medio de alimentadores y circuitos derivados, hasta la última carga. Por lo tanto es importante definir los siguientes conceptos:

1.- *Circuito derivado*: un circuito derivado se define como un conjunto de conductores que van hasta el último dispositivo de sobrecorriente en el sistema, por lo general un circuito derivado alimenta solo a una pequeña parte del sistema.

2.- *Alimentador.* Un alimentador es un conjunto de conductores que alimentan a un grupo de circuitos derivados.

3.- *Tableros:* Los tableros son básicamente conjuntos de dispositivos de sobrecorriente contenidos en gabinetes accesibles solo por el frente.

4.- *Subalimentadores:* Cuando se requieren muchos alimentadores, un segundo tablero instalado en algún punto entre el tablero principal y los circuitos derivados, requieren de alimentadores secundarios o subalimentadores.

5.- *Salida:* Es la caja de conexiones de la cual se toma la alimentación para una o varias cargas eléctricas determinadas tales como las luminarias, motores, contactos, etc.

3.2.1 Circuitos derivados para alumbrado.

Las normas técnicas para instalaciones eléctricas permiten solo el uso de circuitos derivados de 15 A o 20 A para alimentar unidades de alumbrado con portalámparas estándar. Los circuitos derivados mayores de 20 A se permiten solo para alimentar unidades de alumbrado fijas con portalámparas de uso rudo. Los circuitos derivados de más de 20 A no se permiten para alimentar habitaciones unifamiliares o en edificios de departamentos. En la tabla 3.2 se pueden observar las fórmulas eléctricas más usuales.

PARA DETERMINAR	CORRIENTE DIRECTA	CORRIENTE ALTERNA		
		MONOFASICA	BIFASICA	TRIFASICA
Corriente (I) Conociendo HP	$I = \frac{HP * 746}{V * \eta}$	$I = \frac{HP * 746}{En * \eta * fp}$	$I = \frac{HP * 746}{2 * En * \eta * fp}$	$I = \frac{HP * 746}{\sqrt{3} * Ef * \eta * fp}$
Corriente (I) Conociendo la Potencia activa (W)	C.D., 2 hilos: $I = \frac{W}{V}$	1 fase, 2 hilos: $I = \frac{W}{En * fp}$	$I = \frac{W}{2 * En * fp}$	3 fases, 3 hilos: 3 fases, 4 hilos: $I = \frac{W}{\sqrt{3} * Ef * fp}$
		1 fase, 3 hilos (conductores de fase) $I = \frac{W}{2 * En * fp}$		
	C.D., 3 hilos: $I = \frac{W}{2V}$	1 fase, 3 hilos (conductor común) $I = \frac{W}{\sqrt{2} * Ef * fp}$		
Corriente (I) Conociendo la Potencia aparente (VA)	-----	$I = \frac{VA}{En}$	$I = \frac{VA}{2 * En}$	$I = \frac{VA}{\sqrt{3} * Ef}$

PARA DETERMINAR	CORRIENTE DIRECTA	CORRIENTE ALTERNA		
		MONOFASICA	BIFASICA	TRIFASICA
Potencia Activa (W)	$W = V * I$	$W = E_n * I * fp$	$W = 2 * E_n * I * fp$	$W = \sqrt{3} * E_f * I * fp$
Potencia Aparente (VA)	-----	$VA = E_n * I$	$VA = 2 * E_n * I$	$VA = \sqrt{3} * E_f * I$
Factor de Potencia	UNITARIO	$fp = \frac{W}{E_n * I}$	$fp = \frac{W}{2 * E_n * I}$	$fp = \frac{W}{\sqrt{3} * E_f * I}$
Sección de Conductor en mm ²	LEY DE OHM	$S = \frac{4 * L * I}{E_n * e\%}$	$S = \frac{2 * L * I}{E_n * e\%}$	$S = \frac{2 * \sqrt{3} * L * I}{E_n * e\%}$

DONDE:

I = Corriente en amperes.

L = Longitud en metros.

Ef = Tensión al neutro en volts.

e% = Caída de tensión.

En = Tensión entre fases en volts.

η = Eficiencia expresada en %.

HP = Caballos de potencia.

fp = factor de potencia (unitario).

W = Potencia activa en watts.

VA= Potencia aparente en volt ampere.

V= Tensión en volts.

Tabla 3.2 Fórmulas eléctricas usuales.

El número de circuitos derivados está determinado por la carga y se calcula como:

$$No. de circuitos = \frac{Carga total en Watts}{Capacidad de cada circuito en Watts}$$

Un circuito de 15 Amperes a 127 volts tiene una capacidad de $15 \times 127 = 1905$ Watts, si el circuito es para 20 amperes, a 127 volts, su capacidad es: $20 \times 127 = 2540$ Watts.

EJEMPLO:

Calcular el número de circuitos derivados de 20 amperes a 127 volts para alimentar una carga total de alumbrado de 30,000 watts. Si las lámparas son de 150 watts, calcular el número de lámparas por circuito.

Solución: para circuitos derivados de 20 amperes a 127 volts, la capacidad en watts es de 2540.

El número de circuitos derivados es:

$$No. de circuitos = \frac{Carga total en Watts}{Capacidad de cada circuito en Watts}$$

$$= \frac{30,000}{2540} = 11.81$$

No. de circuitos derivados = 12 circuitos

El número de lámparas por circuito es:

$$\text{No. de lámparas por circuito} = \frac{\text{Capacidad de cada circuito en watts}}{\text{Watts por lámpara}}$$

$$= \frac{2540}{150} = 16.93$$

No. de lámparas = 17

Como verificación se puede hacer:

$$\text{La corriente por lámpara} = \frac{150}{127} = 1.181 \text{ amperes}$$

$$\text{No. de lámparas por circuito} = \frac{\text{corriente por corto circuito}}{\text{corriente por lámpara}} = \frac{20}{1.181} = 16.93 \text{ ó } 17 \text{ lámparas}$$

Circuitos derivados para contactos.

Contactos generales. Método de cálculo del valor de la carga mayor de 180 watts por salida o bien:

El valor real de la carga si se conoce un incremento de 25% si es continua se requiere una capacidad en el circuito derivado de 15 amperes ó 20 amperes, entonces el numero de circuitos necesario es:

Para 15 amperes:

$$\text{No. de circuitos} = \frac{\text{Número de contactos} \times 180 \text{ watts}}{15 \text{ amperes} \times 127 \text{ volts}}$$

Para 20 amperes:

$$No. de circuitos = \frac{Número de contactos \times 180 \text{ watts}}{20 \text{ amperes} \times 127 \text{ volts}}$$

3.3 Conductores y canalizaciones eléctricas.

La mayoría de los conductores usados en la actualidad para instalaciones eléctricas comerciales, industriales o residenciales, son de cobre o aluminio. Una propiedad importante a considerar de estos materiales desde el punto de vista de las instalaciones eléctricas es su resistencia o resistividad.

La unidad de la resistencia eléctrica es el ohm, la corriente eléctrica se mide en amperes, y se dice que un ampere (1A) circula, cuando se aplica un volt (1V) a través de un circuito con una resistencia de 1 ohm (1Ω).

En cualquier instalación eléctrica, los elementos que conducen la corriente eléctrica de las fuentes a las cargas o que interconectan los elementos de control, son los conductores eléctricos, por otra parte, por razones de protección de los propios conductores y de seguridad, normalmente estos conductores se encuentran instalados dentro de canalizaciones eléctricas de distinta naturaleza y cuya aplicación depende del tipo de instalación eléctrica de que se trate.

En la figura 3.2 se muestra, el diagrama de bloques en donde aparecen algunas de las aplicaciones de los conductores eléctricos en las instalaciones.

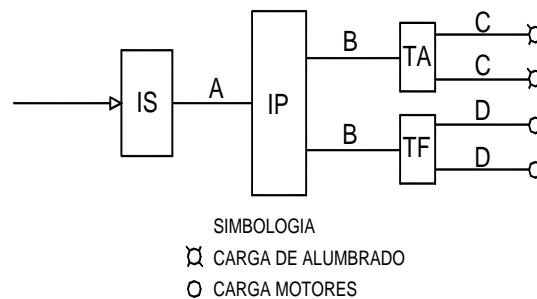


Figura 3.2. Diagrama de bloques.

I_S = Interruptor de servicio

I_P = Interruptor principal

T_A = Tablero de alumbrado

T_F = Tablero de fuerza

A = Conductores de servicio de la compañía suministradora al interruptor principal

B = Conductores que llevan la potencia del interruptor principal al tablero de alumbrado (TA) y al tablero de fuerza (TF).

C = Conductores que llevan la potencia de los circuitos derivados del tablero de alumbrado (TA) a la carga de alumbrado.

D = Conductores que llevan la potencia de los circuitos derivados del tablero de fuerza (TF) a la carga de motores M.

Los elementos que contienen a los conductores se conocen como canalizaciones y son de distinto tipo según la aplicación, conociéndose como tubos conduit, ductos, charolas, etc.

3.3.1 Conductores eléctricos.

La palabra “conductor” se usa con un sentido distinto al de alambre, ya que por lo general un alambre es de sección circular, mientras que un conductor puede tener otras formas (por ejemplo barras rectangulares o circulares), sin embargo es común que a los alambres se les designe como conductores.

La mayor parte de los conductores usados en las instalaciones eléctricas son de cobre (Cu) o aluminio (Al) debido a su buena conductividad.

Comparativamente el aluminio es aproximadamente un 16% menos conductor que el cobre y más liviano que este, ya que a igualdad de peso se tiene hasta cuatro veces más conductor que el cobre.

Los conductores eléctricos se fabrican de sección circular de material sólido o como cables dependiendo la cantidad de corriente por conducir (ampacidad) y su utilización aunque en algunos casos se fabrican en secciones rectangulares y tubulares para altas corrientes. Desde el punto de vista de las normas los conductores se han identificado por un número que corresponde al calibre y que normalmente se sigue el sistema americano de designación AWG (American Wire Gage) siendo el más grueso el número 4/0 siguiendo un orden descendente del área del conductor los números 3/0, 2/0, 1/0, 1, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18 y 20 que el más delgado usado en instalaciones eléctricas para conductores con un área mayor del designado como 4/0, se hace una designación que está en función de su área en pulgadas para lo cual se emplea una unidad denominada en circular mil siendo así como un conductor de 250 corresponderá aquel cuya sección sea de 250,000 CM y así sucesivamente.

Se denomina circular mil a la sección de un círculo que tiene un diámetro de un milésimo de pulgada (0.001 plg.), como se muestra en la figura 3.3.

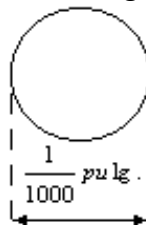


Figura 3.3. Sección de un circular mil.

La relación entre circular mil y el área en mm^2 para un conductor se obtiene como sigue:

$$1 \text{ PLG} = 25.4 \text{ mm}$$

$$\frac{1}{1000} = \text{PLG} = 0.0254 \text{ mm}$$

Siendo el circular mil un área

$$1 \text{ C.M.} = \frac{D^2}{4} = \frac{3.1416 \times (0.0254)^2}{4}$$

$$= 5.064506 \times 10^{-4} \text{ mm}^2$$

De donde:

$$1 \text{ mm}^2 = \frac{10^4}{5.064506} = 1,974 \text{ C.M.}$$

O en forma aproximada

$$1 \text{ mm}^2 = 2,000 \text{ C.M.}$$

Los conductores empleados en las instalaciones eléctricas tienen aislantes del tipo termoplásticos (T) con distintas denominaciones comerciales según el tipo de fabricante siendo los más conocidos por ser a prueba de agua entre otras propiedades los siguientes: tipo TW, vinanel 900, vinanel nylon, vulcanel EP, vulcanel XLP, THWN, RUW, TWD, THW, PILC, V, RHH.

Cada tipo de conductor tiene propiedades específicas que lo diferencian de otro, en la selección de un conductor deben considerarse los agentes que los afectan durante su operación y que se pueden agrupar como:

- I.- Agentes mecánicos.
- II.- Agentes químicos.
- III.- Agentes eléctricos.

Donde:

I.- *Agentes mecánicos*. La mayor parte de los ataques mecánicos que sufre un conductor se deben a agentes externos como son el desempaque, manejo e instalación que pueden afectar las características del conductor dañado y que producen fallas de operación, por lo

que es necesario prevenir el deterioro por agentes externos usando las técnicas adecuadas de manejo de materiales e inserción de conductores en canalizaciones.

Los principales agentes que pueden afectar mecánicamente a los conductores se pueden dividir en cuatro clases:

- a).- Presión mecánica.
- b).- Abrasión.
- c).- Elongación.
- d).- Dobleza a 180°.

Los cuales se describen a continuación:

a).- Presión mecánica.- se puede presentar en el manejo de los conductores por el paso o colocación de objetos pesados sobre los conductores su efecto puede ser una deformación permanente del aislamiento disminuyendo el espesor del mismo y apareciendo fisuras que pueden provocar fallas eléctricas futuras.

b).- Abrasión.- es un fenómeno que se presenta normalmente al introducir los conductores a las canalizaciones, cuando estas están mal preparadas y contienen rebabas o bordes punzo-cortantes también se pueden presentar durante el manejo de los conductores en las obras civiles semiterminadas.

c).- Elongación.- se presenta cuando hay más de dos curvas de 90° en una trayectoria unitaria de tubería, o cuando se trata de introducir más conductores en el tubo conduit de los permitidos por reglamento (deben ocupar el 40% de la sección disponible dejando libre la sección restante).

Tratándose de conductores de cobre debe tenerse cuidado que la tensión no exceda a 7kg/mm^2 ya que se corre el riesgo de alargar el propio metal, creándose un problema de aumento de resistencia eléctrica por disminución en la sección del conductor por otra parte la falta de adherencia del aislamiento provocado por el deslizamiento provoca puntos de falla latente.

d).- Dobleza a 180°.- este problema se presenta principalmente por el mal manejo de material, de tal forma que las moléculas del aislamiento que se encuentran en la parte exterior están sometidas a la tensión y las que se encuentran en la parte interior a la compresión este fenómeno se conoce en el argot técnico como la formación de "cocas".

II.- *Agentes químicos.* Un conductor se ve sujeto a ataques por agentes químicos que pueden ser diversos y que dependen de los contaminantes que se encuentran en el lugar de la instalación.

Estos agentes químicos contaminantes se pueden identificar en cuatro tipos generales que son: agua o humedad, hidrocarburos, ácidos y álcalis.

Por lo general no es posible eliminar en su totalidad los contaminantes de una instalación eléctrica por lo que se hace necesario el uso de conductores eléctricos que resistan los contaminantes en cada instalación eléctrica.

Las fallas por agentes químicos en los conductores se manifiestan como una disminución en el espesor del aislamiento como grietas con trazos de sulfatación en el aislamiento o por oxidación en el aislamiento caso típico que se manifiesta como un desprendimiento en forma de escamas.

En la tabla 3.3 se indican algunas propiedades de aislamientos a la acción de los contaminantes más comunes.

Tipo comercial	Álcalis	Ácidos	Humedad	Hidrocarburos
TW	Muy bueno	Muy bueno	Muy bueno	Bueno
VINANEL 900	Muy bueno	Muy bueno	Muy bueno	Bueno
VINANEL NYLON	Muy bueno	Excelente	Excelente	Inerte
VULCANEL EP	Muy bueno	Muy bueno	Excelente	Regular
VULCANEL XLP	Muy bueno	Muy bueno	Excelente	Regular

TABLA 3.3 Características de resistencia de los conductores de baja tensión al ataque de agentes químicos.

III.- *Agentes eléctricos.* Desde el punto de vista eléctrico la característica principal de los conductores de baja tensión se mide por la rigidez dieléctrica del aislamiento que es la que determina las condiciones de operación manteniendo la diferencia de potencial requerida dentro de los límites de seguridad permite soportar sobre cargas transitorias e impulsos de corriente provocados por corto circuito.

La habilidad eléctrica de los aislamientos para conductores en baja tensión es del orden de 600 Volts que es la tensión máxima a que están especificados por esta razón los conductores empleados en instalaciones eléctricas de baja tensión difícilmente fallan por causas meramente eléctricas en la mayoría de los casos fallan por fenómenos térmicos provocados por sobrecargas sostenidas o deficiencias en los sistemas de protección en caso de corto circuito.

En la tabla 3.4 se indican algunas propiedades de los conductores eléctricos comerciales desde el punto de vista de la rigidez dieléctrica en sus aislamientos.

IDENTIFICACIÓN COMERCIAL	kV/MM C.A. ELEVACIÓN RAPIDA	kW/MM C.A. IMPULSO
TW	12	40
VINANEL 900	12	40
VINANEL NYLON	15	45
VULCANEL EP	18	54
VULCANEL XLP	20	60

TABLA 3.4. Rigidez dieléctrica de los aislamientos usados en conductores de baja tensión.

3.3.2 Canalizaciones eléctricas.

Se entiende por canalización eléctrica a los dispositivos que se emplean en las instalaciones eléctricas para contener a los conductores de manera que queden protegidos contra deterioro mecánico y contaminación.

Los medios de canalización más comunes en las instalaciones eléctricas son: tubos conduit, ductos y charolas (ver figura 3.4).

- *Tubos Conduit;* es un tipo de tubo (de metal o plástico) usado para contener o proteger los conductores eléctricos usados en las instalaciones. Los tubos conduit metálicos pueden ser de aluminio, acero o aleaciones especiales, los tubos de acero a su vez se fabrican en los tipos pesados, semipesado y ligero, distinguiéndose uno de otro por el espesor de la pared.
- *Tubo conduit de acero pesado (pared gruesa);* Se fabrican en secciones circulares con diámetros que van de 13mm (1/2") a 152.4mm (6"). Se puede emplear en instalaciones visibles u ocultas ya sea embebido en concreto o embutido en mampostería en cualquier tipo de edificios y bajo cualquier condición atmosférica. (Figura 3.5).

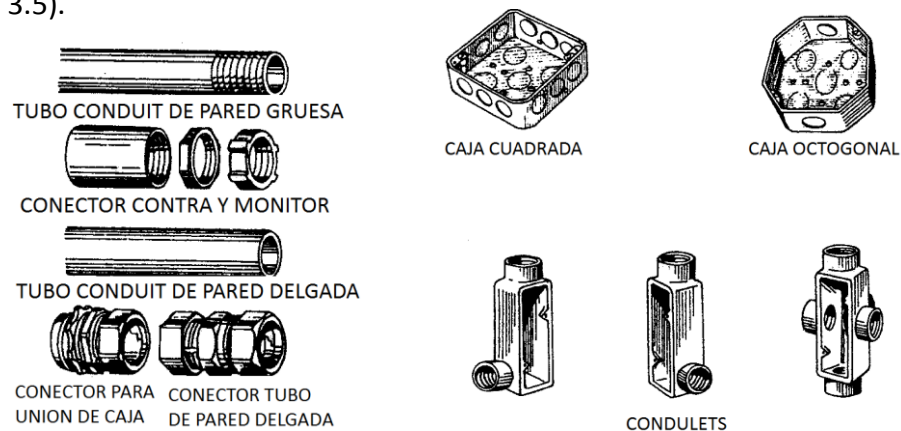


Figura 3.4 Elementos para canalización de conductores eléctrico.

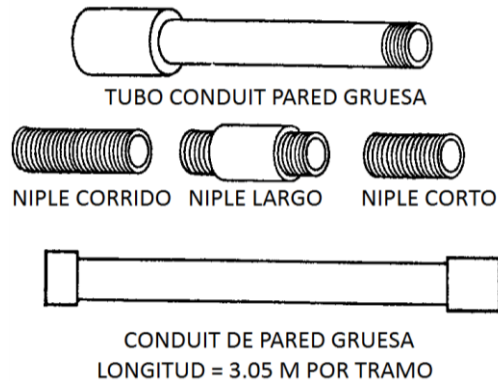


Figura 3.5 Tubo conduit pared gruesa y uniones.

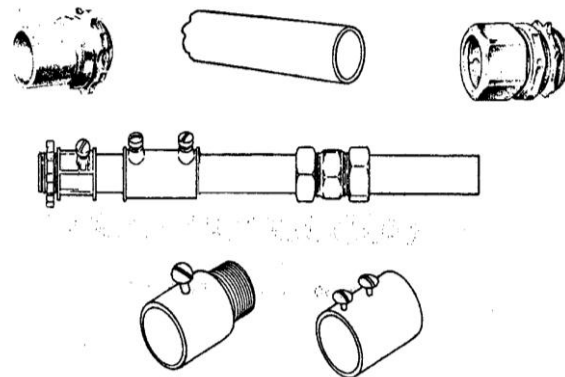


Figura 3.6 Tubo conduit pared delgada y uniones.

- *Tubo conduit metálico de pared delgada*; El diámetro máximo recomendable para este tubo es 51mm (2"). Su uso es permitido en instalaciones visibles u ocultas ya sea embebido en concreto o embutido en mampostería en lugares de ambiente seco no expuestos a humedad o ambiente corrosivo. (Figura 3.6).
- *Tubo conduit metálico flexible*; No se recomienda su uso en diámetros inferiores a 13mm (1/2") ni superiores a 102mm (4"). Se recomienda su uso en lugares secos donde no esté expuesto a corrosión o daño mecánico, o sea que se puede instalar embutido en muro de ladrillo o bloques similares así como en ranuras en contacto. (Figura 3.7).

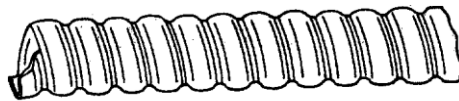


Figura 3.7 Tubo conduit flexible.

- *Tubo conduit de plástico rígido (PVC)*; Debe ser auto extingible, resistente al aplastamiento, a la humedad y a ciertos agentes químicos. No se recomienda su uso en instalaciones visibles donde el tubo este expuesto a daño mecánico.
- *Ductos metálicos*; los ductos metálicos se instalan en la superficie, proporcionan protección mecánica a los conductores y además los hacen accesibles para cambios o modificaciones en el alumbrado.

Los ductos metálicos se seleccionan sobre la base del número y tamaño de los conductores que deben alojar, existen distintas formas de ductos por aplicación.

- *Bus ducto (electroducto)*. Consiste de conductores en forma de barra dentro de un elemento metálico (ducto) que los contiene. Con la adecuada ventilación. El bus ducto se usa con mayor frecuencia para la conducción de corrientes elevadas.

Se fabrican en distintos estilos, tipo enchufable, atornillados, con aluminio o cobre, etc. (Figura 3.8).

Debido a la característica de manejar altas corrientes o demandas de potencia elevadas, su aplicación más común se encuentra en las instalaciones industriales, sin embargo su uso no está limitado a las instalaciones comerciales o de edificios de oficinas. Se usan frecuentemente como un sistema completo, tienen la desventaja de su alto costo y los accesorios complementarios que pueden ser de alto costo también.

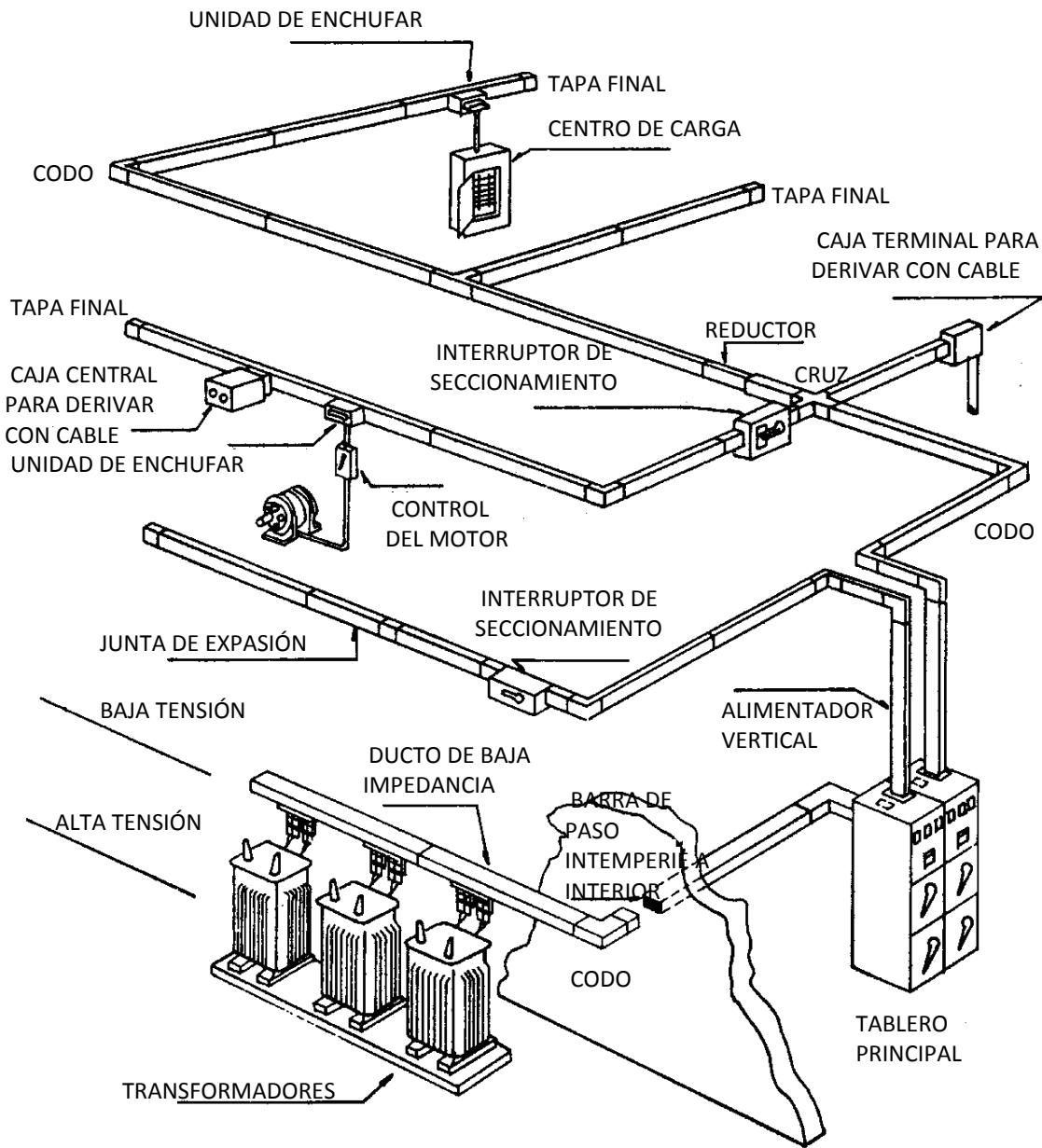


Figura 3.8 Trayectoria de electroductos en instalaciones eléctricas.

- *Charola*; los soportes tipo charola para cables. Es una unidad o conjunto de unidades o secciones y accesorios, que forman un sistema estructural rígido utilizado para portar cables y canalizaciones.

Los soportes tipo charola para cables no se limitan a los establecimientos industriales. Se fabrican de distintos tipos: escalera, malla, fondo ventilado y no metálico para zonas corrosivas en las que requiere aislamiento a la tensión eléctrica.

Los soportes tipo charola para cables se instalan como sistemas completos. En campo o durante la instalación se hacen curvas o modificaciones que deben estar de manera que se mantenga la continuidad eléctrica del sistema y el soporte continuo de los cables. En ocasiones se puede tener segmentos mecánicamente discontinuos entre tramos pero se debe mantener continuidad con uno o varios puentes de unión. (Figura 3.9).

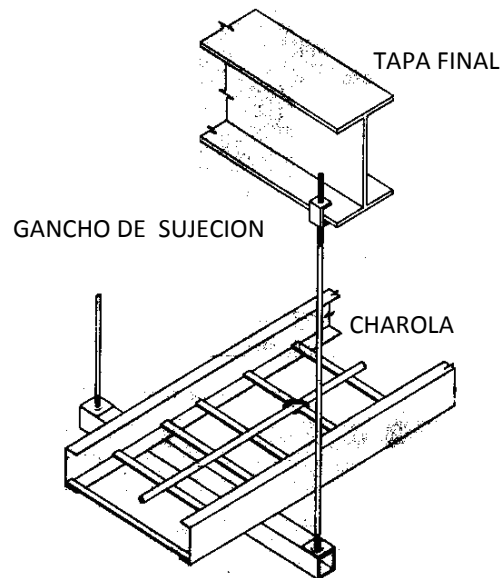


Figura 3.9 Soporte tipo charola para cables.

3.3.3 Cajas de conexiones.

En los métodos modernos para instalaciones eléctricas se puede decir que todas las conexiones de conductores o uniones entre conductores se deben realizar en cajas de conexión aprobadas para tal fin y que deben estar instaladas en donde puedan ser accesibles para poder hacer cambios en el alumbrado.

Por otra parte todos los apagadores y salidas para lámparas se deben encontrar alojados en cajas y en forma similar los contactos.

Las cajas se construyen metálicas y de plástico según se usen para instalaciones con tubo conduit metálico o con tubo de PVC o polietileno. Las cajas metálicas se construyen de acero galvanizado de cuatro formas principalmente: cuadradas, octagonales, rectangulares y circulares se fabrican de varios anchos, profundidades y perforaciones para acceso de tubería, hay perforaciones para acceso de tubería, hay perforaciones en las caras laterales y en el fondo.

En la figura 3.10 se muestran algunos tipos de cajas de conexión.

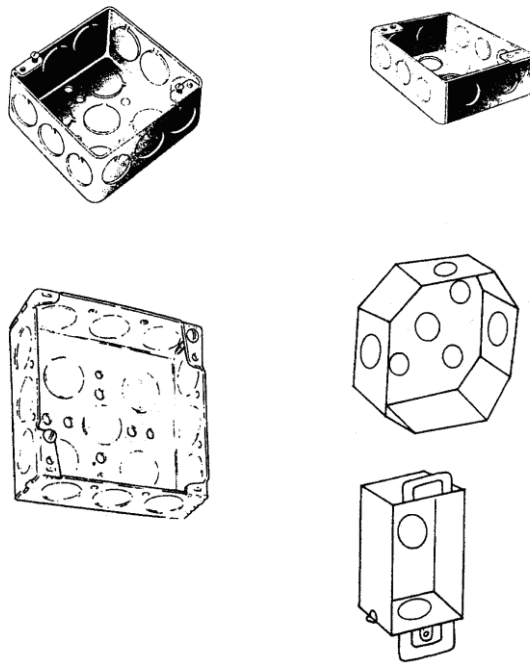


Figura 3.10 Cajas de unión para instalaciones eléctricas.

Dimensiones de cajas de conexión.

- Tipo rectangular: 6 x 10 cm de base por 3.8 cm de profundidad con perforaciones para tubo conduit de 13 mm. Tipo redondas: diámetro de 7.5 cm y 3.8 cm de profundidad perforaciones para tubo conduit de 13 mm.
- Tipo cuadradas: estas cajas tienen distintas medidas y se designan o clasifican de acuerdo con el diámetro de sus perforaciones en donde se conectan los tubos, designándose así como cajas cuadradas de 13, 19, 25, 32 mm, etc.

3.3.4 Conectores y accesorios en las instalaciones eléctricas.

Los conectores y accesorios son elementos relacionados principalmente con la parte “mecánica” de las instalaciones eléctricas, tubos conduit, ductos y electroductos o sea con las canalizaciones y no con los conductores eléctricos.

Dentro de la categoría de conectores y accesorios se tienen los llamados condulets, las cajas de conexión, las cajas para accesorios como son los conductos, apagadores, tapas, etc.

Condulets. Los condulets son elementos de conexión de los tubos conduit están fabricados por lo general de material rígido para trabajo rudo y permiten interconectar tramos de tubo, cambios de dirección en las canalizaciones, derivaciones, etc. De acuerdo con su función y forma se les da una designación como tipo “C”, tipo “LB”, tipo “LL”, tipo “LR”, tipo “T”.

Cajas de salida. Las cajas de salida se usan por lo general para conectar equipo o accesorios pequeños por lo general (contactos, apagadores, lámparas) y se encuentran en distintos tamaños. Una caja de salida puede servir también para seccionar conductores o para interconectarlos, generalmente se usan hasta conductores calibre No. 6 AWG, con perforaciones laterales y en el fondo terminadas de manera tal que los conductores que entren queden protegidos contra la abrasión (deterioro por rozamiento o corte de partes no pulidas o con rebabas).

Tapas o cubiertas. Todas las cajas de salida deben estar previstas de una tapa metálica en el caso de las cajas metálicas y en el caso de las no metálicas preferentemente del mismo material de la caja.

Conectores. Los tubos conduit deben ir fijos a las cajas de conexión, para esto se usan normalmente conectores de la medida apropiada, es común el uso de contras y monitores en las cajas de conexión metálicas.

Apagadores. Se define como un interruptor pequeño de acción rápida, operación manual, y baja capacidad, se usa para el control de aparatos domésticos y comerciales, así como unidades de alumbrado, debido a que la operación de los apagadores es manual, el voltaje nominal no debe exceder 600 volts.

3.4 Planeación de instalaciones eléctricas.

En términos generales se puede considerar la planeación de tres tipos de instalaciones eléctricas: residenciales, comerciales e industriales.

3.4.1 Planeación de instalaciones eléctricas residenciales.

El uso primario de las instalaciones eléctricas residenciales estaba dirigido hacia el alumbrado y salidas (contactos), en la actualidad dependiendo del tamaño y tipo de la instalación eléctrica se deben considerar elementos adicionales a los antes mencionados para ciertos casos especiales como son:

1. Calefacción y aire acondicionado.
2. Aparatos eléctricos.
3. Estufas eléctricas.
4. Alumbrado interior y exterior.
5. Sistema de comunicación.
6. Sistema de alarma.

En la planeación general de cualquier sistema eléctrico se deben considerar los siguientes factores generales:

1. Método de alambrado.
2. Alimentación de la compañía suministradora en forma aérea o subterránea.
3. Tipo de construcción del edificio.
4. Equipo de medición y protección en la alimentación.
5. Grado de alambrado requerido en luminarias y aparatos.
6. Selección de luminarias.
7. Tipo de calefacción y sistema de mantenimiento.
8. Alambrado de control para calefacción y aire acondicionado.
9. Sistema de alarma y señalización.

Para la mayoría de los servicios en casas habitación la alimentación es monofásica a 120 volts, de fase a neutro. Cuando la carga es mayor y requiere de un servicio trifásico entonces la alimentación es a 220 volts tres fases.

3.4.2 Planeación de instalaciones eléctricas comerciales.

Algunos aspectos a considerar en la instalación eléctrica de pequeños comercios, son los siguientes:

1. Tipo de construcción del edificio en donde se encuentra.
2. Determinar si la instalación formara parte de una nueva construcción o la ampliación o modernización de una ya existente.
3. Tipo de construcción de paredes, techo y piso, así como sus dimensiones.
4. Métodos de alambrado.
5. Localización y tipo de servicio de alimentación (aéreo o subterráneo).
6. Localización y tipo del equipo de medición y protección.

7. Tamaño de los circuitos alimentadores, tablero y equipo.
8. Alambrado para aparatos y áreas de exhibición.
9. Requerimientos de instalación para luminarias de acuerdo a su tipo.
10. Elección de la tensión para distribución de la energía en baja tensión (440, 220 o 127V).

En el caso de centros comerciales de tamaño medio, prácticamente se aplican los mismos criterios de planeación que en los pequeños, guardando las debidas proporciones. La tensión de alimentación en los pequeños centros comerciales puede ser de 127 volts de fase a neutro o 220 volts trifásico, en tanto que en los medianos es por lo general trifásico a 220 volts con una derivación a 127 volts de fase a neutro.

En los grandes centros comerciales, la tensión de distribución interna dependiendo de la magnitud de la carga y de las dimensiones del local puede ser 440 volts trifásicos, 220 volts trifásicos y en ambos casos se dispone por lo general de 127 volts de fase a neutro. Debido al valor de la carga total la alimentación es en alta tensión (6.6 kV o 13.2 kV) y entonces es necesario disponer de una subestación eléctrica para reducir el voltaje y distribuir a los centros de carga.

Los factores que se deben considerar en la instalación eléctrica de un centro comercial grande son:

1. Tipo de construcción de edificio (ladrillo, tabicón, concreto reforzado, madera, etc.) y acabados.
2. Tipo de techo, pisos, altura de techo, plafón o falso plafón, separación de piso y plafones, áreas dentro del mismo comercio, etc.
3. Método de alambrado recomendable, (tubo conduit, charola, ductos).
4. Tipo de equipo de medición y protección de la compañía suministradora.
5. Tipo y localización (acometida) de los conductores de servicio.
6. Tipo de luminarias, forma de montaje de las mismas, lámparas a usar de las distintas áreas, etc.
7. Aire acondicionado y alimentación a equipos de refrigeración.
8. Alimentación a las áreas de exhibición.
9. Alimentación al alumbrado de estacionamientos, área de descarga y carga de materiales.

3.4.3 Planeación de instalaciones eléctricas industriales.

Por lo general se requiere de alimentación en alta tensión trifásica, usando una o mas subestaciones eléctricas para la reducción de tensiones de utilización y la distribución apropiada.

Los factores más importantes a considerar, son los siguientes:

1. Si se trata de una nueva instalación o bien una ampliación o modificación de una ya existente.
2. Tipo de construcción general del edificio, es decir, ladrillo, tabicón, concreto reforzado, estructura de acero, techo de diente de sierra, etc.
3. Tipo de piso, techo, niveles de piso, etc.
4. Tipo de servicio de alimentación (tensión, conexión del transformador, valor de corriente de corto circuito, alimentación aérea o subterránea, etc.)
5. Voltaje de distribución para alumbrado y fuerza.
6. Tipo de equipo requerido y sus características principales (subestación unitaria, interruptor, tableros de fuerza, centro de control de motores, etc.)
7. Tipo de distribución de voltaje interno, incluyendo subestaciones reductoras.
8. Método de alambrado, charolas, ductos, tubos conduit, etc.
9. Tipo de tableros de alumbrado y fuerza.
10. Lista de motores, potencias tipos de arrancadores y control en general.
11. Tipos de luminarias, formas de montaje y alimentación.
12. Sistemas de alarma y señalización.
13. Métodos de conexión a tierra de equipo y red a tierra en caso de ser requerida.
14. Ciclo de trabajo, numero de turnos de trabajo, condiciones de seguridad e higiene.
15. Elección de la tensión para distribución de la energía en baja tensión (440, 220 o 127V).

3.5 Cálculo de los conductores por caída de voltaje.

El voltaje en las terminales de la carga es por lo general menor que el voltaje de alimentación, la diferencia de voltaje entre estos dos puntos se conoce como “la caída de voltaje” las normas técnicas para instalaciones eléctricas recomiendan que la máxima caída de tensión (desde la alimentación hasta la carga) no debe exceder al 5%, 3% se permite a los circuitos derivados (del tablero o interruptor a la salida para utilización) y el otro 2% se permite al alimentador (de la alimentación al tablero principal).

Una caída de tensión excesiva (mayor del 5%) conduce a resultados indeseables debido a que el voltaje en la carga se reduce, en las lámparas incandescentes se reduce notablemente el nivel de iluminación, en las lámparas fluorescentes se tiene problemas, como dificultad para arrancar, parpadeo, calentamiento de las balastras, etc., en el equipo de control, los relevadores pueden no operar; en los motores la reducción de voltaje se traduce en un incremento en la corriente, lo cual produce sobrecalentamiento y algunas veces causa problemas de arranque, por esta razón no es suficiente calcular los conductores por corriente, es decir, seleccionar el calibre de un conductor de acuerdo por la corriente que circulara por el. También es necesario que la caída de voltaje en el conductor no exceda los valores establecidos por el reglamento de obras e instalaciones

eléctricas (que son 2% caída de voltaje en instalaciones residenciales y un máximo de 5% en instalaciones industriales, desde el punto de alimentación hasta el último punto.

Para estar seguros de que las caídas de voltaje no excedan esos valores es necesario calcular las caídas de voltaje en los circuitos derivados y en los alimentadores.

En las fórmulas que se desarrollan a continuación, se empleara la siguiente nomenclatura:

- W = Potencia en watts.
- I = Corriente en amperes por conductor.
- E_f = Voltaje entre fases.
- E_n = Voltaje de línea a neutro.
- $\cos\theta$ = Factor de potencia.
- R = Resistencia de un conductor en ohms.
- ρ = Resistividad del cobre $1/58 \text{ (m}^2/\text{mm}^2) \approx 1/50$.
- L = Longitud del conductor en metros.
- SA = Sección del conductor en mm^2 .
- e = Caída de voltaje de fase a neutro en volts.
- e_f = Caída de voltaje entre fases, en Volts.
- $e\%$ = Caída de voltaje en porciento.

$$e\% = \frac{E_n * 100}{E_n} = \frac{E_f * 100}{E_f}$$

- *Sistemas monofásicos*

El estudio de la caída de tensión se puede efectuar para casos específicos, similares a los que se tienen en las instalaciones eléctricas, pero el concepto general es el mismo usado en circuitos eléctricos. Considérese el siguiente circuito simplificado.

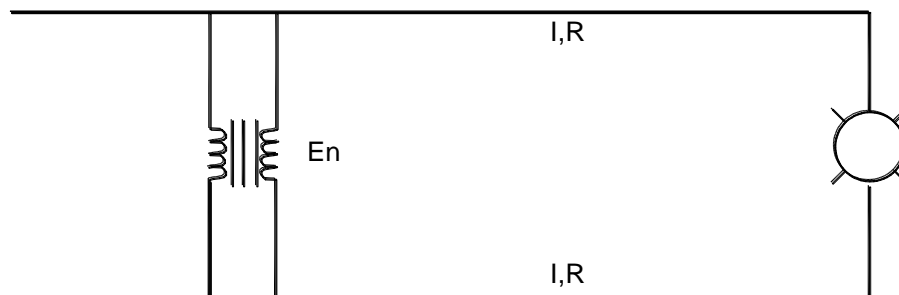


Figura 3.11 Circuito monofásico simplificado.

La potencia que consume la carga es:

$$W = En * I * \cos \theta$$

$$I = \frac{W}{En * \cos \theta}$$

La caída de voltaje por resistencia en el conductor es:

$$e = 2 * R * I$$

La resistencia del conductor es:

$$R = \frac{\rho L}{SA} = \frac{1}{50} \frac{L}{SA}$$

Donde:

$$e = \frac{1}{25} \frac{LI}{SA}$$

$$e\% = \frac{LI}{25SA} \frac{100}{V_N} = 4 \frac{LI}{V_N S}$$

Ejemplo: Calcular la caída de voltaje en el circuito derivado de un motor de 2 HP, monofásico a 115 volts, que tiene una longitud de conductor del punto de alimentación al punto de conexión del motor de 25 metros, el alambre es de cobre (ver figura 3.12).

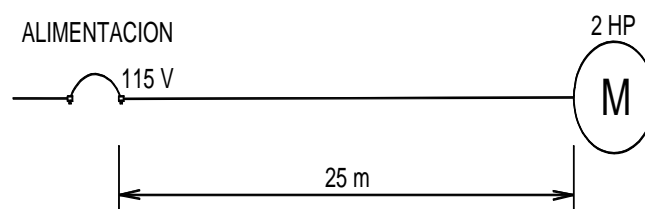


Figura 3.12 Circuito derivado de un motor.

Para un motor monofásico de 2 HP a 115 V, la corriente a plena carga es:

$$I_{pc} = 24A$$

$$1.25I_{pc} = 1.25 \times 24 = 30A$$

Calibre del conductor (dos conductores en tubo conduit) No. 10 AWG.

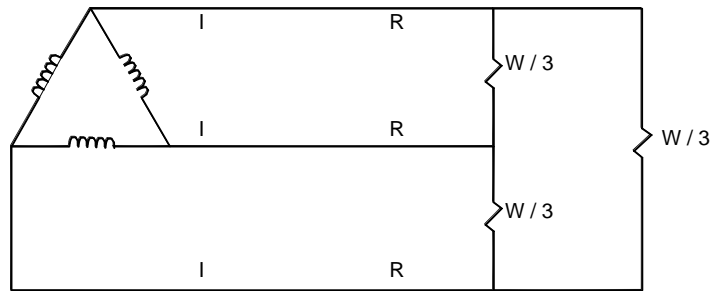
Para un alambre No. 10, $S = 5.26 \text{ mm}^2$; también de datos $L = 25 \text{ metros}$.

La caída de voltaje en porciento es:

$$e\% = \frac{4 \times 25 \times 24}{115 \times 5.26} = 4\%$$

- Sistema trifásico a tres hilos.

El circuito simplificado se puede representar en la figura siguiente:



$W/3 = \text{CARGA POR FASE}$

Figura 3.13 Sistema trifásico a tres hilos

La potencia que consume la carga trifásica es:

$$W = \sqrt{3} * E_f * I * \cos \theta$$

$$I = \frac{W}{\sqrt{3} * E_f * \cos \theta}$$

La caída de voltaje entre fases es:

$$e_F = \sqrt{3} * R * I$$

Pero si el conductor utilizado es de Cu entonces $\rho = 1/50$, sustituyendo en la ecuación de R:

$$R = \frac{\rho * L}{SA} = \frac{1}{50} * \frac{L}{SA}$$

$$e = \frac{\sqrt{3}}{50} * \frac{L * I}{SA}$$

El porcentaje de caída de voltaje es:

$$e\% = \frac{e}{E_f} * 100 = \frac{\sqrt{3} * L * I}{50 * S * E_f} * 100$$

$$e\% = \frac{2 * \sqrt{3} * L * I}{SA * E_f}$$

- Sistema trifásico a cuatro hilos

Este es caso típico de los sistemas conectados en estrella (3 hilos) con neutro (el cuarto hilo), se representa como sigue:

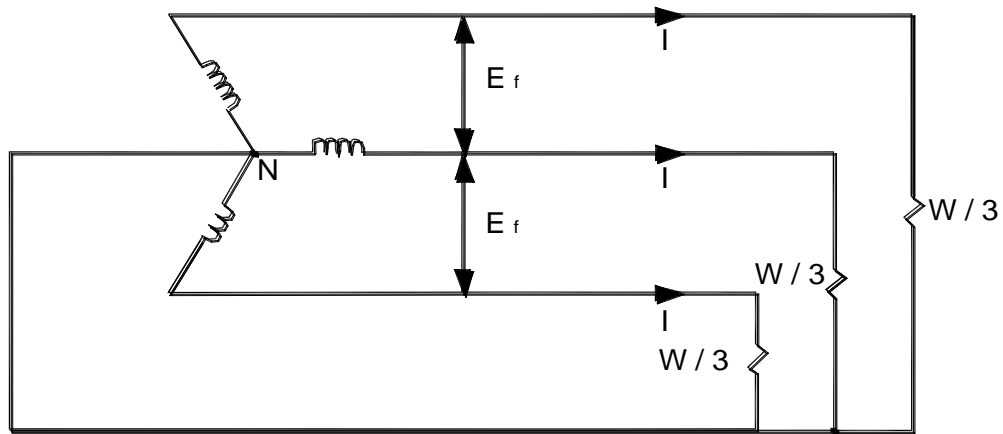


Figura 3.14 Sistema trifásico a cuatro hilos.

La potencia que consume la carga trifásica es:

$$W = \sqrt{3} * E_f * I * \cos \theta = 3 * E_n * I * \cos \theta$$

$$I = \frac{W}{\sqrt{3} * E_f * \cos \theta} = \frac{W}{3 * E_n * \cos \theta}$$

La caída de voltaje al neutro es:

$$e = R * I = \frac{L * I}{50 * SA}$$

Expresando esta caída de voltaje en porcentaje:

$$e = R * I = \frac{L * I}{50 * SA}$$

$$e\% = \frac{e}{En} * 100 = \frac{L * I}{50 * SA * En} * 100$$

$$e\% = \frac{2 * L * I}{SA * En}$$

3.6 Utilización recomendable de los sistemas de distribución.

Para alimentar distintos tipos de cargas, ya sea comercial o industrial, que tienen características variables, el proyectista debe tener una idea clara de cuáles son los elementos importantes a considerar en la selección de un sistema de distribución. Las características más importantes de cada uno de estos sistemas se describen a continuación:

a).- Sistema monofásico con dos conductores.

Este sistema se usa por lo general para alimentar cargas de alumbrado cuyo valor no excede a 3750 Watts por circuito, se usa también en la alimentación de circuitos de 20 y 30 amperes.

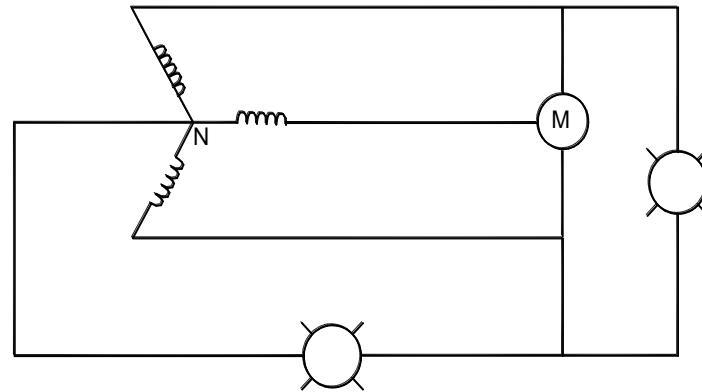
b).- Sistema trifásico con tres conductores.

Este sistema puede ser la salida de una conexión delta en un transformador o bien de una conexión estrella sin conductor al neutro. Desde luego que la conexión se usará para alimentar cargas trifásicas, como es el caso de los motores que operan con voltajes de 220 Volts ó 440 Volts.

c).- Sistema trifásico a cuatro hilos.

Este es uno de los sistemas de alimentación más usados ya que resulta flexible para la alimentación de cargas trifásicas (con los tres conductores de fase) y monofásicos (con una fase y neutro), por ejemplo, se pueden alimentar motores trifásicos a 220 Volts y alumbrado a $220\sqrt{3} = 127 \text{ Volts}$.

Debido a esta flexibilidad para la alimentación de distintos tipos de cargas tanto monofásicas como trifásicas, el sistema a 4 hilos es uno de los preferidos en México.



SISTEMA TRIFÁSICO DE 4 HILOS

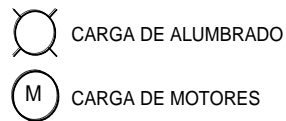


Figura 3.15 Utilización de un sistema trifásico a cuatro hilos.

3.7 Sistemas de distribución en baja tensión.

El sistema de distribución secundario se limita a aquella parte del sistema eléctrico que conecta el equipo de la planta con la subestación en el centro de carga. Es de tanta importancia como la subestación misma o como el sistema primario.

- a) Sistema radial. Consiste en un cable primario alimentado un transformador y de ahí unas barras alimentadoras en baja tensión; este sistema es el más económico, ofrece una buena seguridad, bastante adaptabilidad y fácil aumento de capacidad, junto con sencillez de conservación, poca inversión en equipo y ventaja de no requerirse operarios para su operación.
- b) Sistema secundario selectivo. Consiste en dos sistemas radiales con un enlace disponible para casos de emergencia, este sistema permite una división completa desde el primario hasta las barras del secundario, de tal manera que cualquier parte del sistema se pueda desconectar en caso de falla y el resto de la carga ser alimentada por el interruptor de enlace más conveniente. En resumen este sistema aumenta la flexibilidad en la operación y en el mantenimiento con un incremento en el costo inicial.
- c) Sistema primario selectivo. Consiste en dos fuentes de energía en el lado primario, lo cual prevé mayor seguridad a cualquiera de los sistemas secundarios básicos, a pesar de que no es parte integral del sistema secundario.

3.8 Sistemas de tierras.

El objetivo de una conexión a tierra es facilitar el paso de corriente del sistema de potencia a tierra en caso de falla; la oposición que presenta a la circulación de esta corriente se llama resistencias de tierra.

La resistencia eléctrica total del sistema de tierra, debe conservarse en un valor (incluyendo todos los elementos que forman al sistema) menor a 25 OHMS, para subestaciones hasta 250 KVA y 34.5 KV., 10 ohms en subestaciones mayores a 250 KVA hasta 34.5 KV y de 5 ohms, en subestaciones que operen con tensiones mayores a los 34.5 KV.

En una instalación eléctrica la conexión a tierra tiene una gran importancia para la protección del personal y de los equipos.

La construcción de una red de tierra tiene por objeto reducir la resistencia de tierra; esta red se encuentra formada por un conjunto de conductores enterrados a una profundidad de 30 a 50 centímetros, espaciados en forma uniforme y conectados a varilla de 3 metros de longitud.

Las funciones de la red de tierra son las siguientes:

- a) Conducir o drenar a tierra las corrientes producidas por sobretensiones.
- b) Evitar sobrevoltajes peligrosos que pongan en riesgo la seguridad del personal.
- c) Para la operación del sistema eléctrico como son las conexiones de los neutros de equipo, evita sobrevoltaje que resulten peligrosos para los mismos y al personal.
- d) Conexiones a tierra que se realicen temporalmente durante maniobras o mantenimiento de la instalación.
- e) La disponibilidad de una conexión a tierra para descargas atmosféricas.

3.8.1 Elementos para el cálculo de sistema de tierras.

Los elementos necesarios para el cálculo de una red de tierras son:

a) Selección del material de tierra. El conductor para el material de tierra, debe cumplir con:

- Una alta conductividad, normalmente se usa el cobre.
- Un bajo índice de comisión, por efecto del terreno.
- Un bajo índice de corrosión, debido a la acción galvánica.

b) Determinación del tamaño del conductor de tierra. En la selección del tamaño (calibre) del conductor usado en una malla de tierras intervienen los siguientes factores:

- Que tenga estabilidad térmica, en las corrientes de falla a tierra.

- Que sea mecánicamente resistente.
- Que tenga una duración de al menos 50 años sin rupturas, en la red de tierras, debido a problemas de corrosión.
- Que tenga una conductividad adecuada, para no contribuir sustancialmente de potencial locales.

Desde el punto de vista de las consideraciones térmicas el tamaño del conductor depende, de los siguientes factores:

- El valor de la corriente de la corriente de falla a tierra.
- El tiempo de interrupción de falla.
- El material del conductor.

c) Arreglo preliminar de los conductores de tierra.

El arreglo preliminar de los conductores de tierra, se decide sobre las siguientes bases:

- Un conductor de tierra continuo debe rodear el aérea de la instalación, particularmente de la subestación eléctrica, para encerrar la mayor cantidad posible de terreno.
- Conductores de tierra adicionales, se colocan en líneas paralelas distribuidos uniformemente en forma de cuadrícula, con separaciones razonables.
- Eventualmente se pueden usar en algunas áreas, placa de cobre en lugar de la malla cuadrículada; esto especialmente donde la magnitud de las corrientes de falla es elevada, o bien en donde la resistividad del terreno es muy elevada, o también en salas en donde se efectúan mediciones precisas, y se requiere un buen blindaje con poca interferencia.

3.8.2 Corriente de cortocircuito.

Un sistema de tierras que esta diseñado bajo el criterio de la mínima resistencia de aterrizamiento, no garantiza necesariamente seguridad, ya que no hay relación simple entre la resistencia de conexión a tierra y la máxima corriente de cotocircuito a la cual una persona puede estar expuesta, por lo tanto es importante calcular el valor máximo de corto circuito.

Un cortocircuito es una falla en un aparato o línea eléctrica por la cual la corriente pasa del conductor activo (o vivo) al neutro en sistemas de corriente alterna o desde el polo positivo al negativo cuando se trata de corriente continua. Un cortocircuito se produce cuando la resistencia de un circuito eléctrico es muy pequeña, provocando que el valor de la corriente que circula sea excesivamente grande, debido a esto se puede llegar a producir la rotura de la fuente o la destrucción de los cables.

Para calcular la corriente de corto circuito de falla a tierra se utiliza la siguiente formula:

$$I_{cc} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * K_V}$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de corto circuito trifásica en amperes.

MVA = Potencia de corto circuito trifásica en MVA.

K_V = Tensión de suministro en KV.

3.8.3 Varillas.

La varilla Copperweld es una de las más usadas, ya que es de bajo costo de material. Este tipo de electrodo esta hecho de acero y recubierto de una capa de cobre, su longitud es de 3.05 metros y un diámetro de 16 milímetros. Esta varilla se debe enterrar en forma vertical y a una profundidad de por lo menos 2.4 metros, esto por norma. También por norma se acepta que la varilla vaya enterrada en forma horizontal, siempre y cuando sea en una zanja de mínimo 80cm de profundidad, pero no es muy recomendable. La varilla copperweld no tiene mucha área de contacto, pero sí una longitud considerable, con la cual es posible un contacto con capas de tierra húmedas, lo cual se obtiene un valor de resistencia bajo.

Las varillas o electrodos se consideran como un complemento de la malla de tierras; y se deben distribuir de manera uniforme, y cercanos a puntos donde se encuentra el equipo instalado. Una regla práctica para determinar el número mínimo de electrodos (varillas de tierra) indica que se debe dividir la corriente de falla entre 500; es decir:

$$\text{Numero de varillas de 10 pies} * 3/8 = \text{Corriente de falla} / 500$$

Por ejemplo para una corriente de falla de 5000 A el numero de varillas es: $5000/500 = 10$ las cuales se pueden observar en la siguiente figura:

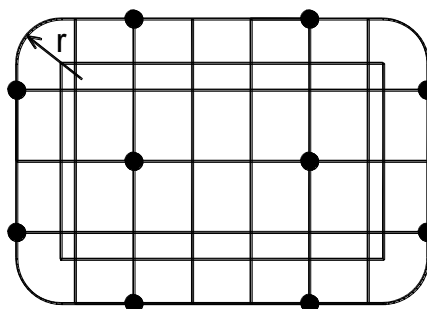


Figura 3.16 Malla y electrodos.

Donde:

r = radio el mas amplio.

⬤ = electrodo.

El radio equivalente se calcula se calcula con la siguiente fórmula:

$$r = \sqrt{\frac{Ar}{\pi}}$$

Donde:

r = radio equivalente en metros.

Ar = Área total encerrada por la malla propuesta en m^2 .

3.8.4 Longitud del conductor.

Para calcular la longitud del conductor total de la malla se necesita tener una geometría de la malla de tierra y sus dimensiones principales la cual se muestra a continuación:

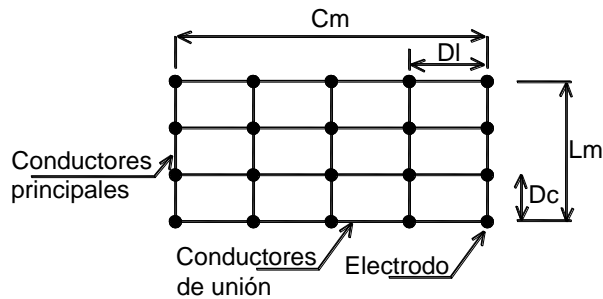


Figura 3.17 Geometría de la malla.

a) Conductores principales.

Se denominan así aquellos que se instalan en la dirección que corresponde al ancho de la malla de tierra y se calcula con la ecuación:

$$N_{cp} = \frac{Cm}{Dl} + 1$$

Donde:

Cm = Longitud de la malla de tierras en metros.

Dl = Distancia entre los cables correspondientes al ancho de la malla de tierra en metros.

b) Conductores de unión.

Se denominan así a aquellos instalados en la dirección que corresponde a la longitud de la malla de tierras, se calculan de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$N_{cv} = \frac{Lm}{Dc} + 1$$

Donde:

Lm = Ancho de la malla de tierra en metros.

Dc = Distancia entre los cables correspondientes a la longitud de la malla de tierras en metros.

Los espacios *DI* y *Dc* se pueden tomar inicialmente entre el 5% y el 10% del valor de la longitud y del ancho de la malla respectivamente.

La longitud del conductor de la malla de tierras se puede calcular por medio de la siguiente ecuación, en donde aparece un factor de 1.05 que corresponde al aumento del cable de la malla por los conductores de conexión y los conductores de conexión entre los equipos y la malla de tierra.

$$L_{cm} = 1.05 * ((Cm * N_{cv}) + (Lm * N_{cp}))$$

3.8.5 Calibre de conductor para la malla de tierras.

La sección mínima del conductor se determina en función de la corriente de cortocircuito y de su tiempo de duración. Para cada tipo de unión de los conductores de la malla, la tabla 3.5 proporciona el valor unitario de la sección mínima del conductor (k) de cobre, en función del tipo de unión o empalme, de modo que la sección mínima del conductor es:

$$S_c = K * I_{ft}$$

Donde:

I_{ft} = Corriente de falla a tierra.

Tiempo (s)	Cables simples con soldadura exotérmica (K)	Cables con juntas soldadas (K)	Cables con juntas unidas (K)
30.0	0.20268	0.025335	0.032935
4.0	0.007093	0.010134	0.012160
1.0	0.003546	0.005067	0.006080
0.5	0.002533	0.003293	0.004306

TABLA 3.5. Sección mínima del conductor en mm²/A

3.8.6 Resistencia esperada en la malla.

El sistema de tierras debe tener una resistencia a tierra suficientemente baja para minimizar los riesgos al personal en función de la tensión eléctrica, se considera aceptable un valor de 10 ohms; en terrenos con alta resistividad este valor puede llegar a ser hasta de 25 ohms. Si la resistividad es mayor a 3000 ohms/m se permiten 50 ohms para permitir la operación de los dispositivos de protección.

Por lo anterior para el diseño de un sistema de tierras es de primordial importancia conocer previamente las características del suelo, principalmente lo que se refiere a la homogeneidad de su constitución. En la tabla 3.6 se indican los valores de resistividad de suelos de distinta naturaleza. Para los cálculos exactos de la resistividad del suelo es necesario hacer mediciones con equipos tipo megger para resistividad del suelo.

Naturaleza de los suelos	Resistividad (ohm*m)	
	Mínima	Máxima
Suelos orgánicos y pantanosos	-----	30
Lodo	20	100
Húmedo	10	150
Arcillas plásticas	-----	50
Arcillas compactas	100	200
Arena arcillosa	50	500
Arena silicosa	200	3,000
Suelo con piedra	1,500	3,000
Suelo con piedra cubierta de hierba	300	500
Calcareo blanco	100	400
Calcareo compacto	100	5,000
Calcareo fisurado	500	1,000
Mixto	50	300
Granito y arena	100	1,000

Con la resistividad del suelo bien identificada se puede obtener el total de la resistividad esperada con la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

ρ = resistividad del suelo.

r = radio equivalente en metros.

L = longitud de la malla.

El sótano es 1000 m² aproximadamente el cual se dividió por zonas para que en cada una se determine la carga y su circuito correspondiente.

Cada zona tiene su valor de carga, esto depende del número de luminarias y/o contactos colocados (ver anexo A).

De acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 menciona lo siguiente en el artículo 220-3 a) "Cargas continuas y no continuas. La capacidad nominal del circuito derivado no debe ser inferior a la suma de la carga no continua más el 125% de la carga continua. El tamaño nominal mínimo de los conductores del circuito derivado, sin aplicar ningún factor de ajuste o corrección, debe permitir una capacidad de conducción de corriente igual o mayor que la de la suma de la carga no continua, más el 125% de la carga continua."¹

Por lo anterior para cada zona se considera el 125% de la carga continua.

4. 1 Cargas por zona.

En la siguiente tabla (tabla 4.1) se indican las luminarias colocadas en cada zona y la potencia consumida.

Zona	No. Cargas	Tipo de carga	Watts
1	15	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x26 W	$(15 \times 26) \times 1.25 = 487.5 \text{ W}$
2	7	Luminaria de suspender para dos lámparas fluorescentes de 1x18 W y 1x34 W	$((7 \times 18) + (7 \times 34)) \times 1.25 = 455 \text{ W}$
3	10	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x54 W	$(10 \times 54) \times 1.25 = 675 \text{ W}$
4	16	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x54 W	$(16 \times 54) \times 1.25 = 1,080 \text{ W}$
5	12	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x54 W.	$(12 \times 54) \times 1.25 = 810 \text{ W}$
	6	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x26 W	$(6 \times 26) \times 1.25 = 195 \text{ W}$ total = 810 + 195 = 1,005 W
6	3	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x54 W	$(3 \times 54) \times 1.25 = 202.5 \text{ W}$
	10	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x26 W	$(10 \times 26) \times 1.25 = 325 \text{ W}$

¹ NOM-001-SEDE-2005, pág.45.

	6	fluorescente de 1x26 W Luminaria de suspender para lámpara lineal de 2 x 54 W	= 325 W $((6 \times (2 \times 54)) \times 1.25$ = 810 W
	1	Canaleta lineal Interconectable para lámpara fluorescente lineal 1 x 14 W	$(1 \times 14) \times 1.25$ = 17.5 W total = 202.5 + 325 + 810 + 17.5 = 1355 W
7	8	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x54 W	$(8 \times 54) \times 1.25$ = 540 W
	3	Luminaria de suspender para dos lámparas fluorescentes circular de 1x 18 W y de 1 x 34 W	$((3 \times 18) + (3 \times 34)) \times$ 1.25 = 195 W
	3	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x26 W	$(3 \times 26) \times 1.25 =$ 97.5 W
	2	Luminaria arbotante para 2 lámparas fluorescentes de 13 W	$(2 \times (2 \times 13)) \times 1.25$ = 65 W
	5	Luminaria de empotrar a muro, para lámpara fluorescente doble de 26 W	$(5 \times 26) \times 1.25 =$ 162.5 W
	1	Canaleta lineal interconectable para lámpara fluorescente lineal 1 x 28 W	$(1 \times 28) \times 1.25 =$ 35 W total = 540 + 195 + 97.5 + 65 + 162.5 + 35 = 1095 W
8	5	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x54 W	$(5 \times 54) \times 1.25 =$ 337.5 W
	10	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x26 W	$(10 \times 26) \times 1.25 =$ 325 W total = 337.5 + 325 = 662.5 W
9	2	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x54 W	$(2 \times 54) \times 1.25 =$ 135 W
	1	Luminaria de empotrar para lámpara fluorescente de 1x26 W	$(1 \times 26) \times 1.25 =$ 32.5 W
	8	Luminaria para suspender para lámpara fluorescente lineal de 2 x 54 W	$(8 \times (2 \times 54)) \times 1.25 =$ 1080 W total = 135 + 32.5 + 1080 = 1247.5 W

Tabla 4.1 Cantidad de luminarias por zona.

A continuación se establecen los contactos normales colocados en cada zona y la potencia consumida (ver tabla 4.2).

En base al artículo 220-3 inciso c en el punto 7 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 menciona que la carga para los receptáculos se tomará a no menos de 180 VA

por salida. “7) Otras salidas: debe considerarse carga mínima de 180 VA por salida. Para salidas en receptáculos, cada receptáculo sencillo o múltiple instalado en el mismo puente debe considerarse a no menos de 180 VA.”²

Zona	No. Cargas	Tipo de carga	Watts
10	3	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(3 \times 180) \times 0.9 = 486 \text{ W}$
11	6	Contacto en piso 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$
12	6	Contacto en piso 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$
13	4 1	Contacto en piso 180 VA, 127 V Contacto en muro 180 W, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
14	3	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(3 \times 180) \times 0.9 = 486 \text{ W}$
15	5	Contacto en piso 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
16	5	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
17	5	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
18	6	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$
19	6	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$
20	6	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$
21	5	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
22	6	Contacto en piso 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$
23	4 2	Contacto en muro 180 VA, 127 V Contacto en piso 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$
24	6	Contacto en piso 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$
25	3 2	Contacto en muro 180 VA, 127 V Contacto en piso 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
26	7	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(7 \times 180) \times 0.9 = 1134 \text{ W}$
27	5	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
28	5	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
29	5	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
30	5	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
31	7	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(7 \times 180) \times 0.9 = 1134 \text{ W}$
32	5 1	Contacto en muro 180 VA, 127 V Contacto en plafón 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$
33	2 2 1	Contacto en piso 180 VA, 127 V Contacto en muro 180 VA, 127 V Contacto en plafón 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
34	3 2	Contacto en muro 180 VA, 127 V Contacto en piso 180 VA, 127 V	$(5 \times 180) \times 0.9 = 810 \text{ W}$
35	5	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(6 \times 180) \times 0.9 = 972 \text{ W}$

² NOM-001-SEDE-2005, pág.46.

	1	Contacto en piso 180 VA, 127 V	
36	4	Contacto en muro 180 VA, 127 V	$(4 \times 180) \times 0.9 = 648 \text{ W}$

Tabla 4.2 Cantidad de contactos normales por zona.

En el siguiente cuadro (tabla 4.3) se indica la cantidad de contactos regulados colocados en cada zona en el sótano y la potencia consumida.

Zona	No. Cargas	Tipo de carga	Watts
1	5	Contacto en piso 300 W	$5 \times 300 = 1500 \text{ W}$
2	4	Contacto en piso 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
3	4	Contacto en piso 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
4	4	Contacto en piso 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
5	4	Contacto en piso 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
6	4	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
7	4	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
8	4	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
9	4	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
10	4	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
11	4	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
12	3	Contacto en muro 300 W	$3 \times 300 = 900 \text{ W}$
13	3	Contacto en muro 300 W	$3 \times 300 = 900 \text{ W}$
14	3	Contacto en muro 300 W	$3 \times 300 = 900 \text{ W}$
15	3	Contacto en muro 300 W	$3 \times 300 = 900 \text{ W}$
16	2	Contacto en muro 300 W	$2 \times 300 = 600 \text{ W}$
17	4	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
18	6	Contacto en piso 300 W	$6 \times 300 = 1800 \text{ W}$
19	4	Contacto en piso 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
20	4	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
21	3	Contacto en muro 300 W	$5 \times 300 = 1500 \text{ W}$
	2	Contacto en piso 300 W	
22	2	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
	2	Contacto en piso 300 W	
23	2	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
	2	Contacto en piso 300 W	
24	5	Contacto en muro 300 W	$5 \times 300 = 1500 \text{ W}$
25	4	Contacto en muro 300 W	$4 \times 300 = 1200 \text{ W}$
26	3	Contacto en muro 300 W	$3 \times 300 = 900 \text{ W}$
27	3	Contacto en muro 300 W	$3 \times 300 = 900 \text{ W}$
28	3	Contacto en muro 300 W	$3 \times 300 = 900 \text{ W}$
29	3	Contacto en muro 300 W	$3 \times 300 = 900 \text{ W}$

30	4 1	Contacto en muro 300 W Contacto en piso 300 W	5 x 300 = 1500 W
31	2 2	Contacto en muro 300 W Contacto en piso 300 W	4 x 300 = 1200 W
32	5	Contacto en muro 300 W	5 x 300 = 1500 W
33	4	Contacto en muro 300 W	4 x 300 = 1200 W
34	2 1	Contacto en muro 300 W Contacto en piso 300 W	3 x 300 = 900 W

Tabla 4.3 Cantidad de contactos regulados por zona.

De acuerdo con las zonas anteriores se decidió colocar 4 tableros: uno para alumbrado, uno para contactos normales y dos tableros para contactos regulados.

El tablero "CPN" colocado entre los ejes B y 5 contiene las zonas 1,2,3 y 4 de alumbrado y las zonas 10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20 y 21 de contactos normales.

El tablero "CON" colocado entre los ejes D y 1-2 contiene las zonas 5,6,7,8 y 9 de alumbrado y las zonas 22,23,24,25,26,27,28,29,30,31,32,33,34,35 y 36 de contactos normales.

El tablero "CPR" colocado entre los ejes B y 5 contiene las zonas 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17.

El tablero "COR" colocado entre los ejes D y 1-2 contiene las zonas 18,19,20,21,22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 y 34.

La ubicación de los tableros y el circuito en cada zona pueden verse en los planos de alumbrado, contactos regulados y contactos normales (ver anexo A).

En el siguiente cuadro (tabla 4.4) se resumen los tableros colocados en el sótano:

TABLERO	POTENCIA W	SERVICIO	TIPO	ALIMENTACION	TENSION
"CPN" NQOD204L22	12,579.5	NORMAL	ALUMBRADO Y CONTACTOS	3F, 4H, 60 HZ	220/127 V
"CON" NQOD244L22	18,811	NORMAL	ALUMBRADO Y CONTACTOS	3F, 4H, 60 HZ	220/127 V
"CPR" NQOD204L22	18,900	NORMAL	CONTACTOS REGULADOS	3F, 4H, 60 HZ	220/127 V
"COR" NQOD204L22	20,700	NORMAL	CONTACTOS REGULADOS	3F, 4H, 60 HZ	220/127 V

Tabla 4.4 Tableros.

4.2 Factor de demanda.

Para calcular el factor de demanda en cargas de alumbrado y receptáculos se deben de considerar el artículo 220-11 y 220-13 y las tablas correspondientes de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B). Para nuestro caso se tomaran los factores de demanda de un almacén.

4.2.1 Tableros de alumbrado y contactos normales.

Para los tableros de alumbrado y contactos normales se aplicaron los factores de demanda de cargas de alumbrado en almacenes en donde los primeros 12,500 W su factor de demanda es al 100% y a partir de 12,500 W es al 50 %.

TABLERO CPN "ALUMBRADO Y CONTACTOS"

No. Cargas.	Tipo de carga	Watts
61	Contacto de 180 W	$61 \times (180 \times 0.9) = 9,882 \text{ W}$
15	Lámpara de 1x26 W	$(15 \times 26) \times 1.25 = 487.5 \text{ W}$
7	Lámpara de 1x18 W y 1x 34 W	$(7 \times 52) \times 1.25 = 455 \text{ W}$
26	Lámpara de 1x54 W	$(26 \times 54) \times 1.25 = 1,755 \text{ W}$
		TOTAL 12,579.5 W

Alumbrado — 100% — 2,697.5 W
 Contactos 10,000 W — 100% — 9,882 W
 Total — 12,579.5 W

$$\text{Factor Demanda} = \frac{12,579.5}{12,579.5} \times 100 = 100\%$$

Potencia Demanda. = Carga Instalada x Factor Demanda

$$\text{Potencia Demanda} = 12,579.5 \times 1 = 12,579.5 \text{ W}$$

TABLERO CON "ALUMBRADO Y CONTACTOS"

No. Cargas.	Tipo de carga	Watts
83	Contacto de 180 W	$83 \times (180 \times 0.9) = 13,446 \text{ W}$
30	Lámpara de 1x26 W	$(30 \times 26) \times 1.25 = 975 \text{ W}$
3	Lámpara de 1x18 W y de 1 x 34 W	$(3 \times 52) \times 1.25 = 195 \text{ W}$
30	Lámpara de 1x54 W	$(30 \times 54) \times 1.25 = 2,025 \text{ W}$
2	Lámpara de 1x26 W	$(2 \times 26) \times 1.25 = 65 \text{ W}$
5	Lámpara de 1x26 W	$(5 \times 26) \times 1.25 = 162.5 \text{ W}$
1	Lámpara de 1x28 W	$(1 \times 28) \times 1.25 = 35 \text{ W}$
14	Lámpara de 1x108 W	$(14 \times 108) \times 1.25 = 1890 \text{ W}$
1	Lámpara de 1x14 W	$(1 \times 14) \times 1.25 = 17.5 \text{ W}$
		TOTAL 18,811 W

Alumbrado — 100%	— 5,365.25 W
Contactos 10,000 W — 100%	— 10,000 W
Contactos 3,446 W — 50%	— 1,723 W
Total	— 17,088.25 W

$$FactorDemanda = \frac{17,088.25}{18,811} \times 100 = 90.84\%$$

$$Potencia Demanda. = Carga Instalada \times Factor Demanda$$

$$Potencia Demanda = 18,811 \times 0.90 = 16,929.9 W$$

4.2.2 Tableros de contactos regulados.

Para los tableros de contactos regulados se aplicaron los factores de demanda de cargas de receptáculos en donde los primeros 10,000 W su factor de demanda es al 100% y a partir de 10,000 W es al 50 %.

TABLERO CPR "CONTACTOS REGULADOS"

No. Cargas.	Tipo de carga	Watts
63	Contacto de 300 W	63 x 300 = 18,900 W
		TOTAL 18,900 W

Contactos 10,000 W — 100%	— 10,000 W
Contactos 8,900 W — 50%	— 4,450 W
Total	— 14,450 W

$$FactorDemanda = \frac{14,450}{18,900} \times 100 = 76.45\%$$

$$Potencia Demanda. = Carga Instalada \times Factor Demanda$$

$$Potencia Demanda = 18,900 \times 0.76 = 14,364 W$$

TABLERO COR "CONTACTOS REGULADOS"

No. Cargas.	Tipo de carga	Watts
69	Contacto de 300 W	69 x 300 = 20,700 W
		TOTAL 20,700 W

Contactos 10,000 W — 100%	— 10,000 W
Contactos 10,700 W — 50%	— 5,350 W
Total	— 15,350 W

$$FactorDemanda = \frac{15,350}{20,700} \times 100 = 74\%$$

$$Potencia Demanda. = Carga Instalada \times Factor Demanda$$

$$Potencia\ Demanda = 20,700 \times 0.74 = 15,318\ W$$

4.3 Protecciones, calibre, caída de tensión y canalización de los tableros en baja tensión.

4.3.1 Carga nominal (sistemas monofásicos).

La corriente nominal es la intensidad de trabajo la cual se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$In \equiv \frac{W}{En * fp}$$

Donde:

In = Corriente nominal del circuito en amperes.

W = Potencia real del circuito en watts.

En = Tensión del sistema en volts (127 VCA).

fp = Factor de potencia del sistema = 0.9.

4.3.2 Corriente corregida.

Esta corriente se utiliza para la selección de la protección y de acuerdo al artículo 220-10 (b) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 "**b) Cargas continuas y no continuas**". Cuando un alimentador suministre energía a cargas continuas o a una combinación de cargas continuas y no continuas, la capacidad nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente no debe ser menor que la carga no continua, más el 125% de la carga continua. El tamaño nominal mínimo de los conductores del alimentador, sin aplicar ningún factor de ajuste o corrección, debe permitir una capacidad de conducción de corriente igual o mayor que la de la carga no continua más el 125% de la carga continua."³

$$Ic = \frac{In * 1.25\%}{fa * ft}$$

Donde:

Ic = Corriente corregida del circuito en amperes.

In = Corriente nominal del circuito en amperes.

fa = Factor de agrupamiento de los conductores (ver anexo B, artículo 310-15, tabla 310-15(g)).

ft = Factor de temperatura del medio ambiente (ver anexo B, tabla 310-16).

³ IDEM, pág. 47.

4.3.3 Caída de tensión (sistemas monofásicos).

El voltaje en las terminales de la carga es por lo general menor que el voltaje de alimentación, la diferencia de voltaje entre estos dos puntos se conoce como “caída de tensión y se calcula con la siguiente fórmula:

$$e\% \equiv \frac{4I_n * L}{E_n * SA}$$

Donde:

e = Caída de tensión en %.

I_n = Corriente nominal del circuito en amperes.

L = Longitud total del conductor en metros.

E_n = Tensión del sistema en volts (127 VCA).

SA = Sección transversal en mm^2 .

En la caída de tensión se debe de considerar lo que se menciona en el artículo 210-19 (nota 4) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 “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 el receptáculo más lejano no supere 5%, proporcionarán una razonable eficacia de funcionamiento”⁴

Por lo tanto para no exceder el 3% se debe de seleccionar la sección transversal adecuada y por consiguiente el calibre del conductor.

4.3.4 Diámetro del conductor.

De la fórmula de caída de tensión se despeja SA (sección transversal en mm^2).

$$SA \equiv \frac{4I_n * L}{E_n * e\%}$$

Obteniéndose el diámetro se puede saber el calibre del conductor a utilizar de acuerdo a la tabla 310-16 (ver anexo B).

⁴ IDEM, pág. 38.

4.3.5 Canalización.

De acuerdo a la tabla No. 10-5 y a la tabla 250-95 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) donde se puede observar el área de los conductores incluyendo el neutro y el área del conductor desnudo respectivamente por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d)$$

Donde:

A_t = Área total de todos los conductores en mm^2 .

A_c = Área aproximada del conductor en mm^2 .

N_o = Numero de conductores incluyendo el neutro.

A_d = Área del conductor desnudo.

De la tabla 10-1 (ver anexo B) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 se puede observar los factores de relleno en tubo conduit y en la tabla 10.4 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 menciona el área disponible de los tubos conduit (ver anexo B).

Con las fórmulas anteriores se calcularon todas las protecciones, calibre de los conductores y la caída de tensión (ver anexo C).

4.4 Cálculos de protecciones, calibre del alimentador, caída de tensión y canalización de los tableros.

4.4.1 Tablero "CPN".

Los cálculos para el tablero "CPN", colocado en muro entre los ejes B y 5, el cual contiene las cargas de alumbrado y contactos normales se resumen en los siguientes puntos:

-Criterios para la selección del Alimentador Principal en baja tensión:

- *Carga Total instalada en Watts:* 12,579.5
- *Longitud del alimentador:* 20 metros
- *Tensión del alimentador:* 220 V
- *Factor de Potencia:* 0.90
- *No. De Hilos Conductores:* 3 conductores
- *Factor de Agrupamiento, F.A.:* 1
- *Temperatura Máx.:* 30 °C
- *Factor de Temperatura, F.T.:* 1.00

-Para obtener la carga nominal (sistemas trifásicos).

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{12,579.5}{220 * \sqrt{3} * 0.9} = 36.68 \text{ AMP}$$

-Calculando la protección del alimentador.

$$I_p \equiv I_n * 1.25\% = 36.68 * 1 * 1.25 = 45.85 \text{ AMP}$$

Donde:

I_n = Corriente nominal del circuito en amperes.

I_p = Corriente de protección en amperes.

Por lo que se instalará un interruptor termomagnético de 3p-50.

-Calculando la corriente corregida.

$$I_c = \frac{I_n * 1.25\%}{f_a * f_t} = \frac{36.68 * 1.25}{1 * 1} = 45.85 \text{ AMP}$$

De acuerdo al Art. 240-3 y la Tabla 310-16 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) para conductores cal. 8 AWG con ampacidad de 50 Amp. Se instalarán 3 cables (1xfase) cal. 8 AWG, 1 cable cal. 8 AWG en el neutro y uno cal. 10 AWG desnudo para conexión a tierra física.

-Calculando la caída de tensión.

La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 en el artículo 210-19 (nota 4) recomienda que la máxima caída de voltaje (desde la alimentación hasta la carga) no debe exceder al 5%; 3% se permite a los circuitos derivados (de tablero o interruptor a la salida para utilización) y el otro 2% se permite al alimentador (de la alimentación al tablero principal). Por lo que:

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 36.68 * 20}{220 * 8.37} = 1.38\% \text{ (menor al 2\%)}$$

-Para obtener la canalización.

De acuerdo a la tabla No. 10-5 y a la tabla 250-95 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) donde se puede observar el área de los conductores incluyendo el neutro y el área del conductor desnudo respectivamente por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d)$$

$$A_t = (73.2 * 4) + (10.8) = 303.6 \text{ mm}^2$$

De la tabla 10-1 (ver anexo B) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 se puede observar los factores de relleno en tubo conduit y en la tabla 10.4 menciona área disponible de los tubos conduit. (ver anexo B).

Por lo que se instalará en tubería conduit de 35 mm (1 ¼”).

4.4.2 Tablero “CON”.

Los cálculos para el tablero “CON”, colocado en muro entre los ejes D y 1-2, el cual contiene las cargas de alumbrado y contactos normales se resumen en los siguientes puntos:

- *Criterios para la selección del Alimentador Principal en baja tensión:*

- *Carga Total instalada en Watts:* 18,811
- *Longitud del alimentador:* 32 metros
- *Tensión del alimentador:* 220 V
- *Factor de Potencia:* 0.90
- *No. De Hilos Conductores:* 3 conductores
- *Factor de Agrupamiento, F.A.:* 1
- *Temperatura Máx.:* 30 °C
- *Factor de Temperatura, F.T.:* 1.00

-*Para obtener la carga nominal (sistemas trifásicos).*

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{18,811}{220 * \sqrt{3} * 0.9} = 54.85 \text{ AMP}$$

-*Calculando la protección del alimentador.*

$$I_p \equiv I_n * 1.25\% = 54.85 * 0.91 * 1.25 = 62.39 \text{ AMP}$$

Donde:

I_n= Corriente nominal del circuito en amperes.

I_p= Corriente de protección en amperes.

Por lo que se instalará un interruptor termomagnético de 3p-70.

-Calculando la corriente corregida.

$$I_c = \frac{I_n * 1.25\%}{f_a * f_t} = \frac{54.85 * 1.25}{1 * 1} = 68.56 \text{ AMP}$$

De acuerdo al Art. 240-3 y la Tabla 310-16 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) para conductores cal. 4 AWG se tiene una ampacidad de 85 Amp. Se instalarán 3 cables (1 fase) cal. 4 AWG, 1 cable cal. 4 AWG en el neutro y uno cal. 8 AWG desnudo para conexión a tierra física.

-Calculando la caída de tensión.

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 54.85 * 32}{220 * 21.15} = 1.31\% \text{ (menor al 2\%)}$$

-Para obtener la canalización.

De acuerdo a la tabla No. 10-5 y a la tabla 250-95 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) donde se puede observar el área de los conductores incluyendo el neutro y el área del conductor desnudo respectivamente por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d) \\ A_t = (62.8 * 4) + (10.8) = 262 \text{ mm}^2$$

De la tabla 10-1 (ver anexo B) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 se puede observar los factores de relleno en tubo conduit y en la tabla 10.4 menciona área disponible de los tubos conduit. (ver anexo B).

Por lo que se instalará en tubería conduit de 35 mm (1 ¼”).

4.4.3 Tablero “CPR”.

Los cálculos para el tablero “CPR”, colocado en muro entre los ejes B y 5, el cual contiene las cargas de contactos regulados se resumen en los siguientes puntos:

Criterios para la selección del Alimentador Principal en baja tensión:

- Carga Total instalada en Watts: 18,900
- Longitud del alimentador: 28 metros
- Tensión del alimentador: 220 V
- Factor de Potencia: 0.90
- No. De Hilos Conductores: 3 conductores
- Factor de Agrupamiento, F.A.: 1

- Temperatura Máx.: 30 °C
- Factor de Temperatura, F.T.: 1.00

-Para obtener la carga nominal (sistemas trifásicos).

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{18,900}{220 * \sqrt{3} * 0.9} = 55.11 \text{ AMP}$$

-Calculando la protección del alimentador.

$$I_p \equiv I_n * 1.25\% = 55.11 * 0.76 * 1.25 = 52.35 \text{ AMP}$$

Donde:

I_n = Corriente nominal del circuito en amperes.

I_p = Corriente de protección en amperes.

Por lo que se instalará un interruptor termomagnético de 3p-60.

-Calculando la corriente corregida.

$$I_c = \frac{I_n * 1.25\%}{f_a * f_t} = \frac{55.11 * 1.25}{1 * 1} = 68.89 \text{ AMP}$$

De acuerdo al Art. 240-3 y la Tabla 310-16 (ver anexo B) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 para conductores cal. 4 AWG con ampacidad de 85 Amp. Se instalarán 3 cables (1xfase) cal. 4 AWG, 1 cable cal. 4 AWG en el neutro y uno cal. 8 AWG desnudo para conexión a tierra física.

-Calculando la caída de tensión.

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 55.11 * 28}{220 * 21.15} = 1.15\% \text{ (menor al 2\%)}$$

-Para obtener la canalización.

De acuerdo a la tabla No. 10-5 y a la tabla 250-95 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) donde se puede observar el área de los conductores incluyendo el neutro y el área del conductor desnudo respectivamente por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d)$$

$$A_t = (62.8 * 4) + (10.8) = 262 \text{ mm}^2$$

De la tabla 10-1 (ver anexo B) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 se puede observar los factores de relleno en tubo conduit y en la tabla 10.4 menciona área disponible de los tubos conduit. (ver anexo B).

Por lo que se instalará en tubería conduit de 35 mm (1 ¼”).

4.4.4 Tablero “COR”.

Los cálculos para el tablero “COR”, colocado en muro entre los ejes D y 1-2, el cual contiene las cargas de contactos regulados se resumen en los siguientes puntos:

Criterios para la selección del Alimentador Principal en baja tensión:

- Carga Total instalada en Watts: 20,700
- Longitud del alimentador: 37 metros
- Tensión del alimentador: 220 V
- Factor de Potencia: 0.90
- No. De Hilos Conductores: 3 conductores
- Factor de Agrupamiento, F.A.: 1
- Temperatura Máx.: 30 °C
- Factor de Temperatura, F.T.: 1.00

-Para obtener la carga nominal (sistemas trifásicos).

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{20,700}{220 * \sqrt{3} * 0.9} = 72.49 \text{ AMP}$$

-Calculando la protección del alimentador.

$$I_p \equiv I_n * 1.25\% = 72.49 * 0.74 * 1.25 = 67.05 \text{ AMP}$$

Donde:

I_n = Corriente nominal del circuito en amperes.

I_p = Corriente de protección en amperes.

Por lo que se instalará un interruptor termomagnético de 3p-70.

-Calculando la corriente corregida.

$$I_c = \frac{I_n * 1.25\%}{f_a * f_t} = \frac{72.49 * 1.25}{1 * 1} = 90.61 \text{ AMP}$$

De acuerdo al Art. 240-3 y la Tabla 310-16 (ver anexo B) Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 para conductores cal. 2 AWG se tiene una de ampacidad de 115 Amp. Se instalarán 3 cables (1xfase) cal. 2 AWG, 1 cable cal. 2 AWG en el neutro y uno cal. 8 AWG desnudo para conexión a tierra física.

-Calculando la caída de tensión.

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 72.49 * 37}{220 * 33.62} = 1.26\% \text{ (menor al 2\%)}$$

-Para obtener la canalización.

De acuerdo a la tabla No. 10-5 y a la tabla 250-95 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) se puede observar el área de los conductores incluyendo el neutro y el área del conductor desnudo respectivamente por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d) \\ A_t = (86 * 4) + (10.8) = 354.8 \text{ mm}^2$$

De la tabla 10-1 (ver anexo B) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 se puede observar los factores de relleno en tubo conduit y en la tabla 10.4 menciona área disponible de los tubos conduit. (ver anexo B).

Por lo que se instalará en tubería conduit de 35 mm (1 ¼).

4.5 Diagrama unifilar.

Unifilar se refiere a una sola línea para indicar conexiones entre diferentes elementos, tanto de conducción como de protección y control.

Los diagramas son muy útiles cuando se trata de interpretar de manera sencilla por donde se conduce y hasta donde llega la electricidad, generalmente incluyen dispositivos de control, de protección y de medición, aunque no se limiten solo a ellos.

El uso de diagramas unilaterales se recomienda en planos de instalaciones eléctricas de todo tipo, sobre todo cuando estas incluyen varios circuitos o ramales.

Todos los elementos de la instalación eléctrica del sótano se encuentran en el unifilar (ver anexo A).

4.5.1 Acometida.

La acometida eléctrica en media tensión es por parte de Comisión Federal de Electricidad a 23,000 Volts, 3 fases-3 hilos, 60 Hz en forma subterránea que remata en el gabinete de medición de la subestación eléctrica tipo compacta servicio interior de 300 kVA de capacidad de transformación.

La carga total del edificio es la suma de las cargas de los 4 tableros. Cabe mencionar que en un futuro se tendrán 3 niveles adicionales los cuales tendrán el mismo uso. Por lo anterior y teniendo en cuenta el futuro crecimiento del inmueble se tiene que:

Carga total del sótano 220 V = 70,990.50 Watts.

Carga total a 220 V considerando el futuro crecimiento: $(70,990.50 * 4) = 283,962$ Watts.

4.5.2 Cálculo del transformador.

El cálculo del transformador debe de cumplir y satisfacer la carga total del inmueble.

Para los cálculos se contemplara entre un 20% y 30% adicional a la carga instalada, con la finalidad de agregar futuras cargas al sistema.

- Factor de demanda.

La demanda en una instalación eléctrica es la carga en las terminales receptoras, tomada como un valor medio en un intervalo de tiempo determinado. El factor de demanda en un intervalo de tiempo, de una carga es la razón entre la demanda máxima y su carga total instalada siendo la demanda máxima, la demanda instantánea mayor que se representa en una carga en un periodo de trabajo previamente establecido.

- Factor de diversidad.

Es la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del sistema. Este factor podrá aplicarse a diferentes niveles del sistema; es decir, entre los transformadores de un mismo alimentador, entre los alimentadores pertenecientes a una misma subestación eléctrica o entre subestaciones de un mismo sistema.

Para efectos prácticos suele considerarse el factor de diversidad igual a la unidad y utilizar factores de demanda previamente establecidos dependiendo del tipo de edificio que se trate para nuestro caso se considera un factor de demanda de 60% por que el tipo de inmueble se maneja como almacén por lo tanto se tiene que:

$$VA = \frac{W}{fp}$$

Donde:

VA= Volts amperes.

W= Potencia real del circuito en watts.

fp= Factor de potencia del sistema = 0.9.

$$VA = \frac{283,962 W}{0.9} = 315,513.33 VA$$

$$\begin{aligned} \text{VA de transformación} &= \text{VA instalados} * \text{factor de demanda} \\ &= 315,513.33 \times 0.60 \\ &= 189,307.99 \end{aligned}$$

Por crecimiento futuro de la carga se considera de un 20% a 30% adicional, la cual se sumará a la carga en kVA de transformación calculada, lo que resulta:

$$\begin{aligned} \text{VA de transformación} &= 189,307.99 \times 1.3 \\ &= 246,100.40 \end{aligned}$$

Lo que demanda una capacidad de transformación de aproximadamente 250 000 VA, por lo que se adquirirá un transformador de 250 000 VA (TR-1).

4.5.3 Cálculo de la planta de emergencia.

Cabe aclarar que toda la carga se conectará a la planta de emergencia por lo tanto se tiene que:

$$VA = \frac{W}{fp}$$

$$VA = \frac{283,962 W}{0.9} = 315,513.33 VA$$

$$\begin{aligned} \text{VA planta de emergencia} &= \text{VA instalados} * \text{factor de demanda} \\ &= 315,513.33 \times 0.60 \\ &= 189,307.99 \end{aligned}$$

Por lo que se instalará, una planta de emergencia de 200 000 VA (PE-1).

4.5.4 Cálculo de la protección y el alimentador en media tensión (23,000V).

Como interruptor principal se utiliza un seccionador de potencia de operación en aire con tres fusibles limitadores de corriente de disparo tripolar en base al Art. 450-3 (a)(2)(a) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 que establece, que cuando se empleen fusibles, la capacidad de la corriente de estos no debe exceder el 250% de la corriente primaria de transformación.

a) Cálculo de la protección en media tensión, 23 000 V.

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{VA}{E_f * \sqrt{3}} = \frac{250000}{23000 * \sqrt{3}} = 6.28 \text{ AMP}$$

Donde:

I_n = Corriente nominal del circuito en amperes.

W = Potencia real del circuito en watts.

E_f = Tensión del sistema en volts (23000 VCA).

f_p = Factor de potencia del sistema = 0.9.

VA = Volts-amperes

Para calcular los fusibles:

$$I_p = I_n * 2.5 = 6.28 * 2.5 = 15.7 \text{ Amp}$$

Donde:

I_p = Corriente de protección en amperes.

Por lo que se emplearán fusibles de corriente nominal de 16 Amp.

b) Para el alimentador principal en media tensión, se selecciona la utilización de cable de energía monoconductor tipo DS con aislamiento tipo XLP (polietileno de cadena cruzada) adecuado para este tipo de instalación y de acuerdo a la Tabla 310-5 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B). El conductor adecuado es 1 AWG de sección transversal 42.4 mm² y ampacidad de 175 Amp. de acuerdo Tabla 310-77 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B).

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{VA}{E_f * \sqrt{3}} = \frac{250000}{23000 * \sqrt{3}} = 6.28 \text{ AMP}$$

$$I_c = \frac{I_n * 1.25\%}{f_a * f_t} = \frac{6.28 * 1.25}{1 * 1} = 7.85 \text{ AMP}$$

Donde:

I_c = Corriente corregida del circuito en amperes.

I_n = Corriente nominal del circuito en amperes.

f_a = Factor de agrupamiento de los conductores (ver anexo B, artículo 310-15, tabla 310-15(g)).

f_t = Factor de temperatura del medio ambiente (ver anexo B, tabla 310-16).

El conductor es adecuado por ampacidad.

Por caída de tensión. Para una longitud de 150 mts. En el caso más crítico:

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 6.28 * 150}{23000 * 42.4} = 0.003\% \text{ (menor al 3\%)}$$

Donde:

e = Caída de tensión en %.

I_n = Corriente nominal del circuito en amperes.

L = Longitud total del conductor en metros.

E_n = Tensión del sistema en volts (23000 VCA).

SA = Sección transversal en mm^2 .

Lo que demuestra que el conductor cal. 1 AWG es adecuado por caída de tensión.

Los equipos y luminarias indicados en el proyecto ejecutivo, operan a 220V y 127V, razón por la cual se determinan dichos voltajes de alimentación en baja tensión.

4.5.5 Alimentador del interruptor general IGN.

En el que se aloja la protección principal del transformador TR-1 con una capacidad de 250 000 VA.

a) Cálculo de la protección.

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * fp} = \frac{VA}{E_f * \sqrt{3}} = \frac{250000}{220 * \sqrt{3}} = 656.08 \text{ AMP}$$

$$I_p = I_n * 1.25 = 656.08 * 1.25 = 820.10 \text{ Amp}$$

Por lo que se instalará un interruptor electromagnético de 3P-900 Amp. de acuerdo al Art. 220-10 (a) (b) de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B).

b) Cálculo del alimentador por corriente.

De acuerdo al Art. 240-3 y consultando la Tabla 310-16 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 para conductores cal. 300 KCM con ampacidad de 285 Amp se instalarán 9 cables (3 por fase) cal. 300 KCM, 3 cables cal. 300 kCM en el neutro y uno cal. 1/0 AWG desnudo para conexión a tierra física de acuerdo a la tabla 250-95 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) por lo que:

$$3 \text{ cables} * 285 \text{ Amp} = 855 \text{ Amp.}$$

c) Por caída de tensión para una longitud de 5 mts.

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 656.08 * 5}{220 * (3 * 152)} = 0.11\% \text{ (menor al 3\%)}$$

d) Canalización.

De acuerdo a la Tabla 10-5 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el conductor cal. 300 KCM tiene un área de 341 mm² y el conductor desnudo de 1/0 AWG un área de 70.10 mm², por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d)$$
$$A_t = (341 * 12) + 70.10 = 4162.1 \text{ mm}^2$$

Donde:

A_t = Área total de todos los conductores en mm².
 A_c = Área aproximada del conductor en mm².
 N_o = Numero de conductores incluyendo el neutro.
 A_d = Área del conductor desnudo.

Se instalará en un tubo conduit pared gruesa de 129 mm (5") de acuerdo a la tabla 10-4 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el cual al 40% tiene 5163 mm².

4.5.6 Alimentador del interruptor general "IGN" al tablero de transferencia.

El tablero de transferencia es un equipo que permite a la planta eléctrica operar en forma totalmente automática supervisando la corriente eléctrica de la acometida. Entre las principales funciones del tablero de transferencia es sensor el voltaje de alimentación y dar señal de arranque a la planta cuando el voltaje falta, baja o sube de un nivel adecuado.

a) Cálculo de la protección.

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{VA}{E_f * \sqrt{3}} = \frac{189,307.99}{220 * \sqrt{3}} = 496.81 \text{ AMP}$$

$$I_p = I_n * 1.25 = 496.81 * 1.25 = 621.01 \text{ AMP}$$

Por lo que se instalará un interruptor electromagnético de 3P-700 Amp. de acuerdo al Art. 220-10 (a) (b) de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B).

De acuerdo al Art. 240-3 y consultando la Tabla 310-16 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 para conductores cal. 350 KCM con ampacidad de 310 Amp se instalarán 6 cables (2 por fase) cal. 350 KCM, 2 cables cal. 350 kCM en el neutro y uno cal. 1/0 AWG desnudo para conexión a tierra física de acuerdo a la tabla 250-95 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) por lo que:

2 cables * 310 Amp = 620 Amp.

c) Por caída de tensión para una longitud de 10 mts.

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 496.81 * 10}{220 * (2 * 177)} = 0.22\% \text{ (menor al 3\%)}$$

d) Canalización.

De acuerdo a la Tabla 10-5 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el conductor cal. 350 kCM tiene un área de 384 mm² de y el conductor desnudo de 1/0 AWG un área de 70.1 mm² por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d)$$

$$A_t = (384 * 8) + 70.1 = 3142.10 \text{ mm}^2$$

Se instalará en un tubo conduit pared gruesa de 103 mm (4") de acuerdo a la tabla 10-4 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el cual al 40% tiene 3282 mm².

4.5.7 Alimentador de la planta generadora de energía eléctrica.

En la planta de emergencia se considera su capacidad la cual es de 200 000 VA.

a) Cálculo de la protección.

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{VA}{E_f * \sqrt{3}} = \frac{200000}{220 * \sqrt{3}} = 524.86 \text{ AMP}$$

$$I_p = I_n * 1.25 = 524.86 * 1.25 = 656.07 \text{ AMP}$$

Por lo que se instalará un interruptor electromagnético de 3P-700 Amp. de acuerdo al Art. 220-10 (a) (b) de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B).

De acuerdo al Art. 240-3 y consultando la Tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005 para conductores cal. 400 KCM con ampacidad de 335 Amp se instalarán 6 cables (2 por fase) cal. 400 KCM, 2 cables cal. 400 kCM en el neutro y uno cal. 1/0 AWG desnudo para conexión a tierra física de acuerdo a la tabla 250-95 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) por lo que:

2 cables * 310 Amp = 620 Amp.

c) Por caída de tensión para una longitud de 20 mts.

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 524.86 * 20}{220 * (2 * 177)} = 0.47\% \text{ (menor al 3\%)}$$

d) Canalización.

De acuerdo a la Tabla 10-5 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el conductor cal. 400 kCM tiene un área de 427 mm² de y el conductor desnudo de 1/0 AWG un área de 70.1 mm² por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d)$$

$$A_t = (427 * 8) + 70.1 = 3486.10 \text{ mm}^2$$

Se instalará en un tubo conduit pared gruesa de 129 mm (5") de acuerdo a la tabla 10-4 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el cual al 40% tiene 5163 mm².

4.5.8 Alimentador del tablero general "TGE".

El tablero "TGE" contiene directamente a los 2 tableros "CPN" y "CON" y a los tableros de "CPR" y "COR" mediante el UPS (sistema ininterrumpible de energía).

a) Cálculo de la protección.

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{VA}{E_f * \sqrt{3}} = \frac{189,307.99}{220 * \sqrt{3}} = 496.81 \text{ AMP}$$

$$I_p = I_n * 1.25 = 496.81 * 1.25 = 621.01 \text{ AMP}$$

Por lo que se instalará un interruptor electromagnético de 3P-700 Amp. de acuerdo al Art. 220-10 (a) (b) de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B).

De acuerdo al Art. 240-3 y consultando la Tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005 para conductores cal. 350 KCM con ampacidad de 310 Amp se instalarán 6 cables (2 por fase) cal. 350 KCM, 2 cables cal. 350 kCM en el neutro y uno cal. 1/0 AWG desnudo para conexión a tierra física de acuerdo a la tabla 250-95 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) por lo que:

$$2 \text{ cables} * 310 \text{ Amp} = 620 \text{ Amp.}$$

c) Por caída de tensión para una longitud de 10 mts.

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 496.81 * 10}{220 * (2 * 177)} = 0.22\% \text{ (menor al 3\%)}$$

d) Canalización.

De acuerdo a la Tabla 10-5 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el conductor cal. 350 kCM tiene un área de 384 mm² de y el conductor desnudo de 1/0 AWG un área de 70.1 mm² por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d)$$

$$A_t = (384 * 8) + 70.1 = 3142.10 \text{ mm}^2$$

Se instalará en un tubo conduit pared gruesa de 103 mm (4") de acuerdo a la tabla 10-4 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el cual al 40% tiene 3282 mm².

4.5.9 Alimentador del tablero general "TGR".

El tablero "TGR" es un tablero de corriente regulada y se alimenta del tablero "TGE" por medio del UPS.

a) Cálculo de la protección.

$$I_n \equiv \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * f_p} = \frac{158,400}{220 * \sqrt{3} * 0.9} = 461.88 \text{ AMP}$$

$$I_p = I_n * 1.25 = 461.88 * 1.25 = 577.35 \text{ AMP}$$

Por lo que se instalará un interruptor electromagnético de 3P-600 Amp. de acuerdo al Art. 220-10 (a) (b) de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B).

De acuerdo al Art. 240-3 y consultando la Tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005 para conductores cal. 300 KCM con ampacidad de 285 Amp se instalarán 6 cables (2 por fase) cal. 300 KCM, 2 cables cal. 300 kCM en el neutro y uno cal. 1/0 AWG desnudo para conexión a tierra física de acuerdo a la tabla 250-95 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) por lo que:

2 cables * 285 Amp = 570 Amp.

c) Por caída de tensión para una longitud de 21 mts.

$$e\% \equiv \frac{2 * \sqrt{3} * I_n * L}{E_f * SA} = \frac{2 * \sqrt{3} * 461.88 * 21}{220 * (2 * 177)} = 0.44\% \text{ (menor al 3\%)}$$

d) Canalización.

De acuerdo a la Tabla 10-5 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el conductor cal. 300 kCM tiene un área de 341 mm² de y el conductor desnudo de 1/0 AWG un área de 70.1 mm² por lo que:

$$A_t = (A_c * N_o) + (A_d)$$

$$A_t = (341 * 8) + 70.1 = 2798.10 \text{ mm}^2$$

Se instalará en un tubo conduit pared gruesa de 103 mm (4") de acuerdo a la tabla 10-4 de la NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B) el cual al 40% tiene 3282 mm².

4.6 Sistema de tierras.

En el diseño de los sistemas de tierras se debe tomar en cuenta la normatividad vigente. En la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 se mencionan los valores máximos de resistencia a tierra de los electrodos a emplearse en las instalaciones eléctricas. La construcción de redes de tierra tiene por objeto reducir la resistencia de tierra; esta red se encuentra formada por un conjunto de conductores enterrados a una profundidad de 30 a 50 centímetros, espaciados en forma uniforme y conectados a una varilla de 3 metros de longitud.

En la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 en el artículo 921-25 menciona las características de un sistema de tierras (ver anexo B).

Lo primero es determinar la máxima corriente de corto circuito. La potencia de corto circuito es proporcionada por la compañía suministradora y normalmente es de 200 MVA en una acometida de 23 KV. Al tener el valor de la potencia de corto circuito se sustituye en la siguiente ecuación:

$$I_{cc} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * K_V}$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de corto circuito trifásica en amperes.

MVA = Potencia de corto circuito trifásica en MVA.

K_V = Tensión de suministro en KV.

$$I_{cc} = \frac{200MVA}{\sqrt{3} * 23Kv} = 5,020.44A$$

Al rededor de todo el edificio se colocó un anillo de tierra de acuerdo al artículo 250-81 inciso d) de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexoB) y sus 4 varillas en cada esquina y para calcular el número mínimo de varillas de la subestación, que es donde se puede presentar el máximo valor de corriente de corto circuito, procedemos a lo siguiente:

$$\text{Número de varillas de 10 pies} * 5/8 = \text{Corriente de falla} / 500$$

$$\text{Número de varillas de 10 pies} * 5/8 = 5,024.44 / 500 = 10$$

Las especificaciones de varillas o electrodos se menciona en la en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 en los artículos 250-83, 250-84 y en el 921-18 (ver anexo B) donde se menciona que la profundidad mínima de enterrado de una varilla debe ser de 2.4 metros.

El tipo de electrodo de tierra utilizado es la varilla copperweld la cual es una de las mas utilizadas, ya que es de bajo costo de material. Este tipo de electrodo esta hecho de acero y recubierto de una capa de cobre, su longitud es de 3.05 metros y un diámetro de 16 milímetros.

Para el radio equivalente de la subestación

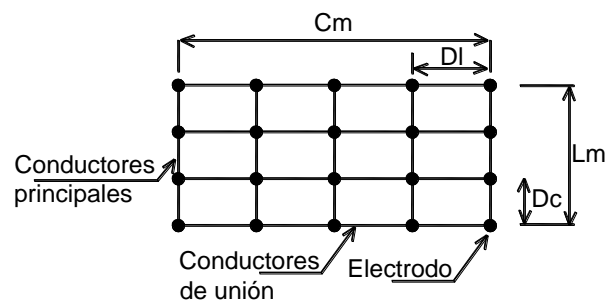
$$r = \sqrt{\frac{Ar}{\pi}} = \sqrt{\frac{42}{3.1416}} = 3.66$$

Donde:

r = radio equivalente en metros.

Ar = Área total encerrada por la malla de 42 m².

Para la longitud del conductor se deben de tomar en cuenta los siguientes valores:



Conductores principales: se instalan en la dirección que corresponde al ancho de la malla de tierra y se calcula con la ecuación:

$$Ncp = \frac{Cm}{Dl} + 1 = \frac{6}{2} + 1 = 4$$

Donde:

Cm = Longitud de la malla de tierras de 6 metros.

Dl = Distancia entre los cables correspondientes al ancho de la malla de tierra de 2 metros.

Conductores de unión son aquellos instalados en la dirección que corresponde a la longitud de la malla de tierras, se calculan de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Ncv = \frac{Lm}{Dc} + 1 = \frac{7}{2.3} + 1 = 4.04$$

Donde:

Lm = Ancho de la malla de tierras de 7 metros.

Dc = Distancia entre los cables correspondientes a la longitud de la malla de tierras de 2.3 metros.

A partir de los valores anteriores se puede calcular la longitud del conductor de la malla de tierra con la siguiente ecuación:

$$Lcm = 1.05 * ((Cm * Ncv) + (Lm * Ncp))$$

$$Lcm = 1.05 * ((6 * 4.04) + (7 * 4)) = 54.85$$

Para el calibre del conductor para malla de tierra se utiliza la siguiente ecuación:

$$Sc = K * Ift = 0.007093 * 5020.44 = 35.61$$

Donde:

Ift = Corriente de falla a tierra

K = valor unitario de la sección mínima del conductor de cobre en función del empalme que en este caso es de soldadura exotérmica.

De acuerdo con el resultado anterior se recomienda que el calibre del conductor del electrodo de tierra no sea menor que el calculado pero al tratarse de una subestación y por razones mecánicas en ellas es frecuente usar como calibre mínimo el 4/0 AWG (107.2 mm²) de cobre.

El cable que forma el perímetro exterior de la malla es continuo de manera que encierra toda el área en que se encuentra el equipo eléctrico de la subestación o planta generadora. Con ello, se evitan altas concentraciones de corriente y gradientes de potencial en el área y terminales cercanas.

En cada cruce de conductores de la malla, se conectaron rígidamente con soldadura exotérmica entre sí y en los puntos donde se conectan los equipos que pudieran presentar falla o, en las esquinas de la malla.

Para el sistema de tierras total incluyendo la malla de la subestación y el anillo alrededor del edificio se hacen nuevamente los cálculos de radio equivalente y longitud de conductor y nos da un resultado de:

Para el radio equivalente

$$r = \sqrt{\frac{Ar}{\pi}} = \sqrt{\frac{1000}{3.1416}} = 17.84$$

Donde:

r = radio equivalente en metros.

Ar = Área total encerrada por la malla de 1000 m².

La longitud total es la suma de la longitud en la subestación de 54.85m y 40.00 del anillo lo que da un total de 94.85. con estos valores la resistividad esperada es de:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} = \frac{500\Omega}{4 * 17.84m} + \frac{500\Omega}{94.85m} = 12.27\Omega$$

El resultado anterior refleja que el valor de la resistencia en el sistema de tierras se encuentra dentro de los valores de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005.

Con todos los puntos anteriormente mencionados el sistema de tierras se puede ver en el plano correspondiente contenido en el anexo A.

En el sistema de tierras se puede observar una delta la cual aumenta la eficiencia y los tres electrodos se consideran como uno solo, lo anterior se menciona en la Nota del artículo 250-84 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005 (ver anexo B).

:

Para poder llevar un desarrollo óptimo de una instalación eléctrica se deben de considerar las siguientes características: uso del inmobiliario, demanda solicitada y demanda futura, verificación de la acometida por parte del distribuidor, análisis del plano arquitectónico, carga total instalada, localización de tableros, cálculo de los conductores, canalización, protecciones, selección del transformador subestación eléctrica y planta de emergencia y sistema de tierras.

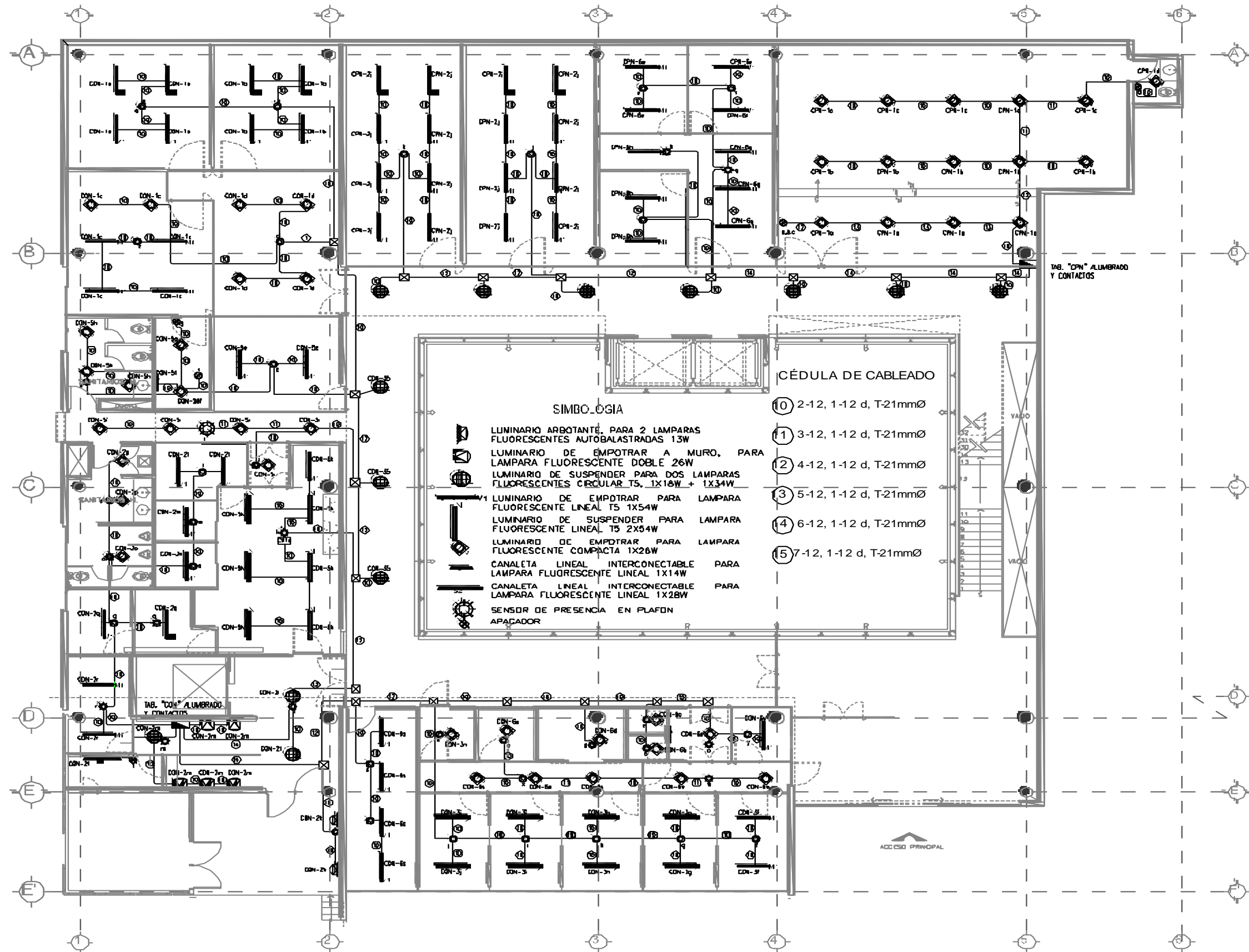
Cuando se lleva a cabo un buen diseño de toda la instalación eléctrica considerando la carga total demandada y su factor de corrección el cual se toma como base para la selección de adquisición de las subestación, del transformador y de la planta de emergencia se incrementa la eficiencia en el uso de la energía eléctrica, se reducen las pérdidas de potencia eléctrica, las pérdidas debido al calentamiento de los conductores, aumenta el ahorro en el uso de la energía eléctrica además de que no se sobredimensiona el valor de los alimentadores y las protecciones.

Se debe supervisar que, la instalación eléctrica se construya en congruencia y apegándose a la última edición de la reglamentación de observación obligatoria, indicada en la norma oficial mexicana vigente. Todos los equipos eléctricos y accesorios deben cumplir con la norma oficial mexicana vigente.

Auxiliándose en las normatividades vigentes la puesta en marcha de todo el sistema eléctrico presenta confiabilidad tanto para ella misma como para las personas que harán uso directamente de ella y para los equipos que serán empleados, ya que no se debe perder de vista jamás la protección de la vida y la propiedad de las personas contra riesgos que presenta el uso y suministro de la energía eléctrica pues son los más importante y lo primero a considerar.

ANEXO A

ALUMBRADO



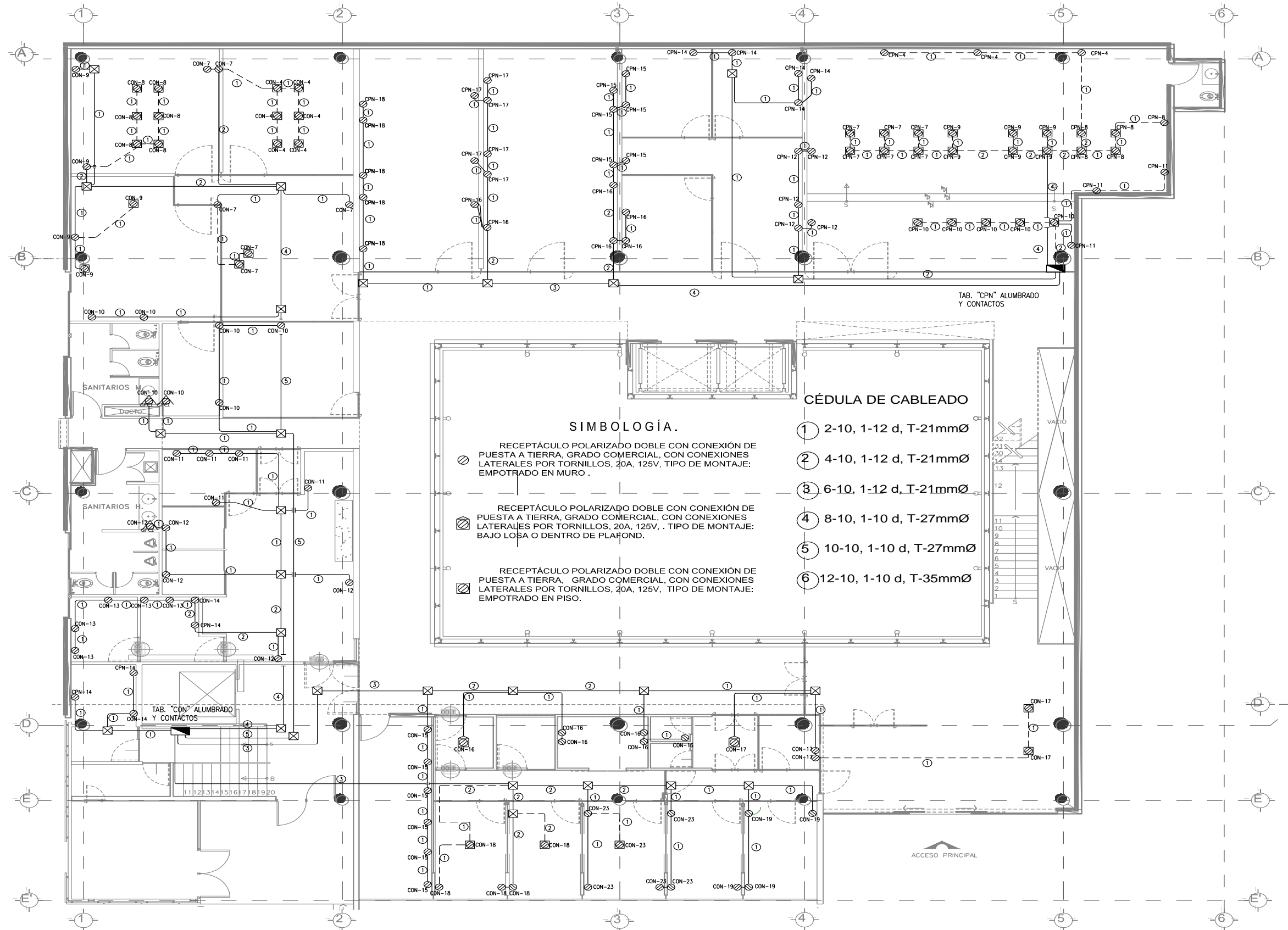
SIMBOLOGIA

- LUMINARIO ROTANTE, PARA 2 LAMPARAS FLUORESCENTES AUTOBALASTRADAS 13W
- LUMINARIO DE EMPOTRAR A MURO, PARA LAMPARA FLUORESCENTE DOBLE 26W
- LUMINARIO DE SUSPENDER PARA DOS LAMPARAS FLUORESCENTES CIRCULAR T5, 1X18W + 1X34W
- LUMINARIO DE EMPOTRAR PARA LAMPARA FLUORESCENTE LINEAL T5 1X54W
- LUMINARIO DE SUSPENDER PARA LAMPARA FLUORESCENTE LINEAL T5 2X54W
- LUMINARIO DE EMPOTRAR PARA LAMPARA FLUORESCENTE COMPACTA 1X26W
- CANALETA LINEAL INTERCONECTABLE PARA LAMPARA FLUORESCENTE LINEAL 1X14W
- CANALETA LINEAL INTERCONECTABLE PARA LAMPARA FLUORESCENTE LINEAL 1X28W
- SENSOR DE PRESENCIA EN PLAFON APACADOR

CÉDULA DE CABLEADO

- ⑩ 2-12, 1-12 d, T-21mmØ
- ⑪ 3-12, 1-12 d, T-21mmØ
- ⑫ 4-12, 1-12 d, T-21mmØ
- ⑬ 5-12, 1-12 d, T-21mmØ
- ⑭ 6-12, 1-12 d, T-21mmØ
- ⑮ 7-12, 1-12 d, T-21mmØ

CONTACTOS NORMALES



SIMBOLOGÍA.

RECEPTÁCULO POLARIZADO DOBLE CON CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA, GRADO COMERCIAL, CON CONEXIONES LATERALES POR TORNILLOS, 20A, 125V, TIPO DE MONTAJE: EMPOTRADO EN MURO.

RECEPTÁCULO POLARIZADO DOBLE CON CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA, GRADO COMERCIAL, CON CONEXIONES LATERALES POR TORNILLOS, 20A, 125V, TIPO DE MONTAJE: BAJO LOSA O DENTRO DE PLAFOND.

RECEPTÁCULO POLARIZADO DOBLE CON CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA, GRADO COMERCIAL, CON CONEXIONES LATERALES POR TORNILLOS, 20A, 125V, TIPO DE MONTAJE: EMPOTRADO EN PISO.

- 1 2-10, 1-12 d, T-21mmØ
- 2 4-10, 1-12 d, T-21mmØ
- 3 6-10, 1-12 d, T-21mmØ
- 4 8-10, 1-10 d, T-27mmØ
- 5 10-10, 1-10 d, T-27mmØ
- 6 12-10, 1-10 d, T-35mmØ

CÉDULA DE CABLEADO

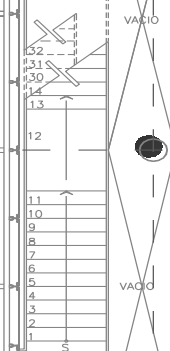
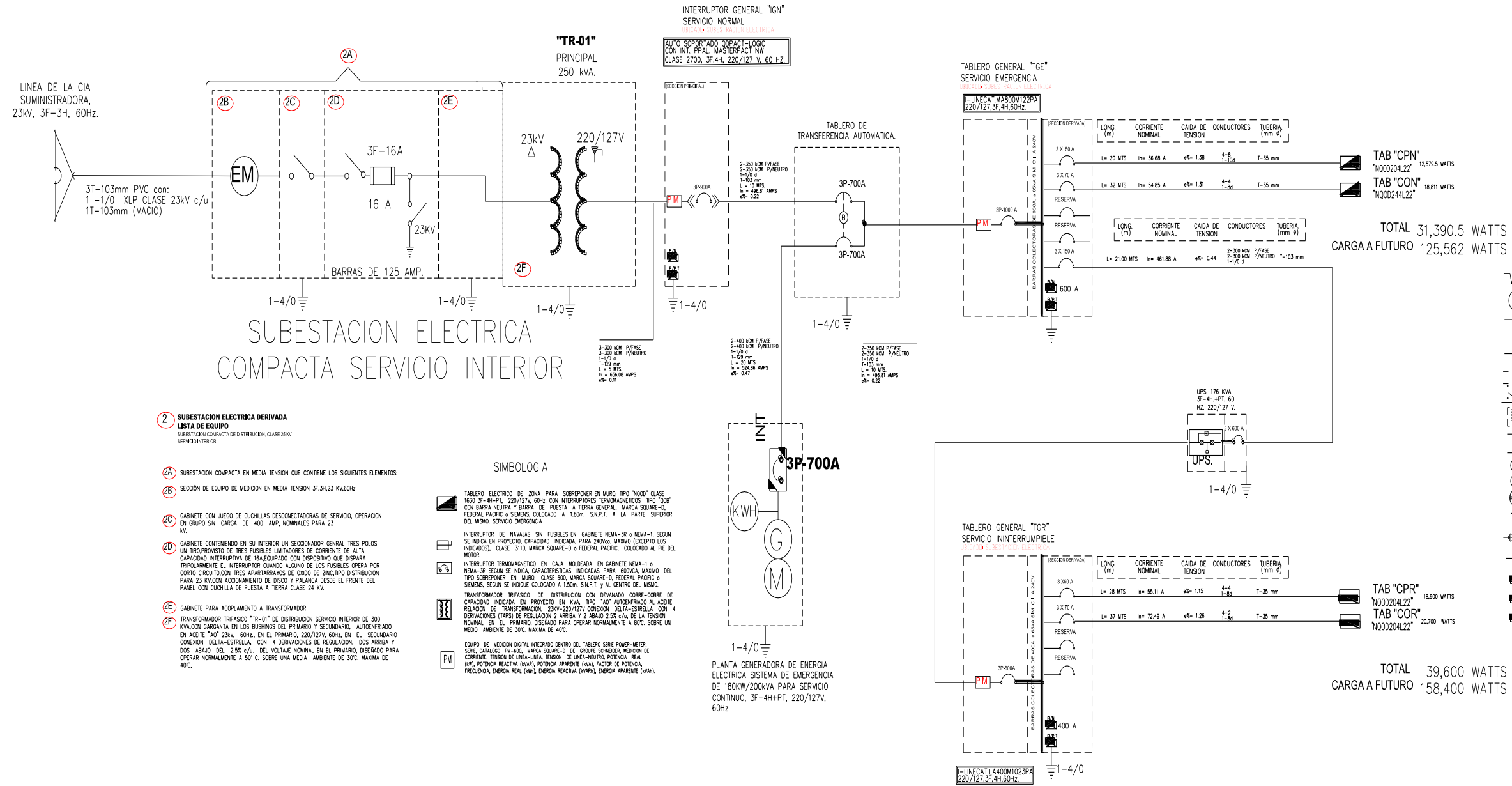


DIAGRAMA UNIFILAR

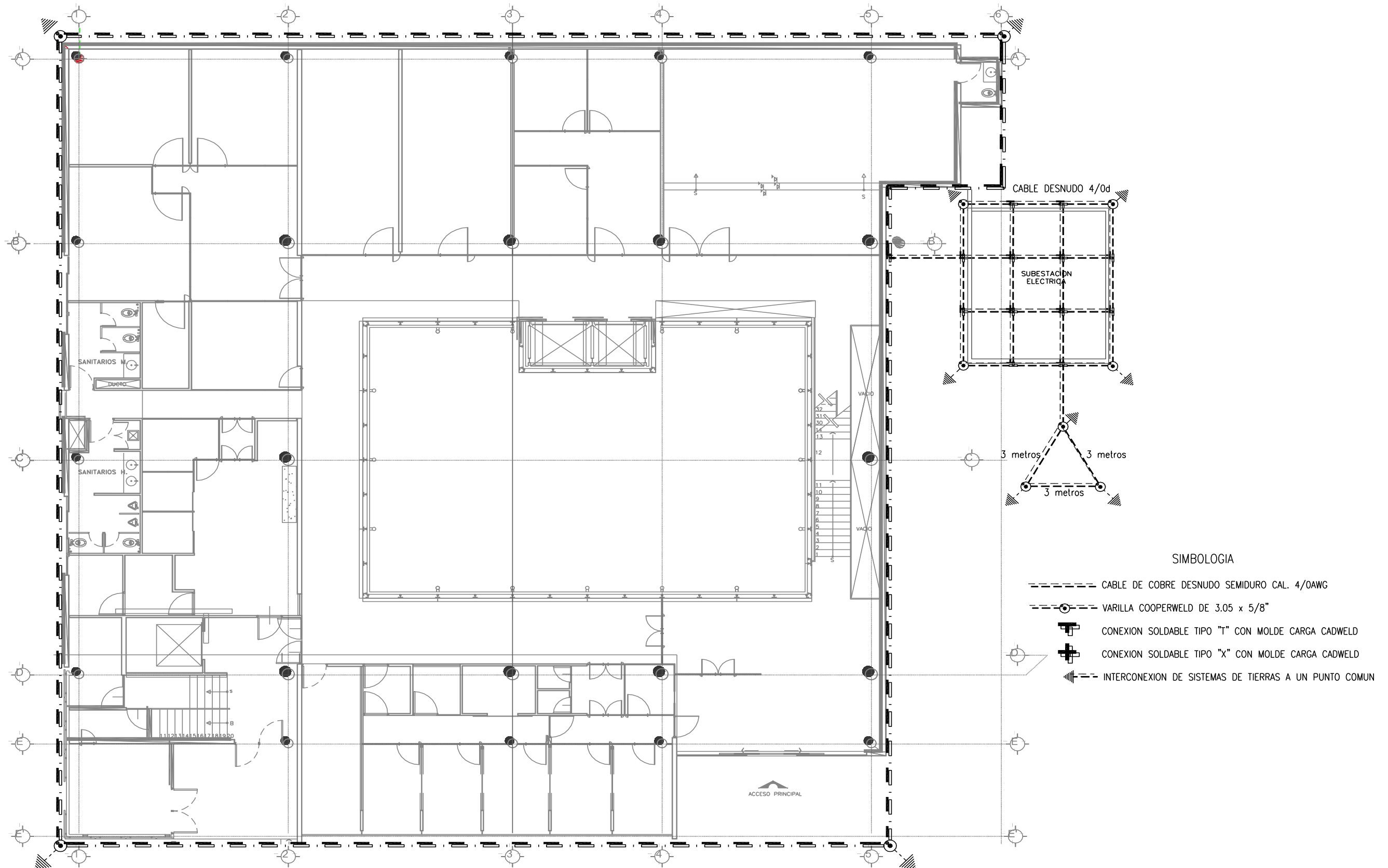


- 2 SUBESTACION ELECTRICA DERIVADA LISTA DE EQUIPO**
SUBESTACION COMPACTA DE DISTRIBUCION CLASE 25 kV, SERVICIO INTERIOR.
- 2A** SUBESTACION COMPACTA EN MEDIA TENSION QUE CONTIENE LOS SIGUIENTES ELEMENTOS:
 - 2B** SECCION DE EQUIPO DE MEDICION EN MEDIA TENSION 3F,3H,23 KV,60HZ
 - 2C** GABINETE CON AJEJO DE CUCHILLAS DESCONECTADORAS DE SERVICIO, OPERACION EN GRUPO SIN CARGA DE 400 AMP, NOMINALES PARA 23 KV.
 - 2D** GABINETE CONTENIDO EN SU INTERIOR UN SECCIONADOR GENERAL TRES POLOS UN TIPO PRONTO DE TRES FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE DE ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE 16A/EQUIPADO CON DISPOSITIVO QUE DESPARA TRIPOLARMENTE EL INTERRUPTOR CUANDO ALGUNO DE LOS FUSIBLES OPERA POR CORTO CIRCUITO, CON TRES APARTARRAYOS DE OXIDO DE ZINC, TIPO DISTRIBUCION PARA 23 KV, CON ACCIONAMIENTO DE DISCO Y PALANCA DESDE EL FRENTE DEL PANEL CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA CLASE 24 KV.
 - 2E** GABINETE PARA ACOPLAMIENTO A TRANSFORMADOR
 - 2F** TRANSFORMADOR TRIFASICO "TR-01" DE DISTRIBUCION SERVICIO INTERIOR DE 300 KV, CON CARGANTA EN LOS BUSHINGS DEL PRIMARIO Y SECUNDARIO, AUTOTENFIADO EN ACEITE "40" 23KV, 60Hz, EN EL PRIMARIO, 220/127V, 60Hz, EN EL SECUNDARIO CONEXION DELTA-ESTRELLA, CON 4 DERIVACIONES DE REGULACION, DOS ARRIBA Y DOS ABAJO DEL 2.5% C/U, DEL VOLTAJE NOMINAL EN EL PRIMARIO, DISENADO PARA OPERAR NORMALMENTE A 50° C. SOBRE UNA MEDIA AMBIENTE DE 30°C. MAXIMA DE 40°C.

- SIMBOLOGIA**
- TABLERO ELECTRICO DE ZONA PARA SOBREPONER EN MURO, TIPO "N000" CLASE 1630 3F-4H+PT, 220/127V, 60Hz, CON INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS TIPO "000" CON BARRA NEUTRA Y BARRA DE PUESTA A TIERRA GENERAL, MARCA SQUARE-D, FEDERAL PACIFIC o SIEMENS, COLOCADO A 1.80m. S.N.P.T. A LA PARTE SUPERIOR DEL MISMO SERVICIO EMERGENCIA
 - INTERRUPTOR DE NAVAJAS SIN FUSIBLES EN GABINETE NEMA-3R o NEMA-1, SEGUN SE INDICA EN PROYECTO, CAPACIDAD INDICADA, PARA 240Vca. MAXIMO (EXCEPTO LOS INDICADOS), CLASE 3110, MARCA SQUARE-D o FEDERAL PACIFIC, COLOCADO AL PIE DEL MOTOR.
 - INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO EN CAJA MOLDEADA EN GABINETE NEMA-1 o NEMA-3R SEGUN SE INDICA, CARACTERISTICAS INDICADAS, PARA 300Vca. MAXIMO DEL TIPO SOBREPONER EN MURO, CLASE 600, MARCA SQUARE-D, FEDERAL PACIFIC o SIEMENS, SEGUN SE INDIQUE COLOCADO A 1.50m. S.N.P.T. Y AL CENTRO DEL MISMO.
 - TRANSFORMADOR TRIFASICO DE DISTRIBUCION CON DEVANADO COBRE-COBRE DE CAPACIDAD INDICADA EN PROYECTO EN KVVA, TIPO "40" AUTOTENFIADO AL ACEITE RELACION DE TRANSFORMACION, 23KV-220/127V CONEXION DELTA-ESTRELLA CON 4 DERIVACIONES (ARriba) DE REGULACION 2 ARRIBA Y 2 ABAJO 2.5% C/U, DE LA TENSION NOMINAL EN EL PRIMARIO, DISENADO PARA OPERAR NORMALMENTE A 50°C. SOBRE UN MEDIO AMBIENTE DE 30°C. MAXIMA DE 40°C.
 - EQUIPO DE MEDICION DIGITAL INTEGRADO CENTRO DEL TABLERO SERIE POWER-METER, SERIE CATALOGO PM-800, MARCA SQUARE-D DE GRUPO SCHNEIDER, MEDICION DE CORRIENTE, TENSION DE LINEA-LINEA, TENSION DE LINEA-NEUTRO, POTENCIA REAL (KW), POTENCIA REACTIVA (KVAR), POTENCIA APARENTE (KVAH), FACTOR DE POTENCIA, FRECUENCIA, ENERGIA REAL (KWH), ENERGIA REACTIVA (KVARH), ENERGIA APARENTE (KVAH).

- SIMBOLOGIA**
- ACOMETIDA DE LA CIA SUMINISTRADORA 13.2 KV, 3F, 3H 60Hz.
 - EQUIPO DE MEDICION EN MEDIA TENSION PROPIEDAD DE LA COMPANIA SUMINISTRADORA, DESCONECTADOR TRIPOLAR DE OPERACION EN GRUPO SIN CARGA (AL AIRE)
 - DESCONECTADOR TRIPOLAR DE OPERACION EN GRUPO CON CARGA (AL AIRE) CON FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE EN MEDIA TENSION.
 - APARTARRAYOS AUTOVALVULABLES.
 - CUCHILLA TRIPOLAR DE PUESTA A TIERRA EN MEDIA TENSION.
 - TRANSFORMADOR TRIFASICO PRINCIPAL DE DISTRIBUCION AUTOTENFIADO EN ACEITE "40" (23KV-220/127V)
 - EQUIPO DE TRANSFERENCIA AUTOMATICA PARA PLANTA DE EMERGENCIA.
 - MOTOR DE COMBUSTION INTERNA, GENERADOR TRIFASICO DE ENERGIA ELECTRICA.
 - KILOWATTMETRO.
 - PUESTA A TIERRA.
 - INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO, NORMALMENTE CERRADO.
 - INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO, NORMALMENTE CERRADO.
 - BARRA NEUTRA.
 - BARRA DE PUESTA A TIERRA AISLADA.

SISTEMA DE TIERRAS



ANEXO B

220-10. Disposiciones generales.

a) Capacidad de conducción de corriente y cálculo de cargas. Los conductores de los alimentadores deben tener una capacidad de conducción de corriente suficiente para suministrar energía a las cargas conectadas. En ningún caso la carga calculada para un alimentador debe ser inferior a la suma de las cargas de los circuitos derivados conectados, tal como se establece en la parte A de este Artículo y después de aplicar cualquier factor de demanda permitido en las Partes B, C o D.

b) Cargas continuas y no continuas. Cuando un alimentador suministre energía a cargas continuas o a una combinación de cargas continuas y no continuas, la capacidad nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente no debe ser menor que la carga no continua, más el 125% de la carga continua. El tamaño nominal mínimo de los conductores del alimentador, sin aplicar ningún factor de ajuste o corrección, debe permitir una capacidad de conducción de corriente igual o mayor que la de la carga no continua más el 125% de la carga continua.

220-11. Alumbrado general. Los factores de demanda de la Tabla 220-11 deben aplicarse a la parte de la carga total calculada para el alumbrado general. No deben aplicarse en el cálculo del número de circuitos derivados para alumbrado general.

TABLA 220-11.- Factores de demanda de cargas de alumbrado.

Tipo de inmueble	Parte de la carga de alumbrado a la que se aplica el factor de demanda (VA)	Factor de demanda (%)
Almacenes	Primeros 12 500 o menos	100
	A partir de 12 500	50
Hospitales*	Primeros 50 000 o menos	40
	A partir de 50 000	20
Hoteles y moteles, incluyendo los bloques de apartamentos sin cocina*	Primeros 20 000 o menos	50
	De 20 001 a 100 000	40
	A partir de 1 00000	30
Unidades de vivienda	Primeros 3 000 o menos	100
	De 3 001 a 120 000	35
	A partir de 120 000	25
Todos los demás	Total VA	100

* Los factores de demanda de esta Tabla no se aplican a la carga calculada de los alimentadores a las zonas de hospitales, hoteles y moteles en las que es posible que se deba utilizar todo el alumbrado al mismo tiempo, como quirófanos, comedores y salas de baile.

220-13. Cargas para receptáculos en inmuebles que no sean de vivienda. En inmuebles que no sean de vivienda, se permite añadir a las cargas de alumbrado cargas para receptáculos de no más de 180 VA por salida, según 220-3(c)(7), sujetas a los factores de

demanda de la Tabla 220-11 o también sujetas a los factores de demanda de la Tabla 220-13.

TABLA 220-13.- Factores de demanda para cargas de receptáculos que no son unidades de vivienda.

Parte de la carga de receptáculos a la que se aplica el factor de demanda (VA)	Factor de demanda (%)
Primeros 10 kVA o menos	100
A partir de 10 kVA	50

240-3. Protección de los conductores. Los conductores que no sean cordones flexibles y cables para artefactos eléctricos, se deben proteger contra sobrecorriente según su capacidad de conducción de corriente, como se especifica en 310-15.

250-81. Sistema de electrodos de puesta a tierra. Si existen en la propiedad, en cada edificio o estructura perteneciente a la misma, los elementos (a) a (d) que se indican a continuación y cualquier electrodo de puesta a tierra prefabricado instalado de acuerdo con lo indicado en 250-83(c) y 250-83(d), deben conectarse entre sí para formar el sistema de electrodos de puesta a tierra. Los puentes de unión se deben instalar de acuerdo con lo indicado en 250-92(a) y 250-92(b), deben dimensionarse según lo establecido en 250-94 y deben conectarse como se indica en 250-115. Se permite que el conductor del electrodo de puesta a tierra sin empalmes llegue hasta cualquier electrodo de puesta a tierra disponible en el sistema de electrodos de puesta a tierra. Debe dimensionarse de acuerdo con el conductor para electrodo de puesta a tierra exigido entre todos los electrodos disponibles.

d) Anillo de tierra. Un anillo de tierra que rodee el edificio o estructura, en contacto directo con la tierra y a una profundidad bajo la superficie no inferior a 800 mm que conste como mínimo en 6 m de conductor de cobre desnudo de tamaño nominal no inferior a 33,6 mm² (2 AWG).

250-83. Electrodo especialmente contruidos. Cuando no se disponga alguno de los electrodos especificados en 250-81, debe usarse uno o más de los electrodos especificados en los incisos a continuación, en ningún caso el valor de resistencia a tierra del sistema de electrodos de puesta a tierra debe ser superior a 25 Ω .

Cuando sea posible, los electrodos de puesta a tierra contruidos especialmente deben enterrarse por debajo del nivel de humedad permanente. Los electrodos de puesta a tierra especialmente contruidos deben estar libres de recubrimientos no conductores, como pintura o esmalte. Cuando se use más de un electrodo de puesta a tierra para el sistema de puesta a tierra, todos ellos (incluidos los que se utilicen como electrodos

de puesta a tierra de pararrayos) no deben estar a menos de 1,8 m de cualquier otro electrodo de puesta a tierra o sistema para puesta a tierra. Dos o más electrodos de puesta a tierra que estén efectivamente conectados entre sí, se deben considerar como un solo sistema de electrodos de puesta a tierra.

a) Sistema de tubería metálica subterránea de gas. No se debe usar como electrodo de puesta a tierra un sistema de tubería metálica subterránea de gas.

b) Otras estructuras o sistemas metálicos subterráneos cercanos. Otras estructuras o sistemas metálicos subterráneos cercanos, como tubería y tanques subterráneos.

c) Electrodo de varilla o tubería. Los electrodos de varilla y tubo no deben tener menos de 2,4 m de longitud, deben ser del material especificado a continuación y estar instalados del siguiente modo:

1) Los electrodos de puesta a tierra consistentes en tubería o tubo (conduit) no deben tener un tamaño nominal inferior a 19 mm (diámetro) y, si son de hierro o acero, deben tener su superficie exterior galvanizada o revestida de cualquier otro metal que los proteja contra la corrosión.

2) Los electrodos de puesta a tierra de varilla de hierro o de acero deben tener como mínimo un diámetro de 16 mm. Las varillas de acero inoxidable inferiores a 16 mm de diámetro, las de metales no ferrosos o sus equivalentes, deben estar aprobadas y tener un diámetro no inferior a 13 mm.

3) El electrodo de puesta a tierra se debe instalar de modo que tenga en contacto con el suelo un mínimo de 2,4 m. Se debe clavar a una profundidad no inferior a 2,4 m excepto si se encuentra roca, en cuyo caso el electrodo de puesta a tierra se debe clavar a un ángulo oblicuo que no forme más de 45° con la vertical, o enterrar en una zanja que tenga como mínimo 800 mm de profundidad. El extremo superior del electrodo de puesta a tierra debe quedar a nivel del piso, excepto si el extremo superior del electrodo de puesta a tierra y la conexión con el conductor del electrodo de puesta a tierra están protegidos contra daño físico, como se especifica en 250-117.

250-84. Resistencia de electrodos de varillas, tubería y placas. Un electrodo que consista en una varilla, tubería o placa, debe tener una resistencia a tierra de 25 Ω o menor una vez enterrado. En caso de que la resistencia a tierra sea mayor que 25 Ω debe complementarse con uno o más electrodos adicionales de cualquiera de los tipos especificados en 250-81 o 250-83 hasta obtener este valor de resistencia permisible.

Cuando se instalen varios electrodos de barras, tubos o placas para cumplir los requisitos de esta Sección se deben colocar a una distancia mínima de 1,8 m entre sí y deben estar efectivamente conectados entre sí. El valor de la resistencia a tierra de los electrodos no debe ser mayor que 25 Ω para casas habitación, comercios, oficinas o locales considerados como de concentración pública.

NOTA: La instalación en paralelo de varillas de más de 2,4 m aumenta la eficiencia si se separan más de 1.8 m.

TABLA 250-95.- Tamaño nominal mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. Sin exceder de:	Tamaño nominal mm2 (AWG o kcmil)	
	(A)	Cable de cobre
15	2,08 (14)	---
20	3,31 (12)	---
30	5,26 (10)	---
40	5,26 (10)	---
60	5,26 (10)	---
100	8,37 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,2 (4)
300	21,2 (4)	33,6 (2)
400	33,6 (2)	42,4 (1)
500	33,6 (2)	53,5 (1/0)
600	42,4 (1)	67,4 (2/0)
800	53,5 (1/0)	85,0 (3/0)
1 000	67,4 (2/0)	107 (4/0)
1 200	85,0 (3/0)	127 (250)
1 600	107 (4/0)	177 (350)
2 000	127 (250)	203 (400)
2 500	177 (350)	304 (600)
3 000	203 (400)	304 (600)
4 000	253 (500)	405 (800)
5 000	354,7 (700)	608 (1 200)
6 000	405 (800)	608 (1 200)

TABLA 310-5.- Tamaño nominal mínimo de los conductores.

Tensión nominal del conductor (V)	Tamaño o designación mínima del conductor mm2 (AWG)	
	Cobre	Aluminio
0-2 000	2,08 (14)	13,3 (6)
2 001-5 000	8,37 (8)	13,3 (6)
5 001-8 000	13,3 (6)	13,3 (6)
8 001-15 000	33,6 (2)	33,6 (2)
15 001-28 000	42,4 (1)	42,4 (1)
28 001-35 000	53,5 (1/0)	53,5 (1/0)

Art. 310-15. Capacidad de conducción de corriente para tensiones nominales de 0 a 2000V.

g) Factores de ajuste.

1.- Más de tres conductores portadores de corriente en un cable o canalización. Cuando el número de conductores portadores de corriente en un cable o canalización sea mayor que tres, la capacidad de conducción de corriente se debe reducir con los factores que se indican en la Tabla 310-15(g).

TABLA 310-15(g).- Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable.

Número de conductores portadores de corriente	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

TABLA 310-16.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30 °C.

Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)					
mm	AWG o kcmil	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
		TIPOS TW*, CCE, TWD-UV	TIPOS RHW*, THHW*, THW-LS, THWN*, XHHW*, TT, USE	TIPOS MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THHWLS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2, USE-2, FEP*, FEPB*	TIPOS UF*	TIPOS RHW*, XHHW*	TIPOS RHW-2, XHHW*, XHHW-2, DRS
		Cobre			Aluminio		
0,824	18	---	---	14	---	---	---
1,31	16	---	---	18	---	---	---
	14	20*	20*	25*	---	---	---

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones eléctricas

2,08	12	25*	25*	30*	---	---	---
3,31	10	30	35*	40*	---	---	---
5,26	8	40	50	55	---	---	---
8,37							
13,3	6	55	65	75	40	0	60
21,2	4	70	85	95	55	65	75
26,7	3	85	100	110	65	75	85
33,6	2	95	115	130	75	90	100
42,4	1	110	130	150	85	100	115
53,5	1/0	125	150	170	100	120	135
67,4	2/0	145	175	195	115	135	150
85,0	3/0	165	200	225	130	155	175
107	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	190	230	255
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	355	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	310	375	420
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	450
458	900	435	520	585	355	425	480
507	1 000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	520	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1010	2000	560	665	750	470	560	630
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						
21-25		1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04
26-30		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
31-35		0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96
36-40		0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91
41-45		0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87
46-50		0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82
51-55		0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76
56-60		,,,,	0,58	0,71	,,,,	0,58	0,71
61-70		,,,,	0,33	0,58	,,,,	0,33	0,58
71-80		,,,,	,,,,	0,41	,,,,	,,,,	0,41

A menos que se permita otra cosa específicamente en otro lugar de esta norma, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (), no

debe superar 15 A para 2,08 mm (14 AWG); 20 A para 3,31 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,26 mm² (10 AWG), todos de cobre.

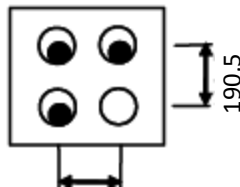
TABLA 310-77.- Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de tres cables monoconductores de cobre aislados MT (MV) o en configuración tríplex, en ductos subterráneos (tres conductores en cada ducto como se indica en la figura 310-60). Para una temperatura del terreno de 20 °C, una resistividad térmica del terreno (RHO) de 90, un factor de carga del 100 % y temperatura de los conductores de 90 °C y 105 °C.

Tamaño o Designación		Capacidad de conducción de corriente para 2 001 V – 5 000 V		Capacidad de conducción de corriente para 5 001 V – 35 000 V	
mm ²	AWG o kcmil	90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
Un circuito (Véase Figura 310-60 Detalle 1)					
8,37	8	64	69	----	----
13,3	6	85	92	90	97
21,2	4	110	120	115	125
33,6	2	145	155	155	165
42,4	1	170	180	175	185
53,5	1/0	195	210	200	215
67,4	2/0	220	235	230	245
85,0	3/0	250	270	260	275
107	4/0	290	310	295	315
127	250	320	345	325	345
177	350	385	415	390	415
253	500	470	505	465	500
380	750	585	630	565	610
507	1 000	670	720	640	690
Tres circuitos (Véase figura 310-60 Detalle 2)					
8,37	8	56	60	----	----
13,3	6	73	79	77	83
21,2	4	95	100	99	105
33,6	2	125	130	130	135
42,4	1	140	150	145	155
53,5	1/0	160	175	165	175
67,4	2/0	185	195	185	200
85,0	3/0	210	225	210	225
107	4/0	235	255	240	255
127	250	260	280	260	280
177	350	315	335	310	330

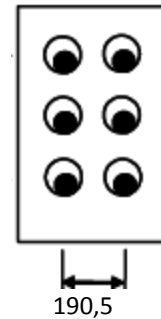
253	500	375	405	370	395
380	750	460	495	440	475
507	1 000	525	665	495	535
Seis circuitos (Véase figura 310-60 Detalle 3)					
8,37	8	48	52	----	----
13,3	6	62	67	64	68
21,2	4	80	86	82	88
33,6	2	105	110	105	115
42,4	1	115	125	120	125
53,5	1/0	135	145	135	145
67,4	2/0	150	160	150	165
85,0	3/0	170	185	170	185
107	4/0	195	210	190	205
127	250	210	225	210	225
177	350	250	270	245	265
253	500	300	325	290	310
380	750	365	395	350	375
507	1 000	410	445	390	415



Detalle 1
292,1x292,1 mm
Zanja con cables entubados, un ducto eléctrico



Detalle 2
482,6x482,1 mm
Zanja con cables entubados, tres ductos eléctrico



Detalle 3
482,6x685,8 mm
Zanja con cables entubados, seis ductos eléctrico

FIGURA 310-60.- Dimensiones para la instalación de cables en ductos.

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

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).

Designación	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

TABLA 10-5. Dimensiones de los conductores aislados y cables de artefactos.

Tipo	Tamaño o designación		Diámetro Aprox. mm	Área Aprox. mm ²
	mm ²	AWG		
	1,31	16	3,38	8,97
	2,08	14	3,76	11,1
SF-1, SFF-1	0,824	18	2,31	4,19
RFH-1, AF, XF, XFF	0,824	18	2,69	5,16
AF, TF, TFF, XF, XFF	131	16	3,00	7,03
AF, XF, XFF	2,08	14	3,38	8,97
Tipos: AF, RHH*, RHW*, RHW-2*, THW, THW-2, TFN, TFFN, THWN, THWN-2, XF, XFF				
RHH*, RHW*, RHW-2*	2,08	14	4,14	13,5
AF, XF, XFF	3,31	12	4,62	16,8
RHH*, RHW*, RHW-2*	5,26	10	5,23	21,5
	8,37	8	6,76	35,9
TW THW THW-LS THHW	2,08	14	3,38	8,97
	3,31	12	3,86	11,7
	5,6	10	4,47	15,7
	8,37	8	5,99	28,2
	13,3	6	7,72	46,8
	21,2	4	8,94	62,8
	26,7	3	9,65	73,2
	33,6	2	10,5	86,0
	42,4	1	12,5	123

THHW-LS THW-2 RHH* RHW* RHW-2*	53,5	1/0	13,5	143
	67,4	2/0	14,7	169
	85,0	3/0	16,0	201
	107	4/0	17,5	240
	127	250	19,4	297
	152	300	20,8	341
	177	350	22,1	384
	203	400	23,3	427
	253	500	25,5	510
	304	600	28,3	628
	355	700	30,1	710
	380	750	30,9	752
	405	800	31,8	792
	456	900	33,4	875
	507	1000	34,8	954

Designación		Alambres componentes		Dimensiones totales		Cobre		Alumini
mm ²	AWG kcmi I	Cantidad	Diámetro mm	Diámetro Mm	Area mm ²	Sin estañar Ω/km	Estañado Ω/km	Ω/km
0,824	18	1	1,02	1,02	0,82	25,5	26,5	
0,824	18	7	0,381	1,17	1,07	26,1	27,7	
1,31	16	1	1,29	1,29	1,31	16,0	16,7	
1,31	16	7	0,483	1,47	1,70	16,4	17,4	
2,08	14	1	1,63	1,63	2,08	10,1	10,5	
2,08	14	7	0,61	1,85	2,70	10,3	10,7	
3,31	12	1	2,05	2,05	3,32	6,33	6,59	
3,31	12	7	0,762	2,34	4,29	6,50	6,73	
5,26	10	1	2,59	2,59	5,26	3,97	4,13	
5,26	10	7	0,965	2,95	6,82	4,07	4,23	
8,37	8	1	3,26	3,26	8,37	2,51	2,58	
8,37	8	7	1,24	3,71	10,8	2,55	2,65	
13,3	6	7	1,55	4,67	17,2	1,61	1,67	2,65
21,2	4	7	1,96	5,89	27,3	1,01	1,05	1,67
26,7	3	7	2,21	6,60	34,3	0,804	0,833	1,32
33,6	2	7	2,46	7,42	43,2	0,636	0,659	1,05
42,4	1	19	1,68	8,43	55,9	0,505	0,525	0,830
53,5	1/0	19	1,88	9,45	70,1	0,400	0,417	0,659
67,4	2/0	19	2,13	10,6	88,5	0,317	0,331	0,522
85,0	3/0	19	2,39	11,9	112	0,252	0,261	0,413
107	4/0	19	2,69	13,4	141	0,199	0,205	0,328
127	250	37	2,08	14,6	168	0,169	0,176	0,278
152	300	37	2,29	16,0	201	0,141	0,146	0,232

177	350	37	2,46	17,3	235	0,120	0,125	0,198
203	400	37	2,64	18,5	269	0,105	0,109	0,174
253	500	37	2,95	20,7	335	0,0846	0,0869	0,139
304	600	61	2,51	22,7	404	0,0702	0,0731	0,116
355	700	61	2,72	24,5	471	0,0604	0,0620	0,0994
380	750	61	2,82	25,3	505	0,0561	0,0577	0,0925
405	800	61	2,90	26,2	538	0,0528	0,0544	0,0869
456	900	61	3,10	27,8	606	0,0469	0,0482	0,0771
507	1000	61	3,25	29,3	672	0,0423	0,0433	0,0695
633	1250	91	2,97	32,7	842	0,0338	0,0348	0,0544
760	1500	91	3,25	35,9	1010	0,0281	0,0289	0,0462
887	1750	127	2,97	38,8	1180	0,0241	0,0248	0,0397
1 010	2000	127	3,20	41,4	1350	0,021	0,0217	0,0348

450-3 (a) (2) (a). Primario. Cada transformador de más de 600 V nominales debe estar protegido por un dispositivo individual de sobrecorriente en el lado del primario. Cuando se usen fusibles, su corriente eléctrica nominal continua no debe exceder 250% de la corriente primaria nominal del transformador. Cuando se usen interruptores automáticos o fusibles con actuadores electrónicos, deben ajustarse a no más de 300% de la corriente primaria nominal del transformador.

921-18. Resistencia a tierra de electrodos. Disposiciones generales. El sistema de tierras debe consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Debe tener una resistencia a tierra baja para minimizar los riesgos al personal en función de la tensión eléctrica de paso y de contacto (se considera aceptable un valor de 10 Ω ; en terrenos con alta resistividad este valor puede llegar a ser hasta de 25 Ω . Para los tipos de electrodos véase 250-84.

a) Plantas generadoras y subestaciones. Cuando estén involucradas tensiones y corrientes eléctricas altas, se requiere de un sistema enmallado de tierra con múltiples electrodos y conductores enterrados y otros medios de protección. Véase Artículo 921 Parte D Subestaciones.

b) Sistemas de un solo electrodo. Los sistemas con un solo electrodo deben utilizarse cuando el valor de la resistencia a tierra no exceda de 25 Ω en las condiciones más críticas. Para instalaciones subterráneas el valor recomendado de resistencia a tierra es 5 Ω .

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, de conexión estrella-estrella, se requiere que el sistema de tierra quede confinado dentro del área que proyecta el equipo sobre el suelo. 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, deben conservarse en un valor menor que lo indicado en la tabla siguiente:

Resistencia (Ω)	Tensión eléctrica máxima (kV)	Capacidad máxima del transformador (kVA)
5	Mayor que 34.5	Mayor que 250
10	34.5	Mayor que 250
25	34.5	250

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.

ANEXO C

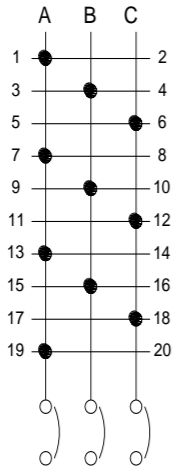
CUADRO DE CARGAS TAB. “CPR”

	CIRCUITO DERIVADO	300W 	300W 	Corriente Nominal (A)	Corriente Corregida (A)	Calibre del conductor	Seccion Transversal en mm2	Distancia en metros	Caida de tension	FASES (W)			INT. “QOB”
										A	B	C	
	1		5	10.63	13.29	10 AWG	5.26	4	0.25	1500			1 x20A
	2		4	8.50	10.63	10 AWG	5.26	12	0.61	1200			1 x20A
	3		4	8.50	10.63		5.26	9	0.46		1200		1 x20A
	4		4	8.50	10.63	10 AWG	5.26	10	0.51		1200		1 x20A
	5		4	8.50	10.63	10 AWG	5.26	12	0.61			1200	1 x20A
	6	4		8.50	10.63	10 AWG	5.26	10	0.51			1200	1 x20A
	7	4		8.50	10.63	10 AWG	5.26	11	0.56	1200			1 x20A
	8	4		8.50	10.63	10 AWG	5.26	11	0.56	1200			1 x20A
	9	4		8.50	10.63	10 AWG	5.26	12	0.61		1200		1 x20A
	10	3		6.38	7.97	10 AWG	5.26	23	0.88		900		1 x20A
	11	4		8.50	10.63	10 AWG	5.26	13	0.66			1200	1 x20A
	12	4		8.50	10.63	10 AWG	5.26	22	1.12			1200	1 x20A
	13												
	14												
	15	3		6.38	7.97	10 AWG	5.26	23	0.88		900		1 x20A
	16	3		6.38	7.97	10 AWG	5.26	26	0.99		900		1 x20A
	17	3		6.38	7.97	10 AWG	5.26	25	0.95			900	1 x20A
	18	2		4.25	5.31	10 AWG	5.26	24	0.61			600	1 x20A
	19	4		8.50	10.63	10 AWG	5.26	29	1.48	1200			
	20												
TOTAL WATTS										6300	6300	6300	

$$\% \text{Desbalanceo} = \frac{\text{Carga Mayor} - \text{Carga Menor}}{\text{Carga Mayor}} \times 100 = \frac{6300 - 6300}{6300} \times 100 = 0.0\%$$

CUADRO DE CARGAS TAB. "COR"

	CIRCUITO DERIVADO	300W 	300W 	Corriente Nominal (A)	Corriente Corregida (A)	Calibre del conductor	Seccion Transversal en mm2	Distancia en metros	Caida de tension	FASES (W)			INT. "QOB"
										A	B	C	
1	1	1	6	12.76	15.94	10 AWG	5.26	30	2.29	1800			1 x20A
2			4	8.50	10.63	10 AWG	5.26	30	1.53	1200			1 x20A
3	4			8.50	10.63		5.26	30	1.53		1200		1 x20A
4	3		2	10.63	13.29	10 AWG	5.26	29	1.85		1500		1 x20A
5	2		2	8.50	10.63	10 AWG	5.26	28	1.43			1200	1 x20A
6	2		2	8.50	10.63	10 AWG	5.26	27	1.37			1200	1 x20A
7	5			10.63	13.29	10 AWG	5.26	22	1.40	1500			1 x20A
8	4			8.50	10.63	10 AWG	5.26	11	0.56	1200			1 x20A
9	3			6.38	7.97	10 AWG	5.26	8	0.31		900		1 x20A
10	3			6.38	7.97	10 AWG	5.26	4	0.15		900		1 x20A
11	3			6.38	7.97	10 AWG	5.26	19	0.73			900	1 x20A
12	2		2	8.50	10.63	10 AWG	5.26	23	1.17			1200	1 x20A
13													
14	4			8.50	10.63			24	1.22	1200			
15	3			6.38	7.97	10 AWG	5.26	19	0.73		900		1 x20A
16	4		1	10.63	13.29	10 AWG	5.26	21	1.34		1500		1 x20A
17	4			10.63	13.29	10 AWG	5.26	23	1.46			1500	1 x20A
18	2		1	6.38	7.97	10 AWG	5.26	35	1.34			900	1 x20A
19													
20													
TOTAL WATTS										6900	6900	6900	



$$\% \text{Desbalanceo} = \frac{C \text{ arg a Mayor} - C \text{ arg a Menor}}{C \text{ arg a Mayor}} \times 100 = \frac{6900 - 6900}{6900} \times 100 = 0.0\%$$

- CONEJO NAVARRO, Antonio Jesús, “Instalaciones eléctricas”, 1ª ed. Aravaca, España, Mc Graw Hill, 2007, 410 p.
- BRATU SERBÁN, Neagu & CAMPERO LITTLEWOOD, Eduardo “Instalaciones eléctricas”, 2ª ed. México D.F., Limusa, 1995, 240 p.
- BECERRIL L., Diego, “Instalaciones eléctricas practicas”, 12ª ed. México D.F., 2010, 225 p.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto, “Manual de Instalaciones eléctricas residenciales e industriales”, 2ª ed. México D.F., Limusa, 2010, 440 p.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto “El ABC de las instalaciones eléctricas industriales”, 1ª ed. México D.F., Limusa, 2010, 580 p.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto “Manual del técnico en subestaciones eléctricas industriales y comerciales”, 1ª ed. México D.F., Limusa, 2010, 425 p.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto “El ABC de las instalaciones eléctricas en edificios y comercios”, 1ª ed. México D.F., Limusa, 2009, 488 p.
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas.