



UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN SIMÓN
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES I

**TRABAJO DIRIGIDO POR ADSCRIPCIÓN PARA OBTENER
EL DIPLOMA ACADÉMICO DE LICENCIADO EN:**

INGENIERÍA ELÉCTRICA

Postulante:

DARDO FERNANDEZ GUZMÁN

Tutor:

Ing. WALTER COSSIO

COCHABAMBA - BOLIVIA
SEPTIEMBRE, 2002

INDICE GENERAL

FICHA RESUMEN

Capitulo I ELEMENTOS DE UN PROYECTO

Página

1.1. Introducción.....	1
1.2. Datos para la elaboración de un proyecto	2
1.2.1. Condiciones de suministro de energía eléctrica	2
1.2.2. Características de las cargas.....	2
1.3. Concepción del proyecto	2
1.3.1. División de la carga en bloques	3
1.3.2. Localización de los tableros de distribución terminal	3
1.3.3. Ubicación del tablero de distribución general	3
1.3.4. Localización de la subestación	3
1.3.5. Definición de los Sistemas	5
1.4. Medio Ambiente	13
1.4.1. Temperatura Ambiente	13
1.4.2. Altitud	13
1.4.3. Presencia de Agua	14
1.4.4. Presencia de Cuerpos Sólidos	14
1.4.5. Presencia de Sustancias Corrosivas o Poluentes	14
1.4.6. Vibraciones	15
1.4.7. Radiaciones Solares	15
1.4.8. Rayos.....	15
1.4.9. Resistencia eléctrica del Cuerpo Humano	15
1.4.10. Contacto de las Personas con Potencial de Tierra	15
1.5. Grados de Protección	16
1.6. Protección contra Riesgo de Incendio y Explosión	17
1.7. Cálculos Eléctricos	17
1.7.1. Consideraciones sobre las Curvas de Carga	17
1.7.2. Determinación de la Demanda	24
1.7.3. Determinación de los Conductores	27
1.7.4. Determinación de las Corrientes de Corto Circuito	27
1.7.5. Determinación de los Valores de Partida de los Motores	27
1.7.6. Determinación de los Dispositivos de Comando y Protección	28
1.7.7. Cálculo de la Malla de Tierra	28
1.7.8. Diagrama Unificar	28
1.7.9. Memorial Descriptivo	30
1.8. Simbología	30

CAPITULO II DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES ELECTRICOS

	Página
2.1 Introducción	33
2.2 Tipos de Conductores	33
2.3 Sistema de Distribución	34
2.3.1 Sistema de Conductores Vivos	35
2.3.2 Sistema de Aterramiento	36
2.4 Criterio para la División de Circuitos	41
2.5 Criterio para el Dimensionamiento de la Sección Mínima de los Conductores...	42
2.5.1 Criterio de la Capacidad de Conducción de Corriente	42
2.5.2 Criterio de Limite de Caída de Tensión	59
2.5.3 Criterio de Capacidad de Corto Circuito	63
2.6 Dimensionamiento de la Sección del Conductor Neutro	67
2.7 Dimensionamiento de la Sección del Conductor de Protección	68
2.8 Barras	69
2.9 Dimensionamiento de Electroductos	71
2.9.1 Electroductos	71
2.9.2 Zanjas	72
2.9.3 Canaletas	75
2.9.4 Bandejas	75

CAPITULO III FACTOR DE POTENCIA

	Página
3.1 Introducción	85
3.2 Factor de Potencia	85
3.2.1 Conceptos Básicos	85
3.2.2 Causas del Bajo Factor de Potencia	86
3.2.3 Consideraciones Básicas sobre la Legislación del Factor de Potencia	87
3.3 Características Generales de los Capacitares	88
3.3.1 Principios Básicos	88
3.3.2 Capacidad	88
3.3.3 Energía Almacenada	89
3.4 Características Constructivas	89
3.4.1 Caja	89
3.4.2 Armadura	91
3.4.3 Dieléctrico	91
3.4.4 Líquido de Impregnación	92
3.4.5 Resistor de Descarga	92
3.5 Características Eléctricas	92
3.5.1 Conceptos Básicos	92
3.6 Aplicación de los Capacitares en Derivación	93
3.6.1 Instalaciones en Proyecto	98
3.6.2 Instalaciones en Operación	106
3.6.3 Aplicaciones Específicas	109
3.7 Corrección del Factor de Potencia	113
3.7.1 Métodos Utilizados	113
3.8 Conexión de los Capacitares en Bancos	118

3.8.1	Conexión en Serie	118
3.8.2	Conexión en Paralelo	119

CAPITULO IV CORTO CIRCUITO EN LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

Página

4.1	Introducción.....	120
4.2	Análisis de las Corrientes de Corto Circuito	120
4.2.1	Formas de Onda de las Corrientes de Corto Circuito	120
4.2.2	Ubicación de las Fuentes de las Corrientes de Corto Circuito	121
4.2.3	Formulación Matemática de las Corrientes de Corto Circuito	122
4.3	Sistema Base y Valores por Unidad	126
4.3.1	Sistema Base	126
4.3.2	Valores por Unidad	126
4.4	Tipos de Corto Circuito	127
4.4.1	Corto Circuito Trifásico.....	127
4.4.2	Corto Circuito Bifásico	128
4.4.3	Corto Circuito Fase-Tierra	128
4.5	Determinación de las Corrientes de Corto Circuito	130
4.5.1	Impedancia del Sistema	130
4.5.2	Metodología de Cálculo	130
4.5.3	Secuencia de Cálculo	132
4.6	Contribución de los motores de Inducción en las Corrientes de Falla	146
4.7	Aplicación de las Corrientes de Corto Circuito	149
4.7.1	Solicitaciones Electrodinámicas de las corrientes de Corto Circuito	149
4.7.2	Solicitud Térmica de las corrientes de Corto Circuito	153

CAPITULO V MOTORES ELECTRICOS

Página

5.1	Características Generales	156
5.1.1	Motores de Corriente Continua	156
5.1.2	Motores de Corriente Alterna	157
5.2	Motores Asíncronos Trifásicos con Rotor Jaula de Ardilla	159
5.2.1	Potencia Nominal	159
5.2.2	Tensión Nominal	160
5.2.3	Corriente Nominal	160
5.2.4	Frecuencia Nominal	160
5.2.5	Factor de Servicio	160
5.2.6	Perdidas Ohmicas	160
5.2.7	Vida Útil	161
5.2.8	Clases de Aislamiento	161
5.2.9	Elaboración de la Temperatura	162
5.2.10	Ventilación	163
5.2.11	Régimen de Funcionamiento	166
5.2.12	Torque Mecánico	170
5.2.13	Categoría	172

5.2.14 Tipos de Conexión	172
--------------------------------	-----

CAPITULO VI PARTIDA DE MOTORES ELECTRICOS DE INDUCCION

	Página
6.1 Introducción	178
6.2 Inercia de las Masas	178
6.2.1 Momento de Inercia del Motor	179
6.2.2 Momento de Inercia de la carga	179
6.3 Torque	180
6.3.1 Torque del Motor	180
6.3.1.1 Torque medio del Motor	181
6.3.2 Torque de la Carga	182
6.3.2.1 Torque Medio de la Carga	185
6.4 Tiempo de Aceleración de un Motor	186
6.4.1 Influencia de la Partida de un Motor sobre el Consumo y la Demanda de Energía Eléctrica	192
6.4.2 Influencia de las Partidas Frecuentes sobre la Temperatura de Operación del Motor	193
6.5 Tiempo de Rotor Bloqueado	197
6.6 Sistema de Arranque de Motores	197
6.6.1 Arranque Directo	197
6.6.2 Arranque con Llave Estrella-Triangulo	198
6.6.3 Arranque a Través de Llave Compensadora	200
6.6.4 Arranque a Través de Reactancia	202
6.6.5 Arranque a Través de la Conexión Dahlander	202
6.7 Caída de Tensión en el Arranque de Motores de Inducción	204
6.7.1 Caída de Tensión en el Arranque de un Solo Motor	204
6.7.2 Caída de Tensión en la partida simultanea de 2 o mas motores	211
6.8 Partida de Motores de Inducción a Través de Conversores de Frecuencia	218
6.9 Contribución de la Carga en la Caída de Tensión durante la Partida de Motores de Inducción	221
6.10 Elevación de la Tensión Nominal de Motores de Potencia Elevada	224
6.11 Sobre Tensiones de Maniobra	225

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

FICHA RESUMEN

El presente trabajo de adscripción consiste en la elaboración de una guía de texto para la materia ELC-267 Instalaciones Eléctricas Industriales I, del Departamento de Electricidad que forma parte del currículum de la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

El contenido está basado en temas específicos estudiados en clases, realizado por el Docente de la materia Ing. Walter Cossío y basado en bibliografía de normas internacionales y nacionales, publicaciones pertinentes y el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de la Sociedad de Ingenieros de Bolivia (SIB).

El trabajo esta compuesto de 6 capítulos, que reflejan los diversos aspectos que son necesarios para la elaboración de una guía de texto en su primera parte de Instalaciones Eléctricas Industriales, el cual contiene los siguientes aspectos:

- Los elementos necesarios para la elaboración de un adecuado proyecto de una instalación eléctrica industrial. Así también, el determinar una acertada metodología para la concepción de dicho proyecto eléctrico.
- El análisis detallado de las condiciones, características de la instalación y de las cargas existentes para dimensionar los conductores en forma correcta, asegurando una adecuada operación de los equipos, además proporcionando confiabilidad en el desempeño del sistema y la protección del personal que la opera.
- El mejoramiento del factor de potencia, características de los capacitores, así como, los puntos de conexión para la liberación de carga, reducción de la corriente de carga y elevación del nivel de tensión.
- El cálculo y análisis de las corrientes de corto circuito en las instalaciones eléctricas, los tipos de corto circuito existentes y la determinación de sus valores para realizar un adecuado proyecto de protección y coordinación.
- Las características de los motores eléctricos, poniendo principal énfasis en los motores asíncronos, con rotor jaula de ardilla con sus características principales, además, la influencia del medio ambiente, los diferentes tipos de régimen de funcionamiento, tipos de conexión y otros aspectos.
- El cálculo de un sistema de partida de los motores, adecuado a las características del sistema de alimentación, para evitar una caída de tensión fuera de los límites establecidos por la concesionaria.

CAPITULO I

ELEMENTOS DE UN PROYECTO

1.1. INTRODUCION

La elaboración de un proyecto de una instalación eléctrica industrial debe estar precedida por el conocimiento de datos relacionados con las condiciones de suministro y de las características de la industria en general.

Normalmente el proyectista recibe del interesado un conjunto de planos de la industria, conteniendo como mínimo los siguientes detalles:

a) Planos de Ubicación

Que tiene la finalidad de situar la obra dentro del contexto urbano.

b) Planos arquitectónicos del área

Que contiene toda el área de Construcción e indica con detalle todos los ambientes de producción, oficinas, depósitos, etc.

c) Planos con la disposición física de las Máquinas

Indica una proyección aproximada de las máquinas debidamente ubicadas con la indicación de los motores y sus respectivos tableros de control.

d) Planos de Detalles

Que contienen todas las particularidades del proyecto de arquitectura que se vayan a construir como ser:

- Vistas y cortes del galpón industrial.
- Detalles sobre la existencia de puentes girantes en los recintos de producción.
- Detalle de columnas y vigas de concreto y otras particularidades de construcción.
- Detalle de montaje de máquinas de grandes dimensiones.

Durante la fase de proyecto es también importante conocer los planes de expansión de la empresa, los detalles del aumento de carga y si es posible conocer el área donde se instalarán.

Cualquier proyecto eléctrico de una instalación industrial debe considerar los siguientes aspectos:

a) Flexibilidad

Es la capacidad que tiene la instalación de admitir cambios en la ubicación de maquinas y equipos, sin comprometer seriamente las instalaciones existentes.

b) Accesibilidad

Es la facilidad de acceso a todas las máquinas y equipos de maniobra.

c) Confiabilidad

Representa el desempeño del sistema con relación a las interrupciones, también asegura la protección e integridad de los equipos y de aquellos que los operan.

1.2. DATOS PARA LA ELABORACION DEL PROYECTO

Además de los planos anteriormente mencionados, se debe tener conocimiento de los siguientes datos:

1.2.1. CONDICIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La concesionaria debe indicar al interesado la información necesaria, como ser:

- Garantía de suministro de energía en condiciones satisfactorias.
- Variación de tensión.
- Tipo de Sistema.
- Capacidad de corto circuito actual y futuro.
- Impedancia reducida en el punto de suministro.

1.2.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS

Esta información se puede obtener del responsable técnico del proyecto industrial, o por medio del manual de especificación de los equipos.

Los datos principales son:

a) Motores

- Potencia
- Tensión
- Corriente
- Frecuencia
- Número de polos y fases
- Conexiones posibles
- Régimen de funcionamiento.

b) Hornos a Arco

- Potencia del horno
- Potencia de Corto Circuito del horno
- Tensión
- Frecuencia

- Potencia del transformador del horno
- Factor de severidad

c) Otras Cargas

Existen otras cargas singulares como máquinas accionadas por sistemas computarizados en los cuales la variación de tensión debe ser mínima, razón por la cual requieren alimentadores exclusivos.

Este tipo de cargas y otros especiales merecen un estudio particular por parte del proyectista.

1.3. CONCEPCIÓN DEL PROYECTO

Se puede seguir los siguientes pasos como una metodología para la concepción del proyecto eléctrico:

1.3.1. DIVISIÓN DE LA CARGA EN BLOQUES

En base a los planos que contienen la disposición física de las máquinas se debe dividir la carga en bloques. Cada bloque debe corresponder a un tablero de distribución con alimentación y protección individual.

Para escoger los bloques se debe considerar los sectores individuales de producción como también la cantidad de carga tomando en cuenta la caída de tensión que se da para cada bloque.

Cuando un determinado sector ocupa un área de grandes dimensiones, puede ser dividido en dos bloques de carga, dependiendo de la caída de tensión al que estarían sometidos cuando estos están alejados del centro de comando.

También, cuando un determinado sector de producción está instalado en un área físicamente aislado de otros sectores, se debe tomar como un bloque de carga individualizado.

Se debe considerar que se puede agrupar sectores de producción en un solo bloque de carga, siempre y cuando la caída de tensión en los terminales de las mismas sea la adecuada.

1.3.2. UBICACIÓN DE LOS TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN TERMINAL

Su ubicación debe satisfacer las siguientes condiciones:

- a) En el centro de la carga.
- b) Cerca de los alimentadores principales.
- c) Alejado de lugares de tránsito de funcionarios.
- d) En ambientes bien iluminados.
- e) En locales de fácil acceso.
- f) En lugares no sujetos a gases corrosivos, inundaciones, etc.
- g) En ambientes con temperatura adecuada.

A los tableros que comandan motores se denomina Centro de Control de Motores (CCM). Si los tableros contienen componentes para el comando exclusivo de la iluminación se denominan Tableros de Distribución de Luz (TDL).

1.3.3. UBICACIÓN DEL TABLERO DE DISTRIBUCIÓN GENERAL

Se ubica de preferencia en la subestación o en un área contiguo a esta. Se denomina también Tablero General de Fuerza (TGF).

1.3.4. UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

El lugar donde se instalara la subestación, se selecciona basándose en el plano arquitectónico y tomando en cuenta las exigencias del área de construcción, como también se puede decidir tomando en cuenta la seguridad de la industria principalmente cuando el producto de fabricación es un producto de alto riesgo.

Se puede elegir también el lugar técnicamente adecuado, de tal manera que no este muy alejado de la carga, para no utilizar alimentadores largos y de sección elevada.

Industrias formadas por dos o mas unidades de producción físicamente separados, permiten mayor flexibilidad para la elección de la subestación.

El proceso para determinar el centro de carga se define por el cálculo del baricentro de los puntos considerados como centro de carga y que corresponden a la potencia demandada de cada unidad de producción y sus respectivas distancias al origen de un eje de referencia, conforme a las siguientes ecuaciones:

$$X = \frac{X_1 \times P_1 + X_2 \times P_2 + X_3 \times P_3 + \dots + X_n \times P_n}{P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n}$$

$$Y = \frac{Y_1 \times P_1 + Y_2 \times P_2 + Y_3 \times P_3 + \dots + Y_n \times P_n}{P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n}$$

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Considerar las potencias y las distancias que se dan en el gráfico y hallar el centro de carga

FIGURA 1.1

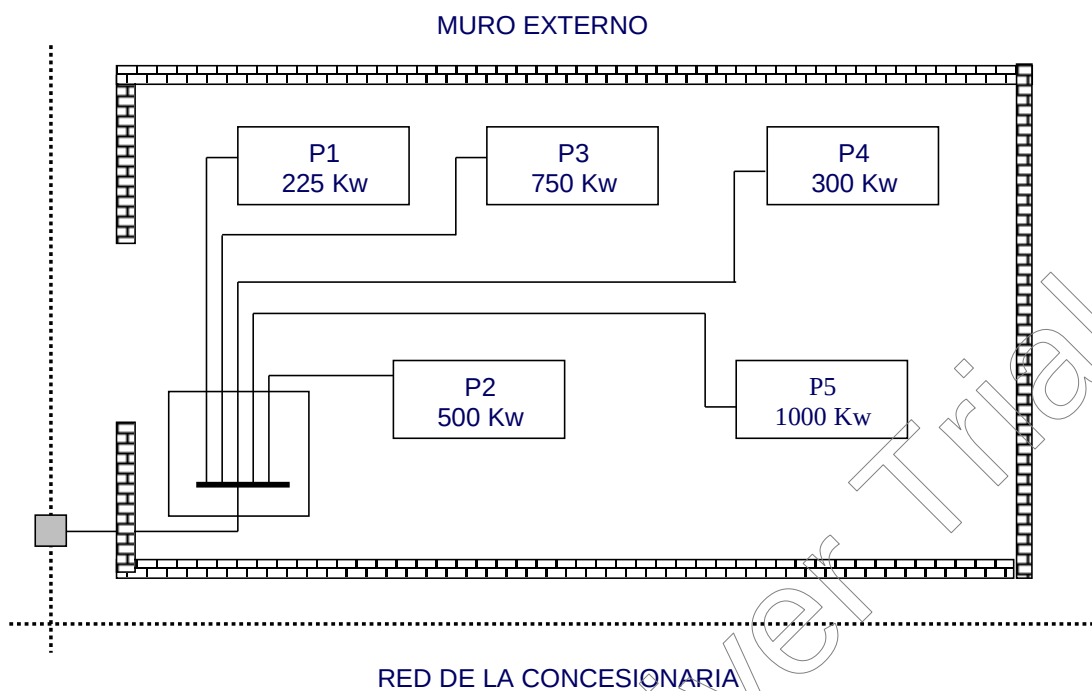
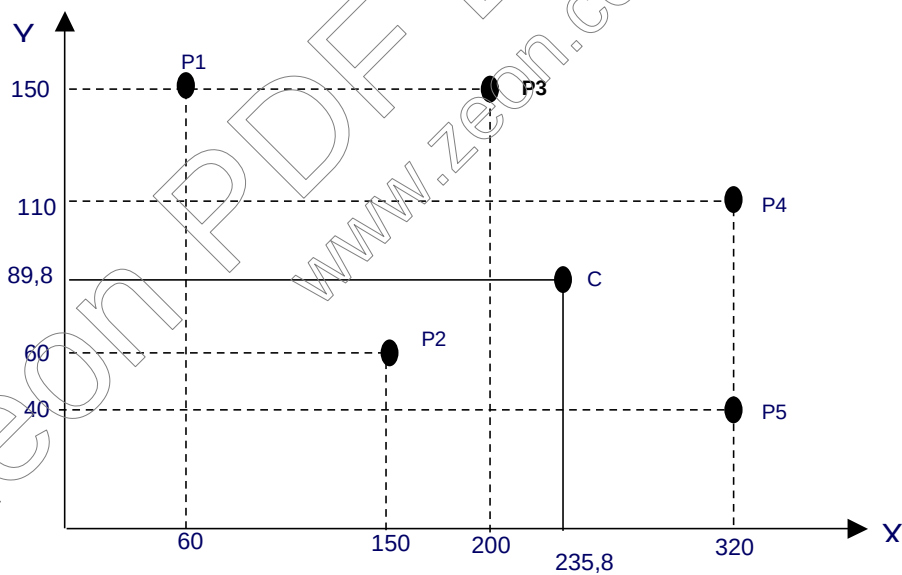


FIGURA 1.2



COORDENADAS PARA DETERMINAR EL CENTRO DE CARGA

$$X = \frac{60 \times 225 + 150 \times 500 + 200 \times 750 + 320 \times 300 + 320 \times 1000}{225 + 500 + 750 + 300 + 1000}$$

$$X = 235,8 \text{ (m)}$$

$$Y = \frac{40 \times 1000 + 60 \times 500 + 110 \times 300 + 150 \times 225 + 150 \times 750}{250 + 500 + 750 + 300 + 1000}$$

$$Y = 89.8(m)$$

Las coordenadas X y Y indican la ubicación adecuada de la subestación, desde el punto de vista de carga.

1.3.5. DEFINICIÓN DE LOS SISTEMAS

a) Sistema Primario de Suministro

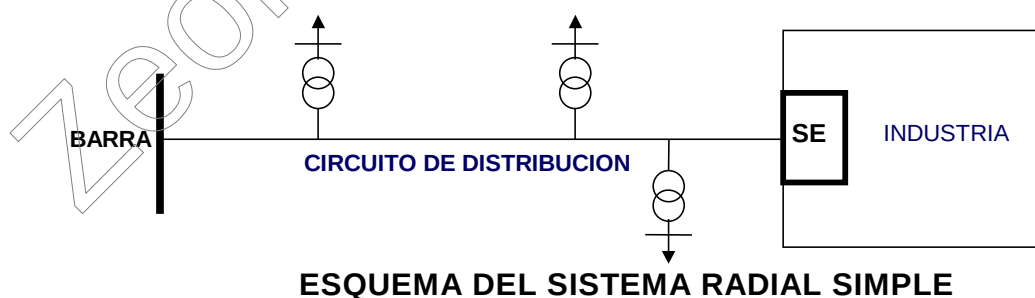
La alimentación de una industria en la mayoría de los casos de responsabilidad de la concesionaria de energía eléctrica. Por lo que, el sistema de alimentación siempre queda limitado a la capacidad de las líneas de suministro existentes en el área del proyecto. Cuando una industria es de cierta capacidad y la producción exige elevada continuidad de servicio, hace que sea necesario realizar inversiones adicionales buscando recursos alternativos de suministro, tales como la construcción de un nuevo alimentador o la adquisición de generadores de emergencia.

Las industrias de una forma general, son alimentadas por uno de los siguientes tipos de sistemas:

▪ Sistema Radial Simple

Es aquel en que el flujo de potencia tiene un solo sentido de la fuente hacia la carga. Es el tipo mas simple de alimentación industrial y el mas utilizado. Pero presenta baja confiabilidad, debido a la falta de recursos de maniobra en caso de pérdida del circuito de distribución de energía, pero en compensación, su costo es reducido comparado con otros sistemas por el hecho de que cuenta solamente con equipos convencionales y de larga duración.

FIGURA 1.3



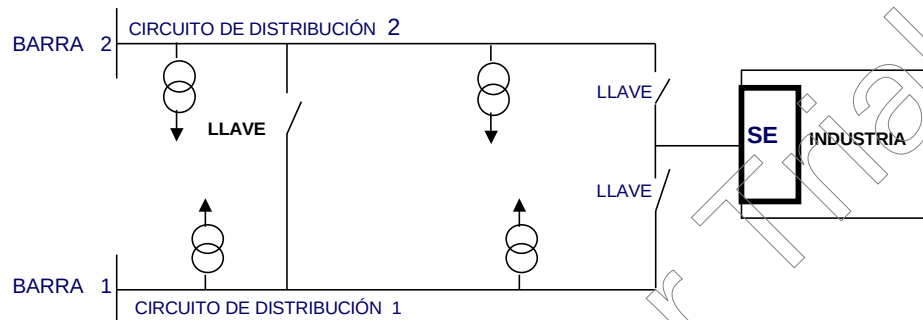
▪ Sistema Radial con Recurso

Es aquel en que un sentido de flujo de potencia puede variar de acuerdo con las condiciones de carga del sistema.

Dependiendo de la posición de los seccionadores colocados entre los circuitos de distribución y del poder de maniobra, este sistema puede ser operado como:

- Sistema Radial en anillo abierto
- Sistema Radial Selectivo

FIGURA 1.4



SISTEMA RADIAL CON RECURSO

Este tipo de sistema con recurso presenta una mayor confiabilidad pues la pérdida eventual de uno de los circuitos de distribución no afecta el suministro de energía a la industria. Excepto durante el periodo de maniobra de los seccionadores considerando una operación manual y operando radialmente.

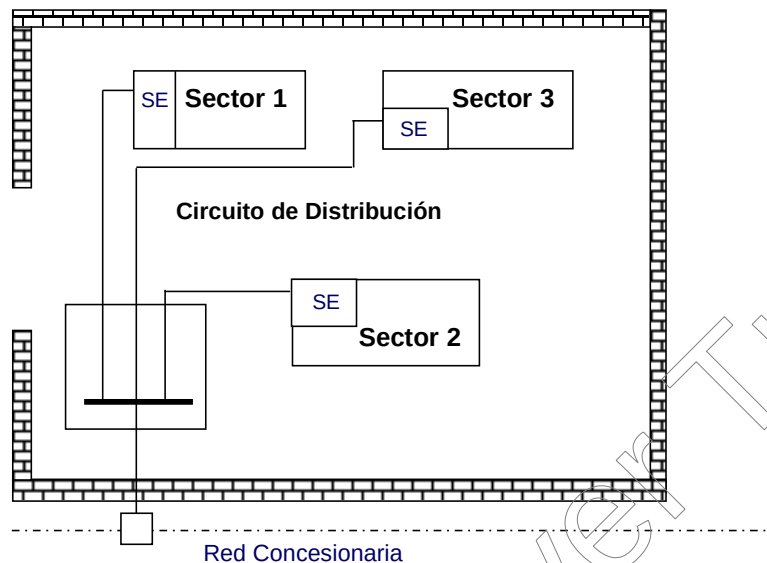
Los sistemas con recurso presentan costos elevados, debido al uso de equipos mas caros y sobre todo por el dimensionamiento de los circuitos de distribución, ya que estos deben poseer capacidad individual suficiente como para suministrar a la carga por si solos, cuando existe salida de uno de ellos. Estos sistemas pueden ser alimentados de uno o mas fuentes de suministro de la concesionaria, mejorando la confiabilidad de suministro.

b) Sistema primario de distribución Interna

Cuando la industria posee 2 o mas subestaciones, que estén alimentadas desde la concesionaria se puede proceder a la energización de los sistemas utilizando:

▪ **Sistema Radial Simple**

FIGURA 1.5

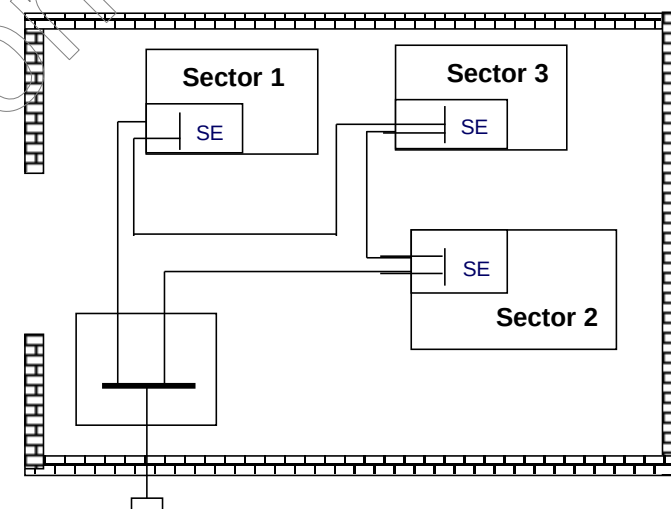


▪ **Sistema Radial con Recurso**

Los puntos de consumo sectoriales poseen alternativas de entrega de energía a través de los circuitos de alimentación.

Como se indica en la figura en los que los puntos de consumo sectorial poseen alternativas de suministro a través de los circuitos de alimentación. Se observa que cada barra de las subestaciones está provista de seccionadores automáticos o manuales, pudiendo estar estas con la posición normalmente abierto o normalmente cerrado, de acuerdo a una mejor distribución de carga en los dos alimentadores.

FIGURA 1.6



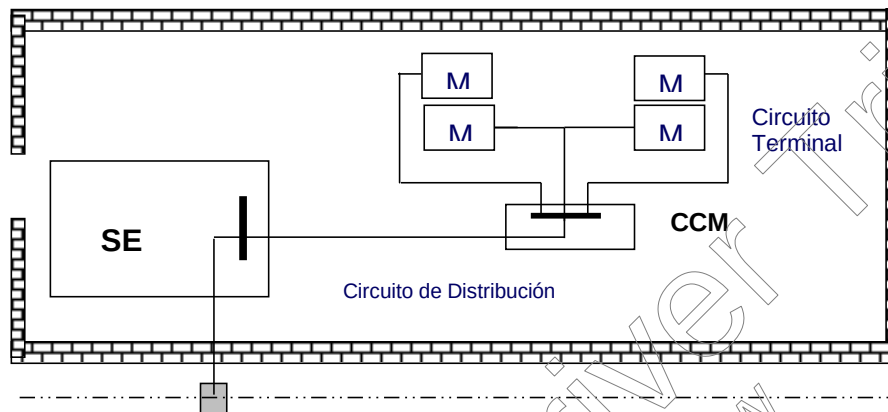
c) **Sistema Secundario de Distribución**

Este sistema se puede dividir en:

▪ **Circuitos Terminales de Motores**

El circuito terminal de motores consiste en 2 o 3 conductores (monofásicos, bifásicos o trifásicos), que conducen corriente en una tensión dada, desde un dispositivo de mando y protección hasta un punto de utilización.

FIGURA 1.7



Los circuitos terminales deben obedecer algunas reglas básicas las cuales son:

- Deben contener un dispositivo de seccionamiento en su origen para fines de mantenimiento, el cual debe desconectar tanto al motor como a su dispositivo de comando. Pueden ser utilizados:
 - Seccionadores
 - Interruptores
 - Disyuntores
 - Fusibles
 - Contactores

Además estos circuitos deben:

- Contener un dispositivo de protección contra corto circuito en su origen.
- Contener un dispositivo de comando capaz de impedir una partida automática del motor.
- Contener dispositivos de accionamiento al motor, de forma a reducir la caída de tensión en la partida a un valor igual o inferior al 10% o de conformidad con las exigencias de carga.
- Preferentemente cada motor debe ser alimentado por un circuito terminal individual.
- Cuando un circuito terminal alimenta mas de un motor u otras cargas, los motores recibirán protección contra sobrecarga en forma individual.

En este caso la protección contra corto circuito debe ser hecha por un dispositivo único ubicado al inicio del circuito terminal.

▪ **Circuitos de Distribución**

Son los circuitos que derivan del tablero general de fuerza y alimentan uno o mas centros de mando (CCM y TDL).

Los circuitos de distribución deben ser protegidos en el punto de origen a través de disyuntores o fusibles de capacidad adecuada a la cargas y a las corrientes de corto circuito.

Los circuitos deben poseer un dispositivo de seccionamiento para proporcionar condiciones satisfactorias de maniobra

▪ **Recomendaciones generales sobre circuitos terminales y de distribución**

Los circuitos terminales y de distribución consideraran las siguientes recomendaciones prácticas con respecto al proyecto:

- La menor sección transversal de un conductor para circuitos terminales de motores es de 4 mm².
- Se debe prever en lo posible una capacidad de reserva de los circuitos de distribución en caso de aumento de cargas futuras.
- Se debe dimensionar circuitos de distribución distintos para iluminación y fuerza.
- Se debe prever como reserva en los tableros generales de fuerza y centros de control de motores, circuitos de distribución y terminales respectivamente para casos de expansión de carga en cantidad racional en función de las características del proyecto. En este caso no existen conductores conectados sino que existe suficiente cantidad de electroductos de reserva.

Las cargas se deben distribuir lo más uniformemente posible entre las fases.

▪ **Constitución de los circuitos terminales y de distribución**

Se constituyen de:

- Conductores

Son usados conductores aislados, unipolares y multipolares, estos están comúnmente instalados en:

- Electroductos

Son utilizados electroductos de PVC o de hierro galvanizado. Los primeros son aplicados generalmente empotrados en paredes, pisos o techos. Los segundos son generalmente utilizados cuando se necesita de una protección mecánica adecuada para el circuito. La utilización de electroductos debe seguir los siguientes criterios:

- * Dentro de los electroductos se instalan cables aislados y unipolares y no se permite la utilización de conductores desnudos.
- * En instalaciones internas donde no existe transito de vehículos pesados, los electroductos de PVC se entierran a una profundidad igual o mayor a 0.25 m.
- * En instalaciones externas sujetas a transito de vehículos livianos, los electroductos de PVC se entierran a 0.40 metros para profundidades inferiores se debe cubrir con cemento.
- * En instalaciones externas sujetas a trafico de vehículos pesados se entierran a 0.60 metros.

Se acostumbra usar electroductos de hierro galvanizado.

- * Los electroductos aparentes deben ser firmemente fijados a una distancia máxima de acuerdo con la siguiente tabla.

TABLA 1.1.
DISTANCIA MÁXIMA ENTRE ELEMENTOS DE FIJACIÓN
DE ELECTRODUCTOS RIGIDOS METALICOS APARENTES

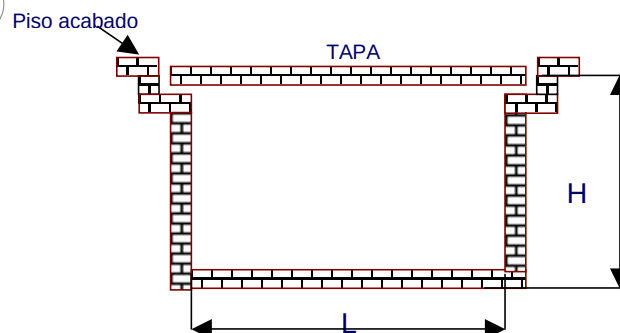
TAMAÑO DE ELECTRODUCTO EN PULGADAS	DISTANCIA MÁXIMA ENTRE ELEMENTOS DE FIJACIÓN EN METROS
$\frac{1}{2}$ - $\frac{3}{4}$	3.00
1	3.70
$1\frac{1}{4}$ - $1\frac{1}{2}$	4.30
2 - $2\frac{1}{2}$	4.80
mayor o igual a 3	6.00

▪ Zanjas

Las zanjas son de utilización en industrias con gran número de maquinas dispuestas regularmente y cuyo punto de alimentación sea próximo al piso. No es aconsejable la utilización de zanjas en lugares en que haya la posibilidad de la presencia de agua o de otros líquidos en el piso, curtiembres, sector de engarrafamiento en la industria de la cerveza, etc. Solamente los cables unipolares y multipolares pueden ser instalados directamente en las zanjas. No se admite conductores desnudos, se deben tomar medidas preventivas para impedir la penetración de cuerpos extraños y líquidos que dificulten la disipación de calor de los conductores o dañar la aislación de los mismos.

Los cables deben estar de preferencia dispuestos en una sola capa, pudiéndose utilizar para ello plataformas instaladas en diferentes niveles.

FIGURA 1.8
CORTE TRANSVERSAL DE UNA ZANJA

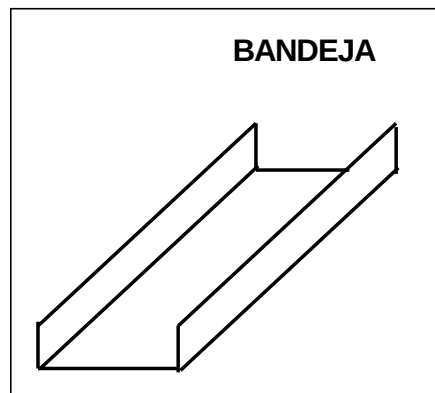


▪ Bandejas

Las Bandejas son formas flexibles y practicas de instalar los conductores pero no es recomendable su utilización en ambientes de atmósfera agresiva o en lugares sujetos a la presencia de gases combustibles en suspensión. Solo se instalan en bandejas cables aislados

unipolares o multipolares y estos cables deben estar dispuestos en una sola capa.

FIGURA 1.9

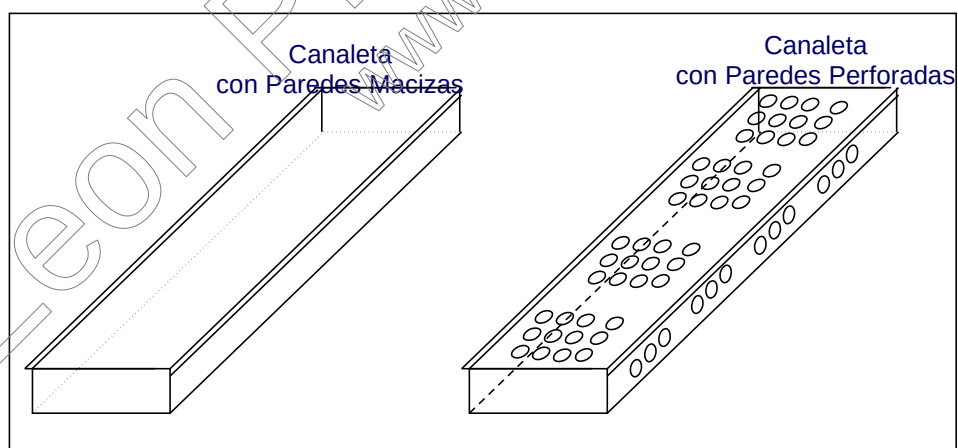


▪ **Canaletas**

A semejanza de las bandejas estas deben ser solo utilizadas en lugares de servicios eléctricos o dentro de los cielos rasos no desmontables.

En las canaletas pueden ser instaladas conductores aislados, cables unipolares y multipolares. En el caso de conductores aislados sólo pueden ser instalados en cajas de paredes macizas, cuyas tapas solo deben ser removidas con herramientas. Es permitida la instalación de conductores aislados en cajas con paredes perforadas (canaletas ventiladas) y con tapas desmontables sin ayuda de herramientas, en ambientes en los cuales solamente debe tener acceso personas calificadas.

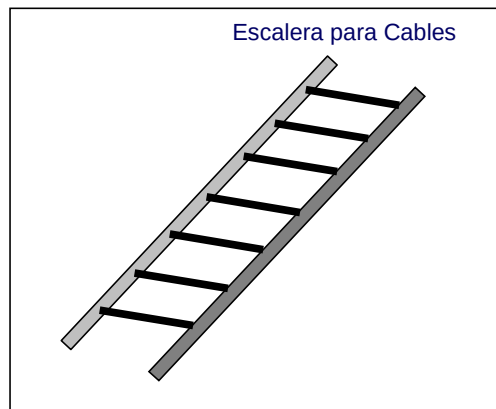
FIGURA 1.10



▪ **Escalera para Cables**

Este sistema de instalación de conductores requiere los mismos principios de utilización requeridos para las bandejas.

FIGURA 1.11



▪ **Electroductos Metálicos (Molduras)**

Son fabricados en cobre y aluminio, siendo soportadas por aisladores apropiados y contenidos en un envoltorio, generalmente metálico y de material aislante y rígido.

Los electroductos metálicos muchas veces llamados Busway, son fabricados en tamaños estándar y poseen varios accesorios complementarios, tales como curvas, ángulos, enmiendas, todos también modulares.

Los electroductos metálicos pueden ser ventilados o no, dependiendo del local donde serán utilizados. Solamente deben ser empleados en instalaciones aparentes.

Debido a su costo elevado solamente debe ser aplicado en circuitos con elevada corriente de carga.

d) Consideraciones Generales sobre Tableros de Distribución.

Los Tableros de Distribución serán construidos de modo que satisfagan las condiciones del ambiente en que son instalados, además presentarán un buen acabado, rigidez mecánica y una buena disposición de los equipos e instrumentos.

Los Tableros TGF, CCM y TDL instalados en ambiente de atmósfera normal, deben en general presentar un grado de protección IP-40, en ambientes de atmósfera contaminada, deben presentar un grado de protección IP-54, estos son cerrados y no poseen instrumentos ni pulsadores de accionamiento externo.

Las principales características de los Tableros de Distribución son:

- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Resistencia mecánica a los esfuerzos de corto circuito para valor cresta
- Grado de protección
- Acabado (protección y pintura final)

1.4. **MEDIO AMBIENTE**

Todo proyecto de instalación eléctrica industrial debe tener en consideración las particularidades de las influencias externas, tales como temperatura, altitud, rayos solares, etc. La norma aplicada para los códigos es la NBR 5410/ 90

1.4.1. **TEMPERATURA AMBIENTE**

Todo material eléctrico, especialmente los conductores, sufren grandes alteraciones en su dimensionamiento en función a la temperatura a que son sometidos.

La temperatura ambiente que se considera para un determinado componente es la temperatura en la cual este va a ser instalado, resultante de la influencia de todos los demás componentes ubicados en el mismo lugar de operación sin tomar en cuenta la contribución térmica del componente considerado.

A continuación se indican los códigos que se emplean de acuerdo al medio ambiente de la instalación.

- AA1: Congelado: - 60 C a + 5 C;
- AA2: Muy Frío: - 40 C a + 5 C;
- AA3: Frío: - 25 C a + 5 C;
- AA4: Templado: - 5 C a + 40 C;
- AA5: Caliente: + 5 C a + 40 C;
- AA6: Muy Caliente: + 5 C a + 60 C.

1.4.2. **ALTITUD**

Debido al enrarecimiento del aire en altitudes superiores a 1.000 m, algunos componentes eléctricos, tales como motores y transformadores, requieren consideraciones especiales en su dimensionamiento.

La clasificación es la siguiente:

- AC1: Baja: ≤ 2.000 m.
- AC2: Alta: ≥ 2.000 m.

1.4.3. **PRESENCIA DE AGUA**

La presencia de agua es factor preocupante en la selección de equipos eléctricos.

La clasificación es:

- AD1: despreciable;
- AD2: Caída de gotas de agua;
- AD3: Aspersión de agua;
- AD4: Proyección de agua;
- AD5: Chorros de agua;
- AD6: Olas;
- AD7: Immersion;
- AD8: Sumergido;

1.4.4. PRESENCIA DE CUERPOS SÓLIDOS

El polvo ambiental perjudica la aislacion de los equipos principalmente cuando esta asociado a la humedad y a la seguridad de las personas cuando hay posibilidad de contacto accidental, esto implica el establecimiento de la siguiente clasificación:

- AE1: Despreciable
- AE2: Objetos Pequeños
- AE3: Objetos muy pequeños
- AE4: Polvo

1.4.5. PRESENCIA DE SUBSTANCIAS CORROSIVAS O POLUENTES

Estas sustancias son altamente perjudicales para los materiales eléctricos en general, sobre todo para las aislaciones.

La clasificación de esos ambientes es:

- AF1: Despreciable
- AF2: Agentes corrosivos de origen atmosférico
- AF3: Acciones intermitentes o accidentales de productos químicos corrosivos o poluentes.
- AF4: Acción permanente de agentes químicos corrosivos o poluentes en cantidades significativas.

1.4.6. VIBRACIONES

Las vibraciones son perjudiciales al funcionamiento de los equipos, notoriamente a las conexiones eléctricas correspondientes, cuya clasificación es:

- AH1: Bajas: Despreciables
- AH2: Medias: Vibraciones con frecuencia entre 10 y 15 Hz amplitud igual o inferior a 0.15 mm.
- AH3: Significativas: vibraciones con frecuencia entre 10 y 150 Hz y amplitud igual o inferior a 0.35 mm.

1.4.7. RADIACIÓN SOLAR

La radiación, principalmente la ultravioleta, altera la estructura de algunos materiales, por lo que la aislación, que son a base de compuestos plásticos, son las mas perjudicadas.

La clasificación es:

- AN1: Despreciable
- AN2: Significativas

1.4.8. RAYOS

Los rayos pueden causar serios daños a los equipos eléctricos, tanto por la sobre tensión, como por la incidencia directa sobre los referidos equipos.

Su clasificación es la siguiente:

- AQ1: Despreciable
- AQ2: Indirectos: sobre tensiones en la red de alimentación
- AQ3: Directos: incidencia sobre los equipos.

1.4.9. RESISTENCIA ELÉCTRICA DEL CUERPO HUMANO

Las personas están sujetas al contacto accidental con partes vivas de las instalaciones, cuya seriedad de lesión está directamente asociada a las condiciones de unidad o presencia de agua en el cuerpo. La clasificación en este caso es:

- BB1: Elevada: condición de piel seca
- BB2: Normal: condición de piel húmeda (sudor)
- BB3: Media: condición de pies mojados
- BB4: Mínima: condición de cuerpo inmerso, tales como piscinas y bañeras.

1.4.10. CONTACTO DE LAS PERSONAS CON POTENCIAL DE TIERRA

Las personas cuando permanecen en un lugar donde hay presencia de partes eléctricas energizadas están sujetas a riesgos de contacto con partes vivas de esta instalación, cuyos ambientes se clasifican de esta manera:

- BC1: Nulos: personas en locales no conductores
- BC2: Mínimo: personas que no corren riesgos de contacto en lugares de conductores
- BC3: Frecuentes: personas en contacto frecuente con elementos conductores
- BC4: Continuos: personas en contacto continuo con elementos conductores

Los proyectistas deben considerar en el proyecto todas las características referidas al medio ambiente tomando todas las providencias necesarias para este fin de tal forma que el proyecto sea adecuado en lo que se refiere a seguridad del patrimonio y de las personas calificadas o no para el servicio de la electricidad.

1.5. GRADOS DE PROTECCION

Reflejan la protección de los cubículos metálicos en cuanto a la entrada de cuerpos extraños y penetración de agua por los orificios destinados a la ventilación o instalación de instrumentos, por las ranuras de chapas, puertas, etc.

Las normas especifican el grado de protección a través de un código compuesto por las letras IP, seguidas de dos números que significan:

a) Primer Número

Indica el grado de protección en cuanto a la penetración de cuerpos sólidos y contactos accidentales, estos son:

- 0 Sin protección
- 1 Cuerpos extraños con dimensiones arriba de 50 mm
- 2 Cuerpos extraños con dimensiones arriba de 12 mm
- 3 Cuerpos extraños con dimensiones arriba de 2.5 mm
- 4 Cuerpos extraños con dimensiones arriba de 1 mm
- 5 Protección contra acumulación de polvo
- 6 Protección contra penetración de polvo

b) Segundo Número

Indica el grado de protección contra la penetración de agua internamente en la envoltura, o sea:

- 0 Sin Protección
- 1 Chorros de agua en vertical
- 2 Chorros de agua hasta una inclinación de 15 grados con la vertical.
- 3 Agua de lluvia hasta una inclinación de 60 grados con la vertical
- 4 Salpicaduras de agua en todas las direcciones
- 5 Olas de agua en todas las direcciones
- 6 Inmersión temporaria
- 7 Inmersión
- 8 Sumersión

A través de las varias combinaciones entre los dos números citados, se puede determinar el grado de protección deseado para un determinado tipo de tablero metálico para equipos eléctricos, en función de su aplicación en una actividad específica.

Debido a una economía de escala los fabricantes estandarizan sus modelos para un tipo de protección, siendo mas comunes el IP 54 destinados a ambientes exteriores y el IP 53 destinados en ambientes interiores.

1.6. PROTECCION CONTRA RIEZGO DE INCENDIO Y EXPLOSION

Las industrias, en general, están permanentemente sujetas a riesgos de incendio dependiendo del producto que fabrican, son bastante vulnerables a explosiones a lo que normalmente le sigue un incendio. Para prevenir esos riesgos es bueno tomar en cuenta algunas consideraciones como por ejemplo:

- a) Todas las partes de las instalaciones eléctricas deben ser proyectadas, ejecutadas y conservadas para prevenir los riesgos de incendio y explosiones.
- b) Las instalaciones eléctricas sujetas a mayor riesgo de incendio y explosión, deben ser protegidas con dispositivos automáticos de protección contra sobre tensión y sobre corriente, de detección, alarma y extinción de incendios.
- c) Los extinguidores de incendios, en las instalaciones eléctricas, deben ser de tipo de dióxido de carbono e instalados en lugares señalizados, protegidos de la intemperie.
- d) Ambientes sujetos a la presencia de gases inflamables tienen que presentar las siguientes condiciones mínimas de seguridad:
 - Ser equipados con puertas de tipo corta fuego.
 - Poseer un sistema eléctrico de tipo a prueba de explosión.
 - Poseer señalización que informe algún riesgo existente.
- e) Las partes de las instalaciones eléctricas sujetas a acumulación de electricidad estática deben ser aterradas.
- f) Las partes metálicas de las instalaciones destinadas a distribuir y almacenar los líquidos inflamables o secos polvorientos y no conductores deben ser conectadas eléctricamente entre si a tierra en puntos suficientes para garantizar la descarga continua de toda la electricidad estática que en ella se acumule.

1.7. CÁLCULOS ELECTRICOS

El cálculo eléctrico permitirá al proyectista determinar los valores de capacidad de los diversos componentes del sistema con el fin de que sean cuantificados y especificados.

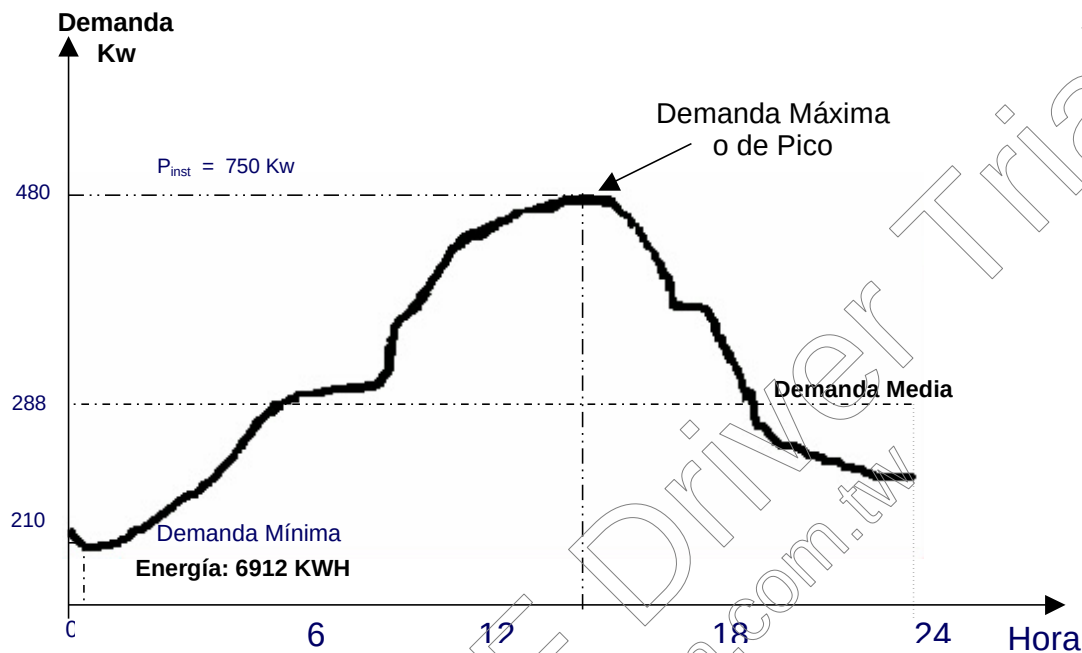
1.7.1. CONSIDERACIONES SOBRE LAS CURVAS DE CARGA

El cálculo correcto de los puntos de la curva de carga de una planta industrial solamente es posible obtenerla durante su funcionamiento en régimen, esto es posible a través de la información del ciclo de operación de los sectores de producción. Es necesario idealizar aproximadamente la conformación de la curva de carga en relación al tiempo con el fin de determinar una serie de factores que influyen en el dimensionamiento de los componentes eléctricos.

Las curvas de carga de plantas industriales varían en función de la coordinación de actividades de los diferentes sectores de producción como también en relación del funcionamiento diario.

En el primer caso es de interés de la gerencia administrativa mantener controlado el valor de la demanda pico con el fin de disminuir el costo operacional de la empresa. El segundo caso en general es fijado ya durante la concepción económica del proyecto.

FIGURA 1.12



A partir de la conformación de la curva de carga se puede determinar los siguientes factores:

a) Factor de Demanda

Es la relación entre la demanda máxima del sistema y la carga total conectada a ella durante un intervalo de tiempo considerado.

La carga conectada es la suma de las potencias nominales continuas de los aparatos consumidores de energía eléctrica. El factor de demanda es, generalmente, menor que la una unidad. Su valor solamente es unitario si la carga total es conectada simultáneamente por un periodo grande.

$$F_d = \frac{D_{\max}}{P_{\text{inst}}}$$

D máx. = Demanda máxima de instalación en KW o KVA
 P inst. = Potencia de carga conectada en KW o KVA

La tabla 1.2 indica los factores de demanda para cada agrupación de motores.

TABLA 1.2

FACTORES DE DEMANDA

NUMERO DE MOTORES EN OPERACIÓN	FACTOR DE DEMANDA EN %
1– 10	70 - 80
11 – 20	60 - 70
21 – 50	55 - 60
51 – 100	50 - 60
> a 100	

2) Factor de Carga

Es la razón entre la demanda media durante un determinado intervalo de tiempo, y la demanda máxima registrada en el mismo periodo.

El factor de Carga, normalmente, se refiere al periodo de carga diaria, semanal, mensual y anual. Cuan mayor es el periodo de tiempo al que se relaciona el factor de carga, menor es su valor, por lo tanto el factor de carga anual es menor que el mensual y que a su vez es menor que el semanal y así sucesivamente.

El factor de carga es siempre mayor a cero y menor o igual a uno. El factor de carga mide el grado en el que la demanda máxima fue mantenida durante el intervalo de tiempo considerado, como también muestra que energía esta siendo utilizada en forma racional por parte de una determinada instalación.

Mantener un elevado factor de carga en el sistema significa obtener los siguientes beneficios:

- Optimización de la inversión de la instalación eléctrica
- Aprovechamiento racional y aumento de la vida útil de la instalación eléctrica, incluidos los motores y equipos.
- Reducción del valor de demanda pico.

El factor de carga se obtiene de la siguiente relación:

$$F_{cd} = \frac{D_{med}}{D_{max}}$$

Fcd = Factor de Carga diaria

Dmed = Demanda media de periodo calculada a través de la integración de la curva de carga de la figura 1.12 lo que equivale al valor del lado del rectángulo correspondiente al eje de la ordenada. El área del rectángulo es numéricamente igual al consumo de energía del periodo.

Dmax = Demanda máxima para un mismo período en Kw

El factor de carga mensual puede ser calculado por la ecuación siguiente:

$$F_{cm} = \frac{C_{Kwh}}{730 \times D_{max}}$$

C_{kwh} = Consumo de energía eléctrica durante un periodo de tiempo considerado.
Con base en el factor de carga mensual se puede determinar el precio medio de pago por la energía consumida, o sea:

$$P_{me} = \frac{TD}{F_{cm} \times D_{max}} + TC$$

TC = Tarifa de consumo de energía eléctrica, en Bs./Kwh. o US\$/Kwh.

TD = Tarifa de demanda de energía eléctrica, en Bs./Kwh. o US\$/KW.

Mejorando el factor de carga se mejora también la economía del consumo de energía eléctrica, esto se puede lograr a través de:

- Conservar el consumo y reducir la demanda.
- Conservar la demanda y aumentar el consumo.

Cada una de ellas tiene una aplicación típica. La primera, que se caracteriza como la mas común, y peculiar en aquellas industrias que inician un programa de conservación de energía, manteniendo la misma cantidad de producto fabricado. Es bueno recordar en este punto que, dentro de cualquier producto fabricado, esta contenida una parte de consumo de energía eléctrica, esto es de Kwh., y no de demanda en Kw. En el segundo caso manteniendo la producción, se debe actuar sobre la reducción de demanda, que puede ser obtenida a través del cambio de operaciones de ciertas máquinas para otros intervalos de tiempo de bajo consumo en la curva de carga de la instalación. Eso requiere la alteración en los turnos de servicio y a veces el aumento en la mano de obra.

EJEMPLO DE APLICACION

Las siguientes figuras representan situaciones operativas de una planta industrial respectivamente antes y después de la aplicación de un estudio de mejora del factor de carga, conservando el mismo nivel de producción.

FIGURA 1.13

Antes de aplicar una mejora en el factor de carga (Fc)

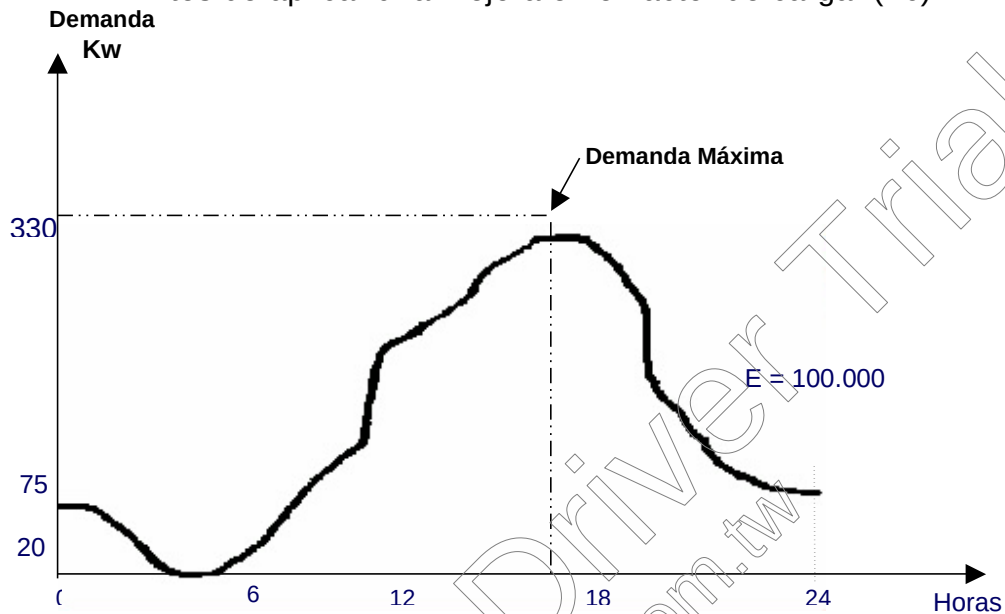
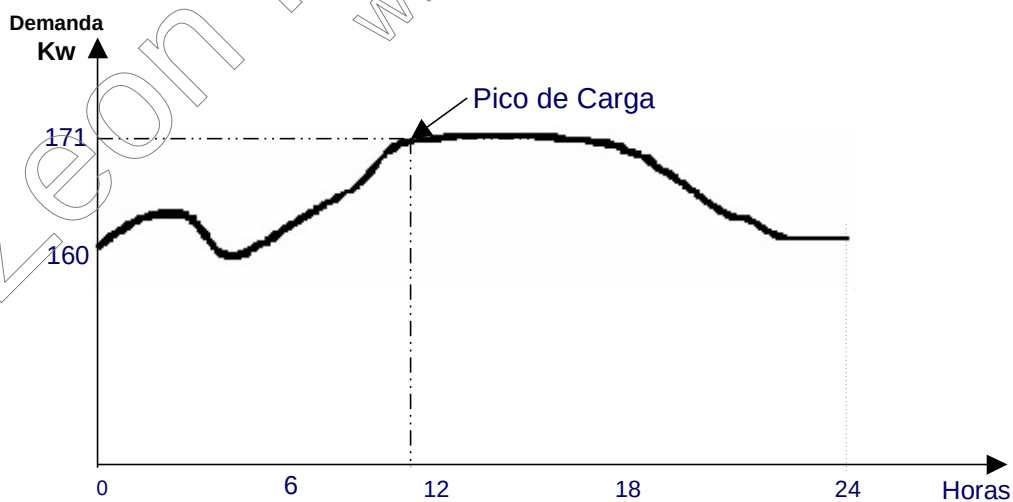


FIGURA 1.14

Después de aplicar una mejora en el Factor de Carga (Fc).



a) Determinar la economía de energía eléctrica resultante, o sea:

- Factor de Carga

$$F_{ca} = \frac{100.000}{730 \times 330} = 0.41$$

- Valor de la cuenta de energía

$$TC = 0,03185 \text{ \$us./Kwh}$$

$$TD = 3,84 \text{ \$us./Kwh}$$

La factura correspondiente valdrá:

$$Fa = (100.000 \times 0,03185) + (330 \times 3,84)$$

$$Fa = 4.425,20 \text{ (\$us.)}$$

- Precio medio de pago es:

$$P_{med} = \frac{3,84}{0,41 \times 730} + 0,03185 = \$us 0,04468 \text{ Kwh.}$$

b) Después de adoptar medidas para mejorar el Fc.

- Factor de Carga

$$F_{ca} = \frac{100.000}{730 \times 171} = 0.8$$

- Valor de la cuenta de energía

$$Fa = (100.000 \times 0,03185) + (171 \times 3,84)$$

$$Fa = 3.841,64 \text{ (\$us.)}$$

- Precio medio de pago

$$P_{med} = \frac{3,84}{0,8 \times 730} + 0,03185 = \$us 0,03842 \text{ Kwh.}$$

- Economía porcentual resultante

$$\Delta F = \frac{4452,20 - 3841,64}{3841,64} \times 100 = 15,8\%$$

Es notoria la diferencia de cuenta de energía eléctrica que se pagará si se produce una mejora en el Factor de Carga de la industria.

Para la mejora del factor de carga se puede también seguir otros métodos que pueden dar excelentes resultados como ser:

a) Control automático de demanda

Esta metodología consiste en separar ciertas cargas de los sectores definidos y alimentarlos a través de circuitos exclusivos comandados por un dispositivo sensor de la demanda, regulado para operar en la desconexión de dichas cargas toda vez que la demanda este por llegar a su valor máximo predeterminado. No todas las cargas se prestan a cumplir este objetivo pues no se recomienda que el proceso industrial sea afectado.

Por las características propias, las cargas seleccionadas son:

- Sistema de aire acondicionado
- Estufas
- Hornos de alta temperatura
- Cámaras frigoríficas

Es necesario realizar un análisis de consecuencias prácticas resultantes de este método para que el proceso productivo no sea afectado. Por ejemplo, la desconexión del sistema de climatización de una industria textil por un tiempo excesivo podrá traer serias consecuencias en cuanto a la calidad de producción.

b) Reprogramación de operaciones de las cargas

Consiste en establecer horarios de operación de algunas máquinas de gran tamaño en ciertos sectores de producción, redistribuyendo el funcionamiento de estas cargas en períodos de menor consumo de energía eléctrica. Esas acciones pueden ser imposibles para determinadas industrias, como aquellas que operan con factores de carga elevados, tal como la industria de cemento, pero es perfectamente factible para otros tipos de plantas industriales.

c) Factor de Pérdida

Es la relación entre la perdida de potencia en la demanda media y la pérdida de potencia en la demanda máxima, considerando un intervalo de tiempo especificado.

El factor de pérdida en la aplicación práctica es tomado como una función del factor de carga y tiene poca aplicación de los proyectos industriales en su mayoría.

$$F_{pe} = (0,30 \times F_c) + (0,70 \times F_c^2)$$

d) Factor de Simultaneidad

Es la relación entre la demanda máxima de un grupo de equipos y la suma de las demandas individuales de estos aparatos, en un intervalo de tiempo considerado.

La aplicación del factor de simultaneidad en instalaciones industriales debe ser precedida de un estudio minucioso a fin de evitar el subdimensionamiento de los circuitos de los equipos.

La tasa de variación de disminución del factor de simultaneidad en general depende de heterogeneidades de las cargas. El factor de simultaneidad es siempre menor a la unidad.

TABLA 1.3
FACTORES DE SIMULTANEIDAD

APARATOS	NUMERO DE APARATOS							
	2	4	5	8	10	15	20	50
Motores de 3/4 a 2,5 cv	0,85	0,80	0,75	0,70	0,60	0,55	0,50	0,40
Motores de 3 a 15 cv	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,65	0,55	0,45
Motores de 20 a 40 cv	0,80	0,80	0,80	0,75	0,65	0,60	0,60	0,50
Arriba de 40 cv	0,90	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60
Rectificadores	0,90	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70
Soldadores	0,45	0,45	0,45	0,40	0,40	0,30	0,30	0,30
Hornos resistivos	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Hornos de Inducción	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-

e) Factor de Utilización

Es el factor por el cual debe ser multiplicada la potencia nominal de los equipos para obtener la potencia media absorbida por los mismos en las condiciones de uso en los diferentes equipos. Ante la falta de datos mas precisos puede ser adoptado un factor de utilización igual a 0.75 para motores, en cuanto a equipos de iluminación y aire acondicionado, el factor de utilización debe ser unitario.

TABLA 1.4

FACTORES DE UTILIZACION

APARATOS	FACTOR DE UTILIZACION
Hornos	1,00
Secadoras, Calderas	1,00
Hornos de Inducción	1,00
Motores de 3/4 a 2,5 cv	0,70
Motores de 3 a 15 cv	0,83
Motores de 20 a 40 cv	0,85
Arriba de 40 cv	0,87
Rectificadores	1,00
Soldadores	1,00

1.7.2. DETERMINACION DE LA DEMANDA

Cabe al proyectista la decisión sobre la previsión de la demanda de instalación, la cual debe ser tomada en función de las características de la carga y del tipo de operación de la industria.

La demanda de las cargas de iluminación, tomas y aparatos domésticos se encuentran especificados en el reglamento para instalaciones eléctricas de baja tensión aprobado por la SIB.

Solamente tomaremos en cuenta las demandas de los tableros de distribución como se detalla a continuación:

a) Demanda de los Tableros CCM y TDL

Se obtiene sumando las demandas individuales de los aparatos, y se multiplica el resultado por el respectivo factor de simultaneidad entre los aparatos considerados.

Para los tableros de iluminación con lámparas de descarga se utiliza reactor con alto factor de potencia y conviene admitir un factor de multiplicación sobre la potencia nominal de las lámparas para de esta manera compensar las pérdidas propias del reactor y de las corrientes armónicas. Este factor puede ser considerado igual a 1,8 u otro valor, de conformidad con la especificación del fabricante.

b) Demanda del Tablero Distribución General

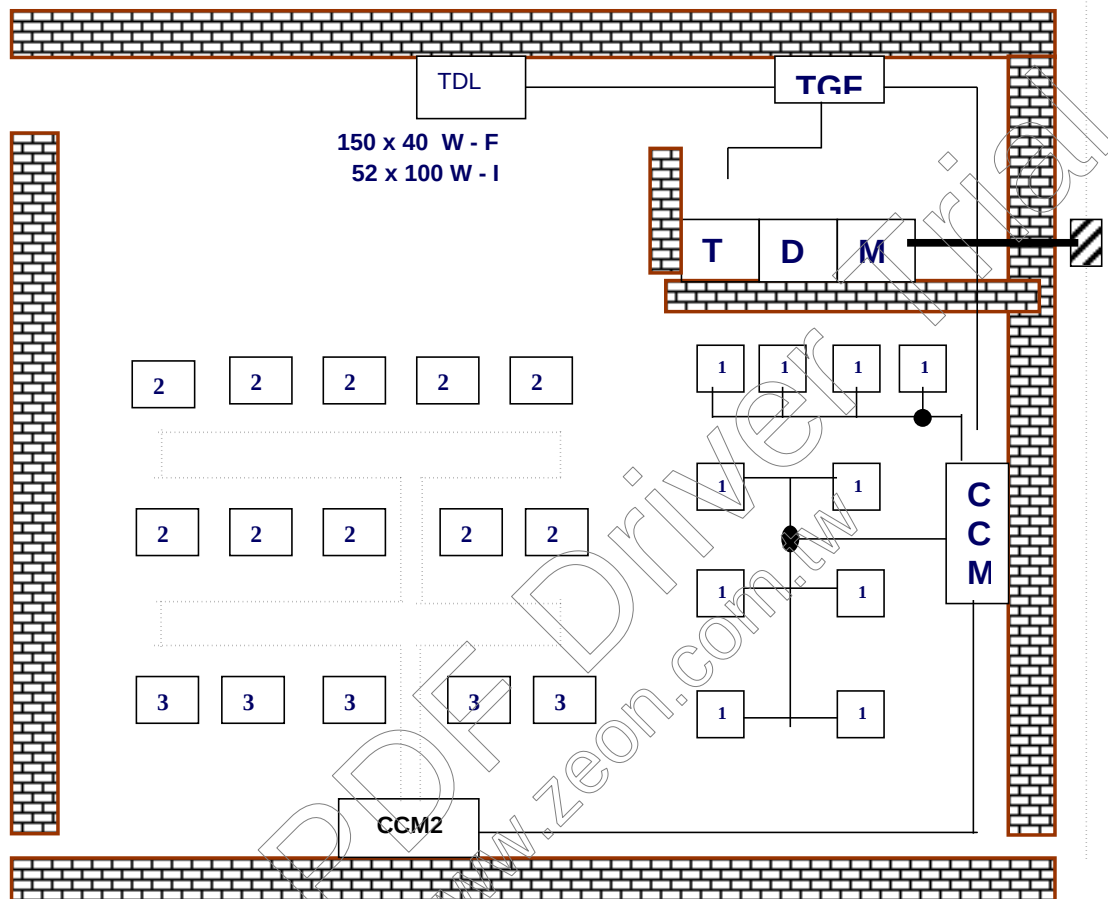
Es obtenida sumando las demandas concentradas en los tableros de distribución y se aplica el factor de simultaneidad adecuado.

Si no se conoce ese factor con cierta precisión, se debe adoptar el valor unitario.

Es conveniente informarse, de los responsables de la industria, sus planes de expansión, a fin de prever la carga futura, dejando, por ejemplo una reserva de espacio en la subestación o carga en el transformador.

EJEMPLO DE APLICACIÓN

FIGURA 1.15



Considerar la industria representada en la figura 1.15 siendo los motores (1) de 75 cv, los motores (2) de 30 cv y los motores (3) de 50 cv. Determinar las demandas de los CCM1, CCM2, TDL y TGE y la potencia necesaria del transformador de la subestación. Considerar que todas las lámparas sean de descarga y los aparatos de iluminación compensados (alto factor de potencia). Todos los motores son de inducción, rotor en jaula y de IV polos.

a) Demanda de motores individuales

- Motores de 75 (cv)

$$D_m = P_n \times F_{um}$$

$$F_{um} = 0.87 \text{ (Tabla 1.3)}$$

$$D_m = 75 \times 0.87 = 65,2 \text{ (cv)}$$

$$D_1 = \frac{65,2 \times 0,736}{0,92 \times 0,86} = 60,6 \text{ (KVA)} \quad (\text{Potencia solicitada de la red})$$

$$0,92 = \eta \quad (\text{Rendimiento})$$

$$0,86 = F_p \quad (\text{Tabla 5.3})$$

- Motor de 30 (cv)

$$D_m = 30 \times 0,85 = 25,5 \text{ (cv)}$$

$$D_2 = \frac{25,5 \times 0,736}{0,90 \times 0,83} = 25,1 \text{ (KVA)}$$

- Motor de 50 (cv)

$$D_m = 50 \times 0,87 = 43,5 \text{ (cv)}$$

$$D_3 = \frac{43,5 \times 0,736}{0,92 \times 0,86} = 40,4 \text{ (KVA)}$$

b) Demanda de los Tableros de distribución

- CCM1

$$D_{ccm1} = N_{m1} \times D_1 \times F_{sm1}$$

$$N_{m1} = 10$$

$$F_{sm1} = 0,65 \text{ (Tabla 1.2)}$$

$$D_{ccm1} = 10 \times 60,6 \times 0,65 = 393,9 \text{ (KVA)}$$

- CCM2

$$D_{ccm2} = N_{m2} \times D_2 \times F_{sm2} + N_{m3} \times D_3 \times F_{sm3}$$

$$N_{m2} = 10$$

$$N_{m3} = 5$$

$$F_{sm2} = 0,65$$

$$F_{sm3} = 0,70$$

$$D_{ccm2} = 10 \times 25,1 \times 0,65 + 5 \times 40,4 \times 0,70 = 304,5 \text{ (KVA)}$$

c) Demanda del Tablero de Distribución General (demanda máxima)

$$D_{TDL} = \frac{1,8 \times 150 \times 40}{0,95 \times 1000} + \frac{52 \times 100}{1000} = 16,5 \text{ (KVA)} \text{ (Tablero de Luz)}$$

$$F_m = 1,8 \text{ (Factor de Multiplicación para compensar las pérdidas del reactor)}$$

$$D_{TGF} = D_{max} = D_{ccm1} + D_{ccm2} + D_{TDL}$$

$$D_{TGF} = 393,9 \times 304,5 + 16,5 = 715 \text{ (KVA)}$$

d) Potencia nominal del transformador

Se pueden utilizar las siguientes soluciones:

- Transformador de 750 Kva.,
- 1 Transformador de 500 Kva., y otro de 225 Kva., operando en paralelo.
- 1 Transformador de 500 Kva., y otro de 300 Kva., operando en paralelo.

e) Cálculo del Factor de Demanda

$$P_{inst} = \left[\frac{10 \times 75}{0,92 \times 0,86} + \frac{10 \times 30}{0,90 \times 0,83} + \frac{5 \times 50}{0,92 \times 0,86} \right] \times 0,736 + P_{ilum}$$

$$P_{ilum} = D_{TDL}$$

$$P_{inst} = 1242,3 \text{ (KVA)}$$

$$F_d = \frac{D_{max}}{P_{inst}} = \frac{715}{1242,3} = 0,57$$

1.7.3. CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES

A partir de la potencia nominal de los equipos, se debe proceder al cálculo de la sección de los conductores de cada circuito.

1.7.4 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Conocidas todas las secciones de los conductores y ya teniendo definida la concepción de la distribución del sistema y de la red de alimentación se debe determinar las corrientes de corto circuito.

1.7.5 CÁLCULO DE LOS VALORES DE PARTIDA DE LOS MOTORES

Se trata de conocer las condiciones de la red durante la partida de los motores.

1.7.6. CÁLCULO DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN Y COMANDO

A partir de los valores de la corriente de corto circuito y de la partida de los motores, se elabora un esquema de protección y comando.

1.7.7. CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

Para este cálculo se requiere del conocimiento previo de la naturaleza del suelo, de las corrientes de falla fase-tierra y de los tiempos de actuación de los dispositivos de protección.

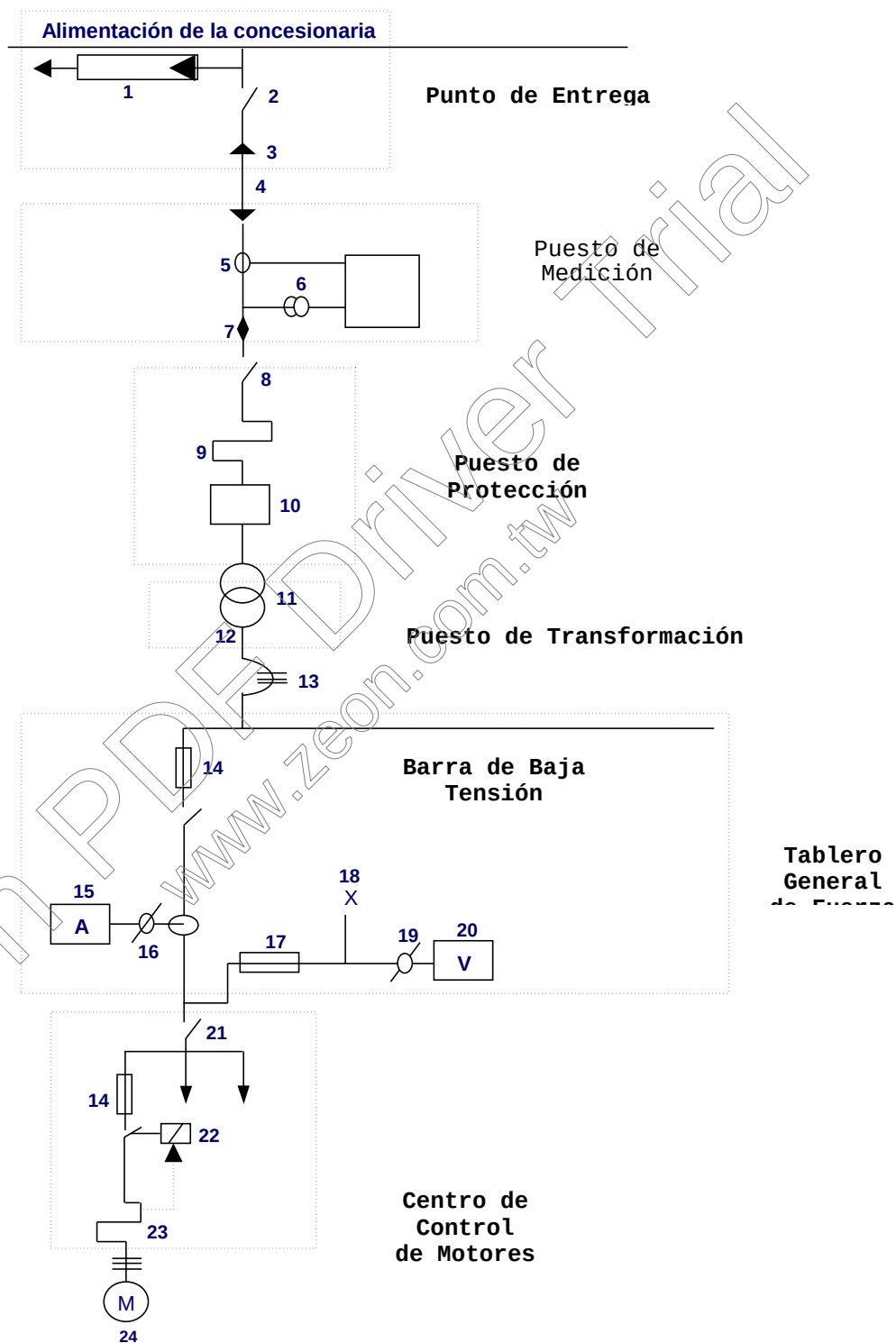
1.7.8. DIAGRAMA UNIFILAR

Para el comprender la operación de una instalación eléctrica es fundamental la elaboración de un diagrama unifilar, donde se representa los siguientes elementos:

- Llaves, fusibles, seccionadores, contactores y disyuntores con sus respectivas capacidades nominales y de interrupción.
- Sección de los conductores y tipos (monofásicos, o trifásicos).
- Sección de las barras.
- Indicación de la corriente nominal de los fusibles.
- Indicación de la corriente nominal de los relés y su faja de actuación.
- Potencia, tensión primaria y secundaria, además de la impedancia de los transformadores.
- Para-rayos, muflas.
- CT's PT's con su relación de transformación.
- Posición de la medición de tensión y corriente.
- Lámparas de señalización.

- | | |
|--|----------------------------------|
| 1. Para-rayos, | 12. Cable aislado para 750 V, |
| 2. Llaves fusibles indicadoras de distribución, | 13. Disyuntor termo magnético, |
| 3. Mufla terminal, | 14. Fusible tipo NH - 160 A, |
| 4. Cables aislados con PVC para 15 Kv, | 15. Amperímetro, |
| 5. Transformador de corriente para medición, | 16. Conmutador para amperímetro, |
| 6. Transformador de potencia, | 17. Conjunto de fusibles diazet, |
| 7. Aislador de pasada, | 18. Lámpara de señalización, |
| 8. Llave seccionadora tripolar, | 19. Conmutador para voltímetro, |
| 9. Relé electromagnético primario de acción directa, | 20. Voltímetro, |
| 10. Disyuntor tripolar de pequeño volumen de aceite | 21. Llave seccionadora tripolar, |
| 11. Transformador de potencia, | 22. Contactor tripolar, |
| | 23. Relé térmico. |
| | 24. Moto |

Un diagrama unifilar típico de una industria que consta de estos elementos se muestra a continuación:



1.7.9. MEMORIA DESCRIPTIVA

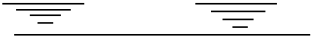
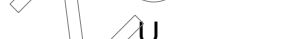
Debe contener la información necesaria para el entendimiento del proyecto. Entre las cuales están:

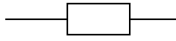
- Finalidad del proyecto,
- Carga prevista y demanda,
- Tipo de subestación,
- Protección y comando de todos los aparatos utilizados,
- Características de los equipos de protección y comando, así como los transformadores, cables, tableros y otros,
- Memoria de todo el cálculo,
- Relación completa del material,

1.8. SIMBOLOGIA

Todo proyecto de instalación eléctrica requiere la adopción de una simbología que represente los diversos materiales adoptados. Dentro de un mismo proyecto se debe siempre adoptar sólo una simbología, a fin de evitar dudas e interpretaciones erróneas.

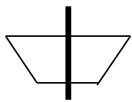
La simbología presentada a continuación fue elaborada a partir de la norma ABNT y el reglamento de instalaciones en baja tensión aprobado por la SIB.

	Conductor Subterráneo
	Conductor Aéreo
	Conductor Empotrado
	Conductor en Zanja
	Conductor en Bandeja
	Conductor de Protección
	Conductor Telefónico

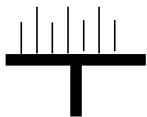


Caja de Derivaciones

Zeon PDF Driver Trial
www.zeon.com.tw



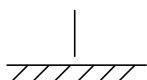
Terminal de Cables (Mufla)



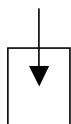
Barra Principal



Tablero de Distribución Parcial



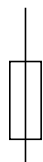
Puesta a Masa



Protector de Sobre tensión



Transformador



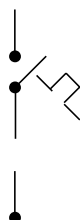
Fusible



Fusible Tripolar



Interruptor



Interruptor con Disparador Térmico



Interrupor con Disparador Magnético

Zeon PDF Driver Trial
www.zeon.com.tw



Selector (2 Posiciones)



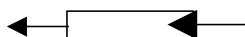
Relé Térmico



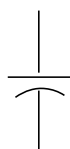
Motor



Generador



Para rayos



Capacitor



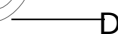
Medidor



Llave Fusible



Llave Estrella Triángulo



Campanilla



Lámpara de Señalización



Detector Automático de Incendios

CAPITULO 2

DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS

2.1. INTRODUCCIÓN

Para el dimensionamiento de los conductores se debe realizar un análisis detallado de las condiciones de la instalación y de la carga existente. Ya que un mal dimensionamiento puede provocar una operación inadecuada de la carga además de representar un elevado riesgo de incendio, principalmente si esta asociado a un deficiente proyecto de protección.

Los factores que intervienen son:

- Tensión nominal
- Frecuencia Nominal
- Potencia de carga
- Corriente de carga
- Tipo de sistema (Monofásico ó Trifásico)
- Condiciones del Ambiente
- Tipo de carga
- Distancia de la carga al punto de suministro
- Corriente de corto – Circuito

Para que un conductor este bien dimensionado se tiene que tomar en cuenta también los elementos de protección asociados al proyecto de manera que las sobrecargas y sobrecorrientes no afecten la aislación del conductor.

2.2. TIPOS DE CONDUCTORES

La mayoría de las instalaciones industriales emplean el cobre como elemento conductor. El uso del conductor de aluminio en este tipo de instalación es muy reducido, a pesar del precio en el mercado que es significativamente menor al de los conductores de cobre.

De hecho los conductores de aluminio necesitan de cuidados mayores en la manipulación e instalación, debido a sus características mecánicas.

De forma general, las conexiones con conductores de aluminio son consideradas como punto vulnerable de una instalación, ya que necesita de mano de obra de buena calidad y técnicas apropiadas.

Los conductores de cobre tiene diferentes tipos de aislación, siendo los más usados el PVC (Clorato de polivinilo), EPR (etileno - propileno), XLPE (Polietileno reticulado), cada uno con sus características químicas, eléctricas y mecánicas propias.

Los conductores son denominados aislados cuando están dotados de una capa aislante, sin capa de protección.

Los conductores pueden ser unipolares, cuando solo poseen un hilo conductor y una capa aislante. Cuando esta constituido por varios conductores aislados en un conjunto y protegido además por una capa externa se denomina multipolar.

FIGURA 2.1

CONDUCTOR AISLADO DE COBRE

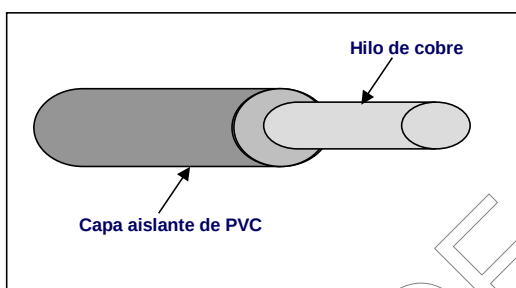


FIGURA 2.2

CABLE DE COBRE UNIPOLAR

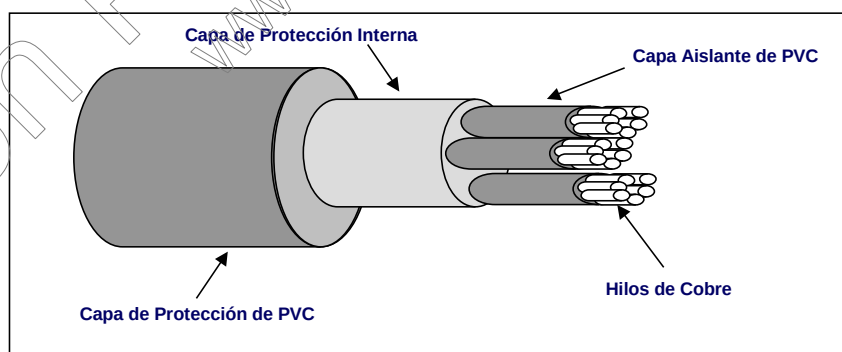
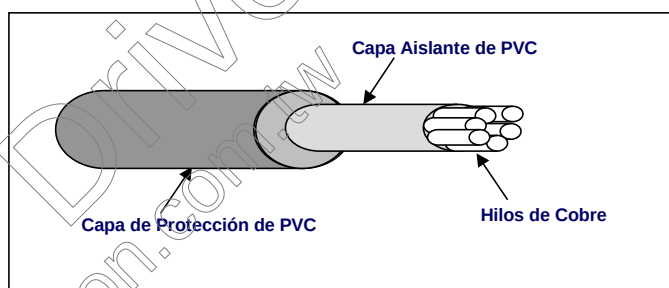


FIGURA 2.3

CABLE DE COBRE TRIPOLAR

Los cables de alta tensión tienen una constitución más compleja en comparación con los de baja tensión, debido principalmente a los elevados gradientes de tensión al que están sometidos.

La aislación de los conductores es designada por el valor nominal de la tensión que soporta entre fases, que es normalizada en 750 V. Y la aislación de los conductores unipolares es designada por los valores nominales de las tensiones que soportan respectivamente entre fase y tierra y que esta normalizada en 600 o 1000 V. Para hilos y cables de baja tensión.

2.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Dependiendo de la carga y el tipo de instalación se puede utilizar varios sistemas, como:

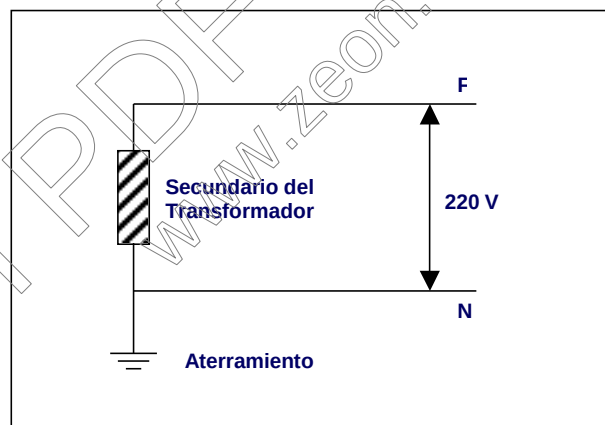
2.3.1 SISTEMA DE CONDUCTORES VIVOS

Considerando solo los sistemas de corriente alterna se tiene:

a) SISTEMA MONOFÁSICO (F-N)

Este sistema es comúnmente utilizado para instalaciones residenciales con un número reducido de unidades de consumo y de pequeña carga. Su configuración es la siguiente:

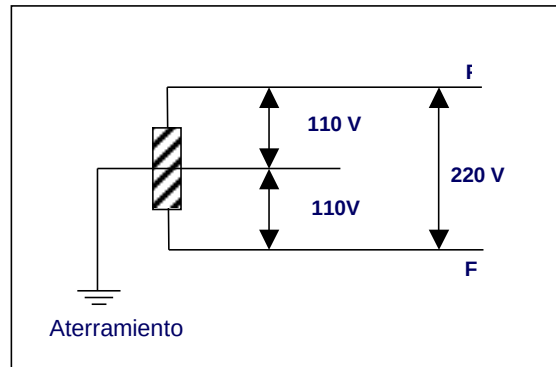
FIGURA 2.4
SISTEMA MONOFÁSICO



b) SISTEMA BIFÁSICO SIMÉTRICO (2-F-N)

Comúnmente conocido como sistema monofásico a tres conductores, es empleado en pequeñas instalaciones residenciales y comerciales, donde hay cargas de iluminación y motores. Su uso es limitado y tiene la configuración que se muestra a continuación.

FIGURA 2.5
SISTEMA BIFÁSICO



c) SISTEMA TRIFÁSICO (3 F)

Este sistema puede estar conectado en delta o en estrella pero con el neutro aislado. Se usa principalmente en instalaciones industriales donde los motores representan la carga preponderante.

FIGURA 2.6
SISTEMA TRIFÁSICO EN DELTA (Δ)

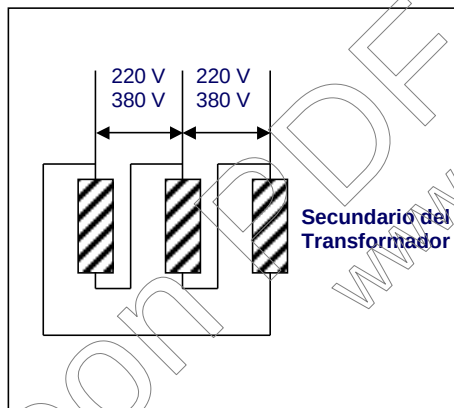
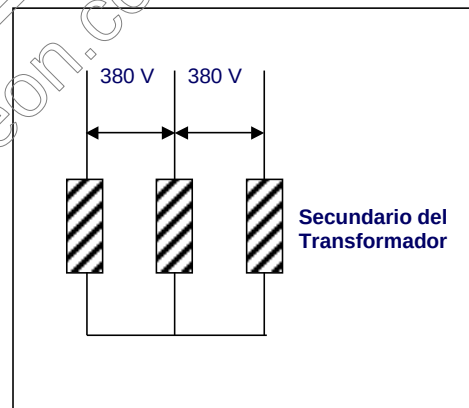


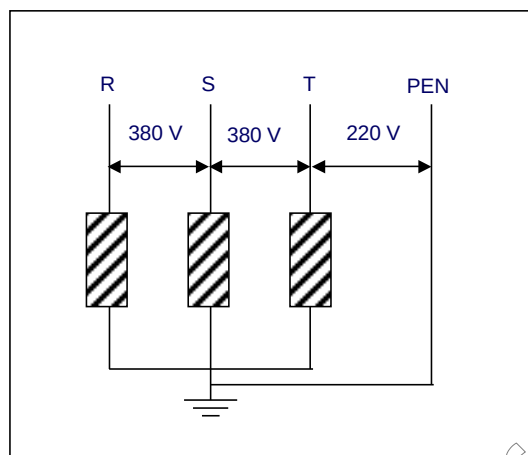
FIGURA 2.7
SISTENA TRIFÁSICO EN ESTRELLA (Y)



d) SISTEMA TRIFÁSICO (4Hilos)

Es el sistema de distribución más utilizado en las instalaciones industriales. Normalmente se usa estrella con el neutro aterrado.

FIGURA 2.8
SISTEMA TRIFÁSICO (3F-N)



2.3.2 SISTEMA DE ATERRAMIENTO

Para clasificar los sistemas de aterramiento se utiliza el siguiente código de letras.

- Primera letra:

Relación entre la alimentación y tierra.

T = La conexión de un punto con la tierra.

I = Aislación de todas las partes activas con relación a tierra ó conexión de un punto con tierra a través de una impedancia.

- Segunda letra:

Relación entre las masas de la instalación eléctrica y tierra.

T = Masas conectadas directamente a tierra.

N = Masa conectada directamente al punto de la alimentación de puesta a tierra (En alterna este punto es normalmente el neutro).

- Otras letras:

Disposición del conductor neutro y de protección.

S = Funciones del neutro y de protección aseguradas por conductores separados.

C = Funciones de neutro y de protección aseguradas por un solo conductor.

Las instalaciones de acuerdo a normas, deben ser ejecutadas de acuerdo con uno de los siguientes sistemas:

a) SISTEMA TN

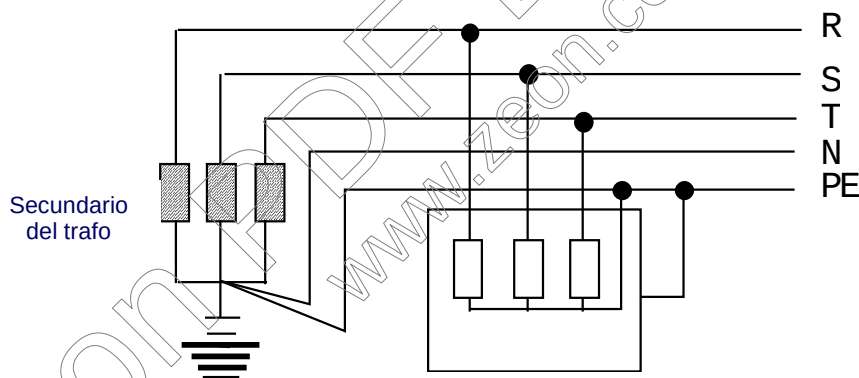
Este sistema tiene un punto directamente aterrado (T) las masas de la instalación están conectadas a este punto a través de conductores de protección (N). De acuerdo con la disposición del conductor neutro y el de protección se consideran 3 tipos de esquemas TN, los cuales son TN-S, TN-C, TN-C-S.

- **SISTEMA TN-S**

Es aquel en el cual el conductor neutro y el de protección son distintos se conoce comúnmente como sistema de 5 conductores. En este caso el conductor de protección se conecta a la malla de tierra en el origen del sistema, por lo que la subestación conecta a todas las masas de la instalación la cual esta compuesta principalmente por la carcasa de los motores, de los transformadores, por los tableros metálicos, soporte de los aisladores, etc. El conductor de protección es responsable de la conducción de las corrientes de defecto entre la fase y las masas.

Las masas conectadas solidamente al conductor de protección PE (protección de tierra) pueden sufrir sobre tensiones debido a la elevación de tensión del punto neutro del sistema cuando este conductor es recorrido por una corriente de defecto.

FIGURA 2.9
SISTEMA TN-S



Los dispositivos de protección y las secciones del conductor se escogerán de forma que si ocurre una falla en cualquier punto de impedancia despreciable entre un conductor de fase y el conductor de protección o una masa, la apertura sea automática en un tiempo máximo igual al especificado. Esto ocurre si se cumple la siguiente condición:

$$Z_S \times I_{ft} = V_{ft}$$

Z_s = Impedancia que da paso a la corriente de falla.
 I_{FT} = Corriente de falla fase – tierra que asegura el disparo de la protección
 V_{ft} = Tensión nominal entre fase y tierra.

Todas las masas de la instalación se conectarán a un conductor de protección.

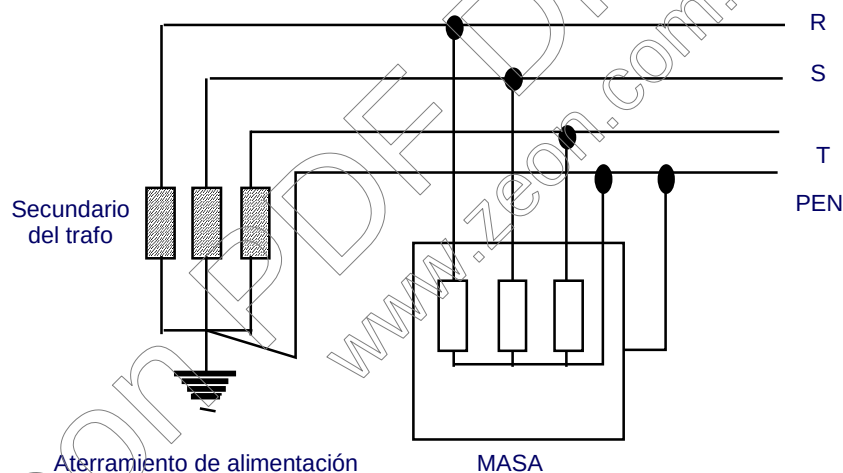
• SISTEMA TN-C

En este sistema las funciones del neutro y de protección las realiza un solo conductor a lo largo de todo el sistema. Se conoce como sistema de 4 conductores. El conductor neutro se conecta a la malla de tierra en el origen del sistema por lo que la subestación conecta a las masas de la instalación. De esta forma el neutro además de conducir la corriente de desequilibrio del sistema es también responsable de la conducción de la corriente de falla.

El sistema TN-C es uno de los más utilizados en instalaciones de pequeño y medio porte, ya que se reduce el costo por la no utilización del quinto conductor.

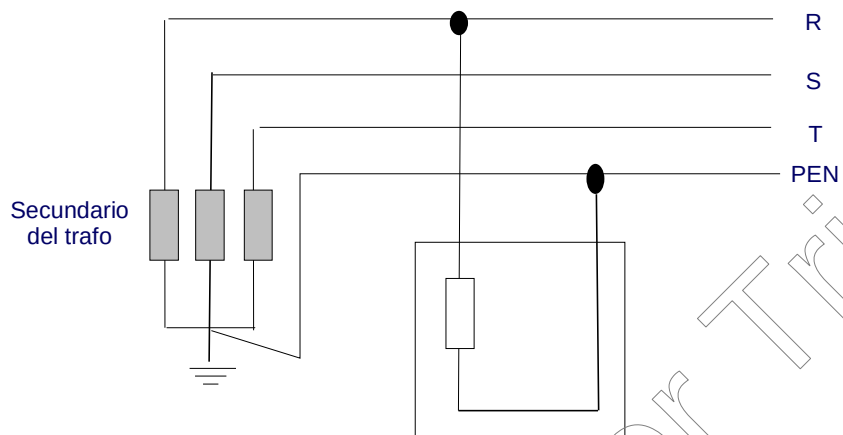
FIGURA 2.10

SISTEMA TN-C



Es importante observar que la rotura del conductor neutro en el sistema TN-C hace que las masas de los equipos estén al potencial de fase, como se puede observar en siguiente grafico:

**FIGURA 2.11
SISTEMA TN-C**

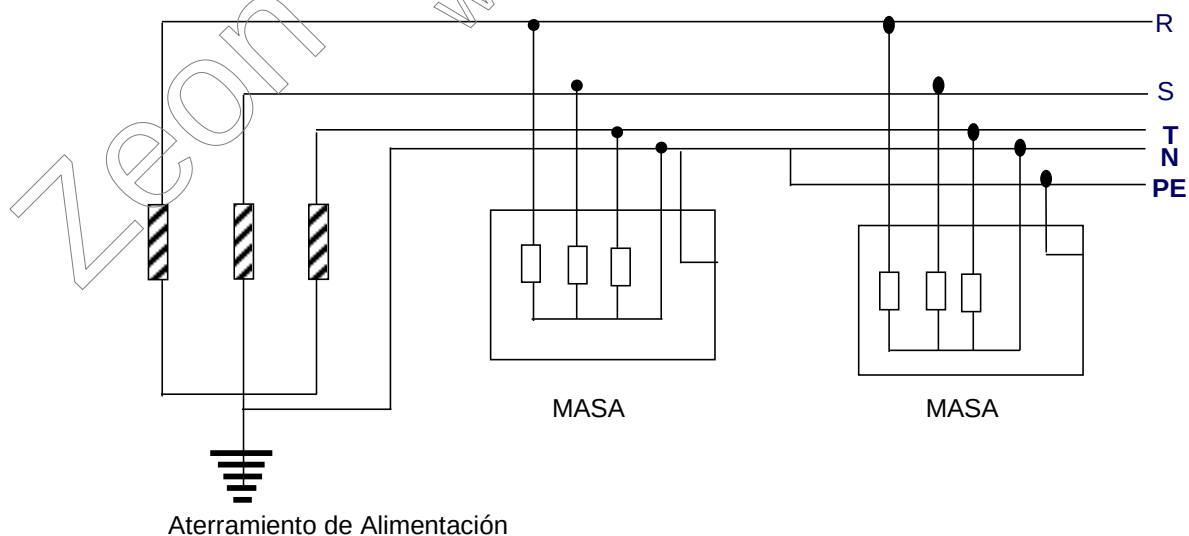


Es conveniente realizar varios aterramientos en este sistema, para garantizar que en caso de falla el potencial resultante de las masas y del conductor de protección permanezcan lo mas próximo posible al potencial de tierra.

- **SISTEMAS TN-C-S**

Las funciones de neutro y de protección se combinan en un solo conductor en una parte del sistema.

**FIGURA 2.12
SISTEMA TN-C-S**



b) SISTEMA TT

Este sistema tiene un punto de alimentación directamente aterrado y las masas de la instalación están conectadas a electrodos de aterramiento independientes del electrodo de alimentación.

En el sistema TT de forma contraria a TN las masas no están sujetas a sobre tensiones debido a la caída de tensión en el neutro tanto para la corriente normal como para la corriente de falla entre fase y neutro.

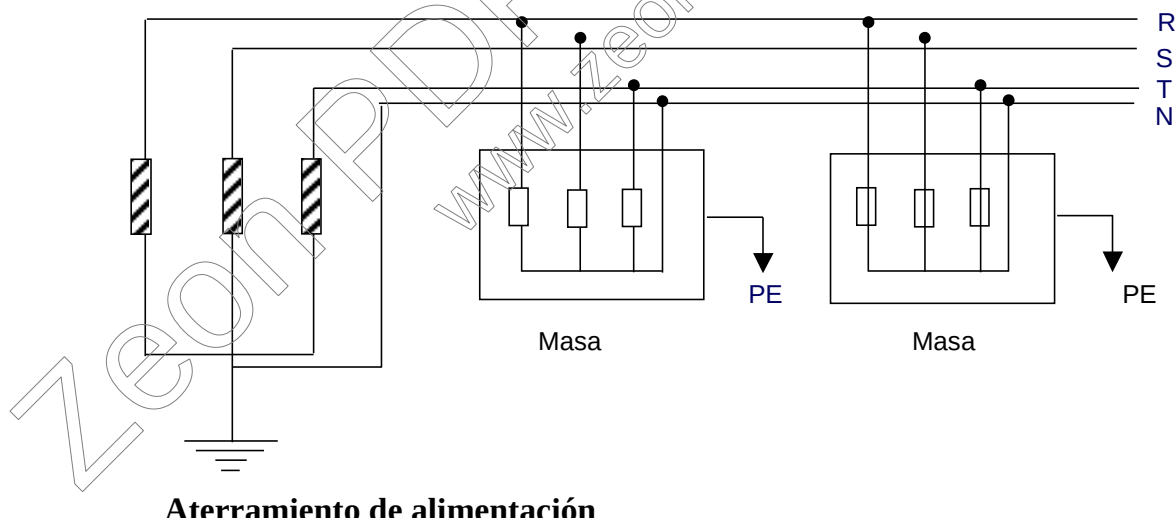
Para asegurar que no ocurra una falla entre la fase y la masa el dispositivo de protección debe abrir el circuito de alimentación por lo que la tensión de contacto no debe ser superior a la tensión de contacto límite. Para lo cual se establece la siguiente condición.

$$R_t \times I_{ft} < V_t$$

R_t = Resistencia de aterramiento de las masas.
 V_t = Tensión de contacto límite.

FIGURA 2.13

SISTEMA TT.

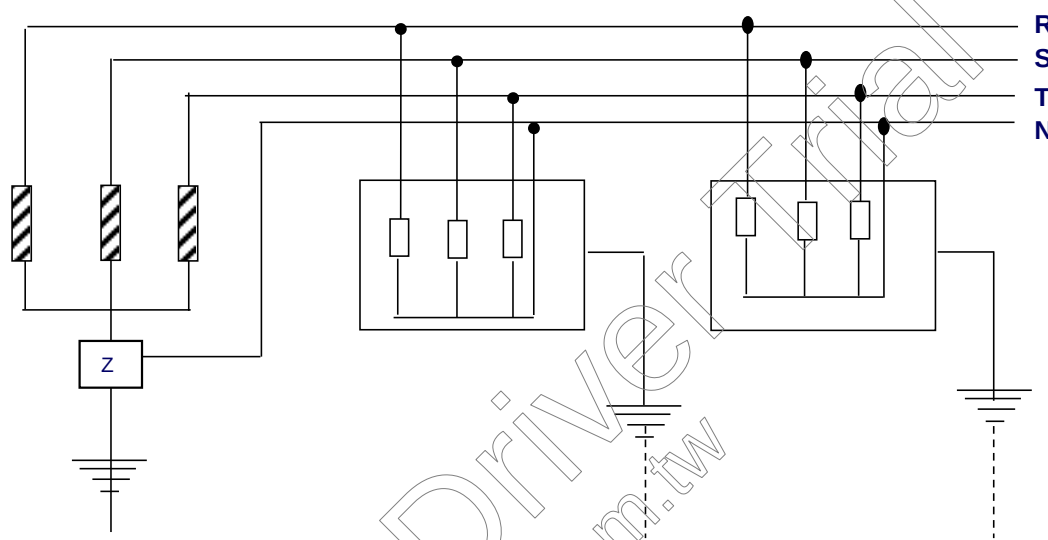


c) SISTEMA IT

Este sistema no tiene su punto de alimentación directamente aterrado, sino que la instalación se aterrera a través de una impedancia de valor elevado que se conecta a un punto del neutro artificial.

En caso de que la conexión sea en delta es necesario utilizar un transformador de aterramiento.

FIGURA 2.14
SISTEMA IT



Cuando se considera una falla a tierra, debido a la presencia de una impedancia elevada; la corriente es de pequeña intensidad, por lo que en este caso no es necesario que el circuito sea abierto.

En el caso de que ocurriera una segunda falla a masa o tierra en forma simultánea a la primera, las corrientes de falla asumen valores extremadamente elevados, pues esto representa un corto circuito entre dos fases y las corrientes de falla asumen valores extremadamente elevados.

El sistema IT se caracteriza porque la corriente resultante de una sola falla fase-masa no posee intensidad suficiente como para provocar la aparición de tensiones peligrosas.

2.4 CRITERIOS PARA LA DIVISIÓN DE LOS CIRCUITOS

Para que una instalación eléctrica tenga el desempeño satisfactorio, debe ser proyectado tomando en cuenta los siguientes criterios:

- Toda instalación debe ser dividida en varios circuitos de acuerdo con las necesidades, a fin de:
 - Evitar algún peligro y además limitar las consecuencias de una falla.
 - Facilitar todas las verificaciones y ensayos.

- Cada circuito se divide de forma que pueda ser seccionado sin riesgo de alimentación inadvertida a través de otro circuito.
- Los circuitos terminales se individualizan para cada equipo de acuerdo a la función que cumple.
- En las instalaciones trifásicas las cargas deben distribuirse entre las fases de modo que se obtenga el mayor equilibrio posible.
- Se debe proveer también distintos circuitos para las partes donde la alimentación debe ser comandada separadamente; como los circuitos de seguridad de algunos servicios esenciales, de forma que estas no sean afectadas por falla de otros circuitos.

Es conveniente prever una capacidad de reserva en los circuitos que alimentan a varias cargas. Esta se realiza dentro de las expectativas de crecimiento de carga, de esta forma se cuidara una saturación en la capacidad de entrega de energía. Tampoco es conveniente sobredimensionar la instalación porque acarrea costos no justificados.

2.5 CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA SECCIÓN MINIMA DE LOS CONDUCTORES

La sección mínima de los conductores debe satisfacer en forma simultánea a 3 criterios:

- Capacidad de conducción de corriente.
- Límite de caída de tensión.
- Capacidad de conducción de la corriente de corto - circuito por un tiempo limitado.

Durante la elaboración de un proyecto, los conductores son inicialmente dimensionados tomando en cuenta los dos primeros criterios arriba mencionados. Sin embargo cuando se realiza el dimensionamiento de las protecciones basado en otros parámetros como ser la intensidad de corriente de falla es necesario comparar los valores de estos y sus respectivos tiempos de duración con los valores máximos admitidos por la aislación de los conductores utilizados.

2.5.1 CRITERIO DE LA CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE

Determina el valor de la máxima corriente que recorrerá por el conductor de acuerdo con la forma de instalación. A continuación la tabla 2.1 nos indica la forma de instalación de los conductores eléctricos usados en las instalaciones industriales.

TABLA 2.1

A	1	Conductores aislados, unipolares ó multipolares en electroducto dentro de una pared térmicamente aislado.
	2	Conductores aislados unipolares o multipolares directamente dentro de una pared aislada.
	3	Conductores aislados unipolares ó multipolares en electroducto dentro de una zanja cerrada
B	1	Conductores aislados unipolares en electroducto aparente
	2	Conductores aislados unipolares en zanja
	3	Conductores aislados unipolares en moldura
	4	Conductores aislados unipolares ó multipolares en electroducto dentro una zanja abierta o ventilada.
	5	Conductores aislados unipolares en electroducto dentro una pared.
	6	Conductores aislados unipolares contenidos en bloques huecos.
C	1	Conductores unipolares ó multipolares directamente fijado en pared ó techo
	2	Cables unipolares ó multipolares dentro de una pared
	3	Cables unipolar ó multipolar en zanja abierta ó ventilada
	4	Cable multipolar en electroducto aparente
	5	Cable multipolar en Zanja
D	1	Cable unipolar ó multipolar en electroducto enterrado en el suelo
	2	Cable unipolar ó multipolar enterrado directamente
	3	Cable unipolar ó multipolar en zanja cerrada
E	1	Cable multipolar al aire libre
F	2	Conductores aislados ó cables unipolares agrupados al aire libre
G	3	Conductores aislados ó cables unipolares espaciados al aire libre
H	1	Cables multipolares en bandejas no perforadas
J	1	Cables multipolares en bandejas perforadas
K	1	Cables multipolares en bandejas verticales perforadas
L	1	Cables multipolares en soportes o en escaleras
M	1	Cables unipolares en bandejas no perforadas
N	1	Cables unipolares en bandejas perforadas
P	1	Cables unipolares en bandeja vertical perforada
Q	1	Cables unipolares en soportes o escaleras

TABLA 2.2

**CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE
PARA LAS MANERAS DE INSTALAR A, B, C Y D DE LA TABLA 2.1**

- o Conductores con aislación PVC
- o Temperatura del conductor: 70 °C
- o Temperatura Ambiente 30 °C para instalaciones no subterráneas y 20 °C para instalaciones subterráneas

mm ²	MANERA DE INSTALAR							
	A		B		C		D	
	2 Conductores Cargados	3 Conductores Cargados	2 Conductores Cargados	3 Conductores Cargados	2 Conductores Cargados	3 Conductores Cargados	2 Conductores Cargados	3 Conductores Cargados
1.0	11.0	10.5	13.5	12.0	15.0	13.5	17.5	14.5
1.5	14.5	13.0	17.5	15.5	19.5	17.5	22.0	18.0
2.5	19.5	18.0	24.0	21.0	26.0	24.0	29.0	24.0
4	26.0	24.0	32.0	28.0	35.0	32.0	38.0	31.0
6	34.0	31.0	41.0	36.0	46.0	41.0	47.0	39.0
10	46.0	42.0	57.0	50.0	63.0	57.0	63.0	52.0
16	61.0	56.0	76.0	68.0	85.0	76.0	81.0	67.0
25	80.0	73.0	101.0	89.0	112.0	96.0	104.0	86.0
35	99.0	89.0	125.0	111.0	138.0	119.0	125.0	103.0
50	119.0	108.0	151.0	134.0	168.0	144.0	148.0	122.0
70	151.0	136.0	192.0	171.0	213.0	184.0	183.0	151.0
95	182.0	164.0	232.0	207.0	258.0	223.0	216.0	179.0
120	210.0	188.0	269.0	239.0	299.0	259.0	246.0	203.0
150	240.0	216.0	307.0	275.0	344.0	294.0	278.0	230.0
185	273.0	248.0	353.0	314.0	392.0	341.0	312.0	257.0
240	320.0	286.0	415.0	369.0	461.0	403.0	360.0	297.0
300	367.0	328.0	472.0	420.0	530.0	464.0	407.0	336.0

Tabla 2.3
CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE
PARA LAS MANERAS DE INSTALAR A, B, C Y D DE LA TABLA 2.1

- o Conductores con aislación XLPE
- o Temperatura del conductor: 90°C

Temperatura Ambiente 30 °C para instalaciones no subterráneas y 20 °C para instalaciones subterráneas Sección mm ²	MANERA DE INSTALAR							
	A		B		C		D	
	2 Conductores Cargados	3 Conductores Cargados	2 Conductores Cargados	3 Conductores Cargados	2 Conductores Cargados	3 Conductores Cargados	2 Conductores Cargados	3 Conductores Cargados
1.0	15.0	13.5	18.0	16.0	19.0	17.0	21.0	17.5
1.5	19.0	17.0	23.0	20.0	24.0	22.0	26.0	22.0
2.5	26.0	23.0	31.0	27.0	33.0	30.0	34.0	29.0
4	35.0	31.0	42.0	37.0	45.0	40.0	44.0	37.0
6	45.0	40.0	54.0	48.0	58.0	52.0	56.0	46.0
10	61.0	54.0	74.0	66.0	80.0	71.0	73.0	61.0
16	81.0	73.0	100.0	89.0	107.0	96.0	95.0	79.0
25	106.0	95.0	133.0	117.0	138.0	119.0	121.0	101.0
35	131.0	117.0	164.0	144.0	171.0	147.0	146.0	122.0
50	158.0	141.0	198.0	175.0	210.0	179.0	173.0	144.0
70	200.0	179.0	254.0	222.0	269.0	229.0	213.0	178.0
95	241.0	216.0	306.0	269.0	328.0	278.0	252.0	211.0
120	278.0	249.0	354.0	312.0	382.0	322.0	287.0	240.0
150	318.0	285.0	412.0	367.0	441.0	371.0	324.0	271.0
185	362.0	324.0	470.0	418.0	506.0	424.0	363.0	304.0
240	424.0	380.0	553.0	492.0	599.0	500.0	419.0	351.0
300	486.0	435.0	636.0	565.0	693.0	576.0	474.0	396.0

TABLA 2.4

CAPACIDAD DE CORRIENTE PARA LAS MANERAS DE INSTALAR E, G, F.

o Conductores con aislación PVC

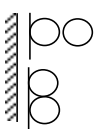
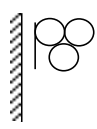
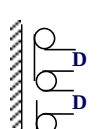
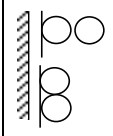
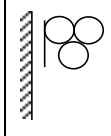
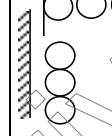
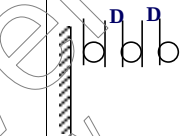
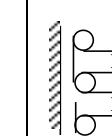
Sección mm ²	MANERA DE INSTALAR DEFINIDAS EN TAB. 2.1						
	Cables multipolares		Cables unipolares				
	E	F	F	F	F	G	G
	Cables bipolares	Cables tripolares	2 conductores aislados o 2 Cables unipolares	Conductores aislados Cables unipolares	3 conductores aislados o 3 cables unipolares		
					Contiguos	Espaciados horizontalmente	Espaciados Verticalmente
							
	1	2	3	4	5	6	7
1.5	22.0	18.5	23.0	19.0	19.0	26.0	22.0
2.5	30.0	25.0	31.0	26.0	26.0	35.0	30.0
4	40.0	34.0	42.0	35.0	36.0	47.0	41.0
6	51.0	43.0	53.0	45.0	46.0	60.0	52.0
10	70.0	60.0	71.0	60.0	62.0	81.0	70.0
16	94.0	80.0	95.0	81.0	83.0	108.0	94.0
25	115.0	101.0	131.0	110.0	114.0	146.0	130.0
35	148.0	126.0	162.0	137.0	143.0	181.0	162.0
50	181.0	153.0	196.0	167.0	174.0	219.0	197.0
70	232.0	196.0	251.0	216.0	225.0	281.0	254.0
95	282.0	238.0	304.0	264.0	275.0	341.0	311.0
120	328.0	276.0	352.0	307.0	320.0	396.0	362.0
150	379.0	319.0	406.0	356.0	371.0	456.0	419.0
185	434.0	364.0	463.0	407.0	426.0	521.0	480.0
240	513.0	430.0	546.0	482.0	504.0	615.0	569.0
300	594.0	497.0	629.0	556.0	582.0	709.0	659.0

TABLA 2.5

**CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE
E, F, G, (FORMAS DE INSTALACIÓN)**

- o Conductores con aislación XLPE ó EPR
- o Temperatura del conductor 90°C

Sección Mm ²	Cables multipolares		Cables unipolares				
	E	E	F	F	F	G	G
	Cables bipolares	Cables Tripolares tetrapolares	2 conductores aislados o 2 Cables unipolares	Conductores aislados o Cables Unipolares	3 conductores aislados o 3 cables Unipolares Contiguos	3 conductores aislados o 3 cables unipolares espaciados horizontalmente	3 conductores aislados o 3 cables unipolares espaciados verticalmente
							
	1	2	3	4	5	6	7
1.5	26.0	23.0	27.0	21.0	22.0	30.0	25.0
2.5	36.0	32.0	37.0	29.0	31.0	41.0	35.0
4	49.0	42.0	50.0	40.0	42.0	56.0	48.0
6	63.0	54.0	65.0	52.0	55.0	73.0	63.0
10	86.0	75.0	90.0	74.0	77.0	101.0	88.0
16	115.0	100.0	121.0	101.0	105.0	137.0	120.0
25	149.0	127.0	161.0	135.0	141.0	182.0	161.0
35	185.0	157.0	200.0	169.0	176.0	226.0	201.0
50	225.0	192.0	242.0	207.0	215.0	275.0	246.0
70	289.0	246.0	310.0	268.0	279.0	353.0	318.0
95	352.0	398.0	377.0	328.0	341.0	430.0	389.0
120	410.0	346.0	437.0	382.0	395.0	500.0	454.0
150	473.0	399.0	504.0	443.0	462.0	577.0	527.0
185	542.0	456.0	575.0	509.0	531.0	661.0	605.0
240	641.0	538.0	679.0	604.0	631.0	781.0	719.0
300	741.0	620.0	783.0	699.0	731.0	902.0	833.0

La aislación de los conductores representa el límite máximo de temperatura en régimen de servicio continuo, por tanto las cargas de los conductores esta limitado por la forma de instalar los mismos, a continuación se muestra la tabla siguiente:

TABLA 2.6

TEMPERATURAS MÁXIMAS PARA SERVICIO CONTINUO COMO

Tipo de Aislamiento	Temperatura Máxima
PVC	70
EPR	90
XLPE	90

a) CONDUCTORES SECUNDARIOS

Los conductores secundarios son aquellos que cumplen con las siguientes condiciones:

- Tienen aislación de PVC para 750 (V)
- Tienen aislación de PVC para 0.6/1(KV) con capa de protección de PVC.
- Tienen aislación de XLPE ó EPR para 0.6/1(KV) con capa de protección de PVC.

• CIRCUITOS PARA ILUMINACIÓN Y TOMAS

Se debe tomar en cuenta los circuitos terminales para la iluminación y tomas, como también los circuitos de distribución que alimentan los tableros de distribución de luz

Conociendo la carga a instalarse se puede determinar la demanda y la corriente en circuitos monofásicos y trifásicos.

- Circuito Monofásicos

Con el valor de la demanda calculada se obtiene la corriente de carga a partir de la ecuación.

$$I_c = \frac{D_c}{V_{fn} \times \cos \varphi}$$

- D_c = Demanda de carga (w)
 V_{fn} = Tensión de fase neutro
 $\cos \varphi$ = Factor de potencia.

- Circuitos Trifásicos

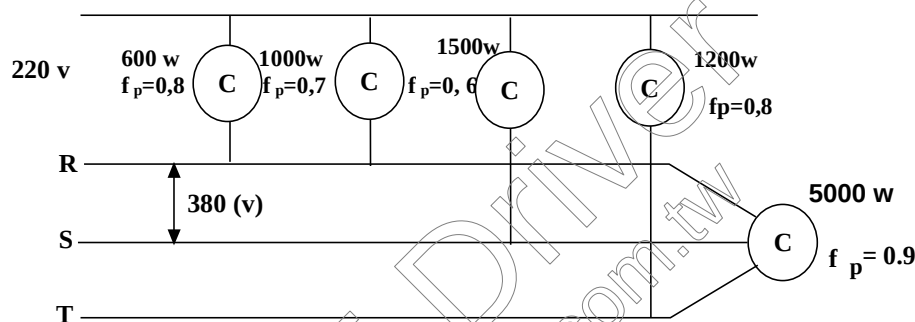
Puedan ser circuitos de 3 conductores ó 4 conductores. Considerando que los aparatos ó equipos están conectados equilibradamente entre fases ó entre fase y neutro, la corriente se determina a través de la siguiente ecuación:

$$I_c = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V_f \times \cos \varphi}$$

V_f = Tensión entre fases

P_c = Potencia Activa que demanda la carga

EJEMPLO DE APLICACIÓN



Determinar la sección de los conductores de fase del circuito trifásico que se muestra en la figura. Se conoce que serán utilizados Cables con aislación de PVC dispuesto dentro de un electroducto aparente.

$$I_{RN} = \frac{600}{220 \times 0,8} + \frac{1000}{220 \times 0,7} = 9,9 \text{ (A)}$$

$$I_{SN} = \frac{1500}{220 \times 0,6} = 11,3 \text{ (A)}$$

$$I_{TN} = \frac{1200}{220 \times 0,8} = 6,8 \text{ (A)}$$

$$I_{RST} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,9} = 8,4 \text{ (A)}$$

I_{RN} , I_{SN} , I_{TN} -- corrientes de fases y el neutro

Consideramos la corriente de fase con mayor carga.

$$I_S = I_{SN} + I_{RST} = 11,3 + 8,4 = 19,7 \text{ (A)}$$

I_S = capacidad mínima de corriente del conductor de la fase S que es la que tiene mayor carga.

Por lo que se tiene:

$S_R = S_S = S_T = 2,5 \text{ mm}^2$ (obtenida de la tabla 2,3 columna B para 3 conductores cargados)

• CIRCUITOS TERMINALES PARA LA CONEXIÓN DE MOTORES

Generalmente se usan circuitos trifásicos, conociendo las corrientes de carga se puede también conocer el tipo de instalación de los conductores, según la forma más conveniente para el local de trabajo. Para la instalación de los motores se debe seguir las siguientes instrucciones para determinar la sección de los conductores:

- Instalaciones de un Solo Motor

La capacidad de conducción de corriente del conductor debe ser igual al valor de la corriente nominal multiplicado por el factor de servicio correspondiente.

$$I_c = F_s \times I_{nm}$$

I_{nm} = Corriente nominal del motor, - Tabla 5.3
 I_c = Corriente mínima que soporta el conductor
 F_s = Factor de servicio del motor

- Instalación de un Grupo de Motores.

La capacidad de conducción de corriente del conductor debe ser igual ó mayor a las suma de todas las corrientes de los motores considerando los factores de servicio respectivos.

En caso de que no se especifique el factor de servicio entonces se considera igual a 1

$$I_c = F_{c(1)} \times I_{nm(1)} + F_{c(2)} \times I_{nm(2)} + \dots \dots \dots F_{c(n)} \times I_{nm(n)}$$

Cuando los motores poseen factores de potencia muy diferentes, el valor de I_c deberá ser calculado tomando en cuenta el componente activo y reactivo. Con base en este valor de corriente calculado se podrá obtener de las tablas el valor de la sección del conductor.

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Determinar la sección de los conductores que alimentan a un centro de control de motores (CCM) que controla a 3 motores de 40 cv y 4 motores de 15 cv, todos los motores tienen IV polos y conectados a una red de 380 v.

Para los motores de 40 cv la corriente es de 50.6 (A) (Tabla 5.3)

Para los motores de 15 cv la corriente es de 26.0 (A) (Tabla 5.3)

El valor mínimo de corriente de conducción del conductor es:

$$I_c = 3 \times 50.6 + 4 \times 26 = 273.8(A)$$

Si consideramos que los conductores están dispuestos en un electroducto dentro de una zanja cerrada, obtenemos de la tabla 2.3 (A3) la sección de los conductores por fase:

$$S_c = 240(\text{mm}^2) \quad \text{PVC/70 } ^\circ\text{C} - 750 \text{ V.}$$

- **CIRCUITOS TERMINALES PARA LA CONEXIÓN DE CAPACITORES**

La capacidad de conducción de corriente del conductor que alimenta un banco de capacitores debe ser igual ó mayor a 135% del valor de la corriente nominal del capacitor ó del banco de capacitores.

$$I_c \geq 1.35 \times I_{\text{cap}}$$

Por ejemplo: Si se desea calcular la sección de los conductores instalados en electroductos, que alimentan un banco de capacitores de 40 Kvar. 380 (V) y 50 Hz se tiene:

$$I_{\text{cap}} = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V_f} = \frac{40000}{\sqrt{3} \times 380} = 60.7 (A)$$

I_{cap} = Corriente nominal del Capacitor

V_f = Tensión fase

$$I_c \geq 1.35 \times 60.7$$

$$I_c \geq 81.9(A)$$

Considerando conductores con aislamiento de PVC/750 v que están dispuestos dentro de un electroducto aparente de acuerdo con la tabla 2.3 y forma de instalar B1 se halla que la sección es:

$$S_c = 25 (\text{mm}^2)$$

- **FACTORES DE CORRECCIÓN DE CORRIENTE**

Cuando los conductores están dispuestos en condiciones diferentes a las previstas por las formas de instalar establecidas es necesario aplicar sobre los mencionados valores de corriente un factor de reducción que mantenga al conductor en régimen continuo, con temperatura igual o inferior a los límites establecidos.

Los factores de corrección de corriente son establecidos para cada condición particular de instalación del cable como ser: la temperatura ambiente, agrupamiento de circuitos, resistividad del suelo. etc.

- **Temperatura Ambiente:**

La capacidad de conducción de corriente de los conductores que se muestran en las tablas siguientes corresponde a una temperatura de 20° C para cables enterrados directamente en el suelo y de 30° C para las demás formas de instalar.

Si la temperatura ambiente es diferente se utiliza la tabla 2.7 de corrección.

- **Resistividad Térmica del Suelo:**

Las capacidades de conducción de corriente de los conductores indicados en las tablas corresponden a una resistividad térmica de 2,5 Km/w. Para suelos con resistividad térmica diferente se debe utilizar los métodos especificados en la IEC 287.

- **Agrupamiento de Circuito:**

a) Para las formas de instalar A, B, C, D las capacidades de conducción de corriente indicadas son validos para circuitos simples constituidos por el siguiente número de conductores:

- o 2 Conductores aislados, 2 unipolares ó un bipolar.
- o 3 Conductores aislados, 3 unipolares ó un trípolar.

Si se agrupa de forma diferente con un número mayor de conductores o cables, deben ser aplicados factores de corrección según la norma NBR 5410/ 90 que están especificados en las siguientes tablas:

TABLA 2.7

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS AMBIENTES DIFERENTES DE 30 °C
PARA CONDUCTORES NO ENTERRADOS Y DE 20 °C (TEMPERATURA DEL SUELO)
PARA CONDUCTORES ENTERRADOS

TEMPERATURA EN °C AMBIENTE	AISLAMIENTO	
	PVC	EPR o XLPE
10	1.22	1.15
15	1.17	1.12
25	1.12	1.08
30	1.06	1.04
35	0.94	0.96
40	0.87	0.91
45	0.79	0.87
50	0.71	0.82
55	0.61	0.76
60	0.50	0.71
65	-	0.65
70	-	0.58
75	-	0.50
80	-	0.41
SUELO		
10	1.10	1.07
15	1.05	1.04
20	0.95	0.96
25	0.89	0.93
35	0.84	0.89
40	0.77	0.85
45	0.71	0.80
50	0.63	0.76
55	0.55	0.71
60	0.45	0.65
65	-	0.60
70	-	0.53
75	-	0.46
80	-	0.38

TABLA 2.8

**FACTOR DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO DE MAS DE UN CIRCUITO
O MAS DE UN CABLE MULTIPOLAR INSTALADO EN ELECTRODUCTO
O ZANJA O BLOQUES HUECOS**

Número de Circuitos o de cables multipolares	FACTORES DE CORRECCION				
	Capa única en pared o piso		Capa única en el techo		Agrupados sobre una superficie o en un electroducto
	Contiguos	Espaciados	Contiguos	Espaciados	
1	1.00	1.00	0.95	0.95	1.00
2	0.85	0.95	0.80	0.85	0.80
3	0.80	0.90	0.70	0.85	0.70
4	0.75	0.90	0.70	0.85	0.65
5	0.75	0.90	0.65	0.85	0.60
6	0.70	0.90	0.65	0.85	0.55
7	0.70	0.90	0.65	0.85	0.55
8	0.70	0.90	0.60	0.85	0.50
9	0.70	0.90	0.60	0.85	0.50
10	0.70	0.90	0.60	0.85	0.50
12	0.70	0.90	0.60	0.85	0.45
14	0.70	0.90	0.60	0.85	0.45
≥ 16	0.65	0.90	0.55	0.85	0.40

TABLA 2.9

**FACTOR DE AGRUPAMIENTO PARA MAS DE UN CIRCUITO – CABLES UNIPOLARES
O MULTIPOLARES DIRECTAMENTE ENTERRADOS
(FORMA DE INTALAR D)**

Número de Circuitos	Distancia entre cables				
	Nula	1 diámetro del cable	0,125 m	0,25 m	0,50 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

TABLA 2.10

**FACTOR DE AGRUPAMIENTO, PARA MAS DE UN CIRCUITO, CONDUCTORES EN
ELECTRODUCTO DIRECTAMENTE ENTERRADOS - CABLES MULTIPOLARES EN
ELECTRODUCTO
(1 CABLE POR ELECTRODUCTO)**

Número de Circuitos	Espaciamiento entre ductos			
	Nulo	0,25 m	0,50 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,80

TABLA 2.11

**FACTOR DE AGRUPAMIENTO DE MAS DE UN CIRCUITO - CABLE UNIPOLARES
EN ELECTRODUCTO DIRECTAMENTE ENTERRADO – CABLES UNIPOLARES
EN ELECTRODUCTO – 1 CABLE POR DUCTO**

Número de Circuitos	Espaciamiento entre ductos			
	Nulo	0,25 m	0,50 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

Para aplicar los factores de corrección ya mencionados se debe tomar en cuenta algunos criterios, como:

- o Solo se cuentan los conductores recorridos por la corriente.
- o En un circuito trifásico el neutro sin corriente no se cuenta.
- o Los conductores destinados a protección no se cuenta.
- o El conductor PEN es considerado como neutro.
- o Los factores se aplican a grupos de conductores aislados tanto unipolares como multipolares.
- o Si la distancia horizontal entre los cables adyacentes fuera superior al doble de su diámetro externo, no es necesario ningún factor de reducción.
- o Los mismos factores de reducción son aplicables tanto para grupos de dos o tres conductores aislados o cables unipolares como par cables multipolares.

b) Formas de instalar E a Q

TABLA 2.12

**FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO
DE MAS DE UN CABLE MULTIPOLAR EN BANDEJA, O SOPORTE PARA CABLES**

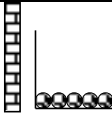
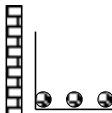
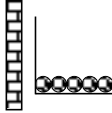
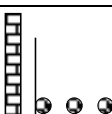
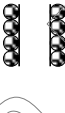
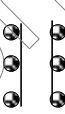
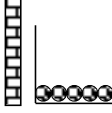
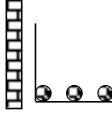
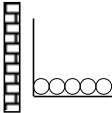
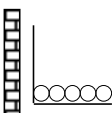
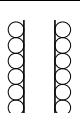
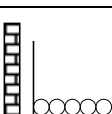
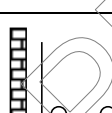
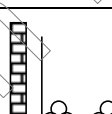
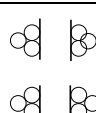
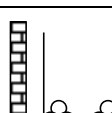
Tipos de Línea	Disposición de los cables Unipolares	Nro. de Bandejas escaleras, o soportes	Número de Cables					
			3	4	5	6	7	8
Bandejas no Perforadas (H)		1	0,95	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70
		2	0,95	0,85	0,75	0,75	0,70	0,85
		3	0,95	0,85	0,75	0,70	0,65	0,60
		1	1,00	0,95	0,95	0,95	0,90	
		2	0,95	0,95	0,90	0,90	0,85	
		3	0,95	0,95	0,90	0,90	0,85	
Bandeja Perforada (J)		1	1,00	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75
		2	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65
		1	1,00	1,00	1,00	0,95	0,90	
		2	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	
		3	1,00	1,00	0,95	0,90	0,85	
Bandeja Perforada en Vertical (K)		1	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70
		2	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70
		1	1,00	0,90	0,90	0,90	0,85	-
		2	1,00	0,90	0,90	0,85	0,85	-
Escalera para Cables O Soportes (L)		1	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80
		2	1,00	0,85	0,80	0,80	0,75	0,75
		3	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70
		1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	-
		2	1,0	1,0	1,0	0,95	0,95	-
		3	1,0	1,0	0,95	0,95	0,95	-

TABLA 2.13
FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO
DE MAS DE UN CIRCUITO EN BANDEJAS, ESCALERA PARA CABLES O SOPORTE PARA CABLES

Tipos de Línea	Disposición de los Cables Unipolares	Nro. de Bandejas escaleras, o soportes	Numero de circuitos Trifásicos		
			1	2	3
Bandejas no Perforadas (M)		1	0,95	0,90	0,85
		2	0,92	0,85	0,80
		3	0,90	0,80	0,75
Bandejas Perforadas (N)		1	0,95	0,90	0,85
		2	0,95	0,85	0,80
		3	0,90	0,85	0,80
Bandejas Perforadas en Vertical (P)		1	0,95	0,85	-
		2	0,90	0,85	-
Escalera para Cables o Soportes (Q)		1	1,00	0,95	0,95
		2	0,95	0,90	0,90
		3	0,95	0,90	0,85
Bandejas no perforadas (M)		1	1,00	0,95	0,95
		2	0,95	0,90	0,85
		3	0,95	0,90	0,85
Bandejas Perforadas (N)		1	1,00	1,00	0,95
		2	0,95	0,95	0,90
		3	0,95	0,90	0,85
Bandejas verticales Perforadas		1	1,00	0,9	0,9
		2	1,00	0,9	0,85
Escalera para Cables o Soportes (Q)		1	1	1	1
		2	0,95	0,95	0,95
		3	0,95	0,95	0,95

b) CONDUCTORES PRIMARIOS.

Estos conductores son instalados generalmente en forma subterránea (tensión superior a 1 Kv), el mismo que conecta la red de distribución aérea de la concesionaria con la subestación de la industria. Las siguientes tablas muestran las formas de instalar y la capacidad de conducción de corriente de los conductores primarios.

El dimensionamiento de la sección de los conductores primarios es realizado con base en la capacidad de conducción de corriente considerando la forma de instalar de las mismas. Las tablas suministran la capacidad nominal de conducción de corriente de los conductores para cables de fabricación Ficap, con aislamiento PVC, XLPE y EPR.

TABLA 2.14
CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE CABLES PVC -8.7/15 KV Y 120/20 KV

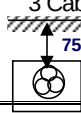
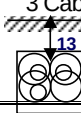
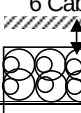
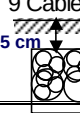
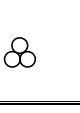
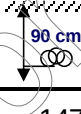
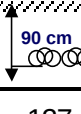
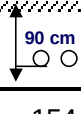
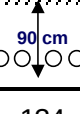
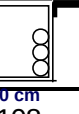
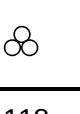
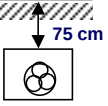
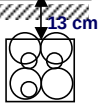
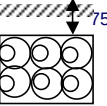
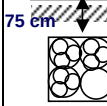
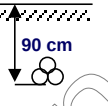
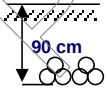
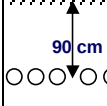
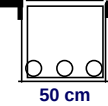
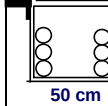
Sección Nominal (mm ²)	En Ductos Subterráneos				Al Aire Libre		
	3 Cables 	3 Cables 	6 Cables 	9 Cables 			
25	119	138	119	97	151	154	126
35	143	165	142	116	185	185	154
50	174	200	171	140	229	224	190
70	210	239	203	167	281	270	233
95	248	282	237	197	338	318	280
120	282	318	268	224	390	361	323
150	319	357	299	251	449	407	371
185	358	398	332	280	512	454	421
240	411	454	376	320	601	521	493
300	462	498	410	357	690	578	562
400	533	569	466	408	823	663	664
500	592	628	512	451	943	735	753
Sección Nominal (mm ²)	Directamente Enterrados				Zanja		Electroducto
							
25	147	127	154	134	125	108	118
35	177	152	185	161	151	129	143
50	215	183	224	194	184	157	175
70	259	219	170	233	223	187	212
95	305	258	318	274	264	219	251
120	346	292	361	310	301	248	299
150	391	328	407	349	341	278	340
185	438	366	454	389	383	309	381
240	501	418	521	444	440	351	439
300	561	466	578	491	490	384	509
400	647	534	663	563	567	437	586
500	718	589	735	623	630	482	648

TABLA 2.15

**CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE EPR Ó XLPE
8.7/15 Kv y 12/15 Kv**

En Ductos Subterráneos					Al Aire Libre		
Sección Nominal (mm2)	3 Cables 	3 Cables 	6 Cables 	9 Cables 			
25	129	151	130	105	194	190	162
35	155	182	156	126	237	209	197
50	189	222	189	152	293	287	243
70	228	267	227	182	360	357	298
95	270	316	268	214	432	425	359
120	307	360	304	243	499	490	414
150	347	408	342	273	574	562	474
185	389	459	383	304	655	640	539
240	447	530	440	348	769	752	630
300	502	598	495	388	882	862	719
400	579	698	574	444	1053	1026	849
500	643	784	642	490	1207	1174	963
Sección Nominal (mm2)	Directamente Enterrados				Zanja		Electroducto
							
25	160	138	168	146	161	140	141
35	192	165	202	176	194	168	170
50	234	199	246	213	238	204	208
70	281	238	296	256	288	245	255
95	331	280	351	302	342	290	299
120	376	317	399	343	392	330	356
150	425	356	451	387	444	373	404
185	476	398	507	434	502	419	454
240	545	454	584	499	581	483	523
300	610	506	659	562	658	543	606
400	703	580	767	652	770	633	698
500	780	640	861	731	867	710	772

De la misma forma que los conductores secundarios si los conductores primarios son sometidos a condiciones ambientales diferentes para los que fueron fabricados se aplican factores de corrección, de tal forma que la temperatura máxima permitida no sobrepase los límites establecidos por norma. Para el calculo de las tablas que se presentan se consideró temperaturas medias de 25 °C para el suelo y 30 °C para zanjas, electroductos al aire libre. Para los cables instalados en electroductos subterráneos o directamente enterrados, se ha tomado una resistividad media de suelo de 90 °C. cm/w.

TABLA 2.16

INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA AMBIENTE

Tipo de Aislación	Temperatura de Referencia	Temperatura Considerada (°C)					
		20	25	30	35	40	45
PVC	25	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75
	30	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79
XLPE EPR	25	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83
	30	1,08	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87

TABLA 2.17

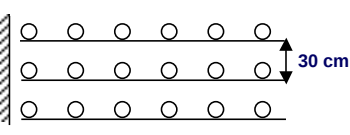
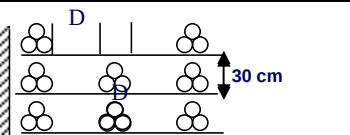
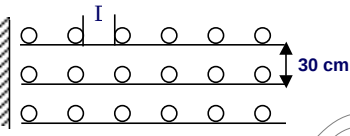
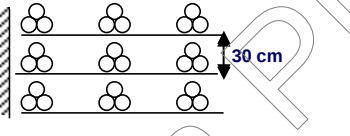
RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL SUELO

(°C.cm/W)	Factor de Corrección	Tipo de Suelo
40	1,21	Mojado
50	1,17	Muy Húmedo
70	1,09	Húmedo
85	1,02	Normal
90	1,00	
100	0,97	Seco
120	0,91	
150	0,83	Muy Seco
200	0,74	
250	0,68	
300	0,63	

- Agrupamiento de cables unipolares:

Dependiendo de la forma de agrupar los conductores que son diferentes a los presentados anteriormente se fijan factores de corrección para los mismos obtenidos de la tabla que se observa a continuación:

TABLA 2.18
FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO.

CABLES INSTALADOS EN BANDEJA	Nro. De Bandejas o Canaletas	Nro. de Sistemas		
		1	2	3
	1	0,92	0,89	0,88
	2	0,87	0,84	0,83
	3	0,84	0,82	0,81
	6	0,82	0,80	0,79
	1	0,95	0,90	0,88
	2	0,90	0,85	0,83
	3	0,88	0,83	0,81
	6	0,86	0,81	0,79
	1	1,00	0,97	0,96
	2	0,97	0,94	0,93
	3	0,96	0,93	0,92
	6	0,94	0,91	0,90
	1	1,00	0,98	0,96
	2	1,00	0,95	0,93
	3	1,00	0,94	0,92
	6	1,00	0,93	0,90
Cables Fijados en Paredes 		1	2	3
		0,94 0,89	0,91 0,86	0,89 0,84

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Determinar la sección del conductor primario con aislamiento XLPE tensión 8.7/15 Kv. Conociendo que su instalación es en bandeja y alimentan una carga de 6.5 MVA, estando los conductores agrupados con otros dos circuitos trifásicos en la misma

bandeja, cuyos cables unipolares están dispuestos en capas simple, separados por una distancia igual a su diámetro.

$$I_c = \frac{6500}{\sqrt{3} \times 13.8} = 271.9 \text{ (A)}$$

De la tabla 2.18 hallamos el factor de corrección igual 0.88 considerando 3 circuitos en una bandeja

$$I_c = \frac{271.9}{0.88} = 308.97 \text{ (A)}$$

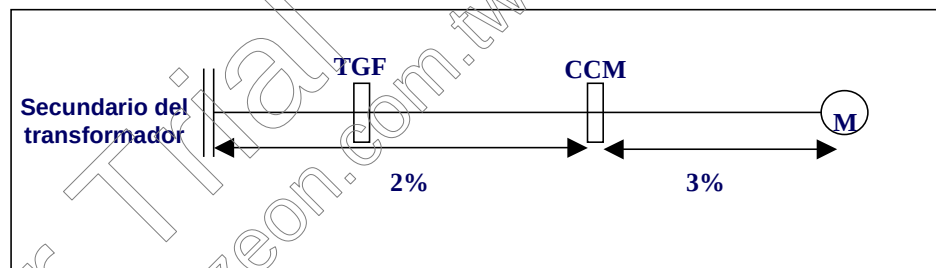
A través de la tabla 2.15 se obtiene la sección del conductor en formación horizontal.

$$S_c = 70 \text{ mm}^2$$

2.5.2 CRITERIO DE LIMITE DE CAIDA DE TENSION

Para realizar el dimensionamiento de la sección del conductor es necesario también tomar en cuenta la caída de tensión que se producirá y que esta sección sea la apropiada para no provocar una caída de tensión fuera de los límites establecidos.

FIGURA 2.15



a) CAIDA DE TENSION EN UN SISTEMA MONOFÁSICO

El cálculo de esta caída se puede dar a través de las siguientes ecuaciones

$$S_c = \frac{200 \cdot \rho \sum (L_c \times I_c) (\text{mm}^2)}{\Delta V \% \times V_{fn}}$$

S_c = Sección del conductor
circuito en A

L_c = Longitud de circuitos en metros
máxima admitida en %

V_{fn} = Tensión entre fase y neutro en V

I_c = Corrientes total del

$\Delta \Delta V$ = Caída de tensión

ρ = $1/56 \text{ } (\Omega \text{ mm}^2/\text{m})$

$$\Delta V_n = \frac{10 \times V_{fn} \times \Delta V \%}{I_c \times L_c}$$

$\Delta \Delta V$ = Caída de tensión en V

b) CAÍDA DE TENSIÓN EN UN SISTEMA TRIFÁSICO

Para este sistema la sección de conductor se puede obtener a través de la siguiente formula:

$$S_c = \frac{173.2 \times \rho \sum (L_c \times I_c) (mm^2)}{\Delta V \% \times V}$$

ρ = Resistividad del conductor
 V_{ff} = Tensión entre fases en Kv

Para el cálculo de la caída de tensión puede utilizarse como alternativa la tabla 2.19 ó con el uso de la siguiente formula:

$$\Delta V_f = \frac{10 \times V_{ff} \times \Delta V \%}{I_c \times L_c} (V / A \times km)$$

La resistividad (ρ) se puede considerar como 1/56 Ω mm²/m para el cobre y de 1/36 Ω mm²/m para el aluminio.

$$\frac{V}{A} \times km$$

TABLA 2.19
CAÍDA DE TENSIÓN UNITARIA ($F_p = 0.8$)

Sección mm ²	CONDUCTORES									
	PVC - 70°C					XLPE – EPR				
	Manera de Instalar					Manera de Instalar				
	A - B			C		A - B			C	
	SM	ST	EM	SM	ST	SM	ST	EM	SM	ST
1,5	23,0 0	20,0	23,0	23,0	19,8 6	23,0 0	20,0 0	23,0 0	23,0 0	20,0 0
2,5	14,0 0	12,0	14,0	14,0	12,3 2	14,0 0	12,0 0	14,0 0	14,0 0	12,0 0
4	8,70	7,5	8,7	9,0	7,81	9,00	7,60	9,00	9,00	7,60
6	5,80	5,1	5,8	6,17	5,34	5,87	5,10	5,87	5,87	5,10
10	3,50	3,0	3,5	3,83	3,32	3,54	3,10	3,54	3,54	3,10
16	2,30	1,95	2,3	2,55	2,21	2,27	2,00	2,27	2,27	2,00
25	1,50	1,27	1,5	1,75	1,51	1,50	1,30	1,50	1,50	1,30
35	1,10	0,95	1,1	1,35	1,17	1,10	0,96	1,12	1,10	0,96
50	0,83	0,72	0,83	1,08	0,94	0,85	0,74	0,86	0,85	0,74
70	0,61	0,53	0,61	0,85	0,73	0,62	0,54	0,64	0,62	0,54
95	0,47	0,41	0,47	0,69	0,60	0,49	0,40	0,50	0,49	0,40
120	0,39	0,34	0,40	0,61	0,53	0,41	0,35	0,42	0,41	0,35
150	0,34	0,30	0,35	0,55	0,47	0,36	0,31	0,37	0,36	0,31
185	0,30	0,26	0,31	0,49	0,43	0,31	0,27	0,32	0,31	0,27
240	0,25	0,22	0,44	0,38	0,27	0,23	0,29	0,24	0,27	0,23
300	0,23	0,20	0,24	0,40	0,35	0,24	0,21	0,27	0,24	0,21
400	0,20	0,18	0,22	0,37	0,32	0,21	0,19	0,24	0,21	0,19
500	0,19	0,16	0,21	0,34	0,29	0,20	0,17	0,23	0,20	0,17

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Calcular la sección del conductor que conecta al TGF con el CCM sabiendo que la carga esta compuesta de 10 motores de 10 cv con 4 polos, 380 V y factor de servicio unitario. El largo del circuito es de 150 m, la aislación del conductor es de PVC y se encuentra dentro de un electroducto de PVC embutido dentro de la pared.

$$I_c = 10 \times 15.4 = 154 \text{ (A)}$$

I_c = Corriente de carga

La sección del conductor:

$$S_c = 95 \text{ mm}^2 \text{ (Tabla 2.5 - columna A justificada por la tabla 2.1- A1)}$$

Para una caída de 3% la sección del conductor será:

$$S_c = \frac{173 .2 \times P \times \sum (L_c \times I_c)}{\Delta V \% \times V_{ff}} =$$

$$S_c = \frac{173 .2 \times \frac{1}{56} \times 150 \times 154}{3 \times 380} = 62 .6 \text{ mm}^2$$

$$S_c = 62 .6 \text{ mm}^2$$

El conductor que se adoptará es el de 95 mm². Para la caída de la tensión se tiene:

$$\Delta V = \frac{10 \times V_{ff} \times \Delta V \%}{I_c \times L_c} = \frac{10 \times 380 \times 3}{154 \times 150} = 0.49 \left(\frac{V}{A} \right) \times km$$

con el valor de 0.49, se encuentra en la tabla 2.19, donde se verifica que la sección del conducto es de 95 mm².

Una vez hallada la sección de los conductores y si consideramos la resistencia y la reactancia podemos usar las siguientes fórmulas para calcular las caídas de tensión.

- Sistema Monofásico:

$$\Delta V \% = \frac{2 Dc Lc (r \cos \phi + x \sin \phi) \times 100}{V_{ff}^2}$$

- Sistema trifásico:

$$\Delta V \% = \frac{\sqrt{3} Dc Lc (\cos \phi + x \sin \phi) \times 100}{V_{ff}^2}$$

TABLA 2.20

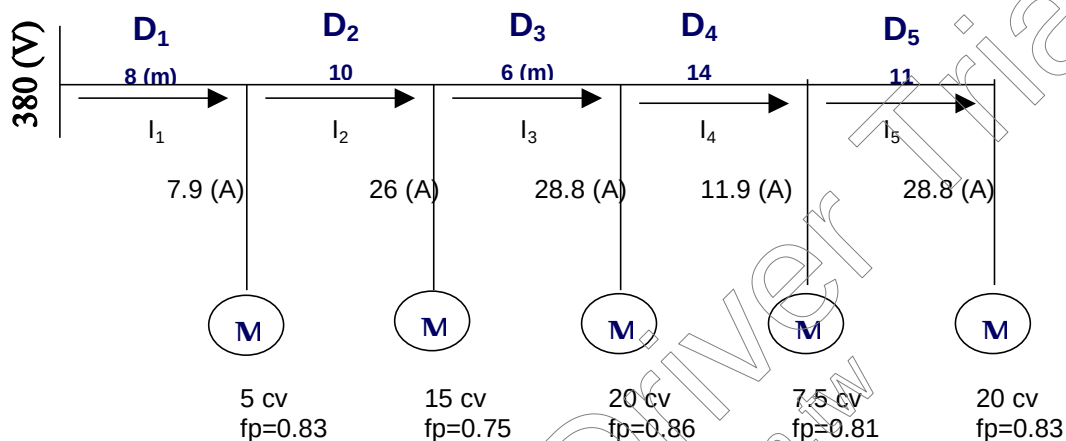
RESISTENCIA Y REACTANCIA DE LOS CONDUCTORES DE PVC/70° C

Sección	Impedancia de Secuencia Positiva (mΩ/m)		Impedancia de Secuencia Cero (mΩ/m)	
	Resistencia	Reactancia	Resistencia	Reactancia
1,5	14,8137	0,1378	16,6137	2,9262
2,4	8,8882	0,1345	10,6882	2,8755
4	5,5518	0,1279	7,3552	2,8349
6	3,7035	0,1225	5,5035	2,8000
10	2,2221	0,1207	4,0222	2,7639
16	1,3899	0,1173	3,1890	2,7173
25	0,8891	0,1164	2,6891	2,6692
35	0,6353	0,1128	2,4355	2,6382
50	0,4450	0,1127	2,2450	2,5991
70	0,3184	0,1096	2,1184	2,5681
95	0,2352	0,1090	2,0352	2,5325
120	0,1868	0,1076	1,9868	2,5104
150	0,1502	0,1074	1,9502	2,4843
185	0,1226	0,1073	1,9226	2,4594
240	0,0958	0,1070	1,8958	2,4312
300	0,0781	0,1068	1,8781	2,4067
400	0,0608	0,1058	1,8608	2,3757
500	0,0507	0,1051	1,8550	2,3491

En el siguiente ejemplo se puede observar otra forma para hallar la sección de los conductores.

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Determinar la sección del conductor del circuito mostrado en la figura. Se sabe que el conductor a usar tiene aislación XLPE dispuestas dentro de una zanja ventilada. La caída de tensión es de 4%



Para hallar la capacidad de corriente se tiene:

$$\begin{aligned}
 I_5 &= 28 \text{ (A)} \\
 I_4 &= 11.9 + 28.8 = 40.7 \text{ (A)} \\
 I_3 &= 28.8 + 28.8 + 11.9 = 69.5 \text{ (A)} \\
 I_2 &= 69.5 + 26 = 95.5 \text{ (A)} \\
 I_1 &= 95.5 + 7.9 = 103.4 \text{ (A)} \\
 S_c &= 25 \text{ mm}^2 \text{ (Tabla 2.3 - C3)}
 \end{aligned}$$

A través del criterio de caída de tensión se tiene:

$$S_c = \frac{173.2 \times \left(\frac{1}{56}\right) \times [(7.9 \times 8)(26 + 18) + (28.8 \times 24) + (11.9 \times 38)(28.8 \times 49)]}{4 \times 380}$$

$$S_c = 6.27 \text{ mm}^2$$

Con este criterio se trabaja con las distancias (D1, D2, D3, D4, D5) y adoptamos el conductor hallado en principio o sea:

$$S_c = 25 \text{ mm}^2$$

2.5.3 CRITERIO DE CAPACIDAD DE CORTO CIRCUITO

En base a la corriente de corto circuito se puede admitir dos criterios para el dimensionamiento del conductor de fase o sea:

a) La limitación de la sección del conductor para una determinada corriente de corto circuito.

Para el dimensionamiento de los conductores es de gran importancia el conocimiento del nivel de la corriente de corto circuito en los diferentes puntos de la instalación, porque los efectos térmicos pueden afectar la aislación.

Los gráficos de las figuras 2.6 y 2.7 permiten determinar:

- La máxima corriente de corto circuito admisible en el conductor.
- La sección del conductor necesaria para soportar una corriente de corto circuito particular
- El tiempo máximo que el conductor puede operar con una determinada corriente de corto circuito sin dañar su aislación.

La sección mínima del conductor para una corriente de corto circuito particular se puede determinar a través de la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{Te} \times I_{cc}}{0.34 \times \sqrt{\log \left(\frac{234 \times T_f}{234 + T_i} \right)}}$$

T_e = Tiempo de despeje de la falla en segundos

I_{cc} = Corriente de corto circuito en KA

T_f = Temperatura máxima que soporta la aislación del conductor en corto circuito

T_i = Temperatura máxima que puede soportar el conductor en régimen normal.

Los valores de T_f y T_i se observan en la siguiente tabla:

TABLA 2.21

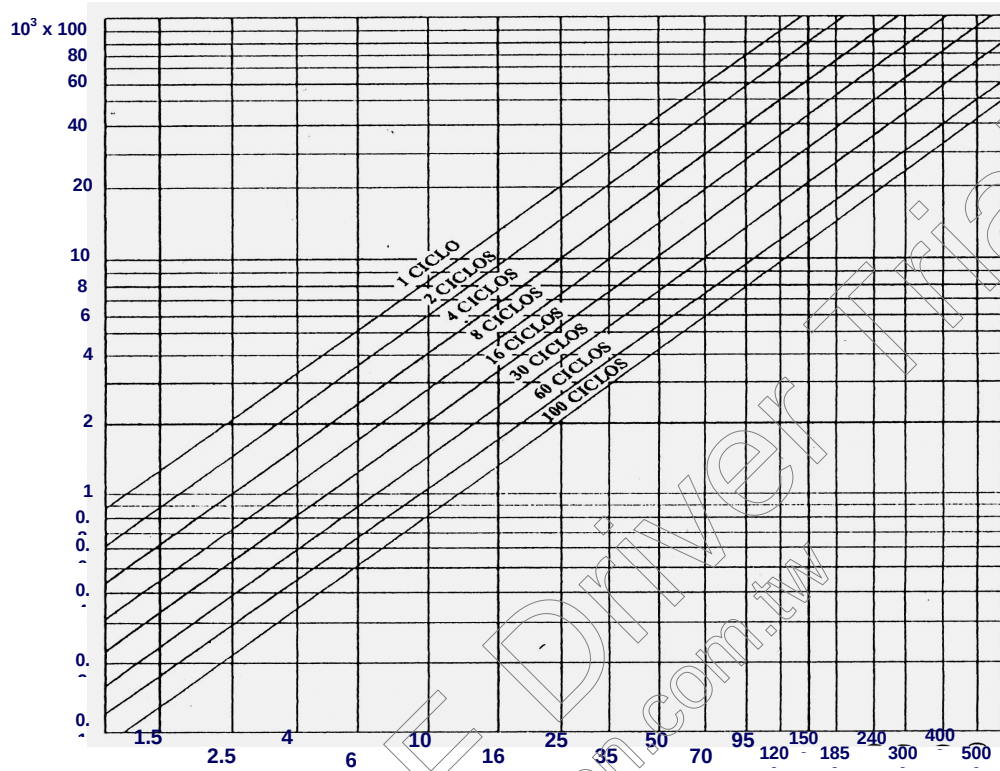
TIPO DE AISLAMIENTO	Tf (°C)	Ti (°C)
P.V.C.	160	70
Polietileno Reticulado (XLPE)	250	90
Goma Etileno Propileno (EPR)	250	90

Además se puede determinar las características en corto circuito de los conductores a través de los siguientes gráficos:

FIGURA 2.6

CAPACIDAD MÁXIMA DE CORRIENTE DE CORTO – CIRCUITO

PVC



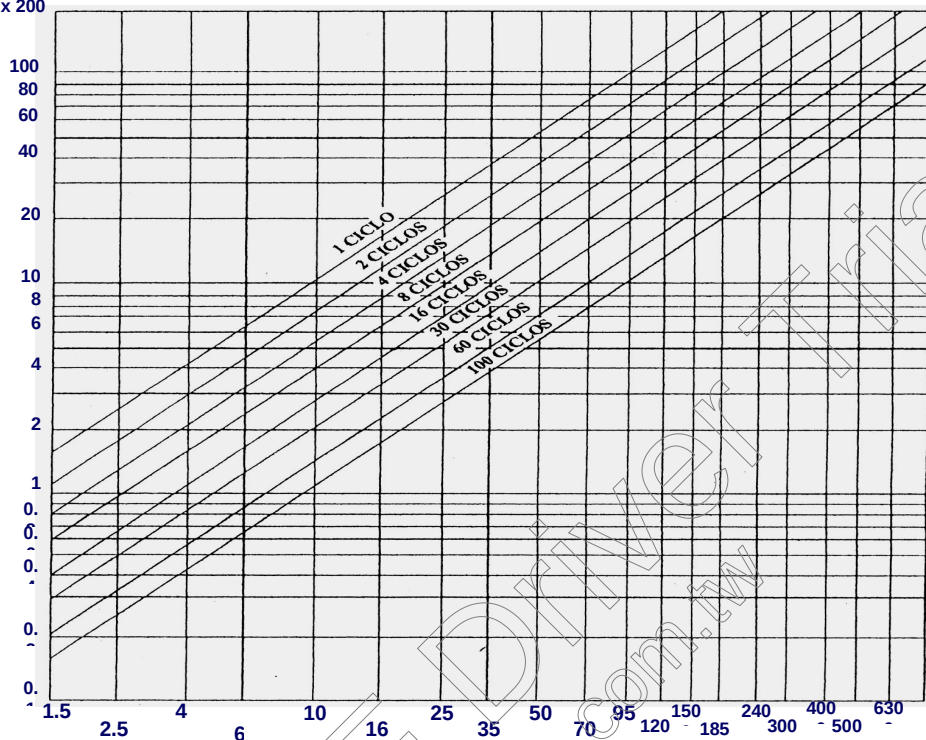
Sección del Conductor en mm²

FIGURA 2.7

CAPACIDAD MÁXIMA DE CORRIENTE DE CORTO – CIRCUITO

XLPE Y EPR

$10^3 \times 200$



Sección del conductor en mm^2

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Se considera un cable de 25 mm^2 / XLPE – 70°C , el tiempo de eliminación de la falla realizado por el fusible es de 0.5 segundos para una corriente de corto circuito de 4 KA, en el extremo del circuito. Determinar la sección mínima del conductor.

$$S_c = \frac{\sqrt{0.5 \times 4}}{0.34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 \times 250}{234 + 90}\right)}} = 19.9 \text{ mm}^2$$

Luego el conductor de 25 mm^2 satisface las tres condiciones de capacidad de corriente, caída de tensión, y capacidad de corto circuito. A través de la figura 2.7 se obtiene el mismo resultado es decir, tomando la corriente de corto circuito de 4 KA y cruzando la recta de 30 ciclos (0.5 s) se obtiene la sección anteriormente dimensionada.

b) limite de la longitud del circuito en función de la corriente de corto circuito fase tierra.

La longitud de un circuito esta limitado en función del dispositivo de protección para una determinada corriente de corto circuito fase tierra en el punto de su instalación. La ecuación siguiente permite calcular la longitud máxima del circuito trifásico en función de las impedancias de los componentes del sistema.

$$L_c = \frac{\frac{0.95 \times V_{ff}}{\sqrt{3} \times I_{ft}} - Z_{mp}}{\frac{2 \times Z_{jp}}{1000}} \text{ m}$$

- V_{ff} = Tensión entre fases del sistema en V
- I_{ft} = Corriente de corto circuito que asegura la actuación de la protección en la barra de donde deriva el circuito de longitud L_c
- Z_{mp} = Impedancia de secuencia positiva desde la fuente hasta la barra donde deriva el circuito referido en Ω
- Z_{jp} = Impedancia de secuencia positiva del circuito a ajustarse en la barra, o sea aquel que debe tener su valor limitado a la longitud L_c en $m\Omega/m$

En caso de no ser posible reducir la longitud del circuito se debe elevar la sección del conductor, pues de esta forma se reduce Z_{jp} elevándose consecuentemente el límite de la longitud máxima.

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Determinar la longitud máxima de un circuito que alimenta un motor de 40 cv/IV polos sabiendo que la corriente de corto circuito fase tierra en el CCM que asegura el disparo de protección del fusible es de 0.2 sg. y de 500 A. La impedancia del sistema desde la fuente hasta el TGF es de $(0.014 + j0.026) \Omega$. Los conductores son aislados en PVC y están instalados en electroductos en el interior de zanjas ventiladas. La longitud del circuito terminal del motor es de 50 m.

La sección del conductor que alimenta el motor vale:

- Por el criterio de la corriente de carga

$$I_c = 56.6 \text{ A}$$

$$S_c = 16 \text{ mm}^2 \text{ (tabla 2.3 –justificada por la tabla 2.1- B4)}$$

- Por el criterio de la caída de tensión.

$$S_c = \frac{173.2 \times \rho \times \sum (L_c \times I_c)}{\Delta V \% \times V_{ff}} = \frac{173.2 \times (1/56) \times 50 \times 56.6}{2 \times 380}$$

$$S_c = 11.5 \text{ mm}^2$$

$$S_c = 16 \text{ mm}^2$$

- Por el criterio de la capacidad de corriente de corto circuito

$$S_c = \frac{\sqrt{0.2 \times 0.5}}{0.34 \times \sqrt{\log \left(\frac{234 \times 160}{234 + 70} \right)}} = 1.95 \text{ mm}^2 \rightarrow 2.5 \text{ mm}^2$$

- Por el criterio que limita la longitud máxima del circuito

$$Z_p = 0.014 + j0.026$$

$$Z_{mp} = 0.2952 \Omega$$

$$Z_c = 1.3899 + j0.1173 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$Z_{jp} = 1.3899 + j0.1173$$

$$Z_{jp} = 1.3948 \text{ m}\Omega/\text{m}$$

$$L_c = \frac{\frac{0.95 \times 380}{\sqrt{3} \times 500} - 0.02952}{\frac{2 \times 1.3948}{1000}} = 138.8 \text{ m}$$

Se observa que fue adoptada inicialmente la sección de 16 mm^2 porque satisfacía las tres condiciones anteriores. Es también importante observar que el circuito no podrá tener una longitud superior a 138.8 m satisfaciendo todas las condiciones requeridas.

2.6 DIMENSIONAMIENTO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR NEUTRO

Para dimensionar la sección mínima del conductor neutro se debe tomar en cuenta algunos criterios que nombramos a continuación.

- El neutro posee la misma sección de los conductores de las fases:

- En circuitos monofásicos y bifásicos.

- En circuitos trifásicos cuando la sección de los conductores de fase sea igual ó menor a 25 mm^2 en cobre.

- En circuitos trifásicos cuando se prevé la presencia de armónicos.

- Para los circuitos trifásicos en el que la sección del conductor neutro es menor que el conductor de fase se toman los valores de la tabla 2.22

- En ningún caso el conductor neutro puede ser común en varios circuitos.
Para un circuito polifásico desequilibrado se obtiene el neutro partiendo de las corrientes de fase de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_n = \sqrt{I_R^2 + I_S^2 + I_T^2 - I_R \times I_S - (I_R \times I_S)}$$

I_n = Corriente que circula por el neutro

I_R, I_S, I_T = Corrientes de las fases R, S, T Respectivamente.

En el caso de circuitos polifásicos y de circuitos monofásicos de tres conductores el neutro debe ser dimensionado considerándose la carga de la fase más cargada. La corriente que determina el valor de la sección del neutro se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{D_{cm}}{V_{fn} \times \cos \varphi} (A)$$

D_{cm} = Demanda de carga monofásica correspondiente a la fase más cargada

V_{fn} = Tensión entre fase y neutro

TABLA 2.22
SECCIÓN DEL CONDUCTOR NEUTRO

Sección de los Conductores Fase (mm ²)	Sección Mínima de Conductor (mm ²)
S < 35	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120

300	150
500	185

2.7 DIMENSIONAMIENTO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR DE PROTECCIÓN

En una instalación industrial se debe aterrar todas las partes metálicas no conductoras para la protección del personal.

La sección del conductor de protección se obtiene de la tabla 2.23.

El conductor de protección PE pueden ser común para varios circuitos. Un conductor aislado usado como protección debe ser identificado a través del color verde ó verde-amarillo. No debe usarse de ninguna forma las canalizaciones metálicas de agua ó gas como conductor de protección.

La sección transversal del conductor de protección se determina a través de la siguiente ecuación, cuando el tiempo de actuación del elemento de protección es inferior a 5 seg.

$$S_p = \frac{\sqrt{I_{ft}^2 \times T_c}}{K}$$

I_{ft} = Valor eficaz de corriente de falla de fase – tierra en A

T_c = Tiempo de despeje de la falla en Seg.

K = Factor que depende del tipo de metal del conductor de protección además aislación y la temperatura inicial y final

Para conductores unipolares que tienen aislación:

K = 143 para aislación PVC

K = 176 EPR ó XLPE

Para cables multipolares de protección:

K = 115 PVC

K = 143 EPR ó XLPE

TABLA 2.23
SECCIÓN MINIMA DE LOS CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Sección Mínima de los Conductores de fase (mm ²)	Sección mínima de los Conductores de Protección (mm ²)
$S \leq 16$	S
$16 < S < 35$	16
$S > 35$	0,5 x S

2.8. BARRAS.

Para el transporte de corriente alta que cubran distancias relativamente grandes en una industria resulta más económico utilizar barras de cobre sobre aisladores en el interior de una canaleta ventilada ó sellada denominadas busway. Según la cantidad de corriente que se desea distribuir se tiene una gran variedad de barras que se detalla a continuación:

TABLA 2.24
BARRAS DE COBRE SIN PINTURA

DIMENSIONES		CORRIENTE	RESISTENCIA	REACTANCIA
Pulgadas	Milímetros	(A)	mΩ/m	mΩ/m
1/2 x 1/16	12,7 x 1,59	96	0,8843	0,2430
3/4 x 1/16	19,0 x 1,59	128	0,8591	0,2300
1 x 1/16	25,4 x 1,59	176	0,4421	0,2280
1/2 x 1/8	12,7 x 3,18	144	0,4421	0,2430
3/4 x 1/8	19,0 x 3,18	208	0,2955	0,2330
1 x 1/8	25,4 x 3,18	250	0,2210	0,2070
1 1/2 x 1/8	38,1 x 3,18	370	0,1474	0,1880
1 x 3/16	25,4 x 4,77	340	0,1474	0,2100
1 1/2 x 3/16	38,1 x 4,77	460	0,0982	0,1880
2 x 3/16	50,8 x 4,77	595	0,0736	0,1700
1 x 1/4	25,4 x 6,35	400	0,1110	0,2100
1 1/2 x 1/4	38,1 x 6,35	544	0,0738	0,1870
2 x 1/4	50,8 x 6,35	700	0,0553	0,1670

2 1/2 x 1/4	63,5 x 6,35	850	0,0442	0,1550
2 3/4 x 1/4	70,2 x 6,35	1000	0,0400	0,1510
3 1/2 x 1/4	88,9 x 6,35	1130	0,0316	0,1450
4 x 1/4	101,6 x 6,35	1250	0,0276	0,1320
1 x 1/2	25,4 x 12,70	600	0,0553	0,1870
2 x 1/2	50,8 x 12,70	1010	0,0276	0,1630
3 x 1/2	76,2 x 12,70	1425	0,0184	0,1450
4 x 1/2	101,6 x 12,77	1810	0,0138	0,1300

1. Para espacios entre barras mayores a 2D no es necesario aplicar factores de reducción toda vez que el calentamiento es despreciable

2. Los valores de resistencia y reactancia son aproximados es de aproximadamente 150 mm

3. La distancia entre barras

Tabla 2.25

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS BARRAS BLINDADAS DE COBRE

Nro. De Barras por Fase	Sección de Barra (mm ²)		Capacidad de Corriente a 35°C	Resistencia	Reactancia
	Fase	Neutro	(A)	mΩ/m	mΩ/m
1	10 x 40	10 x 40	750	0,0446	0,1930
	10 x 60	10 x 40	1000	0,0297	0,1700
	10 x 80	10 x 40	1250	0,0223	0,1680
	10 x 100	10 x 60	1550	0,0178	0,1530
	10 x 120	10 x 60	1800	0,0148	0,1410
2	10 x 60	10 x 60	1650	0,0148	0,1580
	10 x 80	10 x 80	2000	0,0111	0,1460
	10 x 100	10 x 100	2400	0,0089	0,1350
	10 x 120	10 x 120	2800	0,0074	0,1230

1. Para espacios entre barras mayores a 2D no es necesario aplicar factores de reducción toda vez que el calentamiento es despreciable

2. Los valores de resistencia y reactancia son aproximados es de aproximadamente 200 mm. 4. El grado de protección de barra es IP 31 (uso interno)

3. La distancia entre barras

2.9 DIMENSIONAMIENTO DE ELECTRODUCTOS

La aplicación y el dimensionamiento merecen un análisis por parte del instalador. Los principales aspectos se resumen a continuación:

- Aspectos generales:
 - Todos los conductores vivos (fase y neutro) que pertenecen a un mismo circuito se agrupa en un mismo electroducto (canaletas, bandeja, etc.)
 - No se debe colocar fases diferentes de un mismo circuito en electroductos de hierro galvanizado, por que la magnetización sería intensa, cuyo valor es proporcional a la corriente y produce un elevado calentamiento, que puede dañar la aislación de los conductores.
- Otras consideraciones:
Los electroductos o canaletas solo contienen más de un circuito en las condiciones que nombramos a continuación:
 - Cuando se originan en un mismo dispositivo de comando y protección, sin la intervención de equipos que transformen la corriente eléctrica.
 - Cuando los conductores aislados tienen la misma temperatura para servicio continuo.
 - Cuando los conductores de fase están dentro de un intervalo de tres valores normalizados sucesivos.

2.9.1 ELECTRODUCTOS.

Los más utilizados son PVC ó hierro galvanizado. Los de PVC son usados cuando la instalación esta hecha en paredes ó cielos falsos donde no haya riesgos de daño mecánico, humedad, peligro de incendio ó explosiones. Los electroductos metálicos se utilizan cuando se realiza la instalación empotrando en paredes, columnas, vigas, losas o cuando deban enterrarse y estar sujetos a tránsito de automóviles.

La instalación de conductores en Electroductos debe ser precedida de la siguiente consideración:

- En los electroductos solo deben ser instalados conductores aislados, cables unipolares, multipolares, admitiéndose la utilización de un conductor desnudo solo en electroductos exclusivos, cuando dicho conductor se destina al aterramiento.

El diámetro exterior de los electroductos debe ser igual ó superior a 16mm se debe considerar también que los trechos no deben ser continuos si no que debe presentar canaletas de derivación a longitudes menores a los 15 metros cuando es rectilíneo y en trechos con curvas se reduce a 3 metros por cada curva de 90°.

Para hallar el diámetro del electroducto se aplica la siguiente formula:

$$S_{cond} = \frac{N_{cf} \times \pi \times D_{cf}^2}{4} + \frac{N_{cn} \times \pi \times D_{cn}^2}{4} + \frac{N_{cp} \times \pi \times D_{cp}^2}{4}$$

S_{cond} = Sección ocupada por los cables
 N_{cf} = Número de conductores por fase

N_{cn}	=	Número de conductores neutros
N_{cp}	=	Número de conductores de protección
D_{cf}	=	Diámetro de conductores por fase
D_{cn}	=	Diámetro de conductores neutros
D_{cp}	=	Diámetro de conductores por protección

El área ocupada por los cables se determina a partir de la ecuación:

$$S_c = \frac{\pi}{4} \times [(D_e - \Delta D_e) - 2 \times E_p]^2$$

D_e	=	Diámetro externo del electroducto
ΔD_e	=	Variación del diámetro externo
E_p	=	Espesura del electroducto.

Todas las dimensiones antes mencionadas se encuentran en la tabla 2.25

2.9.2 ZANJAS

En la instalación de zanjas se debe evitar la penetración de líquidos, si es posible los conductores debe estar colocados en electroductos. Las zanjas son aplicadas cuando se considera llevar un buen número de conductores, se dimensiona de tal forma de que los conductores están ordenados y permita su fácil identificación. Los cables deben ocupar solo el 30% del área total de la zanja.

$$S_{ca} = \frac{N_c \times \pi \times D_{cc}}{4} \times \frac{1}{0.3}$$

S_{ca} = Sección de la zanja

N_c = Número de conductores o instalar

D_{cc} = Diámetro de los conductores utilizados (Tabla 2.26)

$1/0.3$ = Esta constante se usa basados en el criterio de que solo el 30% de la sección de la zanja debe estar ocupado.

TABLA 2.26

AREA DE LOS ELECTRODUCTOS RIGIDOS OCUPADO POR LOS CONDUCTORES

ELECTRODOS RIGIDOS DE PVC DE TIPO ROSCA										
DIMENSIONES DE ELECTRODUCTOS							AREA OCUPADA POR LOS CABLES			
Tamaño	Rosca	Diámetro Externo	Espesura de la pared		AREA UTIL		3 cables: 33%		> 3 cables: 40%	
			Clase A	Clase B	Clase A	Clase B	Clase A	Clase B	Clase A	Clase B
mm	pol	mm	Mm	mm	Mm2	mm2	mm2	mm2	mm2	mm2
16	3/8	16,7 ± 0,3	2,0	1,8	120	128	40	43	48	52
20	1/2	21,1 ± 0,3	2,5	1,8	196	232	65	77	79	93
25	3/4	26,2 ± 0,3	2,6	2,3	536	366	130	118	135	143
32	1	33,2 ± 0,3	3,2	2,7	551	593	182	196	221	238
40	1 1/4	42,2 ± 0,3	3,6	2,9	945	1023	311	362	378	410
50	1 1/2	47,8 ± 0,4	4,0	3,0	1219	1346	403	445	488	539
60	2	59,4 ± 0,4	4,6	3,1	1947	2189	642	723	779	876
75	2 1/2	75,1 ± 0,4	5,5	3,8	3186	3536	1052	1166	1275	1415
100	3 1/2	88,0 ± 0,4	6,2	4,0	4441	4976	1642	1642	1777	1976

ELECTRODOS RIGIDOS DE PVC DE TIPO ROSCA										
DIMENSIONES DE ELECTRODUCTOS							AREA OCUPADA POR LOS CABLES			
Tamaño	Rosca	Diámetro Externo	ESPESURA DE LA PARED		AREA UTIL		3 cables: 33%		> 3 cables: 40%	
			Clase A	Clase B	Clase A	Clase B	Clase A	Clase B	Clase A	Clase B
mm	pol	mm	mm	mm	Mm2	mm2	mm2	mm2	mm2	mm2
10	3/8	17,1 ± 0,38	2,25	2,00	118	127	39	42	47	51
15	1/2	21,3 ± 0,38	2,65	2,25	192	212	64	70	77	85
20	3/4	26,7 ± 0,38	2,65	2,25	347	374	115	124	139	150
25	1	33,4 ± 0,38	3,0	2,65	573	604	189	200	230	242
32	1 1/4	42,2 ± 0,38	3,35	3,00	969	1008	319	330	388	403
40	1 1/2	48,3 ± 0,38	3,35	3,00	1334	1380	440	456	534	552

50	2	60,3 ± 0,38	3,75	3,35	2158	2225	712	734	863	890
65	2 1/2	73,0 ± 0,4	4,5	3,75	3153	3331	1041	1100	1261	1333
80	3	101,6 ± 0,64	4,75	3,75	6570	6861	2168	2264	2628	2745
90	3 1/2	114,3 ± 0,64	5,00	4,25	8440	8685	2785	2866	3376	3474
100	4	141,3 ± 0,64	5,30	4,25	13286	13718	4384	4527	5315	5487
125	5	139,7 ± 1	6,00	5,00	12608	13009	4161	4293	5043	5204
150	6	168,3 ± 1	6,30	5,30	18797	19286	6203	6365	7519	7714

TABLA 2.27 CARACTERÍSTICA DIMENSIONALES DE LOS CONDUCTORES.

Sección nominal (mm ²)	Conductor		Cables Aislados		Cables Unipolares	
	No. de hilos	Diámetro nominal (mm)	Espesura de aislamiento (mm)	Diámetro externo (mm)	Espesura de aislamiento (mm)	Diámetro externo (mm)
1,5	7	1,56	0,7	3,0	1,0	5,5
2,5	7	2,01	0,8	3,7	1,0	6,0
4	7	2,55	0,8	4,3	1,0	6,8
6	7	3,00	0,8	4,9	1,0	7,3
10	7	3,12	1,0	5,9	1,0	8,0
16	7	4,71	1,0	6,9	1,0	9,0
25	7	5,87	1,2	8,5	1,2	10,8
35	7	6,95	1,2	9,6	1,2	12,0
50	19	8,27	1,4	11,3	1,4	13,9
70	19	9,75	1,4	12,9	1,4	15,5
95	19	11,42	1,6	15,1	1,6	17,7
120	37	12,23	1,6	16,5	1,6	19,2
150	37	14,33	1,8	18,5	1,8	21,4
185	37	16,05	2,0	20,7	2,0	23,8
240	61	18,27	2,2	23,4	2,2	26,7
300	61	20,46	2,4	26,0	2,4	29,5
400	61	23,65	2,6	29,7	2,6	33,5
500	61	26,71	2,8	33,3	2,8	37,3

TABLA 2.28
ÁREA OCUPADA POR LOS CONDUCTORES

Sección mm2	Área Total - mm2			Sección mm2	Área Total - mm2		
	PVC		XLPE o EPR		PVC		XLPE o EPR
	Aislado	Unipolar			Aislado	Unipolar	
1,5	7,0	23,7	23,7	70	130,7	188,7	188,7
2,5	10,7	28,2	28,2	95	179,7	246,0	246,0
4	14,5	36,3	36,3	120	213,8	289,5	289,5
6	18,8	41,8	41,8	150	268,8	359,6	359,6
10	27,3	50,2	50,2	185	336,5	444,8	444,8
16	37,4	63,6	63,6	240	430,0	559,9	559,9
25	56,7	91,6	91,6	300	530,9	683,5	683,5
35	72,3	113,1	113,1	400	692,8	881,4	881,4
50	103,8	151,7	151,7	500	870,9	1092,7	1092,7

2.9.3 CANALETAS

Es importante nombrar que:

- La canaleta no debe ocuparse más del 35% de su área útil.
- Los cables unipolares y multipolares se instalan en cualquier tipo de canaletas.
- Los conductores aislados se instalan en canaletas cuyas tapas pueden moverse con herramientas adecuadas.
- La instalación de conductores aislados en canaletas con paredes perforadas ó con tapas desmontables sin herramientas se harán solo en locales donde accedan personal calificado.

$$S_{caja} = \frac{N_c \times \pi \times D_{cc}}{4} \times \frac{1}{0.35}$$

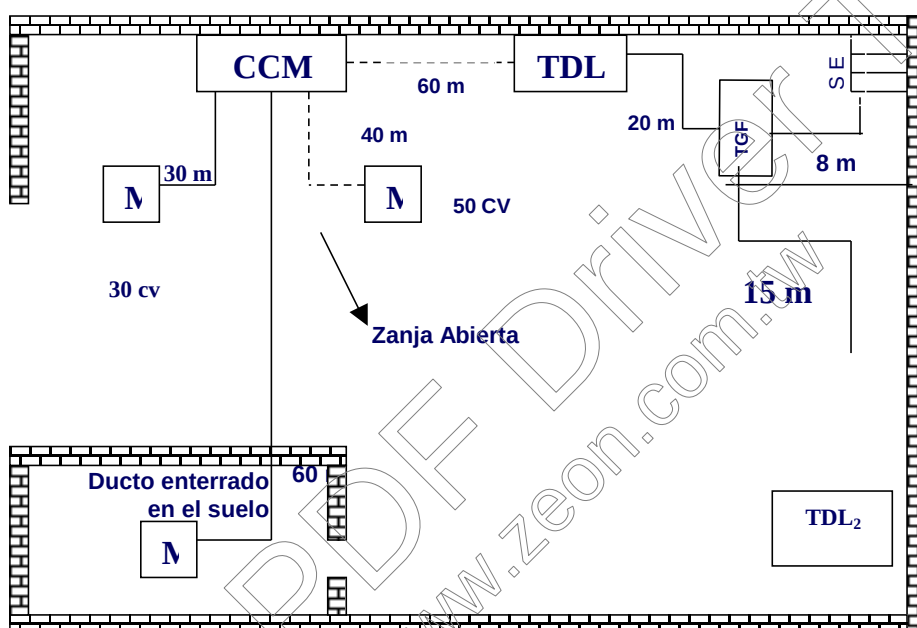
- S_c = Sección de canaletas
 N_c = Numero de Conductores
 D_{cc} = Diámetro externo de los conductores (tabla 2.26)
 $1/0.35$ = Solo debe usarse el 35% del área útil de la canaletas.

2.9.4 BANDEJAS.

Las bandejas se instalan en lugares donde exista el mantenimiento adecuado y en locales que no estén sujetos a choques mecánicos. Los cables instalados en bandeja solo se colocaran en una sola capa y además se usan solo cables unipolares y multipolares.

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Determinar la sección de los conductores de la instalación industrial que se muestra en la figura.



Los motores tienen 1800 rpm

Datos:

Tensión = 380Y/220 (V)

Frecuencia = 50 (Hz)

- o Temperatura ambiente para el motor de 100 cv = 40 °C
- o Tipo de aislación de los cables de circuito terminal de motores:
- o PVC /70° C –0.6/1 Kv
- o Tipo de aislación de los cables del circuito de distribución del TGF, CCM y TDL es :
- o XLPE /90° C –0.6/1 Kv
- o Duración de la partida de un motor de 100 cv = 8 (s)

El alimentador del CCM deriva del TGF y en este trecho esta también el TDL₁ los conductores ocupan la misma zanja. La carga de iluminación tiene un factor de potencia de 0.95 y esta constituida por lámparas de descarga, valiendo:

- Carga entre R – N =15 KVA
 - Carga entre S – N =16 KVA
 - Carga entre T – N =17 KVA
- | | |
|-------|---------|
| Total | =48 KVA |
|-------|---------|

El conductor de protección será de cobre. El factor de potencia medio de la carga dada es de 0.8

El sistema adoptado será el TN-S. La industria tiene una caída de tensión del 6% siendo 2% para circuitos terminales, 3% para alimentadores del CCM y TDL y el 1% para el alimentador del TGF.

Las corrientes de corto circuito en los diferentes puntos son:

- Barra TGF = 12 KA
- Barra CCM = 6 KA
- Barra TDL₁ = 8 KA
- Barra TDL₂ = 10 KA
- Punto de conexión de motor 30 cv = 3 KA
- Punto de conexión de motor 50 cv = 3,2KA
- Punto de conexión de motor 100 cu = 5 KA
- Tiempo de actuación de los protección = 0.5 (s) = 30 ciclos.
- La corriente de corto circuito monopolar de la barra TGF = 12 KA

Solución:

a) Circuitos terminales

▪ Circuitos de los motores

→ Motor de 30 cv – IV polos/380 (V)

Por capacidad de corriente:

$$I_{cm} = F_s \times I_{nm} \quad F_s = 1; \quad I_{nm} = 43.3 \text{ (A) (Tabla 5.3)}$$

$$I_{cm} = 43.3 \text{ (A)}$$

$$S_{cm} = 10\text{mm}^2 \text{ (Tabla 2.2 – justificada por la tabla 2.1- D1)}$$

Por Caída de tensión:

$$S_{cm} = \frac{173.2 \times \int \times L_{cm} \times I_{cm}}{V_{ff} \times \Delta V\%} = \frac{173 \times \frac{1}{56} \times 30 \times 43.3}{2 \times 380} = 5.28 \text{ mm}^2$$

$$S_{cm} = 6 \text{ mm}^2$$

CUADRO DE CARGA DEL ÁREA ADMINISTRATIVA

Circuito	Designación de la Carga	No. Polos	A	B	C
			W	W	W
1	Iluminación	1	2100		
2	Tomas	1		1200	
3	Ducha	1		2800	
4	Ducha	1			2800
5	Aire Acondicionado	1			2400
6	Aire Acondicionado	1	2400		
7	Aire Acondicionado	1	2400		
8	Iluminación	1		1900	
9	Iluminación	1	2000		
10	Calefactor	1		2500	
11	Calefactor	1			2500
12	Tomas	1			1200
13	Tomas	1		2000	
14	Aire Acondicionado	1		2400	
15	Aire Acondicionado	1	2400		
16	Cocina Eléctrico	1	6000		
17	Horno Eléctrico	1			6000
TOTAL			17300	12800	14900

Si adoptamos la sección que satisfaga simultáneamente a la capacidad de corriente y caída de tensión optamos por 10mm²

$$S_{cm} = 3 \text{ conductores de fase de } 10\text{mm}^2$$

$$S_{cp} = 1 \text{ conductor de } 10\text{mm}^2 \quad (\text{Sección del conductor de protección tabla 2.23})$$

- Motor de 50 cv – IV polos/380 (V)

Por capacidad de corriente:

$$I_{cm} = 1 \times 68.8 = 68.8 \text{ (A)}$$

$$S_{cm} = 16\text{mm}^2 \quad (\text{Tabla 2.4 – justificada por la tabla 2.1 – referencia C3-})$$

Por caída de tensión:

$$S_{cm} = \frac{173.2 \times \left(\frac{1}{\sqrt{3}}\right) \times 40 \times 68.8}{2 \times 380} = 11.2\text{mm}^2$$

Optamos por la sección de 16mm²

$$S_{cm} = 3 \text{ conductores } 16\text{mm}^2 \text{ fase}$$

$$S_{cp} = 1 \text{ conductor de } 16\text{mm}^2 \text{ para protección (Tabla 2.23)}$$

- Motor de 100 CV – IV pólos/380 (V)

$$I_{cm} = 1 \times 135.4 = 135.4 \text{ (A)}$$

El motor de 100 cv esta en un sector de la instalación cuya temperatura es de 40° C, por lo que corregimos el valor de la corriente basándonos en la tabla 2.7.

$$I_{cm} = \frac{135.4}{F_{ct}} = \frac{135.4}{0.87} = 155.6 \text{ (A)}$$

F_{ct} = Factor de corrección de temperatura.

$$S_{cm} = 95\text{mm}^2 \quad (\text{Tabla 2.2 – justificada por la tabla 2.1 – referencia D1})$$

Por caída de tensión:

$$I_{cm} = \frac{173.2 \times \left(\frac{1}{56}\right) \times 60 \times 135.4}{380 \times 2} = 33 \text{ mm}^2 \rightarrow 35 \text{ mm}^2$$

Adoptamos el valor de 95 mm^2 , por tanto se tiene:

$S_{cm} = 3$ conductores 95 mm^2 fase

$S_{cp} = 1$ conductor de 95 mm^2 para protección

- Para la iluminación

La carga del TDL es de 48 Kw con $f_p=0.95$

b) Circuitos de distribución de los CCM y TDL₁

▪ Centro de control de motores

- Por capacidad de corriente:

$$I_{cm} = I_{nm1} + I_{nm2} + I_{nm3}$$

$$I_{cm} = 44.3 + 68.8 + 135.4 = 247.5 \text{ (A)}$$

$$S_{cm} = 95 \text{ mm}^2 \text{ (Tabla 2.3 – justificada por la tabla 2.1 – referencia C3)}$$

Los conductores del CCM están agrupados conjuntamente con las del TDL en la misma zanja, lo que totaliza 7 cables cargados. Por lo que el factor de agrupamiento será de 0.7 (7 Cables cargados) entonces el número de circuitos será:

$$7/3 = 2.3 \approx 3 \rightarrow 3_{agr} = 0.7 \text{ según la tabla 2.8}$$

Por tanto:

$$I_{cm} = \frac{247.5}{0.7} = 353.5 \text{ (A)}$$

$$S_{cm} = 150 \text{ mm}^2 \text{ (Tabla 2.6 – justificada por la tabla 2.1 – referencia C3)}$$

- Por caída de tensión:

$$S_{cm} = \frac{173.2 \times \left(\frac{1}{56}\right) \times (60 + 20) \times 247.5}{3 \times 380}$$

$$L_{total} = 60 + 20 \text{ (m)}$$

$$S_{cm} = 53.7 \text{ mm}^2 \rightarrow \rightarrow_{cm} = 70 \text{ mm}^2$$

Optamos por el valor de 150 mm^2

$$S_{cm} = 3 \text{ conductores de } 150 \text{ mm}^2$$

Para el conductor neutro recurrimos a la tabla 2.22.

$$S_{ncm} = 1 \text{ conductor de } 70 \text{ mm}^2$$

El conductor de protección según la tabla 2.23

$$S_{pcm} = 0.5 \times 150 \text{ mm}^2 = 75 \text{ mm}^2$$

$$S_{pcm} = 75 \text{ mm}^2$$

- Tablero de distribución de luz (TDL1)

$$I_{tdl1} = \frac{17.000}{220} = 77.2 \text{ (A)}$$

$$S_{(TDL1)} = 16 \text{ mm}^2 \text{ (Tabla 2.3 – justificada por la tabla 2.1 – referencia C3)}$$

Aplicando factor agrupamiento $F_{agr} = 0.7$

$$I_{tdl} = \frac{77.2}{0.7} = 110.2 \text{ (A)}$$

$$S_{(TDL1)} = 25 \text{ mm}^2 \text{ (Tabla 2.3)}$$

Criterio de caída de Tensión:

$$S_{tdl1} = \frac{173.2 \times \left(\frac{1}{56}\right) \times 20 \times 77.2}{380 \times 3} = 4.18 \text{ mm}^2$$

Tomamos la sección de 25 mm^2

$$S_{(TDL1)} = 3 \text{ conductores de } 25 \text{ mm}^2$$

Sección del Conductor Neutro:

$S_{(TDL1)} = 1$ conductor de 25 mm^2

Sección del conductor de protección:

$S_{(TDL1)} = 16 \text{ mm}^2$ (Tabla 2.23)

- TDL₂

Si aplicamos los factores de demanda en la carga instalada de iluminación se tiene:

- o Primeros 20000w:100%.....10.400(w) (Iluminación)
- o Aire Acondicionado.....12.000(w)
- o Calefactor 5.000(w)
- o Cocina eléctrica..... 6.000(w)
- o Ducha 5.600(w)
- o Horno eléctrico..... 6.000(w)

Demanda máxima resultante = 45.000 (w)

Del cuadro de carga al iniciar el problema se tiene:

CargaR-N = 17300(w)

CargaS-N = 12800(w)

CargaT-N = 14900(w)

Mayor Carga posible en el neutro =17300(w)

Si tomamos la fase mas cargada, tenemos:

$$I_{TDL\ 2} = \frac{17300}{V_{fn} \times f_p} = \frac{17300}{220 \times 0.8} = 98.3 \text{ (A)}$$

$S_{(TDL1)} = 25 \text{ mm}^2$ (Tabla 2.3 – justificada por la tabla 2.1 – referencia D1)

Entonces tomamos 3 conductores de 25 mm^2 para las fases.

Para el neutro:

$$I_{TDL\ 2} = \frac{17300}{V_{fn} \times f_p} = \frac{17300}{220 \times 0.8} = 98.3 \text{ (A)}$$

$S_{(TDL2)} = 25 \text{ mm}^2$

Conductor de protección:

$$S_{(TDL2)} = 16 \text{ mm}^2$$

c) Circuito de alimentación del TGF

Para este cálculo, consideramos equilibradas las cargas de los TDL y de los CCM

$$I_{TDL1} = \frac{48}{\sqrt{3} \times 0.38} = 72.9(A)$$

$$I_{TDL2} = \frac{45.0000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0.8} = 85.4(A)$$

Consideramos ahora los factores de potencia de todas las cargas, tanto de los motores como de la iluminación:

$$1) \quad I_{TGF} = 3.3 \times 0.83 + 68.8 \times 0.86 + 135.4 \times 0.87 + 72.9 \times 0.95 + 85.4 \times 0.18 \times 0.60 = 199$$

(A) (Activo)

$$2) \quad I_{TGF} = 43.3 \times 0.55 + 68.8 \times 0.51 + 135.4 \times 0.49 + 72.9 \times 0.31 + 85.4 \times 0.60 = 199$$

(A) (Reactivo)

$$I_{TGFtotal} = \sqrt{(350.4)^2 + (199)^2} = 402.9(A)$$

$$S_{TGF} = 185 \text{ mm}^2 \text{ (Tabla 2.3 – justificada por la tabla 2.1 – referencia C3)}$$

$$S_{NTGF} = 185 \text{ mm}^2 \text{ (Conductor neutro)}$$

Es aconsejable que el conductor que conecta el transformador al TGF sea dimensionado por la potencia nominal del transformador y no por la potencia demandada por la carga.

El factor de potencia de la instalación vale:

$$\cos = \cos \arctg (199 / 350.4) = 0.86$$

La sección del conductor de protección sea puede hallar a través de la ecuación:

$$S_{PTGF} = \frac{\sqrt{I_f^2 \times T_e}}{K} = \frac{\sqrt{(12000)^2 \times 0.5}}{176} = 48.2 \text{ mm}^2$$

$I_{ft} = 12000 \text{ (A)}$ (Corriente de corto-circuito fase tierra en la barra de TGF).
 $K = 176$ (Circuitos con aislación XLPE)

Pero de acuerdo con la tabla 2.23 el conductor de protección esta en función de los conductores de fase, por lo que se tiene:

$$S_{PTGF} = 0.5 \times S_{TGF} = 0.5 \times 185 = 92.5 \text{ mm}^2 \approx 95 \text{ mm}^2$$

$$S_{PTGF} = 95 \text{ mm}^2$$

d) Capacidad de la corriente de corto circuito

▪ Motor de 30 cv

$$S_{cm} = \frac{\sqrt{0.5 \times 3}}{0.34 \times \sqrt{\log \left(\frac{234 + 160}{234 + 70} \right)}} = 18.5 \text{ mm}^2$$

El valor de 18.5 mm^2 es la sección mínimo exigida por el método de capacidad de corto-circuito por lo que es necesario elevar esta sección a 25 mm^2 , entonces.

$S_{cm} = 3$ conductores de 25 mm^2 (fase)
 $S_{cp} = 1$ conductor de 16 mm^2 (Protección)

▪ Motor de 50 cv

$$S_{cm} = \frac{\sqrt{0.5 \times 3.2}}{0.34 \times \sqrt{\log \left(\frac{234 + 160}{234 + 70} \right)}} = 19.8 \text{ mm}^2$$

Elevamos la sección del conductor a 25 mm^2

$S_{cm} = 3$ conductores de 25 mm^2 (fase)
 $S_{cp} = 1$ conductor de 16 mm^2 (Protección)

▪ Motor de 100 cv

$$S_{cm} = \frac{\sqrt{0.5 \times 5}}{0.34 \times \sqrt{\log \left(\frac{234 + 160}{234 + 70} \right)}} = 30.9 \text{ mm}^2$$

La sección antes encontrada tiene como valor 95 mm^2 optamos por mantener este valor.

$S_{cm} = 3$ conductores de 95mm^2 (fase)
 $S_{cp} = 1$ conductor de 50mm^2 (Protección)

e) Electroductos

- Para los circuitos del motor de 30cv: electroducto de PVC rígido

- Conductores: 3 fase de 25mm^2 + 1 protección de 16mm^2

$$S_{cond} = \frac{3 \times \pi \times (10.8)^2}{4} + \frac{1 \times \pi \times 9^2}{4} = 338.4\text{mm}^2$$

Los valores de 10.8 y 9 obtenidos a través de la tabla 2.27 considerando conductores unipolares con aislación de PVC.

$$S_e = 1 \frac{1}{4}'' \quad (\text{Tabla 2.26})$$

S_e = Sección del electroducto

- Circuitos del motor de 100 cv

- Conductores : 3 fases de 95mm^2 + 1 protección de 50mm^2

$$S_{cond} = \frac{3 \times \pi \times (17.7)^2}{4} + \frac{1 \times \pi \times (13.9)^2}{4} = 889.9\text{mm}^2$$

$$S_c = 2\frac{1}{2}'' \quad (\text{Tabla 2.26})$$

- Circuitos de distribución entre el TGF y el TDL1

En ese trecho los cables tienen aislación XLPE y dispuestos en zanjas ventiladas.
 Conductores:

(3 de 150mm^2 + 1 neutro de 70mm^2 + 1 de prot de 70mm^2) + (3 de 25mm^2 + 1 neutro de 25mm^2 + 1 prot. de 16mm^2)

$$S_{cond} = \frac{3 \times \pi \times 21.4^2}{4} + \frac{2 \times \pi \times 15.5^2}{4} + \frac{3 \times \pi \times 10.8^2}{4} + \frac{1 \times \pi \times 9^2}{4}$$

$$S_{cond} = 1886\text{mm}^2$$

El área transversal de la zanja vale:

$$S_{can} = \frac{1886}{0.3} = 6286 \text{ mm}^2$$

El área transversal mínima será:

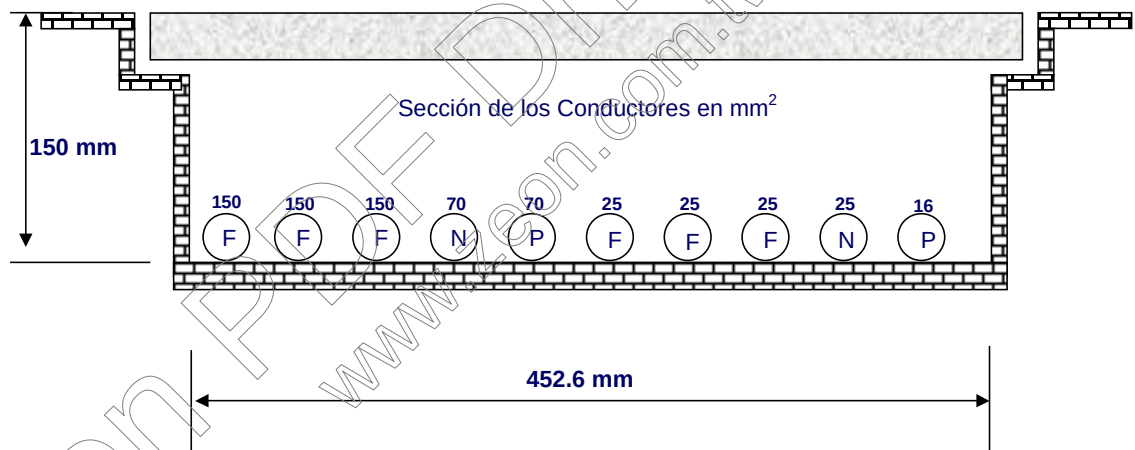
$$S_{can} = 80 \times 80 \text{ (mm)} = 6400 \text{ mm}^2$$

Como no es práctico la construcción de una zanja en el piso con dimensiones tan pequeñas se adoptara un tamaño variable para su construcción, o sea:

$$S_{can} = 150 \times 150 \text{ (mm)} = 22.500 \text{ mm}^2$$

Si fuese adoptada la solución de construir una zanja con las dimensiones adecuadas para la disposición de los conductores en una sola capa, manteniéndose una distancia entre si igual al doble de su diámetro externo, se tendría una zanja con las siguientes dimensiones:

$$S_{can} = 452.6 \times 150 \text{ (mm)} = 67.890 \text{ mm}^2$$



CAPITULO 3

FACTOR DE POTENCIA

3.1 INTRODUCCIÓN

Determinados equipos como motores eléctricos, hornos a arco, transformadores, etc., necesitan para su operación una cierta cantidad de potencia reactiva que puede ser suministrada por diversas fuentes conectadas al sistema eléctrico, funcionando individual o simultáneamente. Estas fuentes son:

- Generadores
- Motores Síncronos
- Capacitores

Se puede considerar también que las líneas de transmisión y de distribución de energía eléctrica son fuentes de energía reactiva, debido a su reactancia. Esta energía comprende dos diferentes partes, o sea:

- Energía reactiva inductiva
- Energía reactiva capacitiva

Es fácil concluir que para evitar el transporte de energía reactiva desde lugares distantes a la carga, se hace necesario que se instalen en las proximidades de los consumidores las referidas fuentes de energía reactiva. De esta forma se reducen las pérdidas en transmisión de este bloque de energía, que da como resultado un mejor rendimiento del sistema eléctrico.

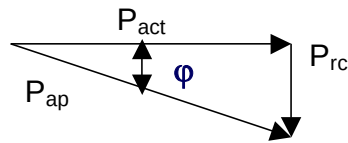
La energía reactiva inductiva es generada por equipos consumidores que normalmente tienen bobinas, como los motores de inducción, reactores, transformadores, etc. O los que operan con la formación de arco eléctrico como los hornos de arco.

Los equipos utilizados en una instalación industrial son en su mayoría generadores parciales de energía reactiva inductiva la cual no produce ningún trabajo útil, sino que solamente son responsables por la formación de campo eléctrico de los referidos equipos. Esta energía es suministrada por fuentes generadoras ubicadas normalmente distantes de la planta industrial, produciendo pérdidas por efecto joule muy elevadas en el sistema de transmisión y distribución.

3.2 FACTOR DE POTENCIA

3.2.1 CONCEPTOS BÁSICOS

El factor de potencia matemáticamente se puede considerar como:



$$f_p = \frac{P_{act}}{P_{ap}}$$

f_p = Factor de potencia de carga

P_{act} = Componente activo de la potencia en W

P_{ap} = Potencia total de la carga en KVA

Los factores de potencia se definen también como el coseno del ángulo formado entre el componente activo y el componente total aparente:

$$f_p = \cos \varphi$$

La potencia total es:

$$P_{ap} = \sqrt{P_{ac}^2 + P_{re}^2}$$

P_{re} = Potencia reactiva en Kvar

Físicamente el factor de potencia representa el coseno del ángulo de desfase entre la onda senoidal de tensión y la de corriente. Si la onda de corriente está retrasada en relación con la onda de tensión, el factor de potencia es inductivo caso contrario es capacitivo.

3.2.2 CAUSAS DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA

En una instalación industrial se presenta las siguientes causas que llevan a un bajo factor de potencia:

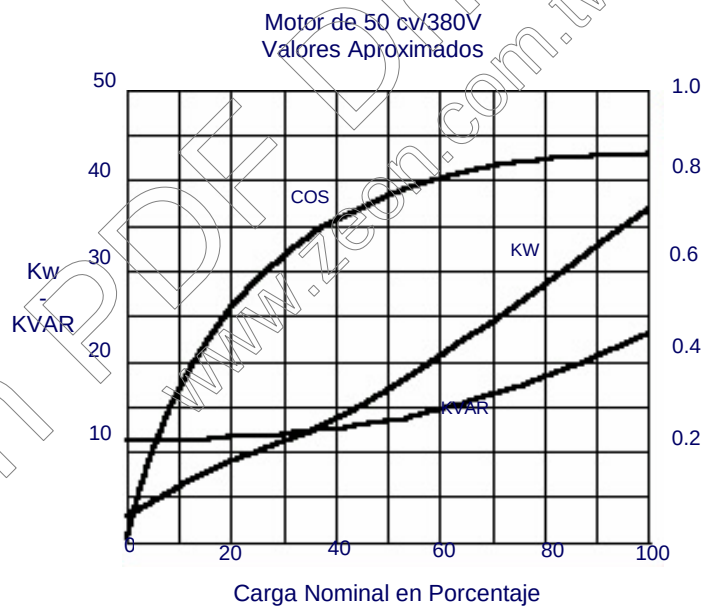
- Motores de inducción operando en vacío durante un largo periodo.
- Motores sobredimensionados para las máquinas a ellas acopladas.
- Transformadores operando en vacío ó con carga mínima.
- Gran número de reactores de bajo factor de potencia alimentando lámparas de descarga (fluorescentes, vapor de mercurio, etc.)

- Hornos a arco.
- Maquinas de soldadura con transformador.
- Equipos electrónicos.
- Gran número de motores de pequeña potencia operando largo tiempo.

En las instalaciones industriales, existe predominio de motores eléctricos de inducción de un valor casi total de la carga, que implica que sea necesario hacer consideraciones sobre la influencia en el comportamiento del factor de potencia.

Según las curvas de la figura 3.1 se puede observar que la potencia reactiva absorbida por un motor de inducción aumenta muy levemente, desde su operación en vacío hasta su operación a plena carga.

FIGURA 3.1
VARIACION DEL FACTOR DE POTENCIA EN FUNCION
A LA CARGA DEL MOTOR



Se puede observar que la potencia activa absorbida de la red crece proporcionalmente con el incremento de la carga acoplada al eje del motor. Como resultado de las variaciones de las potencias activas y reactivas en la operación de los motores de inducción, desde su funcionamiento en vacío hasta plena carga, el factor de potencia varía también proporcionalmente a esta variación, volviéndose

importante de esta forma, el control operativo de los motores por parte del responsable de la instalación.

3.2.3 CONSIDERACIONES BASICAS SOBRE LA LEGISLACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

La nueva ley de electricidad establece nuevas condiciones para la medición y facturación de energía reactiva excedente. El factor de potencia de referencia establecida como limite de cobranza de energía reactiva excedente por parte de la concesionaria pasa de 0.85 a 0.95 independiente del sistema tarifario.

Estos principios están fundamentados en los siguientes puntos:

- Necesidad de liberación de la capacidad del sistema eléctrico.
- Promoción de uso racional de energía.
- Reducción del consumo de energía reactiva capacitiva en los periodos de carga leve que provocan elevación de tensión en el sistema de suministro, dando lugar a inversiones para la utilización de equipos correctivos y realización de procedimientos operacionales no siempre de fácil ejecución.
- Reducción del consumo de energía reactiva inductiva que provoca sobrecarga en el sistema de empresas suministradoras y concesionarias de energía eléctrica especialmente en periodos en que este es mas solicitado.
- De acuerdo a la nueva legislación existe todavía penalización por bajo factor de potencia.

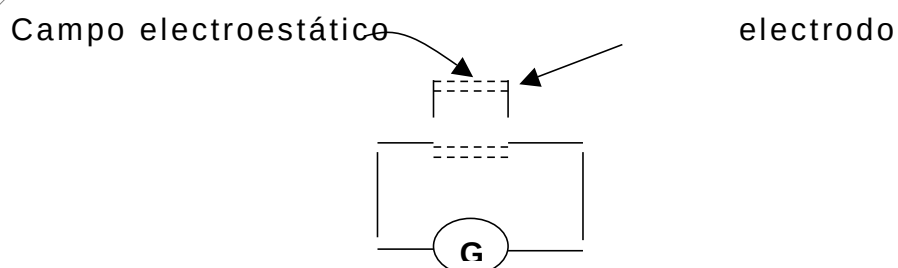
3.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CAPACITORES

3.3.1 PRINCIPIOS BÁSICOS

Los capacitores son equipos capaces de acumular electricidad. Están constituidas de 2 placas conductoras puestas frontalmente en paralelo y separadas por un medio aislante que puede ser papel, plástico, etc.

Si a los terminales externos de las placas se conecta una fuente de tensión, se genera un campo electroestático en el espacio comprendido entre las 2 placas.

FIGURA 3.2



La fuente puede ser una batería u otro generador de corriente continua o alterna las placas paralelas se denominan electrodos y el material aislante se conoce como dieléctrico.

Si una determinada cantidad de carga eléctrica $Q(A \times s)$ se transporta de una placa a otra en una sección $S (m^2)$ la densidad de carga será:

$$D = \frac{Q}{S} (C/m^2)$$

Si una tensión determinada V (volts) se aplica entre las placas a una distancia de D (m) la intensidad del campo eléctrico esta dada por:

$$E = \frac{V}{D} (V/m)$$

3.3.2 CAPACIDAD

Todo capacitor es evaluado por la cantidad de carga eléctrica que es capaz de almacenar en su campo.

$$Q = C \times V \text{ (Coulomb)}$$

$C =$ Capacidad del capacitor en faradios
 $V =$ Tensión aplicada

3.3.3 ENERGÍA ALMACENADA

La energía almacenada en un período de $\frac{1}{4}$ de ciclo esta dada por:

$$E = \frac{1}{2} \times C \times V_m^2 (J)$$

$C =$ Capacidad
 $V_m =$ Tensión aplicada valor pico

3.4 CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

Las partes que componen un capacitor son:

3.4.1. CAJA

Conocida también como carcasa, envuelve la parte activa del capacitor. Se construye en chapa de acero con espesura adecuada al volumen de la unidad.

La Caja contiene las siguientes partes:

a) Placa de identificación

Contiene todos los datos característicos necesarios para identificar un capacitor tal como se puede ver a continuación.

Estas características son:

- Número de serie
- Tipo
- Fecha de Fabricación
- Potencia
- Tensión nominal
- Capacitancia
- Frecuencia
- Nivel de aislación
- Masa
- Categoría de Temperatura
- Tipo de Fluido

Zeon PDF Driver Trial
www.zeon.com.tw

FIGURA 3.3

PLACA DE UN CAPACITOR

DRM S.A.		
CAPACITOR DE POTENCIA - ALL FILM		
N° DE SERIE 765	TIPO 466815	FECHA DE FABRICACION 25/07/94
POTENCIA 25 KVAR	TENCION NOMINAL 13.8 KV	CAPACITANCIA 551.09 M5
FRECUENCIA 60 Hz	NIVEL DE AISLACIÓN 34/110 KV	MASA 15 Kg
CATEGORIA DE TEMPERATURA -10° a 50° C	CONTIENE DISPOSITIVO INTERNO DE DESCARGA	ORDEN DE COMPRA BMP - CE - 051
FLUIDO WEMCOL BIODEGRADABLE		
CONBUSTIBLE CLASE III - B		
CGC 025.984.263/04 - 07 INDUSTRIA BRASILEIRA		

b) Aisladores

Correspondiente a los terminales externos de las unidades capacitivas.

c) Orejas

Para levantar las unidades.

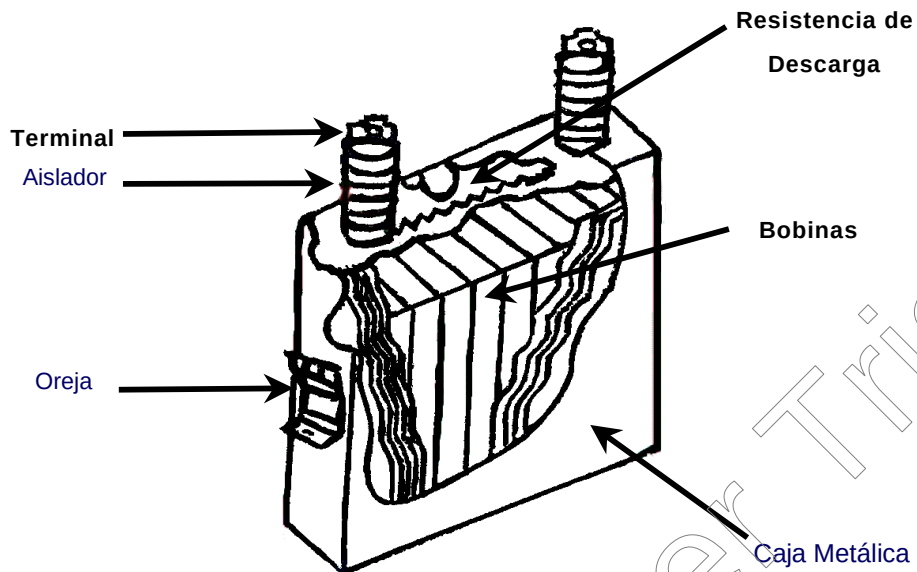
d) Alza de Fijación

Utilizada para fijar la unidad a su estructura de montaje.

A continuación la Figura 3.4 nos muestra un capacitor detallando sus principales componentes internos y externos.

FIGURA 3.4

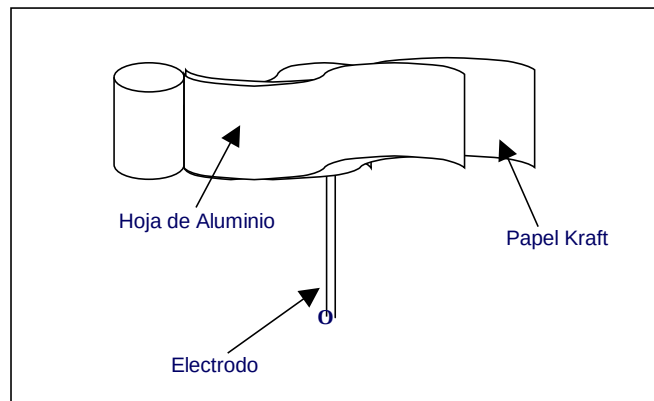
CAPACITOR MONOFASICO



3.4.2. ARAMADURA

Esta constituido por hojas de aluminio enrollados con dieléctrico, como se muestra en la figura 3.5 con una espesura de 3 a 6 mm. Tiene una pureza de alta calidad para mantener bajos los niveles de las pérdidas dieléctricas y las capacitancias nominales del proyecto.

FIGURA 3.5



3.4.3. DIELECTRICO

Esta formada por una fina película de polipropileno especial asociada muchas veces a una capa de papel dieléctrico (Kraft) con una espesura de 18 μm . Es necesario que los componentes dieléctricos estén constituidos de materiales seleccionados de alta calidad con el fin de no incrementar las pérdidas dieléctricas.

3.4.4. LIQUIDO DE IMPREGNACIÓN

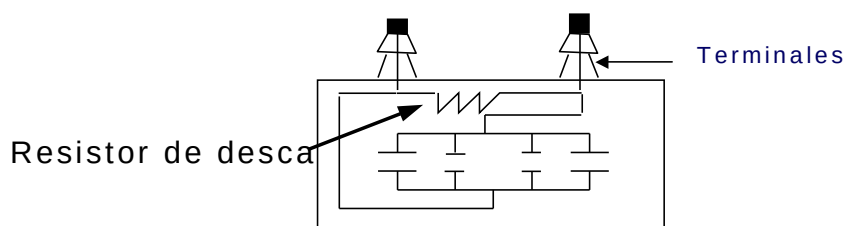
Actualmente los fabricantes utilizan como líquido impregnante una sustancia biodegradable constituida por carbono e hidrógeno.

Este líquido es el ecolco 200 - hidrocarbonato aromático sintético, que no daña al medio ambiente y presenta buenas características eléctricas con respecto a los utilizados anteriormente.

3.4.5. RESISTOR DE DESCARGA

Cuando se quita la tensión de los terminales de un capacitor, la carga eléctrica almacenada necesita ser drenada, para que la tensión resultante sea eliminada, evitando de esta manera situaciones peligrosas de contacto con los referidos terminales. Para que esto sea posible se inserta entre los terminales un resistor con la finalidad de transformar en pérdidas Joule la energía almacenada en el dieléctrico; reduciendo a 5(v) el nivel de tensión existente en sus terminales en un tiempo de 1 minuto para el caso de capacitores de baja tensión de hasta 600 V y 5 minutos para capacitores de tensión nominal superior al valor anterior. Este resistor puede ser instalado interna o externamente a la unidad capacitiva, siendo lo mas común la primera solución, conforme se muestra en la figura:

FIGURA 3.6



3.5 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

3.5.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

a) Potencia Nominal

Los capacitores son normalmente designados por su potencia nominal reactiva, contrariamente a los demás equipos, cuya característica principal es la potencia nominal aparente.

La potencia nominal de un capacitor en Kvar es aquella que es absorbida del sistema cuando esta sometida a una tensión y frecuencia nominal y a una temperatura ambiente no superior a 20°C. Conociendo su potencia nominal se puede calcular su capacitancia a través de la siguiente ecuación:

$$C = \frac{1000 \times P_c}{2 \times \pi \times V_n^2}$$

P_c = Pot. Nominal del capacitor de Kvar

F = Frecuencia nominal

V_n = Tensión Nominal en Kv.

Para capacitores de hasta 660 V, la potencia nominal no sobrepasa normalmente los 50 Kvar en unidades trifásicas y 30 Kvar en unidades monofásicas.

b) Frecuencia nominal

La frecuencia de operación es de 50 Hz. Para otras frecuencias es necesario especificar su valor, ya que su potencia nominal es directamente proporcional a este parámetro.

c) Tensión Nominal

Los capacitores son normalmente fabricados para la tensión nominal del sistema ya sea entre fases ó entre fase y neutro sean trifásicos ó monofásicos.

La tabla 3.1 indica las características eléctricas de los capacitores de fabricación INDUCON para unidades trifásicas y monofásicas.

3.6 APLICACIÓN DE LOS CAPACITORES EN DERIVACIÓN

Generalmente los capacitores se aplican en las instalaciones industriales y comerciales para corregir el factor de potencia. Además son también muy utilizados en sistemas de distribución, en las subestaciones de potencia, con la finalidad de reducir las pérdidas y elevar la tensión del sistema.

Cuando se instala un capacitor en una planta industrial, se instala una fuente de potencia reactiva localizada, para suprimir las necesidades de las cargas inductivas, en vez de utilizar la potencia reactiva del sistema de la concesionaria, disminuyendo la sobrecarga y las pérdidas en generación y transmisión de energía. Evitando de este modo el pago de la energía reactiva excedente a la concesionaria que cobra por no respetar los límites del factor de potencia.

Los capacitores en derivación pueden ser usados en la industria para otros objetivos como ser:

- Reducción de las pérdidas en los circuitos terminales.
- Liberación de la potencia instalada en transformación.
- Liberación de la capacidad de carga de los circuitos terminales y distribución.
- Elevar el nivel de tensión
- Mejorar la operación de los equipos de maniobra y protección.

TABLA 3.1

CAPACITORES TRIFÁSICOS DE BAJA TENSIÓN – INDUCON

Tensión De línea	Potencia (Kvar)		Capacitancia nominal (μF)	Corriente nominal		Fusible NH ó DZ (A)	Hilos de conexión mm ²
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60 Hz		
220	2.10	2.50	137.01	5.5	6.6	10	2.5
	4.20	5.00	274.03	10.9	13.1	25	2.5
	6.30	7.50	411.04	16.4	19.7	36	6.0
	8.30	10.0	548.05	21.8	26.2	50	10
	10.40	12.5	685.07	27.3	32.8	63	16
	12.50	15.0	822.08	32.8	39.4	63	16
	14.60	17.5	959.09	38.2	45.9	80	25
	16.60	20.0	1096.12	43.7	52.5	100	25
	18.70	22.5	1233.12	49.1	59.0	100	35
	20.80	25.0	1370.14	54.6	65.6	125	35
380	2.10	2.5	45.92	3.2	3.8	10	2.5
	4.20	5.0	91.85	6.3	7.6	16	2.5
	6.30	7.5	137.77	9.5	11.4	20	2.5
	8.30	10.0	183.70	12.7	15.8	25	4.0
	10.40	12.5	229.62	15.8	19.0	36	6.0
	12.50	15.0	275.55	19.6	22.8	36	6.0
	14.60	17.5	321.47	22.2	26.6	50	10
	16.60	20.0	367.39	25.3	30.4	50	10
	18.70	22.5	413.32	28.5	34.21	63	16
	20.80	25.0	459.24	31.7	38.0	63	16
	25.00	30.0	551.09	38.0	45.6	80	25
	29.20	35.0	642.94	44.3	53.2	100	25
	33.30	40.0	734.79	50.6	60.8	100	35
	37.50	45.0	826.64	57.0	68.4	125	50
	41.60	50.0	918.48	63.3	76.0	125	50
440	2.10	2.5	34.25	2.7	3.3	6	2.5
	4.20	5.0	68.51	5.5	6.6	10	2.5
	6.30	7.5	102.76	8.2	9.8	16	2.5
	8.30	10.0	137.01	10.9	13.1	25	2.5
	10.40	12.5	171.26	13.7	16.4	36	4.0
	12.50	15.0	205.52	16.4	19.7	36	6.0
	14.60	17.5	239.77	19.2	23.0	50	6.0
	16.60	20.0	274.03	21.8	26.2	50	10
	18.70	22.5	308.28	24.6	29.5	50	10
	20.80	25.0	342.53	27.3	32.8	63	16
	25.00	30.0	411.04	32.8	39.4	63	16
	29.20	35.0	479.54	38.2	45.9	80	25
	33.30	40.0	548.05	43.7	52.9	100	25
	37.50	45.0	616.56	49.1	59.0	100	35
	41.60	50.0	685.07	54.6	65.6	125	35
480	4.20	5.00	57.56	5.10	6.0	10	2.5

8.30	10.0	115.13	10.0	12.0	20	2.5
12.50	15.0	172.69	15.0	18.0	36	4.0
16.60	20.0	230.26	20.1	24.1	50	6.0
18.70	25.0	287.82	25.1	30.1	50	10
25.00	30.0	345.39	30.1	36.1	63	16
29.20	35.0	402.95	35.1	42.1	80	16
33.30	40.0	460.52	40.1	48.1	80	25
37.50	45.0	518.08	45.1	54.1	100	25
41.60	50.0	575.65	50.1	60.1	100	35

TABLA 3.2

CAPACITORES MONOFÁSICOS BAJA TENSIÓN- INDUCON

Tensión De línea	Potencia (Kvar)		Capacitancia nominal (μF)	Corriente nominal		Fusible NH ó DZ (A)	Hilos de conexión mm ² 50 Hz
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60 Hz		
220	2.1	2.5	137	9.5	11.4	20	2.5
	2.5	3.0	165	11.4	13.6	25	2.5
	4.2	5.0	274	19.1	22.7	36	6
	6.3	6.0	329	22.7	27.3	50	10
	8.3	7.5	411	28.6	34.1	63	10
	10.4	10.0	548	37.7	45.5	80	16
	12.5	12.5	657	45.5	54.5	100	25
	14.6	15.0	822	56.8	68.2	125	35
	16.6	20.0	1096	75.5	90.1	160	70
380	2.1	2.5	46	5.5	6.6	10	2.5
	2.5	3.0	55	6.6	7.9	16	2.5
	4.2	5.0	92	11.1	13.2	25	2.5
	5.0	6.0	110	13.2	15.8	30	4
	8.3	10.0	184	21.8	26.3	50	10
	10.0	12.0	220	26.3	31.6	50	10
	12.5	15.0	276	32.9	39.5	63	16
	15.0	18.0	330	39.5	47.4	80	25
	16.6	20.0	367	43.7	52.6	100	25
	20.0	24.0	440	52.6	63.2	100	35
	20.8	25.0	460	54.7	65.8	125	35
	25.0	30.0	551	65.8	78.9	100	30
440	4.2	5.0	68	9.5	11.4	20	2.5
	5.0	6.0	82	11.4	13.6	25	2.5
	8.3	10.0	137	18.9	22.7	36	6
	10.0	12.0	164	22.7	27.3	50	6
	12.5	15.0	206	28.4	34.1	63	10
	16.6	20.0	274	37.7	45.5	80	16
	20.8	25.0	343	47.3	56.8	100	25
	25.0	30.0	411	56.8	68.2	125	35
480	4.2	5.0	58	8.7	11.4	20	2.5

5.0	6.0	69	10.4	12.5	20	2.5
8.3	10.0	115	17.6	20.8	36	6
10.0	12.0	138	20.8	25.0	50	6
12.5	15.0	173	26.0	31.3	50	10
16.6	20.0	230	34.6	41.7	80	16
20.8	25.0	288	43.3	52.1	100	25
25.0	30.0	345	52.1	62.5	100	35

Se debe toma en cuenta que los capacitores sólo corrigen el factor de potencia en el trecho comprendido entre la fuente generadora y su punto de instalación.

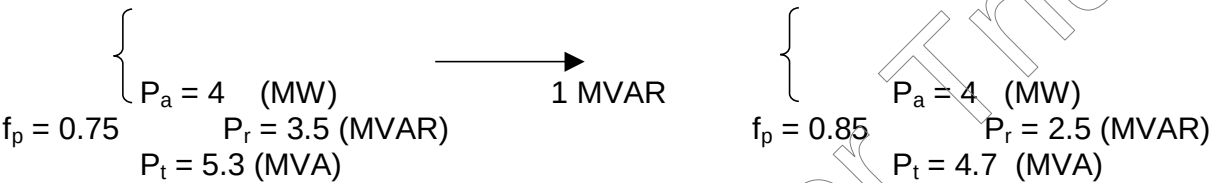
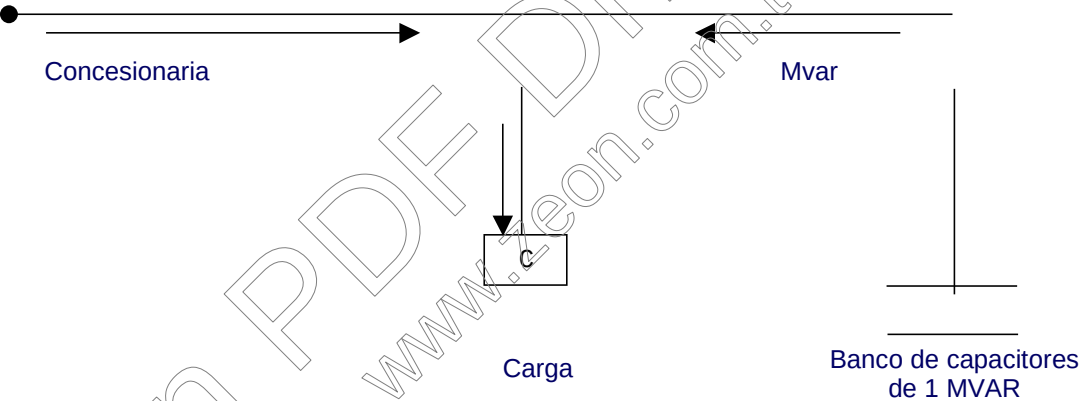


FIGURA 3.7



Se puede observar en este ejemplo el funcionamiento de un banco de capacitores mejorando el factor de potencia de 0.75 a 0.85.

Los puntos indicados para la ubicación de los capacitores en una instalación industrial son:

- En el sistema primario.
- En el secundario del transformador de potencia.
- En el punto de transformación específica.

a) En el sistema primario

En este caso, los capacitores deben ubicarse después del puesto de medición en el sentido de la fuente hacia la carga. En general, el costo final de la instalación,

principalmente en subestaciones cubiertas, es superior a la de un banco equivalente, ubicado en el sistema secundario. La gran desventaja de esta ubicación es la de no permitir la liberación de carga del transformador o de los circuitos secundarios de la instalación consumidora. De esa forma su función solo se restringe a la corrección del factor de potencia y secundariamente a la liberación del alimentador de la concesionaria.

b) En el secundario del transformador de potencia

En este caso, la ubicación de los capacitores generalmente ocurre en la barra del TGF. Siendo esta la de mayor utilización en la práctica, porque resulta, con menores costos finales. Tiene la ventaja de liberar potencia de los transformadores de fuerza y de poder instalarse en el interior de la subestación lugar normalmente utilizado por el propio TGF.

c) En el punto de concentración de la carga específica

Cuando una carga específica como un motor presenta bajo factor de potencia, debe realizarse su corrección colocando un banco de capacitores en los terminales de alimentación de dicha carga.

En el caso específico de motores de inducción, que es de uso generalizado en instalaciones industriales, el banco de capacitores debe tener una potencia limitada próxima al 90% de la potencia absorbida por el motor en operación sin carga, que puede determinarse a partir de la corriente en vacío cuyo valor está entre el 20% y 30% de la corriente nominal de plena carga.

Por ejemplo para un motor de 100 CV, 380 (v), IV polos con una corriente nominal de 135.4 (A) la potencia del capacitor será:

$$I_0 = 0.27 \times 135.4 = 36.5 \text{ (A)}$$

$$P_{cap} = (\sqrt{3} \times V \times I_0)$$

$$F_{pd} = (\sqrt{3} \times 0.38 \times 36.5_0) \times 0.9 = 21 \text{ K var}$$

f_{pd} = factor de potencia deseada

Otra forma de obtener la potencia de los capacitores es a través de la siguiente tabla:

TABLA 3.3

POTENCIA MÁXIMA DE LOS CAPACITORES CONECTADOS A MOTORES DE INDUCCIÓN.

Potencia del Motor de Inducción	Velocidad Síncrona del Motor en rpm

	3.600	1.800	1.200	900	720	600
	Kvar					
5.0	2.0	2.0	2.0	3.0	4.0	4.5
7.5	2.5	2.5	3.0	4.0	5.5	6.0
10.0	3.0	3.0	3.5	5.0	6.5	7.5
15.0	4.0	4.0	5.0	6.5	8.0	9.5
20.0	5.0	5.0	6.5	7.5	9.0	12.0
25.0	6.0	6.0	7.5	9.0	11.0	14.0
30.0	7.0	7.0	9.0	10.0	12.0	16.0
40.0	9.0	9.0	11.0	12.0	15.0	20.0
50.0	12.0	12.0	13.0	15.0	19.0	24.0
60.0	14.0	14.0	15.0	18.0	22.0	27.0
75.0	17.0	17.0	18.0	21.0	26.0	32.5
100.0	22.0	21.0	25.0	27.0	32.5	40.0
125.0	27.0	27.0	30.0	32.5	40.0	47.5
150.0	32.5	32.5	35.0	37.5	47.5	52.5
200.0	40.0	40.0	42.5	47.5	60.0	65.0
250.0	50.0	50.0	52.5	57.5	70.0	77.5
300.0	57.5	57.5	60.0	65.0	80.0	87.5
400.0	70.0	70.0	75.0	85.0	95.0	105.0
500.0	77.5	77.5	82.5	97.5	107.5	115.0

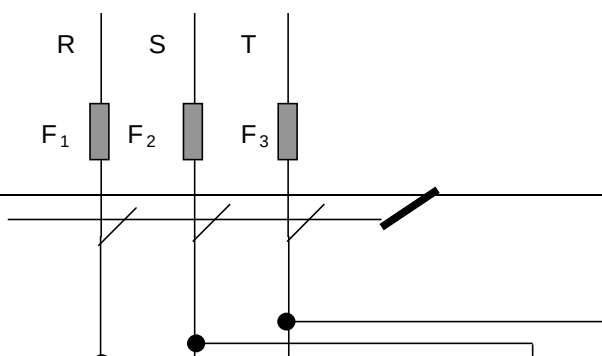
Esta limitación tiene un fundamento el hecho de que, cuando un motor de inducción es desconectado de la red, su rotor todavía continúa en movimiento por algunos instantes debido a su inercia.

El banco debe ser desconectado de la red junto con el motor ya que después de hecha la desconexión mantiene todavía una determinada cantidad de energía almacenada lo que resulta en una tensión en sus terminales y podría causar de que el motor funcione como un generador por todo esto es importante que se limite la potencia del banco capacitores.

En el instante en que la impedancia inductiva del motor es igual a la reactancia capacitiva del banco de capacitores se establece un fenómeno de ferro- resonancia en donde la impedancia de la corriente será la resistencia del propio bobinado y del circuito de conexión entre el motor y el capacitor, por lo que surgirían sobretensiones peligrosas para el motor y para el propio banco de capacitores.

En la figura siguiente se observa como la llave que comanda el motor controla también el banco de capacitores.

FIGURA 3.8



CAPACITOR TRIFASICO

3.6.1 INSTALACIONES EN PROYECTO

Durante la elaboración del proyecto eléctrico en pequeñas industrias se presenta grandes dificultades para saber los detalles técnicos del comportamiento operativo de la planta industrial como:

- Ciclo de operación diario, semanal, mensual ó anual
- Tasa de carga de los motores
- Cronograma de expansión de las actividades productivas

Estos datos son muy útiles para determinar el factor de potencia medio presumido de la instalación y prever un banco de capacitores en caso de que se justifique la corrección del factor de potencia.

Para industrias de mayor tamaño, la planificación se realiza con mas detalle, realizando:

a) Levantamiento de carga del proyecto:

- Motores
 - Tipo
 - Potencia
 - Número de fases
 - Número de polos
 - Frecuencia
 - Factor de potencia
- Cargas Resistivas
 - Potencia nominal
 - Potencia de operación
 - Número de fases
- Hornos
 - Tipo (Inducción electromagnética, a arco, etc.)

- Factor de potencia
- Número de fases
- Maquinas de Soldadura
- Tipo
- Factor de potencia
- Número de fases
- Iluminación
- Tipo
- Reactor

Zeon PDF Driver Trial
www.zeon.com.tw

b) Ciclo de operación diario, semanal, mensual y anual

En general las máquinas operan en grupos definidos, se determina el ciclo de operación para cada conjunto homogéneo de carga, después conjuncionarlos con otros grupos para así obtener una curva de carga que corresponda a la instalación durante un determinado periodo considerado.

En la práctica se determina el ciclo de operación diario considerando un día típico probable de producción normal.

c) Cálculo de las demandas activas y reactivas para un ciclo de carga

Se debe calcular las demandas activas y reactivas de la industria considerada, sector por sector y periodo por periodo.

d) Trazado de las curvas de demanda activa y reactiva

En base a los valores de demandas activas y reactivas acumuladas por periodos, se trazan los gráficos que nos permiten visualizar el ciclo de operación diario de la instalación.

e) Cálculo del factor de potencia estimado

El factor de potencia de instalaciones en proyecto puede ser determinado a través de dos métodos de acuerdo a datos disponibles y la precisión de los resultados.

- Método de los Consumos mensuales previstos

Este método esta basado en la determinación de los consumos previstos en el ciclo de operación mensual de la instalación. Debe considerarse una industria de actividad productiva bien definida, del cual es posible determinar los consumos de energía activa y reactiva en base al ciclo de operación diario y proyectarlos de acuerdo con los días de trabajo respecto a la carga de un periodo mensual

APLICACIÓN

Considerar el proyecto de una industria cuyas cargas son conocidas según un ciclo de operación diario típico, conociendo que el ciclo de operación es de lunes a viernes en un periodo que comprende 18 horas (6:00 a 24:00). Fuera del periodo de actividad productiva la industria mantiene apenas un 10% de su iluminación normal. Determinar el factor de potencia probable.

Los factores de potencia 0.5 y 0.9 corresponden a los reactores de bajo factor de potencia y alto factor de potencia utilizados. Las perdidas en watts de los reactores como su factor de potencia se encuentran en los catálogos de los fabricantes.

Los reactores simples para lámparas fluorescentes de 65 w tienen una pérdida de 11.9 (w) y un factor de potencia de 0.5. Los reactores dobles tienen una perdida de 24.1 (w) con un factor de potencia de 0.9

1. Levantamiento de Carga

Sector	MOTORES			LAMPARAS				Periodo de Funcionamiento
	Cantidad	Potencia Cv	Total Cv	f_p	Cantidad	F	I	
	-	Cv	Cv	-	-	-	-	
A	20	10	200	0.85	-	-	-	6:00 a 20:00 h
B	100	7.5	750	0.81	-	-	-	6:00 a 20:00 h
C	25	15	375	0.75	-	-	-	6:00 a 14:00 h. 16:00a 24:00 h.
D	30	5	150	0.83	-	-	-	8:00 a 18:00 h
	30	25	750	0.85	-	-	-	
E	15	15	225	0.73	-	-	-	8:00 a 20:00 h
F	3	125	375	0.74	-	-	-	6:00 a 20:00 h Operación con ½ carga
	3	40	120	0.83	-	-	-	
I	-	-	-	-	800	65		6:00a 24:00h De 24 h a 6:00 Solamente 10% de la potencia
	-	-	-	-	150	40		
		-	-	-	130	-	100	

2. Determinación de las demandas previstas

Basándonos en los valores nominales de las cargas se determinan las potencias activas y reactivas de cada sector productivo considerándose como un conjunto homogéneo.

- Sector A $\xrightarrow{1cv}$ 0.736Kw

$$P_a = N^{\circ} \times \text{Pot. (cv)} \times 0.736 / 1cv =$$

$$P_a = 20 \times 10 \times 0.736 = 147 \text{ (kw)}$$

$$P_r = P_a \times \text{tg} [\text{arcos (0.85)}] = 91 \text{ Kvar}$$

- Sector B

$$P_a = 100 \times 7.5 \times 0.736 = 552 \text{ (kw)}$$

$$P_r = 552 \times 10 \times \text{tg} [\arccos (0.81)] = 399 \text{ kvar}$$

P_a = Potencia Activa

P_r = Potencia Reactiva

- Sector C

$$P_a = 25 \times 15 \times 0.736 = 276 \text{ (kw)}$$

$$P_r = 276 \times \text{tg} [\arccos (0.75)] = 243 \text{ kvar}$$

- Sector D

$$P_a = (30 \times 5 + 30 \times 25) \times 0.736 = 662 \text{ (kw)}$$

$$P_r = \{30 \times 5 \times \text{tg} [\arccos (0.83)] + 30 \times 25 \times \text{tg} [\arccos (0.85)]\} \times 0.736$$

$$P_r = 416 \text{ Kvar}$$

- Sector E

$$P_a = 15 \times 15 \times 0.736 = 165 \text{ Kw}$$

$$P_r = 165 \times \text{tg} [\arccos (0.73)] = 155 \text{ Kvar}$$

- Sector F

$$P_a = \left(\frac{3 \times 125 + 3 \times 40}{2} \right) \times 0.736 = 182 \text{ Kw}$$

$$P_r = \left(\frac{3 \times 125 \times \text{tg} (\arccos 0.74)}{2} + \frac{3 \times 40 \times \text{tg} (\arccos 0.83)}{2} \right) \times 0.736$$

$$P_r = 155 \text{ (K var)}$$

- Iluminación

$$P_a = (800 \times 65) + (150 \times 40) + (800 \times 11.9) + \left(\frac{150}{2} \times 24.1\right) + (130 \times 100)$$

$$P_a = 82 \text{ Kw}$$

$$P_r = (800 \times 11.9 \times \tan(\arccos 0.5)) + \left(\frac{150}{2} \times 24.1 \times \tan(\arccos 0.9)\right)$$

$$P_r = 17 \text{ (K var)}$$

Con los resultados obtenidos realizamos las siguientes tablas:

DEMANDA DE LA POTENCIA ACTIVA ACUMULADA EN KW

Sectores	Período en horas											
	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	22-22	22-24
A	-	-	-	147	147	147	147	147	147	147	-	-
B	-	-	-	552	552	552	552	552	552	552	552	-
C	-	-	-	276	276	276	276	-	276	276	276	276
D	-	-	-	-	662	662	662	662	662	-	-	-
E	-	-	-	-	165	165	165	165	165	165	-	-
F				182	182	182	182	182	182	182	82	82
I	8.2	8.2	8.2	82	82	82	82	82	82	82		
TOTAL	8.2	8.2	8.2	1.339	2.066	2.066	2.006	1.790	2.066	1.404	910	358

DEMANDA DE LA POTENCIA REACTIVA EN KVAR

Sectores	Periodo en horas											
	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
A	-	-	-	91	91	91	91	91	91	91	-	-
B	-	-	-	399	399	399	399	399	399	399	399	-
C	-	-	-	243	243	243	243	-	243	243	243	243
D	-	-	-	-	416	416	416	416	416	-	-	-
E	-	-	-	-	155	155	155	155	155	155	-	-
F	-			155	155	155	155	155	155	155	-	-
I	1.7	1.7	1.7	17	17	17	17	17	17	17	17	17
TOTAL	1.7	1.7	1.7	905	1.476	1.476	1.476	1.233	1.476	1.476	659	260

3. Trazado de las curvas de carga

Partiendo de los valores totales obtenidos se trazan las curvas de carga de las demandas prevista que componen un ciclo de carga diario

FIGURA 3.9
CURVA DE LA DEMANDA ACTIVA

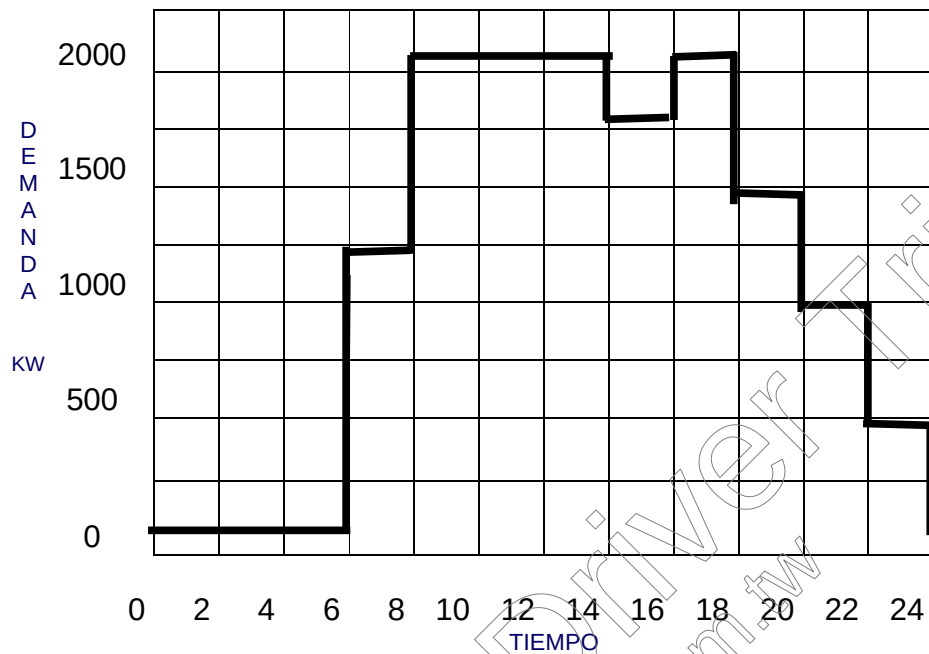
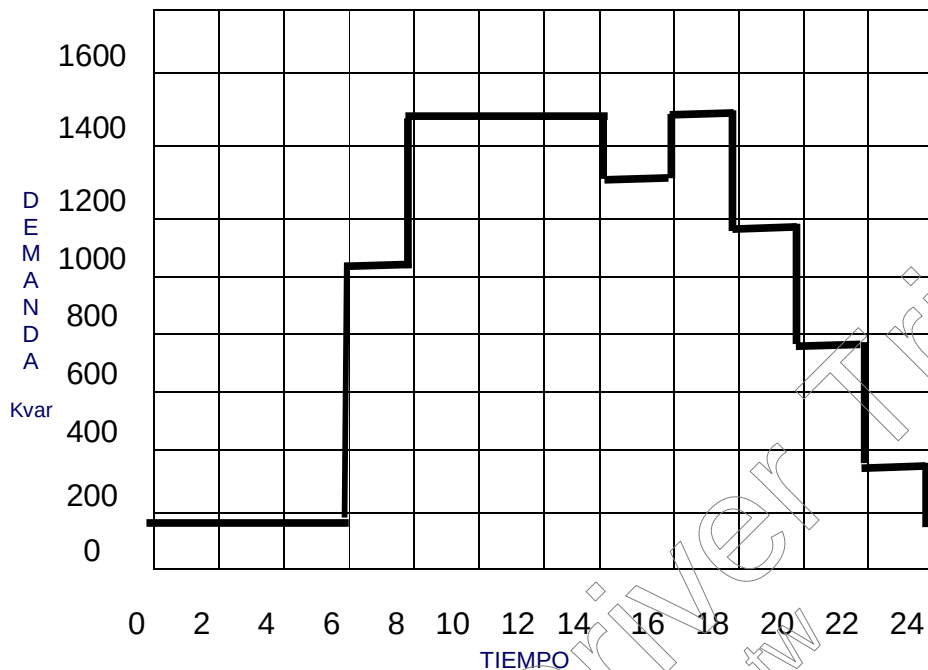


FIGURA 3.10
CURVA DE LA DEMANDA REACTIVA INDUCTIVA



4. Cálculo del factor de potencia

Hallamos el consumo de energía activa diaria.

$$C_{Kw} = (8.2 \times 6) + (1239 \times 2) + (2066 \times 8) + (1790 \times 2) + (1404 \times 2) + (358 \times 2)$$

$$C_{Kw} = 27979 \text{ Kwh/dia}$$

El valor del consumo energía activa mensual será:

$$C_{Kwm} = 27979 \times 22 = 615538 \text{ Kwh/mes}$$

El consumo de energía reactiva diaria vale:

$$C_{Kvar} = (1.7 \times 6) + (905 \times 2) + (1476 \times 8) + (1233 \times 2) + (1060 \times 2) + (659 \times 2) + (260 \times 2)$$

$$C_{Kvar} = 20052 \text{ Kvarh/dia}$$

$$C_{Kvar} = 20052 \times 22 = 441144 \text{ Kvarh/mes} \longrightarrow \text{consumo mensual}$$

El factor de potencia medio mensual será:

$$f_p = \frac{C_{Kwm}}{\sqrt{C_{Kwm}^2 + C_{Kvar m}^2}} = \frac{615538}{\sqrt{(615538)^2 + (441144)^2}}$$

$$f_p = 0.81$$

▪ Método Analítico

Se basa en la solución de los triángulos de potencias. Cada carga se considera individualmente, calculando la demanda activa y reactiva en base a su factor de potencia nominal.

Este método es empleado cuando se desea obtener el factor de potencia en un punto determinado del ciclo de carga.

APLICACIÓN

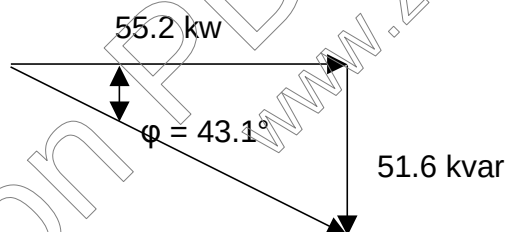
Determinar el factor de potencia de la demanda máxima prevista de una instalación industrial que se compone de:

- 25 motores trifásicos de 3 cv/380 (v) IV polos con $f_p = 0.73$
- 15 motores trifásicos de 30 cv/380 (v) IV polos con $f_p = 0.83$
- 500 lámparas fluorescentes de 40(w) con $f_p = 0.4$ en atraso
La iluminación se conecta a 220(v)

➤ Para los motores de 3 (cv)

$$P_a = 25 \times 3 \times 0.736 = 55.2 \text{ Kw}$$

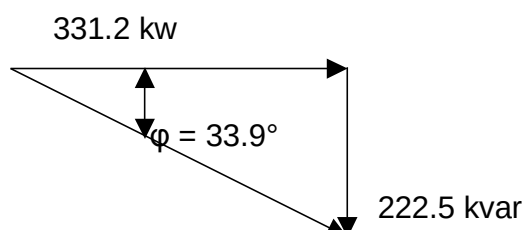
$$P_r = 55.2 \times \tan(\arccos 0.73) = 51.6 \text{ K var}$$



➤ Para los motores de 30(cv)

$$P_a = 15 \times 30 \times 0.736 = 331.2 \text{ Kw}$$

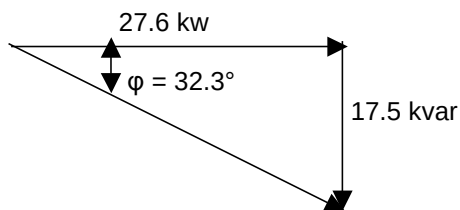
$$P_r = 331.2 \times \tan(\arccos 0.83) = 222.5 \text{ K var}$$



➤ Iluminación

$$P_a = 500 \times 40 + 500 \times 15.3 = 27.6 \text{ (Kw)}$$

$$P_r = 500 \times 15.3 \times \tan(\arccos 0.4) = 17.5 \text{ K var}$$



➤ El factor de potencia total se halla de:

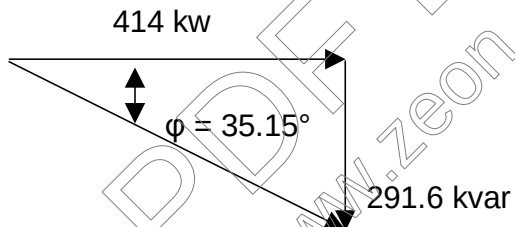
$$P_a = 55.2 + 331.2 + 27.6 = 414 \text{ Kw}$$

$$P_r = 51.6 + 222.5 + 17.5 = 291.6 \text{ K var}$$

$$\Phi = \arctan\left(\frac{P_r}{P_a}\right) = \arctan\left(\frac{291.6}{414}\right)$$

$$\Phi = 35.15^\circ$$

$$f_p = \cos 35.15 = 0.817$$



3.6.2 INSTALACIONES EN OPERACIÓN

La determinación precisa del factor de potencia solo es posible cuando la instalación está operando a plena carga.

El factor de potencia se altera en caso de ejecutar algunas operaciones de orden administrativo como ser:

- Desconectar de la red los motores que estuvieran operando en vacío
- Manteniendo energizado solamente un transformador de la subestación cuando la industria opera con carga leve ó con iluminación de vigilancia solamente.
- Substituyendo los motores sobredimensionados por unidades de menor potencia.

Para determinar el factor de potencia se puede seguir los siguientes métodos:

a) Método de los consumos medios mensuales

Consiste en tabular los consumos de energía activa y reactiva que fue suministrada por la concesionaria, se computan todas las cuentas de energía correspondientes a un periodo igual o mayor a 6 meses, en caso de que las industrias presenten una producción constante, o de otra forma considerar el periodo a 12 meses.

APLICACIÓN

Considere una industria cuyos consumos mensuales están tabulados de la siguiente forma y determine el factor de potencia medio de la instalación.

MES	CONSUMO	
	Kwh	Kvarh
Julio	17580	17900
Agosto	1941	18720
Sep.	20070	19400
Oct.	18480	17560
Nov.	15320	13200
Dic.	17560	17600
SUMA	108420	104380
MEDIA	18070	17396

El factor de potencia será:

$$F_p = \frac{18070}{\sqrt{(18070)^2 + (17396)^2}} = 0.72$$

b) Método analítico

Este método también es valido para industrias en proyecto y su desarrollo es idéntico al ya visto anteriormente.

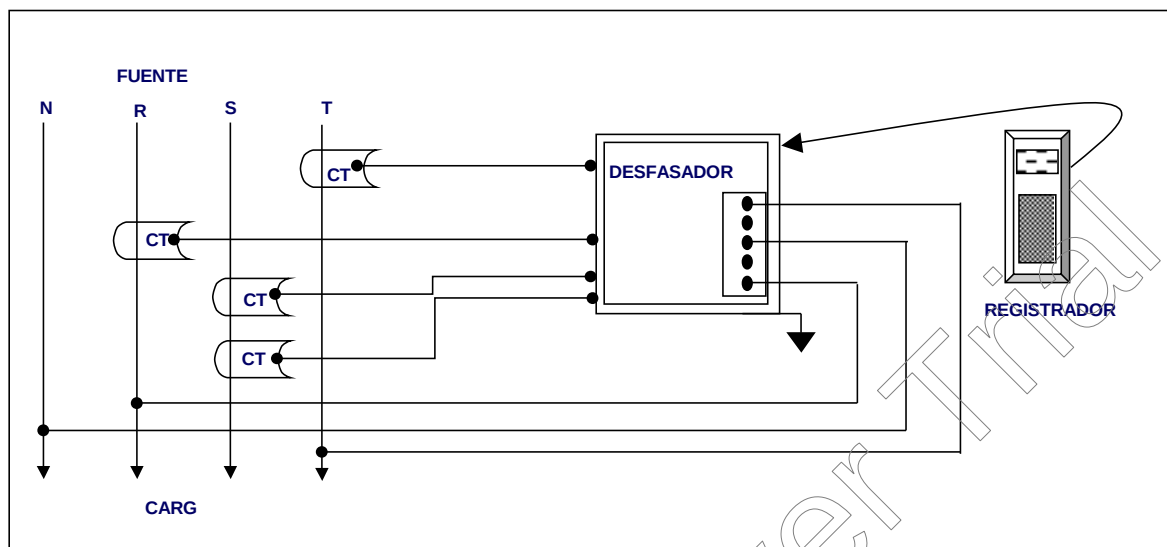
c) Método de las Potencias Medidas

Consiste en proceder a la medición de las potencias activas y reactivas utilizando registradores analógicos o digitales. Normalmente estos registradores están constituidos por entradas de corriente y de tensión. Actualmente en el mercado existen equipos electrónicos y microprocesadores que registran los parámetros como el factor de potencia.

FIGURA 3.8

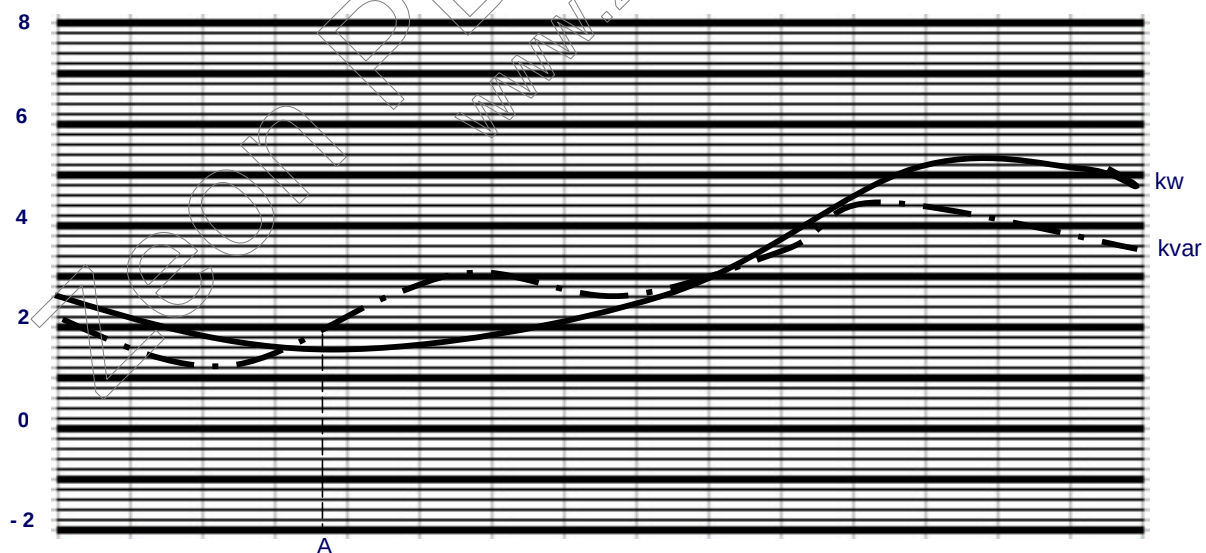
ESQUEMA PARA LA MEDICION DEL FACTOR DE POTENCIA

A TRAVES DEL REGISTRADOR GRAFICO CF 11 (Sistema Trifásico de 4 conductores)



APLICACIÓN

Considerar la medición hecha en una determinada industria a través del registrador gráfico CF11 cuyos resultados se muestran en la siguiente figura:



Del gráfico se obtiene los diversos valores instantáneos de las potencias activa y reactiva. Considerando el valor máximo asignado se tiene:

$$F_p = \cos \psi = \cos \arctan(440/510) = 0.7$$

Considerando de que la carga leve de esta instalación se da en el punto A, el factor de potencia en esta condición vale:

$$F_p = \cos \psi_p = \cos \psi = \cos \arctan(180/1)$$

d) Método de las Potencias Medias

Este método nos da valores bastante representativos es por esa razón que se usa en diversas concesionarias que prestan asistencia a las industrias conectadas a su sistema.

Consiste en usar los propios medidores de energía activa y reactiva de la concesionaria anotando el número de vueltas de los discos de medición en un determinado periodo de tiempo.

Para esto se debe conocer los siguientes datos:

- Constante de disco K_d en Wh/vuelta.
- Constante del medidor, generalmente igual a uno (K_m).
- Factor de multiplicación del medidor (K_f) conocido también como constante de facturación, que corresponde al producto de las relaciones de PT, CT y Km.

La potencia medida se halla de:

$$P_{mc} = \frac{3.6 \times K_d \times N_r \times K_f}{T \times K_m} \quad (K_w \text{ ó } K_{var})$$

N_r = Numero de vueltas del disco que comprende de 5 o 10

T = Tiempo del recorrido

Para este método es recomendable realizar varias mediciones simulando también varias condiciones de carga durante un ciclo de producción:

Entre estas mediciones se puede hacer:

- Medición a plena carga
- Medición en carga leve considerando todas las unidades de transformación
- Medición en carga leve considerando solo un transformador
- Medición de un sector de producción considerando importante para el cual se tenga un bajo factor de potencia, dejando el resto de la carga desconectada

Es importante tomar en cuenta que la sobre compensación que se produce por el exceso de la potencia capacitiva puede causar sobre tensiones en las instalaciones y por lo tanto puede quemarse los equipos.

Cuando realizamos un estudio para determinar el factor de potencia se procede con un levantamiento de todos los datos y registros de la instalación como:

- Demanda de la potencia medida y facturada en Kw
- Consumo de energía activa
- Factor de carga
- Tensión primaria y secundaria
- Potencia instalada en motores, iluminación, etc.
- Expansión de la industria
- Horario de funcionamiento
- Diagrama unifilar

3.6.3 APLICACIONES ESPECÍFICAS

a) LIBERACIÓN DE POTENCIA INSTALADA EN TRANSFORMACIÓN

La instalación de capacitores en la red de baja tensión de una instalación libera potencia en Kva de las unidades de transformación en servicio.

La capacidad de esta potencia liberado se calcula a partir de la siguiente ecuación.

$$P_l = \left[\sqrt{1 - \frac{P_c^2 \times \cos^2 \psi_1}{P_s^2}} + \frac{P_c \times \sin \psi_1}{P_s} - 1 \right] \times P_s$$

P_l = Potencia Liberada de Kva.

P_c = Potencia de los capacitores en Kvar.

ψ_1 = Ángulo del factor de potencia original.

P_s = Potencia Instalada en transformación en Kva.

Cuando es necesario implementar una nueva maquina de gran dimension y la subestación esta operando con su capacidad plena, en vez de ampliar la potencia de la subestación con gasto elevados para la industria se puede instalar un banco de capacitores para de esta forma reducir la potencia reactiva y aliviar la carga de los respectivos transformadores.

APLICACIÓN

Un proyecto industrial tiene una potencia instalada de 1500 Kva con 2 transformadores de 750 Kva en paralelo. El f_p es 0.87 para una demanda de 1480 Kva.

Se desea realizar un aumento de carga instalando un motor de 150 cv con $f_p = 0.87$ calcular la potencia de los capacitores a fin de evitar alteraciones en las unidades de transformación.

$$P_m = \frac{150 \text{ (cv)} \times 0.736}{0.87 \times 0.95} = 133.5 \text{ Kva} = P_l$$

0.95 = Rendimiento del motor (η)

De la ecuación:

$$P_l = \left[\sqrt{1 - \frac{P_c^2 \times \cos^2 \psi_1}{P_s^2}} + \frac{P_c \times \sin \psi_1}{P_s} - 1 \right] \times P_s$$

Hallamos P_c

$$P_c^2 = (2 \times P_L \times \text{Sen } \psi_1 + 2 \times P_s \times \text{Sen } \psi_1) P_c + (2 \times P_L + P_L^2) = 0$$

$$P_s = 1500 \text{ Kw} \quad y \quad \psi = \text{Ar cos}(0.87) = 29.540$$

$$P_c - (2 \times 133.5 \times \text{Sen } 29.54^\circ + 2 \times 1500 \times \text{Sen } 29.54^\circ) P_c + 2 \times 1500 \times 133.5 + 133.5^2 = 0$$

$$P_c - 1610 \times P_c + 418.332 = 0$$

$$P_c = \frac{1610 \pm \sqrt{1610^2 - 4 \times 1 \times 418.332}}{2 \times 1}$$

$$P_{c1} = 1284 \text{ (K var)}$$

$$P_{c2} = 325 \text{ (K var)}$$

Con los valores hallados de P_{c1} y P_{c2} analizamos cual de las dos soluciones es mas económica y satisfactoria.

$$P_{L1} = \left[\sqrt{1 - \frac{(1284^2 \times \text{Cos}^2 29.54^\circ)}{1500^2}} + \frac{1284 \times \text{Sen } 29.54^\circ}{1500} - 1 \right] \times 1500$$

$$P_{L1} = (0.667 + 0.422 - 1) 1500 = 133.5 \text{ KVA}$$

$$P_{L2} = \left[\sqrt{1 - \frac{(325^2 \times \text{Cos}^2 29.54^\circ)}{1500^2}} + \frac{325 \times \text{Sen } 29.54^\circ}{1500} - 1 \right] \times 1500$$

$$P_{L2} = (0.982 + 0.106 - 1) 1500 = 133.2 \text{ KVA}$$

La solución mas económica será colocar un banco de capacitores de 325 Kvar, o sea:

$$P_c = 6 \times 50 + 1 \times 25 = 325 \text{ Kvar}$$

b) LIBERACIÓN DE LA CAPACIDAD DE CARGA DE LOS CIRCUITOS TERMINALES Y DE DISTRIBUCIÓN.

A semejanza del proceso por el cual se pudo obtener potencia adicional de la subestación muchas veces es necesario incrementar una determinada carga, por ejemplo:

En el caso de un CCM el factor limitante es la sección del conductor del circuito de distribución que conecta el TGF con el referido CCM. La instalación de capacitores en las barras del CCM podrá liberar la potencia que se desea. El valor de esta potencia liberada se puede conocer a través de la siguiente ecuación:

$$P_L = \frac{P_c \times X_c}{X_c \times \text{Sen } \psi_1 + R_c + \text{Cos } \psi_1}$$

X_c = Reactancia del circuito para el cual se quiere liberar carga en Ω .

R_c = Resistencia del circuito en Ω .

Ψ_1 = Angulo del factor de potencia original.

P_c = Potencia de los capacitores.

APLICACIÓN

Se desea instalar en un CCM un motor de 100cv con factor de potencia de 0.87 se sabe que la demanda medida en el circuito terminal es de 400(A) y que al conductor tiene una sección de 300mm² {con capacidad para conducir 435(A)}. Determinar la cantidad de capacitores y la potencia nominal necesaria para evitar una falla en los conductores.

En la barra del CCM se midió un factor de potencia de 0.71 y el circuito terminal mide 150 (m).

De la ecuación hallamos P_c

$$P_c = \frac{P_L \times (X_c \times \text{Sen } \psi_1 + R_c \times \text{Cos } \psi_1)}{X_c}$$

La corriente nominal de un motor de 100 cv es 135,4 (A)

$$I_c = 400 + 135.4 = 535.4 > 435$$

I_c = Corriente del circuito

$$P_L = \frac{100 \times 0.736}{0.87 \times 0.92} = 91.9 \text{ (KVA)}$$

$$R = 0.0781 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (Tabla 2.20)}$$

$$X = 0.1068 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (Tabla 2.20)}$$

$$R_c = \frac{0.781 \times 150}{1000} = 0.01171 \text{ (}\Omega\text{)}$$

$$X_c = \frac{0.1068 \times 150}{1000} = 0.01602 \text{ (}\Omega\text{)}$$

$$\arccos 0.71 = 44,76^\circ$$

$$\arccos 0.87 = 29.54^\circ$$

$$P_c = \frac{91.9 \times (0.01602 \times \text{Sen } 44.76^\circ + 0.01171 \times \text{Cos } 44.76^\circ)}{0.01602}$$

$$P_c = 112.4 \text{ (K var)}$$

Se puede poner 3 capacitores de 40 Kvar.

Se debe estudiar si conviene poner el banco de capacitores o sustituir el conductor.

$$I_a = \frac{120}{\sqrt{3} \times 0.38} = 182.3 \text{ A}$$

I_a = Corriente del banco de capacitores

$$I_a = 400 \times \cos 44.76 + 135.4 \times 0.87 = 401.8 \text{ kw}$$

$$I_r = 400 \times \sin 44.76 + 135.4 \times \sin 29.54 - 182.3 = 166.1 \text{ k var}$$

$$I_f = \sqrt{(401.8)^2 + (166.1)^2} \approx 434.7 \text{ A}$$

es menor que 435 la corriente nominal del conductor

c) REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS

Las pérdidas en los conductores se registran en el medidor de energía de la concesionaria y el consumidor paga el consumo desperdiciado. Con la siguiente ecuación se puede determinar la energía economizada en un periodo anual.

$$E_c = \frac{R_c \times P_x \times (2 \times P_d \times \sin \psi_1 - P_c)}{1000 \times V_c^2} \times 8760$$

E_c = Energía anual economizado (Kwh)

P_d = Demanda del circuito (KvA)

R_c = Resistencia del circuito en Ω

V_c = Tensión compuesta del circuito en Kv

APLICACIÓN

Tomando las condiciones del anterior ejemplo, se instala un motor de 100 cv. Determinar la energía que se economiza instalando un banco de capacitadores de 100 Kvar en el circuito de distribución.

Tensión entre fases vale 380 (v) = 0.38 Kv

$$E_c = \frac{0.01171 \times 100 (2 \times 263.2 \times \sin 44.76 - 100)}{1000 \times 0.38^2} \times 8760 = 19227 \text{ Kwh/año}$$

R_c = 0.01171 (Ω)

P_c = 100 Kvar

P_d = $\sqrt{3} \times 0.38 \times 400 = 263.2 \text{ KVA}$

d) ELEVACION DEL NIVEL DE TENSION

La instalación de un banco de capacitores produce un aumento en el nivel de Tensión del sistema, como consecuencia de la reducción de la corriente de carga y por consiguiente la reducción de la caída de tensión.

La ecuación que se muestra a continuación indica el valor porcentual del aumento de tensión en un circuito.

$$\Delta V = \frac{P_c \times X_c}{10 \times V_c^2} (\%)$$

3.7 CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

3.7.1. MÉTODOS UTILIZADOS

Para obtener una mejora del factor de potencia se puede indicar algunas soluciones que pueden ser adoptadas, dependiendo de las condiciones particulares de cada instalación. Se debe entender que esta corrección del factor de potencia aquí mostrada no solamente ve el problema de la facturación de energía reactiva excedente sino también los aspectos operacionales internos de la instalación. Los medios utilizados para el mejoramiento del factor de potencia son:

a) Modificaciones en la rutina operacional

Este método se dirige al sentido de mantener los motores en operación a plena carga evitando su funcionamiento en vacío.

b) Instalación de motores síncronos

Se instalan para corregir el factor de potencia ó pueden ser acoplados a alguna carga pero este método no es muy adoptado debido a su alto costo y a las dificultades operacionales que acarrea.

c) Instalación de capacitores en derivación

Esta es la solución mas adoptada para la corrección del factor de potencia con las instalaciones industriales, comerciales y de los sistemas de distribución y de potencia.

d) Método Analítico

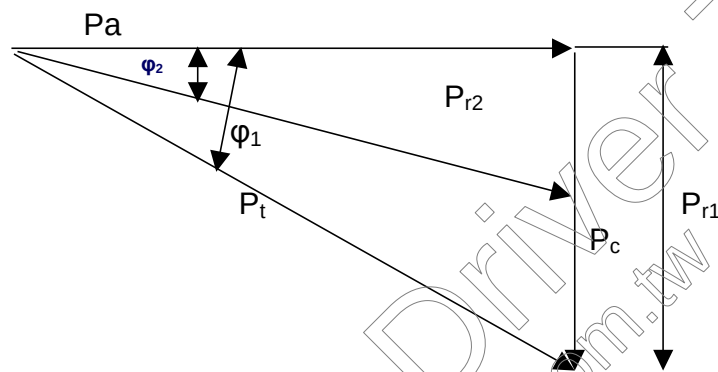
La determinación de la potencia de los capacitores para elevar el factor de potencia de f_{p1} a f_{p2} se realiza mediante:

$$P_c = P_a (tg \varphi_1 - tg \varphi_2)$$

P_a = Pot. Activa (Kw)

φ_1 = ángulo del f_p original

φ_2 = ángulo del f_p que se pretende.



P_{r1} = Pot. Reactiva de la red antes de instalar los capacitores
 P_{r2} = Pot. Reactiva después de instalar capacitores.

APLICACIÓN

Corregir el factor de potencia para el punto de la demanda máxima con un valor original de 0.81 hacia otro de 0.92 determinando el banco de capacitores necesario. La potencia activa vale 2006 (Kw)

$$\varphi_1 = \arccos 0.81 = 35.90^\circ$$

$$\varphi_2 = \arccos 0.92 = 23.07^\circ$$

$$P_c = 2006 * (tg 35.9^\circ - tg 23.07^\circ)$$

$$P_c = 615.5 \text{ (Kvar)}$$

El número de células capacitivas del banco vale:

$$N_c = \frac{615.5}{50} = 12.31 \rightarrow N_c = 13$$

$$P_c = 13 \times 50 = 650 \text{ (Kvar)}$$

e) Método Tabular

Consiste en la tabulación de la diferencia de tangentes considerando el f_p original y el f_p deseado

$$P_c = P_a \times \Delta \text{tg}$$

$$\Delta \text{tg} = \text{Valor encontrado en la tabla 3.4}$$

TABLA 3.4 FACTORES PARA CORREGIR f_p	
---	--

Factor de potencia original	FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO																
	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00	
0.50	1.11	1.14	1.16	1.19	1.22	1.25	1.27	1.30	1.33	1.37	1.40	1.44	1.48	1.53	1.59	1.73	
0.51	1.07	1.09	1.12	1.14	1.17	1.20	1.23	1.26	1.29	1.32	1.36	1.39	1.43	1.48	1.54	1.69	
0.52	1.02	1.05	1.07	1.10	1.13	1.16	1.19	1.22	1.25	1.28	1.31	1.35	1.39	1.44	1.50	1.64	
0.53	0.98	1.03	1.03	1.06	1.08	1.11	1.14	1.17	1.20	1.23	1.27	1.31	1.35	1.39	1.45	1.60	
0.54	0.94	0.96	0.99	1.02	1.04	1.07	1.10	1.13	1.16	1.19	1.23	1.26	1.31	1.35	1.42	1.56	
0.55	0.89	0.92	0.95	0.98	1.00	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.19	1.22	-	1.31	1.37	1.52	
0.56	0.86	0.89	0.91	0.94	0.96	0.99	1.02	1.05	1.08	1.12	1.15	1.19	1.26	1.28	1.34	1.50	
0.57	0.82	0.85	0.87	0.90	0.92	0.96	0.98	1.01	1.05	1.08	1.11	1.15	1.23	1.24	1.30	1.44	
0.58	0.78	0.81	0.84	0.86	0.89	0.92	0.95	0.98	1.01	1.04	1.07	1.11	1.19	1.20	1.26	1.40	
0.59	0.75	0.77	0.80	0.83	0.85	0.88	0.91	0.94	0.97	1.00	1.04	1.08	1.15	1.16	1.22	1.37	
													1.12				
0.60	0.71	0.74	0.76	0.79	0.82	0.85	0.88	0.91	0.94	0.97	1.00	1.00	1.04	1.13	1.19	1.33	
0.61	0.68	0.70	0.73	0.74	0.78	0.81	0.84	0.87	0.90	0.93	0.97	1.00	1.05	1.09	1.15	1.30	
0.62	0.64	0.67	0.70	0.72	0.75	0.78	0.81	0.84	0.87	0.90	0.93	0.97	1.01	1.06	1.12	1.26	
0.63	0.61	0.64	0.66	0.69	0.72	0.75	0.77	0.81	0.84	0.87	0.90	0.94	0.98	1.03	1.09	1.23	
0.64	0.58	0.61	0.63	0.66	0.68	0.72	0.74	0.77	0.80	0.84	0.87	0.91	0.95	0.99	1.06	1.20	
0.65	0.55	0.57	0.60	0.63	0.65	0.68	0.71	0.74	0.77	0.80	0.84	0.88	0.92	0.96	1.02	1.17	
0.66	0.52	0.54	0.57	0.60	0.62	0.65	0.68	0.71	0.74	0.77	0.81	0.84	0.88	0.93	0.99	1.14	
0.67	0.49	0.51	0.54	0.57	0.60	0.62	0.65	0.68	0.71	0.74	0.78	0.81	0.86	0.90	0.96	1.11	
0.68	0.46	0.48	0.51	0.54	0.56	0.59	0.62	0.65	0.68	0.71	0.75	0.78	0.83	0.87	0.93	1.08	
0.69	0.43	0.45	0.48	0.51	0.53	0.56	0.59	0.62	0.65	0.68	0.72	0.76	0.80	0.84	0.90	1.05	
0.70	0.40	0.43	0.45	0.48	0.51	0.53	0.56	0.59	0.62	0.66	0.69	0.73	0.77	0.82	0.88	1.02	
0.71	0.37	0.40	0.42	0.45	0.48	0.51	0.53	0.56	0.60	0.63	0.66	0.70	0.74	0.79	0.85	1.00	
0.72	0.34	0.37	0.40	0.42	0.45	0.48	0.54	0.54	0.57	0.60	0.63	0.67	0.71	0.76	0.82	0.96	
0.73	0.31	0.34	0.37	0.39	0.42	0.45	0.48	0.51	0.54	0.57	0.60	0.64	0.68	0.73	0.79	0.93	
0.74	0.30	0.31	0.34	0.37	0.40	0.42	0.45	0.48	0.51	0.54	0.58	0.61	0.66	0.70	0.76	0.91	
0.75	0.26	0.29	0.31	0.34	0.37	0.40	0.42	0.45	0.48	0.52	0.55	0.59	0.63	0.68	0.74	0.88	
0.76	0.23	0.26	0.29	0.31	0.34	0.37	0.40	0.43	0.46	0.50	0.52	0.56	0.60	0.65	0.71	0.85	
0.77	0.21	0.23	0.26	0.29	0.31	0.34	0.37	0.40	0.43	0.46	0.50	0.53	0.58	0.62	0.68	0.83	
0.78	0.18	0.21	0.23	0.26	0.29	0.32	0.34	0.37	0.40	0.44	0.47	0.51	0.55	0.60	0.66	0.80	
0.79	0.15	0.18	0.21	0.23	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41	0.44	0.48	0.52	0.57	0.63	0.77	
0.80	0.13	0.15	0.18	0.21	0.23	0.26	0.29	0.32	0.35	0.39	0.42	0.46	0.50	0.54	0.61	0.75	
0.81	0.10	0.13	0.16	0.18	0.21	0.24	0.27	0.30	0.33	0.36	0.39	0.43	0.47	0.52	0.58	0.72	
0.82	0.08	0.10	0.13	0.16	0.18	0.21	0.24	0.27	0.30	0.33	0.37	0.40	0.44	0.49	0.55	0.70	
0.83	0.05	0.08	0.10	0.13	0.16	0.19	0.21	0.24	0.28	0.31	0.34	0.38	0.42	0.47	0.53	0.67	
0.84	0.02	0.05	0.08	0.10	0.13	0.16	0.19	0.22	0.25	0.28	0.32	0.35	0.39	0.44	0.50	0.64	
0.85	0.00	0.03	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16	0.19	0.22	0.26	0.29	0.33	0.37	0.41	0.47	0.62	
0.86	-	0.00	0.02	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16	0.20	0.23	0.26	0.30	0.34	0.39	0.45	0.59	
0.87	-	-	0.00	0.02	0.05	0.08	0.11	0.14	0.18	0.20	0.24	0.27	0.31	0.36	0.42	0.56	
0.88	-	-	-	0.00	0.03	0.05	0.08	0.11	0.15	0.18	0.21	0.25	0.29	0.34	0.39	0.54	
0.89	-	-	-	-	-	0.03	0.05	0.08	0.12	0.15	0.18	0.22	0.26	0.31	0.37	0.51	
0.90	-	-	-	-	-	-	0.03	0.06	0.09	0.12	0.15	0.19	0.23	0.28	0.34	0.48	
0.91	-	-	-	-	-	-	-	0.03	0.06	0.09	0.13	0.16	0.20	0.25	0.31	0.45	
0.92	-	-	-	-	-	-	-	-	0.03	0.06	0.09	0.13	0.17	0.22	0.28	0.42	
0.93	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.03	0.06	0.10	0.14	0.19	0.25	0.39	
0.94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.03	0.07	0.11	0.16	0.22	0.36	
0.95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	0.08	0.12	0.18	0.33	
0.96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.04	0.09	0.15	0.29	
0.97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.05	0.11	0.25	
0.98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.06	0.20	
0.99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	

f) Método Gráfico

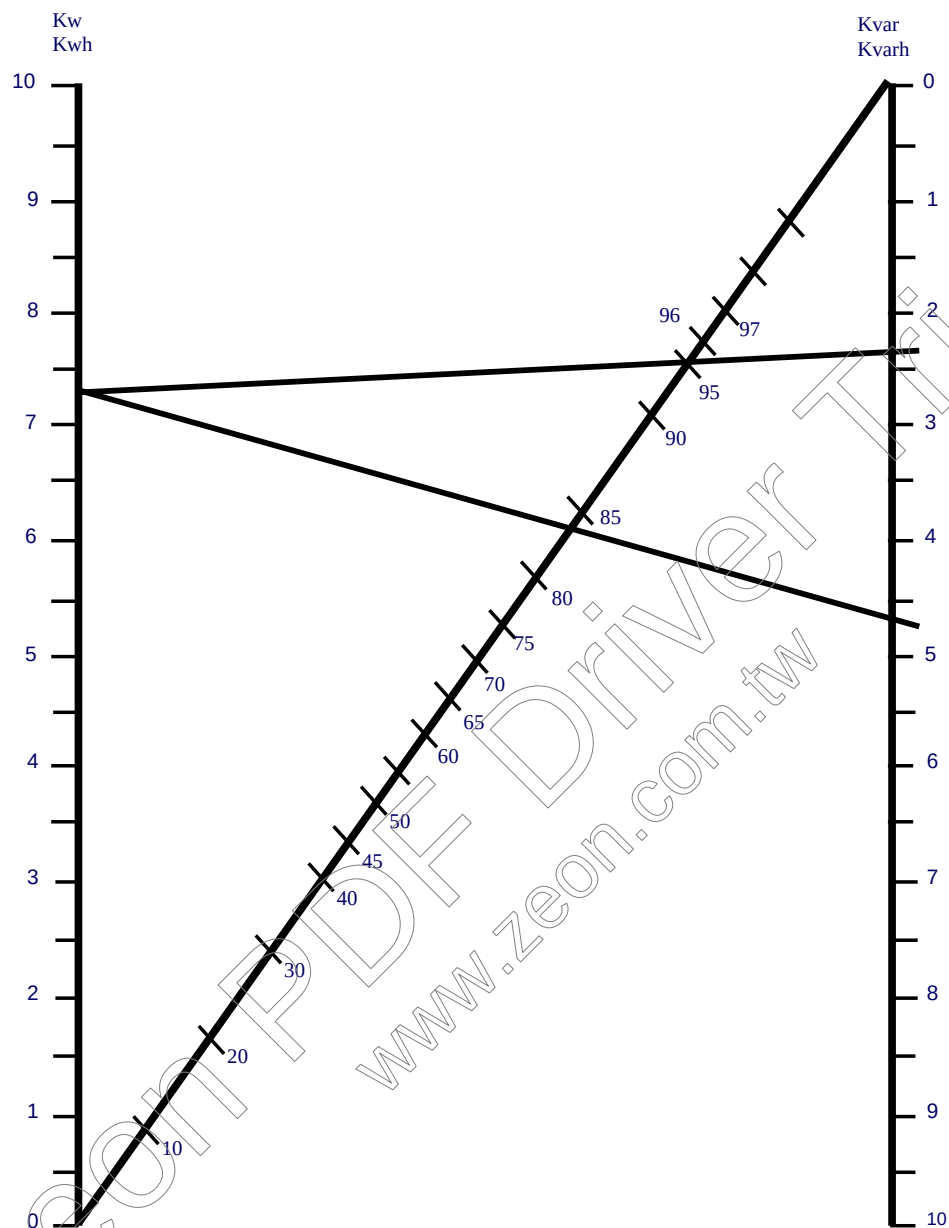


FIGURA 3.8
GRAFICO PARA DETERMINAR EL FACTOR DE POTENCIA

Este método se basa en el gráfico y consiste en obtener el valor de la potencia del banco de capacitores, a partir del valor de potencia activa consumida, del factor de potencia original y el factor de potencia deseado obteniéndose el valor de la potencia reactiva a través del gráfico.

APLICACIÓN

Calcular la Potencia del banco de capacitores de una instalación cuya demanda es de 879.6 Kva para un factor de potencia de 0.83, deseando corregir a 0.95

$$P_a = 879.6 \times 0.83 = 730 \text{ (Kw)}$$

Para la:

$$P_a = 730 \text{ (Kw)} \text{ y } f_p = 0.83 \longrightarrow P_r = 470 \text{ (K var)}$$

$$P_a = 730 \text{ (Kw)} \text{ y } f_p = 0.95 \longrightarrow P_r = 240 \text{ K var}$$

$$P_c = 470 - 240 = 230 \text{ (K var)}$$

$$N_c = \frac{230}{40} = 5.7 \longrightarrow N_c = 6$$

3.8 CONEXIÓN DE LOS CAPACITORES EN BANCOS

3.8.1 CONEXIÓN EN SERIE

Las unidades pueden conectarse tanto en estrella como en Delta.

Esta conexión solo se realiza para sistemas cuyo neutro este efectivamente aterrado. De esta forma el sistema ofrece una baja impedancia a tierra, reduciendo los niveles de sobre tensión debido a los armónicos.

FIGURA 3.9

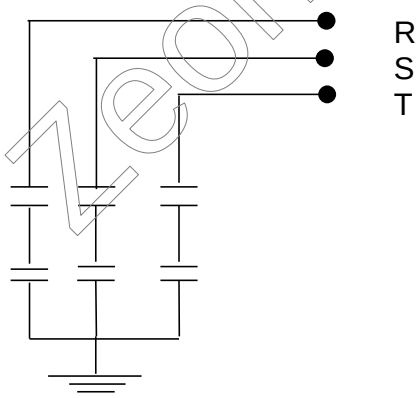
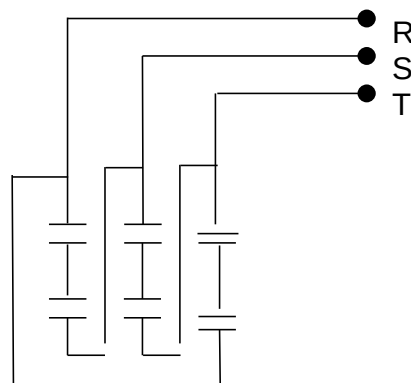


FIGURA 3.10



3.8.2 CONEXIÓN EN PARALELO

En este caso también se puede conectar en estrella ó en triángulo. En las instalaciones industriales de baja tensión normalmente los bancos de capacitores se conectan en triángulo utilizando unidades trifásicas.

FIGURA 3.11

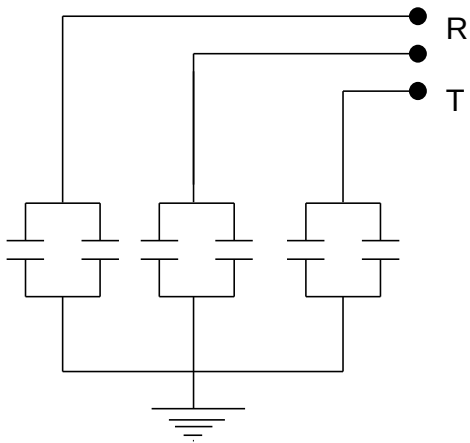
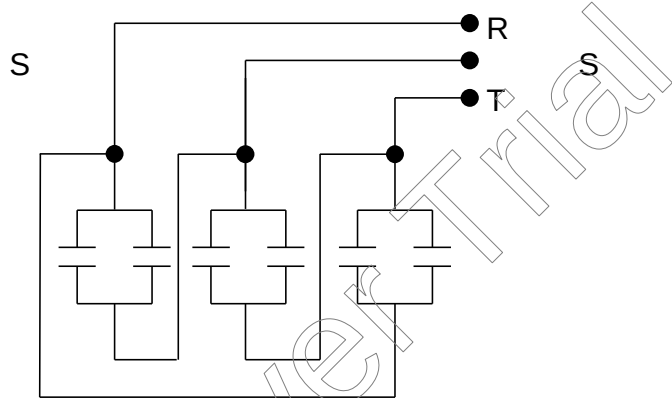


FIGURA 3.12



Zeon PDF Driver
www.zeon.com.tw

CAPITULO 4

CORTO CIRCUITO EN LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

4.1. INTRODUCCION

La determinación de las corrientes de corto circuito es fundamental pues a partir de las mismas se elabora el proyecto de protección y coordinación. Los valores de esas corrientes se hallan conociendo primero las impedancias desde el punto de falla a la fuente generadora.

Un corto circuito puede provocarse por la pérdida de aislación de algún elemento energizado, causando daños en la instalación por lo que deben actuar los elementos de protección. Los valores pico de estas corrientes están comprendidos entre 10 a 100 veces la corriente nominal del punto donde se da la falla.

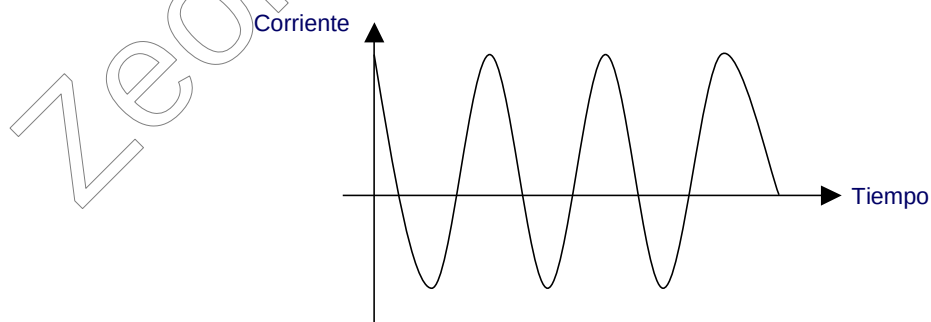
Las corrientes de corto circuito también generan perturbaciones de orden mecánico, afectando principalmente en las barras, llaves y conductores, ocasionando rupturas de los apoyos y deformación en la estructura de los tableros.

4.2. ANÁLISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

4.2.1. FORMAS DE ONDA DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

a) Corriente Simétrica de Corto Circuito

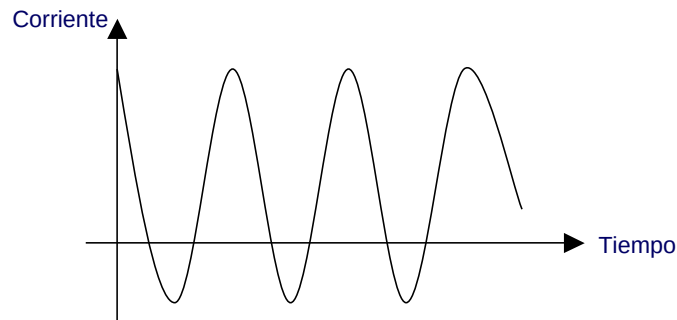
Es aquella en que su componente senoidal de la corriente se forma simétricamente en relación al eje de la corriente. Esta forma de onda es característica de las corrientes de corto circuito permanente, se utiliza en los cálculos para determinar la capacidad que debe poseer los equipos para soportar los efectos térmicos.



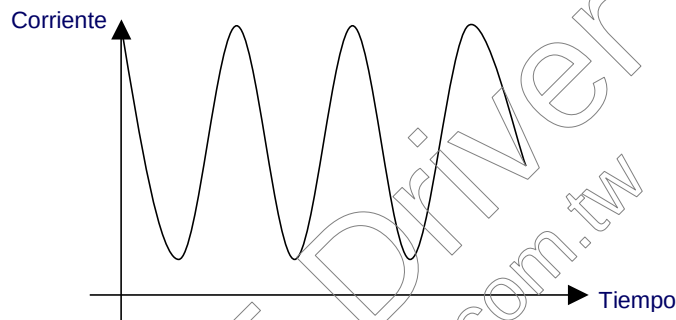
b) Corriente Asimétrica de Corto Circuito

La componente senoidal se forma de manera asimétrica con respecto al eje de la corriente, puede asumir las siguientes características:

- Parcialmente Asimétrica



- Totalmente Asimétrica



En este caso en los primeros instantes de la falla la corriente de corto circuito asume la forma asimétrica para enseguida adquirir la forma simétrica debido a los efectos atenuantes.

4.2.2 UBICACIÓN DE LAS FUENTES DE LAS CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

a) Corto Circuito en Terminales del Generador

La principal fuente de este tipo de corriente son los generadores, por lo que es necesario conocer el comportamiento de los generadores en cuanto a sus reactancias limitadoras.

- Reactancia Subtransitoria

Es la reactancia de dispersión del estator y del rotor del generador que limita la corriente de corto circuito (I_{cto}) en el instante inicial, cuando $T=0$, su efecto se prolonga durante los primeros ciclos. Tiene un valor de 24% en la base de la potencia nominal en los generadores hidráulicos y de 15% para turbo generadores.

- Reactancia Transitoria

Comprende la reactancia de dispersión del estator y del roto del generador que limita la corriente de corto circuito y tiene una duración aproximada de 1.5(s). Tiene un valor de 36% (hidráulicos) y 23% (turbo generadores) en la base de potencia nominal de las referidas máquinas.

- Reactancia Síncrona

Comprende la reactancia de los arrollamientos del generador, limita la corriente de corto circuito después que cesa los efectos de la reactancia transitoria, iniciándose ahí la parte permanente de un ciclo completo de la corriente de falla. Su valor es cerca de 150% (hidráulicos) y de 120% (turbo generadores)

b) Corto Circuito Alejado de los Terminales del Generador

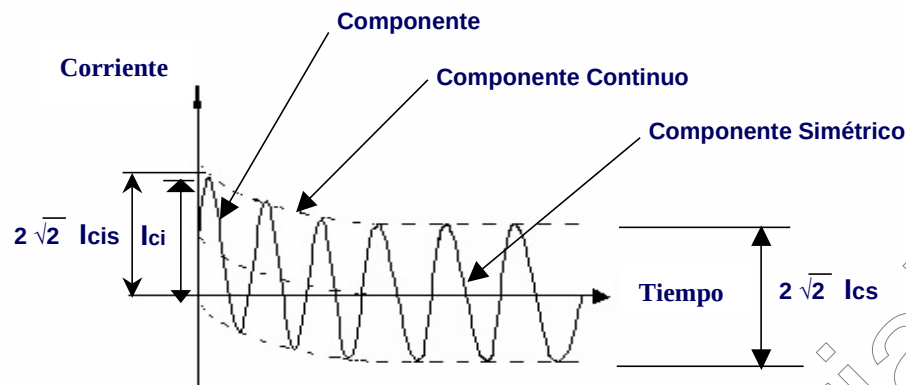
En las instalaciones eléctricas alimentadas por fuentes distantes la corriente alterna de corto circuito permanece constante a lo largo de todo el periodo.

La corriente de corto circuito asimétrica presenta 2 componentes:

- Componente alterna simétrica
- Componente continua

Además en un corto circuito se puede observar los siguientes componentes:

- Corriente alterna de corto circuito simétrico
- Corriente eficaz inicial de corto circuito (I_{ci})
- Corriente eficaz de corto circuito simétrico permanente (I_{cs})
- Impulso de la corriente de corto circuito (I_{cim})
- Potencia de corto circuito simétrico (P_{cs})



4.2.3. FORMULACION MATEMÁTICA DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

El valor de la corriente de corto circuito en cualquier instante puede calcularse a través de:

$$I_{cc}(t) = \sqrt{2} \times I_{cs} \left[\text{Sen}(\omega t + \beta - \theta) - e^{-t/c_1} \times \text{Sen}(\beta - \theta) \right]$$

$I_{cc}(t)$ = Valor instantáneo de la corriente de corto circuito

I_{cs} = Valor eficaz simétrico de la corriente de corto circuito

T = Tiempo durante el cual ocurre la falla

C_1 = Constante de Tiempo

$$C_1 = \frac{X}{2 \times \pi \times F \times R}$$

β = Desfase angular medido en sentido positivo de la variación dv/dt a partir de $v = 0$ hasta $t = 0$

θ = Angulo que mide la relación entre la reactancia y la resistencia del sistema.

$$\theta = \text{Arctg} \frac{X}{R}$$

ω = Angulo de tiempo

F = Frecuencia del Sistema

El término:

$\sqrt{2} \times I_{cs} \left[e^{-t/c_1} \times \text{Sen}(\beta - \theta) \right]$ Es el valor de la componente continua

$\sqrt{2} \times I_{cs} [\text{Sen}(\omega t + \beta - \theta)]$ Es el valor simétrico de la corriente alterna

En los circuitos altamente inductivos la reactancia es mucho mayor que la resistencia y en el instante en que la tensión pasa por su valor nulo se tiene:

$$X \gg R \rightarrow \theta = \text{arctg} \left(\frac{X}{R} \right) \rightarrow \theta = 90^\circ$$

$$\text{Para } t = 0 \rightarrow \beta = 0^\circ \rightarrow \theta = 90^\circ$$

$$I_{cc} = \sqrt{2} \times I_{cs} [\text{Sen}(\omega t + 0^\circ - 90^\circ) - e^{-t/c_1} \times \text{Sen}(0^\circ - 90^\circ)]$$

$$I_{cc} = \sqrt{2} \times I_{cs} [\text{Sen}(\omega t - 90^\circ) - e^{-t/c_1}]$$

Cuando la falla ocurre en el instante en que la tensión está pasando por su valor máximo se tiene:

$$\text{Para } t = 0 \rightarrow \beta = 90^\circ$$

$$I_{cc} = \sqrt{2} \times I_{cs} [\text{Sen}(\omega t + 90^\circ - 90^\circ) - e^{-t/c_1} \times \text{Sen}(90^\circ - 90^\circ)]$$

$$I_{cc} = \sqrt{2} \times I_{cs} \times \text{Sen}(\omega t)$$

APLICACIÓN

Calcular la corriente de corto circuito en su valor de cresta después de recorrido $\frac{1}{4}$ de ciclo del inicio de la falla que ocurrió cuando la tensión pasaba por cero, en una red de distribución de 13.8 Kv, resultando una corriente simétrica de 12 KA, la resistencia vale 0.8490 y la reactancia vale 1.3260 en el punto de falla.

$$C_1 = \frac{X}{2 \times \pi \times F \times R} = \frac{1.3260}{2 \times 3.14 \times 50 \times 0.8490} = 0.0049 \text{ (s)}$$

$$\omega t = 2 \times \pi \times \frac{1}{4} = \frac{\pi}{2} = 1.57079 \text{ (rd)}$$

$$t = \frac{1}{4} \times \frac{1}{50} = 0.004$$

$$1 \text{ rd} = 57.3^\circ$$

$$\omega t = 1.57079 \times 57.3 = 90^\circ$$

$$\theta = \text{Arctg} \frac{X}{R} = \text{Arctg} \frac{0.8490}{1.3260} = 32.6^\circ$$

$$\beta = 0^\circ$$

$$I_{cc}(t) = \sqrt{2} \times 12000 \left[\text{Sen}(90t + 0 - 32.6) - e^{-t/c_1} \times \text{Sen}(0 - 32.6) \right]$$

$$I_{cc}(t) = 17.6 \text{ (KA)}$$

Otra forma de solución es utilizando la tabla 4.1

$$\frac{X}{R} = \frac{0.8490}{1.3260} = 0.64$$

Interpolando se tiene:

$$Fa_1 = 0.6 \quad y \quad Fa_2 = 0.8$$

TABLA 4.1

FACTOR DE ASIMETRÍA - F = ¼ CICLO

relación X/R	Factor de Asimetría F	relación X/R	Factor de Asimetría F	relación X/R	Factor de Asimetría F
0,40	1,00	3,80	1,37	11,00	1,58
0,60	1,00	4,00	1,38	12,00	1,59
0,80	1,02	4,20	1,39	13,00	1,60
1,00	1,04	4,40	1,40	14,00	1,61
1,20	1,07	4,60	1,41	15,00	1,62
1,40	1,10	4,80	1,42	20,00	1,64
1,60	1,13	5,00	1,43	30,00	1,67
1,80	1,16	5,50	1,46	40,00	1,68
2,00	1,19	6,00	1,47	50,00	1,69
2,20	1,21	6,50	1,49	60,00	1,70
2,40	1,24	7,00	1,51	70,00	1,71
2,60	1,26	7,50	1,52	80,00	1,71
2,80	1,28	8,00	1,53	100,00	1,71
3,00	1,30	8,50	1,54	200,00	1,72
3,20	1,32	9,00	1,55	400,00	1,72
3,40	1,34	9,50	1,56	600,00	1,73
3,60	1,35	10,00	1,57	1000,00	1,73

Entonces:

$$\frac{0.8 - 0.6}{0.8 - 0.64} = \frac{1.02 - 1}{1.02 - Fa}$$

$$Fa = 1.004$$

$$I_{cc}(t) = \sqrt{2} \times 12000 \left[\text{Sen}(90t + 0 - 32.6) - e^{-t/c_1} \times \text{Sen}(0 - 32.6) \right]$$

$$I_{cc} = \sqrt{2} \times I_{cs} \times Fa$$

$$I_{cc} = \sqrt{2} \times 12000 \times 1.004 = 17.03 \text{ (KA)}$$

Para determinar la intensidad de la corriente asimétrica se recurre a la siguiente ecuación:

$$I_{ca} = I_{cs} \times \sqrt{1 + 2e^{-2t/c_1}}$$

I_{ca} = Corriente eficaz asimétrica de corto circuito y de asimetría. $\sqrt{1 + 2e^{-2t/c_1}}$ es denominado factor

4.3. SISTEMA BASE Y VALORES POR UNIDAD

4.3.1. SISTEMA BASE

Cuando en un determinado sistema existen diversos valores tomados en bases diferentes es necesario que se establezca una base única y se transformen todos los valores considerados en esta base para trabajar adecuadamente con los datos del sistema.

4.3.2. VALORES POR UNIDAD (pu)

El valor de una determinada magnitud llevado en por unidad se define como la relación entre esta magnitud y el valor adoptado arbitrariamente como su base, siendo expresado en decimales. El valor en pu puede ser también expresado en porcentaje que corresponde a 100 veces el valor encontrado.

Los valores de tensión, corriente, potencia e impedancia de un circuito son normalmente convertidos en porcentaje o por unidad en pu.

Normalmente se toma como valores base a la potencia y tensión. Las otras magnitudes varían en función de estos. Tomando como base la Potencia (P_b) en Kva y la tensión (V_b) en Kv, se tiene:

- Corriente Base

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} \text{ (A)}$$

- Impedancia Base

$$Z_b = \frac{1000 \times V_b^2}{P_b} (\Omega)$$

- Impedancia por unidad

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_b} (pu)$$

Se puede expresar también:

$$Z_{pu} = Z_{\Omega} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu)$$

Cuando el valor de una magnitud es dado en una determinada base (1) y se desea conocer su valor en otra base (2) se puede aplicar las siguientes expresiones:

- Tensión

$$V_{u2} = V_{u1} \times \frac{V_1}{V_2} (pu)$$

V_{u2} = Tensión en pu en base V_2

V_{u1} = Tensión en pu en base V_1

- Corriente

$$I_{u2} = I_{u1} \times \frac{V_2}{V_1} \times \frac{P_1}{P_2} (pu)$$

I_{u2} = Corriente en pu en base V_2 y P_2

I_{u1} = Corriente en pu en base V_1 y P_1

- Potencia

$$P_{u2} = P_{u1} \times \frac{P_1}{P_2} (pu)$$

- Impedancia

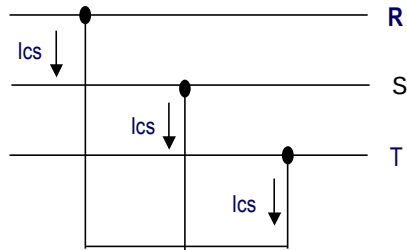
$$Z_{u2} = Z_{u1} \times \frac{P_1}{P_2} \times \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2 (pu)$$

Por lo que el sistema por unidad representa una herramienta cuya finalidad es reducir el trabajo para la resolución de problemas de circuitos.

4.4. TIPOS DE CORTO CIRCUITO

4.4.1. CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO

Ocurre cuando las tensiones en las 3 fases se unen en un punto de falla.

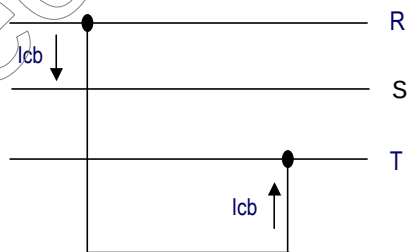


Por ser generalmente de valores muy grandes las corrientes de corto circuito trifásico son de fundamental importancia toda vez que estos se aplican en él:

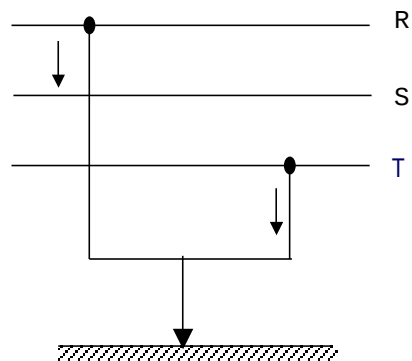
- Ajuste de dispositivos de protección contra sobre corrientes.
- Capacidad de interrupción de los disyuntores.
- Capacidad térmica de los conductores y equipos
- Capacidad dinámica de los equipos
- Capacidad dinámica de las barras.

4.4.2. CORTO CIRCUITO BIFÁSICO

Se puede dar por el contacto entre 2 conductores de fases diferentes o también por el contacto directo entre los ya citados conductores y la participación del elemento tierra.



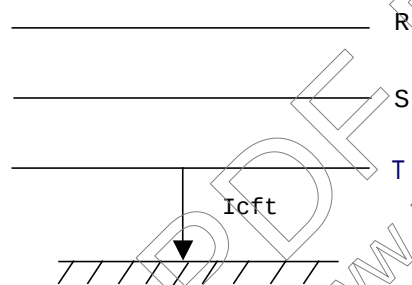
Corto circuito bifásico



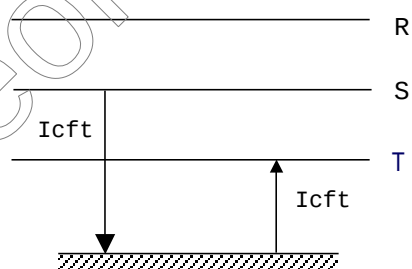
Corto circuito bifásico con tierra

4.4.3. CORTO CIRCUITO FASE-TIERRA

Se puede dar por el contacto de una fase a tierra o también por el contacto simultaneo entre 2 conductores de fase a tierra.



Corto circuito fase - tierra



Corto circuito simultaneo de 2 fases y tierra

Estas corrientes de corto circuito monopolaes se utilizan para:

- Ajustar los valores mínimos de los dispositivos de protección contra sobre corriente.
- Sección mínima de los conductores de una malla de tierra.
- Límites de las tensiones de paso y de contacto.
- Dimensionamiento de los resistores de aterramiento.

Las corrientes de corto circuito monopolares generalmente son mayores que las corrientes de corto circuito trifásico, de los terminales del transformador en condiciones de falla máxima.

Si las impedancias del sistema son pequeñas los valores de las corrientes de corto circuito son elevados dañando térmica y mecánicamente a los equipos por lo que se puede optar soluciones para reducir los valores de esas corrientes entre ellas están:

- Dimensionar los transformadores con una impedancia porcentual elevada.
- Dividir la carga de la instalación en circuitos parciales alimentados por varios transformadores.
- Insertar una reactancia en serie en el circuito principal o en el neutro del trafo cuando se trata de corrientes monopolares elevadas.

4.5. DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Los puntos más importantes para determinar las corrientes de corto circuito son:

- Punto de entrega de energía
- Barra del TGE
- Barra del CCM
- Terminales de los motores
- Barra de los TDL

4.5.1. IMPEDANCIA DEL SISTEMA

Para el cálculo de las corrientes de corto circuito se debe representar los principales elementos del circuito a través de sus impedancias. Es importante nombrar que cuanto menor la tensión del sistema es necesario considerar un número mayor de impedancia, dada la influencia que ejerce en el valor final de la corriente.

Los elementos del circuito que se consideran a través de sus impedancias son:

- a)** Sistema Primarios (Tensiones mayores a 2400 v)
- Transformadores.
 - Circuitos de conductores desnudos y aislados de gran longitud.
 - Reactores limitadores.
- b)** Sistemas Secundarios (tensión menor a 600 v)
- Circuitos de conductores desnudos y aislados de gran longitud.
 - Barras de los paneles de comando, mayores a 4 metros.
 - Motores.
 - Pueden ser despreciadas las impedancias de los auto-transformadores.

4.5.2. METODOLOGÍA DE CALCULO

Se elabora en principio un diagrama unifilar para después emplear un diagrama de bloques de impedancias, sintetizando las impedancias de valor significativo que componen un sistema eléctrico desde la generación hasta los terminales del motor.

Para simplificar los cálculos se emplea la metodología de valores por unidad y se escoge como base el valor de la potencia (P_b) expresado en KVA y el valor de la tensión secundaria del trafo (V_b) expresado en KV.

Alimentación de la Concesionaria

Punto de Entrega

Puesto de Medición

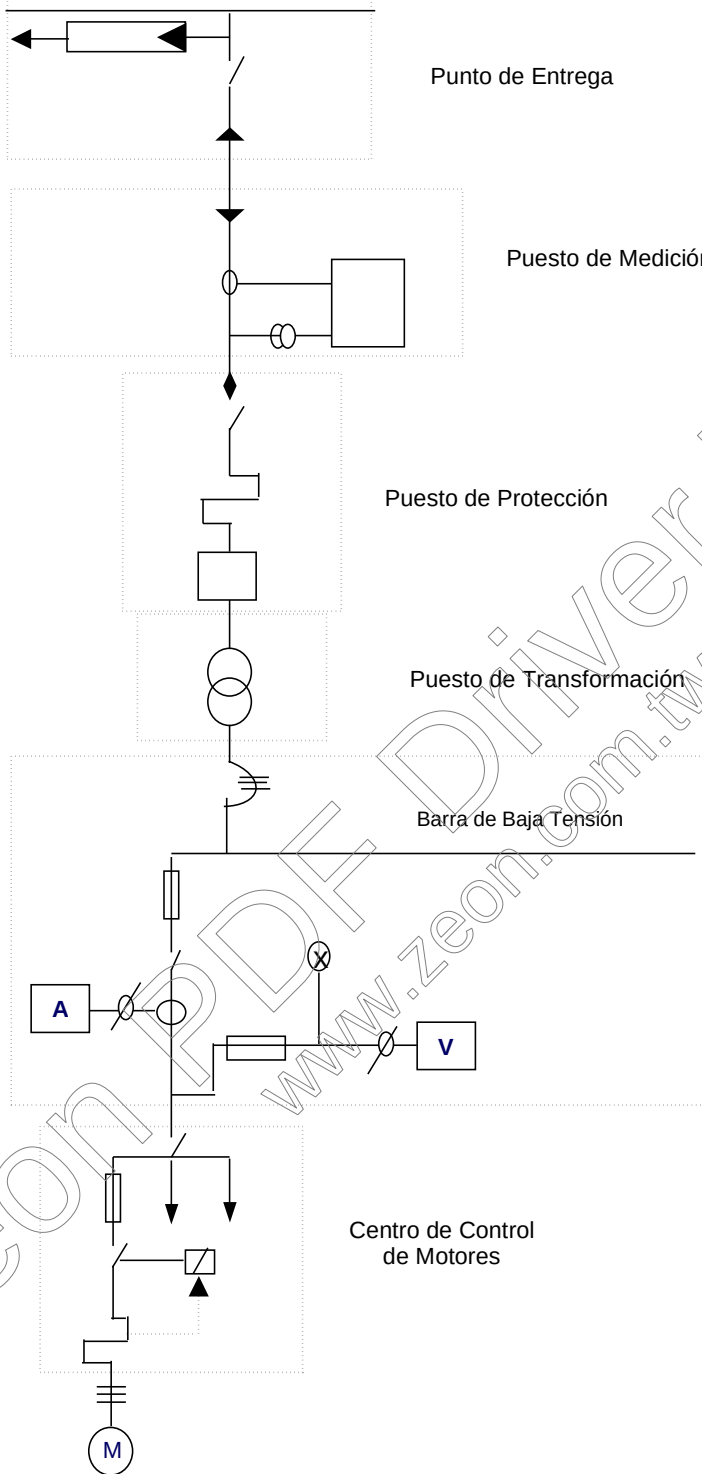
Puesto de Protección

Puesto de Transformación

Barra de Baja Tensión

Tablero General
de Fuerza

Centro de Control
de Motores



4.5.3. SECUENCIA DE CALCULO

a) Impedancia Reducida del Sistema (Z_{us})

Representa el valor final de la impedancia entre la fuente de entrega de energía y el punto de entrega de la concesionaria local. Dependiendo de la concesionaria este valor puede ser suministrado en pu o en Ohms. Muchas veces es suministrado el valor de las corrientes de corto circuito en el punto de entrega de energía.

▪ Resistencia (R_{us})

Como la resistencia del sistema es muy pequeña con relación al valor de la reactancia es la práctica en común despreciar su efecto es decir:

$$R_{us} \approx 0$$

▪ Reactancia (X_{us})

Si se considera que la concesionaria indica el valor de la corriente de corto circuito en el punto de entrega, se tiene:

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times V_{np} \times I_{cs} \text{ (Kw)}$$

P_{cc} = Potencia de corto circuito en el punto de entrega
 V_{np} = Tensión nominal primaria en el punto de entrega (Kv)
 I_{cs} = Corriente de corto circuito simétrico (A)

El valor de la reactancia en pu será:

$$X_{us} = \frac{P_b}{P_{cc}}$$

$$\vec{Z}_{us} = R_{us} + j X_{us} \text{ (pu)}$$

b) Impedancia del Transformador de la subestación (Z_t)

Es necesario conocer:

- Potencia nominal del transformador (P_{nt})
- Impedancia porcentual (Z_{pt}) (Tabla 4.2)
- Perdidas óhm en el cobre P_{cu} (Tabla 4.2)
- Tensión nominal V_{nt}

TABLA 4.2

DATOS CARACTERÍSTICOS DE LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS EN OLEO
- CLASE 15 kv – PRIMARIO EN ESTRELLA O DELTA Y SECUNDARIO EN ESTRELLA

Potencia (Kva)	Tensión V	Perdidas (w)		Rendimiento (%)	Impedancia (%)
		En vacío	Cobre		
15	220 a 440	120	300	96.24	3.5
30	220 a 440	200	570	96.85	3.5
45	220 a 440	260	770	97.09	3.5
75	220 a 440	390	1200	97.32	3.5
112.5	220 a 440	520	1650	97.51	3.5
150	220 a 440	640	2050	97.68	3.5
225	380 o 440	900	2800	97.96	4.5
300	220	1120	3900	97.96	4.5
	380 o 440		3700	98.04	4.5
500	220	1700	6400	98.02	4.5
	380 o 440		6000	98.11	4.5
750	220	2000	10000	98.04	5.5
	380 o 440		8500	98.28	5.5
1000	220	3000	12500	98.10	5.5
	380 o 440		11000	98.28	5.5
1500	220	4000	18000	98.20	5.5
	380 o 440		16000	98.36	5.5

▪ Resistencia (R_{ut})

Primero determinamos la caída de tensión resistiva porcentual:

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} (\%)$$

Después:

$$R_{ut} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 (pu)$$

▪ Reactancia (X_{ut})

La impedancia unitaria es:

$$Z_{ut} = Z_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 (pu)$$

La reactancia unitaria es:

$$X_{ut} = \sqrt{Z_{ut}^2 - R_{ut}^2}$$

Entonces la impedancia será:

$$\vec{Z}_{ut} = R_{ut} + j X_{ut} (pu)$$

c) Impedancia del Circuito que Conecta el trafo con el TGF

▪ Resistencia (R_{uc1})

$$R_{c1\Omega} = \frac{R_u \times L_{c1}}{1000 \times N_{c1}} (\Omega)$$

R_u = Resistencia del conductor de secuencia positiva en $m\Omega/m$ (Tabla 2.20)

L_{c1} = Longitud de circuito entre los terminales del trafo y el punto de conexión con la barra en metros.

N_{c1} = Número de conductores por fase del circuito.

▪ Reactancia (X_{uc1})

La reactancia del cable es:

$$X_{c1} = \frac{X_u \times L_{c1}}{1000 \times N_{c1}} (\Omega)$$

$$X_{uc1} = X_{c1} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu)$$

X_u = Reactancia de secuencia positiva del conductor de fase en $m\Omega/m$ (Tabla 2.20)

Luego la impedancia es:

$$\vec{Z}_{uc1} = R_{uc1} + j X_{uc1} (pu)$$

Para transformadores de impedancias iguales y circuitos con conductores de la misma sección y longitud la impedancia se da por:

$$\vec{Z}_{c1} = \frac{\vec{Z}_{cir}}{N_{up}}$$

Z_{cir} = Impedancia del circuito que comprende el trafo y los conductores.

N_{up} = Número de transformadores en paralelo.

Cuando existen dos o más transformadores en paralelo se calcula la impedancia en serie de cada transformador con su circuito que conecta al TGF, determinándose después la impedancia resultante a través del paralelismo de estos.

d) Impedancia de la Barra del TGF (Z_{ub1})

▪ Resistencia (R_{ub1})

$$R_{b1} = \frac{R_u \times L_b}{1000 \times N_{b1}}$$

R_u = Resistencia ohmica o de la barra en $m\Omega/m$ (Tablas 2.24 y 2.25)
 L_b = Longitud de la barra en metros.
 N_{b1} = Número de barras en paralelo.

La resistencia en pu se da por:

$$R_{ub1} = R_b \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu)$$

▪ Reactancia (X_{ub1})

$$X_{b1} = \frac{X_u \times L_b}{1000 \times V_b^2} (\Omega)$$

X_u = Reactancia de la barra (tabla 2.24 y 2.25)

Reactancia en pu es:

$$X_{ub1} = X_b \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu)$$

La impedancia es:

$$\rightarrow Z_{bc1} = R_{ub1} + j X_{ub1} (pu)$$

e) Impedancia del Circuito que conecta al TGF con el CCM

Los valores de la resistencia (R_{uc2}) y la reactancia (X_{uc2}) se calculan de la misma forma que para el circuito que conecta el trafo con el TGF.

f) Impedancia del Circuito que conecta el CCM a los Terminales del Motor

La impedancia de la barra del CCM es normalmente de un valor pequeño y no tiene gran influencia sobre la impedancia total por lo que puede ser omitida.

g) Corriente Simétrica de Corto Circuito Trifásico

Para determinar las corrientes de corto circuito en cualquier punto del sistema se realiza una suma vectorial de todas las impedancias hasta el punto deseado.

$$\vec{Z}_{u\ total} = \sum_{i=1}^n (R_{ui} + jX_{ui}) \quad (pu)$$

La corriente base será:

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} \quad (A)$$

Entonces la corriente de corto circuito simétrico se da por:

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1000 \times Z_{u\ total}} \quad (KA)$$

Para obtener la corriente de corto circuito simétrica en los terminales del trafo se usa:

$$I_{cst} = \frac{I_n}{Z_{pt} \%} \times 100 \quad (A)$$

I_n = Corriente nominal del trafo
 $Z_{pt} \%$ = Impedancia porcentual del trafo

h) Corriente Asimétrica de Corto Circuito Trifásico

$$I_{ca} = F_a \times I_{cs} \quad (KA)$$

F_a = Factor de asimetría

i) Impulso de la Corriente de Corto Circuito

$$I_{cim} = \sqrt{2} \times I_{ca} \quad (KA)$$

j) Corriente Bifásica de Corto Circuito

$$I_{cb} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cs} \quad (KA)$$

k) Corriente Fase – Tierra de Corto Circuito

Para determinar este tipo de corriente se requiere las impedancias de secuencia cero del sistema y también las de secuencia positiva. Si el trafo de la instalación esta conectado en triangulo en el primario y en estrella en el secundario con el neutro aterrado no se debe tomar en cuenta las impedancias de secuencia cero del sistema de suministro de energía.

Se debe considerar 3 impedancias para el cálculo de la corriente de corto circuito fase – tierra, estas son:

- Impedancia de Contacto (R_{ct})

Se caracteriza por la resistencia existente entre el conductor defectuoso y el punto de contacto generalmente el suelo.

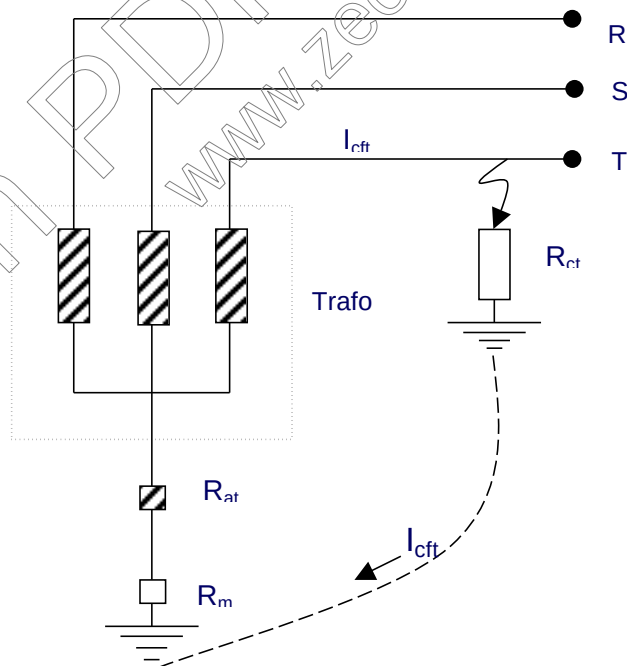
Este valor es aproximadamente 40Ω o sea $3 \times r_{cto} = 40 (\Omega)$

- Impedancia de Malla de Tierra (R_{mt})

Puede obtenerse a través de la medición de la malla de tierra, el valor máximo admitido por varias normas de diversas concesionarias, debe ser igual o menor a $10 (\Omega)$ en los sistemas de 15 a 25 (KV) y se caracteriza por su componente resistivo.

- Impedancia de Aterramiento (R_{at})

Cuando la Corriente de corto circuito es muy alta se acostumbra colocar entre el neutro del trafo y la malla de tierra una impedancia que puede ser un reactor o un resistor.



- Corriente de Corto Circuito Fase – Tierra Máxima

Se determina cuando son llevadas en consideración solamente las impedancias de los conductores y los del transformador. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_{cftm} = \frac{3 \times I_b}{2 \times Z_{u\ total} + Z_{u\ 0c} + Z_{u\ 0t}} (A)$$

El valor de Z_{u0c} se determina considerando la resistencia y la reactancia de secuencia cero de los conductores.

$$\rightarrow Z_{u0c} = R_{u0c} + j X_{u0c} (pu)$$

$$R_{u0c} = R_{c0} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu)$$

$$X_{u0c} = X_{c0} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu)$$

R_{c0} y X_{c0} = Resistencia y Reactancia de secuencia cero (Tabla 2.20)

Z_{u0t} = Impedancia de secuencia positiva del trafo.

- Corriente de Corto Circuito Fase – Tierra mínima

Se determina tomando en cuenta la impedancia de los conductores, del transformador, de contacto, del resistor de aterramiento y de la malla de tierra.

$$I_{cftmi} = \frac{3 \times I_b}{2 \times Z_{u\ total} + Z_{u\ 0c} + Z_{u\ 0t} + (R_{uct} + R_{umt} + R_{uat})} (A)$$

$$R_{uct} = R_{ct} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu)$$

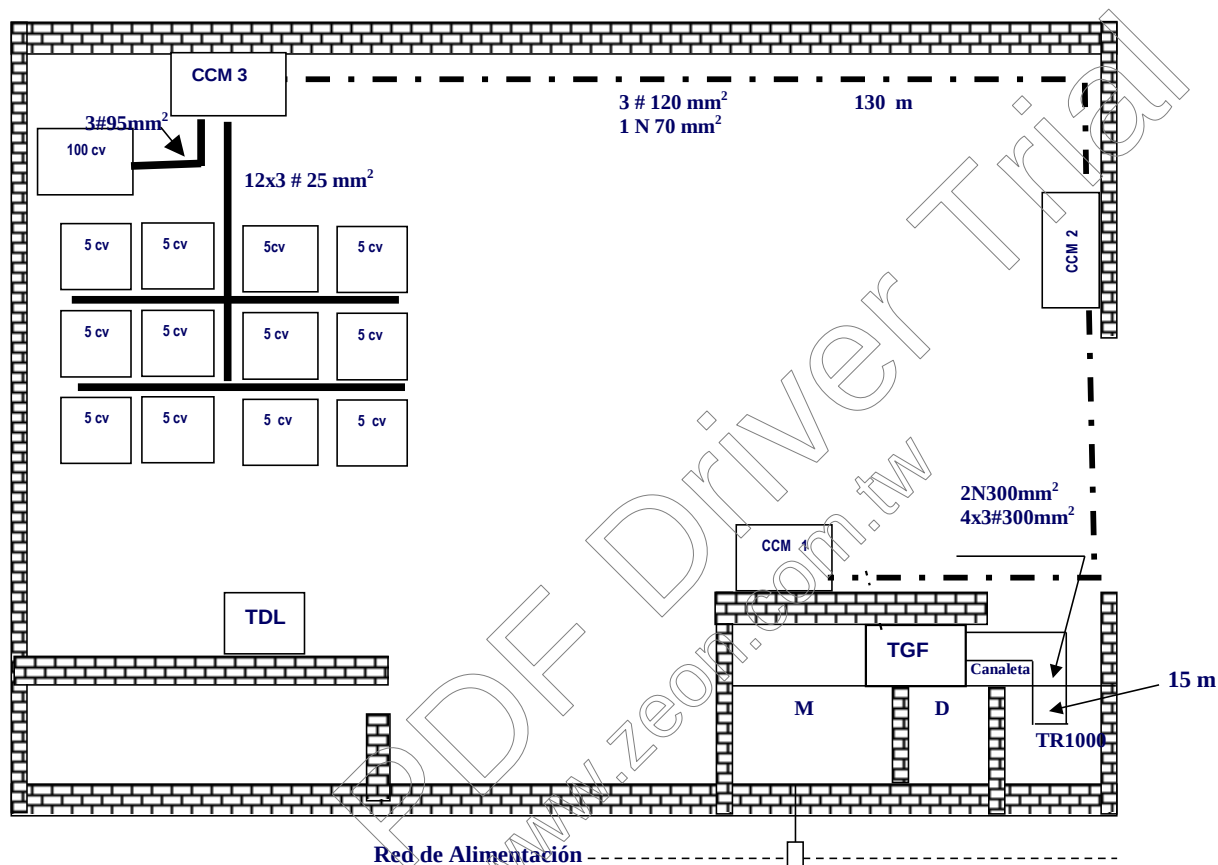
$$R_{umt} = R_{mt} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu)$$

$$R_{uat} = R_{at} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} (pu)$$

R_{uct}	=	Resistencia de Contacto en pu
R_{umt}	=	Resistencia de Malla en Tierra en pu
R_{uat}	=	Resistencia del Resistor de aterramiento en pu

APLICACIÓN

Considere una industria representada por la figura, la cual posee las siguientes características:



DISTANCIAS

Del CCM1	al	CCM2	30 metro
CCM2	al	CCM3	130 metros (conductor 3# 120 mm ² y 1N 70 mm ²)
Trafo	al	TGF	15 metros

CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS

- Tensión Nominal Primaria: $V_{np} = 13.80 \text{ Kv}$
- Tensión Nominal Secundaria: $V_{ns} = 380 \text{ V}$
- Potencia Nominal del Trafo: $P_{nt} = 1000 \text{ KVA}$
- Impedancia Porcentual del Trafo: $Z_{pt} \% = 5.5 \%$
- Corriente de Corto Circuito Simétrico

en el punto de entrega de energía: $I_{cp} = 5 \text{ KA}$

- Barra del TGF: 2 Barras de cobre de $\frac{1}{2}$ "
(50.8 x 12.7 mm)
- Longitud de la Barra del TGF: 5 m
- Resistencia de Contacto del cable con el suelo: 40 (Ω)
- Resistencia de Malla de Tierra: 10 (Ω)

Calcular los valores de la corriente de corto circuito en las terminales de alimentación del CCM3

a) Potencia Base: $P_b = 1000 \text{ Kw}$

b) Tensión Base: $V_b = 0.38 \text{ Kv}$

c) Corriente Base: $I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 0.38} = 1519 \text{ (A)}$

d) Impedancia reducida del sistema:

- Resistencia

$$R_{us} \approx 0$$

- Reactancia

$$X_{us} = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{1000}{119511} = 0.00837 \text{ (pu)}$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times V_{np} \times I_{cs} = \sqrt{3} \times 13.8 \times 5000 = 119511 \text{ (KVA)}$$

$$\vec{Z}_{us} = R_{us} + j X_{us} = j 0.00837 \text{ (pu)}$$

e) Impedancia del Transformador

$$P_{nt} = 1000 \text{ KVA}$$

▪ Resistencia

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{11000}{10 \times 1000} = 1.1 (\%) = 0.011 (pu)$$

$$R_{ut} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 = 0.011 \times \frac{1000}{1000} \left(\frac{0.38}{0.38} \right)^2 = 0.011 (pu)$$

▪ Reactancia

$$X_{pt} = \sqrt{Z_{pt}^2 - R_{pt}^2} = \sqrt{(0.055)^2 - (0.011)^2} = 0.05389 (pu)$$

$$Z_{ut} = Z_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 = 0.055 \times \frac{1000}{1000} \left(\frac{0.38}{0.38} \right)^2 = 0.055 (pu)$$

$$Z_{pt} = 5.5 (\%) = 0.055 (pu)$$

$$\vec{Z}_{ut} = R_{ut} + j X_{ut} = (0.011 + j 0.05389) (pu)$$

f) Impedancia del circuito que conecta al transformador con el TGF

$$L_c = 15 \text{ m}$$

$$N_c = 4 \text{ conductores / fase}$$

$$S_c = 300 \text{ mm}^2$$

▪ Resistencia

$$R_{uc1} = R_{c1} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.0004 \frac{1000}{1000 \times (0.38)^2} = 0.00207 (pu)$$

$$R_u = 0.0781 \frac{m \Omega}{m} (Tabla 2.20)$$

$$R_{c1\Omega} = \frac{R_u \times L_{c1}}{1000 \times N_{c1}} = \frac{0.0781 \times 15}{1000 \times 4} = 0.0002928 (\Omega)$$

- Reactancia

$$X_{uc1} = X_{c1} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.0004 \times \frac{1000}{1000 \times (0.38)^2} = 0.00277 (pu)$$

$$X_u = 0.1068 \frac{m \Omega}{m} (Tabla 2.20)$$

$$X_{c1\Omega} = \frac{X_u \times L_{c1}}{1000 \times N_{c1}} = \frac{0.1068 \times 15}{1000 \times 4} = 0.0004 (\Omega)$$

$$\vec{Z}_{uc1} = R_{uc1} + j X_{uc1} = (0.00207 + j 0.00277) (pu)$$

g) Impedancia de la Barra del TGF

$$L_b = 5m$$

$$N_b = 2 \text{ barras/fase de } 2'' \times \frac{1}{2}''$$

- Resistencia

$$R_{ub1} = R_{b1} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.000069 \times \frac{1}{(0.38)^2} = 0.000477 (pu)$$

$$R_b = 0.0276 (Tabla 2.19)$$

$$R_{b1} = \frac{R_u \times L_b}{1000 \times N_{b1}} = \frac{0.0276 \times 5}{1000 \times 2} = 0.000069 (\Omega)$$

- Reactancia

$$X_{ub1} = X_{b1} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.000407 \times \frac{1}{(0.38)^2} = 0.00282 (pu)$$

$$x_b = 0.1630 \frac{m\Omega}{m} (Tabla 2.20)$$

$$x_{b1} = \frac{X_u \times L_b}{1000 \times V_b^2} = \frac{0.1630 \times 5}{1000 \times 2} = 0.000407 (\Omega)$$

$$\vec{Z}_{ub1} = R_{ub1} + j X_{ub1} = (0.000477 + j 0.00282) (pu)$$

h) Impedancia del Circuito que conecta al TGF con el CCM

$$\begin{aligned} L_c &= 130 \text{ m} \\ N_c &= 1 \text{ conductor/fase} \\ S_c &= 120 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

▪ Resistencia

$$R_{uc2} = R_{c2} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.02428 \times \frac{1}{(0.38)^2} = 0.16814 \text{ (pu)}$$

$$R_u = 0.1868 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (Tabla 2.20)}$$

$$R_{c2} = \frac{0.1868 \times 130}{1000} = 0.02428 \text{ (}\Omega\text{)}$$

▪ Reactancia

$$X_{uc2} = X_{c2} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.01399 \times \frac{1}{(0.38)^2} = 0.09688 \text{ (pu)}$$

$$x_u = 0.1076 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (Tabla 2.20)}$$

$$X_{c2} = \frac{0.1076 \times 130}{1000} = 0.01399 \text{ (}\Omega\text{)}$$

$$\vec{Z}_{uc2} = R_{uc2} + j X_{uc2} = (0.16814 + j 0.09688) \text{ (pu)}$$

i) Impedancia Total del Circuito desde la fuente hasta el CCM3

$$\vec{Z}_{u \text{ total}} = (R_{u \text{ total}} + j X_{u \text{ total}}) \text{ (pu)}$$

$$R_{u \text{ total}} = 0.011 + 0.00207 + 0.000477 + 0.16814 = 0.18168 \text{ (pu)}$$

$$X_{u \text{ total}} = 0.00837 + 0.05389 + 0.00277 + 0.00282 + 0.09688 = 0.16473 \text{ (pu)}$$

$$\vec{Z}_{u \text{ total}} = (0.18168 + j 0.16473) \text{ (pu)}$$

j) Corriente Simétrica de Corto Circuito Trifásico, Valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1000 \times Z_{u\ total}} = \frac{1519}{1000 \times (0.18168 + j\ 0.16473)} = 6.19\ (KA)$$

k) Corriente Asimétrica de Corto Circuito Trifásico, Valor eficaz

$$I_{ca} = F_a \times I_{cs} = 1.03 \times 6.19 = 6.37\ (KA)$$

$X_{u\ total} / R_{u\ total} = 0.16473 / 0.18168 = 0.906$ Con este valor obtenemos F_a

$F_a = 1.03$ (Tabla 4.1) por interpolación

l) Impulso de la Corriente de Corto Circuito

$$I_{cim} = \sqrt{2} \times I_{ca} = \sqrt{2} \times 6.37 = 9.008\ (KA)$$

m) Corriente Bifásica de Corto Circuito, Valor eficaz

$$I_{cb} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cs} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 6.19 = 5.36\ (KA)$$

n) Corriente de Corto Circuito Fase – Tierra Máxima, Valor eficaz

- Cálculo de la impedancia de secuencia cero del circuito que conecta al trafo con el TGF.

$$R_{u01} = R_{co} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.00704 \times \frac{1}{0.38^2} = 0.04875\ (pu)$$

$$R_0 = 1.8781\ m\Omega / m\ (Tabla\ 2.20)$$

$$R_{co} = \frac{1.8781 \times 15}{1000 \times 4} = 0.00704\ (\Omega)$$

$$X_{u01} = X_{co} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.00902 \times \frac{1}{0.38^2} = 0.06246\ (pu)$$

$$X_0 = 2.4067\ m\Omega / m\ (Tabla\ 2.20)$$

$$X_{c0} = \frac{2.4067 \times 15}{1000 \times 4} = 0.00902 (\Omega)$$

$$\vec{Z}_{u01} = R_{u01} + j X_{u01} = (0.04875 + j 0.06246) (pu)$$

- Impedancia de secuencia cero del circuito que conecta al TGF con el CCM3

$$R_{u02} = R_{c0} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.25828 \times \frac{1}{0.38^2} = 1.78864 (pu)$$

$$R_0 = 1.9868 \text{ m}\Omega / \text{m} \quad (\text{Tabla 2.20})$$

$$R_{c0} = \frac{1.9868 \times 130}{1000} = 0.25828 (\Omega)$$

$$X_{u02} = X_{c0} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.32635 \times \frac{1}{0.38^2} = 2.26 (pu)$$

$$X_0 = 2.5104 \text{ m}\Omega / \text{m} \quad (\text{Tabla 2.20})$$

$$X_{c0} = \frac{2.5104 \times 130}{1000} = 0.32635 (\Omega)$$

$$\vec{Z}_{u02} = R_{u02} + j X_{u02} = (1.78864 + j 2.26) (pu)$$

$$I_{cftm} = \frac{3 \times I_b}{2 \times Z_{u \text{ total}} + Z_{u0t} + \sum_{i=1}^n Z_{u0c}} = \frac{3 \times I_b}{Z_t} = \frac{3 \times 1519}{1000(2.2117 + j 2.705)} = 1.3 (A)$$

$$\sum_{i=1}^n Z_{u0c} = (0.04875 + j 0.06246) + (1.78864 + j 2.26) = (1.837 + j 2.32) (A)$$

$$Z_t = 2 \times (0.18168 + j 0.16473) + (0.011 + j 0.05389) + (1.837 + j 2.322)$$

$$Z_t = (2.2117 + j 2.705) (pu)$$

- o) Corriente de Corto Circuito Fase – Tierra Mínima, Valor eficaz

$$I_{cftmi} = \frac{3 \times I_b}{2 \times Z_{u \text{ total}} + Z_{u0t} + \sum_{i=1}^n Z_{u0c} + (R_{uct} + R_{umt} + R_{uat})} (A)$$

$$I_{cftmi} = \frac{3 \times 1519}{2 \times (2.21175 + j 2.70585) + (277 + j 69.25)} = 15.8 \text{ (A)}$$

$$R_{mt} = 40 \text{ } (\Omega)$$

$$R_{mt} = R_{mt} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 40 \times \frac{1000}{1000 \times 0.38^2} = 277 \text{ (pu)}$$

$$R_{umt} = 10 \text{ } (\Omega)$$

$$R_{umt} = 10 \times \frac{1000}{1000 \times 0.38^2} = 69.25 \text{ (pu)}$$

4.6. CONTRIBUCIÓN DE LOS MOTORES DE INDUCCIÓN EN LAS CORRIENTES DE FALLA

Cuando se produce la falla, los motores tienen una tensión prácticamente nula, pero la inercia del rotor y de la carga provoca la continuidad de la operación por algunos instantes mas, pero funcionando ahora como generador, ya que cuando se origina la falla existe rotación todavía y la misma esta asociada a un magnetismo remanente del núcleo de hierro, lo que pasa a contribuir con una intensidad a la corriente de corto circuito.

Los motores de potencia elevada alimentados con una tensión mayor a los 600(v), influyen significativamente en el valor de la corriente de corto circuito por lo que se considera individualmente como una reactancia en el diagrama de impedancias, cuyo valor corresponde a la reactancia subtransitoria de la máquina.

Si en la instalación predominan los motores pequeños, se considera una reactancia equivalente de agrupamiento de los motores igual a 25% en base a la suma de las potencias individuales de cada uno.

En caso de que se tenga motores de potencia elevada pero alimentados con una tensión menor a 600 (v) es conveniente tomar su impedancia separadamente de los demás considerando un valor de 28% sobre la base de la potencia y tensión nominales. Si la tensión del motor es igual o mayor a 600 (v) la impedancia es igual al 25%, en la base anteriormente citada.

APLICACIÓN

Considerar la industria del ejemplo anterior. Determinar las corrientes de corto circuito en la barra del CCM3 considerando sólo la contribución de los motores conectados en él.

La potencia de los motores conectados al CCM3 es:

- 12 motores de 5 cv/380 (v) con IV polos
- 1 motor de 100 cv/380 (v)
- Conductores de aislamiento XLPE

a) Impedancias antes de la barra del CCM3

De acuerdo con el ejemplo anterior se tiene:

$$Z_{u\ total} = (0.18168 + j\ 0.16473) \ (pu)$$

b) Impedancia de los motores de 5 cv

- Resistencia

$$R_{umt} \approx 0$$

- Reactancia

$$X_{pm1} = 25\% = 0.25 \ (pu)$$

$$\sum P_{cv} = 12 \times 5 = 60 \ (pu)$$

$$V_{nm} = 380 \ (v)$$

$$F_p = 0.83 \ (Tabla\ 5.3)$$

$$\eta = 0.83 \ (Tabla\ 5.3)$$

$$\sum P_{nm} = \frac{\sum P_{cv} \times 0.736}{F_p \times \eta} = \frac{60 \times 0.736}{0.83 \times 0.83} = 64.1 \ (Kva)$$

$$X_{um1} = X_{pm1} \times \frac{P_b}{\sum P_{nm}} \left(\frac{V_{nm}}{V_b} \right)^2 = 0.25 \times \frac{1000}{64.1} \times 1^2 = 3.9 \ (pu)$$

$$\vec{Z}_{um1} = R_{um1} + j\ X_{um1} = (0 + j\ 3.9) \ (pu)$$

c) Impedancia del motor de 100 cv

- Resistencia

$$R_{umt} \approx 0$$

- Reactancia

$$X_{pm2} = 25\% = 0.25 (pu)$$

$$P_{nm} = \frac{P_{cv} \times 0.736}{F_p \times \eta} = \frac{100 \times 0.736}{0.87 \times 0.92} = 91.92 (Kva)$$

$$X_{um2} = X_{pm2} \times \frac{P_b}{\sum P_{nm}} \left(\frac{V_{nm}}{V_b} \right)^2 = 0.25 \times \frac{1000}{91.92} \times \left(\frac{0.38}{0.38} \right)^2 = 2.71 (pu)$$

$$\vec{Z}_{um2} = R_{um2} + j X_{um2} = (0 + j 2.71) (pu)$$

d) Impedancia en paralelo de los 12 motores de 5 cv y del motor de 100 cv

$$\vec{Z}_{ump} = \frac{(R_{um1} + j X_{um1})(R_{um2} + j X_{um2})}{R_{um1} + j X_{um1} + R_{um2} + j X_{um2}}$$

$$\vec{Z}_{ump} = \frac{(0 + j 3.90)(0 + j 2.71)}{j 3.9 + j 2.71} = j 1.5989 (pu)$$

e) Impedancia en paralelo de los motores del sistema

$$\vec{Z}_{ump1} = \frac{Z_{u total} \times Z_{ump}}{Z_{u total} + Z_{ump}} = \frac{(0.1816 + j 0.1647) \times (0 + j 1.5989)}{(0.1816 + j 0.1647) + (0 + j 1.5989)}$$

$$\vec{Z}_{ump1} = (0.1477 + j 0.1645) (pu)$$

f) Corriente de corto circuito en la barra del CCM3 con la contribución de los motores

$$I_{cc} = \frac{I_b}{1000 \times Z_{ump1}} = \frac{1519}{1000 \times (0.1477 + j 0.1645)} = 6.87 (KA)$$

Si se observa el ejemplo anterior la corriente de corto circuito tenía un valor de 6.19 (KA) y con la contribución de los motores se llegó a 6.87 (KA) con un incremento de aproximadamente 11%

4.7. APLICACIÓN DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Entre sus principales aplicaciones están:

- Cálculo de la capacidad de ruptura de los disyuntores
- Cálculo de las capacidades térmica y dinámica de los equipos.
- Dimensionamiento de las protecciones
- Dimensionamiento de la sección de los conductores de los circuitos y de la malla de tierra.

4.7.1 SOLICITACIONES ELECTRODINAMICAS DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Cuando se produce un corto circuito puede provocar daños de naturaleza mecánica en las barras, aislamiento, soportes y también en las propias estructuras de los tableros de comando y protección. Al recorrer la corriente de corto circuito por dos conductores (barras o cables) paralelos y próximos aparecen fuerzas de deformación que pueden dañar mecánicamente a estos conductores. Dependiendo del sentido de las corrientes estas fuerzas pueden ser de atracción o de repulsión.

Si consideramos dos barras paralelas apoyadas en sus extremidades y recorridas por corriente de onda compleja, las solicitaciones mecánicas que se producen se obtienen a través de la siguiente expresión:

$$F_b = 2.04 \times \frac{I_{cim}^2}{100 \times D} \times L_b \text{ (Kgf)}$$

F_b = Fuerza de atracción o repulsión ejercida sobre las barras en Kgf
 D = Distancia entre las barras en cm
 L_b = Largo de la barra, es la distancia entre 2 apoyos sucesivos en cm
 I_{cim} = Corriente de corto circuito en su valor de cresta en KA

La sección transversal de las barras tiene que ser dimensionada como para soportar la fuerza que se produce sin deformarse. Los esfuerzos resistentes de las barras se pueden calcular a través de las siguientes ecuaciones:

$$W_b = \frac{B \times M^2}{6000} \text{ (cm}^3\text{)}$$

$$M_f = \frac{F_b \times L_b}{12 \times W_b} \text{ (Kgf/cm}^2\text{)}$$

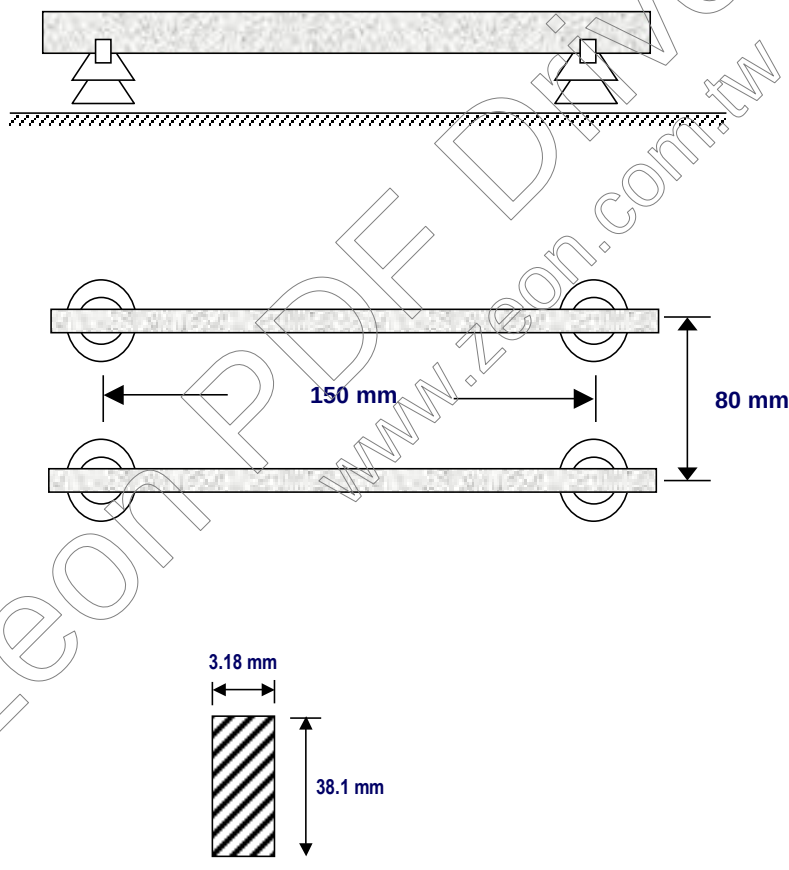
W_b = Momento resistente de la barra
 M_f = Tensión de flexión
 H = Altura de la sección transversal en mm
 B = Base de la sección transversal en mm

Para barras de cobre los esfuerzos que actúan en estas no tienen que sobrepasar los 2000 kgf/cm² que corresponde al límite de flexión. Para barras de aluminio es de 900 Kgf/cm².

Por todo lo dicho anteriormente se debe poner especial atención en el dimensionamiento de las barras y en las estructuras de apoyo, principalmente en el límite de esfuerzos permisibles en los aisladores de soporte.

APLICACIÓN

Considerando el CCM3 del ejemplo anterior y tomando en cuenta los datos ya obtenidos, se puede determinar la fuerza de sollicitación de las barras para un corto circuito trifásico. En la figura se aprecia la disposición de las barras y sus apoyos.



$I_{cim} = 9 (KA)$ Valor ya obtenido

$$F_b = 2.04 \times \frac{9^2}{100 \times 8} \times 150 = 30.9 (Kgf)$$

Entonces la resistencia mecánica de las barras tiene que ser superior al valor de esfuerzo producido por F_b . Los aisladores y soportes deberán tener resistencias compatibles con el mismo esfuerzo de sollicitación.

El valor de la resistencia mecánica de las barras dispuestas con los lados de mayor dimensión paralelos es:

$$\begin{aligned}L_b &= 1500 \text{ mm} \\ H &= 3.18 \text{ mm } (1 \frac{1}{8} \text{") } \\ B &= 38.1 \text{ mm } (1 \frac{1}{2} \text{") }\end{aligned}$$

$$W_b = \frac{B \times M^2}{6000} = \frac{38.1 \times (3.18)^2}{6000} = 0.064 \text{ (cm}^3\text{)}$$

$$M_f = \frac{F_b \times L_b}{12 \times W_b} = \frac{30.9 \times 150}{12 \times 0.064} = 6035 \text{ (Kgf/cm}^2\text{)}$$

Si comparamos el valor obtenido de M_f con el valor máximo permitido para las barras de cobre se observa que:

$$M_f > M_{fcu}$$

Por lo tanto la barra no soporta los esfuerzos resultantes.

Variando la disposición de las barras y colocándolas con los lados de menores dimensiones paralelas se tiene:

$$\begin{aligned}H &= 38.1 \text{ mm} \\ B &= 3.18 \text{ mm}\end{aligned}$$

$$W_b = \frac{B \times M^2}{6000} = \frac{3.18 \times (38.1)^2}{6000} = 0.769 \text{ (cm}^3\text{)}$$

$$M_f = \frac{F_b \times L_b}{12 \times W_b} = \frac{30.9 \times 150}{12 \times 0.769} = 502 \text{ (Kgf/cm}^2\text{)}$$

$$M_f < M_{fcu}$$

Por tanto la barra resistirá los esfuerzos.

Las siguientes tablas indican los esfuerzos mecánicos a los que están sometidos las barras de los paneles de comando durante un corto circuito.

TABLA 4.3

DIMENSIONAMIENTO DE LAS BARRAS PARA LOS ESFUERZOS MECÁNICOS
(Lados de mayor dimensión en paralelo)

ESFUERZOS MECANICOS EN KGF/MM ²									
BARRAS		CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN KA							
B	H	5	10	15	20	30	40	50	60
12,7	1,59	160,8	3,64	3,14	4,26	2,58	8,1	1,16	0,23
19	1,59	107,5	430	967,5	1720	3870	6880,1	10750,2	5480,3
25,4	1,59	80,4	321,6	723,7	1286,6	2894,9	5146,5	8041,5	11579,7
12,7	3,18	40,2	160,8	361,8	643,3	1447,4	2573,2	4020,7	5789,8
19	3,18	26,8	107,5	241,8	430	967,5	1720	2687,5	3870
25,4	3,18	20,1	80,4	180,9	321,6	723,7	1286,6	2010,3	2894,9
38,1	3,18	13,4	53,6	120,6	214,4	482,4	857,7	1340,2	1929,9
25,4	4,77	8,9	35,7	80,4	142,9	321,6	571,8	893,5	1286,6
38,1	4,77	5,9	23,8	53,6	95,3	214,4	381,2	595,6	857,7
50,8	4,77	4,4	17,8	40,2	71,4	160,8	285,9	446,7	643,3
25,4	6,35	5	20,1	45,3	80,6	181,5	322,6	504,1	726
38,1	6,35	3,3	13,4	30,2	53,7	121	215,1	336,1	484
50,8	6,35	2,5	10	22,6	40,3	90,7	161,3	252,9	363
63,5	6,35	2	8	18,1	32,2	72,6	129	201,6	290,4
70,2	6,35	1,8	7,3	16,4	29,2	65,6	116,7	182,4	262,6
88,9	6,35	1,4	5,7	12,9	23	51,8	92,1	144	207,4
101,6	6,35	1,2	5	11,3	20,1	45,3	80,6	126	181,5
25,4	12,7	1,2	5	11,3	20,1	45,3	80,6	126	181,5
50,8	12,7	0,6	2,5	5,6	10,1	22,6	40,3	63	90,7
76,2	12,7	0,4	1,6	3,7	6,7	15,1	26,8	42	60,5
101,6	12,7	0,3	1,2	2,8	5	11,3	20,1	31,5	45,3

TABLA 4.4

DIMENSIONAMIENTO DE LAS BARRAS PARA LOS ESFUERZOS MECÁNICOS
(Lados de menor dimensión en paralelo)

ESFUERZOS MECANICOS EN KGF/MM ²									
BARRAS		CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN KA							
B	H	5	10	15	20	30	40	50	60
1,6	12,7	20,4	80,5	181,2	322,1	724,8	1288,6	2013,5	2899,5
1,6	19,0	9,0	35,9	80,9	143,9	323,8	575,7	899,6	1295,4
1,6	25,4	5,0	20,1	45,3	80,5	181,2	322,1	503,3	724,8
3,2	12,7	10,0	40,2	90,6	161,0	362,4	644,3	1006,7	1449,7
3,2	19,0	4,5	17,9	40,4	71,9	161,9	287,8	449,8	647,7
3,2	25,4	2,5	10,0	22,6	40,2	90,6	161,0	251,8	362,4
3,2	38,1	1,1	4,4	10,0	17,2	40,2	71,6	111,8	161,0
4,8	25,4	1,6	6,7	15,1	26,8	60,4	107,4	167,8	241,6
4,8	38,1	0,7	2,9	6,7	11,9	26,8	47,7	74,5	107,4
4,8	50,8	0,4	1,6	3,7	6,7	15,1	26,8	41,9	60,4
6,4	25,4	1,2	5,0	11,3	20,1	45,3	80,6	126,0	181,5
6,4	38,1	0,5	2,2	5,0	8,9	20,1	35,8	56,0	80,7
6,4	50,8	0,3	1,2	2,8	5,0	11,3	20,1	31,5	45,4
6,4	63,5	0,2	0,8	1,8	3,2	7,2	12,9	20,1	29,0
6,4	70,2	0,2	0,6	1,5	2,6	5,9	10,5	16,5	23,7
6,4	88,9	0,1	0,4	0,9	1,6	3,7	6,6	10,2	14,8
6,4	101,6	0,0	0,3	0,7	1,2	2,8	5,0	7,8	11,3
12,7	25,4	0,0	2,5	5,6	10,0	22,6	40,3	63,0	90,7
12,7	50,8	0,0	0,6	1,4	2,5	5,6	10,0	15,7	22,6
12,7	76,2	0,0	0,2	0,6	1,1	2,5	4,4	7,0	10,0
12,7	101,6	0,0	0,1	0,3	0,6	1,4	2,5	3,9	5,6

4.7.2. SOLICITACIÓN TÉRMICA DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

La corriente de corto circuito provoca efectos térmicos en los equipos, dañándolos si estos no están bien dimensionados. Estos efectos térmicos dependen de la variación y duración de la corriente de corto circuito, además del valor de su intensidad y se calculan a través de la siguiente ecuación:

$$I_{th} = I_{cis} \times \sqrt{M + N} \text{ (KA)}$$

I_{th} = Valor térmico medio efectivo de la corriente instantánea
 I_{cis} = Corriente eficaz inicial de corto circuito simétrico en (KA)

M = Factor de influencia del componente continuo (Tabla 4.5)
 N = Factor de influencia del componente alterno (Tabla 4.6)

APLICACIÓN

En una instalación industrial la I_{cis} en la barra del TGF es de 32 (KA) siendo la relación X/R igual a 1.8. Calcular la corriente térmica mínima que deben poseer las llaves seccionadoras instaladas.

$$I_{cis} = I_{cs}$$

Esta relación es valida si el punto de falla se encuentra lejos de la generación.

$$X/R = 1.8 \rightarrow Fa = 1.16$$

Para:

$$Fa = 1.16 \text{ y } T_d = 1 \rightarrow M = 0 \text{ (Tabla 4.5)}$$

$$\frac{I_{cis}}{I_{cs}} = 1 \text{ y } T_d = 1 \rightarrow N = 1 \text{ (Tabla 4.6)}$$

$$I_{th} = I_{cis} \times \sqrt{M + N} = 32 \times \sqrt{1 + 0} = 32 \text{ (KA)}$$

TABLA 4.5

FACTOR DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE CONTINUO DE CORTO CIRCUITO (M)

Duración T_d (s) T (s)	FACTOR DE ASIMETRIA								
	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
0,01	0,50	0,64	0,73	0,92	1,07	1,26	1,45	1,67	1,80
0,02	0,28	0,35	0,50	0,60	0,72	0,88	1,14	1,40	1,62
0,03	0,17	0,23	0,33	0,41	0,52	0,62	0,88	1,18	1,47
0,04	0,11	0,17	0,25	0,30	0,41	0,50	0,72	1,00	1,33
0,05	0,08	0,12	0,19	0,28	0,34	0,43	0,60	0,87	1,25
0,07	0,03	0,08	0,15	0,17	0,24	0,29	0,40	0,63	0,93
0,10	0,00	0,00	0,00	0,01	0,15	0,23	0,35	0,55	0,83
0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,10	0,15	0,30	0,52
0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,19	0,20
1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00	0,00	0,01

TABLA 4.6

FACTOR DE INFLUENCIA DEL COMPONENTE ALTERNO DE CORTO CIRCUITO (N)

Duración T_d (s) T (s)	RELACION entre I_{CIS} / I_{CS}								
	6,0	5,0	4,0	3,0	2,5	2,0	1,5	1,3	1,0
0,01	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	1,00	1,00
0,02	0,87	0,90	0,92	0,94	0,96	0,97	0,98	1,00	1,00
0,03	0,84	0,87	0,89	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,00
0,04	0,78	0,84	0,86	0,90	0,93	0,96	0,97	0,99	1,00
0,05	0,76	0,80	0,84	0,88	0,91	0,95	0,97	0,99	1,00
0,07	0,70	0,75	0,80	0,86	0,88	0,92	0,96	0,97	1,00
0,10	0,68	0,70	0,76	0,83	0,86	0,90	0,95	0,96	1,00
0,20	0,53	0,58	0,67	0,75	0,80	0,85	0,92	0,95	1,00
0,50	0,38	0,44	0,53	0,64	0,70	0,77	0,87	0,94	1,00
1,00	0,27	0,34	0,40	0,50	0,60	0,70	0,84	0,91	1,00
2,00	0,18	0,23	0,30	0,40	0,50	0,63	0,78	0,87	1,00
3,00	0,14	0,17	0,25	0,34	0,40	0,58	0,73	0,86	1,00

Zeon PDF Drive
www.zeon.com.tw

CAPITULO V

MOTORES ELÉCTRICOS

5.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

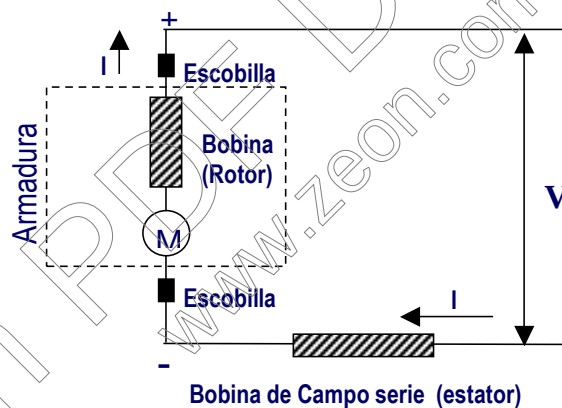
Un motor eléctrico es una maquina que transforma la energía eléctrica en energía mecánica. Los motores se dividen en dos grandes grupos: Motores de Corriente Continua y Motores de Corriente Alterna.

5.1.1. MOTORES DE CORRIENTE CONTINUA

Son accionados a través de una fuente de corriente continua, se utiliza en industrias que precisan de un control fino de velocidad, los motores DC se clasifican en motor serie, motor en derivación y motor compuesto.

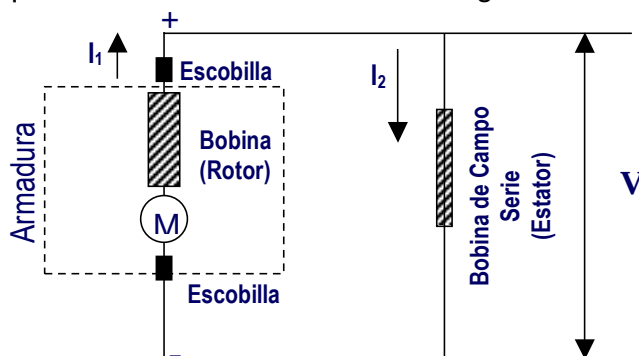
a) Motor Serie

Son aquellos motores donde la corriente que circula por la carga es utilizada como corriente de excitación, las bobinas de campo están conectadas en serie con las bobinas del inducido. Estos motores no operan en vacío ya que su velocidad tiende a subir indefinidamente lo que provocaría un daño a la maquina, por lo que estos trabajan bajo carga.



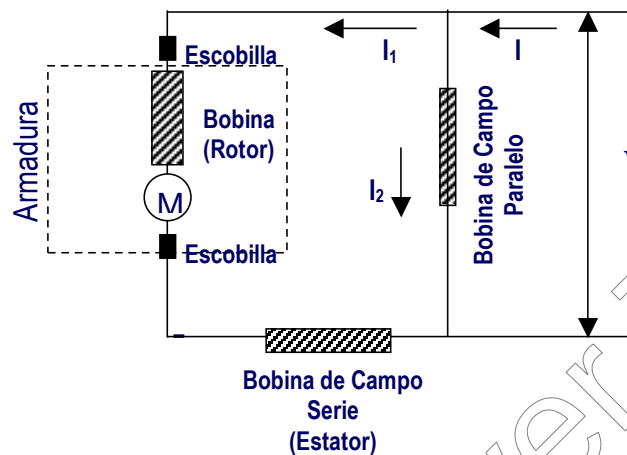
b) Motor en Derivación

En este tipo de motores el campo esta conectado directamente a la fuente de alimentación o en paralelo con el inducido. Estos motores mantienen una velocidad constante y un torque variable de acuerdo con la carga.



c) Motor Compuesto

Su campo creado esta constituido por dos bobinas, una esta conectada en serie y la otra en paralelo con el inducido. Este tipo de motor tiene la ventaja de poseer un elevado torque de partida y una velocidad casi constante durante el accionamiento de cargas variables.



5.1.2. MOTORES DE CORRIENTE ALTERNA

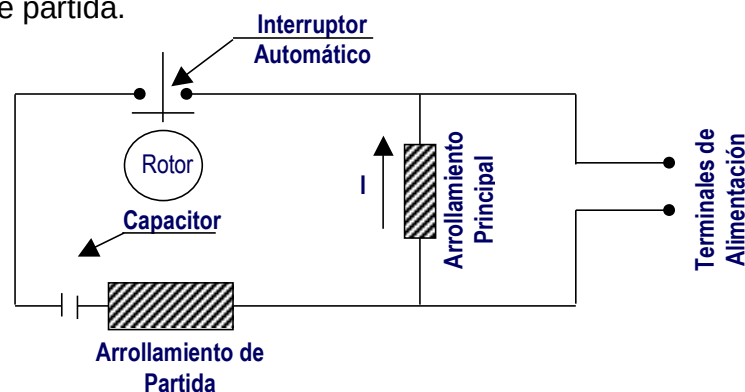
Son accionados a través de una fuente de corriente alterna y son los mas utilizados en la mayoría de las industrias. Los motores AC se clasifican en:

a) Motores Trifásicos

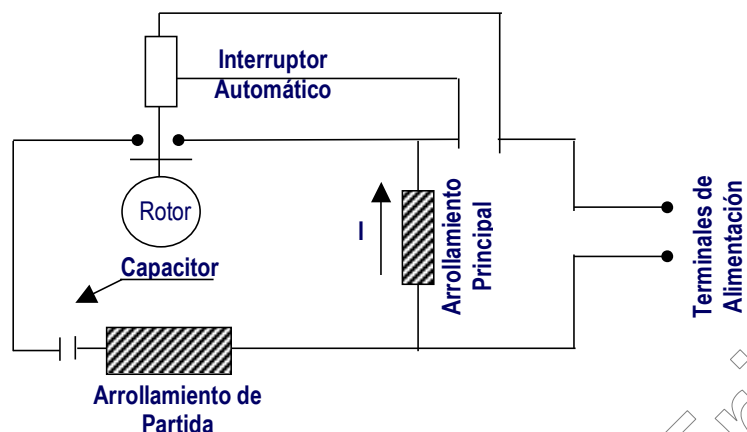
Alimentados por un sistema trifásico de 3 hilos, donde las tensiones están desfasados 120° eléctricos. Estos motores pueden ser de tipo síncrono o de inducción

b) Motores Monofásicos de Inducción

Constituidos por motores de pequeñas potencias (hasta 15 cv). Tienen provistos un segundo arrollamiento denominado de arranque colocado en el estator y desfasado 90° del arrollamiento principal, el mismo que tiene la finalidad de hacer rotativo el campo estático monofásico, esto permite la partida del motor monofásico, ya que, el torque de partida es producido por el desfase de 90° entre las corrientes del arrollamiento principal y del arrollamiento de partida.



Motor monofásico de Inducción



Motor monofásico de Inducción: Interruptor Automático

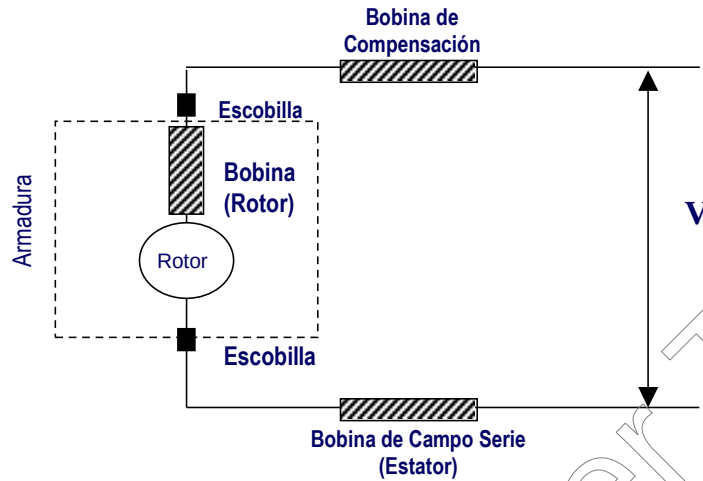
TABLA 5.1

CARACTERÍSTICAS DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS (MONOFASICOS)

POTENCIA		CORRIE	VELOCI	COS	RELACI	RELACI	TORQUE		RENDIMI	MOM.
NOMINAL		220 V	DAD	ϕ	ON	ON			ENTO	DE
cv	kW	A	rpm	A	In/In	Cp/Cn	NOMINAL	Cm/Cn	%	INERCI
				100%			Mkgf			Kgm ²
II										
POLOS										
1,5	1,10	7,50	3535	75	7,8	2,9	0,31	2,3	75	0,0020
2,0	1,50	9,50	3530	76	7,2	2,9	0,61	2,3	76	0,0024
3,0	2,20	13,00	3460	77	7,6	3,0	0,81	2,2	77	0,0064
4,0	3,00	18,00	3515	79	8,7	2,8	0,61	2,6	79	0,0093
5,0	3,70	23,00	3515	81	7,9	2,8	1,00	2,6	81	0,0104
7,5	5,50	34,00	3495	78	6,2	2,1	1,50	2,1	78	0,0210
10,0	7,50	42,00	3495	82	7,0	2,1	2,00	2,6	82	0,0295
IV										
POLOS										
1,0	0,75	5,8	1760	71	8,2	3,0	0,41	2,5	71	0,0039
1,5	1,10	7,5	1760	75	8,7	2,8	0,61	2,9	75	0,0052
2,0	1,50	9,5	1750	77	8,7	3,0	0,81	2,8	77	0,0084
3,0	2,20	14,0	1755	79	8,5	3,0	1,20	2,8	79	0,0163
4,0	3,00	19,0	1745	80	7,1	2,9	1,60	2,6	80	0,0183
5,0	3,70	25,0	1750	81	7,5	3,0	2,00	2,6	81	0,0336
7,5	5,50	34,0	1745	84	7,4	3,0	3,10	2,6	84	0,0378
10,0	7,50	46,0	1745	85	7,6	3,0	4,10	2,5	85	0,0434

c) Motor Universal

Operan tanto con corriente continua como con alterna, se constituyen de una bobina de campo en serie con la bobina de la armadura y de una bobina de compensación



conectado en serie con la bobina de campo.

5.2. MOTORES ASÍNCRONOS TRIFÁSICOS CON ROTOR JAULA DE ARDILLA

Estos motores son utilizados en la mayoría de las industrias principalmente en maquinas no susceptibles a variaciones de velocidad. Las principales características de estos son:

5.2.1. POTENCIA NOMINAL

Es la potencia que un motor puede suministrar en régimen continuo en su eje sin que los límites de temperatura de los arrollamientos excedan los valores máximos permitidos por normas dentro de su clase de aislación.

La potencia que desarrolla un motor representa la rapidez con que la energía es utilizada para mover una carga. Por definición la potencia es la relación entre la energía utilizada para realizar un determinado trabajo y el tiempo en que este es ejecutado. Por ejemplo:

Se desea determinar la potencia necesaria para levantar un objeto que pesa 50 Kg.f del fondo de un pozo de 40 m en un tiempo de 27 segundos. La energía utilizada será:

$$\frac{50 \times 40}{27} = 74 \text{ Kg f m/s}$$

Si el trabajo se realizara en 17(s) entonces: La energía gastada será:

$$\frac{50 \times 40}{17} = 117 \text{ Kg f m/s}$$

Considerando que 1 cv equivale a 75 Kg f m/s, las potencias de los motores que se requiere para realiza este trabajo son:

$$P_{m1} = \frac{74}{75} = 0.98 \approx 1 \text{ cv}$$

$$P_{m2} = \frac{117}{75} = 1.56 \approx 1.5 \text{ cv}$$

5.2.2. TENSIÓN NOMINAL

Las tensiones de mayor utilización son de 220 y 380 (v), los motores deben trabajar satisfactoriamente con una variación de tensión de $\pm 10\%$ de su tensión nominal.

5.2.3. CORRIENTE NOMINAL

Es aquella que es solicitada a la red de alimentación por el motor, trabajando a potencia nominal y con su frecuencia y tensión nominal.

$$I_{nm} = \frac{736 \times P_{nm}}{\sqrt{3} \times V \times \eta \times \cos \varphi} \quad (A)$$

P_{nm} = Potencia nominal del motor en cv
 V = Tensión nominal trifásica en v
 η = Rendimiento del motor
 $\cos \varphi$ = Factor de Potencia con carga nominal

5.2.4. FRECUENCIA NOMINAL

Es aquella suministrada por el circuito al cual se conecta el motor y para la cual éste fue dimensionado. El motor debe trabajar satisfactoriamente si la frecuencia varia dentro los limites de $\pm 5\%$ de la frecuencia nominal.

5.2.5. FACTOR DE SERVICIO

Es un número que puede multiplicarse por la potencia nominal a fin de obtener la carga real que el mismo puede accionar en régimen continuo. El factor de servicio representa una potencia adicional que puede soportar el motor en forma continua.

5.2.6. PERDIDAS OHMICAS

El motor absorbe una determinada potencia para accionar la carga, pero debido a las perdidas internas en forma de calor generado por el calentamiento de las bobinas, la potencia mecánica de salida es siempre menor que la potencia de alimentación. De aquí nace el concepto de rendimiento cuyo valor es siempre menor a la unidad.

Las pérdidas de un motor eléctrico son:

- Pérdidas Joule en las bobinas estáticas: en el cobre (P_{cu})
- Pérdidas Joule en las bobinas rotóricas: en el cobre (P_{cu})
- Pérdidas magnéticas en el núcleo: en el hierro (P_{fe})
- Pérdida de la ventilación (P_v)
- Pérdidas mecánicas (P_m)

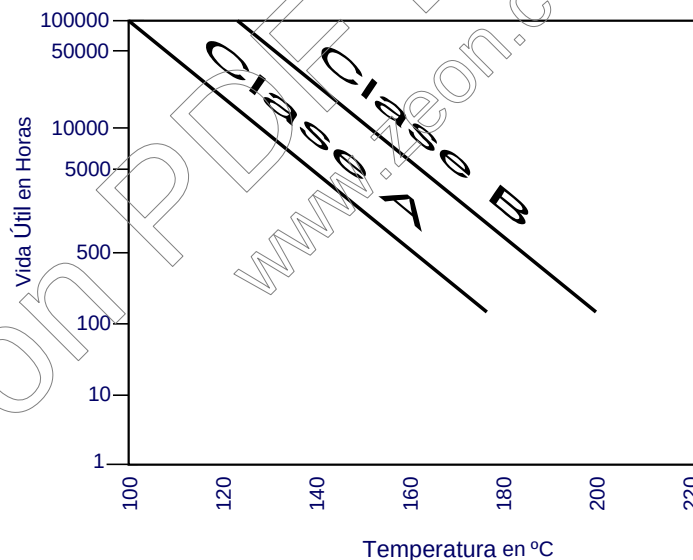
Todo el calor que se forma en el interior del motor debe ser disipado al medio exterior a través de la superficie externa de la carcasa, disipación que es auxiliada por los ventiladores para determinados tipos de motores.

5.2.7. VIDA UTIL

La vida útil de un motor está relacionada directamente con el calentamiento de las bobinas de los arrollamientos y también es afectada por las condiciones desfavorables del lugar donde se realiza la instalación, tales como la humedad, ambiente corrosivo, vibraciones, etc.

El calentamiento excesivo provoca el envejecimiento gradual y generalizado del aislamiento por lo que si en un motor se produce un corto circuito interno las consecuencias serían desastrosas.

La siguiente figura permite determinar la vida útil de las aislaciones para las clases A y B.



5.2.8. CLASES DE AISLACION

Se clasifican en materiales aislantes y sistemas de aislación, en lo que se refiere a la clase de aislamiento, estos están limitados por la temperatura que cada material aislante puede soportar en régimen continuo sin que sea afectada su vida útil.

En máquinas eléctricas las clases de aislamiento son:

Clase A – Límite: 105° C, seda, algodón, papel impregnados en líquidos aislantes.

Clase E – Límite: 120° C, fibras orgánicas sintéticas

Clase B – Límite: 130° C, asbesto, mica y materiales a base de poliéster.

Clase F – Límite: 155° C, fibra de vidrio, amianto asociado a materiales sintéticos (siliconas)

Clase H – Límite: 180° C, fibra de vidrio, mica, asbesto asociados a siliconas de alta estabilidad térmica.

5.2.9. ELEVACIÓN DE LA TEMPERATURA

La temperatura de servicio de los motores eléctricos no es uniforme en todas sus partes. Para realizar la medición se usan detectores térmicos insertados en los arrollamientos que determinan la temperatura del llamado punto mas caliente.

La temperatura de los arrollamientos se puede determinar con la ayuda de la siguiente ecuación:

$$T = \frac{R_q}{R_f} \times (235 + T_f) - 235 \text{ (} ^\circ \text{C)}$$

T = Temperatura media de los arrollamientos °C

Tf = Temperatura de los arrollamientos con el motor frío °C

Rf = Resistencia ohmica de las bobinas con el motor frío en Ω

Rq = Resistencia ohmica del arrollamiento del motor, medida cuando éste llega al calentamiento de régimen en Ω

Para determinar la elevación de la temperatura del arrollamiento se debe aplicar:

$$\Delta T = \frac{R_q - R_f}{R_f} \times (235 + T_f) + (T_f - T_a) \text{ (} ^\circ \text{C)}$$

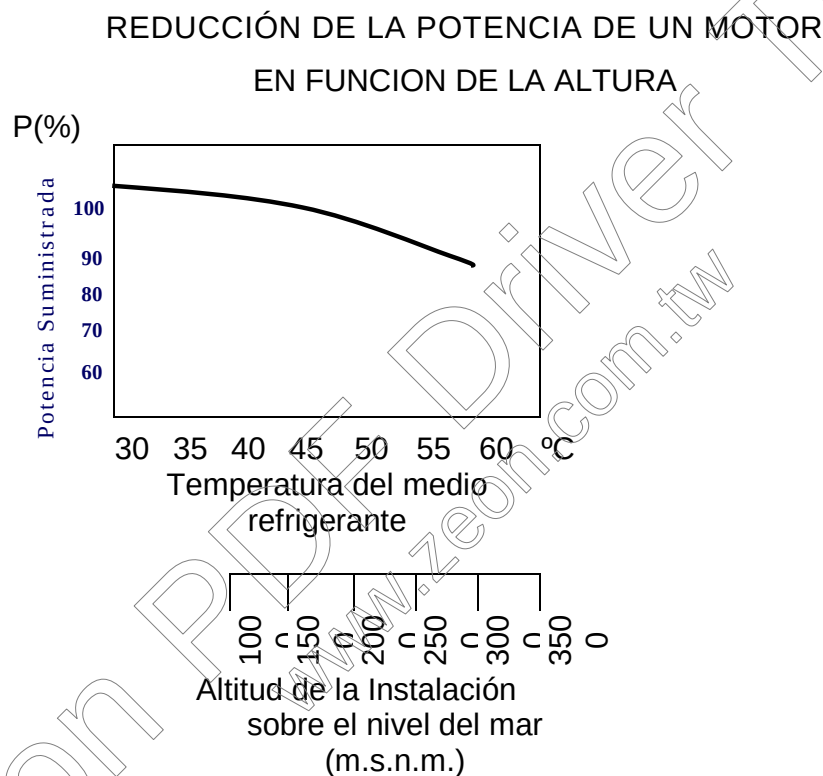
Ta = Temperatura del medio refrigerante al final del ensayo en °C.

El valor de T que se obtiene representa la temperatura media del arrollamiento, ya que la resistencia ohmica media se refiere a todo el arrollamiento y no solamente al punto más caliente, pero en la práctica la diferencia no es muy significativa. El proceso de medida se basa en la variación de la resistencia ohmica del conductor del arrollamiento en función de la variación de la temperatura.

El tiempo de enfriamiento de un motor desde su temperatura de régimen hasta la temperatura ambiente es variable, para motores pequeños aproximadamente dura unas 3 horas y para motores de mayor potencia (mayores a 60 cv) es de 5 horas.

Generalmente los motores se dimensionan para trabajar hasta los 1000 (m.s.n.m.) ya que encima de esta altura se presenta un decrecimiento porcentual de la potencia y dificultades de la ventilación debido al enrarecimiento del aire. La figura 5.2 indica el decrecimiento porcentual de la potencia en función de la altitud de la instalación y de la influencia de la temperatura del medio refrigerante.

Figura 5.2



APLICACIÓN

Determinar la temperatura media del arrollamiento y la elevación de temperatura de un motor cuya resistencia del arrollamiento medida en frío es de 0.240(Ω), la temperatura ambiente es de 40°. El motor fue conectado con carga nominal y después de 3 horas se midió la resistencia del arrollamiento obteniéndose 0.301(Ω). La temperatura del medio refrigerante en el momento de tomar las medidas era de 40°C.

$$T = \frac{R_q}{R_f} \times (235 + T_f) - 235 \text{ (} ^\circ \text{C)}$$

$$T = \frac{0.301}{0.240} \times (235 + 30) - 235 = 97.35$$

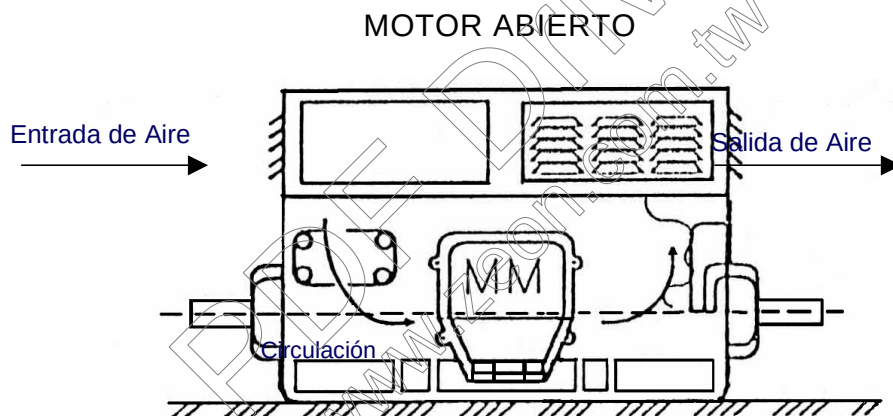
$$\Delta T = \frac{0.301 - 0.240}{0.240} \times (235 + 40) + (40 - 40) = 69.8^\circ C$$

5.2.10. VENTILACION

Es el proceso por el cual se realiza el intercambio de calor entre el interior del motor y el medio ambiente, lo que define su sistema de ventilación. Los sistemas de ventilación mas usados son:

a) Motor Abierto

Es aquel en el que el aire del ambiente circula libremente en el interior de la maquina retirando el calor de todas las partes calientes. El grado de protección de estos motores es el IP23.



b) Motor Totalmente Cerrado

En este tipo no existe intercambio entre el medio refrigerante interno del motor y el exterior.

El intercambio de calor para el enfriamiento de estos motores se realiza a través de la carcasa ya que es por este medio que se produce la transferencia de calor.

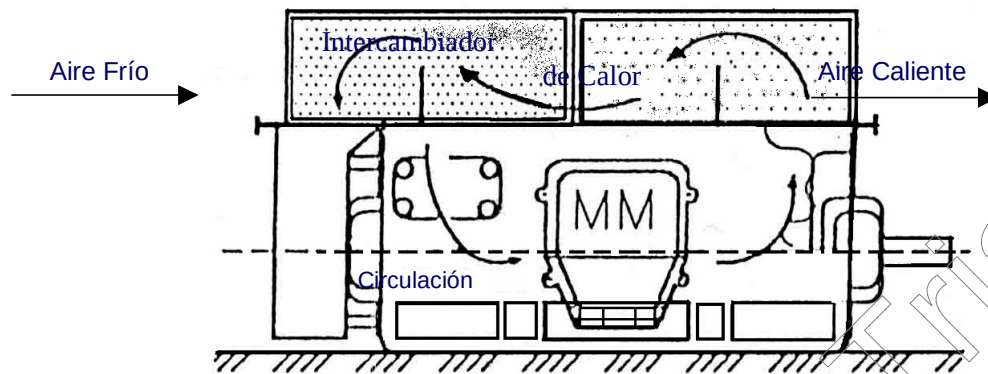
Los motores totalmente cerrados pueden ser de los siguientes tipos:

- Motor Totalmente Cerrado con ventilación externa

Son provistos de un ventilador externo montado en su eje que acelera la disipación de calor a través de la carcasa.

- Motor Totalmente Cerrado con intercambiador de calor aire-aire

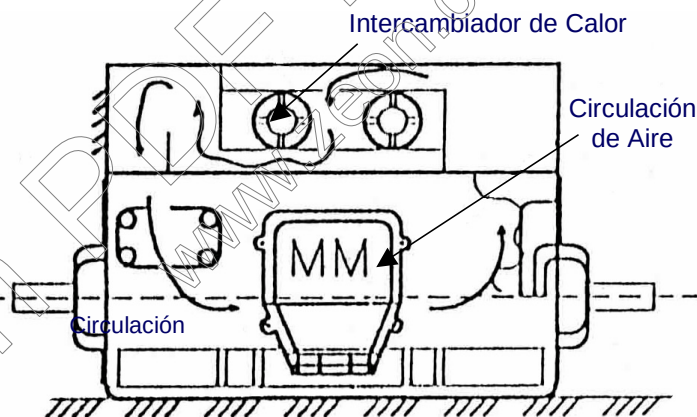
Son motores previstos de dos ventiladores, uno interno y el otro externo y un intercambiador de calor montado en la parte superior.



MOTOR TOTALMENTE CERRADO CON INTERCAMBIADOR AIRE - AIRE

- Motor Totalmente Cerrado con intercambiador aire-agua

Están provistos de un ventilador externo y de un intercambiador de calor aire-agua. El calor generado en el interior del motor es transferido hacia el agua que circula en el interior de los ductos que conforman el intercambiador de calor.



MOTOR TOTALMENTE CERRADO CON INTERCAMBIADOR DE CALOR AIRE - AGUA

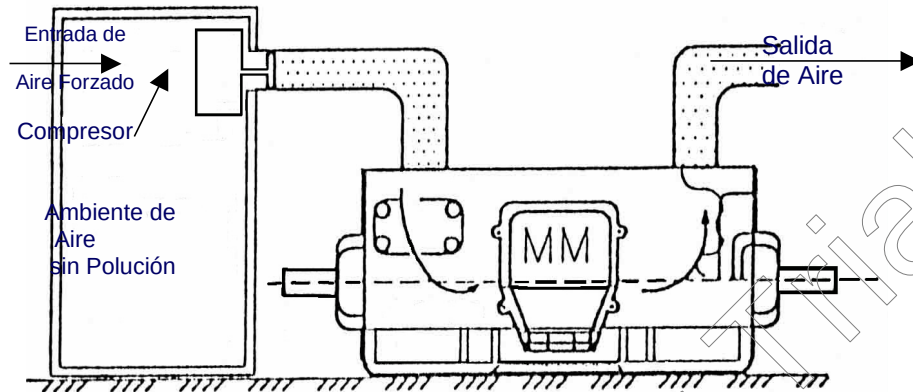
- c) Motores con ventilación forzada

Son aquellos cuya refrigeración es efectuada por un sistema adecuado, donde pequeños motores accionados independientemente fuerzan la entrada del medio refrigerante al interior del motor.

Estos motores pueden ser de los siguientes tipos:

- Motor con ventilación por ductos

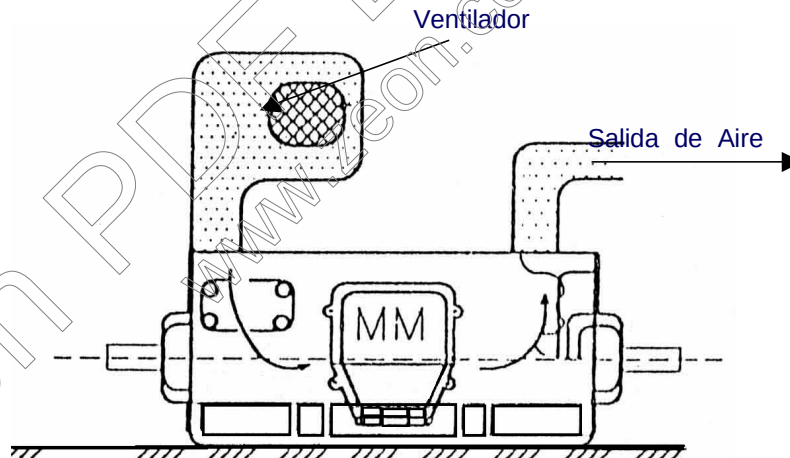
Se acoplan en el extremo de un ducto de aire que fuerza la entrada del medio refrigerante desde un ambiente de aire sin polución hacia el interior del motor, que devuelve en forma inmediata al medio ambiente como se puede ver en la figura:



MOTOR CON VENTILACIÓN POR DUCTO

- Motor con Ventilación independiente

El motor está provisto de un ventilador que aspira el aire refrigerante del medio ambiente y obliga a penetrar al interior del motor, siendo devuelto enseguida hacia fuera.



MOTOR CON VENTILACIÓN INDEPENDIENTE

d) Motores a prueba de intemperie

Se conoce comúnmente como motor de uso naval. Posee un elevado grado de protección IP (W) S5 que lo protege contra el polvo y agua en todas direcciones.

e) Motor a Prueba de explosión

En las industrias donde se emplean materiales inflamables de gran riesgo siendo necesario utilizar motores que soporten los esfuerzos mecánicos internos, que vienen de daños del aislamiento de los arrollamientos con el contacto del medio refrigerante que contiene el material combustible y pueda causar accidentes. Estos motores se dimensionan con una carcasa y estructuras robustas en su totalidad de dimensiones compatibles con la sollicitación de los esfuerzos.

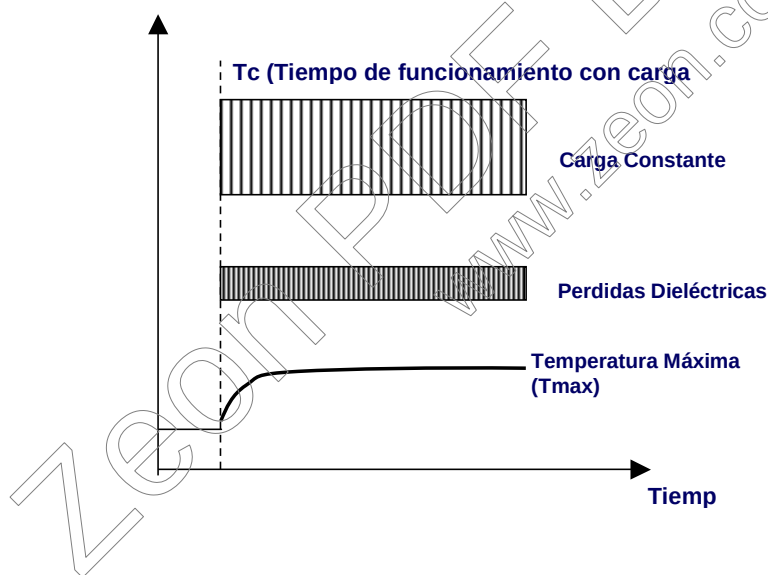
5.2.11 REGIMEN DE FUNCIONAMIENTO

Indica la forma de utilizar un motor en el accionamiento de una determinada carga. Los motores generalmente se proyectan para trabajar regularmente con carga constante por tiempo indeterminado, desarrollando su potencia nominal, lo que se denomina como régimen continuo.

Existen también los siguientes tipos de régimen normalizado.

a) régimen S1

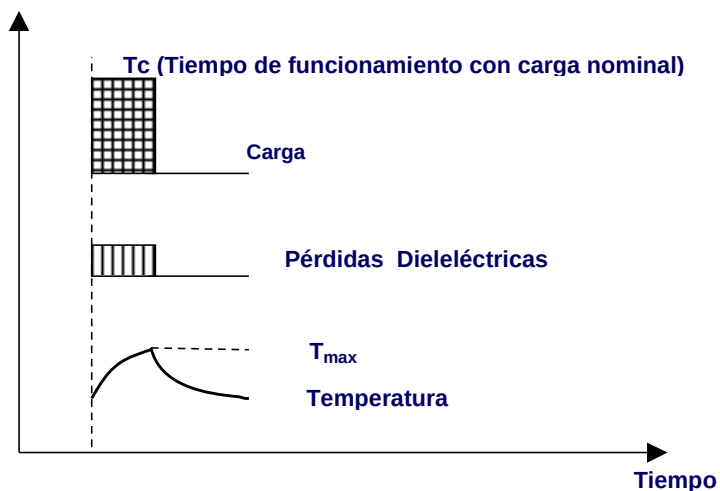
Es aquel en que el motor trabaja continuamente por un tiempo mayor a su constante térmica de tiempo. En este tipo de régimen se desconecta el motor y se retorna a la operación solo cuando todas sus partes componentes están en equilibrio con el medio exterior.



RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO S1

b) régimen S2

Es aquel en que el motor es accionado por cortos intervalos de tiempo de tal forma que su temperatura retorna a las condiciones del medio ambiente antes de que sea realizada una nueva operación.



RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO S2

c) régimen del S3 al S6

Son aquellos en el que el motor funciona por un periodo de tiempo definido y reposan durante otro intervalo de tiempo también definido. Se caracterizan por el factor de duración de ciclo, que es la relación entre el tiempo de funcionamiento de la maquina y el tiempo total del ciclo.

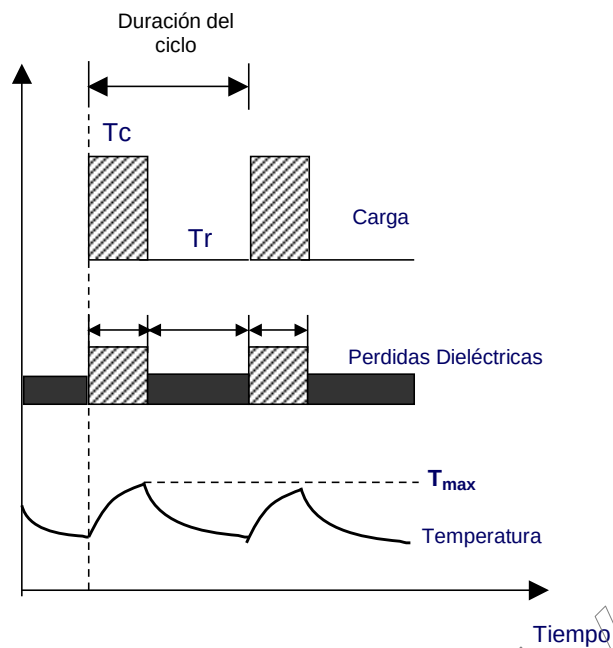
- régimen S3

Sus características de funcionamiento se representa por las siguientes formulas:

$$F_{dc} = \frac{T_c}{T_c + T_r}$$

T_c = Tiempo de operación de la maquina, régimen constante.

T_r = Tempo de reposo



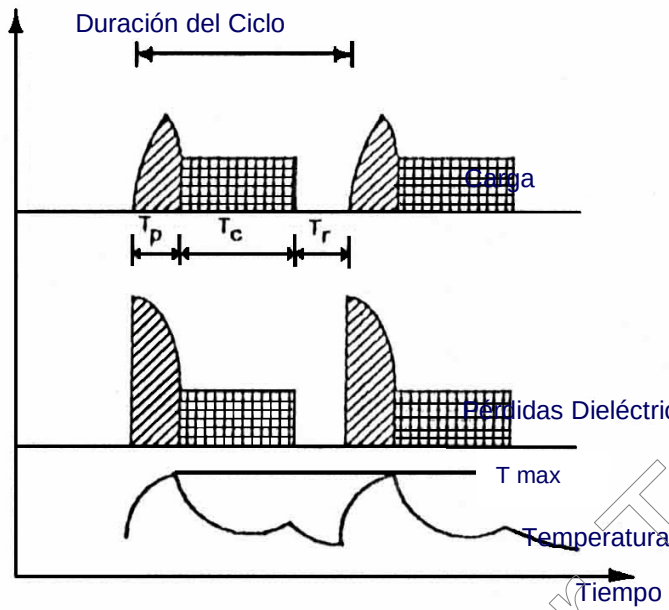
RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO S3

- régimen S4

La siguiente figura indica sus características de funcionamiento y el factor de duración del ciclo esta dado por:

$$F_{dc} = \frac{T_p + T_c}{T_p + T_c + T_r}$$

T_p = Tiempo de partida del motor.



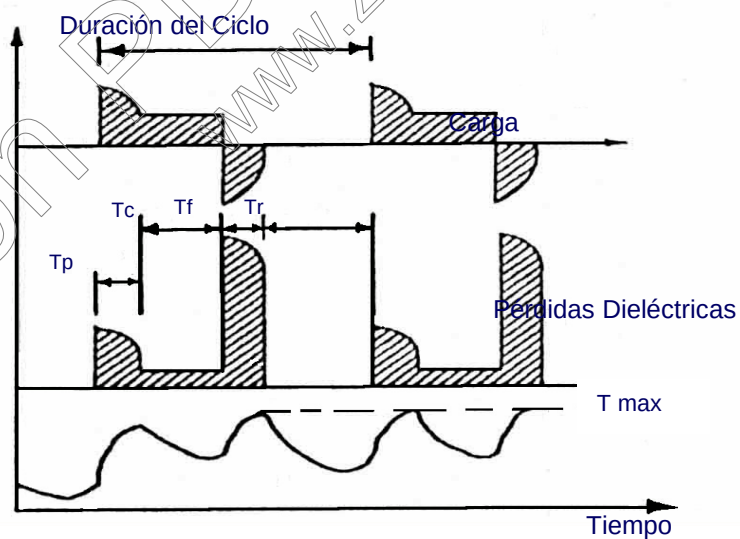
RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO S4

- régimen S5

Las características de funcionamiento son como lo indica la siguiente figura:

$$F_{dc} = \frac{T_p + T_c + T_f}{T_p + T_c + T_r + T_f}$$

Tf = Tiempo de frenado o contracorriente.



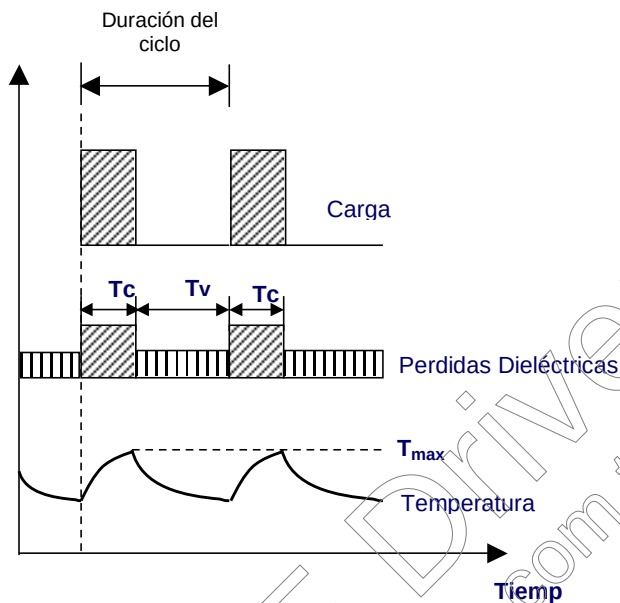
RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO S5

- régimen S6

Sus características se observan a continuación:

$$F_{dc} = \frac{T_c}{T_c + T_v}$$

T_v - Tiempo de funcionamiento en vacío.



RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO S6

Este régimen es uno de los mas frecuentes en la práctica, también denominado como régimen intermitente con carga continua.

APLICACIÓN

Considerar un motor que trabaja durante 3 horas continuas y después para durante 1 hora (régimen S3) calcular su F_{dc}

$$F_{dc} = \frac{3}{3 + 1} = 0.75 \rightarrow F_{dc} = 75 \%$$

5.2.12. TORQUE MECÁNICO

Mide el esfuerzo necesario que debe desarrollar un motor para lograr el giro de su eje. Es también conocido como conjugado mecánico. El torque mecánico puede ser definido en diferentes fases de accionamiento del motor, como ser:

a) Torque Nominal

Es el torque que el motor desarrolla a potencia nominal, cuando esta sometido a tensión y frecuencia nominales.

En tensiones trifásicas desequilibradas el componente de secuencia negativa de la corriente provoca un torque negativo de aproximadamente 0.5% del torque nominal, cuando el desequilibrio en el punto de alimentación es de 10%. En la práctica puede ser despreciada.

b) Torque de Partida

Conocido también como torque con rotor trabado o torque de arranque. El torque de partida debe ser de valor elevado a fin de que el motor este en condiciones de accionar la carga desde la posición de inercia hasta la velocidad de régimen en un tiempo reducido, principalmente cuando esta conectado a través de dispositivos de reducción de tensión.

c) Torque Base

Es determinado de acuerdo con la potencia nominal y la velocidad síncrona del motor.

$$C_b = \frac{716 \times P_{nm}}{\eta_s} \text{ (m k g f)}$$

P_{nm} = Potencia nominal del motor en cv.
 η_s = Velocidad síncrona (angular) en rpm.

d) Torque Máximo

Es el mayor torque producido por el motor cuando esta sometido a condiciones de tensión y frecuencia nominal, sin quedar sujeto a variaciones bruscas de velocidad.

Este torque debe tener un valor elevado capaz de superar satisfactoriamente los picos de carga eventuales, además de mantener razonablemente la velocidad angular cuando ocurran caídas de tensión momentáneas en el circuito de suministro.

e) Torque Mínimo

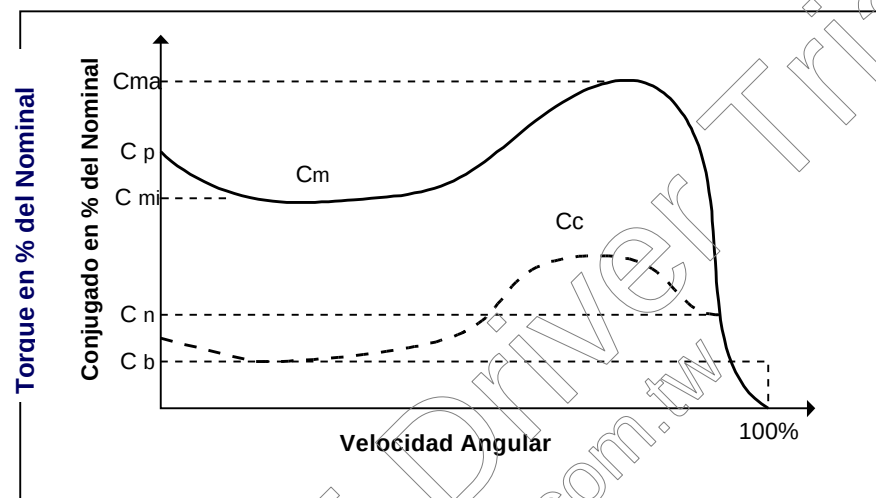
Es el menor torque en la faja de velocidades comprendida entre el valor cero y el torque nominal, operando a tensión y frecuencia nominales.

f) Torque de Aceleración

Es aquel que se desenvuelve en la partida del motor, desde el estado de reposo hasta la velocidad de régimen.

FIGURA 5.14

CURVA CARACTERÍSTICA TORQUE vs. VELOCIDAD DE UN MOTOR DE INDUCCIÓN



Observando las curvas de la figura 5.14 se concluye que durante la fase de aceleración, la curva del torque del motor (C_m) es superior siempre a la curva del torque de carga (C_c), la diferencia entre las curvas C_m y C_c nos indica el torque de aceleración. Los torques definidos anteriormente se aprecian también en la figura, que normalmente se obtienen de los fabricantes de motores.

5.2.13. CATEGORIA

Indica las limitaciones del torque máximo, torque de partida y es designada por letras debidamente normalizadas.

5.2.14. TIPOS DE CONEXION

Dependiendo de la manera como son conectados los terminales de las bobinas de los arrollamientos estáticos, el motor puede ser conectado a las redes de alimentación, energizadas en diferentes valores de tensión.

Las conexiones normalmente efectuadas son:

a) Conexión Serie - Paralelo

De acuerdo con las figuras 5.15, 5.16, 5.17 y 5.18 el arrollamiento de cada fase se divide en dos partes. Estos motores poseen nueve terminales accesibles externamente.

Los motores pueden ser conectados en estrella (figuras 5.15 y 5.17)

Como también en triángulo (figuras 5.16 y 5.18)

Figuras 5.15
Conexión estrella Serie

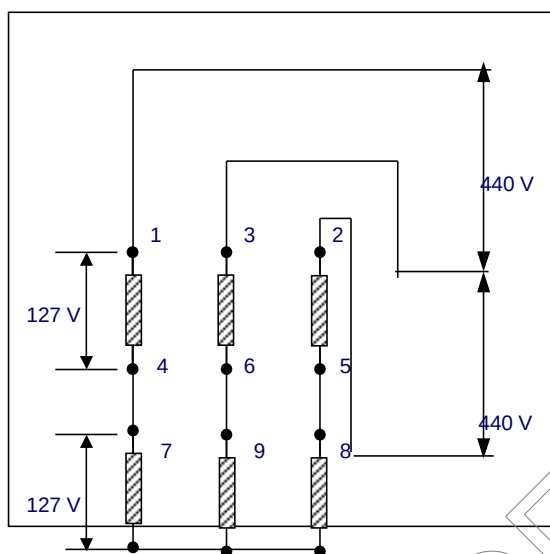
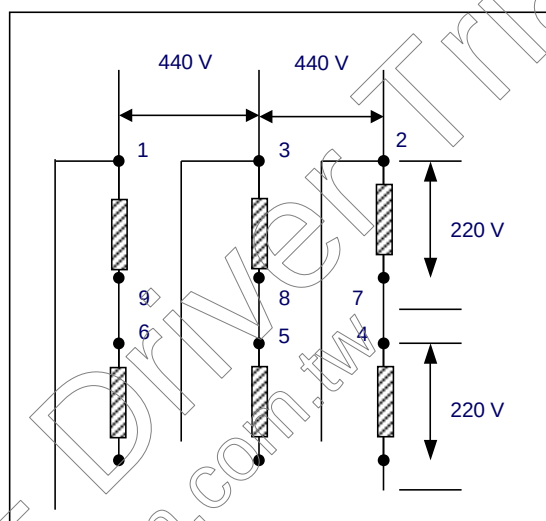


Figura 5.16
Conexión Triángulo Serie



Figuras 5.17
Conexión doble estrella Paralelo

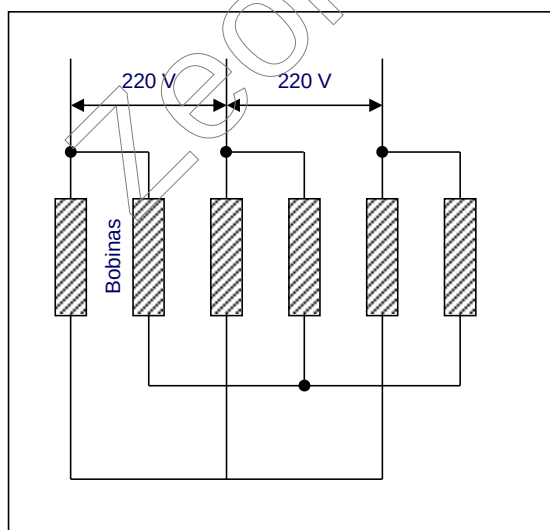
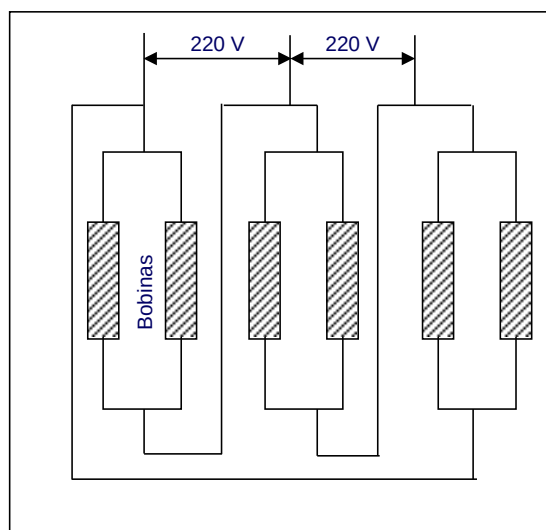


Figura 5.18
Conexión Triángulo Paralelo



b) Conexión Estrella Triangulo

Los motores que pueden ser conectados en estrella disponen de 6 terminales accesibles. Cuando la conexión es hecha en estrella cada bobina esta sometida a una tensión $\sqrt{3}$ veces menor que la tensión de alimentación, siendo la corriente de fase igual a la corriente de línea.

Si la conexión es en triangulo cada bobina tiene la misma tensión de la red, siendo la corriente circulante de un valor de $\sqrt{3}$ veces menor que la corriente de línea, o sea:

Estrella:

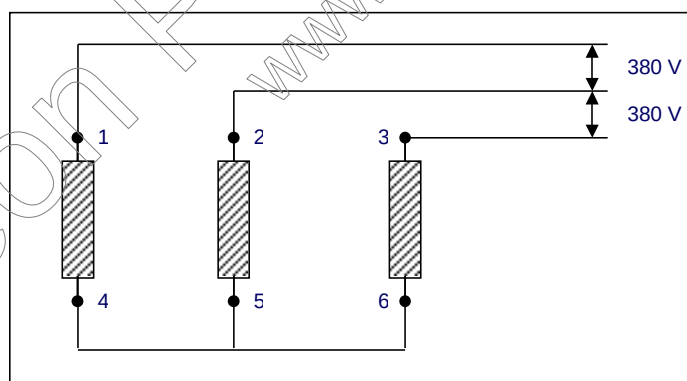
$$\begin{aligned} V_f &= V_L \times \sqrt{3} \\ I_f &= I_L \end{aligned}$$

Triangulo:

$$\begin{aligned} V_f &= V_L \\ I_f &= I_L \times \sqrt{3} \end{aligned}$$

FIGURA 5.19

CONEXIÓN ESTRELLA



Para identificar los terminales de inicio y de fin de una bobina se suma 3 al número que marca el inicio de esta y así se obtiene el otro terminal correspondiente. Los terminales 1,2 y 3 son usados siempre para realizar la conexión con la red

c) Conexión en Triple Tensión nominal

Para este caso el motor debe disponer de 12 terminales accesibles. El arrollamiento de cada fase es dividido en 2 partes, donde se caracteriza la conexión serie-paralela.

Relativamente a la red de alimentación, las tensiones de placa se definen de la siguiente manera:

La primera tensión corresponde a la conexión en triángulo-paralelo (220v) que se observa en la figura 5.21.

La segunda tensión es de la conexión estrella-paralelo (380v) Fig. 5.20

La tercera tensión es la conexión en estrella-serie (760v) Fig. 5.22.

La cuarta tensión corresponde a la conexión triángulo-serie (440v) Fig. 5.23

Las tensiones colocadas entre paréntesis se refieren a la tensión de la red a que será conectado un motor cuyas tensiones nominales de placa son:

220/380/440/760 (v)

Figuras 5.20
Conexión Estrella-Paralelo

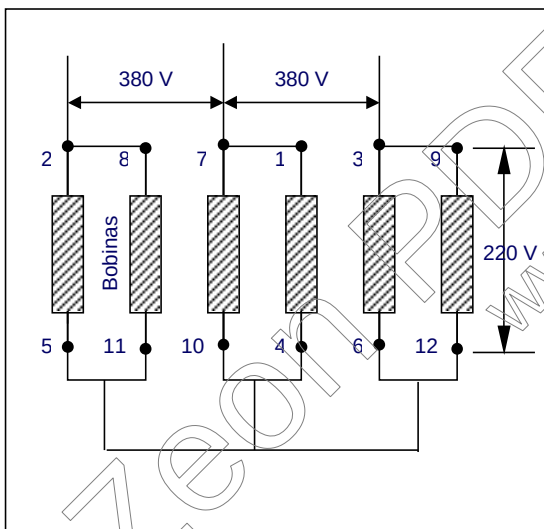
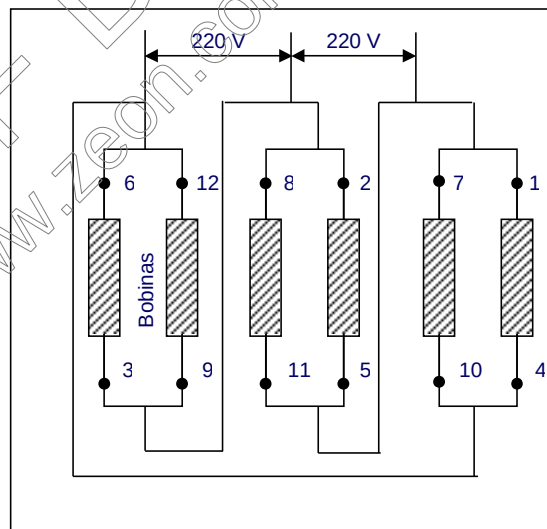


Figura 5.21
Conexión Triángulo-Paralelo



Figuras 5.22
Conexión Estrella-Serie

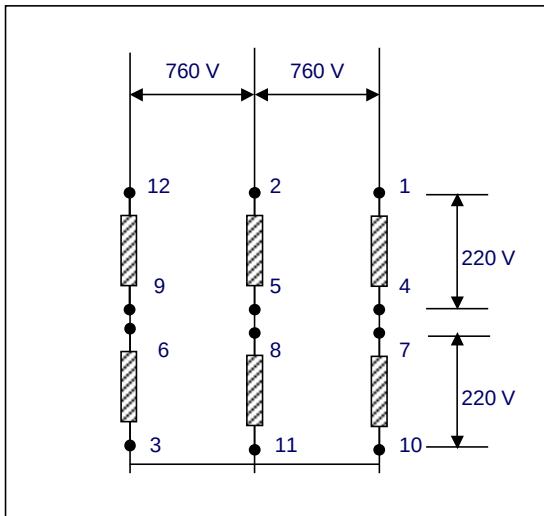
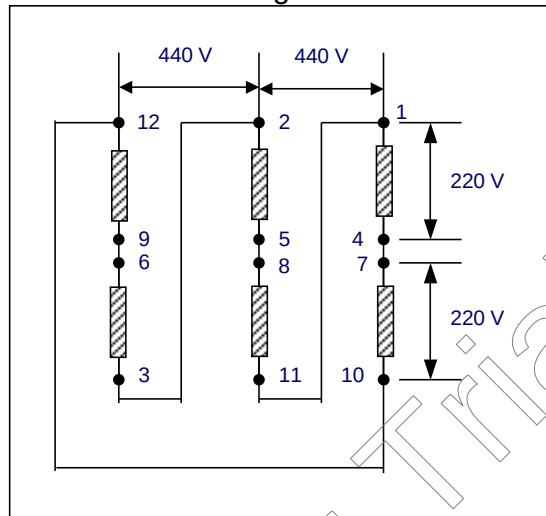


Figura 5.23
Conexión Triangulo-Serie



La tabla 5.2 nos indica la conexión de los motores trifásicos relacionando las tensiones de placa con la correspondiente tensión nominal de la red, indicando también la posibilidad de accionamiento a través de la llave estrella-triángulo.

TABLA 5.2

POSIBILIDAD DE CONEXIÓN DE MOTORES DE INDUCCIÓN
A TRAVÉS DE LA LLAVE ESTRELLA-TRIANGULO

CONEXIÓN DE LOS ARROLLAMIENTOS (V)	TENSIÓN DE ALIMENTACION	PARTIDA CON LLAVE ESTRELLA TRIANGULO
220/380	220	Posible en 220 V
220/380	380	No es Posible
220/380/440	220	Posible en 220 V
220/380/440	380	No es Posible
220/380/440	440	No es Posible
380/660	380	Posible en 380 V
220/380/440/760	220	Posible en 220 V
220/380/440/760	380	No es Posible
220/380/440/760	440	Posible en 440 V

La tabla 5.3 indica las características de los motores de inducción con el rotor en corto circuito. Estos valores pueden variar en fajas estrechas ya que son valores medios.

TABLA 5.3
MOTORES ASÍNCRONOS TRIFÁSICOS
CON ROTOR EN CORTO CIRCUITO

Potencia Nominal	Corriente		Rotación	Cos Φ	Potencia Activa	Torque Nominal	relación		Rendimiento	Momento de Inercia	Tiempo (s) Rotor Bloqueado
	220 V	380 V					Ip/In	Cp/Cn			
cv	220 V	380 V	rpm	-	Kw	mkgf	-	-	%	Kgm ²	Trb
Motores de II Polos											
1,0	3,3	1,9	3.440	0,76	0,7	0,208	6,2	180	0,81	0,0016	7,1
3,0	9,2	5,3	3.490	0,76	2,2	0,619	8,3	180	0,82	0,0023	6,0
5,0	13,7	7,9	3.490	0,83	4,0	1,020	9,0	180	0,83	0,0064	6,0
7,5	19,2	11,5	3.480	0,83	5,5	1,540	7,4	180	0,83	0,0104	6,0
10,0	28,6	16,2	3.475	0,85	7,5	2,050	6,7	180	0,83	0,0179	6,0
15,0	40,7	23,5	3.500	0,82	11,0	3,070	7,0	180	0,83	0,0229	6,0
20,0	64,0	35,5	3.540	0,73	15,0	3,970	6,8	250	0,83	0,0530	6,0
25,0	69,0	38,3	3.540	0,82	18,5	4,960	6,8	300	0,86	0,0620	6,0
30,0	73,0	40,5	3.535	0,88	22,0	5,960	6,3	170	0,89	0,2090	6,0
40,0	98,0	54,4	3.525	0,89	30,0	7,970	6,8	220	0,90	0,3200	9,0
50,0	120,0	66,6	3.540	0,89	37,0	9,920	6,8	190	0,91	0,3330	10,0
60,0	146,0	81,0	3.545	0,89	45,0	11,880	6,5	160	0,91	0,4440	18,0
75,0	178,0	98,8	3.550	0,89	55,0	14,840	6,9	170	0,92	0,4800	16,0
100,0	240,0	133,2	3.560	0,90	75,0	19,720	6,8	140	0,93	0,6100	11,0
125,0	284,0	158,7	3.570	0,90	90,0	24,590	6,5	150	0,93	1,2200	8,9
150,0	344,0	190,9	3.575	0,90	110,0	29,460	6,8	160	0,93	1,2700	27,0

Motores de IV Polos

1,0	3,8	2,2	1.715	0,65	0,7	0,420	5,7	200	0,81	0,0016	6,0
3,0	9,5	5,5	1.720	0,73	2,2	1,230	6,6	200	0,82	0,0080	6,0
5,0	13,7	7,9	1.720	0,83	4,0	2,070	7,0	200	0,83	0,0091	6,0
7,5	20,6	11,9	1.735	0,81	5,5	3,100	7,0	200	0,84	0,0177	6,0
10,0	26,6	15,4	1.740	0,85	7,5	4,110	6,6	190	0,86	0,0328	8,3
15,0	45,0	26,0	1.760	0,75	11,0	6,120	7,8	195	0,86	0,0433	8,1
20,0	52,0	28,8	1.760	0,86	15,0	7,980	6,8	220	0,88	0,0900	7,0
25,0	64,0	35,5	1.760	0,84	18,5	9,970	6,7	230	0,90	0,1010	6,0
30,0	78,0	43,3	1.760	0,83	22,0	11,970	6,8	235	0,90	0,2630	9,0
40,0	102,0	56,6	1.760	0,85	30,0	15,960	6,7	215	0,91	0,4050	10,0
50,0	124,0	68,8	1.760	0,86	37,0	19,950	6,4	200	0,92	0,4440	12,0
60,0	150,0	83,3	1.765	0,86	45,0	23,870	6,7	195	0,92	0,7900	12,0
75,0	182,0	101,1	1.770	0,86	55,0	29,750	6,8	200	0,92	0,9000	15,0
100,0	244,0	135,4	1.770	0,87	75,0	39,670	6,7	200	0,92	1,0300	8,3
125,0	290,0	160,9	1.780	0,87	90,0	49,310	6,5	250	0,94	2,1000	14,0
150,0	350,0	194,2	1.780	0,87	110,0	59,170	6,8	270	0,95	2,5100	13,0
180,0	420,0	233,1	1.785	0,87	132,0	70,810	6,5	230	0,95	2,7300	11,0
200,0	470,0	271,2	1.785	0,87	150,0	80,000	6,9	230	0,95	2,9300	17,0
220,0	510,0	283,0	1.785	0,87	160,0	86,550	6,5	250	0,95	3,1200	15,0
250,0	590,0	327,4	1.785	0,87	185,0	95,350	6,8	240	0,95	3,6900	15,0
300,0	694,0	385,2	1.785	0,88	220,0	118,020	6,8	210	0,96	6,6600	24,0
380,0	864,0	479,5	1.785	0,89	280,0	149,090	6,9	210	0,96	7,4000	25,0
475,0	1.100,0	610,5	1.788	0,89	355,0	186,550	7,6	220	0,96	9,1000	26,0
600,0	1.384,0	768,1	1.790	0,89	450,0	235,370	7,8	220	0,96	12,1000	29,0

CAPITULO 6

PARTIDA DE MOTORES ELÉCTRICOS DE INDUCCIÓN

6.1. INTRODUCCION

Durante la partida los motores requieren una corriente de valor elevado de orden entre 6 a 10 veces su corriente nominal, por lo que el circuito que inicialmente es proyectado para transportar la potencia requerida por el motor es solicitado ahora por la corriente de accionamiento inicial durante un corto periodo de tiempo, durante el cual el sistema queda sometido a una caída de tensión normalmente muy superior a los límites establecidos para el funcionamiento en régimen. Esta caída de tensión en la partida de los motores puede provocar serios disturbios operacionales en los equipos de comando y protección, además afecta notablemente el desempeño de la iluminación.

Por todo lo mencionado, en la elaboración del proyecto de una instalación eléctrica se debe analizar los motores de potencia elevada a fin de aplicar un método de partida de manera que no afecte la operación en régimen normal del sistema. También se puede disponer de circuitos exclusivos que pueden ser alimentados del TGF o directamente de un transformador también exclusivo.

La partida de los motores no afecta prácticamente en nada al valor de la demanda y al consumo de energía eléctrica, ya que la demanda del medidor es integrada en un tiempo de 15 minutos, tiempo superior al tiempo de la partida de los motores que normalmente es de 0.5 a 10 segundos. En cuanto al consumo de Kwh también es extremadamente pequeño por el bajo factor de potencia de partida en un tiempo de muy poca expresividad.

TABLA 6.1

LIMITES DE TENSIÓN PORCENTUAL Y SUS EFECTOS EN EL SISTEMA

Tensión en % de V_{mon}	Consecuencias
85	Tensión debajo del cual los contactores de la clase 600v no operan. Tensión en que los motores de inducción y síncronos dejan de operar cuando funcionan a 115% de su potencia nominal. Tensión en que los motores de inducción dejan de operar cuando están en funcionamiento a plena carga. Tensión en que los motores síncronos dejan de operar.
76	
71	
67	

6.2. INERCIA DE LAS MASAS

El rotor de los motores presenta una determinada masa que resiste al cambio de su estado de movimiento. Luego el rotor reacciona cuando es sometido a una determinada rotación y obligado a acelerar. Por lo mencionado se observa que la inercia del rotor es un obstáculo para su aceleración.

De la misma forma se puede considerar el movimiento de las masas que están conectadas al motor y que como el rotor se resisten al cambio de movimientos.

El momento de inercia es una característica de las masas que giran y se puede definir como la resistencia que los cuerpos ofrecen al cambio de su movimiento de rotación en torno a un punto considerado que en el caso del rotor es a su propia masa cuya unidad de medida es el Kg. m². La inercia a ser vencida por el motor se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$J_{mc} = J_m + j_c \text{ (kg.m}^2\text{)}$$

J_m = Momento de inercia del rotor de un motor.
 J_c = Momento de inercia de la carga.

6.2.1. MOMENTO DE INERCIA DEL MOTOR (J_m)

Este depende del tipo del fabricante y es función del proyecto del motor. Su valor típico se encuentra en la Tabla 5.3

6.2.2. MOMENTO DE INERCIA DE LA CARGA (J_c)

Es un valor característico y particular según el tipo de carga del motor. Este valor puede obtenerse a través de la siguiente ecuación:

$$J_c = 0.04 \times P_{nm}^{0.9} \times N_p^{2.5} \text{ (kg.m}^2\text{)}$$

P_{nm} = Potencia nominal del motor en Kw.
 N_p = Numero de pares de polos del motor.

La inercia de la carga determina el calentamiento del motor durante la partida. Cuando la carga esta acoplada a través de poleas, engranajes o de cualquier otro acoplamiento que permita que la rotación sea diferente a la del motor, su momento de inercia se puede determinar en relación al eje del motor a través de la siguiente ecuación:

$$J_{cim} = J \times \left(\frac{W_c}{W_{nm}} \right)^2 \text{ (kg.m}^2\text{)}$$

J_{cim}	=	Momento de inercia de la carga en relación al eje del motor
W_{nm}	=	Velocidad angular nominal del eje del motor en rpm
W_c	=	Velocidad angular del eje de la carga en rpm

APLICACIÓN

Una carga esta acoplada al eje del motor de 50 cv y IV polos. Determinar el momento de inercia del conjunto sabiendo que la carga esta conectada al motor a través de una polea que le permite una rotación de 445 rpm.

$$J_{cim} = 5.8 \times \left(\frac{445}{1780} \right)^2 = 0.362 \text{ (kg} \cdot \text{m}^2 \text{)}$$

$$W_{nm} = 1800 - 1800 \times 0.011 = 1780 \text{ (rpm)}$$

$$S = 1.1\% \text{ (Deslizamiento del motor)}$$

6.3 TORQUE

Los Motores cuando están conectados presentan un esfuerzo que les permite girar el rotor sobre su eje, este esfuerzo es denominado como torque del motor. La carga acoplada reacciona a este esfuerzo negativamente y se le da el nombre de torque de carga o torque resistente. Se conoce también con el nombre de conjugado del motor.

6.3.1. TORQUE DEL MOTOR

Un motor adecuadamente dimensionado para accionar una determinada carga acoplada a su eje necesita durante la partida poseer un torque del motor superior al torque resistente de la carga.

La curva del torque del motor debe guardar una distancia de la curva del torque resistente durante el tiempo de aceleración del conjunto (motor – carga) hasta que el motor adquiera la velocidad de régimen. Este intervalo de tiempo es especificado por el fabricante, encima del cual el motor sufre sobre calentamientos y puede dañar el aislamiento de los arrollamientos.

Por este motivo se debe tomar precauciones en la utilización de dispositivos de partida con reducción de tensión, ya que en esas circunstancias el torque del motor es reducido y no así el torque de la carga. Como consecuencia el tiempo de aceleración es aumentado y si es superior al tiempo de rotor bloqueado puede dañar el motor.

A continuación se detallan las características de partida de los motores de inducción:

a) Categoría N

Abarca los motores de aplicación general que acciona la mayoría de las cargas de utilización práctica. Los motores de esta categoría presentan un torque de partida normal y corriente de partida elevada.

En el dimensionamiento de los motores de esta categoría es necesario establecer un torque mínimo superior de por lo menos 30% del torque resistente de la carga.

b) Categoría H

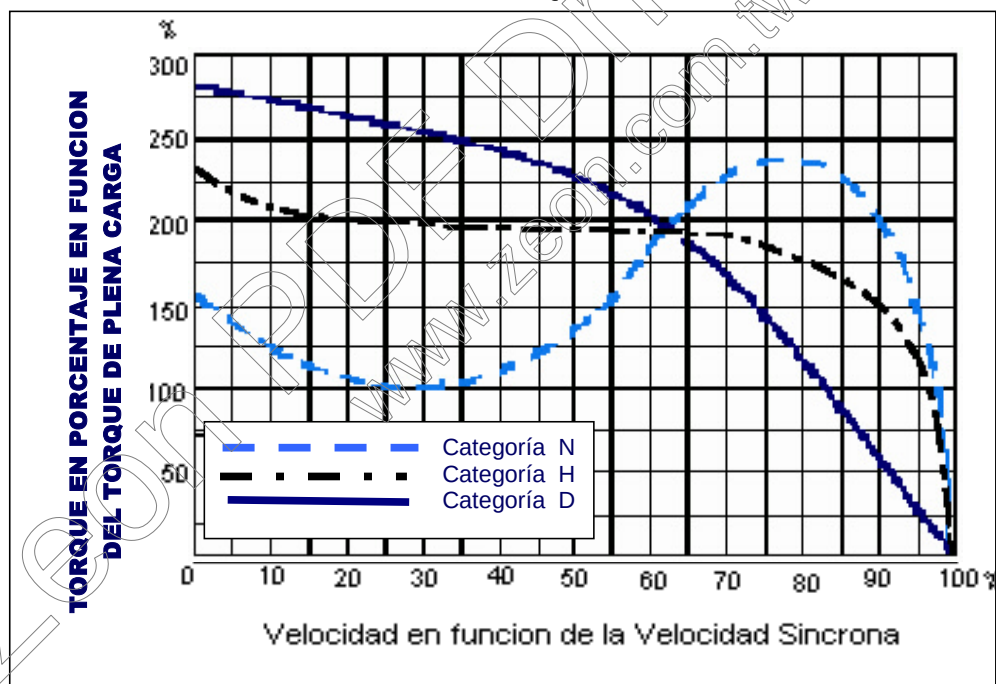
Abarca los motores que accionan cargas cuyo torque resistente durante la partida es de valor próximo al torque nominal. Los motores de esta categoría tienen un torque de partida elevado y corriente de partida normal.

c) Categoría D

Abarca los motores que accionan cargas cuyo torque resistente durante la partida es de valor elevado. Estos motores tienen un torque de partida muy elevado y corriente de partida normal.

La siguiente figura presenta las curvas características de torque vs. velocidad de los motores de inducción según las categorías ya mencionadas.

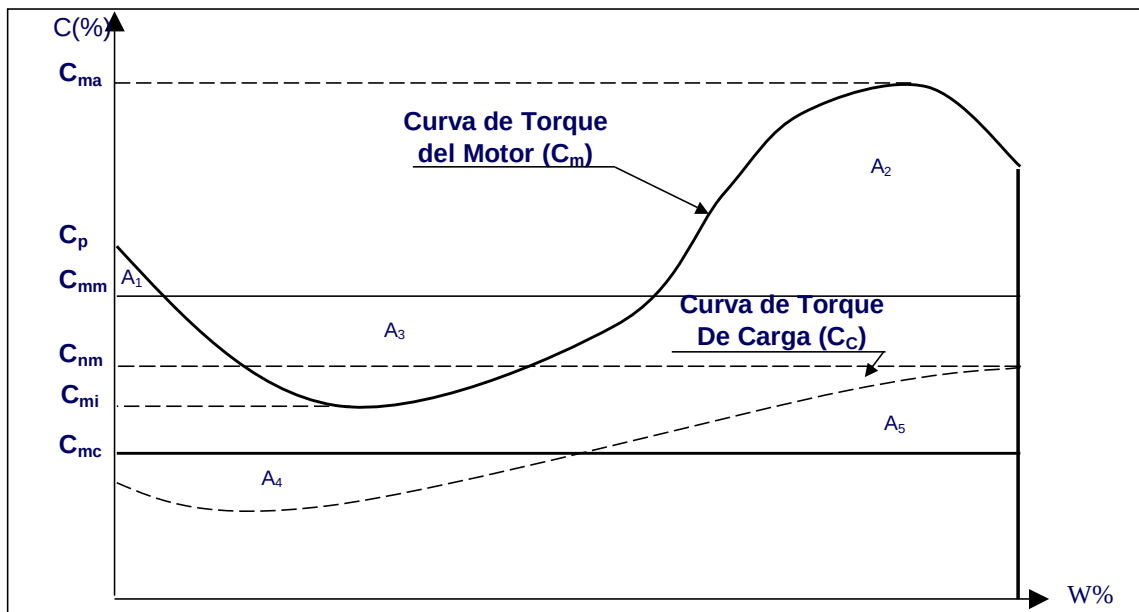
FIGURA 6.1
CURVAS TÍPICAS TORQUES VS. VELOCIDAD



6.3.1.1 Torque Medio del Motor

Para facilitar el cálculo a veces es mejor sustituir la curva del torque del motor C_m por su valor medio C_{mm} , en este caso la suma de las áreas A_1 y A_2 debe ser igual al área A_3 como se observa en la figura 6.2.

FIGURA 6.2
CURVAS DE TORQUE DEL MOTOR Y DE CARGA



Cada categoría de motor representa una expresión que determina el valor medio de su torque o sea:

- Motores de Categoría N y H

$$C_{mm} = 0.45 \times (C_p + C_{ma})$$

- Motores de Categoría D

$$C_{mm} = 0.60 \times C_p$$

6.3.2. TORQUE DE LA CARGA

El torque de la carga se puede obtener a través de la siguiente ecuación:

$$C_c = C_i \times \alpha (W_{nm}^\beta)$$

C_c = Torque en mkgf o en N.m o también en % de C_{nm}

C_i = Torque de carga en reposo o sea en el instante de partida el torque de inercia en mkgf, o en N.m o en % del C_{nm}. Se obtiene directamente de los gráficos de los torques de carga presentados en los catálogos de los fabricantes.

W_{nm} = Velocidad angular en cualquier instante a que esta sometido el motor en rps.
 α = Constante que depende de las características de la carga.
 B = Constante que depende de la naturaleza de la carga.

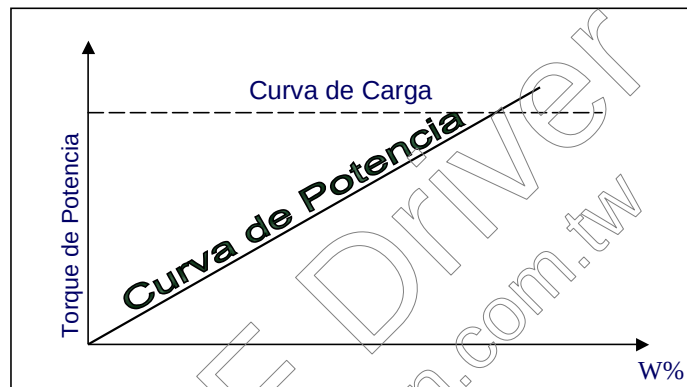
A partir de β se define la forma de la curva del torque de carga o sea:

a) Torque de la Carga Constante

Es aquel definido para $\beta = 0$. Su representación se puede observar en la siguiente grafica:

FIGURA 6.3

TORQUE DE CARGA CONSTANTE



$$C_c = C_i + \alpha (W_{nm}^{\beta})$$

$$C_c = C_i + \alpha (\text{Constante})$$

En este caso la potencia requerida por la carga aumenta en la misma proporción de la velocidad angular o sea:

$$P_c = K \times W_{nm}$$

K = Constante que depende de la carga.

b) Torque de Carga Lineal

Es aquel definido para $\beta = 1$

$$C_c = C_i + \alpha (W_{nm})$$

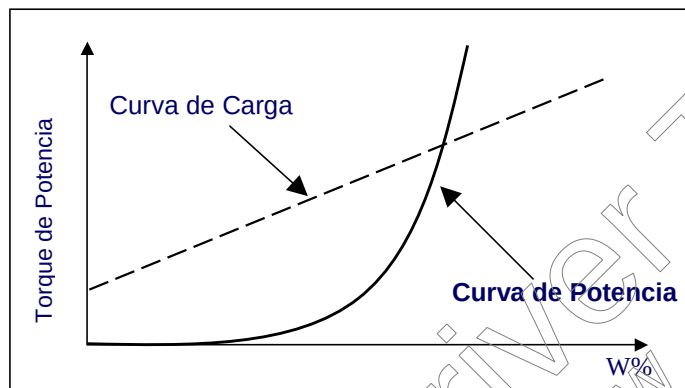
$$C_c = C_i + \alpha (\text{Lineal})$$

En este caso la potencia varía con el cuadrado de la velocidad o sea:

$$P_c = C_i \times W_{nm} + W_{nm}^2$$

FIGURA 6.4

TORQUE DE CARGA LINEAL



c) Torque de Carga Parabólica

Se define para $\beta = 2$, por ejemplo las bombas centrífugas, ventiladores, compresores, etc.

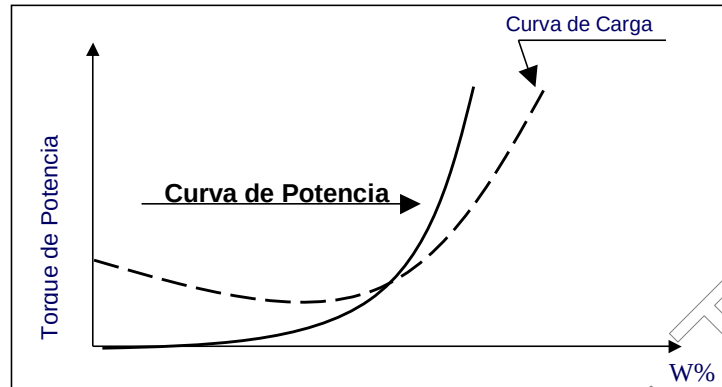
$$C_c = C_i + \alpha (W_{nm}^2)$$

$$C_c = C_i + \alpha \text{ (Parabólico)}$$

En este caso la potencia varía con el cubo de la velocidad o sea:

$$P_c = C_i \times W_{nm} + K + W_{nm}^3$$

FIGURA 6.5



TORQUE DE CARGA PARABÓLICA

d) Torque de Carga Hiperbólica

Se define para $\beta = -1$, $C_i = 0$ por lo tanto:

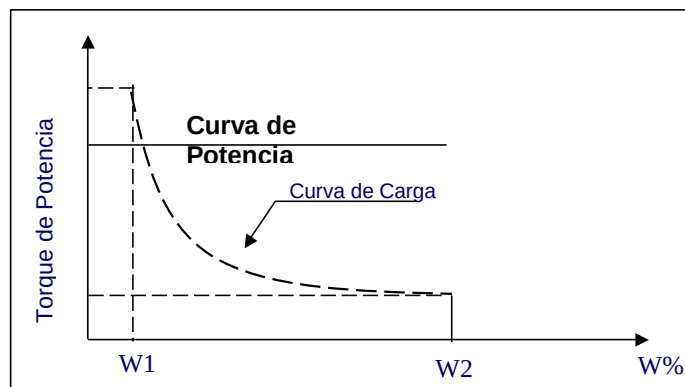
$$C_c = \frac{\alpha}{W_{nm}} \text{ (Hiperbólico)}$$

En este caso la potencia permanece constante:

$$P_c = K$$

FIGURA 6.6

TORQUE DE CARGA HIPERBÓLICA



6.3.2.1. Torque Medio de Carga

El torque medio de carga se basa en la siguiente ecuación:

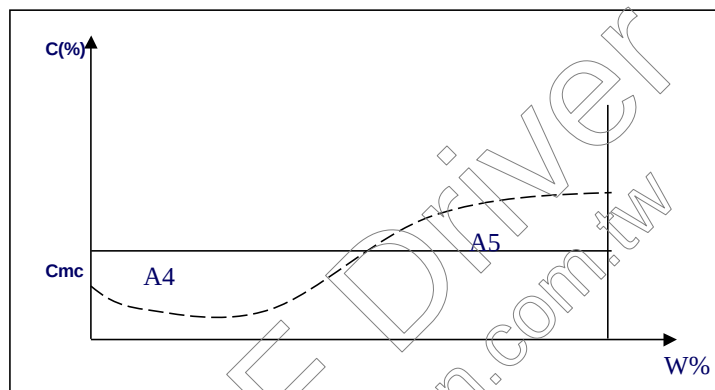
$$C_{mc} = C_i \times \alpha \frac{W_c^\beta}{\beta + 1}$$

W_c = Velocidad angular a que está sometida la carga.

C_{mc} = Torque medio de carga.

Al igual que el torque medio del motor se puede determinar el de la carga (C_{mc}) a través de la figura 6.7 donde el área A4 y A5 deben ser iguales.

FIGURA 6.7



A través de la ecuación del torque medio de carga (C_{mc}) se puede obtener las siguientes expresiones:

a) Torque de la Carga Constante

$$\beta = 0$$

$$C_{mc} = C_i + \alpha$$

b) Torque de Carga Lineal

$$\beta = 1$$

$$C_{mc} = C_i + 0.5 \times \alpha \times W_c$$

c) Torque de Carga Parabólica

$$\beta = 2$$

$$C_{mc} = C_i + 0.33 \times \alpha \times (W_c^2)$$

d) Torque de Carga Hiperbólica

$$\beta = -1$$

$$C_{mc} = \frac{\alpha}{W_{nm}}$$

APLICACIÓN

Un motor de 50 cv/IV polos/1780 rpm, categoría N, acciona una bomba centrífuga. Determinar los torques medios de motor y de carga, se sabe que el torque de carga en reposo es de 25% del torque nominal del motor. La bomba cuyo torque es de 16 mkgf, esta acoplada directamente al eje del motor con un torque máximo de 240% de su nominal.

El torque medio de carga vale:

$$C_{mc} = C_i + 0.33 \times \alpha \times (W_c^2)$$

Para $\beta = 2$ hallamos α

$$\alpha = \frac{C_c - C_i}{(W_{nm}^2)}$$

Donde:

$$C_i = 25\% \times C_{nm} = 0.25 \times 19.95 = 4.98 \text{ (mgkf)}$$

$$C_{nm} = 19.95 \text{ (mgkf) (Tabla 5.3)}$$

$$C_c = 16 \text{ (mgkf)}$$

$$W_c = W_{nm} = 1780 \text{ rpm}$$

$$W_{nm} = \frac{1780}{60} = 29.66 \text{ (rps)}$$

$$\alpha = \frac{16 - 4.98}{(29.66)^2} = 0.0125$$

$$C_{mc} = 4.98 + 0.33 \times 0.0125 \times (29.66)^2$$

$$C_{mc} = 8.6 \text{ (mgkf)}$$

El torque medio del motor vale:

$$C_{mm} = 0.45 \times (C_p + C_{ma})$$

$$C_{ma} = 240\% C_{nm} = 2.4 \times 19.95 = 47.8 \text{ (mgkf)}$$

$$C_{nm} = 19.95 \text{ (Tabla 5.3)}$$

$$C_p = 2 \times C_{nm} = 2 \times 19.95 = 39.9 \text{ (mkgf)}$$

$$C_{mm} = 0.45 \times (47.8 + 39.9) \text{ (mkgf)}$$

$$\underline{C_{mm} = 39.4 \text{ (mkgf)}}$$

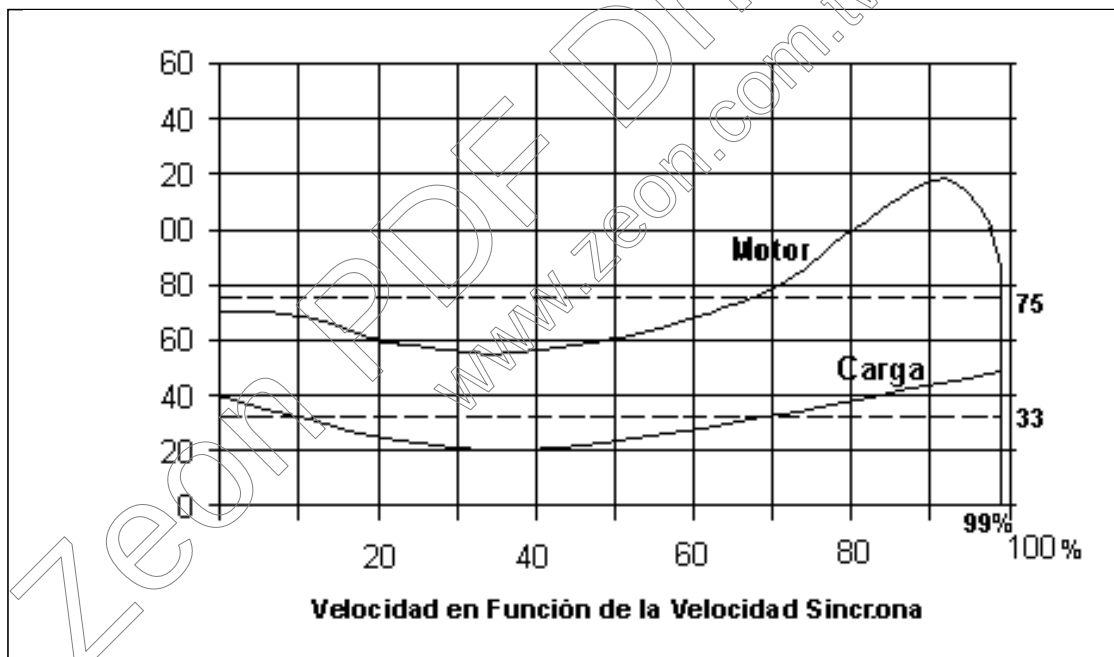
6.4. TIEMPO DE ACELERACION DE UN MOTOR

La determinación del tiempo de aceleración de un motor acoplado a una carga se basa en el conocimiento de las curvas de los torques del motor y de carga, trazadas en un mismo gráfico. La velocidad angular se divide en intervalos de pequeños incrementos. se calcula para cada incremento el tiempo correspondiente a la aceleración en esos intervalos con base en el torque medio desarrollado en cada incremento.

A continuación se indica la metodología de cálculo:

- Conocer los momentos de inercia del motor (J_m) y de la carga (J_c) en kgm^2
- Conocer las curvas de los torques del motor y de la carga representada en un solo gráfico, como se muestre en la figura 6.8.

FIGURA 6.8



- Escoger los incrementos porcentuales y aplicarlos sobre la velocidad angular sincrónica W_s . Normalmente se atribuyen incrementos regulares de 10% excepto para los intervalos de la curva, donde los torques asumen valores con una acentuada pendiente.

$$W_1 = 0 \times W_s (\text{rpm})$$

$$W_2 = 10\% \times W_s (\text{rpm})$$

- d. Determinar la diferencia entre las velocidades:

$$\Delta W = W_2 - W_1 (rpm)$$

- e. Determinar a través del grafico 6.8, los torques porcentuales del motor (C_{m1} , C_{m2}) las velocidades angulares W_1 y W_2 respectivamente.
- f. Determinar por el grafico 6.8, los torques en porcentajes de la carga (C_{c1} , C_{c2}) las velocidades angulares W_1 , W_2 respectivamente.
- g. Calcular las medias porcentuales de los torques del motor (C_{mm}) y de la carga (C_{mc}) en el intervalo considerado:

$$C_{mm} = \frac{C_{m1} + C_{m2}}{2} (\%)$$

$$C_{mc} = \frac{C_{c1} + C_{c2}}{2} (\%)$$

- h. Calcular el torque de aceleración porcentual desarrollado en el intervalo considerado.

$$C_{acp} = C_{mm} - C_{mc} (\%)$$

- i. Calcular el torque nominal del motor:

$$C_{nm} = \frac{0.716 \times P_{nm}}{W_{nm}} (mkgf)$$

P_{nm} = Potencia nominal del motor en cv.

W_{nm} = Velocidad angular nominal del motor en rpm.

Los motores síncronos funcionando con carga nominal poseen deslizamientos entre 1 y 5%.

- j. Calcular el torque de aceleración en un intervalo considerado:

$$C_{ac} = C_{nm} \times C_{acp} (mkgf)$$

- k. Calcular el tiempo de aceleración del motor entre los instantes de velocidad angular W_1 y W_2

$$T = \frac{J_{mc} \times \Delta W}{94 \times C_{ac}} (s)$$

Este proceso se repite hasta que el motor consiga la velocidad de régimen.

El método es trabajoso por lo que conviene elaborar un programa de computación. Cuando no se desea una gran precisión en el resultado, el tiempo de aceleración puede ser obtenido a través de los torques medios del motor y de carga, durante todo el intervalo de accionamiento, esto es desde el estado de reposo hasta la velocidad de régimen.

APLICACIÓN

Determinar el tiempo de aceleración de un motor de categoría N, al que esta acoplada una bomba hidráulica cuyas curvas torque por velocidad se muestran en la figura 6.8 los datos de la carga y del sistema son:

- Potencia del motor: 100 (cv)
- Tensión del motor: 380/660 (v)
- Momento de inercia del motor: 1.0600 mg. m² (tabla 5.3)
- Momento de inercia de la carga: 9.4 Kg. m²
- Torque de carga: 47.27% del torque nominal del motor
- Velocidad angular síncrona del motor: 1800 rpm
- Deslizamiento: 1.1%
- Tensión de la red: 380 (v)
- Tipo de accionamiento: Directo de la red.

a) Incrementos porcentuales

$$W_1 = 0\% \times W_s = 0(rpm)$$

$$W_2 = 10\% \times W_s = 0.10 \times 1800 = 180(rpm)$$

b) Variación de la velocidad en el intervalo de 0 a 10%

$$\Delta W = W_2 - W_1 = 180 - 0 = 180(rpm)$$

c) Torques porcentuales del motor

Por el grafico de la figura 6.8 se tiene:

$$\begin{aligned} C_{m1} &= 70\% \\ C_{m2} &= 67\% \end{aligned}$$

d) Torques porcentuales de la Carga

$$\begin{aligned} C_{c1} &= 40\% \\ C_{c2} &= 30\% \end{aligned}$$

e) Medias porcentuales de los torques del motor y de carga

$$\begin{aligned} C_{mm} &= \frac{70 + 67}{2} = 68.5(\%) \\ C_{mc} &= \frac{40 + 30}{2} = 35(\%) \end{aligned}$$

f) Torque de aceleración porcentual

$$C_{acp} = C_{mm} - C_{mc} = 68.5 - 35 = 33.5(\%) = 0.335$$

g) Torque nominal del motor

$$C_{nm} = \frac{0.716 \times P_{nm}}{W_{nm}} = \frac{716 \times 100}{1780} = 40.2 (mkgf)$$

$$W_{nm} = 1800 - \frac{1.1 \times 1800}{100} = 1780 (rpm)$$

El torque nominal del motor puede también ser obtenido a partir de la tabla 5.3, en función de la velocidad nominal del motor en rpm.

TABLA 6.2

DETERMINACIÓN DEL TIEMPO DE ACELERACIÓN

Intervalo		ITEMS CORRESPONDIENTES A LOS CÁLCULOS												
P1	P2	W1	W2	W	Cm1	Cm2	Cc1	Cc2	Cmm	Cmc	Cacp	Cnm	Cac	T
0	10	0	180	180	70	67	40	30	68,5	35,0	33,5	40,22	13,47	1,48
10	20	180	360	180	67	62	30	23	64,5	26,5	38,0	40,22	15,28	1,31
20	30	360	540	180	62	54	23	20	58,0	21,5	36,5	40,22	14,68	1,36
30	40	540	720	180	54	50	20	21	52,0	20,5	31,5	40,22	12,67	1,58
40	50	720	900	180	50	57	21	22	53,5	21,5	32,0	40,22	12,87	1,55
50	60	900	1080	180	57	69	22	25	63,0	23,5	39,5	40,22	15,89	1,26
60	70	1080	1260	180	69	82	25	33	75,5	29,0	46,5	40,22	18,70	1,07
70	80	1260	1440	180	82	103	33	28	92,5	35,5	57,0	40,22	22,93	0,87
80	90	1440	1620	180	103	118	28	45	110,5	41,5	69,0	40,22	22,75	0,72
90	99	1620	1782	180	118	98	45	52	108,0	48,5	59,5	40,22	23,93	0,83
TIEMPO TOTAL DE LA PARTIDA (S)														12,03

g) Torque de aceleración en un intervalo considerado.

$$C_{ac} = C_{nm} \times C_{acp} = 40.2 \times 0.335 = 13.47 (mkgf)$$

h) Tiempo de aceleración del motor de un intervalo considerado.

$$T = \frac{J_{mc} \times \Delta W}{94 \times C_{ac}} = \frac{10.46 \times 180}{94 \times 13.47} = 1.48 (s)$$

$$J_{mc} = 1.0600 + 9.4 (kg \cdot m^2)$$

La aplicación de esa metodología a cada intervalo de tiempo considerado hasta que el motor llegue a la velocidad de régimen, permite calcular el tiempo total que se pierde en la partida. La elaboración de la tabla 6.2 nos auxilia en la secuencia de cálculo presentada.

De donde se obtiene el tiempo total de aceleración del motores de $T = 12.03 (s)$

Este mismo valor se puede obtener basándose en los valores medios del Torque del motor y de la carga, o sea:

a) Torque Medio del Motor

Como es un motor de categoría N adoptamos la siguiente ecuación:

$$C_{mm} = 0.45 \times (C_p + C_{ma})$$

$$C_p = K_1 \times C_{nm} = 0.7 \times 40.2 = 28.14 \text{ (mkgf)}$$

Donde:

$$\begin{aligned} K_1 &= 70\% = 0.7 \text{ (Grafico de la figura 6.8)} \\ C_{nm} &= 40.2 \text{ Mkgf (Tabla 5.3)} \\ C_{ma} &= K_2 \times C_{nm} = 1.18 \times 40.2 = 47.43 \text{ (mkgf)} \end{aligned}$$

Donde:

$$K_2 = 118\% = 1.18 \times 40.2 = 47.43 \text{ (mkgf)}$$

Entonces:

$$C_{mm} = 0.45 (28.14 + 47.43) = 34 \text{ (mkgf)}$$

b) Torque Medio de la Carga o Resistente

Como es una carga de torque parabólico adoptamos:

$$C_{mc} = C_i + 0.33 \times \alpha \times (W_c^2)$$

$$C_i = K_3 \times C_{nm} = 0.40 \times 40.2 = 16.08 \text{ (mkgf)}$$

$$K_3 = 40\% = 0.4 \text{ (Grafico de la figura 6.8)}$$

El valor de α se obtiene tomando $\beta = 2$

$$\alpha = \frac{C_c - C_i}{\frac{W_{nm}^\beta}{(29.67)^2}} = \frac{19 - 16.08}{(29.67)^2} = 0.0033$$

$$C_c = 47.27\% \times C_{nm} = 0.4727 \times 40.2 = 19 \text{ (mkgf)}$$

$$W_c = \frac{1800 - 0.011 \times 1800}{60} = 29.67 \text{ (rps)}$$

$$W_{nm} = W_c = 29.67 \text{ (rps) (acoplamiento directo)}$$

$$C_{mc} = 16.08 + 0.33 \times 0.0033 \times (29.67)^2 = 17.03 \text{ (mkgf)}$$

c) Tiempo de Aceleración

Se toma el tiempo de aceleración del motor

$$T_{ac} = \frac{J_{mc} \times AW}{94 \times C_{ac}} = \frac{10.46 \times 1780}{94 \times 16.97} = 11.67(s)$$

$$Cac = C_{mn} - C_{mc} = 34 - 17.03 = 16.97 \text{ (mkgf)}$$

De forma imprecisa ese valor se puede obtener trazando los valores medios de los torques del motor y de la carga como en la figura 6.8, o sea:

$$Cacp = 75 - 33 = 42\% \text{ (valores aproximados)}$$

$$Cac = 0.42 \times 40.2 = 16.88 \text{ (mkgf)}$$

$$T_{ac} = \frac{J_{mc} \times AW}{94 \times C_{ac}} = \frac{10.46 \times 1780}{94 \times 16.88} = 11.73(s)$$

Se observa que los tres resultados son casi iguales, es también importante conocer que los motores de inducción trifásicos accionados a plena carga presentan un tiempo total de aceleración variable entre 2 y 10 (s) en la mayoría de los casos. Cuando se acciona a través de reducción de tensión el tiempo de aceleración es función de los ajustes aplicados a dispositivos de partida.

6.4.1. INFLUENCIA DE LA PARTIDA DE UN MOTOR SOBRE EL CONSUMO Y LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La partida de un motor eléctrico de inducción tiene poca influencia en el consumo y la demanda registrada en el medidor de energía eléctrica de la instalación.

a) Influencia en el consumo

El medidor de consumo de energía registra solamente la potencia activa absorbida por la carga en un intervalo de tiempo determinado. Como el factor de potencia de partida de motores de inducción es muy pequeño de orden de 0.3 a 0.4 y el tiempo de partida de estos motores es también de valor reducido el consumo de energía en este intervalo de partida es en consecuencia muy pequeño.

b) Influencia sobre la Demanda

Comúnmente se confunde la corriente de partida elevada característica del accionamiento de los motores eléctricos de inducción con un consecuente y proporcional aumento de demanda, pero en la realidad se observa que el crecimiento que se produce en la demanda es muy pequeño. Esto se debe a que al medidor de la concesionaria registra la demanda máxima integrando todas las demandas transitorias en el periodo de 15 minutos. La partida del motor a pesar de solicitar de la red una corriente elevada tiene una duración muy pequeña comparada con el tiempo de integración del medidor, además la corriente de partida es acompañada de un factor de potencia muy bajo y como el medidor registra potencia activa (kw) y no potencia aparente (kVA), la potencia activa envuelta en este transitorio es relativamente pequeña cuando es comparada con la potencia total solicitada por la red de alimentación.

APLICACIÓN

Considerar una industria dotada de varias cargas, entre ellas de un motor de 200 (CV) / 380(V)/ IV polos, accionado directamente de la red. El consumo medio mensual de la instalación es de 100.000 kwh y la demanda registrada es de 685 Kw. Determinar los crecimientos de consumo y demanda durante la partida del motor de 200(cv). El valor de la tarifa de consumo de energía es de 0.03185 \$us/ Kwh y de la demanda es de 3.84 \$us/ Kw. El tiempo de partida del motor es de 2(s) el factor de potencia es de 0.35.

a) Demanda de partida del motor en Kw

$$D_1 = \sqrt{3} \times V_{nm} \times I_{pm} \times \cos \varphi = \sqrt{3} \times 0.38 \times 1871.2 \times 0.35 = 431.05(Kw)$$

$$I_{pm} = k \times I_p = 6.9 \times 271.2 = 1871.2(A)$$

$$I_p = 271.2 (Tabla 5.3)$$

$$K = 6.9 (Tabla 5.3)$$

b) Energía consumida en el intervalo de partida

$$E_{c1} = D_1 \times T_p = 431.05 \times \frac{2}{3600} = 0.239(Kwh)$$

c) Energía consumida en el intervalo de 15 minutos de integración del medidor

$$E_2 = 0.239 + 200 \times 0.736 \left(\frac{15 \times 60 - 2}{3600} \right) = 36.95(Kwh)$$

d) Demanda registrada por el medidor en el intervalo de 15 minutos considerando toda la carga conectada de la instalación.

$$D_m = (685 - 200 \times 0.736 + 36.95 \frac{Kwh}{1/4h}) = 685.6(Kw)$$

e) Crecimiento en la factura de energía

- La cuenta de la energía sin considerar la partida del motor vale:

$$C_1 = 685 \times 3.84 + 100000 \times 0.03185 = 5815.4($us.)$$

- La cuenta considerando la partida del motor vale:

$$C_2 = 685.6 \times 3.84 + (100000 + 0.239) \times 0.03185 = 5817.71($us.)$$

$$\Delta C = C_2 - C_1 = 5817.71 - 5815.4 = 1.69($us.)$$

Es bueno resaltar que en las próximas partidas durante el mes de lectura del medidor solamente se contara el consumo correspondiente, pues la demanda ya llega a su valor máximo y solo será afectada si se registra el accionamiento de un segundo motor en el mismo instante de la partida del motor de 200 cv. Para que el medidor no registre la partida simultanea de todos los motores se acostumbra desconectar el disyuntor general cuando se produce un corte de energía en la red de alimentación, esto no es necesario ya que normalmente los contactores y las llaves de partida con reducción de tensión que conectan los referidos motores tienen en sus bobinas una conexión a un contacto auxiliar que produce autoenclavamiento que impide la partida de cualquier máquina con el retorno de la tensión de alimentación.

6.4.2. INFLUENCIA DE LAS PARTIDAS FRECUENTES SOBRE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN DEL MOTOR

Durante la partida la elevada corriente provoca pérdidas excesivas en los arrollamientos estatóricos y rotóricos. Si el motor ya esta en operación y por lo tanto se desplaza a su temperatura de régimen, se desconecta y luego enseguida es reconectado sin que haya tiempo suficiente para que la temperatura de sus partes activas baje de un cierto valor, este procedimiento puede elevar la temperatura de los arrollamientos a niveles superiores de los recomendadas según la clase de aislación del motor.

Como existen muchas aplicaciones en los cuales el motor funciona en ciclos de operación que lleva a frecuentes accionamientos, por lo que es necesario especificar un motor determinado para una actividad en particular. La verificación de la capacidad del motor funcionando para un ciclo de operación determinado puede obtenerse de la siguiente forma:

a) Determinación del tiempo de aceleración.

- Este procedimiento ya fue discutido en la sección anterior.

b) Determinación de la pérdida de potencia en los arrollamientos durante la partida, la cual es transformada en calor.

- Arrollamientos estatóricos

$$P_e = \frac{3 \times R_e \times I_p^2}{1000} (Kw)$$

R_e = Resistencia en Ω

I_p = Corriente de partida en A

- Arrollamientos rotóricos

$$P_r = \frac{0.01974 \times J_{mc} \times W_s^2}{F^2 \times T_{ac}} (Kw)$$

Ws	=	Velocidad angular sincronía del motor en rpm
F	=	Frecuencia de la red en Hz
Jmc	=	Momento de inercia del motor y de la carga en Kg m ²
Tac	=	Tiempo de aceleración del motor en segundos

Luego la pérdida de potencia total en la partida vale:

$$P_p = P_e + P_r$$

c) Determinación de la pérdida de potencia en régimen normal

$$P_{rn} = P_{nm} \times 0.736 \times \frac{1-\eta}{\eta}$$

Pnm	=	Potencia nominal del motor
η	=	Rendimiento del motor

d) Determinación de la pérdida de potencia eficaz del ciclo de carga

$$P_{ef} = \sqrt{\frac{\sum (P_p^2 \times T_{ac} + P_{rn}^2 \times T_r)}{\sum T_c}}$$

Tac	=	Tiempo de aceleración del motor
Tr	=	Tiempo de régimen de operación normal en seg.
Tc	=	Tiempo total de un ciclo completo de operación en seg.

e) Determinación de la temperatura del motor debido al ciclo de operación

- En este caso se considera que la temperatura del ambiente este a 40°C luego la elevación de la temperatura encima de la temperatura ambiente es de:

$$\Delta T_{op} = \frac{\Delta T_n \times P_{ef}}{P_{rn}} (^{\circ}C)$$

ΔΔTo	=	Elevación de la temperatura encima de la del ambiente en °C
Tn	=	Elevación de la temperatura nominal de los motores dependiendo de su clase de aislamiento cuyos valores son dados por la siguiente tabla.

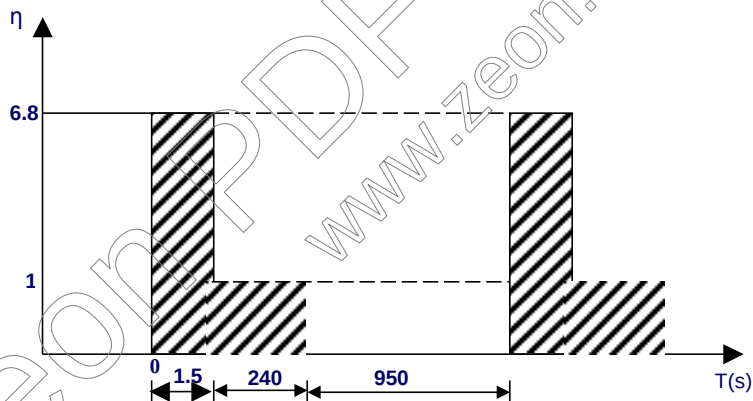
Tabla 6.3
SOBREELEVACION DE TEMPERATURA NOMINAL

Clases de aislamiento	Sobre elevación de temperatura	Incremento para el punto mas caliente	Limite de la temperatura
A	60	5	105
E	75	5	120
B	80	10	130
F	100	15	155
H	125	15	180

APLICACIÓN

Considerar un motor de 300cv / 380v / IV polos, cuya resistencia de los arrollamientos estatoricos es de 0.016 Ω /fase. El momento de inercia de la carga esta en el limite de la capacidad del motor. El deslizamiento del motor es de 1.1% y tiene una clase de aislamiento F. Determinar la temperatura del motor para un ciclo de carga considerado, si admite que la carga tiene un momento de inercia máxima permitido compatible con el del motor de 300cv. El ciclo de accionamiento del motor es dado por la figura 6.9:

FIGURA 6.9



a) Momento de inercia de la carga

$$J_c = 0.04 \times P_{nm}^{0.9} \times N_p^{2.5} = 0.04 \times (0.736 \times 300)^{0.9} \times 2^{2.5} = 29.12 \text{ (kg.m}^2\text{)}$$

b) Momento de inercia motor - carga

$$J_{mc} = J_m + J_c = 6.66 + 29.12 = 35.78 \text{ (kg.m}^2\text{)}$$

$$J_m = 6.66 \quad (\text{Tabla 5.3})$$

c) Potencia de pérdidas en los arrollamientos durante la partida

- Arrollamientos estáticos

$$P_e = \frac{3 \times R_e \times I_p^2}{1000} = \frac{3 \times 0.016 \times (2619.3)^2}{1000} = 329.31 \text{ (Kw)}$$

$$I_p = 6.8 \times I_{nm} \text{ (Obtenido de la figura)}$$

$$I_p = 6.8 \times 385.2 = 2619.3 \text{ (A)}$$

- Arrollamientos Rotóricos

$$P_r = \frac{0.01974 \times J_{mc} \times W_s^2}{F^2 \times T_{ac}} = \frac{0.01974 \times 35.78 \times (1800)^2}{60^2 \times 1.5} = 423.77 \text{ (Kw)}$$

$$T_{ac} = 1.5 \text{ segundos (figura 6.9)}$$

d) Potencia total de perdidas en la partida

$$P_p = P_e + P_r = 329.31 + 423.77 = 753.08 \text{ (Kw)}$$

e) Potencia de pérdida en régimen normal

$$P_{rn} = P_{nm} \times 0.736 \times \frac{1-\eta}{\eta} = 300 \times 0.736 \times \frac{1-0.96}{0.96}$$

$$P_{rn} = 9.2 \text{ (Kw)}$$

$$\eta = 0.96 \text{ (Tabla 5.3)}$$

f) Potencia de pérdida eficaz

$$P_{ef} = \sqrt{\frac{\sum (P_p^2 \times T_{ac} + P_{rn}^2 \times T_r)}{\sum T_c}} = \sqrt{\frac{753.08^2 \times 1.5 + 9.2^2 \times 240}{1191.5}} = 27.03 \text{ (Kw)}$$

$$T_r = 240 \text{ segundos (figura 6.9)}$$

$$\sum T_c = 1.5 + 240 + 950 = 1191.5 \text{ (s)}$$

g) Temperatura del motor debido al ciclo de carga

$$\Delta T_{op} = \frac{\Delta T_n \times P_{ef}}{P_{rn}} = \frac{100 \times 27.03}{9.2} = 293.8 \text{ (}^\circ\text{C)}$$

$\Delta T_n = 100^\circ C$ (Tabla 5.3)

Se observa que el motor está sometido a una temperatura muy superior al límite de su clase de aislamiento en este caso de $155^\circ C$ por lo que se hace necesario dimensionar otro motor para funcionar en este ciclo de operaciones.

6.5. TIEMPO DE ROTOR BLOQUEADO

Es aquel durante el cual el motor puede permanecer con el rotor trabado, absorbiendo en este periodo su corriente nominal de partida sin afectar a su vida útil.

El fabricante normalmente informa en la hoja de datos del motor el tiempo de rotor bloqueado a partir de la temperatura de operación, también su corriente de rotor bloqueado. Estos datos son de fundamental importancia para el montaje del esquema de protección de los motores.

El tiempo de rotor bloqueado es calculado en función del gráfico de la corriente vs. velocidad angular, entregado por el fabricante. Se toma los valores medios de estas corrientes para los intervalos de tiempo de aceleración determinados, obteniéndose la curva media corriente vs. tiempo de aceleración, en el punto de inflexión de esta curva se marca el tiempo de aceleración que corresponde al tiempo de rotor bloqueado.

La curva corriente vs. velocidad es una característica propia del motor y la curva corriente vs. tiempo de aceleración es función de la carga y del sistema utilizado para el accionamiento del motor.

6.6. SISTEMA DE ARRANQUE DE MOTORES

Para que un motor tenga una vida útil prolongada se debe adoptar un eficiente sistema de partida, logrando también costos operacionales reducidos, además de dar al equipo de mantenimiento de la industria tranquilidad en el desempeño de las tareas diarias.

Para seleccionar el método de arranque adecuado se considera: la capacidad de la instalación, requisitos de la carga a ser considerada y la capacidad del sistema generador.

6.6.1. ARRANQUE DIRECTO

Es el método más simple, no se emplean dispositivos especiales de accionamiento del motor. Solo se utilizan contactores, disyuntores o interruptores.

Los motores solo pueden arrancar directamente de la red, si satisfacen a las siguientes condiciones:

- La corriente nominal de la red es tan elevada que la corriente de partida del motor no es relevante.
- La corriente de arranque del motor es de bajo valor porque su potencia es pequeña.
- El arranque del motor es hecha sin carga lo que reduce la duración de la corriente de partida y consecuentemente atenúa los efectos sobre el sistema de alimentación.

Los factores que impiden el arranque de los motores directamente son:

- La potencia del motor es superior al máximo permitido por la concesionaria, normalmente establecida en 5 cv.
- La carga necesita de un accionamiento lento y progresivo.

6.6.2. ARRANQUE CON LLAVE ESTRELLA - TRIÁNGULO

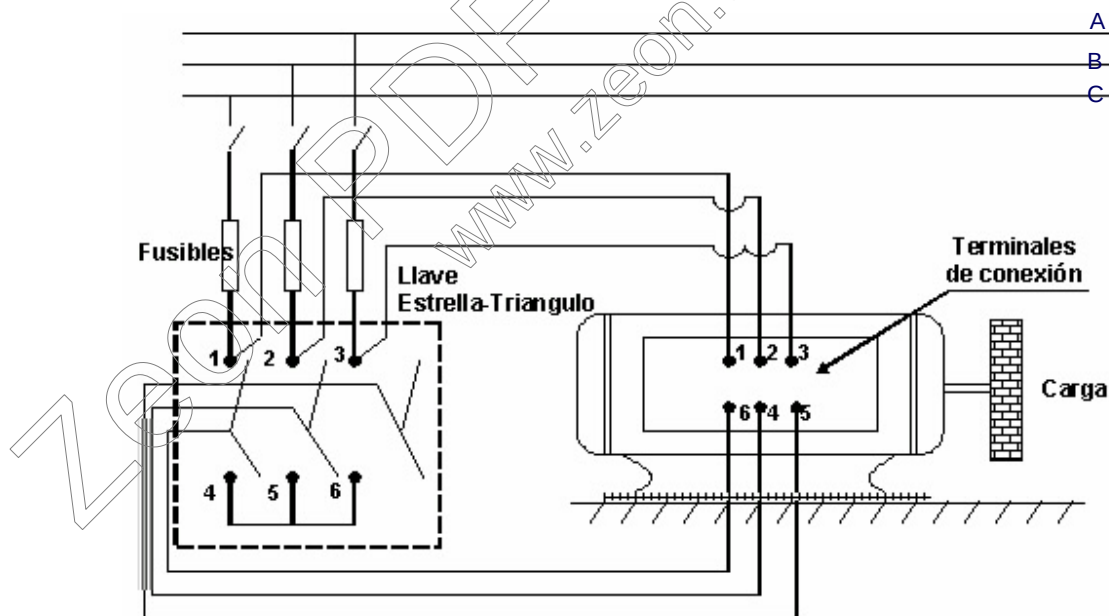
Se usa principalmente en industrias sobrecargadas como una forma de suavizar los efectos de la partida.

Sólo es posible el accionamiento a través de la llave estrella – triángulo, si el motor posee 6 terminales accesibles y dispone de doble tensión nominal tal como: 220v/380v o 380v/660v.

El accionamiento inicialmente se realiza conectando la configuración en estrella hasta que el motor alcance una velocidad próxima a la velocidad de régimen, luego esta conexión es deshecha y se efectúa la conexión en triángulo.

FIGURA 6.10

ESQUEMA DE CONEXIÓN TRIPOLAR DE LLAVE ESTRELLA-TRIANGULO



Durante el arranque en estrella el torque y la corriente de partida se reducen a $1/3$ de sus valores nominales. En este caso un motor puede partir a través de la llave estrella-triángulo cuando su torque en la conexión en estrella es superior al torque de carga conectada en su eje. Este tipo de partida es mas empleada en motores cuya partida se da en vacío.

A continuación se indican algunas ventajas y desventajas:

a) Ventajas:

- Costo Reducido.
- Elevado numero de maniobras.
- Reducción de la corriente de partida a 1/3 de nominal.
- Dimensiones relativamente reducidas.

b) Desventajas:

- Aplicación específica a motores con doble tensión nominal y que disponen de 6 terminales accesibles.
- Torque de arranque reducido a 1/3 de la nominal.
- La tensión de la red debe coincidir con la tensión en triángulo del motor.
- El motor debe alcanzar por lo menos 90% de su velocidad de régimen para que durante la conmutación la corriente de pico no llegue a valores elevados próximos a la corriente de partida con accionamiento directo.

La figura 6.11 caracteriza el diagrama que relaciona la corriente de arranque a la corriente nominal cuando el motor este sometido a un torque resistente M_r , conectándose a un motor en estrella, esta acelera la carga hasta la velocidad próxima de 58% de su rotación nominal, cuando en este punto la llave es llevada a la posición triángulo. De esa forma la corriente que era prácticamente 170% de la nominal alcanza el valor de 380% de la nominal por tanto no presenta una reducción significativa ya que en la partida en estrella su valor es próxima a los 270% de la nominal.

La figura 6.12 muestra el comportamiento del torque del motor en porcentaje de la nominal relativo a su velocidad de accionamiento.

FIGURA 6.11

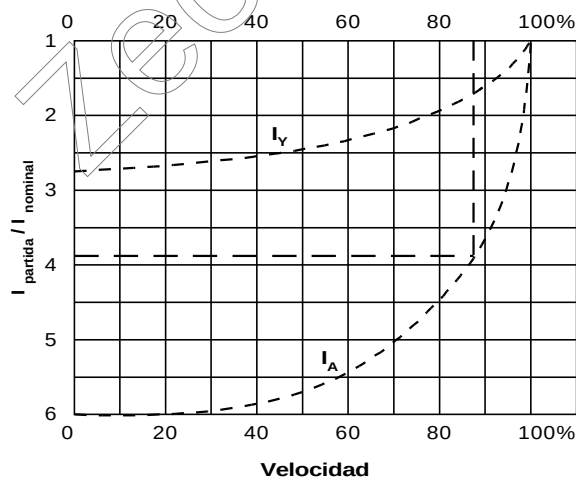
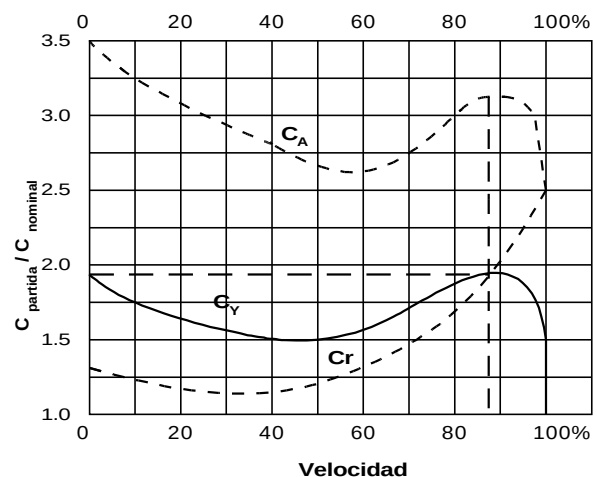


FIGURA 6.12



Observando la figura 6.13 que representa las características del mismo motor, partiendo con la conexión en estrella y acelerando hasta 95% de la velocidad nominal se obtiene una corriente de partida de 140% de la nominal. Cuando en este punto la llave es conmutada para la conexión en triángulo, la corriente llega al valor de apenas 290% de la nominal, mejorando las condiciones de accionamiento. Si su accionamiento fuese directo de la red la corriente alcanzaría el valor de 600% de la nominal. La figura 6.14 muestra el comportamiento del torque del motor en las mismas circunstancias.

La tabla 5.2 orienta la conexión de motores trifásicos relacionando las tensiones nominales de placa con la correspondiente tensión nominal de la red de alimentación indicando la posibilidad de accionar los mismos a través de la llave estrella – triángulo.

FIGURA 6.13

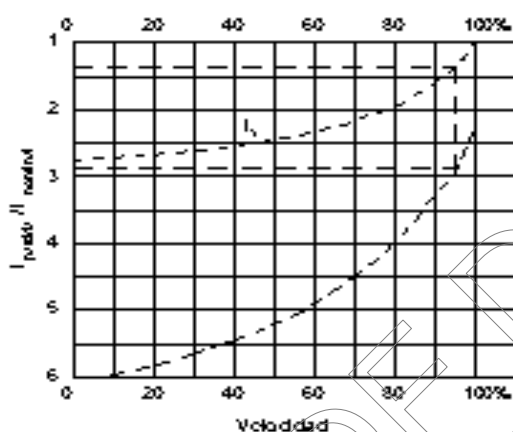
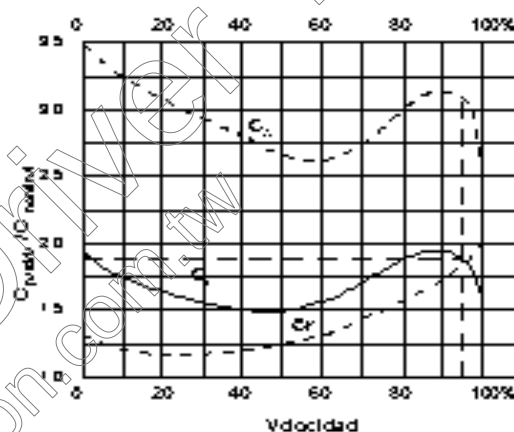


FIGURA 6.14



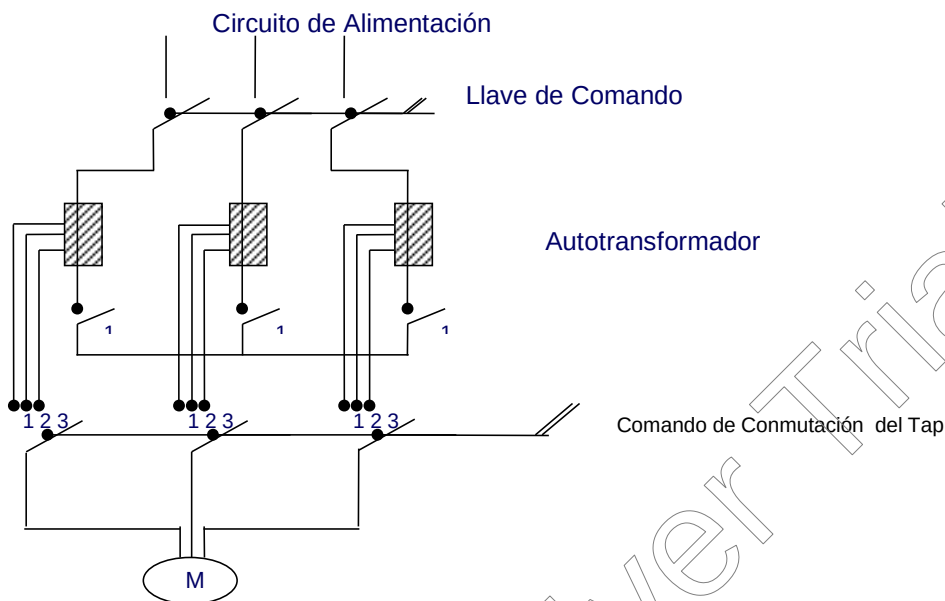
6.6.3. ARRANQUE A TRAVÉS DE LLAVE COMPENSADORA

La llave compensadora esta compuesta básicamente de auto transformador con varios taps, destinados a regular el proceso de partida. Este auto transformador esta conectado al circuito del estator. El punto estrella del auto transformador es accesible y durante la partida es cortocircuitado y esta conexión es abierta después de que el motor se conecta directamente a la red.

Normalmente este tipo de arranque es empleado en motores de potencia elevada accionando cargas con alto índice de fricción tales como maquinas accionadas por correas.

La siguiente figura representa una llave compensadora construida a partir de 3 auto transformadores.

FIGURA 6.15
CONEXIÓN DE UN MOTOR A TRAVÉS DE LLAVE COMPENSADORA



Los taps encontrados en los autotransformadores de llaves compensadoras son de 65% y 80%.

Con relación a las llaves estrella-triángulo, se pueden nombrar algunas ventajas y desventajas de la llave compensadora.

a) Ventajas:

- En la derivación 65%, la corriente de partida en la línea se aproxima al valor de la corriente de accionamiento, que cuando se utiliza la llave estrella-triángulo.
- La conmutación de la derivación a tensión reducida para la tensión de entrega no trae una elevación de la corriente, ya que el auto transformador se comporta en este instante igual que una reactancia que impide el crecimiento de la misma.
- Variaciones graduales del Tap, para que se pueda aplicar la llave adecuadamente a la capacidad del sistema.

b) Desventajas:

- Costo superior al de la llave estrella-triángulo
- Dimensiones normalmente superiores a las de la llave estrella-triángulo que trae un aumento en el volumen de los CCM.

Se debe tomar en cuenta que:

$$V_L \times I_L = V_S \times I_S$$

V_L	=	Tensión de línea o de alimentación del auto transformador
I_L	=	Corriente e línea
V_S	=	Tensión de salida del transformador, equivalente al tap de conexión
I_S	=	Corriente de salida del auto transformador.

Cuando la llave compensadora esta ajustada al tap, por ejemplo de 80% la tensión en los terminales de un motor de 50cv (68.8 A/380v) durante la partida se reduce a:

$$V_S = 0.8 \times 380 = 304(v)$$

En esas condiciones la corriente en los terminales del motor también se reducirá al valor de 80% de la corriente nominal o sea:

$$I_S = 0.8 \times 68.8 = 55.04 (A)$$

La corriente de línea asume el valor de:

$$I_L = 0.8 \times I_S = 0.8 \times 55.04 = 44(A)$$

El torque de partida se reduce relativamente al valor nominal de:

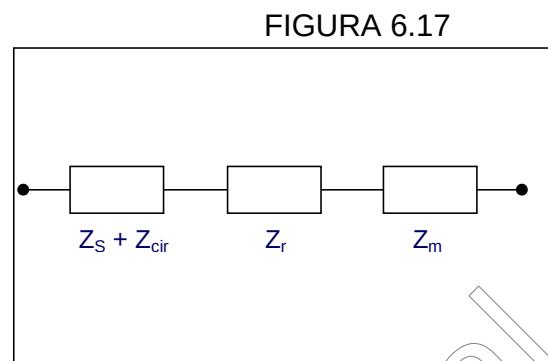
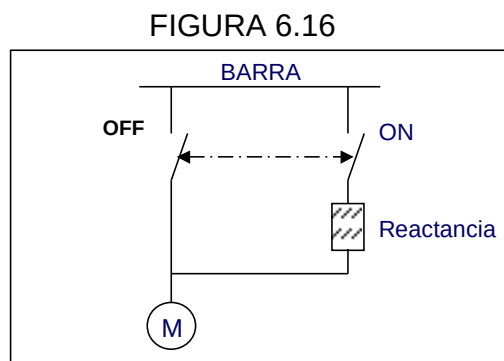
$$C_p = 0.8 \times 0.8 \times C_{np}$$

$$C_p = 0.64 C_{np}$$

6.6.4. ARRANQUE A TRAVES DE UNA REACTANCIA

La utilización de una reactancia en serie con un circuito de un motor, durante la partida aumenta la impedancia del sistema, provocando la reducción de la corriente de partida.

La conexión de la reactancia se la realiza entre los terminales del sistema de alimentación y el motor. La figura 6.16 indica la conexión del reactor y la figura 6.17 presenta el esquema de impedancia del sistema.



La siguiente tabla indica las relaciones de tensión, corriente y torque de arranque de motores de inducción con rotor en corto circuito, utilizando diferentes métodos de accionamiento.

TABLA 6.4
POSIBILIDADES DE CONEXIÓN DE MOTORES
DE INDUCCIÓN EN LLAVE ESTRELLA-TRIANGULO

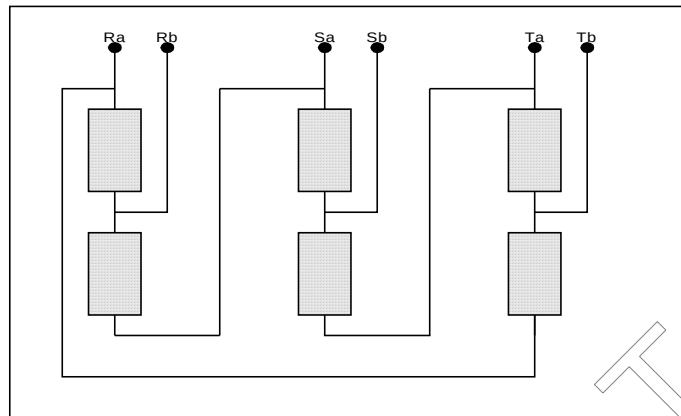
Tipo de Arranque	Taps (%)	V_m/V_l	C_p/C_{np}	I_l/I_p	I_m/I_p
Directa Llave compensadora ajustada en los Taps	-	1.000	1.00	1.00	1.00
	80	0.8000	0.64	0.64	0.80
	65	0.650	0.42	0.42	0.65
	50	0.500	0.25	0.25	0.50
Reactancia ajustada En los Taps	50	0.500	0.25	0.50	0.50
	45	0.450	0.20	0.45	0.45
	37.5	0.375	0.14	0.39	0.39
Llave Estrella-Triangulo	-	0.330	0.33	0.33	0.33

V_m/V_l = Tensión en los terminales del motor / Tensión de Línea
 C_p/C_{np} = Torque de partida del Motor / Torque de arranque a plena tensión.
 I_l/I_p = Corriente de línea / Corriente de arranque a plena tensión.
 I_m/I_p = Corriente en los terminales del motor / Corriente de arranque a plena tensión.

6.6.5. ARRANQUE A TRAVÉS DE LA CONEXIÓN DAHLANDER

Este método de partida implica la utilización de un motor de inducción de apropiada construcción donde en la mayoría de los casos cada arrollamiento de fase esta constituido de 2 bobinas conectadas en serie, con un punto medio accesible y los mismos arrollamientos conectados en triángulo, como se muestra a continuación.

FIGURA 6.18
CONEXIÓN DE UN MOTOR DE DAHLENDER



El principio fundamental de este tipo de accionamiento se basa en la siguiente expresión:

$$W_s = \frac{2 \times F}{P}$$

W_s = Velocidad angular sincrona del motor en rps
 F = Frecuencia de la red en Hz
 P = Número de polos

Si se varía el número de polos se obtiene proporcionalmente una velocidad variable. Normalmente la partida de un motor se da en la velocidad mas baja cuando las bobinas están conectadas en triángulo como se observa en la figura 6.19 donde el torque es elevado.

Cuando el motor adquiere una velocidad constante se permuta para la conexión Y Y como observamos en la figura 6.20 alternándose el numero de polos y obteniendo una velocidad superior que el de régimen normal.

FIGURA 6.19

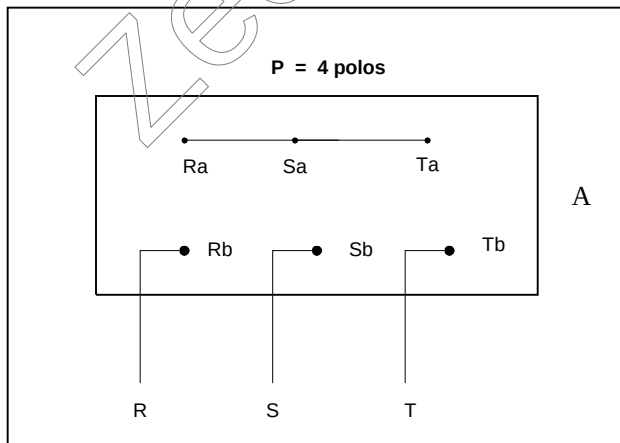
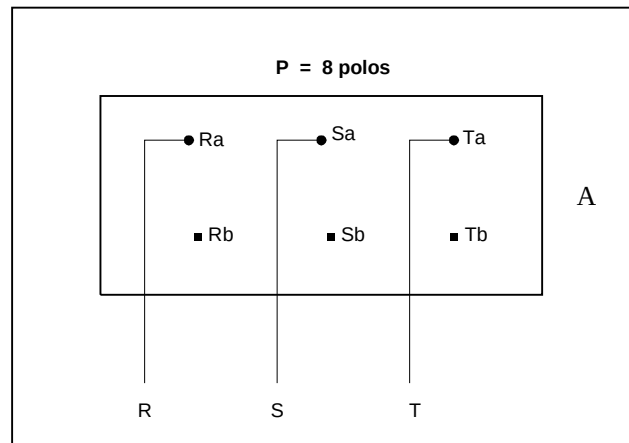


FIGURA 6.20



En el caso de motores de 8 polos la partida realizada en la conexión síncrona en delta, es de 900 rpm. Si se altera la conexión de la figura 6.20 para Y Y se obtiene $P = 4$ polos donde la velocidad síncrona es de 1800 rpm.

Los motores pueden ser solicitados con sus conexiones internas conectadas, de manera que puede desarrollar una potencia constante o un torque máximo prácticamente constante.

6.7. CAÍDA DE TENSIÓN EN EL ARRANQUE DE MOTORES DE INDUCCIÓN

El arranque de un motor puede producir perturbaciones a veces inadmisibles por la caída de tensión y el consumo de corriente. En algunos casos es necesario el accionamiento simultáneo de 2 o mas motores de gran potencia lo que agrava mucho mas las condiciones del sistema de alimentación por lo que es necesario realizar un estudio de ambos casos, lo cual se lo realizará a continuación.

Los motores eléctricos como algunas cargas específicas, por ejemplo los hornos a arco provocan oscilaciones perjudiciales a la operación de ciertos equipos principalmente los electrónicos.

Existen 2 puntos importantes con relación a los cuales se debe calcular la caída de tensión durante la partida de los motores. El primero es de interés de la concesionaria que normalmente limita la caída de tensión en el punto de entrega de su sistema distribuidor, este valor es por lo general de 2% de la tensión nominal primaria. El segundo punto es de interés del proyectista que debe limitar la caída de tensión en los terminales de conexión de los motores o en otros puntos considerados sensibles del sistema. Además se deben calcular el torque de arranque del motor y compararlo con el valor del torque resistente, con el fin de asegurar o no la capacidad de un motor para accionar la carga acoplada a su eje.

6.7.1. CAÍDA DE TENSIÓN EN EL ARRANQUE DE UN SOLO MOTOR

Este caso es el más común, normalmente la operación de los grandes motores se realiza por unidad para reducir el impacto de las perturbaciones sobre el sistema.

Una aplicación de esta metodología veremos a continuación:

APLICACIÓN

Se conoce los siguientes datos de un sistema eléctrico de una industria representada en la figura 6.21

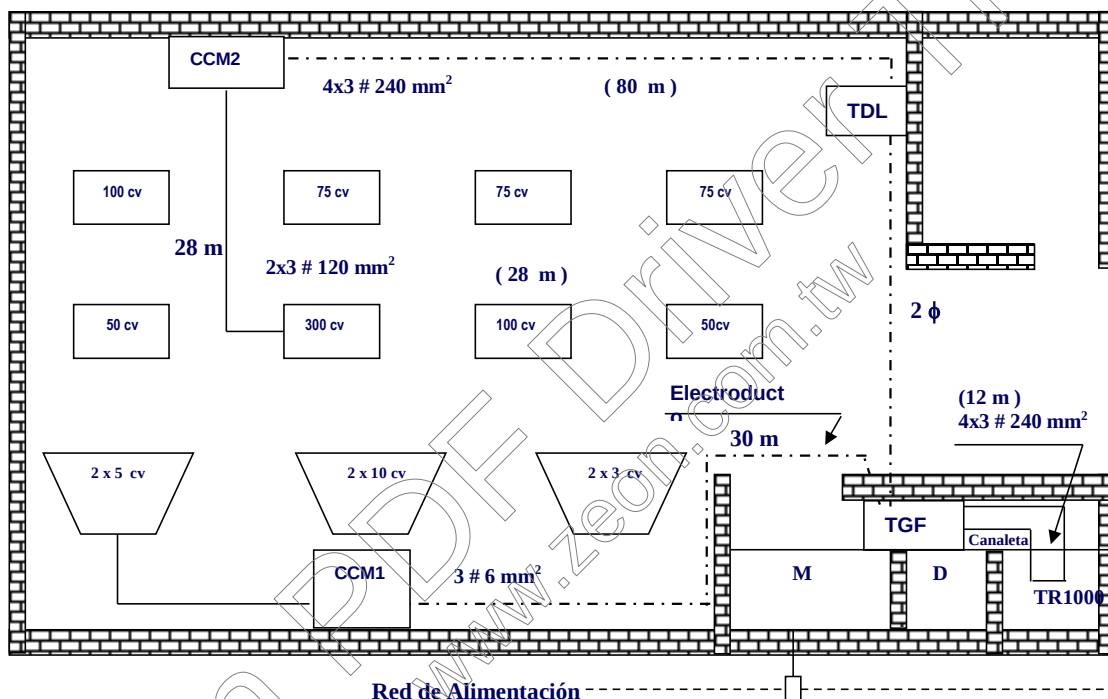
▪ Tensión primaria:	$V_p = 13.8 \text{ Kv}$
▪ Tensión secundaria	$v_s = 380 \text{ v}$
▪ Tensión nominal primaria	$V_{np} = 13.8 \text{ Kv}$
▪ Potencia nominal del transformador	$P_{nt} = 1000 \text{ KVA}$
▪ Impedancia del transformador	$Z_{pt} = 5.5 \%$
▪ Potencia de corto-circuito en el punto de entrega	$P_{cc} = 200 \text{ MVA}$

Para un motor de $P_{nm} = 300 \text{ cv}$ se desee calcular:

- Las caídas de tensión porcentuales durante la partida directa y compensada a 65% de la tensión nominal.
- Las tensiones en los terminales del motor durante la partida directa y compensada a 65% de la nominal.
- Las tensiones en los terminales de alimentación del transformador en las condiciones de partida a tensión plena y compensada a 65% de la nominal.
- Los torques de partida durante el accionamiento directo y compensado a 65% de la tensión nominal

Realizar un análisis semejante con la aplicación de la llave estrella triángulo.

FIGURA 6.21



a) Escogemos los valores de base

- Potencia Base $P_b = 1000 \text{ Kva}$
- Tensión Base $V_b = 0.38 \text{ Kv}$

b) Impedancia reducida del sistema en el punto de entrega de energía

- Resistencia (R_{us})

$$R_{us} \approx 0 \text{ pu}$$

- Reactancia (X_{us})

$$X_{us} = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{1000}{200000} = 0.005 \text{ pu}$$

- Impedancia ($\vec{Z}_{us}$)

$$\vec{Z}_{us} = R_{us} + j X_{us} = 0 + j 0.005 \text{ pu}$$

c) Impedancia del transformador

- Resistencia

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{11000}{10 \times 1000} = 1.1 (\%) = 0.011 \text{ pu} \quad (\text{En la base de la potencia nominal del transformador})$$

R_{pt} = Resistencia porcentual del transformador

P_{cu} = 11000 w (Tabla 4.2)

$$R_{ut} = R_{pt} \times \frac{P_t}{P_{nt}} \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 = 0.011 \times \frac{1000}{1000} \times \left(\frac{0.38}{0.38} \right)^2 = 0.011 \text{ pu} \quad (\text{En las bases de la potencia y tensión base})$$

R_{ut} = Resistencia del trafo en pu, en las bases P_b y V_b

P_{nt} = Potencia nominal del transformador en Kva

V_{nt} = Tensión nominal del transformador en Kv

V_b = Tensión base en Kv

- Reactancia

$$X_{pt} = \sqrt{Z_{pt}^2 - R_{pt}^2} = \sqrt{5.5^2 - 1.1^2} = 5.38\% = 0.0538 \text{ pu}$$

$$X_{ut} = X_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 = 0.0538 \times \frac{1000}{1000} \times \left(\frac{0.38}{0.38} \right)^2 = 0.0538 \text{ pu}$$

X_{pt} = Reactancia del transformador en pu en las bases P_{nt} y V_{nt}

X_{ut} = Reactancia del transformador en pu en las bases P_b y V_b

- Impedancia

$$\vec{Z}_{ut} = R_{ut} + j X_{ut} = (0.011 + j 0.0538) \text{ pu}$$

d) Impedancia del sistema comprendido entre los terminales secundarios del transformador y el TGF (R_{uc1})

- Resistencia (R_{uc1})

R_u = 0.0958 mΩ/m (tabla 2.20)

R_u = Resistencia de secuencia positiva del conductor de fase en mΩ/m

$$R_{c1} = \frac{R_u \times L_{c1}}{1000 \times N_{c1}} = \frac{0.0958 \times 12}{1000 \times 4} = 0.000287 (\Omega)$$

L_{c1} = Longitud del circuito, medido entre los terminales del transformador y el punto de conexión con la barra dado en metros.

N_{c1} = Numero de conductores por fase del circuito mencionado

$$R_{uc1} = R_{c1} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.000287 \times \frac{1000}{1000 \times 0.38^2} = 0.00198 (pu)$$

▪ Reactancia (X_{uc1})

$$X_u = 0.1070 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

X_{uc} = Reactancia de secuencia positiva del conductor de fase en mΩ/m

$$X_{c1} = \frac{X_u \times L_{c1}}{1000 \times N_{c1}} = \frac{0.1070 \times 12}{1000 \times 4} = 0.00032 (\Omega)$$

$$X_{uc1} = X_{c1} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.0003 \times \frac{1000}{1000 \times 0.38^2} = 0.00221 (pu)$$

▪ Impedancia ($\vec{Z}_{uc1}$)

$$\vec{Z}_{uc1} = R_{uc1} + j X_{uc1} = (0.00198 + j 0.00221) pu$$

e) Impedancia del circuito que conecta el TGF con el CCM2

▪ Resistencia (R_{uc2})

$$R_u = 0.0958 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$R_{c2} = \frac{R_u \times L_{c2}}{1000 \times N_{c2}} = \frac{0.0958 \times 80}{1000 \times 4} = 0.00191 (\Omega)$$

$$R_{uc2} = R_{c2} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.00191 \times \frac{1000}{1000 \times 0.38^2} = 0.01322 (pu)$$

▪ Reactancia (X_{uc2})

$$X_u = 0.1070 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$X_{c2} = \frac{X_u \times L_{c2}}{1000 \times N_{c2}} = \frac{0.1070 \times 80}{1000 \times 4} = 0.00214 (\Omega)$$

$$X_{uc2} = X_{c2} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.00214 \times \frac{1000}{1000 \times 0.38^2} = 0.01482 (pu)$$

- Impedancia ($\vec{Z}_{uc2}$)

$$\vec{Z}_{uc2} = R_{uc2} + j X_{uc2} = (0.01322 + j 0.01482) pu$$

f) Circuito de alimentación del motor

- Resistencia (R_{uc3})

$$R_u = 0.1868 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$R_{c3} = \frac{R_u \times L_{c3}}{1000 \times N_{c3}} = \frac{0.1868 \times 28}{1000 \times 2} = 0.00261 (\Omega)$$

$$R_{uc3} = R_{c3} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.00261 \times \frac{1000}{1000 \times 0.38^2} = 0.01807 (pu)$$

- Reactancia (X_{uc3})

$$X_u = 0.1076 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$X_{c3} = \frac{X_u \times L_{c3}}{1000 \times N_{c3}} = \frac{0.1076 \times 28}{1000 \times 2} = 0.00150 (\Omega)$$

$$X_{uc3} = X_{c3} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = 0.00150 \times \frac{1000}{1000 \times 0.38^2} = 0.01038 (pu)$$

- Impedancia ($\vec{Z}_{uc3}$)

$$\vec{Z}_{uc3} = R_{uc3} + j X_{uc3} = (0.01807 + j 0.01038) pu$$

g) Impedancia total entre los terminales secundarios del transformador y del motor

$$\vec{Z}_t = (\vec{Z}_{us} + \vec{Z}_{ut} + \vec{Z}_{uc1} + \vec{Z}_{uc2} + \vec{Z}_{uc3})$$

$$\vec{Z}_t = (0.04427 + j 0.08621) pu$$

$$\vec{Z}_t = 0.09691 pu$$

h) Impedancia del motor

- Resistencia (R_{um})

$$R_{um} \approx 0 \text{ pu} \text{ (Valor muy pequeño comparado con la reactancia)}$$

- Reactancia (X_{um})

$$X_{pm} = \frac{I_{nm}}{I_p} = \frac{1}{6.8} = 0.147 \text{ pu} \quad (\text{En la base de 300 cv})$$

$$\frac{I_p}{I_{nm}} = 6.8 \text{ (Tabla 5.3)}$$

$$P_{nm} = \frac{P_{mcu} \times 0.736}{\eta \times F_p} = \frac{300 \times 0.736}{0.96 \times 0.88} = 261.3 \text{ (KVA)}$$

$$X_{um} = X_{pm} \times \frac{P_b}{P_{nm}} \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 = 0.147 \times \frac{1000}{261.3} \times \left(\frac{0.38}{0.38} \right)^2 = 0.562 \text{ pu}$$

I_{nm} = Corriente nominal del motor en A

I_p = Corriente de partida del motor en A

F_p = Factor de potencia del motor

P_{mcv} = Potencia nominal del motor en cv

▪ Impedancia ($\vec{Z}_{umb}$)

$$\vec{Z} = (0 + j 0.562) \text{ pu (con las bases } P_b \text{ y } V_b)$$

i) Corriente de partida

$$\vec{I}_p = \frac{1}{\vec{Z}_{us} + \vec{Z}_{ut} + \vec{Z}_{uc} + \vec{Z}_{ub} + \vec{Z}_{umb}} \Rightarrow \frac{1}{\vec{Z}_{tm}} \text{ (pu)}$$

Z_{us} = Suma de las impedancias de los conductores en pu

Z_{ub} = Suma de las impedancias de la barras en pu

$$\vec{Z}_{tm} = 0.04427 + j 0.08621 + j 0.562 = 0.04427 + j 0.64821 = 0.649 \text{ (pu)}$$

$$\vec{I}_p = \frac{1}{0.649} = 1.5408 \text{ (pu)}$$

j) caída de tensión en los terminales del motor en la partida directa

$$\Delta \vec{V}_{um} = \vec{Z}_t \times \vec{I}_p = 0.09691 \times 1.5408 = 0.1493 \text{ (pu)} = 14.9\%$$

k) Tensión en los terminal del motor en la partida directa del motor

$$\vec{V}_{um} = 1 - \Delta \vec{V}_{um} = 1 - 0.1493 = 0.8507 \text{ pu} = 85.07\%$$

Esta cantidad es el porcentaje de la tensión nominal del motor o sea:

$$380 \text{ (v)} \times 0.8507 = 323.2 \text{ (v)}$$

l) caída de tensión en la partida a través de la llave compensadora con tap a 65%

$$\Delta \vec{V}_{um} = \vec{Z}_t \times I_{pc} = 0.9691 \times 0.650 = 0.0629 \text{ (pu)} = 6.29\%$$

$$I_{pc} = K^2 \times I_p = 0.65^2 \times 1.5408 = 0.650 \text{ (pu)}$$

K = 65% = 0.65 (Tap de conexión de la llave compensadora)

K = Valor del Tap de conexión de la llave

I_{pc} = Corriente de partida compensada

m) Tensión en los terminales de alimentación de la llave compensadora en el tap 65%

$$\vec{V}_{um} = 1 - \Delta \vec{V}_{um} = 1 - 0.0970 = 0.903 \text{ (pu)} = 90.3\% \text{ de la tensión nominal o sea:}$$

$$380 \text{ (v)} \times 0.903 = 343.1 \text{ (v)}$$

n) caída de tensión en la partida a través de estrella triángulo

$$\Delta \vec{V}_{um} = \vec{Z}_t \times I_{pc} = 0.09691 \times 0.5084 = 0.0492 \text{ (pu)} = 4.92\%$$

$$I_{pc} = 0.33 \times I_p = 0.33 \times 1.5408 = 0.5084 \text{ (pu)}$$

o) caída de tensión en el punto de entrega de energía

$$\Delta V_{ut} = Z_{us} \times I_p = 0.005 \times 1.5408 = 0.0077 \text{ (pu)} = 0.77\%$$

p) Torque de partida

- Partida directa de la red

$$C_{up} = C_{unp} \left(\frac{1 - \Delta V_{um}}{1} \right)^2 = C_{unp} \left(\frac{1 - 0.1493}{1} \right)^2 = C_{unp} \times 0.723$$

- Partida a través de la llave compensadora

$$C_{up} = C_{unp} \left(\frac{K - \Delta V_{um}}{1} \right)^2 = C_{unp} \left(\frac{0.65 - 0.097}{1} \right)^2 = C_{unp} \times 0.305$$

C_{unp} = Torque nominal de partida del motor en pu

- Partida a través de la llave estrella - triángulo

$$C_{up} = C_{unp} \left(\frac{1 - \Delta V_{um}}{\sqrt{3}} \right)^2 = C_{unp} \left(\frac{1 - 0.0492}{\sqrt{3}} \right)^2 = C_{unp} \times 0.301$$

Con los resultados obtenidos se puede realizar las siguientes consideraciones:

- La caída de tensión en la partida directa esta por encima del limite máximo de 10% por lo que es oportuno instalar una llave compensadora o estrella triangulo.
- La caída de tensión con la llave compensadora en el tap de 65% permite una caída abajo del limite de 10% lo que puede ser una solución adoptada. Se debe analizar también que la partida del motor en el tap 80% puede ser la solución mas adecuada.
- La caída de tensión con la llave Delta - Estrella permite también una caída de tensión abajo del limite. Como se trata de un equipo de menor precio se debe dar preferencia a esta solución, escogiendo el ajuste de tiempo correcto de la llave para pasar de la posición estrella a la posición triangulo.
- El torque del motor con la llave estrella triangulo es muy bajo debiéndose adoptar esta solución en condiciones de partida de un motor prácticamente sin carga y que tenga de 6 terminales accesibles.
- La caída de tensión en el punto de entrada es solo del 3%.

6.7.2. CAÍDA DE TENSIÓN EN LA PARTIDA SIMULTÁNEA DE 2 O MAS MOTORES

A veces es necesario que 2 o mas motores de gran potencia que sean accionados simultáneamente como parte de un proceso cualquiera de producción, siendo siempre conveniente evitar tal maniobra, esto porque puede producir una severa caída de tensión en la instalación acarreando disturbios que si no son estudiados adecuadamente pueden interferir en el funcionamiento de otros equipos.

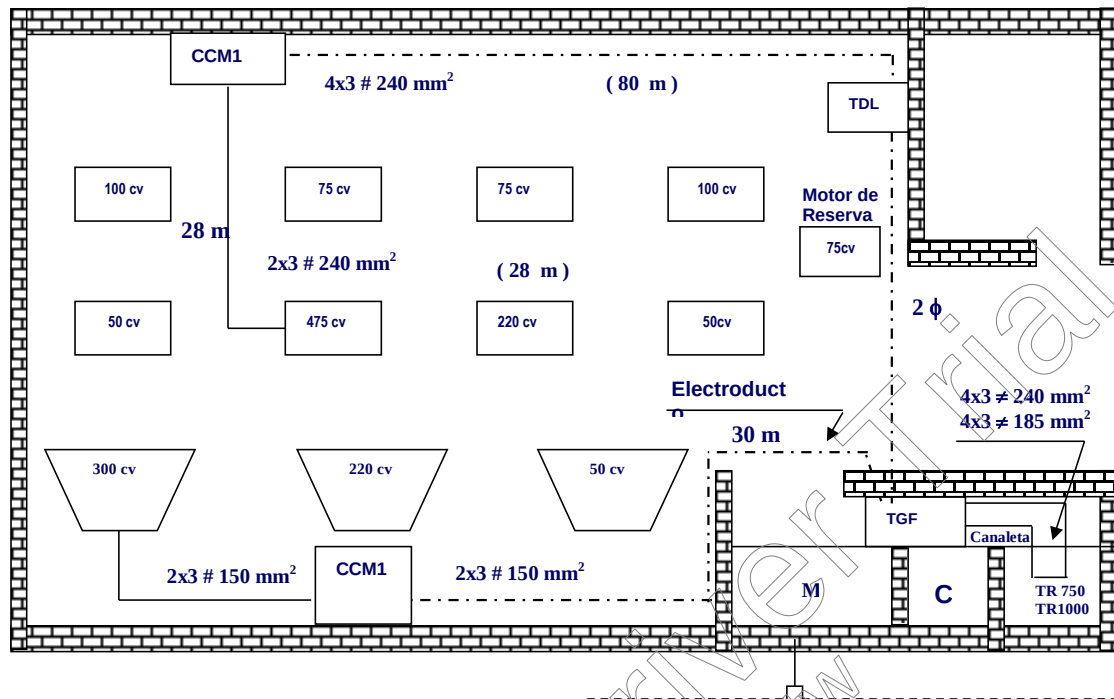
La severidad de las partidas simultaneas pueden ser atenuadas o no dependiendo de la localización de los motores accionados. Si estos estuvieran conectados en el mismo circuito terminal o de distribución, las condiciones se tornan más desfavorables de lo que si estuvieran conectados en circuitos de distribución diferentes.

Cuando los motores están conectados a la misma barra de CCM el procedimiento adoptado para el cálculo de la caída de tensión es prácticamente igual al ya visto anteriormente, pero en este caso se computa las corrientes de partida de los respectivos motores, sumándolas vectorialmente, en función de los factores de potencia correspondientes que tienen valores entre 0.3 y 0.4

APLICACIÓN

Determinar la caída de tensión en la partida de 2 motores de 300 y 475 cv que se muestra en la siguiente figura:

FIGURA 6.22



Datos:

- Tensión nominal primaria: 13.8 KV
- Tensión nominal secundaria: 440 V
- Potencial de corto circuito en el punto de entrega de energía: 150 MVA
- Todos los conductores son de cobre con aislamiento de PVC y capa externa protectora
- Los datos de los motores (440V) fueron extraídos del catalogo.

) Datos de base

- Potencia Base $P_b = 1000 \text{ Kva}$
- Tensión Base $V_b = 0.44 \text{ Kv}$

b) Impedancia reducida del sistema de alimentación

- Resistencia (R_{us})

$$R_{um} \approx 0 \text{ pu}$$

- Reactancia (X_{us})

$$X_{um} = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{1000}{150000} = 0.0066 \text{ pu}$$

- Impedancia ($\vec{Z}_{us}$)

$$\vec{Z}_{us} = R_{us} + j X_{us} = 0 + j 0.0066 \text{ pu}$$

c) Impedancia de los transformadores

- Transformador de 1000 KVA

- Resistencia

$$R_{ut1} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{11000}{10 \times 1000} = 1.1 (\%) = 0.011 \text{ pu (En la base de 1000 KVA)}$$

$$P_{cu} = 11000 \text{ w (Tabla 4.2)}$$

- Reactancia

$$Z_{pt1} = 5.5\% = 0.055 \text{ pu (En la base de 1000 KVA)}$$

$$X_{ut1} = \sqrt{0.055^2 - 0.011^2} = 0.0538 \text{ pu}$$

- Impedancia

$$\vec{Z}_{ut1} = R_{ut1} + j X_{ut1} = (0.0110 + j 0.0538) \text{ pu}$$

- Transformador de 750 KVA

- Resistencia

$$R_{pt2} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{8500}{10 \times 750} = 1.13 (\%) = 0.0113 \text{ pu (En la base de 750 KVA)}$$

$$R_{ut2} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 = 0.0113 \times \frac{1000}{750} \times \left(\frac{0.44}{0.44} \right)^2 = 0.01506 \text{ pu (En la base de la potencia base de 1000 KVA)}$$

- Reactancia

$$Z_{pt2} = 5.5\% = 0.055 \text{ pu (En la base de 750 KVA)}$$

$$Z_{ut2} = Z_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 = 0.055 \times \frac{1000}{750} \times \left(\frac{0.44}{0.44} \right)^2 = 0.0733 \text{ pu}$$

(En la base de 1000 KVA)

$$X_{ut2} = \sqrt{0.0733^2 - 0.01506^2} = 0.07173 \text{ pu}$$

- Impedancia

$$\overrightarrow{Z}_{ut2} = (0.01506 + j 0.07173) pu$$

La impedancia del circuito entre los transformadores y el TGF no se toma en cuenta ya que es de un valor muy pequeño.

Luego la impedancia resultante en paralelo de dos transformadores vale:

$$\overrightarrow{Z}_{ut} = \frac{(R_{ut1} + j X_{ut1}) (R_{ut2} + j X_{ut2})}{(R_{ut1} + j X_{ut1}) + (R_{ut2} + j X_{ut2})}$$

$$\overrightarrow{Z}_{ut} = \frac{(0.0110 + j 0.0538) (0.01506 + j 0.07173)}{(0.0110 + j 0.0538) + (0.01506 + j 0.07173)}$$

$$\overrightarrow{Z}_{ut} = \frac{- 0.0369 + j 0.00159}{0.02606 + j 0.12553}$$

$$\overrightarrow{Z}_{ut} = (0.00629 + j 0.03070) pu$$

d) Impedancia del circuito de alimentación del CCM2

- Resistencia (Ruc1)

$$R_u = 0.0781 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$R_{uc1} = \frac{R_u \times}{1000 \times N_{c1}} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2}$$

$$R_{uc1} = \frac{30 \times 0.0781}{1000 \times 3} \times \frac{1000}{1000 \times 0.44^2}$$

$$R_{uc1} = 0.00403 pu$$

- Reactancia (Xuc1)

$$X_u = 0.1068 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$X_{uc1} = \frac{X_u \times}{1000 \times N_{c1}} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2}$$

$$X_{uc1} = \frac{0.1068 \times 30}{1000 \times 3} \times \frac{1000}{1000 \times 0.44^2}$$

$$X_{uc1} = 0.00551 \text{ pu}$$

→

$$Z_{uc1} = R_{uc1} + j X_{uc1} = (0.00403 + j 0.00551) \text{ pu}$$

e) Impedancia del circuito de alimentación del CCM2

▪ Resistencia (Ruc2)

$$R_{u2} = 0.0958 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$R_{uc2} = \frac{R_u \times L_{c2}}{1000 \times N_{c2}} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = \frac{0.0958 \times 80}{1000 \times 4} \times \frac{1000}{1000 \times 0.44^2} = 0.00989 \text{ (pu)}$$

▪ Reactancia (Xuc2)

$$X_u = 0.1070 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$X_{uc2} = \frac{X_u \times L_{c2}}{1000 \times N_{c2}} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = \frac{0.1070 \times 80}{1000 \times 4} \times \frac{1000}{1000 \times 0.44^2} = 0.01105 \text{ (pu)}$$

▪ Impedancia (Zuc2)

→

$$Z_{uc2} = R_{uc2} + j X_{uc2} = (0.00989 + j 0.01105) \text{ pu}$$

f) Impedancia del circuito de alimentación del motor de 475 cv (2 x 3 # 240mm²)

▪ Resistencia (Ruc3)

$$R_u = 0.0958 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$R_{uc3} = \frac{R_u \times L_{c3}}{1000 \times N_{c3}} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = \frac{0.0958 \times 28}{1000 \times 2} \times \frac{1000}{1000 \times 0.44^2} = 0.00692 \text{ (pu)}$$

▪ Reactancia (Xuc3)

$$X_u = 0.1070 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$X_{uc3} = \frac{X_u \times L_{c3}}{1000 \times N_{c3}} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = \frac{0.1070 \times 28}{1000 \times 2} \times \frac{1000}{1000 \times 0.44^2} = 0.00773 \text{ (pu)}$$

▪ Impedancia (Zuc3)

→

$$Z_{uc3} = R_{uc3} + j X_{uc3} = (0.006 + j 0.00773) \text{ pu}$$

g) Impedancia del circuito de alimentación del motor de 300 cv (2 x 3 # 150mm²)

- Resistencia (Ruc4)

$$R_u = 0.1502 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$R_{uc4} = \frac{R_u \times L_{c4}}{1000 \times N_{c4}} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = \frac{0.1502 \times 25}{1000 \times 2} \times \frac{1000}{1000 \times 0.44^2} = 0.00969 \text{ (pu)}$$

- Reactancia (Xuc3)

$$X_u = 0.1074 \text{ m}\Omega/\text{m} \text{ (tabla 2.20)}$$

$$X_{uc4} = \frac{X_u \times L_4}{1000 \times N_{c4}} \times \frac{P_b}{1000 \times V_b^2} = \frac{0.1074 \times 25}{1000 \times 2} \times \frac{1000}{1000 \times 0.44^2} = 0.00693 \text{ (pu)}$$

- Impedancia ($\vec{Z}_{uc4}$)

$$\vec{Z}_{uc4} = R_{uc4} + j X_{uc4} = (0.00969 + j 0.00693) \text{ pu}$$

h) Impedancia de los motores

- Motor de 475 cv

- Resistencia (Rum)

$$R_{um1} \approx 0 \text{ pu (Valor muy pequeño comparado con la impedancia)}$$

$$\frac{I_1}{I_{nm}} = 7.6$$

- Reactancia (Xum)

$$X_{um} = \frac{I_{nm}}{I_p} = 0.131 \text{ pu} \quad (\text{En la base de 475 cv})$$

$$P_{nm} = \frac{P_{mcu} \times 0.736}{\eta \times F_p} = \frac{475 \times 0.736}{0.96 \times 0.89} = 409.1 \text{ (KVA)}$$

$$X_{um1} = X_{um} \times \frac{P_b}{P_{nm}} \left(\frac{V_{um}}{V_b} \right)^2 = 0.131 \times \frac{1000}{409.1} \times \left(\frac{0.44}{0.44} \right)^2 = 0.32 \text{ pu}$$

- Impedancia ($\vec{Z}_{um1}$)

$$\vec{Z}_{um1} = (0 + j 0.32) \text{ pu}$$

- Motor de 300 cv

▪ Resistencia (R_{um})

$$R_{um2} \approx 0 \text{ pu (Valor muy pequeño comparado con la impedancia)}$$

$$\frac{I_1}{I_{nm}} = 6.8$$

▪ Reactancia (X_{um})

$$X_{um} = \frac{I_{nm}}{I_p} = \frac{1}{6.8} = 0.147 \text{ pu (En la base de 300 cv)}$$

$$P_{nm} = \frac{P_{mcu} \times 0.736}{\eta \times F_p} = \frac{300 \times 0.736}{0.96 \times 0.88} = 261.3 \text{ (KVA)}$$

$$X_{um2} = X_{um} \times \frac{P_b}{P_{nm}} \left(\frac{V_{nt}}{V_b} \right)^2 = 0.147 \times \frac{1000}{261.3} \times \left(\frac{0.38}{0.38} \right)^2 = 0.562 \text{ pu}$$

▪ Impedancia ($\vec{Z}_{umb}$)

$$\vec{Z} = (0 + j 0.562) \text{ pu (con las bases P_b y V_b)}$$

i) Corriente de partida

- Motor de 475 cv

$$\vec{I}_{p1} = \frac{1}{\vec{Z}_{us} + \vec{Z}_{ut} + \vec{Z}_{uc} + \vec{Z}_{ub} + \vec{Z}_{umb}} = \frac{1}{\vec{Z}_{m1}} \text{ (pu)}$$

$$\vec{Z}_{m1} = 0.00629 + j 0.0066 + 0.00989 + j 0.1105 + 0.00692 + j 0.007 + j 0.320$$

$$\vec{Z}_{m1} = (0.02310 + j 0.37608) = 0.37678 \text{ pu}$$

$$\vec{I}_p = \frac{1}{0.37678} = 2.654 \text{ (pu)}$$

- Motor de 300 cv

$$\vec{I}_{p2} = \frac{1}{\vec{Z}_{us} + \vec{Z}_{ut} + \vec{Z}_{uc} + \vec{Z}_{ub} + \vec{Z}_{umb}} = \frac{1}{\vec{Z}_{m2}} \quad (pu)$$

$$\vec{Z}_{m2} = 0.00629 + j 0.0066 + 0.00403 + j 0.03070 + 0.00693 + j 0.00551 + j 0.562$$

$$\vec{Z}_{m2} = (0.02001 + j 0.61174) = 0.61206 pu$$

$$\vec{I}_p = \frac{1}{0.61206} = 1.6338 \quad (pu)$$

i) caída de tensión en los terminales del motor

- Motor de 475 cv

$$\Delta \vec{V}_{um1} = (\vec{Z}_{us} + \vec{Z}_{ut} + \vec{Z}_{uc} + \vec{Z}_{ub}) \times I_{p1}$$

$$\Delta V_{um1} = (0.00629 + j 0.0066 + 0.00989 + j 0.03070 + 0.00692 + j 0.001105 + j 0.00773) \times 2.65406$$

$$\Delta V_{um1} = (0.0231 + j 0.05608) \times 2.65406$$

$$\Delta V_{um1} = 0.06065 \times 2.65406 = 0.161 pu = 16.1\%$$

- Motor de 300 cv

$$\Delta \vec{V}_{um2} = (\vec{Z}_{us} + \vec{Z}_{ut} + \vec{Z}_{uc} + \vec{Z}_{ub}) \times I_{p2}$$

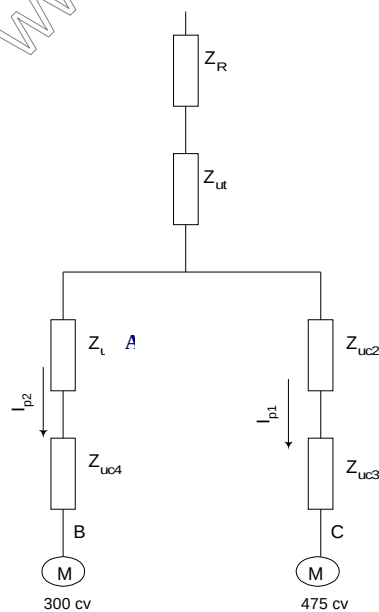
$$\Delta V_{um2} = (0.00629 + j 0.0066 + 0.00403 + j 0.03070 + 0.00969 + j 0.00551 + j 0.00693) \times 1.63382$$

$$\Delta V_{um} = (0.0231 + j 0.05608) \times 2.65406$$

$$\Delta V_{um1} = 0.053 \times 1.63382 = 0.087 pu = 8.7\%$$

k) caída de tensión en los terminales de los motores de 300 y 475 cv partiendo simultáneamente

FIGURA 6.23



El proceso de cálculo puede ser entendido analizando el diagrama de bloques de la figura 6.23. Se determina inicialmente la caída de tensión en la barra del TGF (punto A) y las caídas de tensión debido a la corriente de partida de cada motor en su ramal de alimentación correspondiente. En seguida se suma la caída de tensión en cada ramal y la caída en el punto A, considerándose la corriente de partida total de motores.

- l) caída de tensión en el punto A debido a la partida simultánea de los dos motores.

Se considera que los factores de potencia en la partida de los motores sean igual a 0.4 se tiene:

$$\vec{I}_{pt} = \vec{I}_{p1} + \vec{I}_{p2} = \frac{1}{0.0231 + j 0.37608} + \frac{1}{0.02001 + j 0.61174}$$

$$\vec{I}_{pt} = \frac{0.02001 + j 0.61174 + 0.0231 + j 0.37608}{(0.02001 + j 0.61174)(0.0231 + j 0.37608)} = \frac{0.04311 + j 0.98782}{-0.2296 + j 0.02165}$$

$$\vec{I}_{pt} = (0.216 + j 4.28198) = 4.287 \text{ pu}$$

Simplificadamente se puede obtener:

$$\vec{I}_{pt} = 2.6540 + 1.63382 = 4.287 \text{ pu}$$

La caída de tensión hasta el punto A vale:

$$\vec{V}_{um} = (Z_{us} + \vec{Z}_{ut}) \times I_p = (j 0.0066 + 0.00629 + j 0.0307) \times 4.287$$

$$\vec{V}_{um} = 0.037 \times 4.287 = 0.158 \text{ pu} = 15.8\%$$

- m) caída de tensión en el ramal A-B

$$\vec{\Delta V}_{um} = Z_{uc} \times I_{p2} = (0.00403 + j 0.00551 + 0.00969 + j 0.00693) \times 1.63382$$

$$\vec{\Delta V}_{um} = 0.0185 \times 1.63382 = 0.03 \text{ pu} = 3\%$$

- n) caída de tensión en el ramal A-C

$$\vec{\Delta V}_{um} = Z_{uc} \times I_{p1} = (0.00989 + j 0.01105 + 0.00692 + j 0.00773) \times 2.65406$$

$$\vec{\Delta V}_{um} = 0. \times 2.65406 = 0.066 \text{ pu} = 6.6\%$$

o) caída de tensión en los terminales de los motores

- Motor de 475 cv

$$\Delta V_{um} = 0.158 + 0.066 = 0.224(pu) = 22.4\%$$

- Motor de 300 cv

$$\Delta V_{um} = 0.158 + 0.03 = 0.188(pu) = 18.8\%$$

6.8. PARTIDA DE MOTORES DE INDUCCIÓN A TRAVÉS DE CONVERSORES DE FRECUENCIA

Muchas veces la industria se ve obligada a partir con frecuencia grandes motores de inducción con rotor en corto circuito, manteniéndose acoplado la carga al eje. Esto además de provocar caídas de tensión indeseables en la instalación, puede comprometer la vida útil del propio motor, si este no fue especificado para operar en estas condiciones, además de las llaves y otros componentes envueltos. Si el motor funciona acoplado a una bomba de agua, las tabulaciones son severamente solicitadas en cada accionamiento.

Las corrientes muy elevadas durante la partida, asociadas al tiempo de aceleración de la carga, pueden emplearse motores especialmente proyectados para este régimen de funcionamiento pero resultan en máquinas de gran carcasa y en consecuencia de costos elevados.

Puede acontecer que además de las condiciones anteriores los motores sean obligados a funcionar durante ciertos periodos con carga variable. Como ejemplo se puede citar el caso de bombas hidráulicas, compresores, ventiladores industriales, etc. En que durante una fase de proceso productivo no necesitan desenvolver su plena capacidad. En este caso para obtener una economía de energía eléctrica, se debe reducir la potencia efectiva en el eje del motor,

En las industrias textiles, papeleras y otras similares hay una necesidad de mantener controlada la velocidad de ciertos motores en algunas fases del proceso. Estos casos vienen resolviéndose aplicando motores de inducción con rotor bobinado, a través de la inserción de resistencia rotóricas o utilizando motores de corriente continua.

Pero este procedimiento está cayendo en desuso con el advenimiento de los convertidores de frecuencia que permiten el accionamiento de motores de inducción con rotor en corto circuito y un control fino de velocidad, con los costos inferiores a los procesos tradicionales.

Los convertidores de frecuencia se basan en la variación de la tensión y de la frecuencia en los terminales del motor de forma que mantenga constante el flujo magnético y principalmente el torque, o sea:

$$\frac{V_m}{F_m} = \text{Constante}$$

$$\Phi = \frac{V_m}{K \times F_m \times N}$$

- V_m = Tensión aplicada en los terminales del motor, en valor eficaz, en v.
 K = Constante con un valor de 4.44
 F_m = Frecuencia absorbida por el motor en Hz
 N = Numero de espiras del arrollamiento.

Es necesario que el valor de Φ sea constante para que el torque resultante también se mantenga constante en toda la caja de variación de la velocidad, es decir:

$$T = k_f \times \Phi \times I_r \times \cos \Psi$$

- T = Torque
 K_f = Constante de torque
 $I_r \times \cos \Psi$ = Componentes de la corriente del rotor

La potencia esta dada por:

$$P = T \times W$$

Siendo W la velocidad angular dada por:

$$W = 2 \times \pi \times F_m$$

Por lo que reduciéndose F_m se puede disminuir W lo que consecuentemente reduce P ya que T se mantiene constante.

Con la reducción de la tensión en los terminales del motor, la corriente de partida que es proporcional queda reducida correspondientemente. De esta forma se puede obtener corrientes de partida con valores iguales a la corrientes de carga nominal del motor y así conseguir una razonable economía de energía eléctrica durante su funcionamiento en carga mínima.

El convertidor de frecuencia de la figura 6.23 esta constituido básicamente de un modulo de rectificación de corriente y de un modulo inversor en donde un control electrónico incluye un regulador de frecuencia, cuyo valor de referencia incluye la tensión y la corriente alterna de salida manteniendo así la relación constante de V_n / F_m .

Los convertidores de frecuencia son constituidos de componentes estáticos, provocando bajas perdidas Joule. Por eso como característica básica tiene una frecuencia de salida que varia en general de 1 a 100 Hz. Los convertidores de frecuencia pueden ser entregados en los modelos de tensión impuestos o de corriente. La interfase para señales externas de control es normalmente hecho a través de variaciones de corriente de 4 a 20 mA o de tensión entre 0 a 10 v. O el control de la velocidad se hace a través de un potenciómetro instalado en el propio convertidor.

Existen algunas restricciones en cuanto a la utilización de los convertidores de frecuencia pero sus ventajas superan sus deficiencias operacionales. Estos equipos tienen una forma de onda no enteramente senoidal, lo que implica pérdidas adicionales en el motor cerca del 15%. En el caso de motores ya en operaciones es necesario verificar si existe una capacidad de reserva en un porcentaje igual al ya citado anteriormente.

Para proyectos nuevos la potencia del motor se calcula a través de la siguiente ecuación.

$$P_{nm} = 1.15 \times P_i \times \frac{W_{nm}}{W_{mi}}$$

P_{nm} = Potencia nominal del motor en cv

P_i = Potencia mínima solicitada en el eje del motor en cv

W_{nm} = Velocidad angular nominal del motor en rpm

W_{mi} = Velocidad mínima angular del motor correspondiente a la potencia mínima solicitada en rpm

Si el motor fuera del tipo autoventilado se debe limitar su velocidad a cerca de la mitad de su velocidad nominal, ya que su ventilador está acoplado al eje del motor perjudicando la refrigeración.

APLICACIÓN

Considerar en una instalación industrial una bomba que trabaja con carga variable y es accionado en forma frecuente.

Calcular la potencia nominal del motor, sabiendo que la bomba necesita de una potencia en el eje de 148 cv, cuando está operando en su nivel mínimo, lo que puede ocurrir a una velocidad de 700 rpm. El motor especificado debe ser de inducción con el rotor en corto circuito, IV polos, 380 v/60 Hz, 1800 rpm.

$$P_m = 1.15 \times 148 \times \frac{1800}{700} = 437 \text{ cv}$$

El motor adoptado será de 475 cv

Como la tensión y la frecuencia en los terminales del motor son proporcionales, se puede obtener la corriente de partida de la siguiente manera:

$$\frac{V_m}{W_m} = \frac{380}{1800} = \frac{V_m}{700}$$

La frecuencia a la que deberá estar sometida el motor es de:

$$F_m = \frac{4 \times W}{120} = \frac{4 \times 700}{120} = 23.3 \text{ Hz}$$

$$\frac{V_m}{F_m} = \frac{380}{50} = \frac{V_m}{23.3} \rightarrow V_m = 177.08 \text{ (v)}$$

$$K_r = \frac{177.08}{380} = 0.466$$

$$I_{pm} = K \times I_{nm} \times K_r = 7.6 \times 610.5 \times 0.466 = 2162.15 \text{ (A)}$$

$$K = \frac{I_l}{I_{nm}} = 7.6 \text{ (Tabla 5.3)}$$

$$I_{nm} = 610.5 \text{ (Tabla 5.3)}$$

Como el convertor de frecuencia permite reducir la velocidad angular a valores inferiores, se puede regular el potenciómetro a un nivel tal que reduzca la corriente de partida al mismo valor que la nominal a fin de no acarrear perturbaciones en el sistema o sea:

$$K_r = \frac{1}{7.6} = 0.1315$$

$$K_r = \frac{V_m}{380} \rightarrow V_m = K_r \times 380 = 0.1315 \times 380 = 49.97 \approx 50 \text{ (v)}$$

$$I_{pm} = 7.6 \times 0.1315 \times 610.5 = 610.13 \text{ (A)}$$

La frecuencia a que está sometido el motor es de:

$$\frac{50}{380} = \frac{F}{1800} \rightarrow F = 236.8 \text{ rpm}$$

$$F_m = \frac{4 \times W}{120} = \frac{4 \times 236.8}{120} = 7.89 \text{ Hz}$$

Los convertidores de frecuencia permiten que las operaciones de frenado de los motores a ejes acoplados sean regeneradas a una energía resultante devolviendo a la red de alimentación.

6.9 CONTRIBUCIÓN DE LA CARGA EN LA CAIDA DE TENSIÓN DURANTE LA PARTIDA DE MOTORES DE INDUCCIÓN.

Hasta ahora no se dio importancia merecida a la contribución de la carga en el proceso que resulta en la caída de tensión durante el accionamiento de un motor de inducción. Existe una diferencia en la caída de tensión cuando se acciona un motor conectado con toda la carga y cuando se acciona el motor antes de conectar la referida carga.

En una instalación industrial en plena operación y se acciona un motor de gran potencia la carga existente puede contribuir moderadamente en la caída de tensión durante la partida. Si existen dificultades en la partida del motor con otras cargas conectadas es aconsejable accionar inicialmente el motor de gran porte para posteriormente proceder a la conexión de las demás cargas.

APLICACIÓN

Considerar el ejemplo de la sección 6.7.2. simular la partida del motor de 475 cv con los demás motores del CCM2 en operación. Después considerar también los motores del CCM1 en plena carga. Consideramos que todos los motores tienen un factor de potencia de 0.95.

a) Corriente de carga nominal de los motores:

$$P_{50} = \frac{50 \times 0.736}{0.86 \times 0.95} = 45.0 \text{ KVA} \quad \rightarrow \quad I_{50} = \frac{45.0}{\sqrt{3} \times 0.44} = 59.0 \text{ A}$$

$$P_{75} = \frac{75 \times 0.736}{0.86 \times 0.95} = 67.5 \text{ KVA} \quad \rightarrow \quad I_{75} = \frac{67.5}{\sqrt{3} \times 0.44} = 88.5 \text{ A}$$

$$P_{100} = \frac{100 \times 0.736}{0.86 \times 0.95} = 90.0 \text{ KVA} \quad \rightarrow \quad I_{100} = \frac{90.0}{\sqrt{3} \times 0.44} = 118.0 \text{ A}$$

$$P_{220} = \frac{220 \times 0.736}{0.86 \times 0.95} = 198.1 \text{ KVA} \quad \rightarrow \quad I_{220} = \frac{198.1}{\sqrt{3} \times 0.44} = 259.9 \text{ A}$$

$$P_{300} = \frac{300 \times 0.736}{0.86 \times 0.95} = 270.2 \text{ KVA} \quad \rightarrow \quad I_{300} = \frac{270.2}{\sqrt{3} \times 0.44} = 354.5 \text{ A}$$

$$P_{475} = \frac{475 \times 0.736}{0.86 \times 0.95} = 427.9 \text{ KVA} \quad \rightarrow \quad I_{475} = \frac{427.9}{\sqrt{3} \times 0.44} = 561.4 \text{ A}$$

b) Corriente de carga del CCM2 exceptuando el motor de 475 cv Considerando los factores de potencia de cada motor la corriente de carga vale:

$$P_{at} = 2 \times 59.0 \times 0.86 + 2 \times 88.5 \times 0.86 + 2 \times 118.0 \times 0.86 + 1 \times 259.9 \times 0.86 = 680.1 \text{ A}$$

$$P_{rl} = 2 \times 59.0 \times 0.51 + 2 \times 88.5 \times 0.51 + 2 \times 118.0 \times 0.51 + 1 \times 259.9 \times 0.51 = 680.1 \text{ A}$$

$$P_{at} = \sqrt{680.1^2 + 403.3^2} = 790.6 \text{ A}$$

Para las condiciones de base, las corrientes activa y reactiva en pu valen:

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 0.44} = 1312 \text{ A}$$

$$I_{alp} = \frac{680.1}{1312} = 0.518 \text{ pu}$$

$$I_{rlp} = \frac{403.3}{1312} = 0.307 \text{ pu}$$

- c) Caída de tensión en la partida del motor de 475 cv con toda la carga del CCM2 conectada. Considerando un factor de potencia de 0.4 durante la partida del motor de 475 cv se obtiene las corrientes activa y reactiva en pu.

- Corriente de partida del motor de 475 cv

$$I_{p2} = 2.65406 \text{ pu}$$

$$I_{ap2} = 2.65406 \times 0.40 = 1.061 \text{ pu} \text{ Corriente activa}$$

$$I_{rp2} = 2.65406 \times 0.91 = 2.415 \text{ pu} \text{ Corriente reactiva}$$

- Corriente que fluye para el CCM2 durante la partida del motor de 475 cv

$$I_{ta} = I_{a1p} + I_{a2p} = 0.518 + 1.061 = 1.579 \text{ pu}$$

$$I_{tr} = I_{r1p} + I_{r2p} = j 0.307 + j 2.415 = j 2.722 \text{ pu}$$

$$I_t = \sqrt{1.579^2 + 2.722^2} = 3.146 \text{ pu}$$

- caída de tensión en los terminales del motor de 475 cv

$$\Delta V_{n2} = Z_e \times I_t$$

$$I_t = I_{ta} + j I_{tr}$$

$$\Delta V_{n2} = j 0.0066 + 0.00629 + j 0.03070 + 0.00989 + j 0.01105 + 0.00629 + j 0.00773 \times I_t$$

$$\Delta V_{n2} = (0.02310 + j 0.05608) \times (1.579 + j 2.722) = -0.1162 + j 0.1514 \text{ pu}$$

$$\Delta V_{n2} = 0.161 \text{ pu} = 16.1\%$$

Luego la carga en operación en CCM2 contribuir con 9.3% para la caída de tensión en la partida del motor de 475 cv, o sea:

$$\Delta V_n = 19.0 - 16.1 = 2.9 \quad \rightarrow \quad \Delta V_{cl} = \frac{2.9}{16.1} \times 100 = 18.0\%$$

d) Caída de tensión en los terminales del motor de 475 cv con toda la carga del sistema conectado. En este caso todos los motores del CCM1 y del CCM2 están en operación.

- Corriente de carga del CCM1

$$I_{at} = 1 \times 59.0 \times 0.86 + 1 \times 259.9 \times 0.86 + 1 \times 354.5 \times 0.86 = 579.1 \text{ A}$$

$$I_{rt} = 1 \times 59.0 \times 0.51 + 1 \times 259.9 \times 0.51 + 1 \times 354.5 \times 0.51 = 343.4 \text{ A}$$

$$I_{at} = \sqrt{579.1^2 + 343.4^2} = 673.2 \text{ A}$$

$$I_{alp} = \frac{579.1}{1312} = 0.441 \text{ pu}$$

$$I_{rlp} = \frac{343.4}{1312} = j 0.261 \text{ pu}$$

$$I_l = 0.441 + j 0.261$$

$$I_l = \sqrt{0.441^2 + 0.261^2} = 0.512 \text{ pu}$$

- caída de tensión en la barra del TGF debidos a someterse a la carga CCM1

$$\Delta V_{nl} = (j 0.0066 + 0.00629 + j 0.03070) \times I_l$$

$$\Delta V_{nl} = (0.00629 + j 0.03730) \times (0.441 + j 0.261) = -0.00696 + j 0.01809 \text{ pu}$$

$$\Delta V_{nl} = 0.0193 \text{ pu} = 1.93\%$$

- caída de tensión en los terminales de 475 cv

$$\Delta V_{nl} = 0.190 + 0.0193 = 0.209 = 20.9\%$$

Se concluye que la contribución de la carga en la instalación de una forma general no es muy significativa durante la partida de los motores eléctricos.

6.10. ELECCIÓN DE LA TENSIÓN NOMINAL DE MOTORES DE POTENCIA ELEVADA

Cuando se trata de proyectos industriales, donde existen motores de potencia elevada, superior a 500cv es necesario estudiar detalladamente la tensión nominal a ser escogida, a fin de asegurar las condiciones de partida adecuadas en la red secundaria de alimentación. En tanto la tensión nominal del motor y consecuentemente su corriente nominal no tiene influencia en la caída de tensión del sistema primario que permanece invariable para cualquier valor de tensión secundaria.

En general los motores de hasta 550 cv son fabricados en baja tensión o sea 220, 380, 440(v). Los motores solicitados encima de esta potencia son fabricados a petición y generalmente son proyectados específicamente. Estos límites de tensión y de potencia obedecen rigurosamente a requisitos económicos.

Cuando se proyecta la instalación de un motor de potencia elevada, es necesario determinar la caída de tensión durante su partida, tanto en la red de la concesionaria como en la red interna de la planta.

Si la caída de tensión durante la partida estuviera por encima de los límites permitidos por la concesionaria, será necesario estudiar un medio de accionamiento adecuado si es posible en función de los requisitos operacionales de la carga. En caso contrario se hace necesario especificar un motor de baja corriente de partida por ejemplo de letra código A. Entre tanto si la caída de tensión en la red de la concesionaria permite el accionamiento directo se puede especificar la tensión nominal de este motor con un valor mas elevado, por ejemplo de 2200, 4160 o 6600(v), dependiendo de la necesidad de mantener la caída de tensión en un nivel inferior al máximo exigido para aquella instalación en particular.

En general en las instalaciones que contengan grandes maquinas existe la necesidad de aplicar un sistema de protección a través de la utilización de relés de acción indirecta, lo que justifica la adquisición del sistema de corriente continua, cuyo costo es bastante elevado.

6.11. SOBRETENSIONES DE MANIOBRA

Los motores de inducción con rotor en corto – circuito pueden provocar en el sistema de alimentación severos niveles de sobretensión cuando son desconectados de la red durante los procesos de partida directa. También cuando los motores accionados directamente de la red sin carga en el eje son desconectados; pueden ocurrir fuertes sobretensiones de maniobra que deben ser evitadas. Estas sobretensiones son mas notorias en unidades superiores a 150cv y en inferiores a 500 cv, en las tensiones comprendidas entre 4.16 y 13.80 Kv.

La desconexión súbita de los motores asíncronos se debe principalmente al rotor trabado, a la partida para verificación del sentido de rotación, la actuación intempestiva del relé de protección y hasta el accionamiento por descuido.

El factor principal para que ocurra las sobre tensiones se debe a las interrupciones de corriente altamente inductivas, como se verifica en la partida de los motores eléctricos de

inducción. Las sobre tensiones dependen del valor instantáneo de la tensión aplicada a los terminales del motor, como ocurre al pasar la corriente por cero. También la configuración del sistema de alimentación, asociada a las condiciones constructivas del disyuntor, contribuye fuertemente para determinar la amplitud de sobre tensión. Otro factor importante es la corriente de desconexión del motor, cuando mayor fuera más severa y amplia las sobre tensiones.

Es interesante observar que los motores de potencia muy elevada no provocan sobre tensiones capaces de perjudicar el sistema.

Zeon PDF Driver Trial
www.zeon.com.tw