

**ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL**

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

**DISEÑO ELECTRICO
DE GRANDES PLANTAS INDUSTRIALES
EN LA ZONA DE GUAYAQUIL**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de :

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION POTENCIA

Presentada por :

OTTO E. FRANCO ROMERO

GUAYAQUIL ECUADOR

1.983

DEDICATORIA

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA

Inv. No. POT-015

A mis Padres

ESCHELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA
Inv. No. PO7-015



.....
ING. JOSE LAYANA CH.
Director de Tesis

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta Tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).



.....
OTTO E. FRANCO R.

RESUMEN

El presente trabajo ha sido concebido como una guía práctica para ejecutar el diseño de las diferentes partes que componen un sistema de potencia industrial de la magnitud promedio que se encuentra en nuestra ciudad.

En principio se hacen las consideraciones previas al diseño como: tipo de carga, ubicación, etc., que darán los directrices para seleccionar los sistemas mas apropiados de distribución. Luego se calcula el sistema de iluminación industrial siguiendo el método desarrollado a partir de 1.979 por el Illuminating Engineering Society of North America, el mismo que aplica ciertos criterios diferentes de los anteriormente válidos.

Se procede luego a calcular y diseñar el equipo de corrección de factor de potencia, tomando en cuenta las alternativas posibles. Entonces ya se ha desarrollado completamente el sistema para hacer un estudio de protección, selección de equipos y coordinación de elementos de protección.

Por último se aplican todos los criterios enunciados en la elaboración de un estudio del sistema eléctrico de una de las plantas industriales de gran demanda en nuestro medio y que es Plásticos Industriales C.A. (PICA).

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	V
INDICE GENERAL.....	VI
INDICE DE FIGURAS.....	XII
INDICE DE TABLAS.....	XV
INTRODUCCION.....	19
 <u>CAPITULO 1: PLANIFICACION DEL SISTEMA</u>	
1.1. Consideraciones generales del diseño.....	21
 <u>CAPITULO 2: CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO ELECTRICO DE FUERZA</u>	
2.1. Sistemas de distribución.....	27
2.1.1 Sistema radial.....	28
2.1.2 Sistema de Secundario Selectivo.....	29
2.1.3 Sistema de Primario Selectivo.....	31
2.1.4 Sistema de Malla Secundaria.....	31
2.1.5 Sistema de Primario en Anillo.....	33
2.2. Subestaciones.....	34
2.2.1 Definiciones básicas.....	34
2.2.2 Subestaciones primarias.....	35
2.2.3 Subestaciones unitarias secundarias.....	38
2.3. Transformadores.....	41
2.3.1 Tipos de Transformadores en la Industria.....	42
2.3.2 Tipos de enfriamiento.....	42

	Pág.
2.3.3 Tipos de aislamiento.....	44
2.3.4 Comparación entre transformadores secos y sumergidos en líquido.....	45
2.3.5 Otros criterios de selección.....	46
2.3.6 Conexiones de los transformadores.....	47
2.3.7 Características de operación de la conexión estrella Estrella.....	48
2.3.8 Características de operación de las conexiones Estrella - Delta y Delta - Estrella.....	49
2.3.9 Características de operación de la conexión Delta Delta.....	50
2.4. Sistema de Distribución Secundaria.....	51
2.4.1 Protección de Cortocircuito y sobrecarga.....	52
2.5. Caída de Voltaje.....	56
 <u>CAPITULO 3: CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACION INDUSTRIAL</u>	
3.1. Consideraciones preliminares.....	88
3.2. Fuentes de Luz.....	88
3.3. Comparación de las fuentes de luz.....	92
3.4. Determinación de los niveles de iluminación.....	93
3.5. Selección del sistema de alumbrado.....	96
3.6. Distribución y disposición de luminarias.....	97
3.7. Técnicas básicas de diseño.....	98

CAPITULO 4: ESTUDIO DE LA ENERGIA REACTIVA DEL SISTEMA

4.1.	Revisión de Conceptos.....	119
4.2.	Cálculo del factor de potencia.....	119
4.3.	Corrección del factor de potencia.....	124
4.4.	Generadores de energía reactiva.....	127
4.5.	Ubicación de capacitores y motores síncronos.....	128
4.6.	Selección y aplicación de capacitores.....	131
4.7.	Conexión automática de capacitores.....	133
4.8.	Cálculo del aumento de voltaje debido a los capacitores..	135

CAPITULO 5: PROTECCIONES

5.1.	Filosoffa de la operación del sistema.....	143
5.2.	Estudio de cortocircuito.....	143
5.2.1	Tipos de localizaciones de fallas.....	144
5.2.2	Impedancias de los elementos del circuito.....	144
5.2.3	Diagrama de impedancias.....	147
5.2.4	Cálculo de la corriente de cortocircuito en una - falla trifásica.....	148
5.2.5	Cálculo de la corriente de cortocircuito en una - falla de línea a tierra.....	148
5.3.	Selección de equipos de protección.....	149
5.3.1	Breakers.....	149
5.3.2	Fusibles.....	150
5.3.3	Equipos de protección de cortocircuito de alto vol	

	Pág.
taje.....	151
5.3.4 Breakers de potencia de alto voltaje.....	151
5.3.5 Fusibles de alto voltaje.....	157
5.3.6 Interruptores de fusibles de voltaje medio.....	158
5.3.7 Equipos de protección de cortocircuito de bajo - voltage.....	159
5.4. Coordinación de equipos de protección.....	163
5.4.1 Características de operación de los equipos de - protección.....	163
5.4.2 Reles de sobrecorriente.....	165
5.4.3 Reles diferenciales.....	166
5.4.4 Reles de voltaje.....	166
5.4.5 Aparatos de disparo de acción directa.....	167
5.4.6 Fusibles.....	168
5.5. Datos necesarios para un estudio de coordinación.....	169
5.6. Valores de corrientes de cortocircuito.....	170
5.6.1 Reles instantánea y bobinas de disparo.....	170
5.6.2 Reles de inducción de alta velocidad.....	170
5.6.3 Reles retardados y aparatos de disparo directo..	171
5.6.4 Fusibles.....	171
5.7. Ajustes de reles para proteger transformadores.....	171
5.8. Coordinación de reles en serie.....	172

Inv. No. POT-015

	Pág.	
5.8.1	Reles retardados.....	172
5.8.2	Reles instantáneos.....	173
5.9.	Coordinación de fusibles con otros equipos.....	174
5.10.	Efectos de las conexiones Delta-Estrella y Estrella-Delta en la coordinación.....	176
 <u>CAPITULO 6: MODELO DE DISEÑO DE UNA PLANTA INDUSTRIAL.</u>		
(PLASTICOS INDUSTRIALES C.A. - GUAYAQUIL.		
6.1.	Descripción de la Planta.....	211
6.2.	Diseño del Sistema de Fuerza.....	211
6.2.1	Selección de voltaje de acometida.....	212
6.2.2	Subestación principal.....	212
6.2.3	Sistema de Distribución en alta tensión.....	219
6.2.4	Subestaciones secundarias.....	223
6.2.5	Sistema de Distribución en baja tensión.....	233
6.3.	Diseño del Sistema de Iluminación.....	236
6.3.1	Selección de niveles de iluminación.....	236
6.3.2	Selección del sistema de alumbrado.....	239
6.3.3	Selección de ubicación y distribución de luminarias	240
6.3.4	Selección de equipos.....	241
6.3.5	Cálculo de iluminación.....	243
6.4.	Diseño del sistema de corrección del factor de potencia..	253
6.4.1	Cálculo del factor de potencia.....	253

Inv. No. POT-015

	Pág.
6.4.2 Selección del método	276
6.4.3 Cálculo de los capacitores	276
6.4.4 Selección de equipos	280
6.5 Protecciones del sistema	283
6.5.1 Diagrama unifilar y diagrama de impedancias. .	283
6.5.2 Cálculos de cortocircuito	293
6.5.3 Selección de rangos de los equipos y coordina- ción de protección	296
CONCLUSIONES	312
BIBLIOGRAFIA	314

INTRODUCCION

La columna vertebral de toda planta industrial es su sistema de distribución de energía eléctrica; de esta manera es muy importante que se tenga extremo cuidado en la planificación del mismo. El estudio que se desarrolla a continuación describe los procedimientos utilizados en la planificación y presenta una guía práctica para diseñar sistemas eléctricos industriales.

En nuestro medio es una práctica muy generalizada que la planificación, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de los sistemas eléctricos industriales sean confiados a personas sin los suficientes conocimientos ni la experiencia necesaria para efectuar un sistema seguro y confiable. Esto a fin de cuentas incide en perjuicio del industrial ocasionando peligros innecesarios y significativas pérdidas económicas.

CAPITULO # 1

PLANIFICACION DEL SISTEMA

1.1. CONSIDERACIONES GENERALES DEL DISEÑO.

PLANIFICACION DEL SISTEMA1.1 CONSIDERACIONES GENERALES DEL DISEÑO.-

El diseñador de un sistema de distribución de energía eléctrica industrial debe analizar los requerimientos específicos en forma cuantitativa y cualitativa, y con eso diseñar el sistema que mejor cumpla con las necesidades eléctricas de la planta.

Existen varias consideraciones elementales que inciden directamente en el criterio de diseño, estas son:

- 1.- Seguridad: Tanto para las personas, como para las máquinas, edificios, productos, etc.
- 2.- Confiabilidad: La continuidad del servicio que requiere una planta industrial depende del proceso de producción. Algunas plantas pueden tolerar apagones momentáneos, en cambio hay otras en las que un corto apagón puede ocasionar pérdidas considerables.
- 3.- Costo de inversión: Aún cuando no debería ser un factor determinante, la consideración económica debe ser tomada en cuenta.
- 4.- Facilidad de operación: Es un factor importante en el funcionamiento seguro y confiable del sistema. Debe evitarse diseñar sistemas de complicada operación en momentos de emergencia.
- 5.- Regulación de voltaje: Una pobre regulación de voltaje es perjudicial para la vida útil del equipo eléctrico.
- 6.- Expansiones futuras: Casi todas las plantas industriales se expanden. Debe considerarse esto en la selección de equipos, espacios

para equipos nuevos y capacidad para aumentos de carga.

Con todos estos factores en mente, el siguiente procedimiento da una guía al ingeniero para el diseño del sistema de distribución de cualquier planta industrial.

a.- Investigación de carga.-

En el plano arquitectónico de la planta se van ubicando las cargas en sus respectivos sitios, con esto se determina la carga total aproximada de la planta.

b.- Cálculos de demanda.-

La suma de las potencias eléctricas de todas las máquinas da como resultado la carga total conectada, pero, como se sabe algunos equipos trabajan con una potencia inferior a la nominal y otros trabajan a intervalos, de esta manera la demanda resultante es inferior a la carga conectada. Para proceder a los cálculos de demanda se debe conocer la definición de ciertos factores:

Factor de demanda: El cociente de la demanda máxima sobre la carga total instalada en el sistema.

Factor de diversidad: El cociente de la suma de las demandas máximas individuales de varias subdivisiones del sistema sobre la demanda máxima del sistema completo.

Por Ejemplo, la suma de las cargas conectadas en un alimentador, multiplicada por el factor de demanda de esas cargas, resultará en la demanda máxima de ese alimentador. La suma de las demandas máximas de todos los alimentadores conectados a un panel dividida para el factor de diversidad de esos alimentadores, resultará en la demanda máxima de ese panel. La suma de las demandas máximas de todos los paneles conectados a un transformador dividida para el factor de diversidad de esos paneles resultará en la demanda máxima de esa subestación. La suma de las demandas máximas de todas las subestaciones de distribución conectadas a una subestación principal dividida para el factor de diversidad resultará en la demanda máxima de la subestación principal.

c.- Sistemas de Distribución.-

Existen varios sistemas aplicables para la distribución industrial. La selección del sistema más apropiado depende de las necesidades del proceso de fabricación. Como criterio general se puede decir que el costo del sistema de distribución aumenta a medida que aumenta la confiabilidad.

d.- Ubicación de equipos eléctricos.-

Una labor que debe ejecutarse en conjunto con los ingenieros industriales y arquitectos es la ubicación de transformadores, tableros de mando, etc. En general mientras más cerca esté un transformador de la carga, menos costoso el sistema.

e.- Estudio de la acometida de servicio.-

Debe consultarse con la Empresa Eléctrica la información sobre:

- (1) Voltaje de la acometida
- (2) Punto de conexión y ruta de la línea
- (3) Requerimientos de medición
- (4) Requerimientos de coordinación con los equipos de protección de la Empresa.
- (5) Capacidad de cortocircuito en el punto de conexión
- (6) Requerimientos de espacio en las subestaciones.

f.- Diagrama Unifilar.-

Un diagrama unifilar completo, junto con una planta física de la instalación deben elaborarse, conteniendo:

- (1) Representación de la fuente, incluyendo voltaje y capacidad de cortocircuito.
- (2) Longitud, tipo, calibre y número de todos los conductores.
- (3) Potencia, voltajes, impedancias, conexiones y métodos de puesta a tierra de todos los transformadores.
- (4) Identificación completa de todos los equipos de protección.
- (5) Relaciones de los transformadores de corriente
- (6) Ubicación y tipo de pararrayos
- (7) Identificación de todas las cargas.

g.- Análisis de cortocircuito.-

Se calculan las corrientes de cortocircuito en todos los elementos componentes del sistema. Usando estos datos se diseña el sistema de protección apropiado.

CAPITULO # 2

CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO ELECTRICO DE FUERZA.

- 2.1. SISTEMAS DE DISTRIBUCION
 - 2.1.1 SISTEMA RADIAL
 - 2.1.2 SISTEMA DE SECUNDARIO SELECTIVO
 - 2.1.3 SISTEMA DE PRIMARIO SELECTIVO
 - 2.1.4 SISTEMA DE MALLA SECUNDARIA
 - 2.1.5 SISTEMA DE PRIMARIO EN ANILLO
- 2.2. SUBESTACIONES
 - 2.2.1 DEFINICIONES BASICAS
 - 2.2.2 SUBESTACIONES PRIMARIAS
 - 2.2.3 SUBESTACIONES UNITARIAS SECUNDARIAS
- 2.3. TRANSFORMADORES
 - 2.3.1 TIPOS DE TRANSFORMADORES EN LA INDUSTRIA
 - 2.3.2 TIPOS DE ENFRIAMIENTO
 - 2.3.3 TIPOS DE AISLAMIENTO
 - 2.3.4 COMPARACION ENTRE TRANSFORMADORES SECOS Y SUMERGIDOS EN LIQUIDO.
 - 2.3.5 OTROS CRITERIOS DE SELECCION
 - 2.3.6 CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES.
 - 2.3.7 CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LA CONEXION ESTRELLA-ESTRELLA.

2.3.8 CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LAS CONEXIONES
ESTRELLA - DELTA Y DELTA - ESTRELLA.

2.3.9 CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LA CONEXION DELTA-
DELTA

2.4. SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

2.4.1 PROTECCION DE CORTOCIRCUITO Y SOBRECARGA

2.5. CAIDA DE VOLTAJE

CAPITULO # 2

CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO ELECTRICO DE FUERZA2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCION .-

Los principios fundamentales en los cuales se sustentan los sistemas modernos de distribución de potencia eléctrica están basados en el sistema de distribución por centros de carga. Este sistema tiene dos características básicas:

- a.- La potencia es distribuida en voltajes primarios de 2.4 a 13.8 KV hasta subestaciones unitarias ubicadas cerca de los centros de consumo. En estas subestaciones el voltaje es reducido a los valores de utilización.
- b.- Cuando la carga excede la capacidad de subestaciones medias (750 a 1.500 KVA) ésta es alimentada por varias subestaciones pequeñas en vez de utilizar una sola muy grande.

Anteriormente se acostumbraba instalar una sola gran subestación y servir la carga por medio de largos y gruesos alimentadores en bajo voltaje.

El sistema de centros de carga presenta múltiples ventajas. Los costos iniciales son inferiores ya que es más económico transportar la potencia utilizando delgados cables en voltajes primarios que usando largos y gruesos alimentadores en bajo voltaje.

La utilización de una gran subestación incrementa el valor de la corriente de cortocircuito, necesitando entonces que el equipo de protección presente mayor capacidad de interrupción, lo cual lo encarece notablemente.

En vista de que existen varias pequeñas subestaciones, la continuidad del servicio es mayor ya que una falla de subestación afectará a una pequeña fracción de la carga y no a todo el conjunto.

Se obtiene una mejor regulación de tensión ya que los alimentadores secundarios en el sistema de centros de carga son cortos y se puede mantener una caída de voltaje máximo del 2 %; en cambio en el método antiguo los largos alimentadores de baja tensión ocasionan caídas de hasta el 15 %.

En vista de que el sistema de centros de carga utiliza varias subestaciones, es posible diseñar varios tipos de ordenamiento de circuitos. Existe una gran variedad pero todos pueden resumirse en cinco tipos:

- a.- Sistema radial
- b.- Sistema de secundario selectivo
- c.- Sistema de primario selectivo
- d.- Sistema de malla secundaria
- e.- Sistema de primario en anillo

2.1.1 SISTEMA RADIAL .-

En el sistema radial hay un alimentador primario y un transformador a través del cual se alimenta una barra secundaria. Este sistema es el más barato de todos ya que no hay duplicación de equipos.

Si los equipos instalados son de buena calidad y el mantenimiento es adecuado el sistema radial provee una confiabilidad de servicio superior al 90 %. También se debe estar consciente de que si en este sistema se llegara a producir una falla en el equipo de distribución será suspendido el servicio en toda la zona alimentada por el equipo dañado, cosa igual sucede cuando hay que hacer mantenimiento a los equipos.

Es un sistema fácil de expandir, añadiendo simplemente alimentadores primarios y subestaciones. Además, brinda una buena regulación de voltaje en vista de que los alimentadores secundarios son más bien cortos.

capacidad de transformación de reserva que se debe diseñar para que un transformador pueda asumir su carga propia más la de otra subestación que se ha desconectado.

Para determinar esta capacidad de reserva se deben tomar en cuenta ciertas consideraciones básicas como: costo, justificación y necesidad real de esta capacidad de reserva.

En la mayoría de las plantas industriales hay cierta carga indispensable que debe mantenerse servida aún cuando se haya desconectado el transformador de alimentación. Generalmente esta carga indispensable es pequeña entre el 25 y 50 % de la carga total. Si este es el caso no se necesitará capacidad de transformación extra porque un solo transformador puede asumir las cargas indispensables de las dos subestaciones.

En el caso especial de que la carga indispensable alcance el 60 o el 75 % de la carga total, se puede proveer a los transformadores de ventilación forzada para que soporten la sobrecarga sin que la temperatura alcance límites peligrosos.

De todo esto se puede concluir que existe realmente poca justificación para invertir dinero extra en capacidad de transformación de reserva.

En vista de lo anterior, la manera más común de diseñar un sistema de secundario selectivo es calculando los transformadores igual que si se tratara de un sistema radial dejando una poca capacidad de transformación de reserva para cumplir con el crecimiento normal de la carga. De esta forma se obtiene una reducción en la inversión inicial y aún se brinda la principal ventaja del sistema de secundario selectivo que es tener disponible potencia de reserva en las barras secundarias para alimentar las cargas indispensables por medio de la interconexión.

2.1.3. SISTEMA DE PRIMARIO SELECTIVO .-

El sistema de primario selectivo se diferencia del sistema radial y del secundario selectivo en que a cada subestación llegan dos alimentadores primarios. La mitad de los transformadores están conectados a uno de ellos y la otra mitad están conectados al otro. El sistema diseñado de tal manera que cuando un alimentador falla, el otro tiene suficiente capacidad para asumir toda la carga. Cuando ocurre una falla en un alimentador primario se interrumpe el servicio a la mitad de la carga total. Para restaurar el servicio, los transformadores que son normalmente alimentados por el primario defectuoso pueden ser conectados al alimentador sano.

La forma más segura de realizar esta transferencia es utilizando breakers de potencia, pero este tipo resulta muy costoso, por lo que es una práctica generalizada utilizar interruptores de cuchillas cuyo costo es muy inferior. En cambio ésta operación puede revestir mucho peligro si la falla está en un transformador porque el operador estaría conectando un alimentador primario energizado en una falla. El procedimiento recomendado para ejecutar la transferencia es desenergizar primero el alimentador y luego conectar el transformador, una vez conectado reenergizar el circuito primario.

El sistema de primario selectivo ofrece una confiabilidad algo mayor que el sistema radial y aproximadamente igual que el sistema de secundario selectivo dependiendo de la capacidad de transformación de reserva instalada en éste.

2.1.4. SISTEMA DE MALLA SECUNDARIA .-

El sistema de malla secundaria se diferencia de los sistemas radial, secundario selectivo y primario selectivo en 2 aspectos :

- a.- Los secundarios de los transformadores están conectados en paralelo.
- b.- En caso de ocurrir una falla en un alimentador primario o en un transformador, el circuito defectuoso es aislado automáticamente por la operación del breaker primario correspondiente y del protector de malla en el secundario del transformador.

El protector de malla no es otra cosa que un breaker operado eléctricamente controlado por un relevador de potencia inversa. Cuando ocurre una falla como la descrita, los contactos del relevador se cierran al sentir el flujo de potencia inversa y ordenan disparar al protector de malla conectado al circuito defectuoso.

Como los secundarios son todos operados en paralelo, este sistema brinda una mayor confiabilidad de servicio que el sistema radial, el secundario selectivo y el primario selectivo. Ya que la carga se transmite por todas las interconexiones entre subestaciones es posible disminuir la capacidad de transformación instalada comparando con un sistema radial.

El conectar los secundarios en paralelo aumenta la capacidad de cortocircuito y por lo tanto hay que instalar equipo de protección de mayor capacidad de interrupción que son considerablemente más caros que sus equivalentes en los sistemas anteriores, esto sobrepasa en costo el ahorro que podría hacerse al disminuir la capacidad de transformación. La caída de voltaje en estado estable es aproximadamente la misma que en cualquiera de los sistemas anteriores, pero habrá menor caída de voltaje cuando se arrancan grandes motores o soldadoras.

El sistema de malla secundaria brinda mayor continuidad de servicio de el sistema de secundario selectivo porque cual

quier falla del primario o de transformador es despejada automáticamente sin que el flujo de potencia sufra una interrupción sensible. Además la sobrecarga en el resto de transformadores es menor que la que produce en el sistema de secundario selectivo, permitiendo así que toda la carga siga trabajando a diferencia del secundario selectivo donde debe hacerse un racionamiento de las cargas no esenciales.

Un problema importante de resolver cuando se utiliza un sistema de malla secundaria es seleccionar la capacidad de corriente que se deben tener los alimentadores de interconexión entre subestaciones. La práctica generalizada es diseñar estos alimentadores para una capacidad de transporte de corriente igual a los dos tercios de la capacidad de la subestación más grande del sistema.

2.1.5. SISTEMA DE PRIMARIO EN ANILLO .-

Todos los sistemas considerados hasta ahora tienen alimentadores primarios radiales. Cuando los centros de carga no están muy alejados entre sí pueden pensarse en el sistema primario en anillo.

La figura N°2.6 nos muestra dos tipos de sistemas de primario en anillo. El diseño de arriba tiene un solo breaker primario y un interruptor de cuchillas en cada subestación. El diseño de abajo usa dos breakers primarios y dos interruptores de cuchillas en cada subestación.

El sistema de la figura N° que es el más económico presenta la desventaja de que cuando se produce una falla en un alimentador primario, un transformador y toda su carga quedarán sin servicio hasta que la falla queda reparada. En cambio, en el sistema de la figura N° no se presenta este problema ya que los dos interruptores permiten aislar completamente el circuito y seguir sirviendo a todos

los transformadores.

Evidentemente, este sistema es caro comparado con el sistema radial, sobre todo por el costo de los equipos de interconexión y protección.

2.2. SUBESTACIONES

2.2.1. DEFINICIONES BASICAS .-

Antes de entrar en un análisis detenido de las características de aplicación de las subestaciones, debe conocerse ciertas definiciones básicas que ayudarán a hacer más comprensible este estudio.

a.- SUBESTACION UNITARIA .-

Es una subestación que consiste de uno o más transformadores conectados eléctrica y mecánicamente con los equipos de protección y control formando un solo cuerpo.

b.- SUBESTACION UNITARIA ARTICULADA .-

Es una subestación unitaria que consta de :

- Una sección de acometida que puede o no tener equipos de protección o maniobra.
- Una sección transformadora que puede incluir uno o más transformadores.
- Una sección de salida que tiene provisión para la conexión de uno o más alimentadores.

c.- SUBESTACION UNITARIA PRIMARIA .-

Es una subestación cuyo lado de bajo voltaje tiene un rango de 1.000 voltios o más.

✓d.- SUBESTACION UNITARIA SECUNDARIA .-

Es una subestación unitaria cuyo lado de bajo voltaje tiene un rango menor de 1.000 voltios.

2.2.2. SUBESTACIONES PRIMARIAS .-

En la zona de Guayaquil, el voltaje de servicio primario para industrias cuya carga sobrepasa los 1.500 KVA es de 69.000 Voltios; de ésta manera la discusión del diseño hará exclusivamente para subestaciones primarias cuyo voltaje de entrada es 69 KV.

Por razones económicas obvias el tipo más generalizado de subestación es la de intemperie. Esta selección permite la utilización de equipos mucho más baratos que los que usarían si la subestación estuviera dentro de un edificio y además se ahorra la construcción de una edificación especial.

Básicamente una subestación primaria consta de tres partes :

- Acometida
- Transformador
- Salida

En la acometida debe estar instalado el equipo de protección principal de 69 KV que puede ser de dos clases: breakers de potencia; fusibles de potencia. Como se verá en el capítulo N° 5 los breakers de potencia son equipos más apropiado para proteger el sistema pero encambio su costo es elevado comparado con los fusibles. hasta ahora por consideraciones económicas se utilizan fusibles en todas las subestaciones industriales del medio y han demostrado ser confiables, además de que, por la velocidad de apertura son fáciles de coordinar con los equipos de protección de los alimentadores de la Empresa Eléctrica.

Para proporcionar protección de sobrevoltajes se instalan pararrayos tanto en el lado de acometida como en el lado de salida. La selección de pararrayos debe ser basada en

los voltajes de línea a tierra del sistema bajo condiciones de falla, por lo tanto debe tomarse en cuenta para ésto el sistema de puesta a tierra.

En la figura N° 2.13 se ilustra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra cuando ocurre una falla de fase en un sistema teórico con impedancia de tierra igual a cero. En la figura N° 2.14 se ilustra lo mismo pero en un sistema real con impedancia de tierra distinta de cero, la misma que puede ser dada por la resistencia de la tierra o por una resistencia o reactancia conectada intencionalmente en el circuito del neutro para limitar la corriente de falla de línea a tierra. Por último en la figura N° 2.15 se puede observar el comportamiento de éstos voltajes en un sistema no aterrizado.

Adicionalmente a las fallas de línea a tierra, otras condiciones de falla afectan la selección de pararrayos. Una falla de dos líneas a tierra puede ocasionar altos voltajes de la fase restante a tierra. Las fallas de línea a línea o trifásicas generalmente no causan sobrevoltajes muy altos de línea a tierra.

La mayoría de los pararrayos son seleccionados en base a la experiencia. Los sistemas eléctricos urbanos son generalmente multiaterrizados, resultando ésta condición en una muy baja resistencia de tierra lo que brinda la mejor estabilidad del neutro en condiciones de falla. Así el rango de los pararrayos es el más bajo que en cualquier otro circuito. En cambio los sistemas de distribución rurales tienen una menor cantidad de puestas a tierra resultando una mayor resistencia de neutro a tierra. De ésta manera los circuitos rurales soportan mayor desplazamiento del neutro necesitando pararrayos de más alto rango de voltaje.

Para cumplir los propósitos de éste trabajo puede utilizar

se la información contenida en las tablas N°2.1 y N°2.2 y obtenerse resultados satisfactorios.

La ubicación de los pararrayos con respecto del equipo protegido es un factor crítico de aplicación ya que de de ma ci ada longitud de los conductores de conexión puede reducir la efectividad de los pararrayos.

Los conductores de conexión de la línea a tierra y los conductores de alimentación presentan trayectorias de alta impedancia para la corriente de descarga ocasionada por una descarga atmosférica. Cuando ésta corriente circula por los conductores puede desarrollar en su recorrido voltajes que someterían el aislamiento de equi po protegido a esfuerzos adicionales. Por ésto, se re co mi enda conductores de conexión cortos para instala - ción de pararrayos.

El tipo de transformador utilizado para esta subestación es sumergido en aceite con tipo de enfriamiento - OA/FA. La base de montaje del transformador debe de ser de hormigón y estar rodeada por una especie de tina o foso para recoger el aceite en caso de que ocu - rriera un derrame del mismo.

El foso debe tener unas dimensiones mínimas para que pueda recoger el doble de la cantidad de aceite que con tiene el transformador; además, se recomienda proveer al foso de una tubería de desfogue hacia un lugar un po co alejado de la subestación. El foso se lo rellena - con ri pio (piedra N° 4) por su gran permeabilidad para de jar pa sar el aceite.

La selección de salida de la subestación puede ser

aérea o encapsulada de acuerdo con las necesidades específicas. Generalmente tiene un interruptor automático principal y luego de barras de distribución desde donde salen los alimentadores a los diversos centros de carga. Los equipos de protección que pueden utilizarse aquí son de varios tipos: breakers de aceite, breakers de aire, breakers de vacío, reclosers y por último interruptores de fusibles.

2.2.3 SUBESTACIONES UNITARIAS SECUNDARIAS .-

Las subestaciones unitarias secundarias constituyen la parte más importante en todo sistema de distribución industrial.

Deben considerarse muchos factores en la selección de éstas subestaciones, como: espacio disponible, seguridad, potencia, voltajes de operación, ubicación y posibilidades de expansión futura.

En general, todo equipo de subestaciones que opere en voltajes mayores de 15 KV es ubicado a la intemperie, y, los equipos que operan en voltajes de 15 KV o menos pueden estar ubicados en interiores o exteriores dependiendo de la disponibilidad de espacio y de las condiciones ambientales.

Una subestación secundaria articulada consiste de tres componentes básicas: sección de acometida, sección de transformación y sección de salida.

La sección de acometida puede contener una gran variedad de equipos:

a.- Una cámara de terminales para conexión directa al

transformador.

b.- Interruptores fusibles para desconexión bajo carga.

Estos interruptores utilizan un mecanismo de barra de torsión que permite una acción muy rápida de las cuchillas tanto en la conexión como en la desconexión. El interruptor puede ser cerrado con corrientes de hasta 61.000 amperios sin producirse daño en el equipo o peligro para el operador.

c.- Disyuntor automático (breaker) para proveer la protección de cortocircuitos y desconexión con carga.

Aunque este es el equipo más recomendable su costo es bastante alto.

Debe hacerse una cuidadosa evaluación de los equipos de protección primaria entre disyuntores fusibles y breakers de potencia. Un disyuntor fusible aplicado aproximadamente puede ofrecer una buena protección al menor costo pero, a diferencia de los breakers al fusible debe ser reemplazado cada vez que se funde y además se produce el problema de monofaseo. En los últimos tiempos los disyuntores fusibles han encontrado amplia aplicación de la protección de circuitos primarios.

Existen dos tipos de fusibles de potencia, el tipo normal y el limitador de corriente. El fusible del tipo normal origina el arco dentro de un tubo que contiene ácido bórico y el vapor que se forma sirve para expulsar el arco produciendo un ruido fuerte como un disparo de revólver. En cambio el fusible limitador de corriente consiste de un filamento de plata dentro de un tubo lleno de arena de tal manera que el arco es absorbido por la arena que lo rodea y no se produce ningún efecto exterior por lo cual también se los llama silenciosos. Los fusibles limitadores de corriente inter-

rumpen tan rápido el circuito que no permiten que la corriente de falla alcance su valor máximo.

Los breakers de potencia por definición están diseñados para interrumpir el circuito bajo condiciones normales y anormales. Se usa el término "normal" para clasificar las interrupciones cuando la corriente no excede el valor nominal del trabajo del breaker. En cambio el término "anormal" define las interrupciones de corriente que exceden mucho este valor como cortocircuitos y sobrecargas.

En la tabla No. 2.8 podemos ver los valores de diseño de disyuntores de cuchillos para voltajes desde 5 hasta 38 KV.

En la tabla No. 2.9 se muestran los rangos normales de los breakers de potencia.

Los transformadores utilizados pueden ser de cuatro tipos:

- a.- Sumergidos en aceite para uso de intemperie o en bóvedas a prueba de fuego.
- b.- Sumergidos en askarel para uso de intemperie o en interruptores.
- c.- Tipo seco abierto para uso en interiores.
- d.- Tipo seco sellado para uso de interiores o a la intemperie.

La sección de salida puede estar constituida por cualquiera de los siguientes tipos o combinaciones de ellos:

- a.- Breakers de potencia.
- b.- Breakers de caja moldeada
- c.- Interruptores de cuchillas con fusibles
- d.- Centros de control de motores

La selección del equipo más adecuado para cada aplicación particular debe basarse en la consideración de-

nida de varias condiciones como: economía, seguridad y confiabilidad de servicio.

Desde el punto de vista económico los fusibles ofrecen el menor costo, seguidos por los breakers de caja moldeada y por último los breakers de potencia. Para hacer una evaluación económica es necesario tomar en cuenta el costo de reemplazar los fusibles y el costo del mantenimiento de los breakers.

Desde el punto de vista de la seguridad todos tres son aparatos completamente seguros si son utilizados y conservados apropiadamente.

La aplicación de fusibles limitadores de corriente ofrece la ventaja de su alta capacidad de interrupción sobre todo cuando se trata de sistemas con grandes corrientes de cortocircuito, además su operación es muy rápida evitando los daños que podrían ocasionarse por una falla.

2.3.- TRANSFORMADORES .-

Cuando se selecciona y se especifica un transformador para una aplicación particular, deben considerarse las siguientes características básicas:

Potencia

Servicio Monofásico o Trifásico

Localización

Valores de voltaje

Conexiones de los devanados

Tipo de enfriamiento

Nivel básico de aislamiento (BIL)

Eficiencia

Sistema de puesta a tierra

La potencia de un transformador debe ser calculada de tal manera que pueda satisfacer los requerimientos de la demanda actual y de una posible demanda futura ocasionada por el incremento de la carga. En la tabla N°2.5 se muestran los valores de la potencia de transformadores en KVA que se fabrican normalmente.

La relación entre voltaje o relación de transformación es la razón del voltaje terminal en el primario al voltaje terminal en el secundario en condiciones específicas de carga; la relación de voltaje y las derivaciones se seleccionan para proveer voltaje correcto en los terminales tomando en cuenta las variaciones del voltaje de la fuente y la caída de tensión en el transformador y las líneas de distribución.

2.3.1.- TIPOS DE TRANSFORMADORES EN INDUSTRIA

Hay cuatro tipos básicos de transformadores utilizados para servicio industrial:

- Sumergidos en aceite
- Sumergidos en askarel o sílicón líquido
- Tipo seco abiertos.
- Tpo seco sellados.

Los criterios que se aplican para la selección de uno de éstos tipos son: costo, rapidéz del dieléctrico, localización, necesidades de mantenimiento, nivel de ruido y espacio disponible.

2.3.2. TIPOS DE ENFRIAMIENTO

Existen varios tipos de enfriamiento de transformadores los cuales se pueden calificar como :

- a.- Clase OA
- b.- Clase OA/FA
- c.- Clase FOA

- d.- Clase FOW
- e.- Clase OW
- f.- Clase AA
- g.- Clase AA/FA
- h.- Clase AFA
- i.- Llenos de gas

- a.- Clase OA es un transformador sumergido en líquido. El enfriamiento se logra por la circulación natural del aire sobre la superficie de enfriamiento.
- b.- Clase OA/FA es un transformador similar al clase OA pero tiene una mayor capacidad de carga debido a la circulación forzada de aire sobre la superficie de enfriamiento.
- c.- Clase FOA es similar al clase OA pero el enfriamiento se lo implementa por circulación forzada del líquido aislante a través de un enfriador que utiliza circulación forzada de aire.
- d.- Clase FOW es un transformador similar al FOA pero utiliza circulación forzada de agua en el enfriador.
- e.- Clase OW es enfriado por circulación natural del líquido aislante sobre la superficie de enfriamiento enfriado por agua.
- f.- Clase AA es un transformador tipo seco enfriado por circulación natural de aire.
- g.- Clase AA/FA es un transformador similar al clase AA pero tiene una mayor capacidad de carga por circulación forzada de aire.
- h.- Clase AFA es un transformador tipo seco enfriado por circulación forzada de aire.
- i.- Los transformadores llenos de gas son transformadores tipo seco que usan como medio el hexafluoruro de carbono. Este gas es no explosivo y no inflamable. No tienen enfriamiento forzado ya que son diseñados para trabajar autoenfriados.

2-3-3.- TIPOS DE AISLAMIENTO .-

Los materiales aislantes se clasifican según la temperatura a la que están diseñados para trabajo normal. Se dividen en cuatro tipos: Tipo A, Tipo B, Tipo F y Tipo H.

* Los materiales tipo A consisten de algodón, seda, papel y otros materiales orgánicos los mismos que no deben ser expuestos a temperaturas de trabajo mayores a 95°C para obtener un tiempo de vida normal. Este tipo de aislamiento es comúnmente usado en transformadores sumergidos en aceite o askarel.

* Los materiales tipo B consisten de combinaciones de mica, fibra de vidrio y asbesto con sustancias impregnantes; estos materiales no deben ser sometidos a temperaturas de los conductores mayores de 120°C . El punto más caliente no debe sobrepasar los 150°C .

* Los materiales tipo F son los mismos que el tipo B pero existe diferencia en las sustancias impregnantes. Estos materiales permiten una temperatura de trabajo de 185°C .

* Los materiales tipo H son comúnmente usados en los transformadores tipo seco; consisten de silicón, elastómeros, mica, fibra de vidrio o asbesto impregnados con resinas de silicón. Estos materiales permiten una temperatura de trabajo máxima de 190°C y la temperatura del punto más caliente de 220°C . Todos los transformadores de 30 KVA o más son fabricados con éste tipo de aislamiento.

Tanto en los transformadores sumergidos en líquido como en los tipos seco se puede incrementar la capacidad de carga añadiendo ventiladores. Los transformadores sumergidos en líquido desde de 750 KVA hasta 2.499 KVA pueden obtener un 15 % de incremento y desde 2.500 KVA hasta 11.999 KVA pueden obtener hasta un 25 % de incremento. Los transformadores secos de 300 KVA o más pueden conseguir hasta un 33 % de aumento de capacidad con los

ventiladores.

2.3.4.- COMPARACION ENTRE TRANSFORMADORES SECOS Y SUMERGIDOS EN LIQUIDO .-

Durante la última década los transformadores tipo seco han venido demostrando su gran flexibilidad de aplicación, desplazando en buena medida a los transformadores sumergidos en líquido sobre todo en instalaciones interiores. Al hacerse una comparación entre éstos dos tipos deben tomarse en cuenta varias consideraciones :

- Básicamente, los dos tipos tienen peso y tamaño similares.
- Los transformadores secos son más ruidosos que los sumergidos en líquido (de 3 a 6 db) en el caso de los tipos autoenfriados, pero en los de ventilación forzada el nivel de ruido es similar.
- En general los transformadores sumergidos en líquido tienen menores pérdidas con carga. Los sumergidos en líquido son más eficientes con cargas livianas y los secos más eficientes con cargas pesadas ésto lo indica la tabla N°2.7.
- Los transformadores secos pueden ser instalados en cualquier parte, sin necesidad de las bóvedas a prueba de incendio que se usan para los transformadores sumergidos en aceite.
- Los transformadores secos son no inflamables y no explosivos a diferencia de los sumergidos en aceite.
- Los transformadores secos no ventilados (sellados) pueden trabajar en atmósferas muy contaminadas, debido a su carcasa que no permite el paso de elementos extraños al interior.
- Al hacer una evaluación de costos deben considerarse también los costos originados por la instalación, en la tabla No. 2.6 se muestra una comparación de costos en base a un transformador de 1.000 KVA 15 KV.

En general, al especificar transformadores, el ingeniero debe comparar y contrapesar las ventajas y desventajas de cada tipo de acuerdo a las necesidades especificadas del proyecto. La selección apropiada del transformador debe tener en cuenta todos los factores relacionados con las condiciones especificadas como: costo, ubicación, mantenimiento, condiciones ambientales, eficiencia, nivel de ruido, nivel básico de aislamiento, capacidad de cortocircuito.

235.- OTROS CRITERIOS DE SELECCION.-

La constante de tiempo de un transformador es definida como el número de horas que demora el punto más caliente en llegar al 63 % de la temperatura máxima de diseño, con el transformador trabajando a plena carga y partiendo desde trabajo en vacío a temperatura ambiente normal. Mientras mayor sea la constante de tiempo de un transformador mayor será la capacidad de este para soportar sobrecargas momentáneas. A continuación tabulamos las constantes de tiempos normales para cada tipo de transformador.

<u>TIPO DE TRANSFORMADOR</u>	<u>CONSTANTE DE TIEMPO</u>
Sumergido en líquido 55°C. o 65°C.	1.5
Tipo seco 80°C.	1.5
Tipo seco 150°C.	1.0

Los transformadores sumergidos en askarel estan siendo desplazados totalmente debido a que el líquido bifenilo policlorinado es tóxica y no es biodegradable. En el caso de que se rega en la tierra producirá efectos tóxicos a humanos y animales. Como una alternativa se han desarrollado los líquidos de silicón (inerteen y pyranol) de los cuales se espera que resuelvan los problemas de inflamabilidad del aceite mineral y de contaminación ambiental del askarel. Los índices de inflamabilidad

están tabulados a continuación.

<u>SUBSTANCIA</u>	<u>INDICE</u>
Agua	0
Eter	100
Aceite mineral	20-30
Askarel	1-2
Líquidos de silicón	4-5

Una comparación de costos basados en el costo del transformador sumergido en aceite mineral dá una idea clara para seleccionar el tipo de transformador que se utilizará.

<u>TIPO DE TRANSFORMADOR</u>	<u>PORCENTAJE</u>
Sumergido en aceite mineral	100 %
Sumergido en askarel (descontinuado)	125 %
Sumergido en líquido de silicón	145-155 %
Tipo seco abierto	120-125 %
Tipo seco sellado	200 %

2.3.6.- CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES .-

En general todas las industrias utilizan en sus procesos energía eléctrica trifásica, por este motivo todas las subestaciones industriales tienen bancos de transformación trifásicos que son los que discutiremos.

Un banco de transformación trifásico puede estar formado por tres transformadores monofásicos conectados exteriormente o por un transformador trifásico con todos los componentes y conexiones dentro de un solo tanque.

Hay cuatro maneras posibles en las que puede ser conectado un banco trifásico.

- a.- Primario en estrella, secundario en estrella
- b.- Primario en estrella, secundario en triángulo
- c.- Primario en triángulo, secundario en estrella
- d.- Primario en triángulo, secundario en triángulo

La selección de tipo de conexión más apropiada para una aplicación determinada debe hacerse tomando en cuenta varias consideraciones como: tipo de la carga, sistema de puesta a tierra, presencia de terceras armónicas, relación de fase entre primario y secundario, voltaje primario y secundario, etc.

2.3.6.1.- CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LA CONEXION ESTRELLA - ESTRELLA

Para un voltaje dado dividido entre líneas, el voltaje aplicado a las bobinas de un transformador conectado en estrella es dividido para la raíz cuadrada de 3 y la corriente en las bobinas es igual a la corriente de línea. Por esto el embobinado de un transformador conectado en estrella tendrá un conductor más grueso y menos vueltas que su equivalente conectado en triángulo, además será un poco barato de construir. Esta construcción más fuerte permite que los embobinados estén mejor preparados para soportar los esfuerzos provocados por las altas corrientes de cortocircuito.

Las cargas conectadas al secundario pueden estar conectadas en estrella o en triángulo y pueden ser balanceadas o desbalanceadas.

Si el neutro de los transformadores y de las cargas están aislados, el potencial de este punto común no estará fijo con respecto a los potenciales de línea. Esto hace variar notoriamente los voltajes de fase. Aún con un pequeño desbalance en las corrientes de carga el neutro se desplaza considerablemente.

Este desplazamiento puede evitarse conectando el neutro del primario al neutro de la fuente.

Otra ventaja de este tipo de conexión es la producción de terceras armónicas. Todo transformador alimentado con una onda de voltaje sinusoidal tendrá una corriente de excitación distorsionada por efecto de la saturación del núcleo. Si el neutro del primario está conectado al de la fuente, estas componentes de tercera armónica tienen una trayectoria de retorno. En caso de no existir ésta conexión, no existe retorno para las terceras armónicas y éstas ocasionan una distorsión en la onda de flujo magnético apareciendo terceras armónicas en voltaje secundario entre línea; si el neutro del secundario está aterrizado las componentes de tercera armónica retornarán por allí y como están en fase y se suman aritméticamente, pueden ocasionar interferencia inductiva en los circuitos telefónicos vecinos.

2.3.6.2.- CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LAS CONEXIONES ESTRELLA-DELTA Y DELTA-ESTRELLA.

Las conexiones estrella delta y delta estrella eliminan muchos de los problemas discutidos para la conexión estrella-estrella. La delta presenta una trayectoria para la circulación de las terceras armónicas por lo que prácticamente no aparecen corrientes de tercera armónica en las líneas de alimentación. Además la delta sirve para estabilizar el neutro de la estrella.

Si el neutro de la estrella es aterrizado esto ocasionará que cualquier falla a tierra en el sistema produzca altas corrientes de cortocircuitos que fluirán a través del transformador. Esto no presenta ma

y otras complicaciones porque la falla es usualmente des-
pejada por un equipo de protección (fusibles, breakers,
etc) antes de permitir un daño al transformador.

La conexión estrella-delta ocasiona un desfase -
miento de 30° entre los voltajes de línea a neutro del
primario y secundario, pero también se pueden conectar
de manera que el desplazamiento angular sea otro.

La conexión del primario en delta y el secundario
en estrella es adecuada para dar servicio trifásico de
cuatro hilos con buena regulación.

Si el primario es conectado en estrella no aterri-
za y se abre una de las líneas de alimentación, se pro-
ducirá un voltaje monofásico en el secundario y ésta
situación es intolerable para motores trifásicos.

Igual caso ocurrirá si el primario tiene el neu-
tro aterrizado pero el sistema de alimentación no lo es.
Solamente cuando el neutro del banco y el neutro del -
sistema de alimentación son ambos aterrizados no se pro-
ducirá este problema al abrirse una línea de alimenta-
ción, quedando el banco conectado en estrella abierta.

2.3.6.3.- CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LA CONEXION DELTA-DEL- TA.

La conexión delta-delta no presenta problemas de des-
plazamiento del neutro ni de terceras armónicas.
Cuando se utilizan tres transformadores individuales -
éstos deben tener la misma relación de voltajes porque
en caso contrario se producirá corrientes dentro de la

Las impedancias de los tres transformadores deben ser iguales para que la repartición de carga sea proporcional. Si se aplican voltajes desbalanceados al primario ésto producirá corrientes circulantes en la delta.

Las cargas monifásicas para servicio de fuerza se conectan entre dos fases del secundario y las cargas monofásicas de iluminación u otros tipos de carga que requieran servicio con tierra se conectan entre una fase y el punto medio de un bobinado, conectado a tierra.

Usualmente las consideraciones más importantes son, la repartición de carga, regulación y voltajes desbalanceados cuando las unidades individuales no son idénticas o cuando la carga no es balanceada.

2.4.- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA.-

El sistema de distribución secundaria comienza en los breakers de la salida de las subestaciones secundarias y termina en la carga.

El diseño de un sistema de distribución secundaria requiere tomar en consideración varios factores importantes, como : protección de cortocircuito, protección de sobrecarga, caída de voltaje, seguridad de operación.

2.4.1.- PROTECCION DE CORTOCIRCUITO Y SOBRECARGA .-

La consideración más importante en la obtención de una protección adecuada de cortocircuito es la seguridad del personal y del equipo.

En el estudio del sistema de distribución secundaria se debe revisar el sistema de distribución primaria ya que éste tiene considerable efecto en las características de funcionamiento del sistema secundario.

La utilización del sistema de centros de carga mantendrá los niveles de corriente de cortocircuitos dentro de valores razonables para poder aplicar los equipos modernos de protección adecuadamente. En la tabla siguiente se muestran las capacidades máximas de los transformadores para mantener los niveles de corriente de cortocircuito dentro de valores que permitan la utilización de los equipos de protección actualmente usados en los sistemas de distribución secundaria.

NIVEL DE CORTOCIRCUITO (Amps.)	CAPACIDAD DEL TRANSF. (KVA)	
	208	480
5.000	50	112.5
10.000	100	225
15.000	150	300
25.000	300	750
50.000	750	1.500

Entre los equipos que se utilizan normalmente en la protección de los sistemas de distribución secundaria están: breakers de caja moldeada, breakers de potencia, breakers de caja moldeada con fusibles, disyuntores de fusibles. Al seleccionar estos equipos lo primero que debe especificarse es la capacidad de interrupción y la corriente nominal.

Cuando un transformador alimenta una carga cualquiera, la corriente de falla disponible en los terminales del transformador podemos determinarla aplicando la fórmula:

$$I_f = \frac{100 \times 1\,000 \times T}{3 E (Z + 100 T/P)} = \frac{T}{3 E (Z + 100 T/P)} \times 10^5$$

En donde:

E = Voltaje del sistema

I_f = Corriente de falla disponible en los terminales del transformador (simétrica rms)

T = Potencia del transformador (KVA)

Z = Impedancia del transformador (%)

P = Capacidad de cortocircuito del primario (KVA)

En caso de ser un generador en vez de un transformador la fórmula es la misma, con la diferencia de que T = Potencia del generador (KVA)
Z = Impedancia del generador y P = 1.

Cuando la carga alimentada es de motores, es posible que el equipo de protección deba interrumpir la corriente de cortocircuito disponible desde el transformador o generador más una pequeña contribución desde los motores. La magnitud de esta contribución dependerá de si los motores son de inducción o sincrónicos. Es una práctica generalizada asumir que el 75% de los motores son de inducción y el 25% son sincrónicos; de esta manera la contribución de los motores a la corriente de falla es:

$$I_m = \frac{4 M}{3 E} \times 10^3$$

En donde:

I_m = Corriente de contribución de los motores.

M = Suma de las cargas de motores (KVA)

E = Voltaje del sistema.

La calibración de la corriente de disparo del breaker principal debe ser aproximadamente el 125% de la capacidad nominal de la fuente de energía. En cambio para los breakers de los alimentadores ésta calibración depende de la carga calculada para cada una; generalmente la corriente constante que pasa por un breaker no debe ser mayor al 80% de la corriente de diseño del aparato.

Es preferible especificar breakers que tengan una capacidad de interrupción igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito disponible en ese punto. Sin embargo puede a menudo conseguirse un equipo más barato usando con menor capacidad de interrupción en serie con fusibles capaces de

interrumpir toda la corriente de falla.

Estos fusibles deben ser del tipo limitadores de corriente.

En las figuras No. 6.4 y 6.5 puede verse la curva de disparo de un breaker de 1.600 amperios y la de un fusible limitador de corriente.

Se nota que a corrientes inferiores a 39.000 amperios el breaker disparará antes que el fusible se funda. A corrientes mayores el fusible se quemará antes de que el breaker dispare. Ya que el breaker tiene una capacidad de interrupción de 42.000 amperios, nunca tendrá que interrumpir corrientes mayores a su capacidad de interrupción. De esta forma la combinación breaker-fusible puede ser utilizada en circuitos con corrientes de cortocircuito de hasta 200.000 amperios que es la capacidad de interrupción del fusible.

Debe tomarse en cuenta que el breaker debe poder soportar momentáneamente la corriente de falla que circula antes que el fusible despeje la falla, por lo tanto el fusible debe ser diseñado de tal manera que ésta corriente no exceda la capacidad momentánea del breaker.

Por ejemplo, un sistema de 480 voltios alimentado por un transformador de 2.500 KVA puede estar sometido a corrientes de falla hasta 37000 amperios simétricos. Un fusible de 800 amperios deja pasar una corriente de 40.000 amperios pico

asimétricos o sea el equivalente de 18.000 amperios simétricos o factor de asimetría de los fusibles es 1.6, el valor pico es 2 veces el valor RMS de la corriente, por lo tanto el valor pico es 2.3 veces el valor RMS de la corriente simétrica $40.000/2.3 = 18.000$ A.) Así un breaker con fusibles limitadores de corriente de 800 amperios podría ser usado para alimentar un panel de breakers con capacidad de interrupción de 20.000 amperios - aunque la corriente de cortocircuito del sistema - sea de 37.000 amperios.

2.5- CAIDA DE VOLTAJE .-

La cantidad de caída de voltaje que puede permitirse en cualquier sistema de distribución depende bastante del tipo de equipo que se alimenta y de las variaciones de voltaje que éste equipo puede soportar - sin afectar su operación.

Los siguientes pueden ser valores típicos: El voltaje primario - puede tener una variación del 5 %, en transformadores la caída puede ser del 3 1/2 %, en los alimentadores secundarios puede ser del 1 1/2 % y en circuitos ramales del 2 1/2 %. Estos valores pueden - variar entre sí dando el mismo valor total. Por ejemplo, si el factor de potencia es mejorado, la caída de voltaje en los transformadores sería menor permitiendo una mayor caída en los otros sectores.

La caída de voltaje se debe al paso de la corriente a través de una impedancia. Para calcular la caída de voltaje se debe conocer la impedancia del circuito, la corriente y el factor de potencia de la carga. Aquí se describen dos métodos para calcular la caída de voltaje. El primero es aplicando ciertas fórmulas donde se utiliza el voltaje

en la fuente o en la carga, la magnitud y factor de potencia de la corriente de carga y de la impedancia total del circuito. El segundo método se desarrolla utilizando curvas de caída de voltaje vs. carga.

METODO N° 1.-

La caída de voltaje en un sistema de potencia puede calcularse seleccionando la fórmula más apropiada de acuerdo a los datos existentes y la exactitud deseada. En las fórmulas siguientes las caídas de voltaje son de línea a neutro, para obtener la caída de voltaje de línea a línea en un sistema trifásico se debe multiplicar la caída de voltaje de línea a neutro por 3. Para sistemas monofásicos la caída de voltaje de línea a línea se la obtiene multiplicando la caída de voltaje de línea a neutro por 2.

La nomenclatura utilizada en las fórmulas es :

E = caída de voltaje de línea a neutro.

E_s = voltaje de línea a neutro en el lado de envío.

E_r = voltaje de línea a neutro en el lado de la carga.

ϕ = ángulo de factor de potencia.

I = corriente de línea.

R = resistencia de circuito, en ohmios.

X = reactancia del circuito, en ohmios.

(la reactiva es positiva y la capacitiva es negativa)

$\cos \phi$ = factor de potencia de la carga.

$\sin \phi$ = factor reactivo de la carga (positivo para cargas con factor de potencia atrasado y negativo para cargas con factor de potencia adelantado).

Si se conoce E_r :

$$E = (E_r \cos \phi + Ir)^2 + (E_r \sin \phi + Ix)^2 - E_r$$

Si se conoce E_s :

$$E = E_s + IR \cos \theta + IX \sin \theta - E_s^2 - (IX \cos \theta - IR \sin \theta)^2$$

En la práctica pueden utilizarse también las siguientes fórmulas aproximadas:

Si se conoce E_r :

$$X = I (R \cos \theta + X \sin \theta) + \frac{(IX \cos \theta - IR \sin \theta)^2}{2 (E_r + IR \cos \theta + IX \sin \theta)}$$

Si se conoce E_s :

$$E = IR \cos \theta = IX \cos \theta + \frac{(IX \cos \theta - IR \sin \theta)^2}{2 E_s}$$

La fórmula más comúnmente usada es la siguiente que aunque no es exacta, es lo suficiente aproximada:

$$E = I (R \cos \theta + X \sin \theta)$$

METODO No. 2.-

a) CAIDA DE VOLTAJE EN TRANSFORMADORES.-

La figura No. 2.7 pueden usarse para determinar la caída del voltaje aproximadamente en transformadores sumergidos en aceite autoenfriados monofásicos y trifásicos de 60 Hz.

Para el caso de transformadores monofásicos debe utilizarse el valor de la potencia monofásica multiplicada por tres.

La figura No. 2.7 cubre los siguientes rangos de transformadores:

MONOFASICOS:

250 - 500 KVA aislamiento de 8.6 - 15 KV

833 - 1.250 KVA aislamiento de 2.5 - 25 KV

TRIFASICOS:

225 - 750 KVA aislamiento de 8.6 - 15 KV

1.000 - 10.000 KVA aislamiento de 2.5 - 25 KV

La figura #2.8 se aplica para transformadores de 1.500 hasta 10.000 KVA con aislamiento de 34.5 KV. Estas curvas pueden ser usadas para determinar la caída de voltaje en transformadores con aislamiento de 46 y 69 KV usando factores multiplicadores apropiados, excepto para factor de potencia unitario. Para corregir a 69 KV se debe multiplicar por 1.15.

En los siguientes ejemplos de aplicación se puede observar el uso de las curvas.

EJEMPLO

Encontrar la caída de voltaje en un transformador trifásico de 500 KVA, 60 Hz., 13.800/240 voltios cuya carga es de 400 KVA con un factor de potencia de 0.8.

SOLUCION .- Tomamos el punto donde se corta la recta de 500 KVA con la de 0.8 factor de potencia, esto nos da una lectura de 4.2 % de caída de voltaje. Este valor se lo multiplica por la relación entre la carga real y la carga nominal.

$$\% \text{ caída a carga nominal (500 KVA)} = 4.2$$

$$\% \text{ caída con la carga real (400 KVA)} = \frac{400}{500} \times 4.2 = 3.36$$

$$E = \frac{3.36 \times 240}{100} = 8.06 \text{ Volts.}$$

EJEMPLO

Encontrar la caída de voltaje en un transformador trifásico de 3 500 KVA, 60 Hz, 69.000/13.800 voltios, sumergido en aceite con una carga de 2.000 KW y un factor de potencia de 0.80.

SOLUCION .- En la figura N° 2.7 encontramos la intersección de la recta de 3.500 KVA con la curva de 0.8 factor de potencia, trazando una horizontal se puede leer un porcentaje de caída de voltaje de 4.3.

$$\% \text{ caída a plena carga (3.500 KVA)} = 4.3$$

$$\text{Caída real del transformador} = \frac{2.000}{0.8} = 2.500 \text{ KVA}$$

$$\% \text{ caída a 2.500 KVA} = \frac{4.3 \times 2.500}{3.500} = 3.07$$

$$\text{caída de voltaje} = 3.07 \times 13.800 = 423.66 \text{ volts.}$$

$$\text{caída de voltaje (corregida a 69 KV)} = 423.66 \times 1.15 = 487.09 \text{ V}$$

b) CAIDA DE VOLTAJE EN CABLE.-

Las curvas de las Figuras No. 2.9, 2.10, 2.11, 2.12 - pueden usarse con exactitud razonable para calcular la caída de voltaje en cables con aislamiento de papel, caucho o barniz para 600 a 5.000 voltios. La resistencia y reactancia usadas en la elaboración de estas curvas están basadas en una temperatura de operación de 75°C. En la determinación de reactividades se asume que para tres conductores en tubería metálica los cables descansan desordenadamente en el tubo. Si los cables estuvieran entorchados debe considerarse como un cable multiconductores.

Las curvas están diseñadas para voltajes trifásicos. Para circuitos monofásicos la caída de voltaje entre líneas será 16% mayor que la indicada en las curvas.

EJEMPLO

Encontrar la caída de voltaje en un alimentador trifásico N°1/0 AWG, de 150 metros de longitud, que sirve a una carga de 300 amperios, 60 Hz, 0,8 factor de potencia, 240 voltios.

SOLUCION.- En la figura N°2.10 se encuentra la intersección de la vertical de factor de potencia 0,8 con la curva del cable 500 MCM, se traza una horizontal y ésta indica una caída de voltaje de 0,71 voltios por 10.000 amperios-pie.

Amperios-pie del alimentador = $492 \times 300 = 147.600$ Amp.-pie

Caída de voltaje = $0,71 \times 147.600 = 10,5$ voltios.

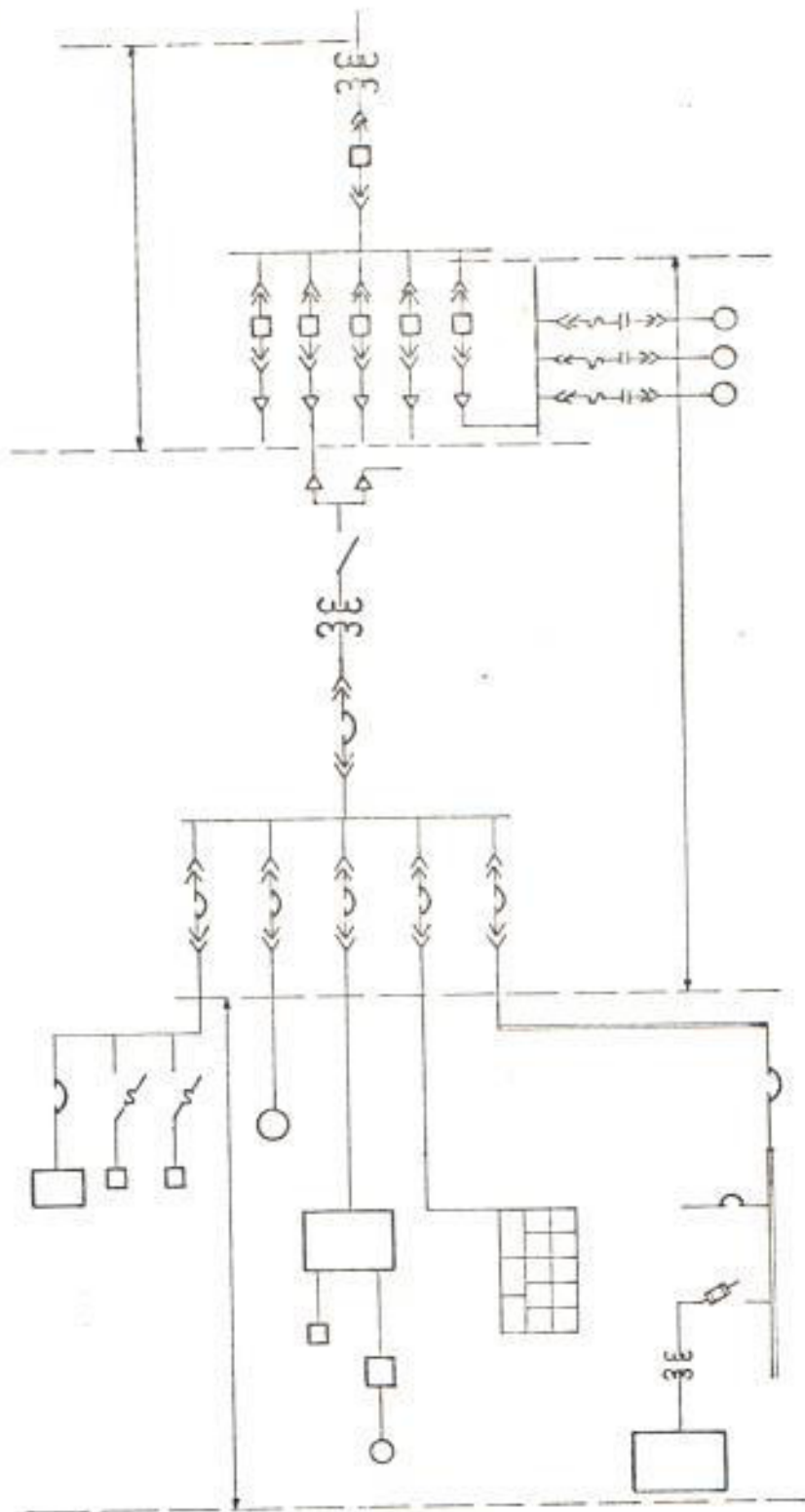


Fig. N^o 2.1 Sistema de distribución por centros de carga

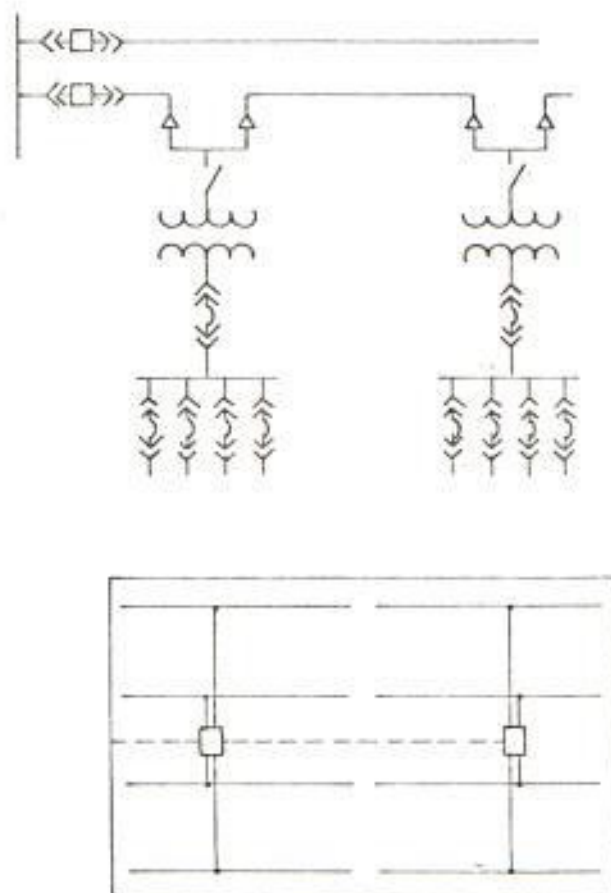


Fig. N^o 2.2 Sistema de distribución radial

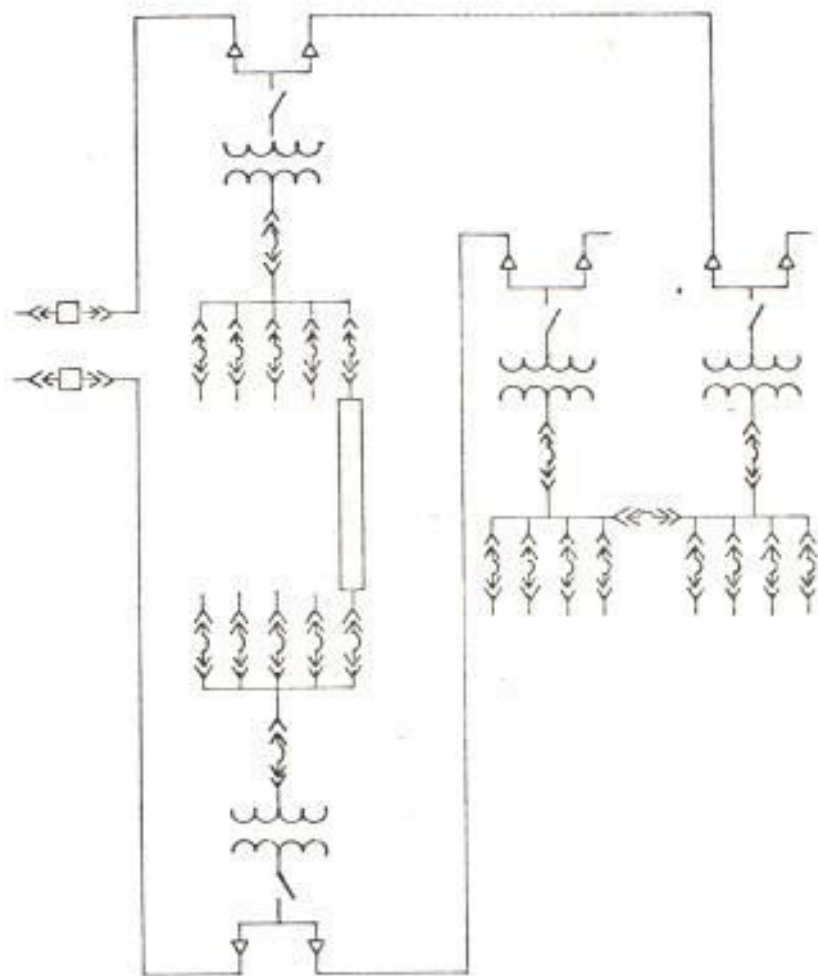


Fig. N^o 2.3 Sistema de distribución de secundario selectivo.

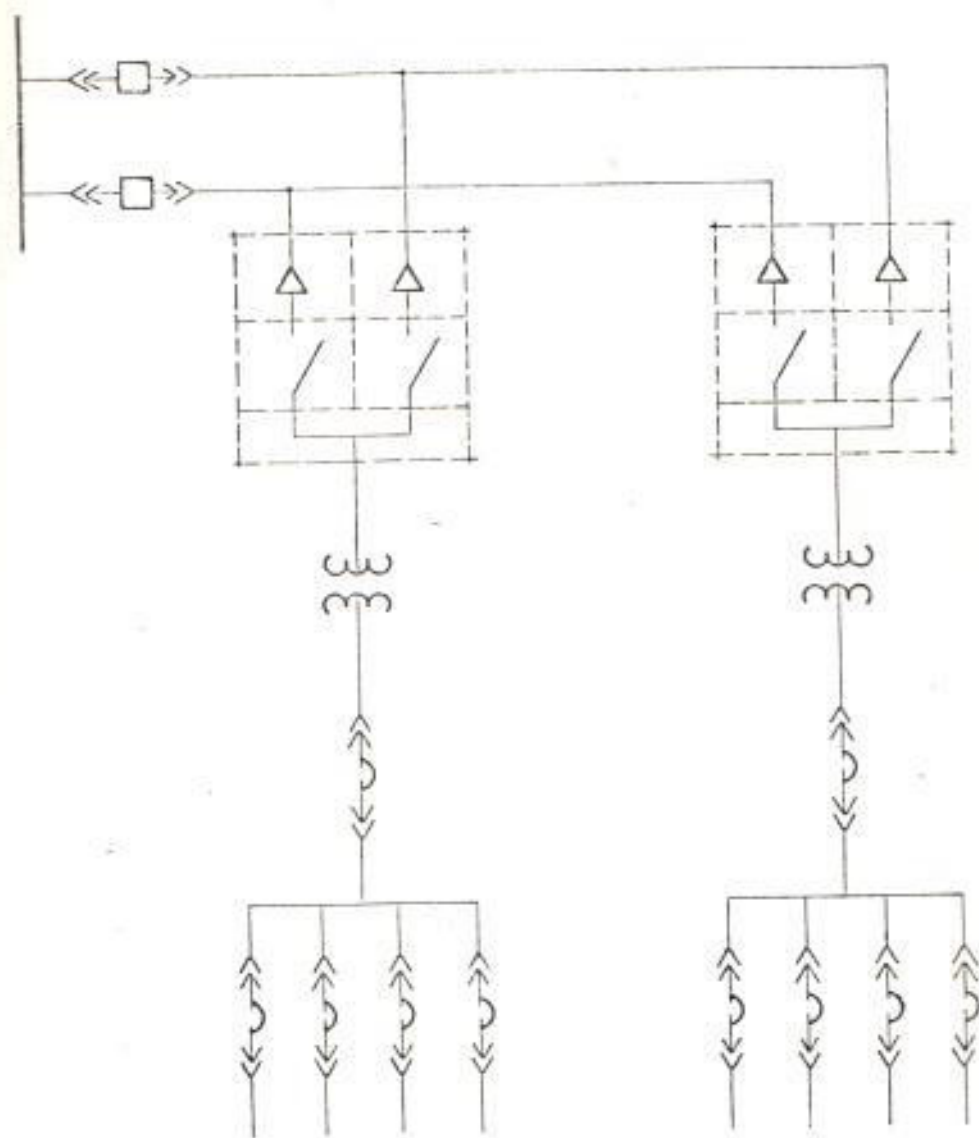


Fig. N^o 2.4 Sistema de distribución de primario selectivo típico.

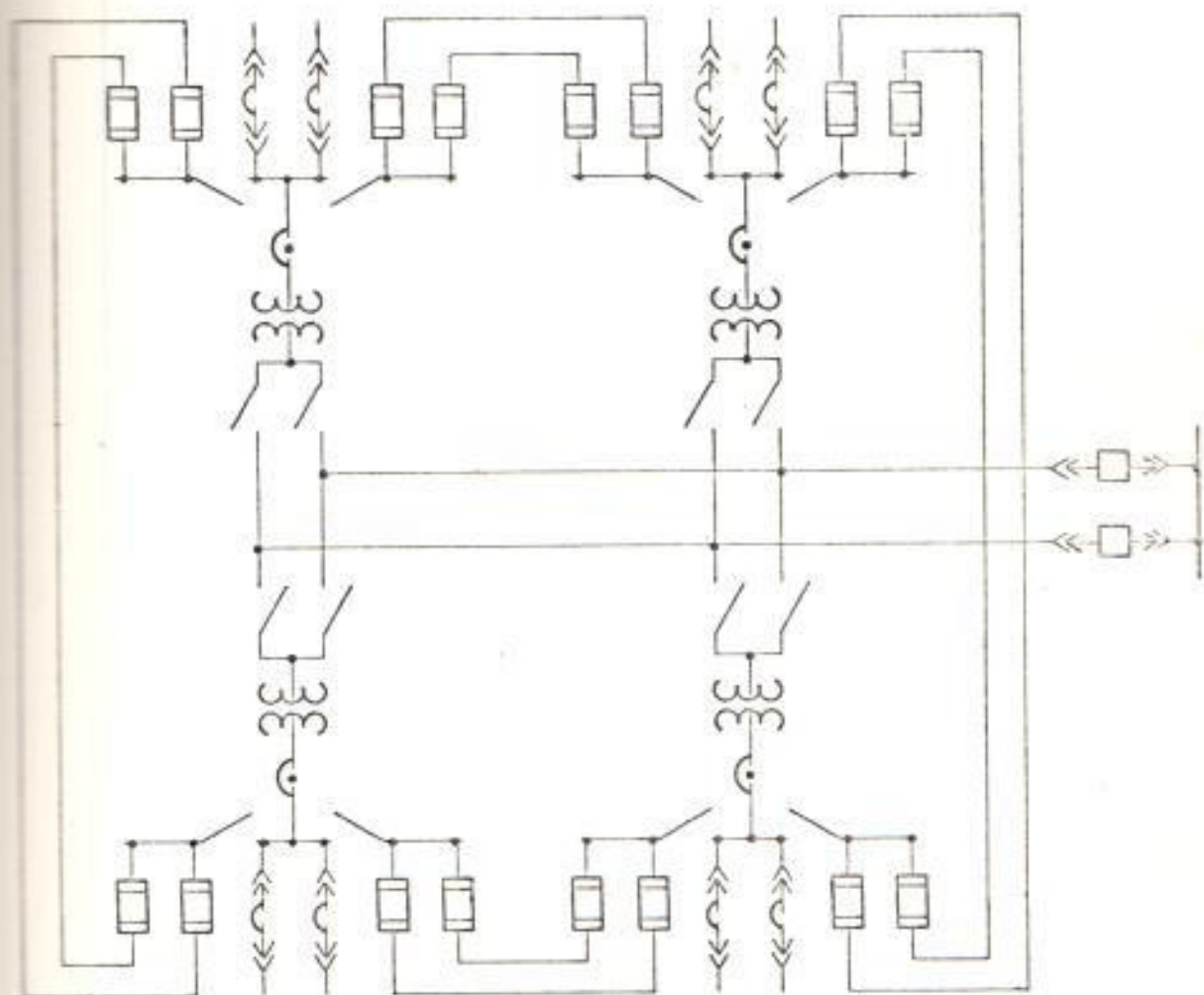


Fig. N^o 2.5 Sistema de distribución de malla secundaria

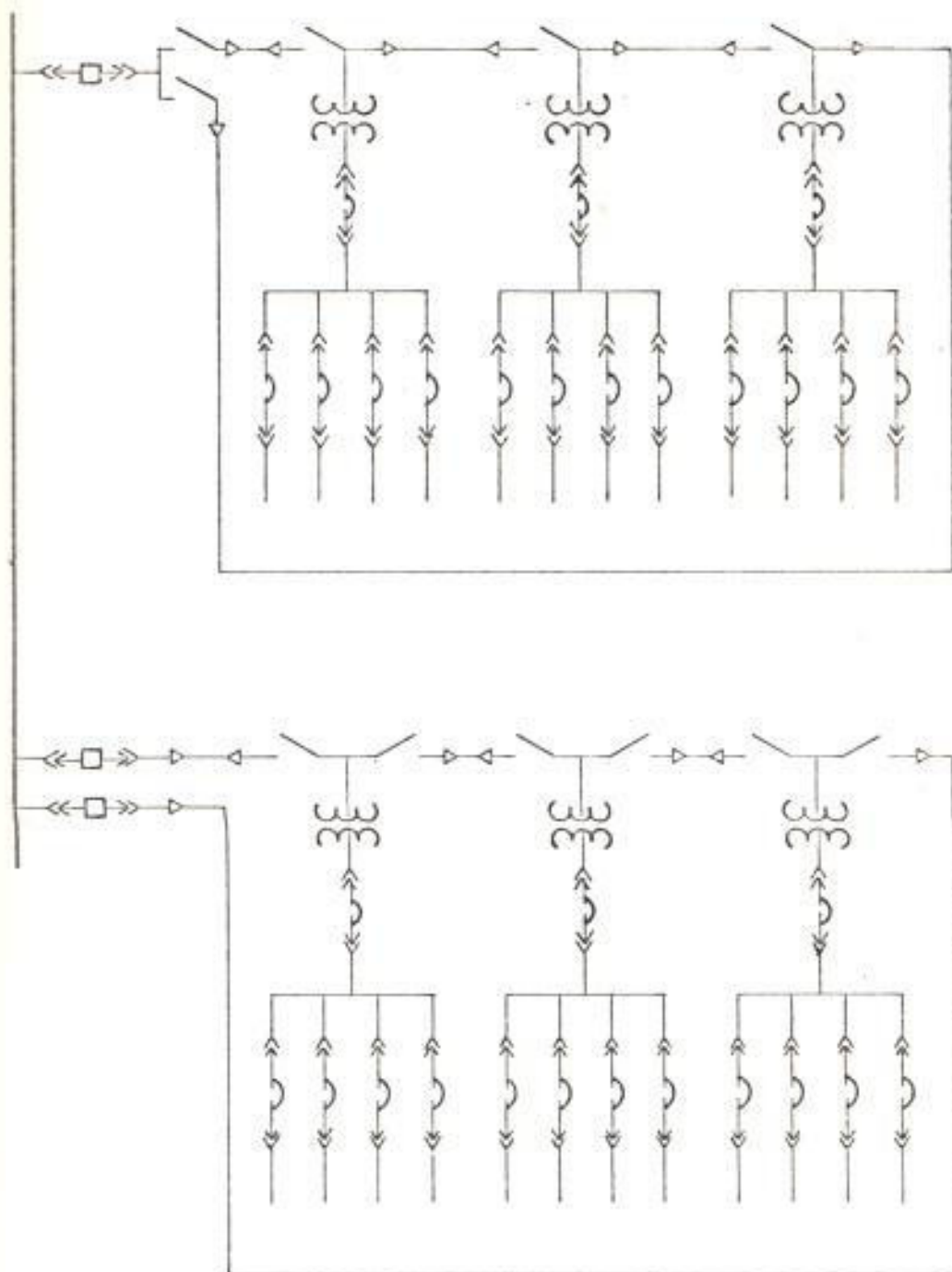


Fig. N^o 2.6 Sistema de distribución de primario en anillo típico.

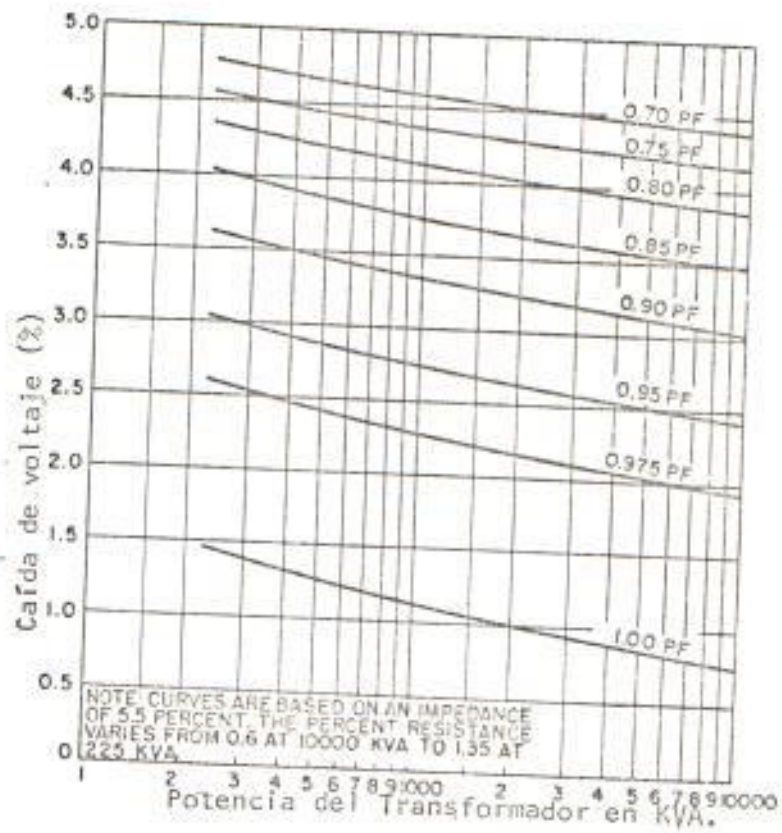


Fig. No. 2.7 Curvas de caída de voltaje para transformadores trifásicos de 5 a 25 KV.

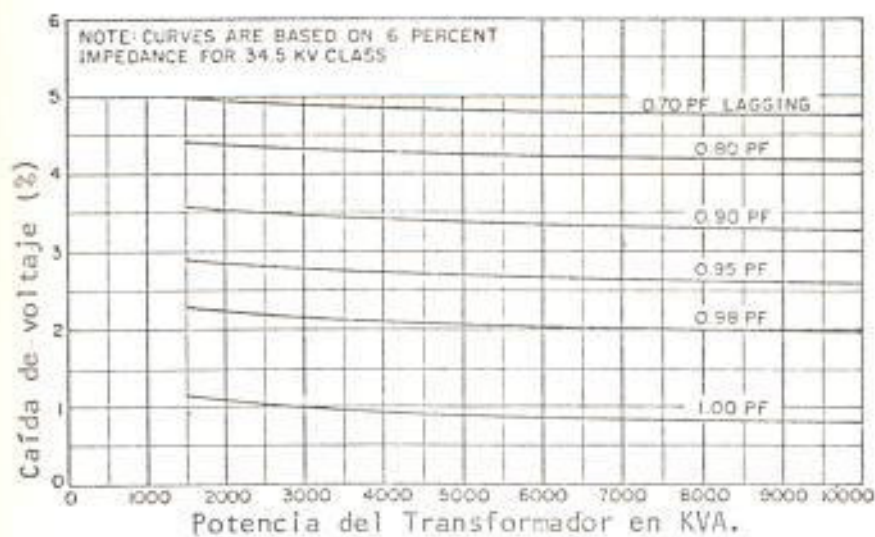


Fig. No. 2.8.- Curvas de caída de voltaje para transformadores trifásicos de 34.5 KV.

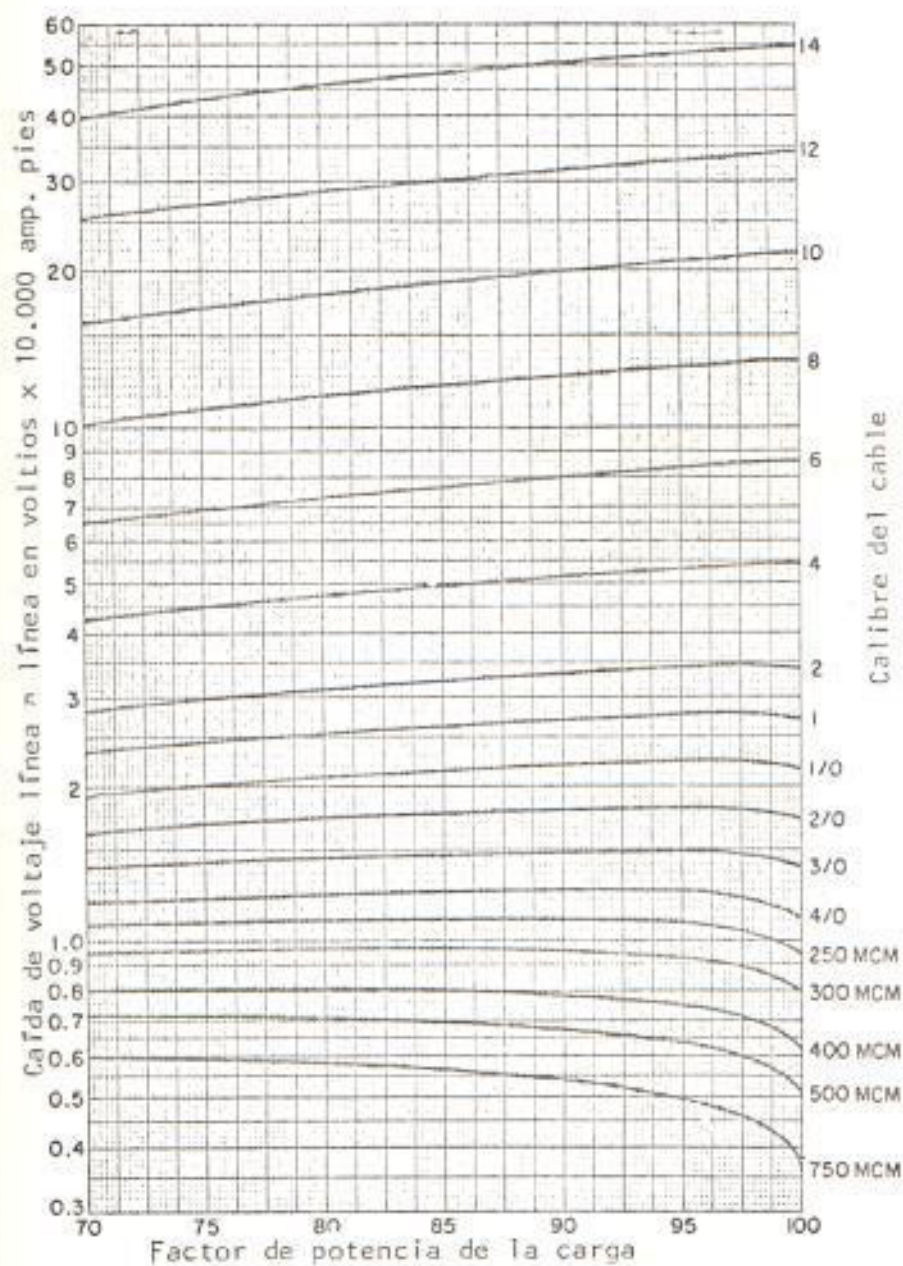


Fig. No. 2.9 Curvas de caída de voltaje en cable de 3 - conductores de 600 V. en ducto de hierro.

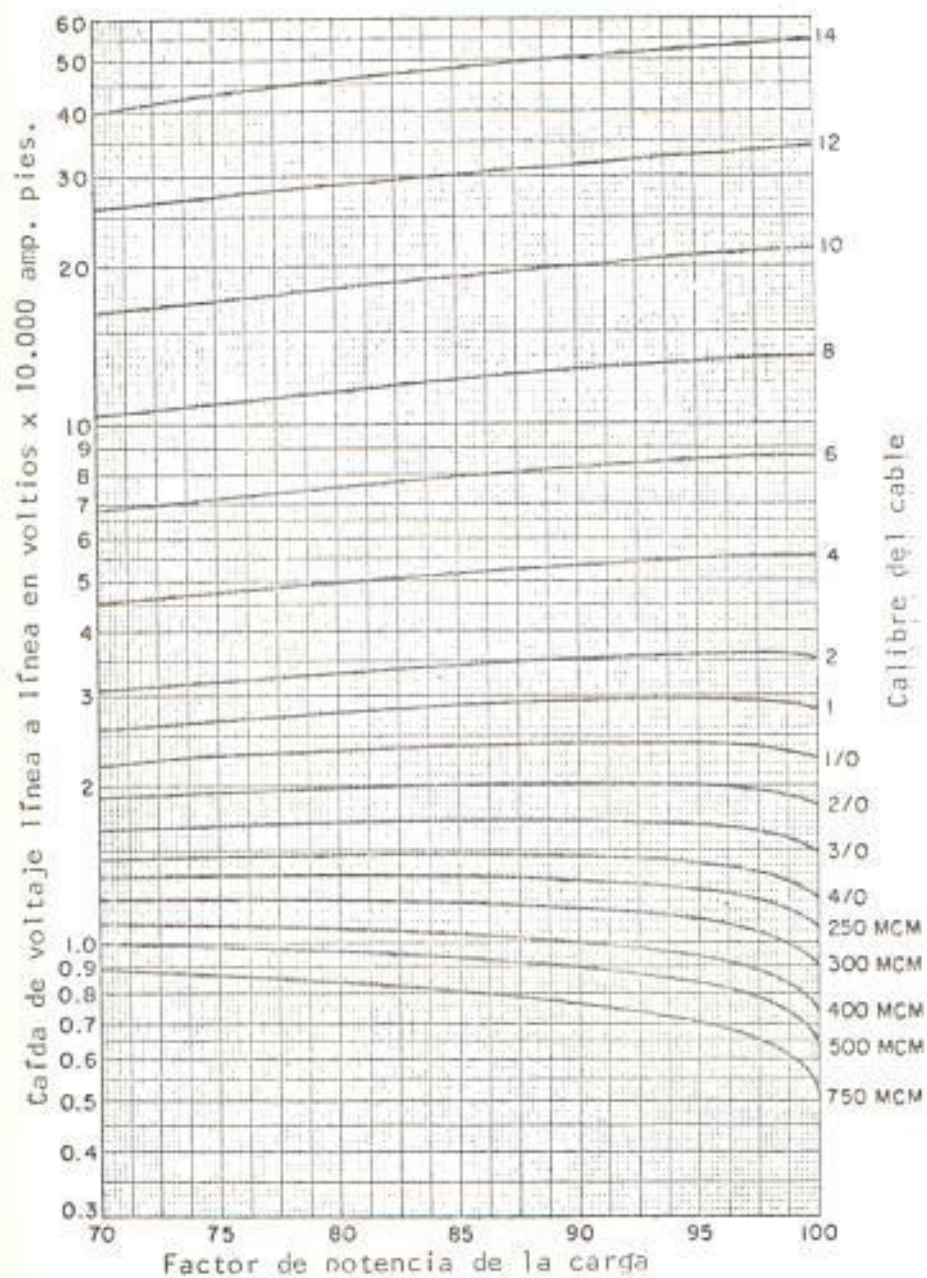


Fig. No. 2.10 Curvas de caída de voltaje en tres conductores de 600 V en ducto de hierro.

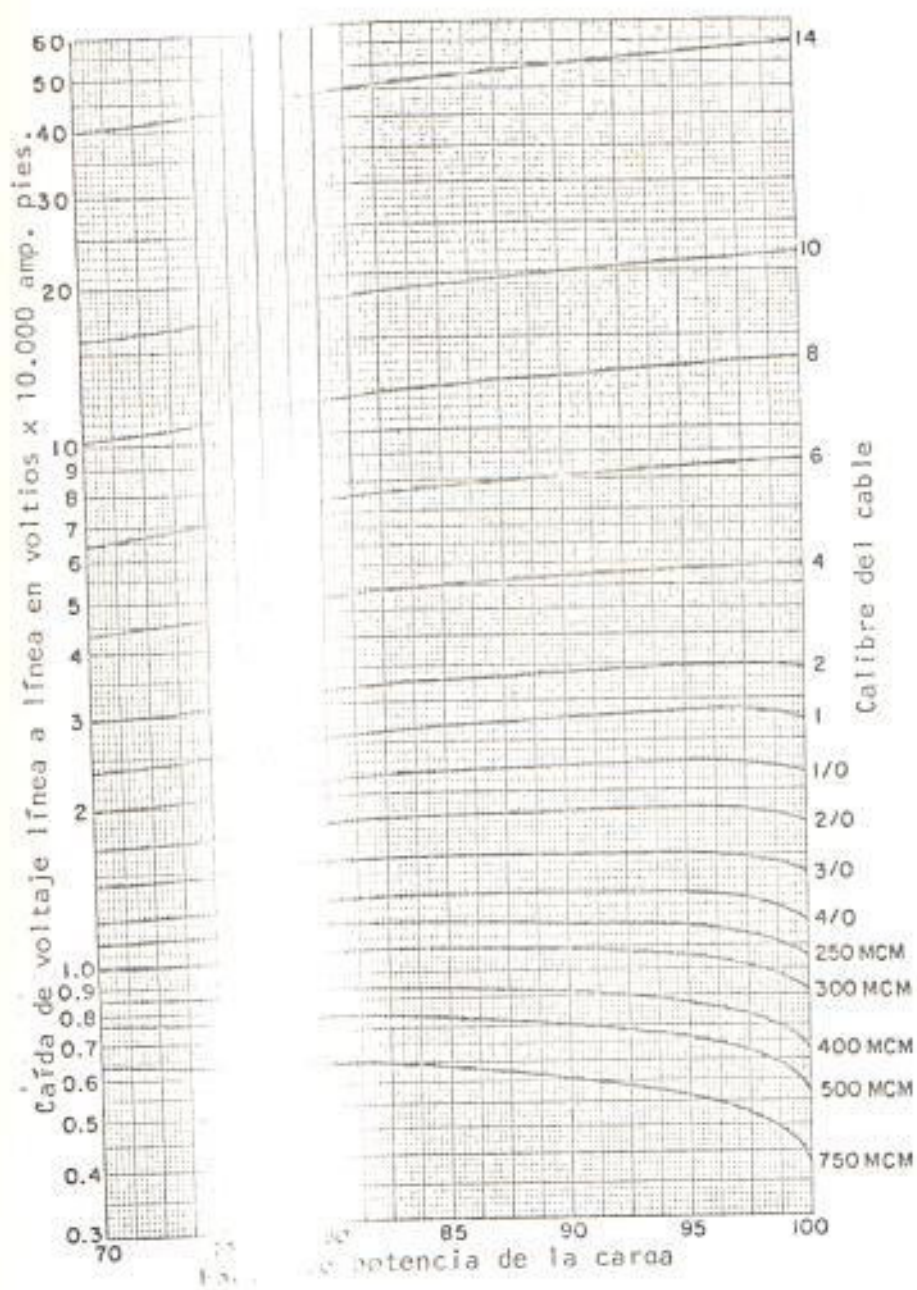


Fig. No. 2.11 Caída de voltaje en un cable de 3 conductores en ducto de hierro.

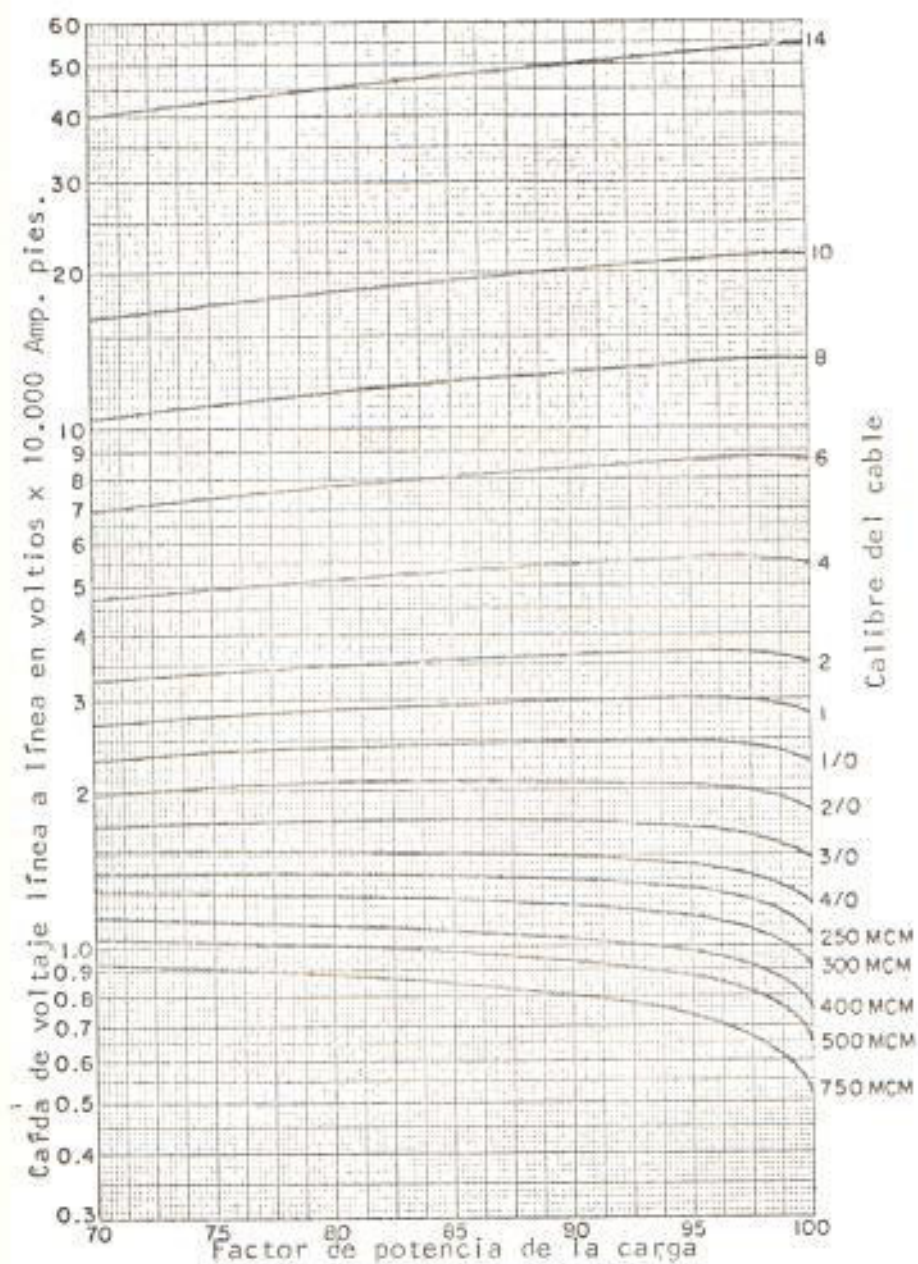


Fig. No. 2.12 Curvas de caída de voltaje en 3 conductores de 5000 V. en ducta de hierro.

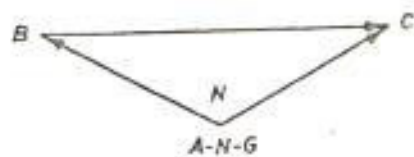
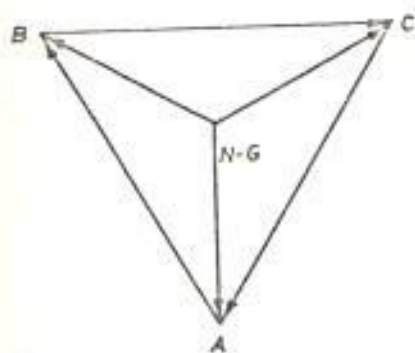
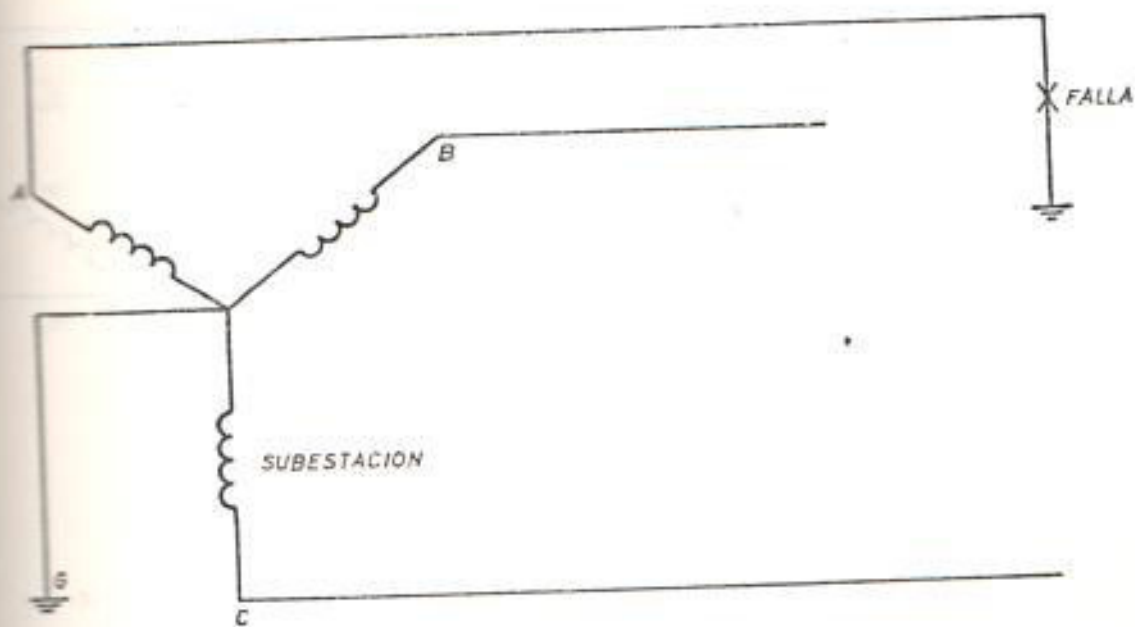
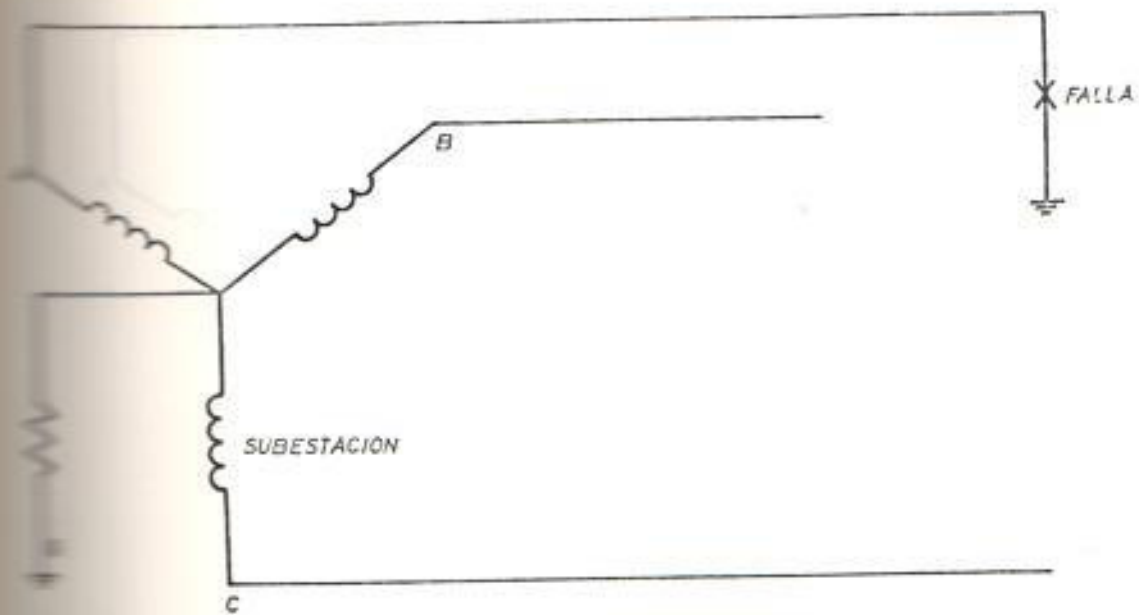
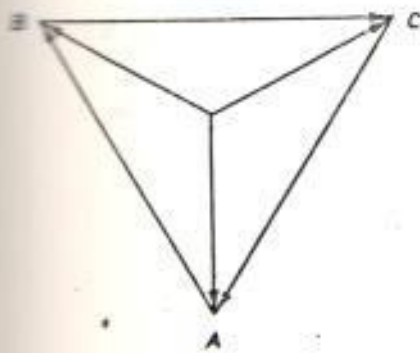


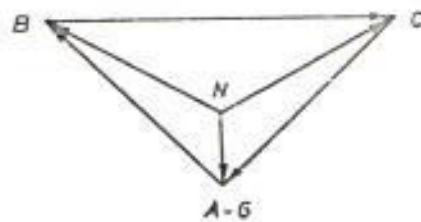
FIG. N° 2 - 13 VOLTAJE DE LINEA A TIERRA EN UN SISTEMA EN ESTRELLA SIN RESISTENCIA - DE PUESTA A TIERRA



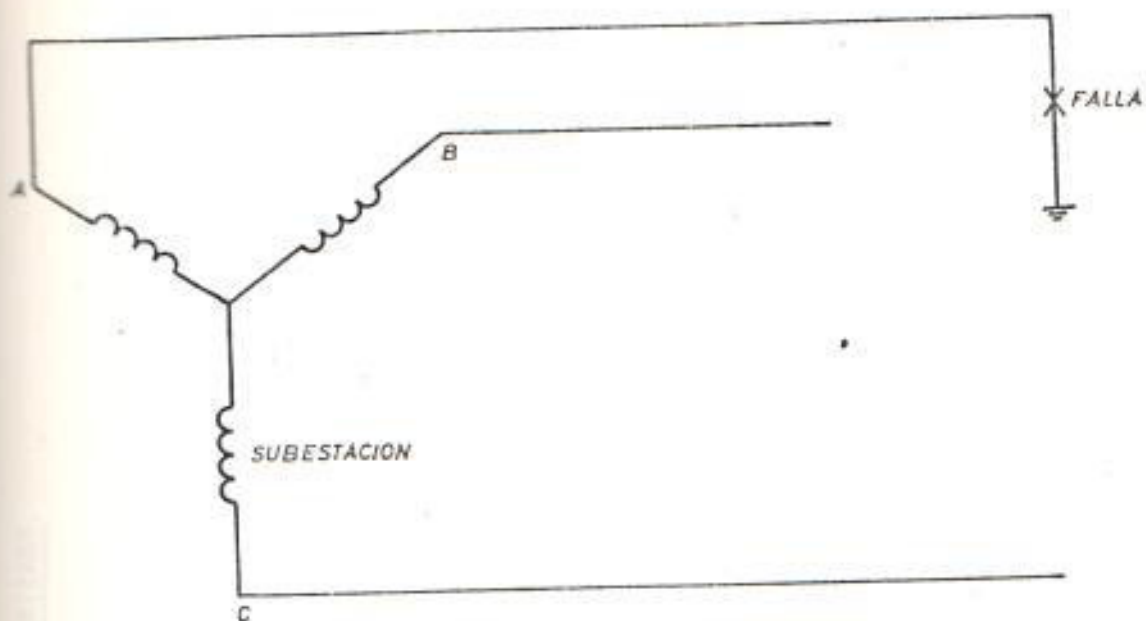
A. SISTEMA



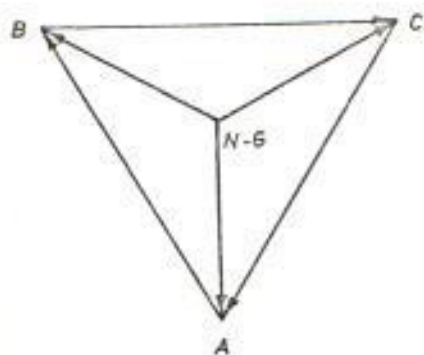
B. VOLTAJE NORMAL



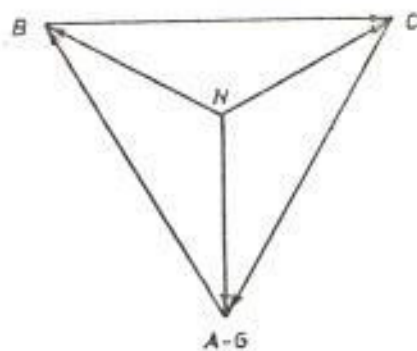
C. VOLTAJE DE FALLA



A. SISTEMA



B. VOLTAJE NORMAL



C. VOLTAJE DE FALLA

FIG. N° 2-15 VOLTAJE DE LINEA A TIERRA EN UN SISTEMA CON RESISTENCIA A PUESTA A TIERRA

Voltaje Nominal del Circuito (KV)	Voltaje Máximo (KV)	Porcentaje de Voltajes requerido.	Rango Teórico de pararrayos (KV)	Rango recomendado (KV)
4.16Y/2.4	4.4Y/2.54	67	3.0	3
8.32Y/4.8	8.8Y/5.1	67	6.0	6
12Y/7.2	12.7Y/7.3	70	8.9	9
12.47Y/7.2	12.8Y/7.5	70	9.0	9
12.47Y/7.2	13.2Y/7.62	70	9.25	9
13.2Y/7.62	14Y/8.1	70	9.8	10
13.8Y/7.97	14.5Y/8.4	70	10.1	10
20.8Y/12	22Y/12.7	72	15.9	10
22.9Y/13.2	24.2Y/14	72	17.4	18
24.9Y/14.4	25Y/14.5	72	18.0	18
24.9Y/14.4	26.4Y/15.2	72	19.0	18
34.5Y/19.9	36.5Y/21.1	72	26.3	21
46Y/26.6	48.3Y/28	73.5	35.5	27
69Y/39.8	72.5Y/41.9	73.5	53.5	37
				60

TABLA N° 3.3
 RANGOS DE VOLTAJE DE PARARRAYOS PARA CIRCUITOS DE DISTRIBUCION
 DE 3 HILLOS

ESTABLECER LOS RANGOS DE VOLTAJE DE PARARRAYOS EN LOS CASOS DE CATEGORIAS DE 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140, 150, 160, 170, 180, 190, 200, 220, 230, 240, 250, 275, 300, 330, 360, 380, 400, 450, 500, 550, 600, 660, 720, 780, 840, 900, 1000, 1100, 1200, 1300, 1400, 1500, 1600, 1700, 1800, 1900, 2000, 2200, 2400, 2600, 2800, 3000, 3300, 3600, 3800, 4000, 4500, 5000, 5500, 6000, 6600, 7200, 7800, 8400, 9000, 10000, 11000, 12000, 13000, 14000, 15000, 16000, 17000, 18000, 19000, 20000, 22000, 24000, 26000, 28000, 30000, 33000, 36000, 38000, 40000, 45000, 50000, 55000, 60000, 66000, 72000, 78000, 84000, 90000, 100000, 110000, 120000, 130000, 140000, 150000, 160000, 170000, 180000, 190000, 200000, 220000, 240000, 260000, 280000, 300000, 330000, 360000, 380000, 400000, 450000, 500000, 550000, 600000, 660000, 720000, 780000, 840000, 900000, 1000000, 1100000, 1200000, 1300000, 1400000, 1500000, 1600000, 1700000, 1800000, 1900000, 2000000, 2200000, 2400000, 2600000, 2800000, 3000000, 3300000, 3600000, 3800000, 4000000, 4500000, 5000000, 5500000, 6000000, 6600000, 7200000, 7800000, 8400000, 9000000, 10000000, 11000000, 12000000, 13000000, 14000000, 15000000, 16000000, 17000000, 18000000, 19000000, 20000000, 22000000, 24000000, 26000000, 28000000, 30000000, 33000000, 36000000, 38000000, 40000000, 45000000, 50000000, 55000000, 60000000, 66000000, 72000000, 78000000, 84000000, 90000000, 100000000, 110000000, 120000000, 130000000, 140000000, 150000000, 160000000, 170000000, 180000000, 190000000, 200000000, 220000000, 240000000, 260000000, 280000000, 300000000, 330000000, 360000000, 380000000, 400000000, 450000000, 500000000, 550000000, 600000000, 660000000, 720000000, 780000000, 840000000, 900000000, 1000000000, 1100000000, 1200000000, 1300000000, 1400000000, 1500000000, 1600000000, 1700000000, 1800000000, 1900000000, 2000000000, 2200000000, 2400000000, 2600000000, 2800000000, 3000000000, 3300000000, 3600000000, 3800000000, 4000000000, 4500000000, 5000000000, 5500000000, 6000000000, 6600000000, 7200000000, 7800000000, 8400000000, 9000000000, 10000000000, 11000000000, 12000000000, 13000000000, 14000000000, 15000000000, 16000000000, 17000000000, 18000000000, 19000000000, 20000000000, 22000000000, 24000000000, 26000000000, 28000000000, 30000000000, 33000000000, 36000000000, 38000000000, 40000000000, 45000000000, 50000000000, 55000000000, 60000000000, 66000000000, 72000000000, 78000000000, 84000000000, 90000000000, 100000000000, 110000000000, 120000000000, 130000000000, 140000000000, 150000000000, 160000000000, 170000000000, 180000000000, 190000000000, 200000000000, 220000000000, 240000000000, 260000000000, 280000000000, 300000000000, 330000000000, 360000000000, 380000000000, 400000000000, 450000000000, 500000000000, 550000000000, 600000000000, 660000000000, 720000000000, 780000000000, 840000000000, 900000000000, 1000000000000, 1100000000000, 1200000000000, 1300000000000, 1400000000000, 1500000000000, 1600000000000, 1700000000000, 1800000000000, 1900000000000, 2000000000000, 2200000000000, 2400000000000, 2600000000000, 2800000000000, 3000000000000, 3300000000000, 3600000000000, 3800000000000, 4000000000000, 4500000000000, 5000000000000, 5500000000000, 6000000000000, 6600000000000, 7200000000000, 7800000000000, 8400000000000, 9000000000000, 10000000000000, 11000000000000, 12000000000000, 13000000000000, 14000000000000, 15000000000000, 16000000000000, 17000000000000, 18000000000000, 19000000000000, 20000000000000, 22000000000000, 24000000000000, 26000000000000, 28000000000000, 30000000000000, 33000000000000, 36000000000000, 38000000000000, 40000000000000, 45000000000000, 50000000000000, 55000000000000, 60000000000000, 66000000000000, 72000000000000, 78000000000000, 84000000000000, 90000000000000, 100000000000000, 110000000000000, 120000000000000, 130000000000000, 140000000000000, 150000000000000, 160000000000000, 170000000000000, 180000000000000, 190000000000000, 200000000000000, 220000000000000, 240000000000000, 260000000000000, 280000000000000, 300000000000000, 330000000000000, 360000000000000, 380000000000000, 400000000000000, 450000000000000, 500000000000000, 550000000000000, 600000000000000, 660000000000000, 720000000000000, 780000000000000, 840000000000000, 900000000000000, 1000000000000000, 1100000000000000, 1200000000000000, 1300000000000000, 1400000000000000, 1500000000000000, 1600000000000000, 1700000000000000, 1800000000000000, 1900000000000000, 2000000000000000, 2200000000000000, 2400000000000000, 2600000000000000, 2800000000000000, 3000000000000000, 3300000000000000, 3600000000000000, 3800000000000000, 4000000000000000, 4500000000000000, 5000000000000000, 5500000000000000, 6000000000000000, 6600000000000000, 7200000000000000, 7800000000000000, 8400000000000000, 9000000000000000, 10000000000000000, 11000000000000000, 12000000000000000, 13000000000000000, 14000000000000000, 15000000000000000, 16000000000000000, 17000000000000000, 18000000000000000, 19000000000000000, 20000000000000000, 22000000000000000, 24000000000000000, 26000000000000000, 28000000000000000, 30000000000000000, 33000000000000000, 36000000000000000, 38000000000000000, 40000000000000000, 45000000000000000, 50000000000000000, 55000000000000000, 60000000000000000, 66000000000000000, 72000000000000000, 78000000000000000, 84000000000000000, 90000000000000000, 100000000000000000, 110000000000000000, 120000000000000000, 130000000000000000, 140000000000000000, 150000000000000000, 160000000000000000, 170000000000000000, 180000000000000000, 190000000000000000, 200000000000000000, 220000000000000000, 240000000000000000, 260000000000000000, 280000000000000000, 300000000000000000, 330000000000000000, 360000000000000000, 380000000000000000, 400000000000000000, 450000000000000000, 500000000000000000, 550000000000000000, 600000000000000000, 660000000000000000, 720000000000000000, 780000000000000000, 840000000000000000, 900000000000000000, 1000000000000000000, 1100000000000000000, 1200000000000000000, 1300000000000000000, 1400000000000000000, 1500000000000000000, 1600000000000000000, 1700000000000000000, 1800000000000000000, 1900000000000000000, 2000000000000000000, 2200000000000000000, 2400000000000000000, 2600000000000000000, 2800000000000000000, 3000000000000000000, 3300000000000000000, 3600000000000000000, 3800000000000000000, 4000000000000000000, 4500000000000000000, 5000000000000000000, 5500000000000000000, 6000000000000000000, 6600000000000000000, 7200000000000000000, 7800000000000000000, 8400000000000000000, 9000000000000000000, 10000000000000000000, 11000000000000000000, 12000000000000000000, 13000000000000000000, 14000000000000000000, 15000000000000000000, 16000000000000000000, 17000000000000000000, 18000000000000000000, 19000000000000000000, 20000000000000000000, 22000000000000000000, 24000000000000000000, 26000000000000000000, 28000000000000000000, 30000000000000000000, 33000000000000000000, 36000000000000000000, 38000000000000000000, 40000000000000000000, 45000000000000000000, 50000000000000000000, 55000000000000000000, 60000000000000000000, 66000000000000000000, 72000000000000000000, 78000000000000000000, 84000000000000000000, 90000000000000000000, 100000000000000000000, 110000000000000000000, 120000000000000000000, 130000000000000000000, 140000000000000000000, 150000000000000000000, 160000000000000000000, 170000000000000000000, 180000000000000000000, 190000000000000000000, 200000000000000000000, 220000000000000000000, 240000000000000000000, 260000000000000000000, 280000000000000000000, 300000000000000000000, 330000000000000000000, 360000000000000000000, 380000000000000000000, 400000000000000000000, 450000000000000000000, 500000000000000000000, 550000000000000000000, 600000000000000000000, 660000000000000000000, 720000000000000000000, 780000000000000000000, 840000000000000000000, 900000000000000000000, 1000000000000000000000, 1100000000000000000000, 1200000000000000000000, 1300000000000000000000, 1400000000000000000000, 1500000000000000000000, 1600000000000000000000, 1700000000000000000000, 1800000000000000000000, 1900000000000000000000, 2000000000000000000000, 2200000000000000000000, 2400000000000000000000, 2600000000000000000000, 2800000000000000000000, 3000000000000000000000, 3300000000000000000000, 3600000000000000000000, 3800000000000000000000, 4000000000000000000000, 4500000000000000000000, 5000000000000000000000, 5500000000000000000000, 6000000000000000000000, 6600000000000000000000, 7200000000000000000000, 7800000000000000000000, 8400000000000000000000, 9000000000000000000000, 10000000000000000000000, 11000000000000000000000, 12000000000000000000000, 13000000000000000000000, 14000000000000000000000, 15000000000000000000000, 16000000000000000000000, 17000000000000000000000, 18000000000000000000000, 19000000000000000000000, 20000000000000000000000, 22000000000000000000000, 24000000000000000000000, 26000000000000000000000, 28000000000000000000000, 30000000000000000000000, 33000000000000000000000, 36000000000000000000000, 38000000000000000000000, 40000000000000000000000, 45000000000000000000000, 50000000000000000000000, 55000000000000000000000, 60000000000000000000000, 66000000000000000000000, 72000000000000000000000, 78000000000000000000000, 84000000000000000000000, 90000000000000000000000, 100000000000000000000000, 110000000000000000000000, 120000000000000000000000, 130000000000000000000000, 140000000000000000000000, 150000000000000000000000, 160000000000000000000000, 170000000000000000000000, 180000000000000000000000, 190000000000000000000000, 200000000000000000000000, 220000000000000000000000, 240000000000000000000000, 260000000000000000000000, 280000000000000000000000, 300000000000000000000000, 330000000000000000000000, 360000000000000000000000, 380000000000000000000000, 400000000000000000000000, 450000000000000000000000, 500000000000000000000000, 550000000000000000000000, 600000000000000000000000, 660000000000000000000000, 720000000000000000000000, 780000000000000000000000, 840000000000000000000000, 900000000000000000000000, 1000000000000000000000000, 1100000000000000000000000, 1200000000000000000000000, 1300000000000000000000000, 1400000000000000000000000, 1500000000000000000000000, 1600000000000000000000000, 1700000000000000000000000, 1800000000000000000000000, 1900000000000000000000000, 2000000000000000000000000, 2200000000000000000000000, 2400000000000000000000000, 2600000000000000000000000, 2800000000000000000000000, 3000000000000000000000000, 3300000000000000000000000, 3600000000000000000000000, 3800000000000000000000000, 4000000000000000000000000, 4500000000000000000000000, 5000000000000000000000000, 5500000000000000000000000, 6000000000000000000000000, 6600000000000000000000000, 7200000000000000000000000, 7800000000000000000000000, 8400000000000000000000000, 9000000000000000000000000, 10000000000000000000000000, 11000000000000000000000000, 12000000000000000000000000, 13000000000000000000000000, 14000000000000000000000000, 15000000000000000000000000, 16000000000000000000000000, 17000000000000000000000000, 18000000000000000000000000, 19000000000000000000000000, 20000000000000000000000000, 22000000000000000000000000, 24000000000000000000000000, 26000000000000000000000000, 28000000000000000000000000, 30000000000000000000000000, 33000000000000000000000000, 36000000000000000000000000, 38000000000000000000000000, 40000000000000000000000000, 45000000000000000000000000, 50000000000000000000000000, 55000000000000000000000000, 60000000000000000000000000, 66000000000000000000000000, 72000000000000000000000000, 78000000000000000000000000, 84000000000000000000000000, 90000000000000000000000000, 100000000000000000000000000, 110000000000000000000000000, 120000000000000000000000000, 130000000000000000000000000, 140000000000000000000000000, 150000000000000000000000000, 160000000000000000000000000, 170000000000000000000000000, 180000000000000000000000000, 190000000000000000000000000, 200000000000000000000000000, 220000000000000000000000000, 240000000000000000000000000, 260000000000000000000000000, 280000000000000000000000000, 300000000000000000000000000, 330000000000000000000000000, 360000000000000000000000000, 380000000000000000000000000, 400000000000000000000000000, 450000000000000000000000000, 500000000000000000000000000, 550000000000000000000000000, 600000000000000000000000000,

TABLA No.2.3.- PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE PO-

TENCIA Y DE DISTRIBUCION.

<u>Causa de la falla</u>	<u>Porcentaje (1975)</u>
- Descargas atmosféricas	32.3 %
- Cortocircuitos externos	13.6 %
- Mala calidad del equipo	10.6 %
- Deterioro del aislamiento	10.4 %
- Sobrecargas	7.7 %
- Humedad	7.2 %
- Mantenimiento inadecuado	6.6 %
- Sabotaje	2.6 %
- Conexiones flojas	2.1 %
- Varios	6.9 %
	<hr/>
	100 %

TABLA No.2.4.- PRINCIPALES PARTES DE FALLA EN TRANSFORMADORES.-

<u>Parte del Transformador</u>	Porcentaje (1975)
- Bobina de Alta Tensión	58 %
- Bobina de Baja Tensión	19.8 %
- Bushings/Aisladores	8.8 %
- Terminales	4.4 %
- Cambiadores de Taps	3.2 %
- Sellos	--
- Varios	<u>5.8 %</u>
	100 %

CONDICIONES TÍPICAS DE TRANSFORMADORES PARA SUBESTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL C.E.P.R.

TABLA C

<u>MONOFÁSICOS</u>		<u>TRIFÁSICOS</u>	
3	333	15	1.000
5	500	30	1.500
10	833	45	2.000
15	1.250	75	2.500
25	1.667	112.5	3.750
37,5	2.500	150	5.000
50	3.333	225	7.500
75	5.000	300	10.000
100	6.667	500	12.000
167	8.333	750	15.000
250	10.000		
			20.000
			25.000
			37.500
			50.000
			60.000
			75.000
			100.000

TABLA N° 2.6

CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE TRANSFORMADORES PARA SUBESTACIONES UNITARIAS

(BASADOS EN 1.500 KVA., 13.8/277 V.)

	ACEITE	SILICON	AIRE	AIRE	FREON	NITROGENO
-TEMPERATURA:						
Incremento promed.	65°C	65°C	150°C	150°C	150°C	150°C
Incremento máximo	80°C	80°C	100°C	180°C	180°C	150°C
-PERDIDAS						
Sin carga	100 %	100 %	160 %	160 %	120 %	120 %
Ruido (db)	60	60	65	65	64	64
-DIMENSIONES						
	100 %	100 %	110 %	110 %	123 %	135 %
-APLICACION :						
Intemperie	sí	sí	sí	sí	sí	sí
Interiores	sí	sí	limitado	limitado	sí	sí
-RESISTENTE A:						
Fuego	no	sí	sí	sí	sí	sí
Explosión	no	sí	sí	sí	sí	sí
Contaminación	sí	sí	sí	sí	sí	sí
-MANTENIMIENTO	medio	medio	alto	alto	bajo	bajo
-COSTO	100 %	140 %	125 %	138 %	200 %	135 %

TABLA N° 2.7

RELACION DE COSTOS DE TRANSFORMADORES INSTALADOS (BASADOS EN

1.000 KVA 15 KV).

TIPO	BIL	COSTO		COSTO
		INICIAL	ADICIONALES	
ACEITE	95	100 %	133 %	100 - 233 %
ASKAREL	95	135 %	40 %	135 - 175 %
SILICON	95	143 %	38 %	143 - 181 %
SECO	50	120 %	-	120 %
SECO	95	133 %	-	133 %
SECO NO				
VENTILADO	95	175 %	-	175 %
SECO SELLADO				
(GAS)	95	200 %	-	200 %

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA

Inv. No. 201-015

Tabla No. 8.8.3. Valores de diseño de interruptores de túneles

VOLTAJE NOMINAL (KV)	CORRIENTE NOMINAL (A)	IMPULSO BITL (KV)	CAPACIDAD MOMENTANEA (10 CICLOS)	CAPACIDAD DE CORTE (A)	FRECUENCIA (HZ)
5	600	60	40.000	600	50/60
5	1.200	60	61.000	1.200	50/60
15	600	95	40.000	600	50/60
15	1.200	95	61.000	1.200	50/60
25.8	600	125	40.000	600	50/60
25.8	1.200	125	61.000	1.200	50/60
38	600	150	40.000	400	50/60

TABLE 10-1-1. VALUES OF RATED DEVICES OF CIRCUIT

VOLTAGE NOMINAL (KV)	VOLTAGE MAX IRO (KV)	VOLTAGE RITHRO (KV)	CORRIENTE NOMINAL (A)	IVA DE INTERRUPCION	SEL IMPULSO (KV)
14.4	15.5	12.0	1.200	1.000	110
14.4	15.5	12.0	3.000	1.500	110
14.4	15.5	12.0	4.000	1.500	110
14.4	15.5	12.0	6.000	1.500	110
23.0	23.0	19.2	1.200	1.500	150
34.5	38.0	23.0	1.200	1.500	200
34.5	38.0	23.0	2.000	1.500	200
34.5	38.0	23.0	2.000	2.500	200
34.5	38.0	23.0	3.000	2.500	200
46.0	48.3	40.0	1.200	1.500	250
46.0	48.3	40.0	1.200	2.500	250
46.0	48.3	40.0	2.000	2.500	250
69.0	72.5	60.0	1.200	2.500	350
69.0	72.5	60.0	1.200	3.500	350

CAPITULO # 3

CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACION INDUSTRIAL.

- 3.1. CONSIDERACIONES PRELIMINARES
- 3.2. FUENTES DE LUZ
- 3.3. COMPARACION DE LAS FUENTES DE LUZ
- 3.4. DETERMINACION DE LOS NIVELES DE ILUMINACION
- 3.5. SELECCION DEL SISTEMA DE ALUMBRADO.
- 3.6. DISTRIBUCION Y DISPOSICION DE LUMINARIAS
- 3.7. TECNICAS BASICAS DE DISEÑO.

3.1 CONSIDERACIONES PRELIMINARES

Las consideraciones básicas que deben influir en el diseño de un sistema de iluminación industrial son: calidad de luz, seguridad, ahorro de energía y costo.

La calidad de luz tiene que ver directamente con la clase de trabajo que se desarrolla en el ambiente a iluminarse, o sea, cantidad de luz y color necesario para permitir un trabajo cómodo. Desde éste punto de vista, la iluminación puede ser considerada como una correctamente utilizada puede mejorar el nivel de la producción en cantidad y calidad.

Los peligros de daño físico son una característica existente en todos los procesos industriales, por lo que, la iluminación es factor esencial de seguridad en la prevención de accidentes. Adicionalmente a esto, ejerce influencia en la seguridad la apropiada selección de luminarias basada en el tipo de industria y sus condiciones ambientales.

El ahorro de energía es una consideración crítica que debe ser analizada cuidadosamente. En la actualidad, el costo siempre creciente de la energía eléctrica obliga a tomar muy en cuenta éste factor como un medio de economía.

El diseño de un sistema de iluminación industrial está influenciado por muchos factores económicos. Las decisiones con respecto al sistema de iluminación y selección de equipos deben tomarse basadas no solamente en el costo inicial sino también en los costos de operación y mantenimiento.

3.2 FUENTES DE LUZ.-

A continuación se presentan unas tablas en que se detallan las características físicas y de operación en las fuentes de luz actual

mente en sistemas de iluminación industrial.

TABLA N° 3.1 LAMPARAS INCANDESCENTES DE SERVICIO GENERAL

POTENCIA (VATIOS)	VIDA (HORAS)	FLUJO LUMINOSO (LUMENES)	RENDIMIENTO LUMINOSO (LUMENES/VATIOS)
60	1.000	810	14.2
75	750 - 1.100	1.100	15.7
100	750 - 1.100	1.630	17.2
150	750	-	18.5
200	750	-	19.2
300	750	5.490	20.8
500	1.000	-	20.8
750	1.000	15.500	22.2
1.000	1.000	21.300	23.3
1.500	1.000	26.000	22.0

TABLA N° 3.2 LAMPARAS INCANDESCENTES DE CUARZO - YODO

POTENCIA (VATIOS)	VIDA (HORAS)	FLUJO LUMINOSO (LUMENES)	RENDIMIENTO LUMINOSO (LUMENES/VATIOS)
500	2.000	11.000	22
1.000	2.000	22.000	22
1.500	2.000	33.000	22
2.000	2.000	44.000	22

TABLA N^o 3.3 LAMPARAS DE LUZ MEZCLA

POTENCIA (VATIOS)	VIDA (HORAS)	FLUJO LUMINOSO (LUMENES)	RENDIMIENTO LUMINOSO (LUMENES/VATIOS)
160	6.000	3.000	18.7
250	6.000	5.700	22.8
500	6.000	14.000	28.0

TABLA N^o 3.4 LAMPARAS DE VAPOR DE MERCURIO (VALORES PROMEDIO DE VARIOS FABRICANTES)

POTENCIA (VATIOS)	VIDA (HORAS)	FLUJO LUMINOSO (LUMENES)	RENDIMIENTO LUMINOSO (LUMENES/VATIOS)
40	24.000	1.140	28.5
50	24.000	1.550	31
75	24.000	2.800	37.3
100	24.000	4.000	40
175	24.000	6.300	36
250	24.000	11.000	44
300	16.000	14.000	46.7
400	24.000	18.000	45
700	24.000	40.500	57.8
1.000	24.000	56.000	56

TABLA N^o 3.5 LAMPARAS DE HALOGENUROS METALICOS (VALORES PROMEDIO DE VARIOS FABRICANTES)

POTENCIA (VATIOS)	VIDA (HORAS)	FLUJO LUMINOSO (LUMENES)	RENDIMIENTO LUMINOSO (LUMENES/VATIOS)
175	7.500	14.000	80
250	10.000	20.500	82
300	10.000	24.000	80
325	15.000	28.000	86.2
400	15.000	34.000	85
1.000	10.000	110.000	110
1.500	4.000	155.000	103
2.000	4.000	170.000	85
3.500	2.000	300.000	85.7

TABLA N^o 3.6 LAMPARAS DE VAPOR DE SODIO BAJA PRESION

POTENCIA (VATIOS)	VIDA (HORAS)	FLUJO LUMINOSO (LUMENES)	RENDIMIENTO LUMINOSO (LUMENES/VATIOS)
35	18.000	4.650	132.8
55	18.000	7.700	140.0
90	18.000	12.500	138.8
135	18.000	21.500	159.2
180	18.000	32.000	177.7

TABLA N^o 3.7 LAMPARAS DE VAPOR DE SODIO ALTA PRESION

POTENCIA (VATIOS)	VIDA (HORAS)	FLUJO LUMINOSO (LUMENES)	RENDIMIENTO LUMINOSO (LUMENES/VATIOS)
250	20.000	25.500	102.0
400	20.000	47.000	117.5
1.000	20.000	120.000	120.0

TABLA N^o 3.8 LAMPARAS FLUORESCENTES DE ARRANQUE RAPIDO

POTENCIA (VATIOS)	VIDA (HORAS)	FLUJO LUMINOSO (LUMENES)	RENDIMIENTO LUMINOSO (LUMENES/VATIOS)
30	12.000	1.670	55.7
40	12.000	2.520	63.0
60	12.000	3.260	54.3
85	12.000	5.550	65.0
110	12.000	7.650	69.6

3-3 COMPARACION DE LAS FUENTES DE LUZ.-

Después de leer las tablas anteriores se puede formar un criterio de la eficacia de las lámparas en lo que respecta a la cantidad de luz emitida, pero, ésta no es la única consideración que entra en juego en la selección de equipos de iluminación; a continuación se discutirán las otras consideraciones.

Aunque las lámparas incandescentes tienen vida corta y baja eficiencia comparadas con otros tipos de lámparas, tienen otras ventajas que las hacen atractivas como posible selección. Entre éstas está su bajo costo, su pequeño tamaño, no requiere balastro y tiene buen color.

Las lámparas más utilizadas en general para iluminación industrial en nuestro medio son las fluorescentes basados en su buena calidad de color, costo relativamente bajo, facilidad de instalación y mantenimiento.

Las lámparas de halogenuros metálicos producen mejor color que las de mercurio y son más eficientes que las fluorescentes, se utilizan en iguales circunstancias que las de mercurio y son un poco más caras.

Las lámparas de vapor de sodio de alta presión son bastantes más eficientes que las anteriores y su costo es mayor pero el color de luz produce distorsión en los colores de las cosas iluminadas por lo que su uso está restringido a los sitios donde ésta molestia no tiene mucha importancia.

Las lámparas de vapor de sodio de baja presión son las más eficientes de todas pero asimismo la calidad de luz es la peor, todos los colores aparecen como distintos tonos de café o naranja, excepto el amarillo que aparece blanco.

De todo esto se puede deducir que al fin debe llegarse a un compromiso entre costo inicial, costo de operación, tiempo de vida y calidad de luz.

3.4 DETERMINACION DE LOS NIVELES DE ILUMINACION.-

La Illuminating Society ha desarrollado en 1.979 un método para seleccionar los niveles de iluminación apropiados para cada tipo de

trabajo. El nuevo método toma en consideración cuatro datos para permitirle flexibilidad en la determinación de niveles:

- a) El objeto a ser observado y la tarea desarrollada.
- b) La edad de los observadores.
- c) La importancia de la velocidad y la exactitud requerida en la tarea.
- d) La reflectancia del objeto.

En la aplicación del nuevo procedimiento, el primer paso consiste en determinar un rango de iluminancias (Lux) apropiado para la tarea y el objeto; y luego, determinar los valores exactos en base a las otras características.

El método establece nueve rangos de iluminancias, denominadas "CATEGORIAS" que van desde la "A" hasta la "I" cubriendo niveles de iluminancias desde 20 hasta 20.000 lux (ver tabla N^o 3.1).

Cada categoría cubre un rango de iluminancias, permitiendo al diseñador establecer un valor que responde a varias características de la tarea de los observadores.

PRIMER PASO.- Se determina el tipo de actividad que se desarrolla en el ambiente de trabajo.

SEGUNDO PASO.- Se selecciona la categoría de iluminación apropiada de la figura N^o 2.2 del IES Lighting Handbook 1.901 App. Volume.

TERCER PASO.- Del rango de iluminancias comprendido en la categoría seleccionada debe recogerse el valor apropiado, basándose en varios factores.

Estos factores varían dependiendo del trabajo a desarrollarse. Pa

ra las categorías de iluminancia A, B y C el diseñador debe conocer la edad promedio de las personas que desarrollan la tarea visual y las reflectancias de las superficies del cuarto (ver tabla N° 3.2), si tienen influencia marcada en la tarea visual. Para las categorías restantes, es decir, desde la D hasta la I el diseñador debe conocer la reflectancia de los objetos de trabajo, la edad promedio de los trabajadores, la importancia de la rapidez en la labor y la importancia de la exactitud en la misma. La figura N° 2.5 del IES Lighting Handbook 1.981 Application Volume se utiliza para seleccionar el valor final de iluminancia.

EJEMPLO DE APLICACION N° 1

Se desea calcular el valor de iluminancia requerido en un galpón industrial de una fábrica de vidrio en donde se desarrollan tareas como fundición, prensado y soplado de vidrio.

En conjunto con los proyectistas se determinan los factores siguientes:

- a.- Las tareas más importantes son: fundición, prensado y soplado de vidrio.
- b.- Los trabajadores que laboran en este tipo de tarea tienen un promedio de edad inferior a los cuarenta años.
- c.- Las paredes de la planta son de bloques de hormigón, el piso es de hormigón y el techo es de planchas de asbesto cemento.
- d.- En la tarea a desarrollarse son importantes la rapidez y la exactitud, pero no críticos.
- e.- La reflectancia de los objetos es inferior al 30%.

Con toda esta información en la mano se procede a aplicar el método:

- 1.- Usando la figura N° 2.2 del IES Lighting Handbook 1.981 Application Volume se determina que la tarea entra en la categoría C, de iluminancias que van de 100 a 200 Lux.

2.- La reflectancia del hormigón es 40 % y del cemento 27 % aproximadamente, lo que da un promedio de 33.5 % de reflectancia (tabla N^o 3.2).

3.- En la figura N^o 2.5 del IES Handbook 1.981 Application Volume se determina que la iluminancia apropiada es 100 Lux.

3.5 SELECCION DEL SISTEMA DE ALUMBRADO.-

Un análisis de la zona a iluminar y de las tareas visuales que se van a realizar en ella determinará la selección del sistema de alumbrado así como la distribución y disposición de las luminarias.

Los sistemas más comunes de alumbrado industrial son los que proporcionan:

- a) Iluminación general
- b) Iluminación local
- c) Iluminación localizada

ILUMINACION GENERAL.-

La iluminación general se obtiene distribuyendo un número de luminarias con una disposición más o menos regular por toda la superficie del techo. El resultado es una iluminación horizontal de un determinado grado de uniformidad. En las zonas donde la maquinaria de trabajo está totalmente distribuida debe usarse una iluminación general lo cual produce condiciones uniformes de visión en todo el área.

ILUMINACION LOCAL.-

En algunos casos es necesario concentrar luminarias en ciertas partes del techo para obtener una iluminancia suficientemente alta en lugares de principal interés. Este tipo de iluminación es muy útil para zonas localizadas de trabajo.

ILUMINACION LOCALIZADA.-

La iluminación localizada se obtiene colocando luminarias muy cerca de la tarea visual, para iluminar solamente un área muy reducida. Este sistema se completa como uno de los otros dos métodos anteriores.

Se recomienda iluminación localizada cuando:

- a) El trabajo implique exigencias visuales críticas.
- b) Se necesite que la luz venga de una dirección determinada.
- c) La iluminación general no alcance ciertas zonas debido a obstáculos existentes.

3.6 DISTRIBUCION Y DISPOSICION DE LUMINARIAS.-

El sistema de alumbrado está determinado principalmente por la naturalidad del trabajo a realizar, la forma del espacio que se ilumina y el tipo de estructura del techo.

La mayor parte de las naves industriales tienen una altura del suelo al techo de 4.5 a 7.0 metros. Para éstos locales, normalmente es aconsejable un sistema de alumbrado con lámparas fluorescentes, debido a su alta eficiencia y larga vida. Las luminarias requeridas se instalan en líneas continuas o discontinuas. Con el fin de lograr la mayor uniformidad posible se montan lo más altas posibles.

Se obtiene una uniformidad entre filas si S_a no excede de 1.5 veces su altura sobre el plano de trabajo. Con líneas discontinuas la distancia S_b no debe ser mayor de 2/3 su altura sobre el plano de trabajo (ver figura N° 3.1).

Las líneas de luminarias se instalan perpendiculares a las filas de mesas de trabajo o máquinas; ésto evita la formación de sombras en

la tarea visual.

Cuando se trate de naves de mayor altura que 7 metros las fuentes de luz deben colocarse a gran altura. Esto se hace para mantener las luminarias fuera del campo de acción de grúas, teches, etc. ya que el equipo de éstas industrias suele ser alto. En éstos casos se deben utilizar reflectores dispersivos, provistos de lámparas de mercurio alta presión, sodio alta presión o de halogenuros. Desde el punto de vista económico son recomendables los trestipos de lámparas.

3.7 TECNICAS BASICAS DE DISEÑO.-

El diseño de sistemas de iluminación debe tomar en cuenta dos consideraciones: la cantidad y la calidad de la luz producida. Existen dos métodos generales para calcular la cantidad de iluminación que brinda un sistema: el método punto por punto y el método de los lúmenes.

El método punto por punto es efectivo para calcular cuando se involucra una sola fuente de luz como el caso de iluminación exterior de grandes zonas. En interiores este método puede proporcionar datos equivocados debido a las múltiples superficies de reflexión como paredés, techo, máquinas, muebles, etc.

El método de los lúmenes ha sido desarrollado como el más conveniente y exacto medio de calcular la iluminación uniforme promedio en un ambiente dado.

METODO DE LOS LUMENES

Las ecuaciones básicas que se aplican en este método son:

$$I_p = \frac{L \times LL \times N \times CU \times LLD \times LDD \times RSDD}{A}$$

$$N = \frac{I_p \times A}{L \times LL \times CU \times LLD \times LDD \times RSDD}$$

En donde:

- I_p = Iluminación promedio en el plano de trabajo
 L = Número de lúmenes por lámpara
 LL = Número de lámparas por luminaria
 N = Número de luminarias
 CU = Coeficiente de utilización
 LLD = Factor de agotamiento de las lámparas
 LDD = Factor de depreciación por suciedad de la luminaria
 A = Área del plano de trabajo
 $RSDD$ = Factor de depreciación por suciedad de la superficie del cuarto.

El factor de agotamiento de las lámparas (LLD) es la fracción de los lúmenes iniciales que la lámpara genera al llegar al 70% de su vida útil. Los valores de este factor para cada tipo de lámpara puede obtenerse directamente del fabricante o de las tablas publicadas en el capítulo N° 8 del IES Lighting handbook (1.981). A continuación se anotan algunos valores típicos de LLD:

TIPO DE LAMPARA	FACTOR LLD
a.- Incandescente	.86 - .91
b.- Mercurio	
175 vatios	.75 - .85
250 vatios	.73 - .85
400 vatios	.74 - .86
1.000 vatios	.61 - .77

TIPO DE LAMPARA	FACTOR LLD
c.- Fluorescente	
Arranque instantáneo	.78 - .88
Arranque rápido (430 mA)	.79 - .87
Arranque rápido (800 mA)	.77 - .81
Arranque rápido (1.500 mA)	.64 - .76

El factor de depreciación por suciedad de la luminaria toma en cuenta la disminución en la cantidad de luz que llega al plano de trabajo por efecto de la acumulación de suciedad en las paredes de la luminaria.

Para encontrar el valor apropiado de este factor las luminarias han sido divididas en seis categorías y el ambiente ha sido dividido en cinco grados de suciedad. En la tabla N° 3.3 se describen las características que deben cumplir las luminarias para ser clasificadas en una de las seis categorías de mantenimiento.

Una vez que se ha clasificado la categoría de mantenimiento a que pertenecen las luminarias que se utilizarán se procede a determinar el tipo de atmósfera en que operará la luminaria; se ha establecido cinco grados de suciedad los cuales se determinan como sigue: la suciedad en la atmósfera de trabajo puede provenir de dos fuentes; de una atmósfera adyacente al sitio de trabajo y generada por el trabajo que se desarrolla en el sitio. La suciedad puede ser clasificada como: adhesiva, atraída o inerte; además puede provenir de una constante o una intermitente. La suciedad adhesiva se pega por sí misma en las paredes de la luminaria, algunos ejemplos: grasa de cocinar, partículas suspendidas en vapor de aceite, partículas suspendidas en vapor de agua, hollín, el humo resultante del fundido de metales. La suciedad atraída se pega por electrostática, algunos ejemplos: pelos, hilos, fibras, partículas secas que son cargadas e-

lectrostáticamente en el proceso de producción. La suciedad inerte se asienta en las superficies de las luminarias, variando desde casi nada en las superficies verticales hasta cubrir totalmente las superficies horizontales, algunos ejemplos: polvos (talco, harina, etc.), aserrín, ceniza, etc. La tabla N^o 3.4 se utiliza para encontrar el grado de suciedad:

Con estos dos datos obtenidos se selecciona la curva apropiada para la luminaria y la atmósfera, aplicando el tiempo calculado entre cada limpieza se encuentra el factor LDD en las figuras N^o 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6 y 3.7.

El factor de depreciación por suciedad de la superficie del cuarto toma en consideración que la suciedad que se acumula en las superficies del ambiente de trabajo reduce la cantidad de flujo luminoso reflejado al plano de trabajo. Para calcular este factor se ha desarrollado la tabla N^o 3.5, el cálculo es como sigue:

- a.- Se encuentra el porcentaje esperado de depreciación en la figura N^o 3.8 aplicando el tiempo calculado del ciclo de limpieza de luminarias y el tipo de atmósfera en el ambiente de trabajo que fue determinado en la tabla N^o 3.4.
- b.- Conociendo el porcentaje esperado de depreciación, el tipo de distribución de la luminaria (directa, semi-directa, directa-indirecta, semi-indirecta, indirecta) y el factor RCR (Room Cavity Ratio) se puede determinar en la tabla N^o 3.5 el factor RSDD.

El factor de pérdida de luz (LLF) es el producto de los factores LLD, LDD y RSDD. Cuando alguno de estos factores es desconocido o no aplicable, debe asumirse como la unidad. En este punto, si se encuentra que el LLF es muy bajo sería recomendable reconsiderar el tipo de luminaria.

El coeficiente de utilización se lo obtiene por el método de la cavidad zonal; en este método se toma en cuenta el efecto de las dimensiones del cuarto, la altura de montaje de las luminarias y la altura del plano de trabajo por medio de los factores RCR (Room Cavity Ratio), CCR (Ceiling Cavity Ratio) y FCR (Floor Cavity Ratio). Estos factores son determinados dividiendo el cuarto en tres cavidades tal como lo indica la figura N° 3.9 y sustituyendo los valores de las siguientes formulas:

$$RCR = \frac{5h_{rc} (longitud + anchura)}{(longitud \times anchura)}$$

$$CCR = \frac{5h_{cc} (longitud + anchura)}{(longitud \times anchura)}$$

$$FCR = \frac{5h_{fc} (longitud + anchura)}{(longitud \times anchura)}$$

Luego se determinan los valores de reflectancias efectivas de la cavidad del piso (fc) y de la cavidad del techo (cc). Para esto deben conocerse los valores de reflectancias de las paredes, el piso, y el techo, y aplicándolos a la tabla N° 3.6 se determinan estos factores.

Con toda esta información se recurre a la figura N° 9.12 del IES Lighting handbook 1.981 Ref. Volume y se obtiene el valor del coeficiente de utilización de la luminaria, aunque, un valor más exacto puede obtenerse de las tablas publicadas por el fabricante de la luminaria específica. Debe tenerse en cuenta que las tablas están calculadas para un $fc = 20\%$, y, para un valor distinto debe multiplicarse el coeficiente de utilización obtenido por un multiplicador que se lo determina en la figura N° 9.13 del IES

Lighting Handbook 1.981 Ref. Volume.

Habiéndose conseguido todos los valores de los factores se aplica la fórmula del método de los lúmenes y se llega a completar el cálculo e iluminación.

EJEMPLO DE APLICACION N° 2.-

Se desea diseñar el sistema de iluminación de la nave industrial del ejemplo N° 1 cuyas dimensiones son:

longitud= 60 metros, anchura= 30 metros, altura promedio= 9 metros. En el ejemplo N° 1 se calculó que la iluminancia apropiada es de 100 lux.

DESARROLLO.-

- 1.- Como primer paso se analiza la calidad de la luz que se necesita para desarrollar la tarea visual; en este caso no es importante el efecto del color, por lo que, no existiendo esta limitación se puede escoger cualquier tipo de lámpara. Por ser la más eficiente de todas se selecciona la luz de vapor de sodio.
- 2.- Luego se selecciona la luminaria a utilizarse. Se selecciona una luminaria tipo reflector dispersivo de vapor de sodio de alta presión de 400 vatios, tipo industrial, con reflector de aluminio anodizado prismático, abierta similar a la fabricada por ITT Cat. N°
- 3.- En este punto se aplica el método de los lúmenes para calcular el número de luminarias que se deben instalar para conseguir la iluminación uniforme promedio calculada en el plano de trabajo

$$N = \frac{I_p \times A}{L \times LL \times CU \times LLD \times LDD \times RSDD}$$

- N = Número de luminarias
 I_p = Iluminancia promedio = 100 lux
 A = Area del plano de trabajo = $60 \times 30 = 1.800 \text{ m}^2$
 L = Flujo luminoso por cada lámpara = 47.000 lúmenes
 LL = Número de lámparas por luminaria = 1
 LLD = Factor de agotamiento de las lámparas = 0.9 (figura N° 8.120
 IES Lighting Handbook 1.981 Ref. Vol)
 LDD = Factor de depreciación por suciedad de la luminaria

La luminaria seleccionada pertenece a la categoría de mantenimiento N° 4. La atmósfera en el medio de trabajo se la clasifica como sucia y se planifica un ciclo de limpieza de luminarias de un año. En la figura N° 3. se encuentra $LDD = 0.72$

CU = Coeficiente de utilización.

Altura de montaje de luminarias = 7 metros

Altura de plano de trabajo = 0.8 metros

hrc = 6.2 metros

hcc = 2 metros (promedio)

hfc = 0.8 metros

RCR = 1.55 metros

CCR = 0.5 metros

FCR = 0.2 metros

Según la tabla N° 3.2 la reflectancia del piso de cemento es 30%, la reflectancia de las paredes de bloques de concreto es 40% y la reflectancia del techo de planchas de asbesto cemento es 30%.

Reflectancia efectiva de la cavidad del piso = $fc = 29\%$

Reflectancia efectiva de la cavidad del techo = $cc = 27.5\%$

En la figura N° 9.12 del IES Lighting Handbook 1.981 REF. Vol. se encuentra que la luminaria seleccionada se aproxima al modelo N° 18 la cual nos da un coeficiente de utilización aproximado en ba

se a un $f_c = 20\%$.

$$CU = 0.72$$

Como $f_c = 52.5$, encontramos el multiplicador = 1.025

$$CU = 0.72 \times 1.025 = 0.74$$

RSDD = Factor de depreciación por suciedad de la superficie del cuar
to.

En la figura N^o 3.8 se encuentra el porcentaje esperado de depreciación que es 23% y en la tabla N^o 3.5 se encuentra el RSDD = 0.95

TABLA No. 3.9 REFLECTANCIA DE ALGUNOS MATERIALES DE CONSTRUCCION TIPICOS.

<u>MATERIAL</u>	<u>REFLECTANCIA (%)</u>
Piedra azul	18
Ladrillo (promedio)	40
Cemento	30
Bloques de cemento no enlucidos	25
Concreto liso sin pintar	40
Marmol (blanco)	45
Pintura blanca en superficie enlucida	80
Pintura blanca en superficie rugosa	50
Vidrio (promedio)	20
Asfalto (limpio)	7
Madera (promedio)	20
Tierra (humeda)	7
Cesped	6
Grava	13
Vegetación (promedio)	25

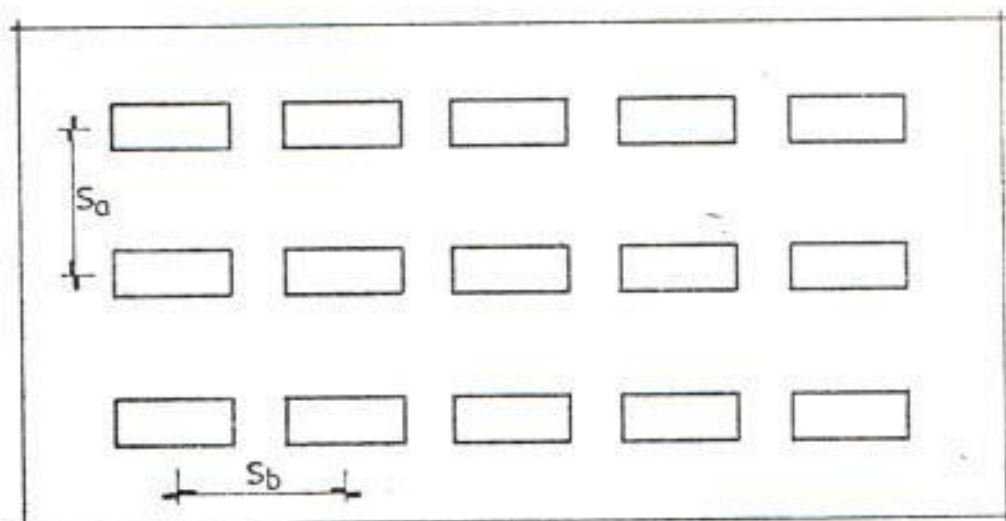
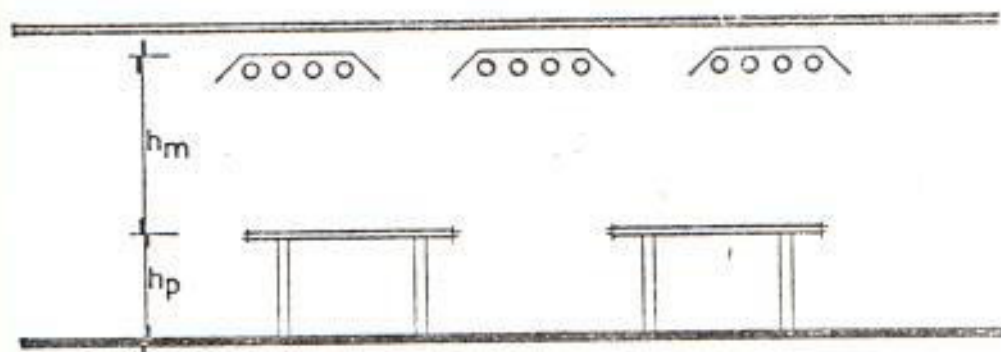
TABLA N° 3.10 CATEGORIAS DE ILUMINANCIA PARA DISTINTOS TIPOS DE ACTIVIDAD EN INTERIORES.

ACTIVIDAD	Categoría de Iluminancia	Rango de Iluminancias
-Espacios públicos con alrededores oscuros.	A	20 - 30 - 50
-Simple orientación para vistas cortas	B	50 - 75 - 100
-Espacios donde se desarrolla solo ocasionalmente una tarea visual	C	100 - 150 - 200
-Tarea visual se desarrolla sobre objetos grandes o de alto contraste	D	200 - 300 - 500
-Tarea visual se desarrolla sobre objetos pequeños o de contraste medio	E	500 - 750 - 1.000
-Tarea visual se desarrolla sobre objetos muy pequeños o de bajo contraste	F	1.000 - 1.500 - 2.000
-Tarea visual se desarrolla sobre objetos muy pequeños o de un bajo contraste por un largo tiempo	G	2.000 - 3.000 - 5.000
-Tarea visual sobre objetos de mucha exactitud por largos periodos	H	5.000 - 7.500 - 10.000
-Tarea visual sobre objetos de extremadamente bajo contraste y pequeño tamaño	I	10.000 - 15.000 - 20.000

Debe tenerse en cuenta que las categorías tipo en adelante el nivel de iluminación se lo consigue combinando iluminación general difusa con iluminación localizada en la tarea.

TABLA N^o 3.11 CATEGORIAS DE MANTENIMIENTO DE LAS LUMINARIAS.-

<u>CATEGORIA DE MANTENIMIENTO</u>	<u>CUBIERTA SUPERIOR</u>	<u>CUBIERTA INFERIOR</u>
I	a.- ninguna	a.- ninguna
II	a.- ninguna b.- transporte, deja pasar 15% o más de luz por sus aberturas. c.- opaca, deja pasar 15% o más de luz por sus aberturas.	a.- ninguna b.- rejillas
III	a.- Transparente, deja pasar menos del 15% de luz a través de sus aberturas.	a.- ninguna b.- rejillas
IV	a.- Transparente, cerrada b.- Opaca cerrada.	a.- ninguna b.- rejillas
V	a.- Transparente, cerrada b.- Opaca cerrada.	a.- transparente cerrada
VI	a.- ninguna b.- transparente cerrada c.- opaca cerrada	a.- Transparente cerrada



- h_m altura de montaje
 h_p altura del plano de trabajo
 S_{amax} $1.5 \times h_m$
 S_{bmax} $2/3 \times h_m$

Figura 3.1 UBICACION Y DISTRIBUCION DE LUMINARIAS

CATEGORIA I

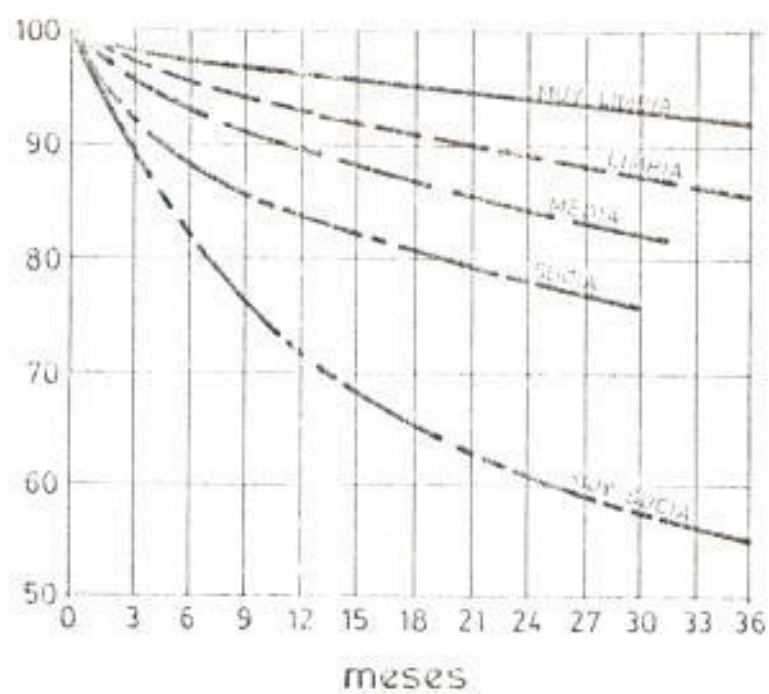


FIG. No. 3.2.- Curvas para determinar el factor LDD para luminarias de Categoría de Mantenimiento I.

CATEGORIA II

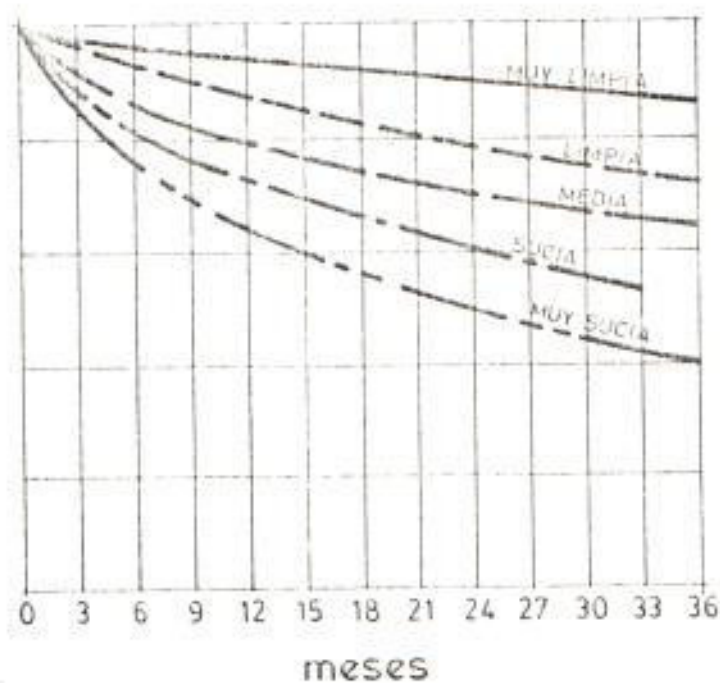


FIG. No. 3.3.- Curvas para determinar el factor LDD para luminarias de Categoría de Mantenimiento II.

CATEGORIA III

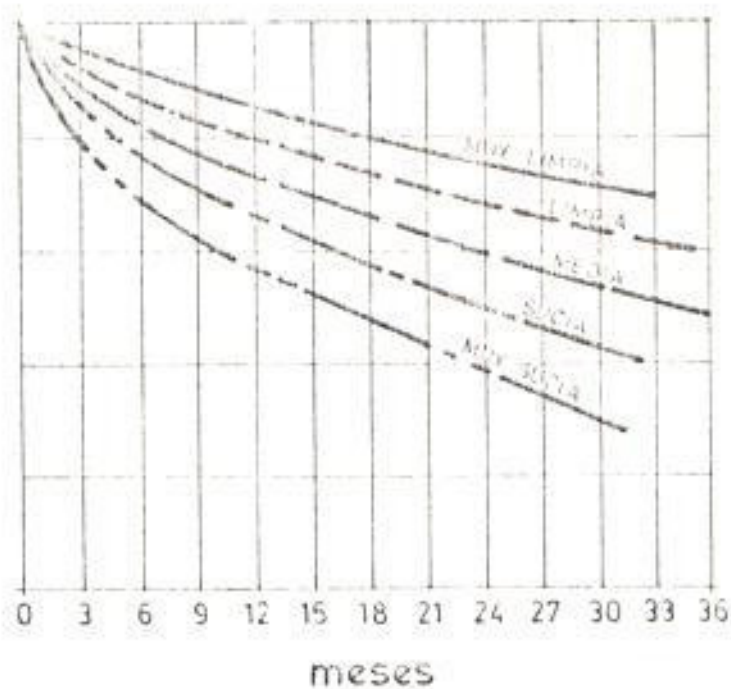


FIG. No. 3.4.- Curvas para determinar el factor LDD para luminarias de Categoría de Mantenimiento III.

CATEGORIA IV

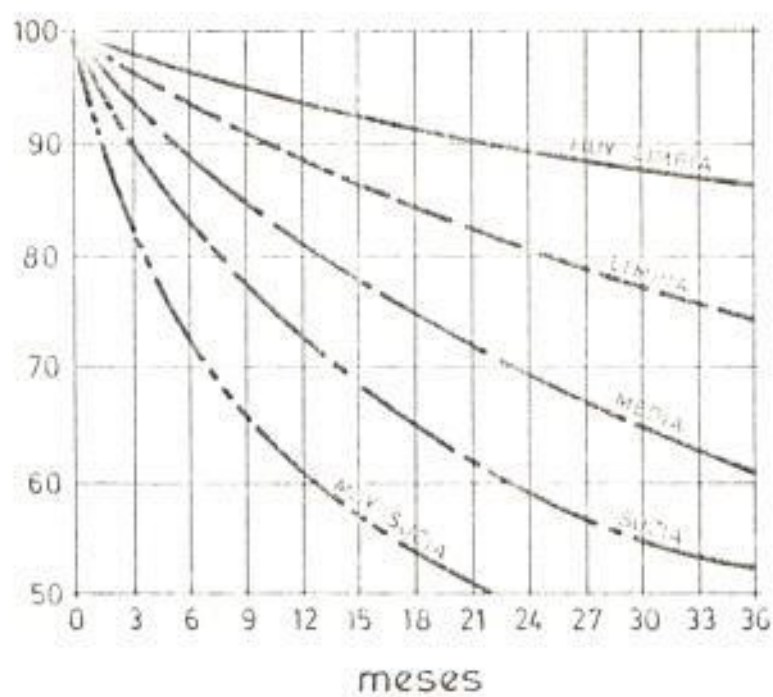


FIG. 3.5.- Curvas para determinar el factor LDD para luminarias de Categoría de Mantenimiento IV.

CATEGORIA V

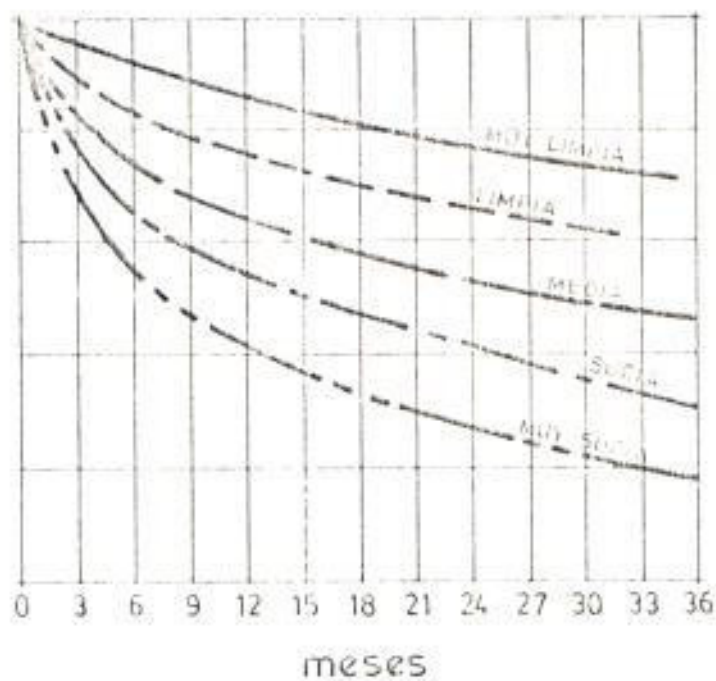


FIG. 3.6.- Curvas para determinar el factor LDD para luminarias de Categoría de Mantenimiento V.

CATEGORIA VI

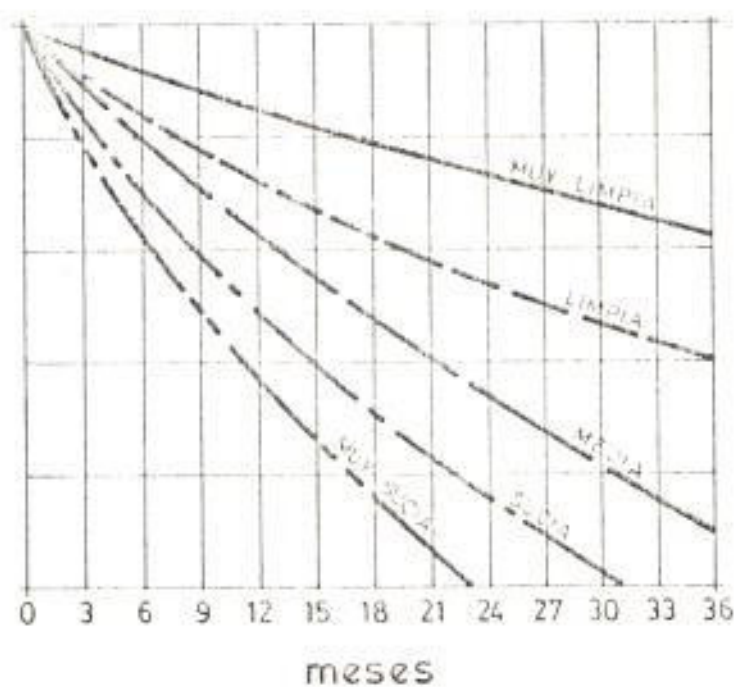


FIG. No. 3.7.- Curvas para determinar el factor LDD para luminarias de Categoría de Mantenimiento VI

PORCENTAJE DEPRECIACION POR SUCIEDAD	TIPO DE DISTRIBUCION DE LUMINARIAS																			
	DIRECTO				SEMI-DIRECTO				DIRECT-INDIRECT				SEMI-INDIRECTO				INDIRECTO			
	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40
1	.98	.96	.94	.92	.97	.92	.89	.84	.94	.87	.80	.76	.94	.87	.80	.73	.90	.80	.70	.60
2	.98	.96	.94	.92	.96	.92	.88	.83	.94	.87	.80	.75	.94	.87	.79	.72	.90	.80	.69	.59
3	.98	.95	.93	.90	.96	.91	.87	.82	.94	.86	.79	.74	.94	.86	.78	.71	.90	.79	.68	.58
4	.97	.95	.92	.90	.95	.90	.85	.80	.94	.86	.79	.73	.94	.86	.78	.70	.89	.78	.67	.56
5	.97	.94	.91	.89	.94	.90	.84	.79	.93	.86	.78	.72	.93	.86	.77	.69	.89	.78	.66	.55
6	.97	.94	.91	.88	.94	.89	.83	.78	.93	.85	.78	.71	.93	.85	.76	.68	.89	.77	.66	.54
7	.97	.94	.90	.87	.93	.88	.82	.77	.93	.84	.77	.70	.93	.84	.76	.68	.89	.76	.65	.53
8	.96	.93	.89	.86	.93	.87	.81	.75	.93	.84	.76	.69	.93	.84	.76	.68	.88	.76	.64	.52
9	.96	.92	.88	.85	.93	.87	.80	.74	.93	.84	.76	.68	.93	.84	.75	.67	.88	.75	.63	.51
10	.96	.92	.87	.83	.93	.86	.79	.72	.93	.84	.75	.67	.92	.83	.75	.67	.88	.75	.62	.50

FIG. No. 3.8.- Porcentaje depreciación por suciedad.

- 1._ Condiciones más limpias posibles
- 2._ Limpia, pero no la más limpia
- 3._ Promedio
- 4._ Sucia, pero no la más sucia
- 5._ Condiciones más sucias posibles

TIPO DE SUCIEDAD	Area adyacente a la tarea			FACTOR DE FILTRADA	Area alrededor de la tarea			SUB TOTAL
	Suciedad Intermitente	Suciedad Constante	Total		Desde Adyacente	Suciedad Intermitente	Suciedad Constante	
Suciedad Adhesiva	+	=	X	=	+	+	=	
Suciedad Atraída	+	=	X	=	+	+	=	
Suciedad Inerte	+	=	X	=	+	+	=	
total de factores de suciedad								
0-12 Muy Limpio	13-24 Limpio	25-36 Medio	37-48 Sucio	49-60 Muy Sucio				

FIG. No. 3.9.- Evaluación del tipo de atmósfera del local.

CAPITULO 4

ESTUDIO DE LA ENERGIA REACTIVA DEL SISTEMA

- 4.1. REVISION DE CONCEPTOS
- 4.2. CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA
- 4.3. CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA
- 4.4. GENERADORES DE ENERGIA REACTIVA
- 4.5. UBICACION DE CAPACITORES Y MOTORES SINCRONOS
- 4.6. SELECCION Y APLICACION DE CAPACITORES
- 4.7. CONEXION AUTOMATICA DE CAPACITORES
- 4.8. CALCULO DEL AUMENTO DE VOLTAJE DEBIDO A LOS CAPACITORES

CAPITULO # 4

ESTUDIO DE LA ENERGIA REACTIVA DEL SISTEMA1.1. REVISION DE CONCEPTOS .-

La corriente requerida por los motores de inducción, transformadores, luces fluorescentes, soldadoras, etc., puede considerársela como formada por dos componentes; la corriente de magnetización o corriente reactiva y la corriente de trabajo o corriente activa.

La corriente de trabajo es convertida por el equipo en trabajo útil en cambio la corriente reactiva es requerida para producir el flujo magnético necesario para la operación de los aparatos de inducción. La unidad de medida de la potencia activa es el vatio y la potencia reactiva es el var.

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

$$f.p. = \frac{KW}{KVA}$$

El factor de potencia es atrasado cuando la carga consume corriente reactiva y es adelantado cuando la carga supe corriente reactiva.

1.2. CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA .-

El factor de potencia de una carga individual es generalmente conocido, pero, el factor de potencia de un grupo de varias cargas distintas debe calculárselo. Esto se lo puede hacer fácilmente siguiendo el método descrito en el siguiente ejemplo.

EJEMPLO .-

Encontrar el factor de potencia total de un grupo de cargas con puestas por:

- a.- 50 KVA de iluminación de vapor de sodio con factor de potencia 0.7 atrasado.
- b.- Un motor de inducción de 200 HP con factor de potencia 0.8 atrasado.
- c.- Un motor de inducción de 150 HP con factor de potencia 0.75 atrasado.
- d.- Un motor síncrono de 50 HP con factor de potencia 0.7 adelantado.

SOLUCIÓN .-

Primero se debe calcular los KW y KVAR de cada carga.

- a.- Carga de iluminación

$$KW = KVA \times \cos \theta$$

$$KW = 35$$

$$KVAR^2 = KVA^2 - KW^2$$

$$KVAR^2 = 50^2 - 35^2$$

$$KVAR^2 = 1275$$

$$KVAR = 35.71$$

- b.- Motor de inducción de 200 HP.

$$KVA = 0.75 \times HP$$

$$KVA = 0.75 \times 200$$

$$KVA = 150$$

$$KW = KVA \times \cos \theta$$

$$KW = 150 \times 0.8$$

$$KW = 120$$

$$KVAR^2 = KVA^2 - KW^2$$

$$\text{KVAR}^2 = 150^2 - 120^2$$

$$\text{KVAR}^2 = 8100$$

$$\text{KVAR} = 90$$

c.- Motor de Inducción de 150 HP

$$\text{KVA} = 0.75 \times \text{HP}$$

$$\text{KVA} = 0.75 \times 150$$

$$\text{KVA} = 112.5$$

$$\text{KW} = \text{KVA} \times \text{Cos } \phi$$

$$\text{KW} = 84.38$$

$$\text{KW} = 112.5 \times 0.75$$

$$\text{KVAR}^2 = \text{KVA}^2 - \text{KW}^2$$

$$\text{KVAR}^2 = 112.5^2 - 84.38^2$$

$$\text{KVAR}^2 = 5536.27$$

$$\text{KVAR} = 74.41$$

d.- Motor síncrono de 50 HP

$$\text{KVA} = \text{HP}$$

$$\text{KVA} = 50$$

$$\text{KW} = \text{KVA} \times \text{Cos } \phi$$

$$\text{KW} = 50 \times 0.7$$

$$\text{KW} = 35$$

$$\text{KVAR}^2 = \text{KVA}^2 - \text{KW}^2$$

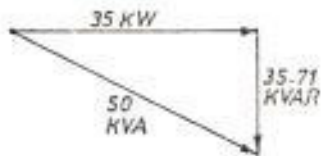
$$\text{KVAR}^2 = 50^2 - 35^2$$

$$\text{KVAR}^2 = 1275$$

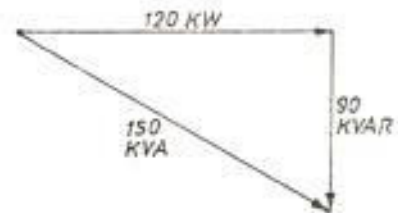
$$\text{KVAR} = 35.71$$

Ahora se elaboran los triángulos de potencias de cada carga:

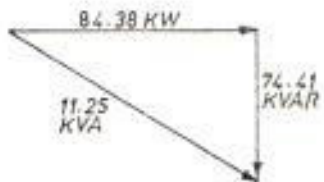
a.- Iluminación



b.- Motor de inducción



c.- Motor de inducción



d.- Motor sincrónico

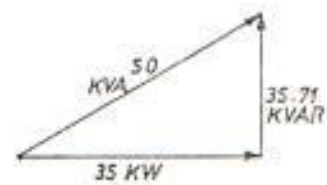


Fig. No.4.1.- Triángulos de potencia para calcular el factor de Potencia.

De la combinación de cargas:

$$\begin{aligned} \text{KV (total)} &= 35 + 120 + 84.38 + 35 \\ &= 274.35 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{KVAR (total)} &= 35.71 + 90 + 74.41 + (-35) \\ &= 165.12 \end{aligned}$$

$$\text{Cos } \phi = \frac{\text{KVAR}}{\text{KW}}$$

$$\text{Cos } \phi \text{ (total)} = \frac{165.12}{274.35} = 0.6$$

En la tabla siguiente se pueden encontrar los valores típicos de factor de potencia para varios tipos de cargas:

<u>CARGAS</u>	<u>FACTOR DE POTENCIA</u>
Lámparas incandescentes	1.0
Lámparas fluorescentes (con condensadores incorporados)	0.95 - 0.97
Calentadores resistivos	1.0
<u>MOTORES SINCRONOS</u>	1.0 o adelantado.
Motores de inducción (plena carga)	
Monofásicos fraccionales	0.55 - 0.75
Monofásicos (1 - 10 HP)	0.75 - 0.85
Monofásicos tipo condensador	0.75 - 1.0
<u>MOTORES POLIFASICOS JAULA DE ARDILLA</u>	
de alta velocidad (1 - 10 HP)	0.75 - 0.90
de alta velocidad (10 HP o más)	0.85 - 0.92
de baja velocidad	0.70 - 0.85
motores de rotor bobinado	0.80 - 0.90

grupos de motores de inducción	0.50 - 0.85
soldadoras	0.50 - 0.70
hornos de arco	0.80 - 0.90
hornos de inducción	0.60 - 0.70

La corrección de un bajo factor de potencia puede reducir las pérdidas en el sistema, aumentar el voltaje y aliviar la carga. Otra razón importante para mejorar el factor de potencia es la reducción en el alto costo de la electricidad debido a las multas que imponen las Empresas Eléctricas por mantener bajo factor de potencia.

4.3. CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA .-

Después de calcular el factor de potencia total de un grupo de cargas el siguiente paso es calcular los KVA requeridos para mejorar el factor de potencia hasta un valor determinado.

Al reducir la corriente reactiva se disminuye la corriente total ya que la corriente activa no varía, entonces se mejora el factor de potencia. Para esto deben instalarse equipos que suplan esta potencia reactiva.

Hay cuatro métodos de calcular los KVAR necesarios: método numérico, método gráfico, tablas y curvas.

En el ejemplo siguiente se puede observar el desarrollo del método numérico.

EJEMPLO .-

Calcular los KVAR necesarios para mejorar el factor de potencia de una carga de 120 KW de 0.8 a 0.9

$$KW = 120$$

$$\cos \phi_1 = 0.8$$

$$KVA_1 = 120/0.8$$

$$KVA_1 = 150$$

$$\cos \phi_2 = 0.9$$

$$KVA_2 = 120/0.9$$

$$KVA_2 = 133.33$$

$$KVAR^2 = KVA^2 - KW^2$$

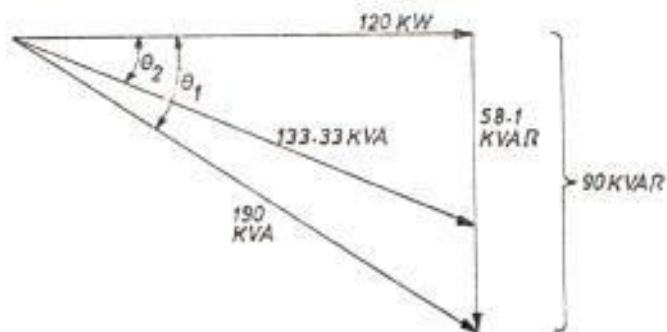
$$KVAR_1 = 90$$

$$KVAR_2 = 58.1$$

$$KVAR_T = KVAR_1 - KVAR_2$$

$$KVAR_T = 31.9$$

Este es el valor que debe ser instalado para obtener el resultado requerido. El método gráfico se explica con la siguiente figura:



El método más sencillo es usando las tablas de factores multiplicadores. Estas tablas son muy útiles para encontrar los KVAR necesarios para mejorar el factor de potencia. Las tablas están basadas en el triángulo de la figura

$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA}$$

$$\text{Sen } \theta = \frac{KVAR}{KVA}$$

$$\text{Tg } \theta = \frac{KVAR}{KW}$$

$$KVAR = KW \times \text{Tg } \theta$$

$$KVAR_1 = KW \times \text{Tg } \theta_1$$

$$KVAR_2 = KW \times \text{Tg } \theta_2$$

$$KVAR_2 = KW \times \text{Tg } \theta_2$$

$$KVAR(\text{ correctivos }) = KVAR_1 - KVAR_2$$

$$KVAR(\text{ correctivos }) = KW (\text{Tg } \theta_1 - \text{Tg } \theta_2)$$

De las tablas obtenemos el factor por el cual debe multiplicarse los KW constantes para mejorar el factor de potencia de θ_1 a θ_2 .

En la figura N° 4.3 se muestra un gráfico para determinar los KVAR necesarios para mejorar el factor de potencia. Para encontrar este valor se traza una línea horizontal en el valor correspondiente al factor inicial de potencia hasta que corte a la curva correspondiente al factor de potencia final. En este punto se traza una perpendicular y se obtiene el factor multiplicador de los KW para obtener los KVAR.

GENERADORES DE ENERGIA REACTIVA

a) CAPACITORES.-

El concepto de un capacitor como generador de energía reactiva sirve para explicar su utilización en la corrección del factor de potencia. Un capacitor puede ser considerado como un generador de energía reactiva porque suministra la corriente reactiva requerida por las cargas inductivas.

Cuando un capacitor y carga inductiva son conectados en el mismo circuito se producirá un intercambio de corriente de magnetización entre ellos, o sea, la corriente adelantada absorbida por el capacitor neutralizará la corriente atrasada absorbida por la carga inductiva.

b) MOTORES Y CONDENSADORES SINCRÓNOS .-

Estos equipos pueden actuar como generadores de KVAR de igual manera que un generador convencional. La capacidad para generar KVAR de los generadores síncronos es función de la excitación y en el caso de los motores síncronos es función de la carga.

Cuando estos equipos funcionan subexcitados no generan suficientes KVAR para cumplir con sus necesidades propias y consumen KVAR adicionales de la red; en cambio, cuando funcionan sobrexcitados pueden generar suficientes KVAR para cumplir sus propios requerimientos y entregar el excedente a la red.

Los motores síncronos son más ampliamente usados para mejorar el factor de potencia en industrias. Los dos rangos de factor de potencia más comunes en motores síncronos utilizados para corrección son el factor unitario y 0.8 adelantado. Los condensadores síncronos son rara vez económicos para plantas industriales por lo tanto no nos referiremos a ellos.

UBICACION DE CAPACITORES Y MOTORES SINCRONOS .-

El diseñador debe considerar varios factores ante de decidir la ubicación adecuada de los capacitores o motores síncronos en la planta industrial. Estos factores son básicamente: variaciones en la carga, tipo de motores, longitud de los circuitos, voltaje y distribución de circuitos.

Los capacitores pueden instalarse para corregir el factor de potencia individualmente en las cargas o conectados a las barras de distribución para corregirlos por grupos, tanto en el secundario como en el primario de los transformadores.

Si se conectan los capacitores individualmente en las cargas se necesitarán muchos y de diversas capacidades ocasionando un costo mayor que solo puede justificarse como los alimentadores son muy largos y los beneficios como aumento de voltaje y reducidas pérdidas son tales que descuenten la diversión.

Cuando el voltaje de servicio es 230 voltios el costo de los capacitores es el doble que los de mayor voltaje, en este caso es conveniente realizar la corrección en grupos ya sea en las barras principales de baja tensión de cada subestación o en los alimentadores primarios. Debe tomarse en cuenta que si se conectan los capacitores en el primario, los transformadores no se benefician de la corrección.

Para obtener los mayores beneficios los capacitores deben conectarse lo más cerca posible de la carga. Debe tomarse en cuenta que la corrección se produce desde el punto de aplicación hacia la fuente y no en sentido inverso. Al ubicar los capacitores en la carga se reducen las pérdidas en los circuitos; esta reducción se la puede calcular fácilmente en los circuitos ramales, alimentadores y transformadores.

A menudo se conectan los capacitores directamente en los terminales del motor siendo conectados y desconectados por el mismo arrancador del motor. En este tipo de conexión hay que limitar la potencia de los capacitores a valores que no causan un aumento excesivo de voltaje en el motor debido a autoexcitación cuando se abre el circuito.

En las tablas 4.2. y 4.3. se detallan los valores máximos de KVAR que se deben conectar a un motor de torque de arranque normal o un motor de alto torque de arranque.

Cuando se conectan los capacitores directamente en los terminales del motor debe tomarse en cuenta la reducción que se producirá en la corriente que consume para reajustar la calibración de los elementos térmicos de protección.

$$I_c = I_{f1} \times \frac{\cos \theta_1}{\cos \theta_2}$$

I_c = Corriente del motor con factor de potencia corregido.

I_{f1} = Corriente de plena carga del motor

$\cos \theta_1$ = Factor de potencia del motor

$\cos \theta_2$ = Factor de potencia corregido

Al conectarse los capacitores directamente en las terminales de los motores se debe limitar los valores de KVAR a los indicados en las tablas 4.2 y 4.3. para evitar las dificultades que pueden ocasionarse por efectos secundarios producidos por los capacitores que son:

- a) Sobrevoltaje debido a autoexcitación
- b) Torques transientes

Cuando el interruptor del motor se desconecta el capacitor sigue produciendo la corriente de magnetización del motor y éste se autorxcita actuando como un generador. La magnitud del voltaje generado depend

de del tipo de motor, su velocidad u el rango del capacitor; aproximadamente el sobrevoltaje que se produce oscila entre el 35 % y el 75 %.

Este sobrevoltaje es mantenido normalmente por muy pocos segundos que son los que tarda el motor en adelantarse, pero, en casos donde la carga posee una alta inercia puede mantenerse por varios minutos.

Los torques transientes se producen cuando el motor se desconecta de la red y es vuelto a reconectar antes de que se haya detenido, ya que debido a los capacitores se mantiene un voltaje en los terminales mientras el motor está girando. Para que se produzca el torque, el voltaje de autoexcitación debe ser de una magnitud apreciable y estar desfasado con el voltaje de línea cuando se produce la reconexión. El torque que se origina en estas condiciones es igual al que sucede cuando se conectan dos generadores síncronos desfasados.

Los mismos principios discutidos para la conexión de capacitadores se aplican para los motores síncronos aún cuando no existen las mismas posibilidades de conexión.

Los motores síncronos se fabrican con factor de potencia unitario o 0.8 adelantado; el motor con factor 1.0 cuesta menos y es más eficiente para mover una carga en su eje.

Aumentando la excitación se consigue que el motor síncrono opere con un factor de potencia más adelantado, de ésta manera se obtiene una mayor corrección del factor de potencia.

Una desventaja del uso de motores síncronos es que deben estar funcionando para corregir el factor de potencia; otra desventaja es que el mantenimiento es mucho mayor que el de los capacitores.

Desde el punto de vista económico deben considerarse los siguientes conceptos para obtener el diseño más adecuado. Aunque las ventajas operacionales de conectar los capacitores directamente en las cargas son las mejores, no siempre es práctico hacerlo así, en algunos casos es más ventajoso conectar los capacitores por grupos de cargas aprovechando la simultaneidad de las mismas. En la mayoría de las plantas industriales las cargas que funcionan simultáneamente son el 60 % aproximadamente, de ésta manera si se conectan capacitores en las barras principales de distribución, éstos serán el 60 % de los capacitores necesarios para conectarse individualmente en cada carga.

El voltaje de servicio es otro factor que influye en la selección de la ubicación de los capacitores. Esto se debe a que los capacitores de 230 voltios cuestan aproximadamente el doble que los de 460 voltios. En esta consideración también debe tomarse en cuenta el aparato de conexión y desconexión de los capacitores ya que a medida que aumenta el voltaje de operación también aumenta su costo.

4.5. SELECCION Y APLICACION DE CAPACITORES .-

Los capacitores se fabrican para diferentes voltajes y con varios tipos de envolturas de acuerdo con su utilización, ya sea en interiores o a la intemperie. Los voltajes comunes en baja tensión son de 240, 480 y 600 voltios y en media tensión desde 2.400 hasta 14.400 voltios.

Los capacitores a prueba de intemperie son aprobados para uso en sitios peligrosos y tienen sus conexiones completamente encapsuladas en compartimientos metálicos sellados.

El medio más barato de proteger los capacitores contra fallas propias son los fusibles. Comúnmente se usan fusibles limitadores de corriente de alta capacidad de interrupción ésti capacidad de interrupción es del orden de los 200.000 amperios.

La acción limitadora de corriente asegura una operación correcta de los fusibles en sistemas con altas corrientes de cortocircuito.

El rango de los fusibles de protección para bancos de condensadores es de aproximadamente 1.65 veces la corriente nominal del banco. La capacidad de transporte de corriente de los conductores que conectan los bancos de capacitores no debe ser menor que el 135 % de la corriente nominal del banco.

Los capacitores para servicio industrial son diseñados para operación en temperaturas ambientales máximas de 45°C, por lo tanto, todo el equipo de conexión (conductores, switches, breakers, etc.) debe ser diseñado para trabajar en esas condiciones.

En circuitos de baja tensión es común la utilización de breakers o interruptores de seguridad de fusibles, para la conexión automática se utilizan breakers o contactores.

En circuitos de media tensión (2.400 a 13.800 voltios) casi siempre se utilizan breakers de potencia.

Todo equipo de capacitores debe estar protegido por el equipo de sobrecorrientes. La capacidad de transporte de corriente de los interruptores no debe ser inferior que el 135 % de la corriente nominal y la capacidad de interrupción debe ser la adecuada al sistema donde van a ser instalados.

Los conductores y breakers de potencia de baja tensión deben tener una capacidad de transporte mínima de 135 %, los breakers de caja moldeada sin embargo deben tener una capacidad de 187 %. Los contactores cerrados deben tener una capacidad de transporte de 150 % de la corriente nominal.

La carcasa de los capacitores así como las estructuras de montaje deben ser puestas a tierra.

4.7. CONEXION AUTOMATICA DE CAPACITORES .-

La conexión y desconexión automática de capacitores se utilizan en las instalaciones industriales por varias razones:

- a.- Para evitar sobrevoltaje cuando la carga es baja.
- b.- Con fines de regulación de voltaje.
- c.- Para reducir las pérdidas cuando la carga es baja.
- d.- Para evitar la inestabilidad de los generadores.

Los capacitores elevan el voltaje lo mismo cuando hay fuertes cargas que cuando la carga es ligera; por esto los condensadores instalados para corregir el factor de potencia a plena carga pueden producir sobrevoltajes excesivos cuando no hay suficiente carga, estos sobrevoltajes pueden afectar el funcionamiento de los equipos que permanecen conectados como luminarias etc.

Puede regularse el voltaje conectando o desconectando capacitores de acuerdo con las variaciones de la tensión.

Los capacitores suministran los KVAR necesarios para corregir el factor de potencia a plena carga. Cuando la carga es ligera estos KVAR son suministrados a las redes públicas y éste flujo inútil de corriente aumenta las pérdidas; ésto se lo evita desconectando automáticamente los capacitores cuando la carga es pequeña.

Cuando los generadores trabajan con factor de potencia adelantado se hacen inestables, pudiendo salirse de sincronismo cuando ocurre cualquier fenómeno transiente. Esto se previene desconectando los capacitores.

Los tipos más comunes de controles automáticos para conexión y desconexión de capacitores en instalaciones industriales son :

- a.- reloj temporizador
- b.- controles de voltaje
- c.- controles de corriente
- d.- controles de VAR

Estos controles reciben la señal de tiempo, voltaje, corriente o KVAR ordenando la conexión o desconexión de los capacitores. Se utiliza un retardo de tiempo para prevenir una operación innecesaria cuando se producen señales momentáneas.

El reloj temporizador conecta el banco de capacitores de acuerdo con una programación de tiempo previamente establecida. Es útil cuando el ciclo de la carga es siempre igual y ésta permanece constante por largos períodos. La principal ventaja de éste control es su bajo costo y la principal desventaja es que no es sensible a las variaciones de la carga.

Los controles de voltaje se usan en puntos donde el voltaje decrece con el aumento de la carga en el circuito. La principal ventaja de estos sensores es que conectan o desconectan los capacitores cuando las condiciones de voltaje del circuito lo requieren. Generalmente se utilizan relés de retardo de tiempo para evitar que se conecten o desconecten los capacitores por señales producidas por disturbios transientes, la principal desventaja de éstos sensores es que asumen que existe una relación entre la caída de voltaje y el desmejoramiento del factor de potencia; esto no siempre es lo suficiente evidente como en el caso de cortos alimentadores donde la variación de voltaje es muy pequeña para que la señal sea útil.

Los controles de corriente se usan cuando la señal de voltaje no es adecuada. Cuando la corriente de carga aumenta estos controles co

nectan los capacitores. Aquí se recomienda instalar relés de retardo de tiempo para evitar operaciones innecesarias ocasionadas por fenómenos transientes. Para obtener los mejores resultados la relación de corriente de plena carga a la corriente mínima carga debe ser igual o mayor a tres. Estos controles son un poco más caros que los controles de voltaje.

El más sofisticado de los controles es el de VAR ya que estos sienten el factor de potencia de la carga y ordenan de acuerdo con esa señal la conexión o desconexión automática de capacitores. Estos controles son muy populares en baja tensión ya que los equipos de media tensión son excesivamente caros. Al instalar éstos equipos debe tenerse muy en cuenta la secuencia de fases para evitar una operación errónea del control.

4.8 CALCULO DEL AUMENTO DE VOLTAJE DEBIDO A LOS CAPACITORES.-

Las siguientes fórmulas son útiles para calcular el incremento de voltaje causado por la conexión de capacitores.

$$V_A = I_c \cdot X$$

$$V_A (\%) = KVAR_c \times X_b (\%) / KVA_B$$

$$V_A (\%) = KVAR_c \times X_1 (\%) / KVA_1$$

$$X_b (\%) = KVA_B \times X_1 (\%) / KVA_1$$

$$X_s (\%) = KVA_B \times 100 / KVA_{cc}$$

En donde:

- CKVAR = Rango del capacitor (KVAR)
- Ic = Corriente del capacitor (Amps)
- KV = Voltaje de línea a línea (KV)
- KVA_B = KVA base

- KVA_1 = Potencia en KVA del equipo (transformador)
 VA = Aumento de voltaje (Voltios de línea a neutro)
 $\% X_b$ = Reactancia por ciento del equipo (transformador) en base común.
 $\% X_1$ = Reactancia por ciento del equipo (transformador) en su propia base.
 $\% X_s$ = Reactancia por ciento del sistema.

Cuando la potencia de cortocircuito (KVAcc) o el primario del transformador es menor que cien veces la potencia del transformador debe sumarse la reactancia del transformador con la reactancia del sistema.

EJEMPLO.-

Calcular el incremento de voltaje que produce un banco de capacitores de 120 KVAR, 3 ϕ , 240 voltios conectado a un transformador de 500 KVA cuya impedancia es 5.5%. La potencia de cortocircuito disponible en ese punto es 60 MVA.

$$\% V_a = \frac{KVAR \times \% X_b}{KVA_b}$$

$$KVAR = 120$$

$$\% X_b = 5.5.$$

$$KVA_b = 500$$

$$\% V_a = 1.32$$

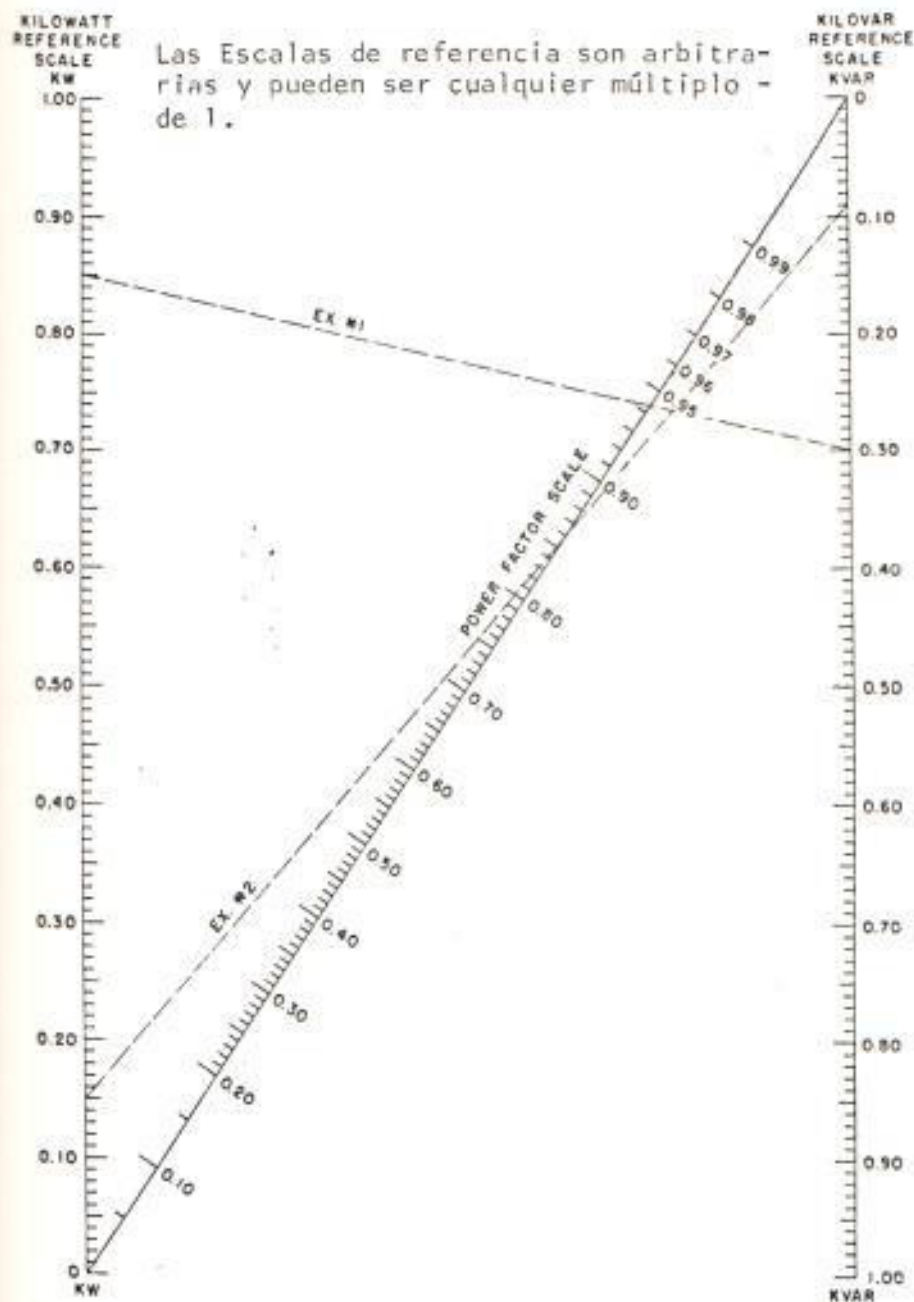


FIG. No. 4.2. Carta de alineación para obtener el factor de potencia en base a KW y KVAR.

600 V.

1.0	12.5	105
1.5	15.0	120
2.0	20	135
2.5	25	140
3.0	30	150
4.0	40	160
5.0	45	240
6.0	60	320
7.5	75	360
8.0	80	480
10.0	90	
12.0	100	

240 V.

0.5	10.0	90
1.0	12.5	100
1.5	15.0	105
2.0	20	120
2.5	25	135
3.0	30	150
4.0	40	180
5.0	45	240
6.0	60	270
7.5	75	360
8.0	80	

FRECUENCIA DEL MOTOR EN H.P.	VELOCIDAD NORMAL DEL MOTOR EN RPM Y N° DE POLOS											
	3600 2		1800 4		1200 6		900 8		720 10		600 12	
	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR
3	1.5	14	1.5	15	1.5	20	2	27	2.5	35	3.5	41
5	2	12	2	13	2	17	3	25	4	32	4.5	37
7	2.5	11	2.5	12	3	15	4	22	5.5	30	6	34
10	3	10	3	11	3.5	14	5	21	6.5	27	7.5	31
15	4	9	4	10	5	13	6.5	18	8	23	9.5	27
20	5	9	5	10	6.5	12	7.5	16	9	21	12	25
30	6	9	6	10	7.5	11	9	15	11	20	14	23
40	7	8	7	9	9	11	10	14	12	18	16	22
50	9	8	9	9	11	10	12	13	15	16	20	20
75	12	8	11	9	13	10	15	12	19	15	24	19
100	14	8	14	8	15	10	18	11	22	15	27	19
150	17	8	16	8	18	10	21	10	26	14	32.5	18
200	22	8	21	8	25	9	27	10	32.5	13	40	17
250	27	8	26	8	30	9	32.5	10	40	13	47.5	16
300	32.5	8	30	8	35	9	37.5	10	47.5	12	52.5	15
400	40	8	37.5	8	42.5	9	47.5	10	60	12	65	14
500	50	8	45	7	52.5	8	57.5	9	70	11	77.5	13
600	57.5	8	52.5	8	60	8	65	9	80	11	87.5	12
750	65	8	60	7	67.5	8	75	9	87.5	10	95	11
1000	70	8	65	6	75	8	85	9	95	10	105	11
1500	75	8	67.5	6	80	8	92.5	9	100	9	110	11
2000	77.5	8	72.5	6	82.5	8	97.5	9	107.5	9	115	10

FIG. N° 4-2 POTENCIA MAXIMA RECOMENDADA DE CAPACITORES CONECTADOS DIRECTAMENTE A MOTORES DE TOR QUE NORMAL

POTENCIA DEL MOTOR EN H.P.	VELOCIDAD NORMAL DEL MOTOR EN RPM Y N° DE POLOS									
	1800 4		1200 6		900 8		720 10		600 12	
	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR	Kvar	% AR
3			2	26	3	31	4	40	4.5	51
5	2	15	2.5	21	4	29	5	36	6.5	48
7½	2.5	13	3.5	18	5	27	6.5	34	8	45
10	3.5	13	4	16	6	25	8	32	9.5	39
15	5	12	5.5	14	8	21	10	28	13	36
20	6	12	6.5	13	9.5	19	12	25	17	35
25	7.5	12	8	12	11	17	14	24	20	33
30	8.5	12	9	12	13	17	16	23	23	32
40	11	11	12	11	16	16	20	22	30	30
50	13	11	16	11	20	16	25	21	35	29
60	16	11	19	11	23	15	27.50	20	40	27
75	21	11	24	11	27.5	14	35	19	45	25
100	28	11	32.5	11	35	13	42.5	19	55	24
125	35	11	40	11	42.5	13	50	19		
150	42.5	11	45	11	50	13	55	19		
200	50	11	55	11	60	13				

TABLA N° 4 3 POTENCIA MAXIMA RECOMENDADA DE CAPACITORES CONECTADOS DIRECTAMENTE A MOTORES DE TOR QUE ALTO

CAPITULO # 5

PROTECCIONES

- 5.1. FILOSOFIA DE LA OPERACION DEL SISTEMA
- 5.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
 - 5.2.1 TIPOS Y LOCALIZACIONES DE FALLAS
 - 5.2.2 IMPEDANCIAS DE LOS ELEMENTOS DEL CIRCUITO
 - 5.2.3 DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS
 - 5.2.4 CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN UNA FALLA TRIFASICA
 - 5.2.5 CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN UNA FALLA DE LINEA A TIERRA.
- 5.3. SELECCION DE EQUIPOS DE PROTECCION
 - 5.3.1 BREAKERS
 - 5.3.2 FUSIBLES
 - 5.3.3 EQUIPOS DE PROTECCION DE CORTOCIRCUITO DE ALTO VOLTAJE.
 - 5.3.4 BREAKERS DE POTENCIA DE ALTO VOLTAJE
 - 5.3.5 FUSIBLES DE ALTO VOLTAJE
 - 5.3.6 INTERRUPTORES DE FUSIBLES DE VOLTAJE MEDIO
 - 5.3.7 EQUIPOS DE PROTECCION DE CORTOCIRCUITO DE BAJO VOLTAJE.
- 5.4. COORDINACION DE EQUIPOS DE PROTECCION
 - 5.4.1 CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS EQUIPOS DE PRO-

TECCION.

- 5.4.2 RELES DE SOBRECORRIENTE
- 5.4.3 RELES DIFERENCIALES
- 5.4.4 RELES DE VOLTAJE
- 5.4.5 APARATOS DE DISPARO DE ACCION DIRECTA
- 5.4.6 FUSIBLES.
- 5.5. DATOS NECESARIOS PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION
- 5.6. VALORES DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO
 - 5.6.1 RELES INSTANTANEA Y BOBINAS DE DISPARO
 - 5.6.2 RELES DE INDUCCION DE ALTA VELOCIDAD
 - 5.6.3 RELES RETARDADOS Y APARATOS DE DISPARO DIRECTO
 - 5.6.4 FUSIBLES.
- 5.7. AJUSTES DE RELES PARA PROTEGER TRANSFORMADORES.
- 5.8. COORDINACION DE RELES EN SERIE
 - 5.8.1 RELES RETARDADOS
 - 5.8.2 RELES INSTANTANEOS
- 5.9. COORDINACION DE FUSIBLES CON OTROS EQUIPOS
- 5.10. EFECTOS DE LAS CONEXIONES DELTA-ESTRELLA Y ESTRELLA-DELTA EN LA COORDINACION.

CAPITULO 5

PROTECCIONES

5.1. FILOSOFIA DE LA OPERACION DEL SISTEMA .-

Uno de los puntos claves en la operación confiable y económica de un sistema eléctrico industrial es sin duda el equipo de protección. Un sistema de protección inadecuado puede ocasionar costosos apagones, destrucción de la propiedad y afectar hasta la seguridad de las personas.

La selección de los equipos más apropiados de protección y el ajuste de sus rangos de operación están basados directamente en los cálculos de circuitos. Los parámetros que determinan la selección de un aparato de protección u otro son: la capacidad de transportar la corriente normal de operación y la capacidad de interrumpir con seguridad una determinada corriente de cortocircuito, cuyo valor está dado por la magnitud del sistema industrial.

Por lo anterior, el primer paso en un estudio de coordinación selectiva de los equipos de protección es el cálculo de cortocircuito. Su propósito es determinar los valores máximos y mínimos de la corriente de falla, que son requeridos para la coordinación de las curvas tiempo vs. corriente de los diferentes equipos.

5.2. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.-

Se puede dividir un estudio de cortocircuito en siete etapas consecutivas, que son:

- a) Elaborar el diagrama unifilar del sistema de distribución de la planta en donde consten todos los elementos de impedancia y las

- fuentes de corriente de cortocircuito. Los elementos de impedancia como transformadores, reactores, cables, barras y breakers.
- b) Seleccionar los valores base para la utilización del sistema por unidad.
 - c) Obtener los valores de reactancia y resistencia de todos los elementos del diagrama unifilar.
 - d) Elaborar el diagrama de impedancias en base al diagrama unifilar y especificar todos los valores por unidad en una misma base.
 - e) Reducir el diagrama de impedancias a una impedancia equivalente entre la barra de impedancia cero y el punto de la falla.
 - f) Determinar el valor de la corriente simétrica de cortocircuito.
 - g) Calcular el valor de la corriente asimétrica de cortocircuito.

5.2.1.- TIPO Y LOCALIZACION DE LAS FALLAS.-

En general en todos los sistemas eléctricos industriales la máxima corriente de cortocircuito se produce cuando ocurre una falla trifásica, por lo cual, el cálculo de cortocircuito para aplicación de equipo de protección se basará en esta falla. Adicionalmente, se notará que la máxima corriente de falla se obtendrá cuando ésta ocurre en los terminales mismos del aparato de protección. En vista de esto, para seleccionar los equipos de protección se calcularán las corrientes producidas por fallas trifásicas en los terminales de los aparatos de protección.

5.2.2.- IMPEDANCIAS DE LOS ELEMENTOS DE CIRCUITO .-

Al final del capítulo se encontrarán algunas tablas que muestran los valores de reactancias y resistencias de varios elementos del circuito; estos valores pueden ser utilizados como referenciales para efecto de los cálculos cuando no se pue

da obtenerlos directamente de las máquinas mismas.

Como una guía general en la selección de los valores de reactancia y resistencia a ser tomados en consideración podemos establecer:

- 1) La resistencia de todos los generadores, transformadores, reactores, motores y barras de alta capacidad (más de 1000 amperios) es muy baja comparada con su reactancia que puede ser despreciada sin introducir un error significativo.
- 2) En sistemas de más de 600 voltios la reactancia y la resistencia de interruptores, breakers, barras y alimentadores de corta longitud puede ser despreciada.
- 3) En sistemas de menos de 600 voltios debe considerarse la reactancia de todos los elementos de circuito.
- 4) En sistemas de menos de 600 voltios puede omitirse la resistencia de todos los elementos con excepción de los alimentadores con barras de baja capacidad o cables ya que ésta es parte predominante en la impedancia total.

En lo que respecta a la reactancia de las máquinas rotativas que se utilizará para calcular la corriente de cortocircuito se puede anotar que:

Los breakers y fusibles de bajo voltaje son básicamente de apertura casi instantánea cuando operan con corriente cercanas a su capacidad de interrupción. Los contactos abren el circuito durante el primer ciclo de la corriente de falla. Por esto, en el cálculo de la corriente de cortocircuito se deben utilizar las reactancias subtransientes de generadores, motores y la red urbana de la Empresa Eléctrica. Se

debe tomar en cuenta la componente de corriente directa de la corriente de cortocircuito.

En cambio los breakers de potencia normalmente usados en sistemas eléctricos industriales abren en aproximadamente ocho ciclos, por lo tanto, en el cálculo de la corriente de cortocircuito que interrumpirán estos breakers se debe usar las reactancias subtransientes de generadores, la reactancia transiente de la Empresa Eléctrica y los motores síncronos y se despreciarán los motores de inducción. La componente dc - también ha desaparecido.

Para calcular la corriente que deben interrumpir los fusibles de alto voltaje se tomarán en cuenta las reactancias subtransientes de generadores, motores síncronos, de inducción y la Empresa Eléctrica.

En lo que respecta a las reactancias de los motores, debe notarse que resulta poco práctico representar cada motor en el diagrama de impedancias ya que generalmente estos están siendo prendidos y apagados constantemente y resulta imposible predecir cuáles estarán funcionando en el momento que ocurre un cortocircuito. La siguiente regla puede servir como una buena guía para representar grupos variados de motores:

- a) En sistemas de 240, 480 a 600 voltios se asume que la potencia de motores conectada a la barra de distribución es igual a la potencia del transformador.
- b) En sistemas de 120/208 Y Voltios se asume que la potencia de motores conectada a la barra es aproximadamente el 50 % de la potencia del transformador.

La Empresa Eléctrica debe ser representada en el diagrama de impedancias por una reactancia. El valor de ésta reactancia así como su KVA base debe averiguarse con los Ingenieros de la Empresa Eléctrica. En muchos casos este dato será dado en la forma de KVA de cortocircuito, o corriente de cortocircuito. Para estos casos las siguientes fórmulas son útiles:

$$X_{pu} = \frac{\text{KVA base usada en el diagrama}}{\text{KVA de cortocircuito de la Empresa Eléctrica.}}$$

$$X_{pu} = \frac{\text{KVA base usada en el diagrama}}{(\text{Icc}) (\sqrt{3}) (\text{KV})}$$

5.2.3. DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS .-

El primer paso que debe darse al hacer un estudio de cortocircuito es elaborar un diagrama unifilar en donde se detallen todas las fuentes de corriente de falla: Acometida de la Empresa Eléctrica, generadores, motores síncronos, motores de inducción, etc., y todos lo otros elementos importantes del circuito como transformadores, cables, breakers, interruptores, etc.

El segundo paso es hacer un diagrama de impedancias donde estén incluidas todas las impedancias significativas del circuito.

Para dibujar un diagrama de impedancias primero se representan todos los generadores, motores síncronos, motores de inducción y el sistema de la Empresa Eléctrica por reactancias conectadas a una barra de impedancia cero o barra infinita. Luego, se añade las impedancias de los transformadores, cables, barras, transformadores de corriente, breakers, etc.

Lav. No. POT-015

En su respectiva ubicación del circuito, completando el diagrama. En las figuras y se puede apreciar el método.

5.2.4. CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN UNA FALLA TRIFÁSICA.-

Una vez elaborado el diagrama de impedancias se procede a calcular la impedancia equivalente del sistema y con éste valor se puede obtener la magnitud de la corriente de cortocircuito aplicando las fórmulas siguientes:

$$I_{c.c.} \text{ (simétrica)} = \frac{KVA \text{ base}}{(z_{p.u.}) (\sqrt{3}) (KV)}$$

$$I_{cc} \text{ (asimétrica)} = I_{c.c.} \text{ (simétrica)} \times K$$

En donde:

KV = Kilovoltios de línea a línea

K = Factor multiplicador

En la tabla N° 5.5 se detallan los valores de factor K

5.3. SELECCION DE EQUIPOS DE PROTECCION .-

Hay varias consideraciones que deben tomarse en cuenta en la selección de los equipos de protección de cortocircuito para proveer una protección adecuada. Básicamente deben cumplirse las siguientes especificaciones:

- a.- El aparato debe ser capaz de interrumpir automáticamente el flujo de corrientes de falla hasta el valor de su capacidad de interrupción.
- b.- Debe soportar el cierre en cualquier condición de carga o corto - circuito hasta el valor de su capacidad momentánea de corriente.
- c.- Debe soportar la apertura de cualquier corriente que pueda fluir en el circuito hasta el valor de su capacidad de interrupción.

Existen dos aparatos que son fundamentalmente usados para protección de cortocircuito:

- 1.- Breakers
- 2.- Fusibles

Una comparación básica entre breakers y fusibles puede hacerse sin perjuicio de que después se entre en detalles dependientes del voltaje de utilización.

5.3.1. BREAKERS .-

Un breaker es un aparato diseñado para cumplir con todos los requerimientos detallados anteriormente, entre sus principales ventajas de aplicación podemos anotar:

- Los breakers abren todas las líneas de corriente al mismo tiempo, evitando así el peligro de los circuitos trifásicos con una o dos fases abiertas.
- Prácticamente todos los breakers tienen curvas de disparo ajustables, siendo así los aparatos ideales para operación se

lectiva o para proteger partes específicas del equipo como transformadores, motores, etc.

- En general todos los breakers pueden ser operados eléctricamente, lo que significa que pueden ser utilizados para control automático u operación remota.
- Pueden abrir repetidamente el circuito en condiciones anormales sin destruir el elemento interruptor y sin afectar la exactitud del tiempo de operación.
- La mayoría de las curvas de tiempo vs. corriente de los breakers no son afectadas notablemente por la temperatura del ambiente.

5.3.2. FUSIBLES .-

Los fusibles son considerados a menudo para protección de circuitos debido a su bajo costo, pero antes de hacer la selección definitiva debe tomarse en cuenta ciertas características de operación que limitan su aplicación:

- Los fusibles son aparatos monofásicos y puede un fusible fundirse y dejar conectadas las otras fases, esto provocará el monofaseo de las máquinas trifásicas.
- Las curvas de disparo de los fusibles no son ajustables, esto solo puede conseguirse cambiando el tamaño o el tipo del fusible. Aún así, existe una cierta limitación en lo que a formas de curvas se refiere, por lo cual es difícil obtener una buena coordinación.
- Los fusibles se destruyen en la operación de apertura, por lo que, deben ser reemplazados, ocasionando un costo adicional.
- Los fusibles obligan a mantener una existencia de repuestos para reponer los que se funden, en caso contrario se corre el riesgo de paralizar el funcionamiento de los circuitos y en peor de los casos perder la protección cuando se los reemplaza

za por alambres no fusibles.

- Los fusibles son afectados notoriamente por la temperatura del ambiente, por lo que, varía su operación de acuerdo con este fenómeno.
- Son muy rápidos en operar por lo que son difíciles de coordinar con otros aparatos de protección más adelante en el circuito.

Se debe reconocer que en todo diseño eléctrico industrial hay dos consideraciones básicas que entran en juego, la economía y la técnica. Mucho cuidado debe ponerse para balancear las dos de tal manera que resulte un sistema seguro, confiable y económico. Para ampliar los elementos de juicio se debe profundizar en el estudio de las características de cada aparato de acuerdo con el voltaje de aplicación.

5.3.3. EQUIPOS DE PROTECCION DE CORTOCIRCUITO DE ALTO VOLTAJE .-

Los equipos utilizados para protección de cortocircuito en sistemas de más de 600 voltios son:

- a.- Breakers de potencia
- b.- Fusibles de potencia

5.3.4. BREAKERS DE POTENCIA DE ALTO VOLTAJE .-

Hay una amplia variedad de diseños de breakers de alto voltaje para utilización hasta 69 KV. En éstos diseños están incluidos los breakers de aire, de vacío, hexafluoruro de azufre, mínimo volumen de aceite y soplado de aire. A 69 KV. Es usual la utilización de breakers de aceite aunque también son usados los de soplado de aire y los de hexafluoruro de azufre. A 15 KV está difundido el uso de breakers de aire. Todos los breakers de alta tensión pueden abrir y despejar

fallas, pero no pueden sentir las por sí mismos, necesitan utilizar relés sensores que son los que perciben las fallas y ordenar la operación del breaker.

BREAKERS DE AIRE (ACB)

El tipo de breakers más comúnmente usado en sistemas de hasta 15 KV es el breaker de aire en campo magnético, así llamado porque los contactos abren en el aire y un campo magnético es usado para ayudar a extinguir el arco. Los breakers de 2.4, 4.16, 7.2 y 13.8 KV son básicamente similares en diseño, diferenciándose mayormente en el tamaño y el espacio físico requerido por los rangos de voltaje, corriente y capacidad de interrupción.

Este tipo de breakers van instalados en cabinas metálicas en donde se colocan todos los equipos como relés, transformadores, barras, etc. Los breakers son grandes y están montados en ruedas para permitir su desplazamiento. Un breaker de aire típico de 15 KV completo con los apagachispas mide aproximadamente 1.0 metros de ancho, 2.0 metros de alto y 1.2 metros de fondo y pesa aproximadamente 635 Kg. En la tabla 5.19 se pueden observar los valores típicos de rangos de operación de éstos breakers.

Los breakers son enchufables tanto las conexiones de entrada como las de salida. Los contactos de operación son de cobre duro con insertos de planta para conseguir una baja resistencia de contacto. Adicionalmente a los contactos principales cada polo tiene contactos de arco hechos de tungsteno para evitar que los contactos de operación sean sometidos al arco. Estos breakers tienen un tiempo total de interrupción de 5 ciclos.

El mecanismo de operación que cierra los contactos es del tipo de "energía almacenada" accionado por resortes; igual es el mecanismo de apertura. Los resortes son tensados por un motor por lo que se utiliza un transformador para suplir el voltaje de control conectado a las barras de alta tensión por medio de fusibles; también puede ser obtenido de otra fuente, como baterías. Para caso de emergencia o de mantenimiento, vienen equipados con una palanca manual para tensar los resortes. La potencia de apertura es crítica y debe estar disponible para abrir en cualquier tipo de falla y a menudo es suplida por baterías. Cuando se usa corriente alterna para control, se usa un capacitor de disparo; éste capacitor se mantiene cargado du - rante la operación normal del breaker; en caso de una falta de potencia en el control, en el capacitor hay suficiente energía almacenada para disparar el breaker en caso de una falla.

El gabinete metálico donde va montado el breaker tiene dos compartimientos, uno donde va el breaker y otro donde están los equipos de control en cuya puerta están montados los switches de cierre y apertura, luces indicadoras de la posición del breaker, etc.

BREAKERS EN VACIO .-

El breaker de aire es muy efectivo hasta 15 KV pero es grande y pesado. Los apágachispas son costosos y pesan alrededor de 115 Kg. En cambio los breakers en vacío logran obviar este problema ya que una cámara de extinción en vacío mide aproximadamente 23 centímetros de diámetro por 31 centímetros de largo. De ésta manera se consigue construir breakers en vacío cuya dimensión es la mitad que la de su equivalente de aire tanto en tamaño como en peso.

En la actualidad se fabrican breakers en vacío con rangos de voltaje de 4.16, 7.2, 13.8 y 34.5 KV, rangos de corriente de 1.200, 2.000 y 3.000 amperios continuos y capacidad de interrupción máxima de 1.500 MVA. El tiempo de interrupción típico de un breaker en vacío es de 3 ciclos de los cuales menos de uno es tiempo de extinción de arco, en cambio el tiempo de interrupción de un breaker de aire es de 5 ciclos de los cuales casi 3 ciclos es el tiempo de extinción del arco.

Los breakers en vacío no requieren mantenimiento prácticamente sino un chequeo periódico del vacío y la erosión de los contactos.

BREAKERS EN ACEITE (DCB) .-

Este tipo de breakers ha sido usado a todo nivel de voltaje por muchos años. Su principal desventaja es el uso del aceite mineral, el cual es inflamable y además requiere continuas pruebas y cuidados. Según lo establece el Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América ningún equipo eléctrico que contenga más de 10 galones de aceite inflamable puede ser usado en interiores a menos que sea en una bóveda a prueba de fuego. Por éste motivo los breakers en aceite son más usados a la intemperie.

Recientemente se ha desarrollado un tipo de breaker conocido como breaker de bajo volúmen de aceite, en el cual solamente el mecanismo de los contactos y la cámara de extinción están sumergidos en aceite. Esto resulta en aproximadamente un galón de aceite por polo, reduciendo considerablemente el peligro de incendio. Estos breakers se fabrican hasta 34.5 KV, 1.200 amperios, 150 KV BIL y tiempo de apertura de 3 ciclos.

La selección de los breakers de potencia de alto voltaje se debe hacer en base a las siguientes especificaciones:

- a.- Voltaje nominal, o sea el voltaje de trabajo para el cual ha sido calculado de aparato.
- b.- Máximo voltaje de diseño, o sea el montaje máximo en el cual el breaker pueda operar.
- c.- Mínimo voltaje de operación a potencia nominal, es el voltaje mínimo en el cual el aparato podrá interrumpir plena potencia nominal de interrupción.
- d.- Nivel de aislamiento, que es una medida de la capacidad del aparato para soportar sobrevoltajes, ya sea ocasionados por descargas atmosféricas u otro motivo.
- e.- Corriente nominal, es la cantidad de corriente de carga que breaker puede soportar sin exceder el incremento de temperatura permisible.
- f.- Capacidad momentánea de corriente, es la máxima corriente a simétrica RMS que el aparato puede soportar. Este valor es una medida de la capacidad del aparato para soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos producidos por corrientes de falla.
- g.- Potencia nominal de interrupción, es la potencia en MVA que el aparato podrá interrumpir dentro de un rango de voltajes que va desde el máximo voltaje de diseño hasta el mínimo voltaje de operación.
- h.- Máxima corriente de interrupción, o sea la corriente total máxima que el breaker puede interrumpir sin tomar en cuenta cuan bajo esté el voltaje.

De acuerdo con lo expuesto se puede concluir que hay cuatro límites básicos en la selección de breakers de alto voltaje que no deben ser excedidos en ningún momento:

- a.- El voltaje de operación nunca debe sobrepasar el valor del máximo voltaje de diseño.
- b.- La potencia de interrupción (MVA) no debe ser excedida, en ningún voltaje.
- c.- La corriente máxima de interrupción no debe ser excedida aún cuando el producto por voltaje por raíz cuadrada de tres sea menor a la potencia de interrupción.
- d.- La capacidad momentánea de corriente. En los breakers modernos la capacidad momentánea es comunmente 1.6 veces la corriente máxima de interrupción.

La capacidad momentánea de corriente en el punto de aplicación se determina calculando la corriente en el primer medio ciclo después de ocurrir la falla.

La capacidad de interrupción de corriente en el punto de aplicación se determina calculando la corriente de cortocircuito en el momento en que el aparato abre los contactos. Este tiempo es muy variable por la variación en la calibración de tiempo de los relés.

Los breakers de potencia de alto voltaje han sido agrupados en varias clases de acuerdo con la velocidad de operación: Ocho ciclos, cinco ciclos, tres ciclos, etc.

Para calcular la corriente de cortocircuito en cualquiera de éstos tiempos, se asignan los valores de reactancias correspondientes a los componentes del circuito y luego se aplican factores multiplicadores, los mismos que están detallados en la tabla N° 5.5 .

En plantas industriales se usan generalmente breakers de ocho ciclos, en éste momento la contribución de los motores de in-

ducción al cortocircuito ya ha desaparecido y los motores síncronos han pasado a la condición transiente, por lo tanto, las reactancias subtransientes de generadores y las reactancias - transientes de motores síncronos son consideradas despreciando los motores de inducción.

5.3.5. FUSIBLES DE ALTO VOLTAJE .-

Hay dos tipos básicos de fusibles de alto voltaje que se usan para protección de sistemas industriales:

El fusible de expulsión y el fusible limitador de corriente cada uno de estos tiene sus ventajas y desventajas.

a) FUSIBLES DE EXPULSION .-

Cuando un fusible de expulsión despeja una falla, genera y expelle gases en el proceso de extinción del arco. En el caso de fallas grandes, el fusible expulsa los gases ionizados a muy alta velocidad; los fusibles más grandes al interrumpir una falla de plena capacidad de interrupción - producen una explosión equivalente a medio taco de dinamita aproximadamente; por esto se debe tener claro que estos fusibles no son apropiados para usos sin gabinete metálico reforzado y aún dentro de este gabinete deben instalarse silenciadores o amortiguadores que reduzcan los efectos de la expulsión.

b) FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE .-

Los fusibles limitadores de corriente resuelven el problema de los gabinetes metálicos reforzados o el de silenciadores y amortiguadores ya que con éstos no se produce ninguna expulsión de gases. Estos fusibles limitan realmente la corriente de cortocircuito al despejar una falla en el transcurso del primer medio ciclo.

Debido a su operación tan veloz, estos fusibles son más difíciles de coordinar con la protección secundaria de los transformadores que los fusibles del tipo de expulsión que son más lentos. Esta interrupción tan rápida puede originar voltajes transientes muy altos; para mantener estos voltajes dentro de valores aceptables debe controlarse que ningún fusible limitador de corriente debe usarse en un sistema cuyo voltaje de operación sea inferior al 70 % del rango de voltaje del fusible.

Los fusibles limitadores de corriente son más caros que los no limitadores, y como son de una sola vida, el costo de reposición de estos es muy superior al costo de los respuestos de los fusibles no limitadores. Los rangos de corriente de los fusibles limitadores llegan hasta 400 amperios a 15 KV y 100 amperios a 34,5 KV.

5.3.6. INTERRUPTORES DE FUSIBLES DE ALTO VOLTAJE .-

Existe una gran variedad de interruptores de alto voltaje. Pueden ser clasificados por su rango de voltaje, capacidad de transporte de corriente, capacidad de interrupción de corriente, nivel básico de aislamiento (BIL) operación individual o en grupo, operación manual o eléctrica, montaje exterior o en tableros, enchufable o fijo.

a) INTERRUPTORES EN AIRE .-

Los interruptores de aire se fabrican con capacidades de transporte de corriente de hasta 2.000 Amperios a 4,16 KV y 13,8 KV y de 600 Amperios a 34,5 KV. Estos aparatos vienen instalados en gabinetes metálicos y están diseñados para cortar la corriente normal de carga y no mucho más o sea que no deben ser abiertos o cerrados en condiciones de falla. La principal razón por la cual se utilizan estos

interruptores en vez de breakers es su costo inferior en el medio donde se desarrolla este estudio, o sea en la ciudad de Guayaquil. La diferencia de costo entre un breaker y un interruptor de fusibles es verdaderamente notable y tiene influencia decisiva en la selección de equipos.

Para utilización a 69 KV se fabrican interruptores en aire tipo abiertos que se instalan a la intemperie en la estructura de las subestaciones.

b) INTERRUPTORES EN ACEITE .-

Estos equipos son muy usados por la Empresa Eléctrica para la distribución, pero su aplicación para sistemas industriales es muy limitada. Debido a su reducido tamaño son muy apropiados para instalarse en las bóvedas y cajas de derivación de la Empresa Eléctrica.

5.3.7. EQUIPOS DE PROTECCION DE CORTOCIRCUITO DE BAJO VOLTAJE .-

En sistemas de bajo voltaje hay tres tipos de aparatos de protección comúnmente usados para proteger los circuitos:

- a) breakers de potencia
- b) breakers de caja moldeada
- c) Interruptores de seguridad con fusibles

a) BREAKERS DE POTENCIA .-

Este aparato se caracteriza por su construcción muy resistente, gran tamaño, gran capacidad nominal de corriente, alta capacidad nominal de interrupción y momentánea.

El equipo de disparo es ajustable a varias formas de curvas tiempo vs. corriente.

Estos breakers están diseñados para ser utilizados como protección en los tableros principales de distribución de las subestaciones de centros de carga. Son más durables, que cualquier otro tipo de breakers pero asimismo son más caros que ningún otro. (ver tablas 5.20 y 5.21).

b) BREAKERS DE CAJA MOLDEADA .-

Estos aparatos son más pequeños y menos resistentes que los breakers de potencia. Vienen instalados en una caja de plástico moldeada. Los rangos de funcionamiento de estos breakers son inferiores a los de los breakers de potencia.

Se utilizan principalmente para proteger circuitos ramales o alimentadores secundarios en subestaciones de poca capacidad siempre tomando en cuenta la capacidad de interrupción.

Se consiguen mayores capacidades de interrupción con un nuevo tipo de breaker que combina un breaker convencional con fusibles limitadores de corriente. Este equipo opera así: Cuando la falla tiene una magnitud de corriente inferior a la capacidad de interrupción del breaker, la bobina de disparo del breaker abre los contactos y cuando la falla sobrepasa la capacidad de interrupción del breaker, los fusibles abren el circuito. (ver tablas 5.22 y 5.23);

c) INTERRUPTORES DE SEGURIDAD CON FUSIBLES .-

Estos aparatos consisten en un interruptor de cuchillas equipado con fusibles. Hay una gran variedad de fusibles que pueden utilizarse para protección de instalaciones industriales e baja tensión, en este caso se analizarán los tipos de fusibles reconocidos por A.N.S.I. que son los más comúnmente usados en nuestro medio.

Antes que nada debemos clasificar a los fusibles en dos grandes grupos: No limitadores de corriente y Limitadores de corriente.

Entre los fusibles no limitadores de corriente solo se aplica el clase H que cumple con las siguientes especificaciones:

- Rango de voltaje: 250 a 600 Voltios A.C.
- Rango de corriente: 0-600 Amperios
- Rango de interrupción: 10.000 Amperios simétricos
- Dos tipos de construcción: Renovable y no renovable
- Retardo de tiempo opcional.

En los fusibles limitadores de corriente hay varios tipos: clase K, clase G, clase J, clase L, clase R, y clase T. Estos fusibles cumplen con las siguientes especificaciones:

1.- Clase K

- Hay tres clases de acuerdo con su mayor o menor capacidad de limitación de corriente: K-1 de alta capacidad de limitación, K-5 de mediana capacidad y K-9 de poca capacidad de limitación de corriente.
- Rango de voltaje: 250 a 600 Voltios A.C.
- Rango de corriente: 0 - 600 Amperios
- Rango de interrupción: 50.000 A., 100.000 A. y 200.000 simétricos
- Tipo de construcción no renovable

2.- Clase G

- Rango de voltaje: 300 voltios A.C.
- Rango de corriente: 0 - 60 Amperios
- Rango de interrupción: 100.000 Amperios simétricos
- Tipo de construcción no renovable, con o sin retardo de tiempo. (12 segundos A 200 ? de In)

3.- Clase J

- Rango de voltaje: 600 voltios A.C.
- Rango de corriente: 0 - 600 Amperios
- Rango de interrupción: 200.000 Amperios simétricos
- Tipo de construcción no renovable y no intercambiable con ningún otro tipo de fusible.
- No tiene retardo de tiempo.

4.- Clase L

- Rango de voltaje: 600 voltios A.C.
- Rango de corriente: 601 - 6.000 Amperios
- Rango de interrupción: 200.000 Amperios simétricos
- Tipo de construcción no renovable y no es intercambiable con ningún otro tipo de fusible.
- Pueden ser retardados

5.- Clase R

- Hay dos tipos de acuerdo con su capacidad de limitación de corriente: RK1 y RK5
- Rango de voltaje: 250 - 600 voltios A.C.
- Rango de corriente: 0 - 600 Amperios
- Rango de interrupción: 200.000 Amperios simétricos
- Tipo de construcción no renovable y no es intercambiable con ningún otro tipo de fusible.
- El modelo RK5 tiene como opcional el retardo de tiempo (10 segundos a 500 % de I_n)

6.- Clase T

- Estos fusibles cumplen con las mismas especificaciones que los de clase J pero son más pequeños que ellos.

Con todos éstos elementos se puede hacer una selección del tipo de fusible más apropiado para cada tipo de trabajo.

Debe tomarse en cuenta por supuesto, que todos los fusibles

tienen ciertas limitaciones en su aplicación, como:

- Por su rapidéz de operación no son fáciles de coordinar con otro equipo.
- Se destruyen al operar, debiendo ser reemplazados; esto obliga a mantener un stock muy variado y numeroso de repuestos.

5.4. COORDINACION DE EQUIPOS DE PROTECCION .-

El último paso que debe seguirse en el diseño de un sistema de protección es la comprobación de la selectividad en su operación aislando la falla. El aparato de protección más cercano a la falla en el lado de la fuente debe operar aislándola, en caso de no hacerlo el siguiente aparato en la cadena deberá hacerlo y así sucesivamente. Para obtener ésta meta los equipos de protección deben ser seleccionados o ajustado para operar distinguiendo entre una corriente de cortocircuito y un pico normal de la carga y en el menor tiempo posible sin perder la selectividad con los otros aparatos en serie.

Para comenzar se debe tener un buen conocimiento de los equipos disponibles y su comportamiento individual, por eso a continuación se revisarán las características de operación de estos aparatos.

5.4.1. CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION .-

Hay tres tipos fundamentales de aparatos diseñados para detectar las corrientes debidas a cortocircuitos:

- 1.- Relés
- 2.- Aparatos de disparo de acción directa
- 3.- Fusibles

Los relés se instalan en el sistema para detectar las condiciones de falla y producir el disparo de breakers asociados.

En general estos aparatos trabajan en asociación con breakers de potencia, tanto de alta como de baja tensión.

Las bobinas de disparo de acción directa vienen montadas en los breakers mismos y producen el disparo de éstos por acción mecánica directa en respuesta a las sobrecorrientes.

Los equipos de protección pueden ser totalmente clasificados de acuerdo con su velocidad de operación:

- 1.- Instantáneos
- 2.- De alta velocidad
- 3.- Retardados
- 4.- Combinación de instantáneos o alta velocidad y retardados

En general hay varios tipos de relés que son usados comúnmente en la industria:

- 1.- Relés de sobrecorriente
- 2.- Relés diferenciales
- 3.- Relés de voltaje

5.4.2. RELES DE SOBRECORRIENTE.-

Este es sin duda el tipo de relés más utilizado en sistemas eléctricos industriales. Estos relés proveen máxima continuidad de servicio y operación selectiva ordenando el disparo del menor número de breakers necesarios para desconectar una falla.

Para una mayor selectividad de operación, estos equipos tienen diferentes curvas características tiempo vs. corriente y un amplio rango de calibración de corrientes y tiempo de operación. Pueden ser equipados con accesorios de disparo instantáneo.

Para hacer un análisis práctico de sus aplicaciones se ha escogido el relé de sobrecorriente (Tipo C0) de la marca Westinghouse. En la tabla N°5. detalla un cuadro de aplicaciones de los distintos tipos.

Para obtener una máxima continuidad del servicio o sea una selectividad de operación, los relés conectados en serie en un sistema industrial deben tener curvas aproximadamente similares y separadas entre sí 0.3 segundos aparte del tiempo de operación del breaker. En la figura N° 5.24 se muestran dos círculos típicos de conexión de relés de sobrecorriente, y en las figuras N°5. al 5. están las características tiempo vs. corriente de cada uno de los modelos C0 enumerados.

5.4.3. RELES DIFERENCIALES .-

Los relés diferenciales son utilizados para dar protección a equipos y en base a esto se dividen en dos tipos generales: para protección de generadores y para protección de transformadores. Como en este estudio no se contempla la posibilidad de que las industrias tengan generación propia autosuficiente, el único tipo de relé diferencial que se va a utilizar es el diseño para protección de transformadores. Para el estudio se usará el relé WESTINGHOUSE tipo IJD53C.

Estos relés vienen provistos de dos diales para calibración de las dos señales de corriente que van a ser comparadas.

Las características de estos relés son tales que: - cuando las corrientes en los dos circuitos guardan entre sí la misma relación que hay entre los dos taps de calibración no se produce torque de operación.

EJEMPLO DE APLICACION .-

Supóngase un relé diferencial IJD53C que está ajustado en el tap 3.2. El dial superior y en el tap 5 el dial inferior de 3.2 amperios fluye por el terminal 7, bajo estas condiciones no se producirá torque de operación.

RANGO	TAPS								
55-140	55	64	70	82	93	105	120	140	
110-250	110	128	140	164	186	210	240	280	
220-560	220	256	280	328	372	420	480	560	

En las figuras N°6.7 al 6.8 se pueden ver las características de operación de los relés tipo CV.

5.4.5. APARATOS DE DISPARO DE ACCION DIRECTA .-

Estos aparatos disparan los breakers por acción mecánica directa cuando la corriente alcanza un valor determinado. Pueden ser electromagnéticos o térmicos. La mayoría de estos aparatos son usados en breakers de bajo voltaje, pero, también son usados en breakers de alto voltaje.

Todos estos aparatos son menos exactos en sus características de tiempo vs. corriente que los relés pero, así mismo son bastante más económicos.

Cuando son usados en breakers de alto voltaje son operados por medio de transformadores de corriente y pueden ser instantáneos o retardados. Cuando son usados en breakers de bajo voltaje son operados por la corriente que pasa por sus bobinas que están en serie con el circuito.

Pueden ser construídos con curvas de disparo instantáneas con retardo corto y con retardo largo o combinaciones de estos:

- a.- Instantáneos
- b.- Retardo largo y corto
- c.- Instantáneos y retardo corto
- d.- Instantáneos y retardo largo
- e.- Instantáneos y retardo largo y corto

En los breakers de caja moldeada se usa comunmente una combinación de disparo magnético y térmico para obtener una operación retardada con sobrecorrientes moderadas y operación instantánea con corrientes de cortocircuito.

La característica no es ajustable pero el disparo magnético instantáneo puede ser ajustable. La figura N° 6.3 muestra la característica tiempo vs. corriente con disparo magnético ajustable para un breaker de caja moldeada de 600 amperios. Aquí se puede notar que el tiempo mínimo de disparo es el mismo para todas las curvas mientras el tiempo máximo varía de acuerdo con la corriente nominal.

5.4.6. FUSIBLES .-

Para conseguir una adecuada selección de fusibles que operen en coordinación con otros equipos de protección es necesario conocer las curvas características tiempo vs. corriente - de cada uno de éstos. Cada fusible tiene tres curvas características:

- Tiempo mínimo de fusión
- Tiempo máximo de fusión
- Tiempo total de despeje

Todas estas curvas características pueden ser calculadas en función de las otras, o sea, si solo se tiene una de las tres se puede calcular las otras dos sumando o restando valores fijos. Por ejemplo si la curva que se tiene es la de tiempo mínimo de fusión, se obtiene la curva de tiempo máximo de fusión graficante

do para cada tiempo una corriente 20 % mayor (tolerancia de fabricación). Si a ésta curva se le aumenta el tiempo requerido para extinguir el arco se obtiene la curva de tiempo total de despeje.

Otro factor que debe ser considerado en la determinación de la característica de operación de un fusible con propósitos de coordinación es la tolerancia de daño. Es una curva que determina el tiempo máximo en que debe ser despejada una falla por un equipo más cercano a ella que el fusible para evitar sobrecalentamiento que pueda debilitarlo y ocasionar mal funcionamiento. En la figura N° se puede ver las curvas características típicas de fusibles limitadores de corriente.

Cuando se utilizan fusibles como protección de transformadores la regla general es seleccionar un fusible capaz de soportar durante 0,1 segundos una corriente igual a doce veces la corriente nominal del transformador.

5.5. DATOS NECESARIOS PARA UN ESTUDIO DE COORDINACION .-

Los datos necesarios para efectuar un estudio de coordinación en forma adecuada y determinar los ajustes necesarios de los equipos de protección son:

- 1.- Un diagrama unifilar del sistema de potencia, donde conste el tipo y los valores nominales de los aparatos de protección, - las impedancias de todos los transformadores, máquinas rotativas y circuitos.

- 2.- Valores máximos y mínimos de las corrientes de cortocircuito que fluirán por cada equipo de protección.
- 3.- Curvas características de tiempo vs. corriente, de relés, bobinas de disparo y fusibles, proporcionadas por el fabricante de los mismos.
- 4.- Requerimientos específicos de coordinación con otros equipos de la Empresa Eléctrica.

5.5. VALORES DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO .-

El procedimiento utilizado para calcular las corrientes de cortocircuito para realizar un estudio de coordinación es el mismo usado para calcular las capacidades de los equipos de protección, solamente que ahora se requiere obtener los valores mínimos de corriente de falla para asegurarse de que los aparatos van a operar adecuadamente en el rango comprendido entre los valores máximos en la corriente de falla.

Los valores de impedancia que se deben usar depende del tipo de aparato que se instalará.

5.6.1. RELES INSTANTANEOS Y BOBINAS DE DISPARO .-

Estos aparatos son lo suficiente rápidos para operar en el primer medio ciclo de la corriente de falla. Por lo tanto, su corriente de operación es la máxima corriente asimétrica calculada en base a la reactancia subtransiente. Se usará un factor multiplicador de 1.6 para obtener la corriente asimétrica excepto en sistemas de 5 KV o menos donde la impedancia del sistema es más alta, en cuyo caso se usará un factor de 1.5.

5.6.2. RELES DE INDUCCION DE ALTA VELOCIDAD .-

Estos aparatos operan en tres ciclos o menos, por lo tanto su corriente de operación será la misma que la anterior.

5.6.3. RELES RETARDADOS Y APARATOS DE DISPARO DIRECTO .-

Los aparatos de esta clase son muy lentos para ser afectados por la corriente subtransiente, por lo que, la corriente de operación será la corriente transiente.

5.6.4. FUSIBLES .-

El tiempo de fusión de los fusibles varía desde menos de 0.01 Seg. hasta varios cientos de segundos, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla. Por ejemplo, el fusible limitador de corriente 100 E tiene un tiempo de fusión de 0.01 Seg. con 2.700 amperios. 0.1 seg. con 780 amperios, 10 seg. con 320 amperios y 300 seg. con 200 amperios.

5.7 AJUSTES DE RELES PARA PROTEGER TRANSFORMADORES .-

El Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos establece que un relé retardado instalado en un alimentador primario para un solo transformador puede ser ajustado máximo a 2.5 veces la corriente de plena carga del transformador cuando este no tiene breaker principal en el secundario, y ajustado hasta seis veces la corriente de plena carga cuando sí tiene breaker principal en el secundario y tiene una reactancia aproximada de 6 %. Pero el hecho de que el Código lo permita no quiere decir que todos los relés deban ser ajustados en este límite; si la carga del transformador es diversificada y no tiene con inusualmente altas corrientes de arranque, un buen ajuste para un relé retardado es 1.5 veces la corriente de plena carga.

Si hay varios transformadores en el mismo y no tienen protección individual, un ajuste de 1.5 veces la suma de las corrientes de plena carga de todos los transformadores es apropiado pero este valor no podrá ser mayor que seis veces la corriente de plena carga del transformador más pequeño. En el caso de que cada transformador tenga su protección individual, el relé del alimentador deberá ajustarse para coordinar con todas las protecciones individuales.

Si se utiliza un relé instantáneo en el alimentador primario de un transformador que tiene un breaker principal en el secundario, este relé debe ser ajustado un poco más alto que el valor de la corriente asimétrica de cortocircuito en los terminales primarios cuando ocurre un cortocircuito en los terminales secundarios del transformador. Si son varios transformadores conectados en el mismo alimentador, el ajuste del relé deberá ser entre 10 y 15 veces la suma de las corrientes de plena carga de todos los transformadores.

5.8 COORDINACION DE RELES EN SERIE .-

5.8.1 RELES RETARDADOS .-

La mayoría de las curvas de tiempo vs. corriente de los relés comienzan en 1.5 veces el valor de la corriente de operación mínima ya que debajo de este valor no se puede predecir el comportamiento exacto del relé.

Cuando están conectados dos relés en serie en un sistema, el segundo o de respaldo siente la corriente de cortocircuito - hasta que el primero cierre sus contactos, el breaker abra el circuito y el arco sea extinguido; luego, después de que el primer breaker abrió el circuito, los contactos del segundo relé continúan moviéndose por 0.1 segundo por la inercia del disco de inducción. Un margen mínimo de tiempo de 0.4 segundos es suficiente para asegurar una operación selectiva entre relés de tiempo inverso. Este margen incluye el tiempo de apertura del breaker 0.13 seg. (8 ciclos), 0.1 seg. de sobrecarga y un factor de seguridad de 0.17 seg. para protegerse de las variaciones e inexactitudes de fabricación y calibración .

El margen mínimo entre relés muy inversos y extremadamente inversos pueden ser reducido hasta 0.33 seg. porque su sobrecarrera es menor y el error de calibración no produce mucha diferencia de tiempo de operación.

Cuando se selecciona el tap de corriente y el ajuste de tiempo debe tomarse muy en cuenta que dos relés en serie operará selectivamente si tienen la misma forma las características de operación y el tap de corriente del relé más lento es mayor o igual al tap del relé más rápido. Si no se cumple esto, las dos curvas se cruzarán en algún punto invirtiendo la secuencia de operación para todas las corrientes por debajo de este valor.

Otro factor que debe considerarse cuando se escoge entre dos combinaciones de tap de corriente y ajuste de tiempo, si ambas daban el mismo tiempo de operación con la máxima de corriente de cortocircuito, es que la combinación con menor corriente y mayor tiempo será más sensitiva y más rápida a bajos valores de corriente de cortocircuito. Supóngase un relé conectado a un transformador de corriente de 1000/5 en un circuito con una corriente simétrica máxima de falla de 20.000 amperios. Las curvas de operación de un relé con ajustes de 10.000 amperios y 2.1 de tiempo y de 16 amperios y 1.6 de tiempo, ambas darán un tiempo de operación de 0.5 seg. a 20.000 amperios, pero en el caso de la corriente de falla sea 3.000 amperios el primario operará en 1.25 seg. y el otro en 1.9 seg.; más aún si la corriente de falla es 2.000 amperios, el primario operará en 2.1 seg. y el otro será muy lento.

5.8.2 RELES INSTANTANEOS .-

Cuando dos relés instantáneos son usados en serie, su selectividad depende solamente de sus ajustes de corriente. Por esto, deben ser ajustados de tal manera que el segundo relé no opere con la corriente asimétrica máxima que el otro lo hace. De esta manera debe haber suficiente impedancia entre los puntos de conexión de los relés para producir el diferencial de corriente.

Normalmente, la impedancia de un transformador es suficiente para permitir la coordinación entre un relé instantáneo en el alimentador de alto voltaje con la bobina de disparo instantáneo del breaker principal del secundario.

Los relés instantáneos no pueden ser coordinados en los alimentadores normales de cable aislado porque la impedancia del circuito es muy baja para producir el diferencial de corriente necesario.

5.9 COORDINACION DE FUSIBLES CON OTROS EQUIPOS .-

Cuando se hacen estudios de coordinación, las curvas de tiempo vs. corriente de los aparatos que trabajan a distintos voltajes en el sistema, deben ser comparadas en función del mismo voltaje.

El procedimiento es graficando las curvas características de los aparatos en una sola hoja de papel log-log y seleccionar los ajustes de estos hasta lograr la selectividad. El comité conjunto EEI-NEHA para el estudio de fusibles ha designado una hoja de papel log-log normalizada para este propósito, el formato # 33 BE de KEUFFEL AND ESSER Co.

A continuación se muestra un ejemplo que ilustra el procedimiento para seleccionar un fusible para protección primaria de un transformador.

Ejemplo:

Se asume un sistema con un transformador trifásico de 500 KVA - 22.000/4.160 voltios. El relé de sobrecorriente en el secundario del transformador es uno de tiempo extremadamente inverso conectado a un transformador de corriente de 100:5. El relé en la línea de 22.000 voltios es uno de tiempo inverso

conectada a un transformador de corriente de 100:5.

El primer paso consiste en seleccionar un valor de ajuste del dial de tiempo del relé del secundario porque éste será el primero en operar en el caso de una falla en la barra de 4.160 voltios. El tap de corriente debe ser mayor que las sobrecargas momentáneas porque el relé es muy rápido para operar. La corriente de plena carga del transformador es 69.5 amperios, esto produce una corriente 3.48 amperios en el secundario del transformador; en base a esto se ha seleccionado el tap de 5 amperios del relé, lo que permite una sobrecarga de 44%. Se asume que el relé está ajustado en 1/2 del dial de tiempo.

El gráfico para comparación de curvas lo vamos a hacer trasladando todos los valores a 22 KV, por lo cual la corriente de operación del relé es:

$$\frac{4.160}{22.000} \times 100 = 19 \text{ amperios a 22 KV}$$

La característica de operación del relé se corta a 262 amperios a 22 KV, que corresponde a una corriente de falla trifásica de 1390 amperios a 4.160 voltios en el secundario basado en una reactancia del transformador de 5 % y despreciando la reactancia del sistema de 22 KV.

Ahora debe considerarse que el cortocircuito sigue fluyendo hasta que se abran los contactos del breaker y se extinga el arco (5 ciclos - 0.083 seg.) para evitar que este tiempo sobrepase la curva de tolerancia de daño del fusible. El fusible 50E es el más pequeño que cumple con los requerimientos. Tiene suficiente capacidad para soportar la corriente de arranque del transformador ($12 \times 13.1 = 157$ amperios) por 0.1 seg. Se hace la graficación de la curva del tiempo mínimo de fusión, la cur-

va de tiempo total de despeje y la curva de tolerancia de daño.

El fusible debe abrir el circuito con razonable prontitud en caso de una falla en el secundario no despeja por el aparato correspondiente. Ya sea porque este defectuoso o porque la falla fue entre éste y el transformador la curva del fusible 50E muestra que éste despejará la falla entre 0.17 y 0.28 seg. lo cual es satisfactorio.

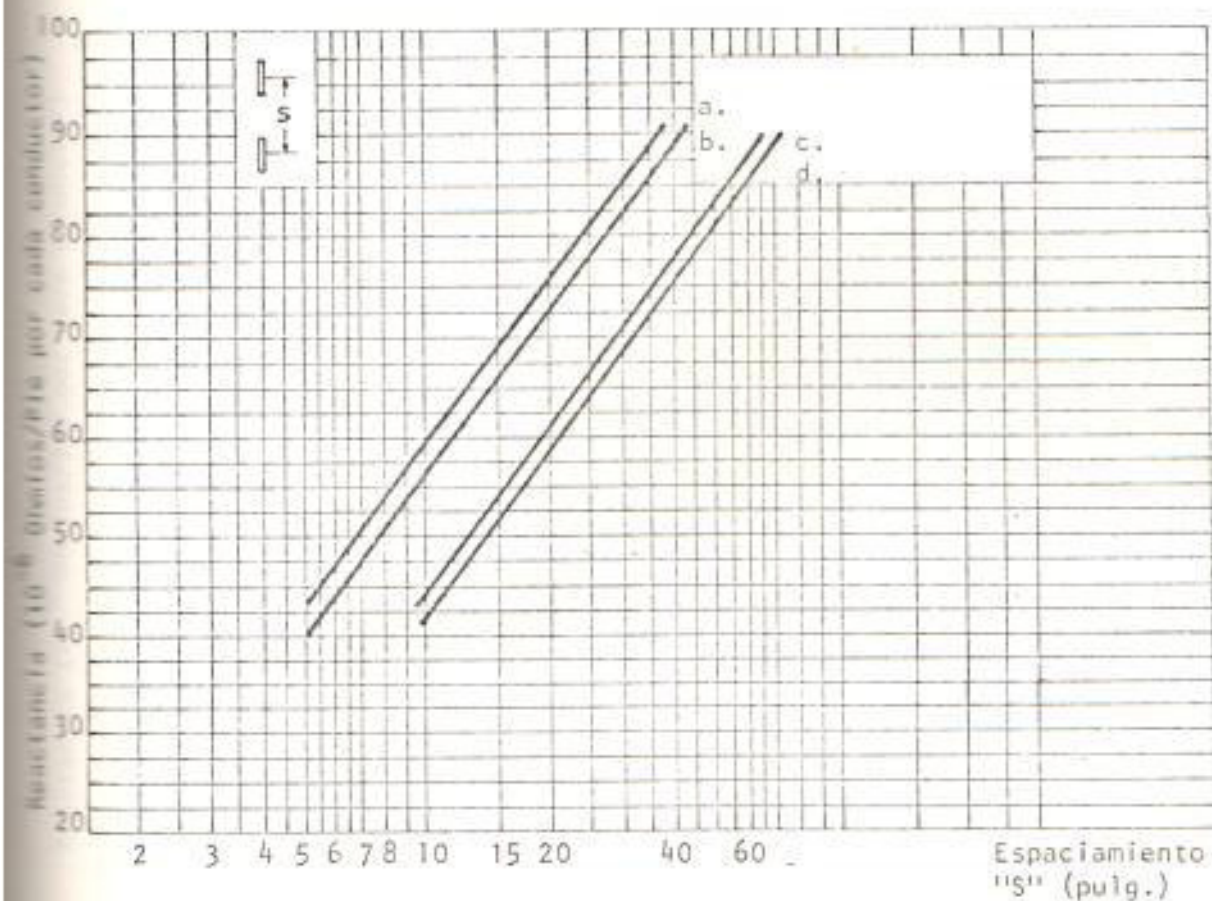
El siguiente paso es seleccionar los ajustes de tiempo y corriente para el relé de tiempo inverso CO-8 en el sistema de 22 KV de tal manera que coordine con la curva de tiempo total de despeje. Como dato adicional se asume que máxima carga en la barra de 22 KV es de 5,000 KVA o sea 131 amperios a 22 KV; esto produce una corriente de 6.55 amperios en el secundario del transformador de corriente de 100:5, por esto se selecciona el tap de 8 amperios. Aquí se debe colocar el gráfico de las curvas de este problema sobre el juego de curvas del relé CO-8 y elegir el ajuste del dial de tiempo que permita una separación mínima de 0.3 seg. Entre la curva del relé y la del fusible, en este caso la curva del dial 1 es la adecuada.

5.10 EFECTOS DE LAS CONEXIONES DELTA-ESTRELLA Y ESTRELLA-DELTA EN LA COORDINACION .-

Estas conexiones de transformadores introducen un desfaseamiento de 30° en las corrientes de falla en lados opuestos del transformador. En el caso de fallas trifásicas no hay ningún problema porque las corrientes en las fases están balanceadas. En cambio, en el caso de fallas de fase a fase el desplazamiento angular ocasiona que las corrientes al otro lado de la falla estén en proporción 2:1:1.

La magnitud de la mayor es igual a la corriente que fluirá en

una falla trifásica; mientras la corriente de falla de fase a fase en el lado de la falla es el 86-6 % de la corriente de falla trifásica.



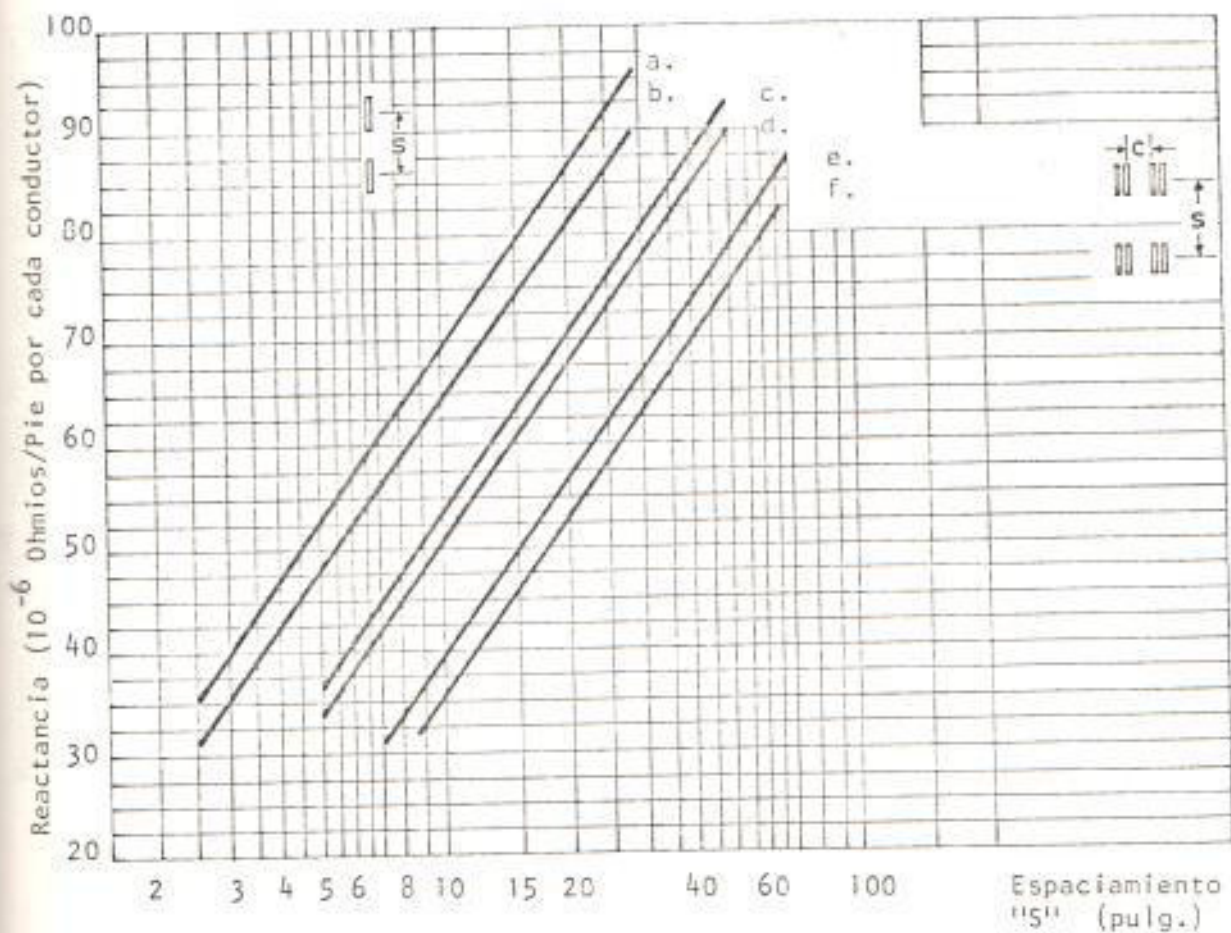
a.- 1 barra de 3" x 1/4"
 b.- 2 barras de 3" x 1/4"

c.- 1 barra de 6" x 1/4"
 d.- 2 barras de 6" x 1/4"

El espaciamento "S" es la distancia entre el conductor de fase y el de retorno. En un circuito trifásico balanceado la reactancia promedio aproximada de cada conductor está determinada por el espaciamento promedio:

$$S = (S_1 \times S_2 \times S_3)^{1/3}$$

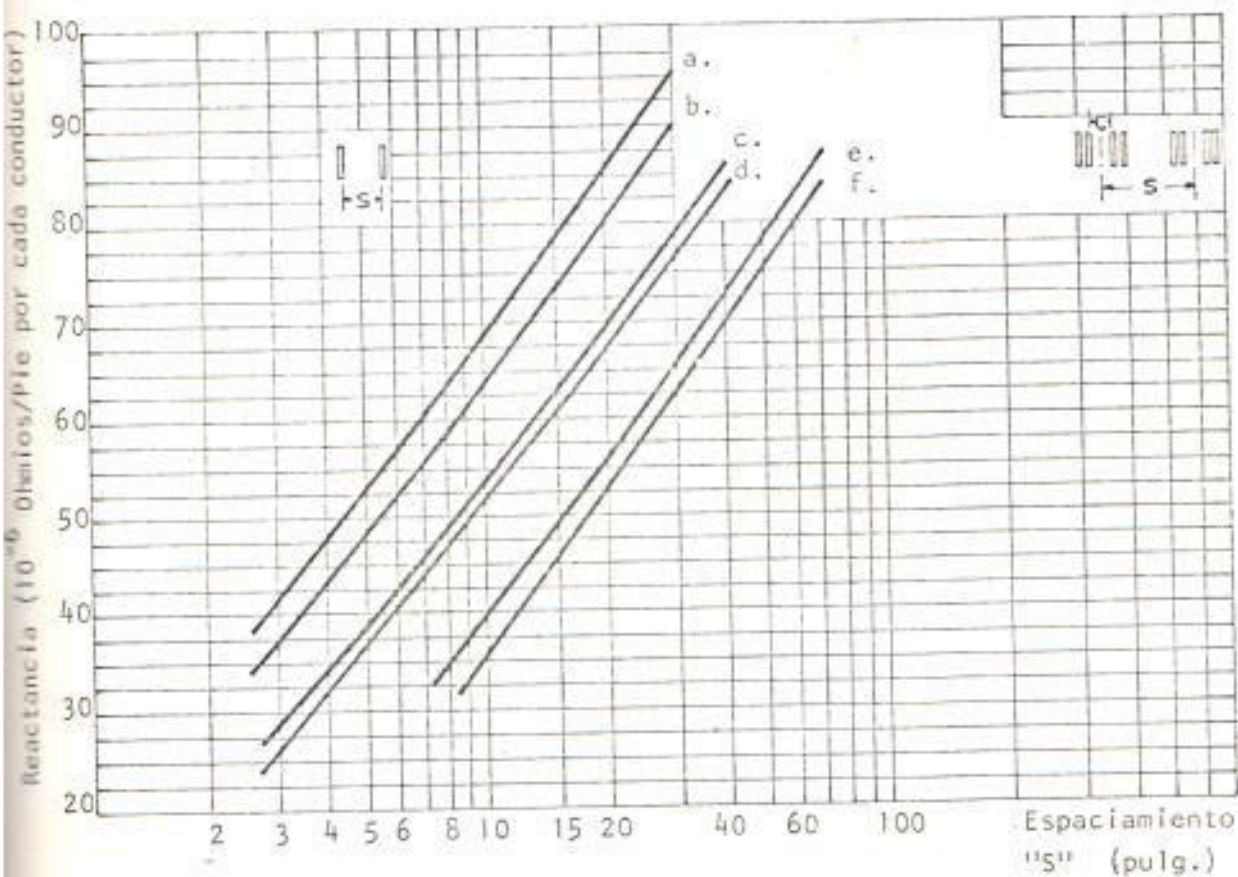
Fig. N° 5.1 Valores de reactancia vs. espaciamento de barras de sección rectangular.



a.- 1 barra de 2" x 1/4"
 b.- 2 barras de 2" x 1/4"
 c.- 1 barra de 4" x 1/4"

d.- 2 barras de 4" x 1/4"
 e.- 4 barras de 4" x 1/4"
 f.- 4 barras de 4" x 1/4"

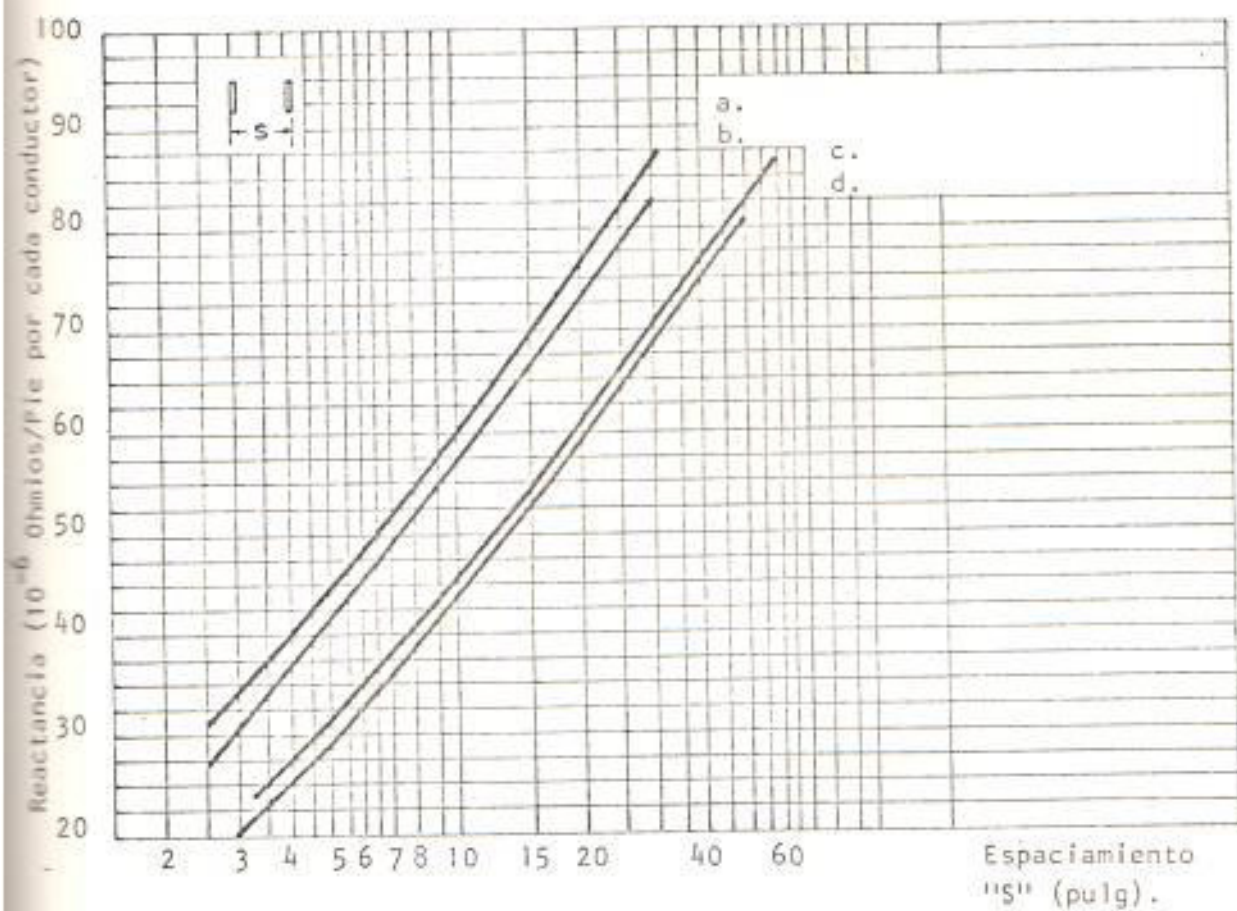
Fig. N° 5.2 Valores de reactancias vs. espaciamiento de barras de sección rectangular.



a.- 1 barra de 2" x 1/4"
 b.- 2 barras de 2" x 1/4"
 c.- 1 barra de 4" x 1/4"

d.- 2 barras de 4" x 1/4"
 e.- 4 barras de 4" x 1/4"
 f.- 4 barras de 4" x 1/4"

Fig. N^o 5.3 Valores de reactancia vs. espaciamento de barras de sección rectangular.



a.- 1 barra de 3" x 1/4"
 b.- 2 barras de 3" x 1/4"

c.- 1 barra de 6" x 1/4"
 d.- 2 barras de 6" x 1/4"

Fig. N^o 5.4 Valores de reactancia vs. espaciamento de barras de sección rectangular.

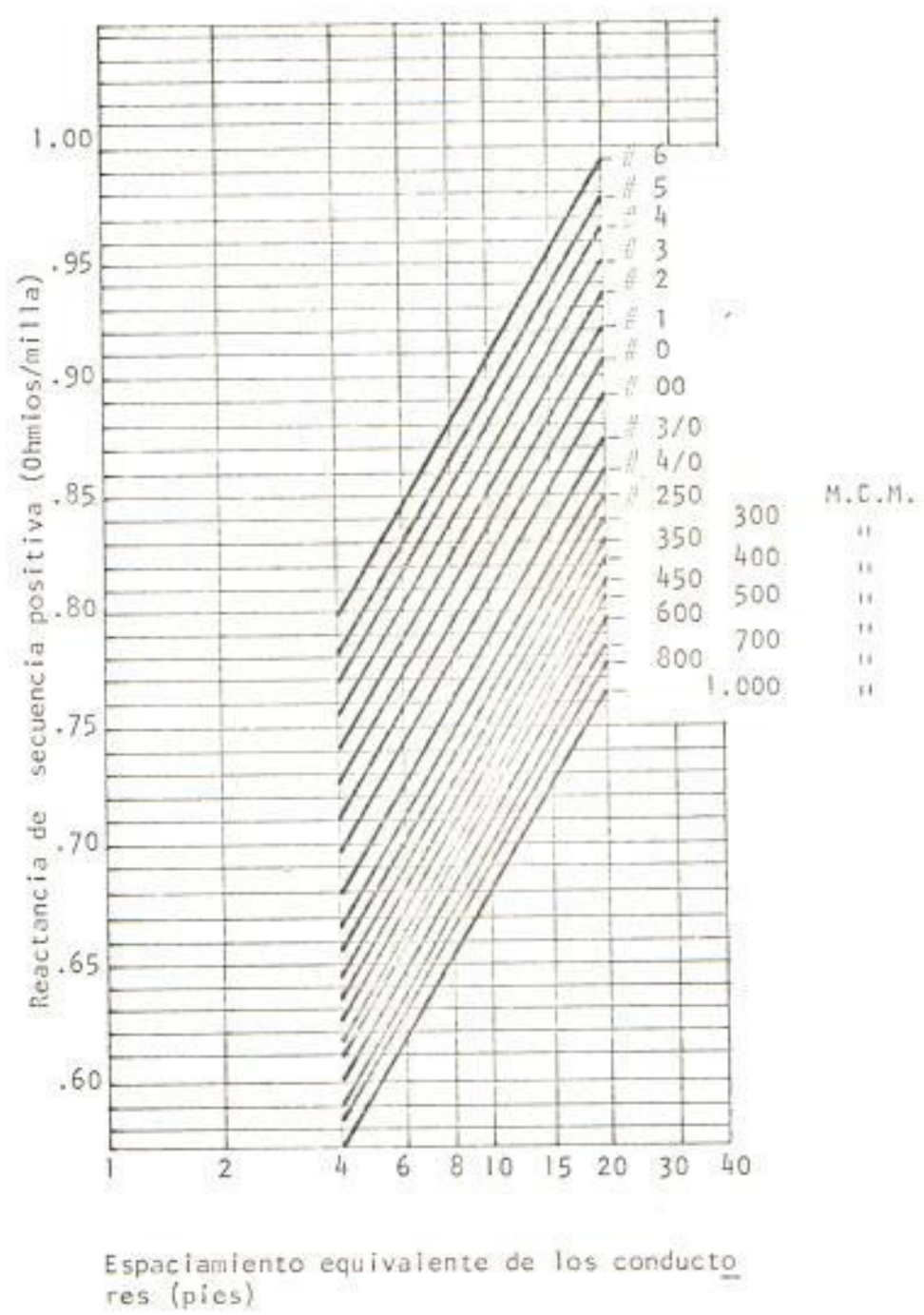


Fig. N^o 5.5 Valores de reactancia de secuencia positiva de líneas de transmisión de conductores de cobre.

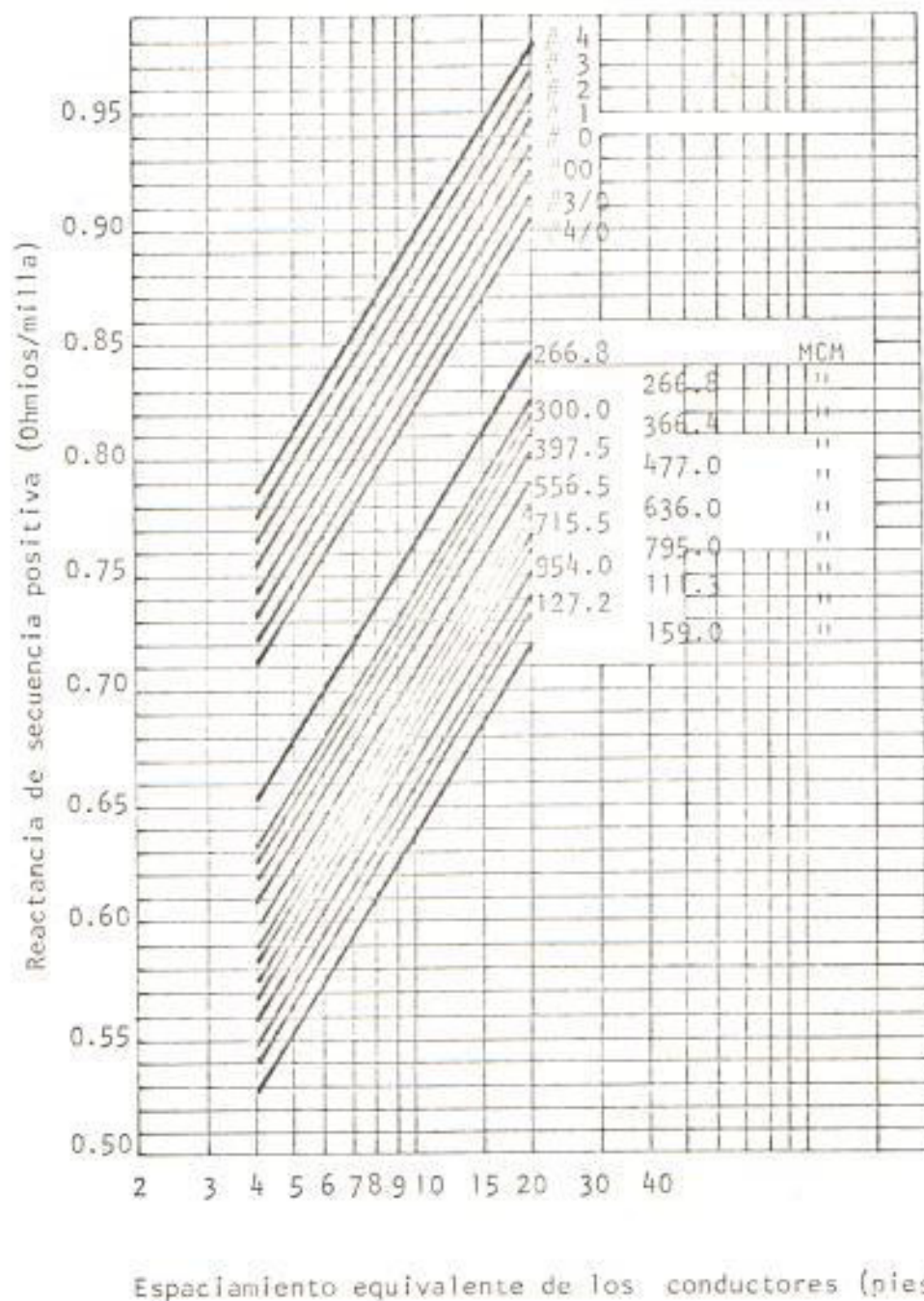


Fig. N° 5.6 Valores de reactancia de secuencia positiva de líneas de transmisión de conductores de aluminio tipo ACSR.

TABLA N° 5.1.- REACTANCIA APROXIMADAS DE MAQUINAS SINCRONICAS DE 60 CICLOS .-

M A Q U I N A S	X'd		X'd	
	RANGO	MEDIA	RANGO	MEDIA
Generadores de polos salientes (sin amortiguador)				
12 polos o menos	15-35	25		
14 polos o más	25-45	35		
Generadores de polos salientes (con amortiguador)				
12 polos o menos	10-25	18		
14 polos o más	10-35	24		
Condensadores sincrónicos	18-35	27		
Convertidores sincrónicos				
600 Volts. C.D.	17-22	20		
250 Volts. C.D.	28-38	33		
Motores sincrónicos				
6 polos	10-20	15	15-30	23
8-14 polos	15-25	20	20-40	30
16 polos o más	25-45	30	25-60	40

TABLA N° 5.2.- REACTANCIAS APROXIMADAS DE MAQUINAS SINCRONICAS DE 60 CICLOS
(Valores por ciento en base a los KVA de la máquina)

M A Q U I N A S	X'd		X'd	
	RANGO	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO
Generadores de Polos Salientes (sin bobinado amortiguador)	15-35	25		
	25-45	35		
Generadores de Polos Salientes (con bobinado amortiguador)	10-25	18		
	10-35	24		
Condensadores Sincrónicos	10-35	27		
Convertidores Sincrónicos	17-22	20		
Motores Sincrónicos	10-20	15	15-30	23

TABLA N° 5.3.- REACTANCIA SUBTRANSIENTES APROXIMADAS DE GENERADORES

(Valor por Unidad en base a los KVA de la máquina)

De polos salientes con bobinado amortiguador.	12 polos o menos	0.18
De polos salientes sin bobinado amortiguador	12 polos o menos	0.25
Polos Distribuidos		
625 a 9.375 KVA	2 polos	0.09
12.500 KVA o más	2 polos	0.10
12.500 KVA o más	4 polos	0.14

TABLA N° 5.4.- MAS VALORES APROXIMADOS DE REACTANCIAS

(Valor por Unidad en base a los KVA de la máquina)

MAQUINA	Subtransiente	Transiente
Motor Sincrónico de 6 polos.	0.10	0.15
Motor síncrónico de 8 - 14 polos.	0.15	0.24
Grupos de Motores síncrónicos de 600 voltios o menos.	0.25	0.33
Grupos de Motores síncrónicos de más de 600 voltios.	0.15	0.25
Motor de Inducción		
Grupos de Motores de Inducción de 600 voltios o menos.	0.25	-
Grupos de Motores de Inducción de más de 600 voltios.	0.20	-

MULTIPLICADORES

REACTANCIAS DE LAS MAQUINAS A USARSE

Clases de equipos
Capacidad de Interrupción

Generadores Sincrónicos Motores Sincrónicos Motores de Inducción Caso General Caso Especial

Breakers de Potencia con tiempo de interrupción de:

- 8 ciclos
- 5 ciclos
- 3 ciclos
- 2 ciclos

Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente

Transiente
Transiente
Transiente
Transiente

Despreciar
Despreciar
Despreciar
Despreciar

1.0
1.1
1.2
1.4

1.1 (a)
1.2 (a)
1.3 (a)
1.5 (a)

Breakers de Potencia de bajo voltaje.

Breakers de Caja Moldeada.

Fusibles de Alto Voltaje

(sobre 1,000 V.)

Fusibles de Bajo Voltaje

(600 Volts. o menos).

Control de Motores de bajo voltaje (fusibles incorporados o breakers).

Capacidad Momentánea de breakers de Potencia.

Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente

Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente

Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente

1.0
1.0
1.6
1.0

-
-
1.2 (c)
-

Capacidad Momentánea de breakers de Potencia.

Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente

Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente

Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente
Subtransiente

1.25
1.6
1.6

-
1.5 (e)
1.5 (e)

(a) Este valor debe ser usado solamente si el valor simétrico calculado excede a 500 MVA y el circuito es alimentado directamente de generadores.

(c) Este valor debe ser usado a 15 KV o menos y cuando los fusibles no son limitadores de corriente y X/R es menor que 4.

(e) Este valor debe ser usado solamente a 5 KV o menos y cuando el circuito no es alimentado directamente de un generador.

TABLA N° 5.6.- VALORES APROXIMADOS DE RESISTENCIA, REACTANCIA E IMPEDANCIA DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS DE DISTRIBUCION.

KVA	Alto Voltaje 2.400/4.160 Y 2400/4800/3320 Y Volts. Bajo Voltaje 120/240/480 600 Volts. 60 ciclos			Alto Voltaje 7200/12470 Y Volts. Bajo Voltaje 120/240, 240/480 600 Volts. 60 ciclos		
	R %	X %	Z %	R %	X %	Z %
3	1.7	1.5	2.3	2.2	1.7	2.8
5	1.7	1.5	2.3	2.2	1.7	2.8
10	1.5	1.7	2.3	1.6	1.6	2.3
15	1.5	1.7	2.3	1.6	2.6	2.3
25	1.5	1.7	2.3	1.6	2.6	2.3
37.5	1.3	2.2	2.6	1.3	2.0	2.4
50	1.3	2.2	2.6	1.3	2.0	2.4
75	1.3	2.2	2.6	1.3	2.0	2.4
100	1.2	2.3	2.6	1.2	3.5	3.7
167	1.1	3.8	4.0	1.0	3.6	3.7
250	1.0	4.7	4.8	1.0	5.1	5.2
333	1.0	4.7	4.8	1.0	5.1	5.2
500	1.0	4.7	4.8	1.0	5.1	5.2

Alto Voltaje: 2400/4160V Voltios
 2400/4800/R320V Voltios
 Bajo Voltaje: 120/240,240/480,600
 Voltios 60 ciclos

Alto Voltaje: 7200/1247V Voltios
 Bajo Voltaje: 120/240,240/480,600
 Voltios 60 ciclos

Kva	R %	X %	Z %	R %	X %	Z %
3	1.7	1.5	2.3	2.2	1.7	2.8
5	1.7	1.5	2.3	2.2	1.7	2.8
10	1.7	1.5	2.3	2.2	1.7	2.8
15	1.5	1.7	2.3	1.6	1.6	2.3
25	1.5	1.7	2.3	1.6	1.6	2.3
37 1/2	1.3	2.2	2.6	1.3	2.0	2.4
50	1.3	2.2	2.6	1.3	2.0	2.4
75	1.3	2.2	2.6	1.3	2.0	2.4
100	1.2	2.3	2.6	1.2	3.5	3.7
167	1.1	3.8	4.0	1.0	3.6	3.7
250	1.0	4.7	4.8	1.0	5.1	5.2
333	1.0	4.7	4.8	1.0	5.1	5.2
500	1.0	4.7	4.8	1.0	5.1	5.2

Clases de Aislamiento (KV) Impedancia en base a los KVA del transformador

Alto Voltaje	Bajo Voltaje	Autoenfriado o Enfriado por agua (%)	Enfriado por Aceite (%)
15 o menos	15 o menos	5 1/2	6 3/4
25 o menos	15 o menos	5 1/2	8 1/4
37,5	15 o menos	6	9
46,0	15 o menos	6 1/2	9 3/4
69,0	15 o menos	7	10 1/2
92,0	15 o menos	7 1/2	11 1/4
115,0	15 o menos	8	12
138,0	15 o menos	8 1/2	12 3/4

TABLA No. 5.9 VALORES X/R APROXIMADOS DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS.-

<u>POTENCIA</u>	<u>X/R</u>
150	3.24
225	3.35
300	3.5
500	3.85
750	5.45
1.000	5.70
1.500	6.15
2.000	6.63

TABLA No. 5.9A.- REACTANCIAS APROXIMADAS DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS DEL TIPO DE CENTROS DE CARGA.-

	15 KV primario máximo
Rango en KVA	600 voltios secundario máximo
	Reactancia por ciento
112 1/2-150	3.0
225-500	5.0
750-2000	5.5

Un cable de tres conductores
por ductoTres cables unifilares
por ducto

Tamaño del

Cable

		R	X	Z	R	X	Z
N° 14	Awg	0.3135	0.00765	0.3135	0.3135	0.00468	0.31352
N° 12	Awg	0.1972	0.00710	0.1972	0.1972	0.00456	0.19720
N° 10	Awg	0.1240	0.00687	0.1240	0.1240	0.00448	0.12410
N° 8	Awg	0.0779	0.00638	0.0782	0.0779	0.00427	0.07460
N° 6	Awg	0.0498	0.00598	0.0500	0.0493	0.00391	0.04899
N° 4	Awg	0.0318	0.00551	0.0322	0.0312	0.00362	0.03140
N° 2	Awg	0.0203	0.00513	0.0209	0.0197	0.00344	0.02000
N° 1	Awg	0.0163	0.00500	0.0171	0.0157	0.00342	0.01606
N° 1/0	Awg	0.0131	0.00495	0.0140	0.0125	0.00340	0.01296
N° 2/0	Awg	0.0106	0.00490	0.0117	0.0100	0.00336	0.01054
N° 3/0	Awg	0.00860	0.00486	0.00986	0.00800	0.00333	0.00866
N° 4/0	Awg	0.00700	0.00480	0.00850	0.00640	0.00327	0.00721
250	MCM	0.00608	0.00480	0.00778	0.00547	0.00322	0.00732
300	MCM	0.00520	0.00474	0.00704	0.00460	0.00316	0.00557
350	MCM	0.00461	0.00469	0.00658	0.00400	0.00310	0.00510
400	MCM	0.00419	0.00462	0.00625	0.00354	0.00304	0.00469
500	MCM	0.00359	0.00450	0.00575	0.00292	0.00295	0.00412
750	MCM	0.00280	0.00438	0.00520	0.00208	0.00284	0.00346

TABLA N° 5.12.- REACTANCIAS DE CIRCUITOS DE DUCTOS CON BARRAS DE COBRE
(Reactancia por ciento de 1000 pies de circuito en 1000 KVA base)

Capacidad de corriente en las barras (amps)	Voltaje del Sistema		
	250 V.	480 V.	600 V.
Tipo enchufable			
hasta 600	90.8	24.7	15.8
601 a 1000	62.4	15.6	10.0
Tipo de baja impedancia			
hasta 600	45.2	11.4	7.3
601 a 1000	17.2	4.3	2.7
1350 a 1000	10.8	2.7	1.7
2000	7.6	1.9	1.2

TABLA N° 5.13.- RESISTENCIAS DE CIRCUITOS DE DUCTOS CON BARRAS DE COBRE.

Capacidad de Corriente de las barras (Amps)	Resistencia (Ohmios por 100 pies)
250	0.114
400	0.033
600	0.023
800	0.016
1000	0.012
1350	0.0096
1600	0.0073
2000	0.0055

Voltios (línea a línea)	Espaciamiento equivalente en Delta (pulg.)	KV línea a línea	Espaciamiento equi- valente en Delta (pulg.)
115	12	44	55
230	12	66	80
460	18	110	140
575	18	112	165
2,300	30	154	200
4,160	30	220	290
6,900	36		
13,800	42		
22,000	48		
33,000	54		

TABLA N° 5.15.- REACTANCIAS TÍPICAS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJO Y MEDIO VOLTAJE.

Voltaje del Sistema		230		460		575		2,400		4,160		6,900		13,800	
Espaciamiento Equiva lente en delta	6	12	18	6	12	18	6	12	18	30	30	36	42		
	Tamaño del conductor														
REACTANCIA POR CIRCUITO DE 1000 PIES DE CIRCUITO EN BASE A 1000 KVA															
N° 4 a 1 Awg	180	208	223	45.0	52.1	56.0	28.8	33.3	35.8	2.29	0.762	0.286	0.073		
N° 1/0 Awg a 250 MCM	155	185	202	38.8	46.5	50.7	24.8	29.7	32.4	2.06	0.688	0.258	0.067		
300 a 750 MCM	134	163	180	33.6	40.8	45.0	21.5	26.1	28.8	1.87	0.625	0.235	0.061		

Para circuitos Monofásicos multiplique éstos valores por dos.

(Reactancia por ciento de 1000 pies de circuito en 1000 KVA base)

Voltaje del Sistema	230	460	575	2.400	4.160	6.900	13.800
---------------------	-----	-----	-----	-------	-------	-------	--------

Tamaño del Cable N° 4 a 1 Avg.

Tres cables unifilares en ducto de hierro	98.3	24.6	15.74	1.075	0.358		
Cable de tres conductores en ducto de hierro	71.8	18	11.5	0.669	0.222	0.11	0.0276
Cable de 3 conductores en ducto no magnético	58.5	14.7	9.4	0.581	0.194	0.0955	0.024

Tamaño del Cable N° 1/0 a 4/0 Avg.

Tres cables unifilares en ducto de hierro	92.5	23.2	14.85	0.955	0.318		
Cable de tres conductores en ducto de hierro	68	17.1	10.9	0.6	0.2	0.0943	0.0237
Cable de 3 conductores en ducto no magnético	54.8	13.72	8.8	0.52	0.173	0.0818	0.0205

Tamaño del Cable 250 a 750 MCM

Tres cables unifilares en ducto de hierro	85	21.3	13.63	0.868			
Cable de tres conductores en ducto de hierro	61.4	15.4	9.85	0.538	0.179	0.0796	0.02
Cable de 3 conductores en ducto no magnético	51	12.8	8.19	0.477	0.159	0.07	0.0176

TABLA N° 5.17.- ESPACIAMIENTO EQUIVALENTE EN DELTA APROXIMADO Y REACTANCIA PROMEDIO

POR MILLA DE LINEAS DE TRANSMISION TRIFASICAS DE 60 CICLOS.

Clase de Aislamiento	Espaciamiento Equivalente en delta (pies)	Transmisión Normal		Reactancia promedio (ohmios por milla)
		Tamaño del Conductor	Reactancia en Ohmios por milla	
5	2.5	N°4/0 Awg	0.61	0.65
		N° 6 Awg	0.74	
15	3.5	250 MCM	0.64	0.70
		N°4 Awg	0.75	
23	4	250 MCM	0.65	0.70
		N°4 Awg	0.77	
34.5	4.5	400 MCM	0.64	0.70
		N°3 Awg	0.75	
46	5.5	500 MCM	0.65	0.70
		N°1 Awg	0.77	
69	8	0.70-0.80		0.75
115	14	Todos los tamaños u		
138	16	sados		
161	20			
220	20			
287	40			

TABLA N° 5.18 (a) .- VALORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DISPONIBLE
EN SUBESTACIONES TRIFASICAS

Voltaje Secundario: 120/208Y, 3 Ø								
KVA de corto- circuito tri- fásicos en el primario	KVA de la Subestación							
	112.5	150	225	300	500	750	1000	1500
Corriente Nominal (amps)								
	313	417	625	834	1388	2080	2780	4170
Corriente Total de cortocircuito en baja tensión (miles de amps)								
50.000	10.0	11.9	15.9	20.9	32.4	42.3	53.3	48.7
100.000	10.3	12.2	16.5	21.7	35.0	46.8	60.4	61.3
150.000	10.4	12.3	16.7	22.1	36.0	48.5	63.3	74.5
250.000	10.4	12.4	16.9	22.4	36.8	50.0	65.9	80.0
500.000	10.5	12.5	17.1	22.6	37.5	51.3	67.9	85.5
	10.5	12.6	17.2	22.9	38.1	52.5	70.2	90.0

NOTA 1 .- Para una base de voltaje diferente, multiplicar el valor de la corriente de cortocircuito de la tabla por 208 y dividirlo para el nuevo voltaje.

NOTA 2 .- La contribución de los motores a la corriente de cortocircuito es 2.5 veces la corriente nominal del transformador para un 50 % de carga de motores.

TABLA N° 5.18 (b) .- VALORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DISPONIBLE
EN SUBESTACIONES TRIFASICAS.

Voltaje Secundario: 240, 3 Ø								
KVA de corto- circuito tri- fásicos en el primario	KVA de la Subestación							
	112.5	150	225	300	500	750	1000	1500
Corriente Nominal (amps)								
	270	361	542	722	1203	1804	2406	3609
Corriente total de cortocircuito en baja tensión (miles de amps)								
50.000	9.4	11.2	15.1	19.7	31.1	41.3	52.2	71.2
100.000	9.6	11.5	15.6	20.6	33.1	45.1	58.3	82.5
150.000	9.7	11.6	15.8	21.0	34.2	46.6	60.8	87.5
250.000	9.7	11.7	16.0	21.2	34.9	48.0	63.0	92.0
500.000	9.8	11.8	16.1	21.5	35.5	49.0	64.8	95.9
	9.8	11.8	16.2	21.7	36.1	50.1	66.7	100.0

NOTA 3 .- Para una base de voltaje diferente, multiplicar el valor de la corriente de cortocircuito de la tabla por 240 y dividirlo para el nuevo voltaje.

NOTA 4 .- La contribución de los motores a la corriente de cortocircuito es 5 veces la corriente nominal del transformador para un 100 % de carga de motores.

TABLA N° 5.18 (c) .- VALORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DISPONIBLE
EN SUBESTACIONES TRIFASICAS.

Voltaje Secundario: 480, 3 Ø								
KVA de corto- circuito tri- fásicos en el primario	KVA de la Subestación							
	150	225	300	500	750	1000	1500	2000
	Corriente Nominal (amps)							
	181	270	361	601	902	1203	1804	2406
Corriente Total de cortocircuito en balsa tensión (miles de amps)								
50.000	5.6	7.6	9.9	15.5	20.6	26.1	35.6	43.7
100.000	5.8	7.8	10.3	16.7	22.5	29.2	41.3	51.4
150.000	5.8	7.9	10.5	17.1	23.3	30.4	43.8	56.1
250.000	5.9	8.0	10.6	17.5	24.0	31.5	46.0	58.8
500.000	5.9	8.1	10.7	17.8	24.5	32.4	47.9	62.7
	5.9	8.1	10.8	18.1	25.0	33.4	50.1	66.7

NOTA 5 .- Para una base de voltaje diferente, multiplicar el valor de la corriente de cortocircuito de la tabla por 480 y dividirlo para el nuevo voltaje.

NOTA 6 .- La contribución de los motores a la corriente de cortocircuito es 5. veces la corriente nominal del transformador para un 100 % de carga de motores.

TABLA N° 5.18 (d) .- VALORES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DISPONIBLE
EN SUBESTACIONES TRIFASICAS .

Voltaje Secundario: 600, 3 Ø								
KVA de cortocircuito trifásicos en el primario	KVA de la Subestación							
	150	225	300	500	750	1000	1500	2000
Corriente Nominal (amps)								
	144	216	289	481	722	962	1444	1924
Corriente Total de cortocircuito en baja tensión (miles de amps)								
50.000	4.5	6.1	7.9	12.4	16.5	20.9	28.5	34.9
100.000	4.6	6.3	8.3	13.4	18.1	23.3	33.1	41.2
150.000	4.6	6.4	8.4	13.7	18.7	24.3	35.1	44.9
250.000	4.7	6.4	8.5	14.0	19.2	25.3	36.9	47.1
500.000	4.7	6.5	8.6	14.2	19.6	25.9	38.4	50.1
	4.7	6.5	8.7	14.4	20.0	26.7	40.1	53.4

NOTA 7 .- Para una base de voltaje diferente, multiplicar el valor de la corriente de cortocircuito de la tabla por 600 y dividirlo para el nuevo voltaje.

NOTA 8 .- La contribución de los motores a la corriente de cortocircuito es 5. veces la corriente nominal del transformador para un 100% de carga de motores.

TABLA No. 5.19.- VALORES TÍPICOS DE RANGOS DE OPERACION DE BREAKERS DE MEDIO

VOLTAJE EN VACIO.-

Voltaje	Corriente	Corriente de Interrupción	Tipo
	Nominal		
15.5	600	12.000	R1
	800	16.000	R2
	1.200	20.000	R3
	1.200	25.000	R4
27	2.000	25.000	R4
	600	12.000	R1
	800	16.000	R2
	600	12.000	R1
38	600	12.000	R1
	800	16.000	R2

TABLA N° 5.20 .- VALORES TÍPICOS DE LOS RANGOS DE OPERACION DE LOS BREAKERS

DE POTENCIA DE BAJO VOLTAJE .

Rango de interrupción (Asimétricos)	240 V.	241-480 V.	600 V.	240 V.	241-480 V.	600 V.	Ajuste de la Bobina de disparo
30.000		25.000	15.000	30-225	25-225	15-225	
50.000		35.000	25.000	150-600	100-600	35-600	
75.000		60.000	50.000	600-1600	400-1600	200-1600	
100.000		75.000	75.000	1000-3000	2000-3000	2000-3000	
150.000		100.000	100.000	4.000	4.000	4.000	
200.000		150.000	150.000	6.000	6.000	6.000	

VOLTAJE NOMINAL	MAXIMO VOLTAJE DE OPERACION	NIVEL DE AIS LAMIENTO	CAPACIDAD DE INTERRUPCION (AMP)	TAMAÑO	CORRIENTE NOMINAL
600	635	2.200	14.000	225	40-225
600	635	2.200	22.000	600	40-225
600	635	2.200	42.000	1.600	200-1.600
600	635	2.200	42.000	2.000	200-2.000
600	635	2.200	65.000	3.000	2.000-3.000
600	635	2.200	85.000	4.000	4.000
480	508	2.200	22.000	225	40-225
480	508	2.200	30.000	600	100-600
480	508	2.200	50.000	1.600	400-1.600
480	508	2.200	50.000	2.000	400-2.000
480	508	2.200	65.000	3.000	2.000-3.000
480	508	2.200	85.000	4.000	4.000
240	254	2.200	25.000	225	40-225
240	254	2.200	42.000	600	150-600
240	254	2.200	65.000	1.600	600-1.600
240	254	2.200	65.000	2.000	600-2.000
240	254	2.200	85.000	3.000	2.000-3.000
240	254	2.200	130.000	4.000	4.000

BREAKERS DE CAJA MOLDEADA.

TIPO	Rango de Voltaje	Corriente Nominal	Cap. de Interrup.
STANDARD	250	15-100	5.000
"	600	15-100	10.000
"	250-600	101-200	10.000
"	250-600	301-1.200	14.000
"	250-600	1.201-1.600	20.000
"	250-600	1.601-2.000	25.000
"	250-600	2.001-2.500	30.000
"	250-600	2.501-3.000	35.000
"	250-600	3.001-4.000	45.000

TAMAÑO	CORRIENTE NOMINAL	UN POLO		2 Y 3 POLOS		BREAKERS DE 600 V. 2 Y 3 POLOS								
		Sim.	Asim.	Sim.	Asim.	240 V.	460 V.	460 V.	460 V.	480 V.				
100	0-100	5.000	5.000	5.000	5.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100	0-100	7.500	7.500	7.500	7.500	18.000	20.000	14.000	15.000	14.000	15.000	14.000	15.000	15.000
100	0-100	-	-	-	-	65.000	75.000	25.000	30.000	18.000	20.000	18.000	20.000	20.000
100	0-100	-	-	-	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	-
200	125-200	-	-	10.000	10.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
225	125-225	-	-	10.000	10.000	22.000	25.000	18.000	20.000	14.000	15.000	14.000	15.000	15.000
225	70-225	-	-	-	-	25.000	30.000	22.000	25.000	22.000	25.000	22.000	25.000	25.000
225	70-225	-	-	-	-	65.000	75.000	35.000	40.000	35.000	40.000	25.000	30.000	30.000
225	70-225	-	-	-	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	-
400	200-400	-	-	-	-	35.000	40.000	25.000	30.000	25.000	30.000	22.000	25.000	25.000
400	200-400	-	-	-	-	65.000	75.000	35.000	40.000	35.000	40.000	25.000	30.000	30.000
400	200-400	-	-	-	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	-
600	300-600	-	-	-	-	42.000	50.000	30.000	35.000	30.000	35.000	22.000	25.000	25.000
600	300-600	-	-	-	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	-
300	300-800	-	-	-	-	42.000	50.000	30.000	35.000	30.000	35.000	22.000	25.000	25.000
800	300-800	-	-	-	-	65.000	75.000	35.000	40.000	35.000	40.000	25.000	30.000	30.000
800	300-800	-	-	-	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	100.000	-	-
1.000	600-1.000	-	-	-	-	42.000	50.000	30.000	35.000	30.000	35.000	22.000	25.000	25.000
1.200	700-1.200	-	-	-	-	42.000	50.000	30.000	35.000	30.000	35.000	22.000	25.000	25.000

TABLA N°5.24 .- CARACTERISTICAS DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE
WESTINGHOUSE MODELO CO.

MODELO	CURVA DE TIEMPO	TIEMPO DE OPERACION	APLICACION BASICA
CO-2	Corto	0.47 s.	Protección general de sobrecorriente cuando se requiere corto tiempo.
CO-4	Largo	25 s.	Diseñado principalmente para coordinar con las curvas de los breakers - de baja tensión.
CO-5	Largo	25 s.	Diseñado para protección de motores, deja pasar la corriente de arranque.
CO-6	DEFINIDO	2 s.	Se usan cuando la capacidad de generación varía ampliamente. Su tiempo de operación es fijo entre 10 y 20 veces la corriente de operación.
CO-7	Moderada <u>mente in</u> verso		Protección de sobrecorrientes de falla para líneas de transmisión.
CO-8	Inverso	2.52 s.	Protección de sobrecorriente de falla para líneas de subtransmisión. También es usado como protección de respaldo para otros relés.
CO-9	Muy inver <u>so</u>		Tiene un amplio rango de regulación de tiempo lo que facilita la coordinación con otros.
CO-11	Extremada <u>mente in</u> verso	0.85 s.	Usado para coordinar con fusibles, - también cuando se requiere retardo - con sobrecarga ligeras o pequeñas <u>co</u> <u>rrientes</u> de arranque.

CAPITULO # 6

MODELO DE DISEÑO DE UNA PLANTA INDUSTRIAL

(PLÁSTICOS INDUSTRIALES C.A. - GUAYAQUIL)

- 6.1. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA
- 6.2. DISEÑO DEL SISTEMA DE FUERZA
 - 6.2.1 SELECCIÓN DEL VOLTAJE DE ACOMETIDA
 - 6.2.2 SUBESTACIÓN PRINCIPAL
 - 6.2.3 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ALTA TENSIÓN
 - 6.2.4 SUBESTACIONES SECUNDARIAS
 - 6.2.5 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN
- 6.3. DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN
 - 6.3.1 SELECCIÓN DE NIVELES DE ILUMINACIÓN
 - 6.3.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE ALUMBRADO
 - 6.3.3 SELECCIÓN DE UBICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LUMINARIAS
 - 6.3.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS
 - 6.3.5 CÁLCULO DE ILUMINACIÓN
- 6.4. DISEÑO DEL SISTEMA DE CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA
 - 6.4.1 CÁLCULO DEL FACTOR DE POTENCIA
 - 6.4.2 SELECCIÓN DEL MÉTODO
 - 6.4.3 CÁLCULO DE LOS CAPACITORES
 - 6.4.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS

6.5. PROTECCIONES DEL SISTEMA

6.5.1 DIAGRAMA UNIFILAR Y DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS

6.5.2 CALCULOS DE CORTOCIRCUITO

6.5.3 SELECCION DE RANGOS DE LOS EQUIPOS Y COORDINACION
DE PROTECCION.

CAPITULO # 6MODELO DE DISEÑO DE UNA PLANTA INDUSTRIAL(PLASTICOS INDUSTRIALES C.A. - GUAYAQUIL)

6.1 DESCRIPCION DE LA PLANTA.-

La planta de Plásticos Industriales C.A. es un complejo industrial que por su magnitud puede considerársele como una de las grandes - industrias en la zona de Guayaquil. Se encuentra situada en el kilómetro 7.5 de la carretera Guayaquil-Daule; el área total del terreno es de cien mil metros cuadrados y el área total en construcción es de once mil metros cuadrados.

Esta industria se dedica a la elaboración de artículos de plástico y zapatería de cuero y lona. La planta está dividida en zonas clasificadas de acuerdo con los artículos que se producen, así:

<u>ZONA</u>	<u>AREA</u>
a) Sección costura	1.000 m ² .
b) Sección inyección	2.000 m ² .
c) Sección cueros	1.000 m ² .
d) Sección procesado de PVC	2.000 m ² .
e) Sección Jabas	2.000 m ² .
f) Sección tubería	2.000 m ² .
g) Sección plastificantes	1.000 m ² .

6.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE FUERZA.-

6.2.1 SELECCION DEL VOLTAJE DE ACOMETIDA.

La Planta Pica tiene una potencia instalada de 3.7 MVA y se estima, de acuerdo con el tipo de maquinaria y el flujo de la producción, que la demanda máxima es aproximadamente de 3.0 mva.

De acuerdo con los criterios establecidos por la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc, se concluye que el voltaje de acometida que se suministrará es de 69 kv. De esta manera se presenta la necesidad de una subestación principal.

6.2.2 SUBESTACION PRINCIPAL

En vista de que el voltaje de acometida que suministra la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. es de 69 Kv se debe diseñar una subestación de transformación que reduzca la tensión a un valor intermedio apropiado para la distribución interna de la planta.

Al estudiar las consideraciones básicas como: costo, disponibilidad de espacio, estética y seguridad, se escoge una subestación del tipo de intemperie como la más adecuada en comparación con una subestación de interiores cuyo costo es muy superior y necesita además una edificación especial.

Con el propósito de simplificar se ha dividido la subestación principal en tres partes de acuerdo con lo dicho en el capítulo 2: la acometida, el transformador y la salida.

En la acometida están los equipos de protección de sobre corriente y sobrevoltajes, conexión y desconexión.

Al hacer la selección del equipo de conexión, desconexión y protección principal, se debe escoger entre un interruptor de fusibles y un breaker de potencia. Al hacer una comparación de costos de estos dos equipos se obtiene.

EQUIPO	COSTO APROXIMADO	
Interruptor trifásico con fusibles 69 KV.	US \$	14.000,00
Breaker de potencia en aceite 69 KV	US \$	30.000,00

Por su menor costo, seguridad de operación, mínimo mantenimiento, facilidad de coordinación, simplicidad de montaje y menor costo de instalación, se ha seleccionado el interruptor no está diseñado para abrir con carga, sino solamente para cortar la corriente de magnetización del transformador. La operación es manual por medio de barras de torsión y un manubrio que va montado en la base de la estructura de soporte.

El interruptor escogido para este trabajo es el modelo No. V696 de la marca KEARNEY ya que ofrece gran versatilidad de montaje, ahorro de espacio y estructuras. Este interruptor cumple con las siguientes especificaciones:

Voltaje nominal:	69 KV.
Nivel básico de aislamiento:	350 KV.
Capacidad continua de corriente:	600 A.
Capacidad momentánea de corriente:	40 KA.
Tipo de montaje:	horizontal
Barra de torsión:	fibra de vidrio

La selección de fusibles se la hará en el apartado dedicado a protección de sobrecorrientes.

Para proporcionar protección de sobrevoltajes se instalarán pararrayos conectados a los conductores de la cometa. De acuerdo con las tablas No. 2.1 y 2.2 los pararrayos apropiados para un sistema de 69 KV de tres hilos con el neutro sólidamente aterrizado en las subestaciones deben tener un rango de voltaje de 60 KV. Para este trabajo se ha seleccionado un pararrayos clase intermedia de 60 KV marca Westinghouse modelo 5554A51A60 cuyo costo aproximado es de US\$ 786.

El transformador que se utilizará en esta subestación ha sido seleccionado de tal manera que provea capacidad suficiente para abastecer la demanda inicial y los incrementos que irá sufriendo la misma con el tiempo hasta diez años después. Esto se consigue con un transformador de enfriamiento tipo OA provisto de todos los accesorios para el montaje futuro de equipos de enfriamiento FA que permiten incre

mentar la capacidad del transformador en el 25%. De esta manera se llega a un compromiso entre la inversión inicial y el costo de operación futura.

La subestación de intemperie define claramente las condiciones que debe cumplir el transformador y las restricciones a que está sujeta su selección. En lo que respecta al tipo de aislamiento de acuerdo con lo expresado en el capítulo No.2, el transformador más apropiado para una subestación de intemperie es el sumergido en aceite mineral porque siendo el de menor costo cumple con todas las condiciones de operación.

A continuación se detalla la especificación del transformador:

1) Potencia (KVA)=	3.750 KVA
No. de fases=	3
Frecuencia (HZ)=	60 HZ
Voltaje primario=	69.000 Volts.
Voltaje secundario=	13.200 Y/7.620 Volts.
Conexión primaria=	Delta
Conexión secundaria=	Estrella
Nivel básico de aislamiento=	350 KV
Tipo de enfriamiento=	OA/FA Futuro
Impedancia (%)=	5%

Nivel de ruido= 65 db (MAX)

- 2) Deberá soportar una sobrecarga del 12% sin exceder un incremento de temperatura de 65°C de operación continua sin afectar el tiempo de vida útil del transformador.
- 3) Todas las partes que transportan corriente deberán ser construídas para soportar el incremento de la potencia que se logrará al añadir el equipo de enfriamiento por circulación forzada de aire. Con el equipo de aire forzado se conseguirá un incremento del 25% en la capacidad sin exceder el incremento de temperatura de 55°C, promedio.
- 4) Estará provisto de derivaciones en el bobinado primario para ajuste de voltaje. El cambiador de derivaciones será manual, irá montado exteriormente y solo podrá ser operado con el transformador desenergizado.

De acuerdo con la discusión del capítulo No.2 la conexión del transformador más recomendable es Delta-Estrella que elimina todos los problemas inherentes a las otras conexiones, como, terceras armónicas, sobrevoltajes, poca regulación, etc.

La salida del secundario agrupa: el disyuntor principal de media tensión, la protección de sobrevoltajes y el sistema de distribución de media tensión.

El disyuntor principal de media tensión (13.2 KV) se debe seleccionar entre tres alternativas: un breaker de potencia, un recloser y un interruptor de fusibles. Para hacer una comparación de costos utilizaremos un breaker de potencia en vacío, marca Westinghouse de 600 amperios además, - un recloser marca Westinghouse de 560 amperios y un interruptor de fusibles marca Westinghouse modelo ANP de 400 Amperios; los resultados obtenidos son:

<u>EQUIPO</u>	<u>PRECIO APROXIMADO</u>	
Breaker de potencia en vacío, trifásico, 600 Amp. continuos, 15.5 KV, 110 KV BIL, 12 KA de interrupción-mecanismo de cierre y apertura remoto, 4 relés de sobrecorriente (3 fases + 1 neutro)	US\$	15.000,00
Reconectador automático en aceite, trifásico, 600 Amp. continuos, 14.4 KV, 110 KV BIL, 10 KA de interrupción, mecanismo de cierre y apertura remoto.	US\$	12.000,00
Interruptor de fusibles, en aire, trifásico, 600 Amp. continuos, 15KV 110 KV BIL, 40 KA momentáneos, mecanismo de cierre y apertura manual,-	US\$	6.000,00

completo con bases portafusibles y fusibles.

Conocidos los costos, se analizan las consideraciones de orden técnico; el breaker de potencia es el equipo más costoso de los tres, pero, asimismo es el más versátil en su operación ya que puede ser accionado por medio de relevadores, lo cual permite organizar cualquier esquema de protección, ya sea de sobrecorriente, sobrevoltaje, temperatura fase abierta, etc. Especialmente, en el caso de sobrecorriente se puede ajustar los relés para cualquier tipo de disparo ofreciendo esto la protección más selectiva posible.

El recloser o reconectador es el segundo en costo, tiene los equipos sensores de sobrecorriente incorporados dentro de sí mismo, puede ser ajustado en un cierto rango. Debe eliminarse la propiedad que tiene de reconectar el circuito ya que es una característica indeseable en alimentadores de cable aislado donde un altísimo porcentaje de las fallas son permanentes y la reconexión solo agravaría los efectos destructivos de la falla.

El interruptor de fusibles es el equipo más barato pero sus limitaciones operacionales son claras. En general se puede decir que tiene una protección de cortocircuito bu-

na, más no puede operar con otro tipo de señal como sobrevoltaje, bajo voltaje, fase abierta, etc.

Finalmente, se puede concluir la selección del equipo en base a un compromiso entre el costo y la calidad de la protección tomando en cuenta la mayor o menor dificultad de hacer una coordinación. En vista de que este equipo tiene como zona de protección la parte más importante y costosa del sistema eléctrico, es recomendable dejar la consideración económica para un segundo lugar, después de la consideración técnica. Con esto en mente se selecciona el breaker de potencia como el equipo más adecuado en este caso.

Para obtener protección de sobrevoltajes en el equipo de media tensión se instalan pararrayos tipo intermedio; de acuerdo con las tablas No. 2.1 y 2.2 el rango de voltaje apropiado para un sistema de 7620/13200 y Voltios de cuatro hilos con el neutro multiterrizado es de 10 KV. Los pararrayos deben ir conectados lo más cerca posible de los terminales del transformador, antes del disyuntor principal.

6.2.3 SISTEMA DE DISTRIBUCION EN ALTA TENSION.-

Para hacer la selección del sistema de distribución en alta tensión se debe llegar a un compromiso entre el costo y la confiabilidad que ofrece cada uno de los sistemas posibles.

En este caso se puede hacer una comparación de costos a -
proximados de cada sistema:

- a) Sistema radial
- b) Sistema de primario selectivo
- c) Sistema de primario en anillo

SISTEMA RADIAL

El sistema radial para esta planta industrial se compondría de los siguientes equipos aproximadamente:

<u>EQUIPOS</u>	<u>P. UNIT.</u>	<u>P. TOTAL</u>
14 interruptores de apertura con carga marca Westinghouse modelo WLI de 600 amperios.	\$170.000.00	\$2'380.000.-
7 Juegos de fusibles Westinghouse limitadores de corriente modelo CLE incluyendo base de montaje.	\$ 95.750.00	\$ 670.250.-
840 metros de alimentador trifásico de cable # 2 AWG de cobre aislado para 15KV en ducto rígido de 3"	\$ 3.200.00	\$2'688.000.-
84 terminales preformados para cable de cobre #2 AWG aislado para 15 KV.	\$ 1.200.00	\$ 100.800.-
	COSTO TOTAL	\$5'839.050.-

SISTEMA DE PRIMARIO SELECTIVO

El sistema de primario selectivo para esta planta industrial se compondría de los siguientes equipos aproximadamente:

<u>EQUIPOS</u>	<u>P. UNIT.</u>	<u>P. TOTAL</u>
2 interruptores de apertura con carga marca Westinghouse modelo WLI de 1200-amperios.	\$ 198.000.00	\$ 396.000.-
2 Juegos de fusibles Westinghouse de ácido bórico modelo RBA incluyendo base de montaje.	\$ 100.000.00	\$ 200.000.-
14 Interruptores de apertura con carga marca Westinghouse modelo WLI de 600 amperios.	\$ 170.000.00	\$ 2'380.000.-
14 Juegos de fusibles Westinghouse limitadores de corriente modelo CLE incluyendo base de montaje.	\$ 95.750.00	\$ 1'340.500.-
420 metros de alimentador trifásicos de cable No. 250 MCM de cobre con aislamiento -		

<u>EQUIPOS</u>	<u>P. UNIT.</u>	<u>P. TOTAL</u>
para 15KV en ducto rígido de 4"	\$ 5.000,00	\$ 2'100.000.-
36 Derivaciones en "T" para cable # 250 MCM de cobre con aislamiento para 15 KV.	\$ 4.000,00	\$ 144.000.-
48 Terminales preformados para cable de cobre No. 250 MCM con aislamiento para 15 KV.	\$ 1.500,00	\$ 72.000.-
	COSTO TOTAL	\$ 6'632.500.-

SISTEMA DE PRIMARIO EN ANILLO

El sistema de primario en anillo se compondría de los siguientes equipos aproximadamente:

<u>EQUIPOS</u>	<u>P. UNIT.</u>	<u>P. TOTAL</u>
16 interruptores de apertura con carga marca Westinghouse modelo WLI de 1.200 amperios.	\$198.000,00	\$ 3'168.000.-
2 Juegos de fusibles Westinghouse de ácido bórico modelo RBA incluyendo estructura de montaje.	\$101.500,00	\$ 203.000.-
7 interruptores de apertura		

<u>EQUIPOS</u>	<u>P.UNIT.</u>	<u>P.TOTAL</u>
con carga marca Westing house modelo AWP de 600 amperios.	\$135.500.00	\$ 948.500.00
420 metros de alimentador - trifásicos de cable de- cobre # 250 MCM aislado para 15 KV en ducto rí- gido de 4"	\$ 5.000.00	\$2'100.000.00
90 terminales preformadas- para cable de cobre # - 250 MCM aislado para 15 KV.	\$ 1.500.00	\$ 135.000.00
	COSTO TOTAL	\$6'554.500.00

Después de examinar los costos de cada uno de los sistemas y analizar los grados de confiabilidad que ofrece cada uno se ha decidido que el sistema a usarse será el sistema radial.

6.2.4 SUBESTACIONES SECUNDARIAS.-

De acuerdo con el método de distribución por centros de carga, deben seleccionarse zonas de consumo bien definidas que van a ser alimentadas por las subestaciones secundarias. Por lo que se ha discutido hasta ahora, es convenien

te escoger como centros de carga cada una de las zonas de producción que se han detallado antes, o sea:

- a) Sección costura (TF-1)
- b) Sección inyección (TF-2)
- c) Sección cueros (TF-3)
- d) Sección procesado de PVC (TF-4)
- e) Sección jabas (TF-5)
- f) Sección tubería (TF-6)
- g) Sección plastificantes (TF-7)

Antes de calcular la potencia de los transformadores se de terminará el tipo que se utilizará, tomando en cuenta que se instalarán en el interior del edificio, cerca de las áreas de consumo para conseguir alimentadores secundarios más cortos y por tanto, menor caída de voltaje.

Hay varias posibilidades respecto de los tipos de transfor madores que se pueden utilizar: en aceite, askarel, seco, ventilado, seco sellado y silicón. El equipo menos costoso es el transformador en aceite, pero, debe instalarse en una bóveda a prueba de incendios debido a que el aceite es inflamable; el transformador en askarel es la segunda opción en costo pero se lo desecha por su poder contaminante del medio ambiente; el transformador seco ventilado es más costoso que los anteriores pero no necesita ningún tipo de

cuarto especial, en cambio su uso está restringido a ambientes poco contaminados ya que es totalmente abierto; el transformador seco sellado, más costoso aún, resuelve todo tipo de problemas ya que puede ser instalado casi en cualquier lugar; por último, el transformador sumergido en sílicón que es más barato que el transformador sellado pero más costoso que los otros pero se lo puede montar en cualquier tipo de atmósfera y no necesita construcción de un cuarto especial.

Las atmósferas de las zonas de producción en esta fábrica, no son contaminadas con excepción de la zona de procesamiento de PVC y la zona de plastificantes. En la zona de procesamiento de PVC existe polvo resultante del molido de material sobrante y de la mezcla de colorantes; este polvo se impregna fácilmente en las paredes y en las máquinas, lo que hace impracticable la instalación de un transformador seco ventilado que es altamente sensible a la contaminación. En la zona de plastificantes el ambiente puede saturarse eventualmente de vapores de alcohol altamente inflamables, resultantes de la preparación de los plastificantes. Esta condición obliga a que toda la instalación interior sea a prueba de explosión.

Luego de revisar estas condiciones se ha decidido que los

transformadores serán de tipo seco ventilado para todas - las zonas de producción, con excepción de la zona de pro cesado de PVC y la zona de plastificantes en donde se - construirán unas bóvedas a prueba de incendios sin comu- nicación física con las zonas de producción y se instala- rán transformadores sumergidos en aceite.

Los transformadores serán trifásicos y su conexión será - Delta en alta tensión y Estrella en baja tensión. Los trans formadores de tipo seco ventilados tendrán las siguientes - características:

Fases	3
Frecuencia	60 Hz
Tipo	seco ventilado
Conexión primario	Delta
Conexión secundario	Estrella (4 hilos)
Voltaje primario	13.200 voltios
Voltaje secundario (plena carga)	127/220 voltios
Derivaciones en lado primario	+ 2 x 2.5%
BIL	95 KV
Tipo de enfriamiento	OA/FA futuro

Los transformadores sumergidos en aceite tendrán caracte - rísticas similares a los transformadores secos.

Para calcular la potencia de los transformadores se ha ela

borado una tabla en donde se apuntan todos los datos:

<u>SECCION</u>	<u>POTENCIA INSTALADA (KW)</u>	<u>FACTOR DE SIMULTANIEDAD</u>	<u>DEMANDA MAXIMA (KW)</u>
Costura	485.6	0.72	350
Inyección	506.55	0.72	365
Cueros	374.7	0.72	270
Procesado	266	0.72	192
Jabas	377.5	0.72	272
Tubería	470.5	0.72	339
Plastificantes	441.5	0.72	318

El factor de simultaneidad asumido es igual al producto del factor de demanda (0.85), valores que han sido determinados por los ingenieros industriales encargados del proyecto.

Como puede verse en la tabla anterior los valores de potencia están dados en kilovatios; utilizando un factor de potencia mantenido de 0.8 los valores en KVA son:

<u>SECCION</u>	<u>DEMANDA MAXIMA (KVA)</u>
Costura	437.5
Inyección	456
Cueros	337.5
Procesado	240.0
Jabas	340.0
Tubería	424.0

Plastificantes 397.5

Adicionalmente debe considerarse una expansión de la carga de aproximadamente el 25% en un lapso de diez años; de esta manera, las potencias de los transformadores son:

<u>SECCION</u>	<u>POTENCIA DEL TRANSFORMADOR</u>
Costura	547 KVA
Inyección	570 KVA
Cueros	422. KVA
Procesado	300 KVA
Jabas	425 KVA
Tubería	530 KVA
Plastificantes	497 KVA

Las potencias normalizadas según las normas ANSI para transformadores con voltaje primario de 15 KV son: 225 KVA, 300 KVA, 500 KVA, 750 KVA, 1.000 KVA, 1.500 KVA, 2.000 KVA, 2.500 KVA y 3.000 KVA.

Con todo esto, las potencias de los transformadores que se instalarán en los centros de carga son:

<u>SECCION</u>	<u>POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (KVA)</u>
Costura (TF-1)	750
Inyección (TF-2)	750
Cueros (TF-3)	500
Procesado (TF-4)	300

<u>SECCION</u>	<u>POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (KVA)</u>
Jabas (TF-5)	500
Tuberfa (TF-6)	750
Plastificantes (TF-7)	500

Todos los transformadores con excepción de los de 750 KVA tendrán provisión para instalar en el futuro el equipo de ventilación forzado con el cual se puede obtener un incremento en la capacidad del 33%, para asumir cualquier expansión posterior a los diez años.

La suma de las demandas máximas de cada una de las subestaciones de los centros de carga, multiplicada por el factor de diversidad estimado de 0.9 nos resulta en que la demanda máxima a la que estará sometido el transformador de la subestación principal es: 2.962 KVA.

Según la norma ANSI, las potencias normalizadas para transformadores con voltaje primario de 69 KV son: 750 KVA, 1.000 KVA, 1.500 KVA, 2.000 KVA, 2.500 KVA, 3.750 KVA, 5.000 KVA, 7.500 KVA y 10.000 KVA. De esta forma, el transformador de la subestación principal debe ser de 3.750 KVA.

Por último se procede al diseño de la etapa de salida de la subestación. En esta etapa se considera por ahora solamente el interruptor principal de protección hasta selec -

cionar el sistema de distribución que se utilizará.

En la selección del interruptor principal del secundario - se deben considerar como alternativa los siguientes equipos:

- * Interruptores de fusibles
- * Breakers de caja moldeada
- * Breakers de potencia

Como primera alternativa se encuentran los interruptores de seguridad con fusibles que presentan como ventajas su bajo costo y alta capacidad de interrupción; sus desventajas son: disparo monofásico, necesidad de repuestos, demora en reposición, gran volumen y peso, no son regulables y no pueden ser disparados sino por sobrecorrientes, solo se fabrican hasta 1,200 amperios.

La segunda alternativa la presentan los breakers de caja moldeada cuyas ventajas son: costo intermedio, pequeño volumen, bajo peso, pueden ser disparados por medio de relés, disparo trifásico, no se destruyen al operar, no necesitan ningún montaje especial, sus desventajas son: capacidad de interrupción moderada (aunque esto puede ser obviado por el tipo de breakers que usan fusibles incorporados en serie) y su regulación limitada.

La tercera alternativa la dan los breakers de potencia - cuyas ventajas son: alta capacidad de interrupción, disparo trifásico, construcción muy resistente, totalmente regulables, pueden ser disparados por medio de relés, no se destruyen al operar, volumen y peso moderados. Sus desventajas son: alto costo, necesitan ser montados en gabinetes especiales.

Debido a que los interruptores de fusibles solo se fabrican hasta 1.200 amperios y las subestaciones de esta planta tienen mayor capacidad, se han descartado definitivamente como posibilidad.

A continuación se expone una comparación de costos entre un breaker de caja moldeada y un breaker de potencia, ambos de 2.000 amperios.

<u>EQUIPO</u>	<u>COSTO</u>
Breaker de caja moldeada Westinghouse modelo Seltronic de 2.000 amperios - tipo PC (Capacidad de interrupción a 480 V. = 100.000 A)	US\$ 4.200.00
Breaker de potencia Westinghouse modelo POW-R de 2.000 amperios (Capacidad de interrupción de 480 V. = 150.000 A)	US\$ 5.700.00

Después de revisar todas las consideraciones se ha decidi-

do la utilización de los breakers de caja moldeada como interruptor principal en el secundario de las subestaciones.

Para seleccionar la capacidad continua de transporte de corriente del breaker se deben tomar en cuenta varias consideraciones como la capacidad de corriente a plena carga del transformador, capacidad de soporte de sobrecargas sin ocasionar deterioro en el tiempo de vida útil, posibilidad de corrientes transientes altas por arranque de grandes motores. Normalmente los transformadores que se instalarán en esta planta tienen prevista la instalación de ventilación forzada que incrementará su capacidad nominal en un 33%.

Con esto en mente se puede concluir que un valor apropiado para la capacidad continua de transporte de corriente del breaker principal es el 150% de la corriente nominal del transformador autoenfriado, o sea que los valores quedarían así:

a) Costura	2,900 Amp.
b) Inyección	2,900 Amp.
c) Cueros	1,900 Amp.
d) Procesado	1,200 Amp.
e) Jabas	1,900 Amp.

f) Tubería	2.900 Amp.
g) Plastificantes	1.900 Amp.

Las normas de fabricación ANSI solamente contemplan la construcción de breakers de caja moldeada de 1.500, 2.000- y 3.000 Amperios, provistos de regulación del rango de corriente de disparo térmico en pasos discretos: 100%, 90%, 80%, 70% y 60%. De esto se deduce que no se puede conseguir una calibración exacta de 1.900 y 2.900 amperios; para proveer a los transformadores de una protección un poco mayor se decide utilizar el valor de corriente inmediatamente inferior, o sea que los equipos quedarán así:

a) Costura	2.700 Amp.
b) Inyección	2.700 Amp.
c) Cueros	1.800 Amp.
d) Procesado	1.200 Amp.
e) Jabas	1.800 Amp.
f) Tubería	2.700 Amp.
g) Plastificantes	1.800 Amp.

6.2.5 SISTEMA DE DISTRIBUCION SECUNDARIA.-

Los sistemas de distribución secundaria que pueden utilizarse son: sistema radial, sistema de secundario selectivo y sistema de malla secundaria. Todos estos presentan ventajas y desventajas que se analizarán previamente a tomar-

la decisión del sistema más adecuado.

El sistema radial es el más sencillo y el menos costoso de todos, así mismo es el de menor confiabilidad. El sistema de secundario selectivo, que consiste en conectar las barras del secundario de las subestaciones en parejas por medio de un alimentador de interconexión, permitiendo que una subestación pueda ser desconectada y la segunda asuma toda su carga normal más la carga esencial de la primera (por ejemplo las resistencias de calentamiento de materia prima de las máquinas). El costo adicional está dado por el costo del alimentador de interconexión y los breakers de protección. El sistema de malla secundaria es el más costoso y complejo de todos por los múltiples alimentadores de interconexión y por que los disyuntores principales utilizan relés de potencia inversa para operar en caso de una falla en el primario. Adicionalmente, este sistema conecta todos los secundarios en paralelo lo que ofrece una confiabilidad un poco mayor que la del sistema radial; debido a que la potencia se transporta de una subestación a otra a través de los alimentadores de interconexión, se puede reducir la capacidad de transformación total comparada con la necesaria en el sistema radial. La conexión en paralelo de los secundarios incremen-

ta la capacidad de cortocircuito del sistema obligando a la utilización de equipos de protección de mayor capacidad de interrupción cuyo costo es muy superior al costo de los equipos normalmente utilizados en un sistema radial.

Ahora se puede efectuar la comparación de costos de los tres sistemas:

1) SISTEMA RADIAL

a.- Alimentadores de interconexión (1.000 A.)	---
b.- Equipo de protección	---
c.- Transformadores	<u>3'990.000,00</u>
TOTAL	\$ 3'990.000,00

2) SISTEMA DE SECUNDARIO SELECTIVO

a.- Alimentadores de interconexión (1.000 A.)	819.000,00
b.- Equipo de protección (Breakers)	1'176.736,00
c.- Transformadores	<u>3'990.000,00</u>
TOTAL	\$ 5'985.736,00

3) SISTEMA DE MALLA SECUNDARIA

a.- Alimentadores de interconexión (1.000 A.)	\$ 1'639.000,00
--	-----------------

b.- Equipo de protección (breakers, relés, operadores eléctricos)	\$3'700,000.00
c.- Transformadores	<u>3'000,000.00</u>
TOTAL	\$8'339,000.00

Después de este análisis y luego de considerar que según estadísticas el record de operación de los transformadores es de 0.01 de falla en 25 años y el record de operación del cable aislado del primario es de 0.1 de falla por milla de cable de 10 años, se puede concluir que la confiabilidad del sistema radial es lo suficientemente buena como para que el pequeño incremento que se logra con los otros dos sistemas justifique el gasto adicional. Por lo tanto se utilizará el sistema radial.

6.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACION

6.3.1 SELECCION DE NIVELES DE ILUMINACION

Utilizando el método desarrollado por la Illuminating Engineering Society se seleccionan los niveles de iluminación apropiados para las diferentes zonas de producción.

El primer paso consiste en determinar el tipo de actividad que se desarrolla en cada ambiente de trabajo:

- a.- Costura: La actividad básica de esta zona es la de coser zapatos de lona plástico.
- b.- Inyección: Máquinas inyectoras de plástico de varios

tipos.

- c.- Cueros: Fundición y laminado de plástico, pegarlo con la tela de base.
- d.- Procesado: Desmenuzadoras de desechos, mezcladoras de colorantes, preparación de materia prima.
- e.- Jabas: Grandes inyectoras de plástico.
- f.- Tubería: Grandes extrusoras de PVC, fundición, corte y acabado de tubería de PVC y accesorios.
- g.- Plastificantes: Grandes reactores de alcohol para la producción de plastificantes.

El segundo paso consiste en seleccionar la categoría de iluminación apropiada de la figura No.2.2. del IES Lighting Handbook 1.981 App. Vol.

- a.- Costura: En la figura mencionada se encuentra que la actividad de costura está clasificada como categoría G.
- b.- Inyección, Jabas, tubería y procesado de PVC: Se puede asumir que la tarea visual desarrollada en estas tres zonas es similar a la que se desarrolla en la fabricación de productos de caucho (extrusión), lo que conduce a una situación especial.

La Asociación de Fabricantes de Productos de Caucho - (USA) ha elaborado una tabla de iluminancias recomendadas para este tipo de labor (figura No. 9.44 IES -

Lighting Handbook 1.981 App. Vol.); en la tarea de extrusión se recomienda 500 Lux.

- c.- Cueros: Se puede establecer una similitud entre las tareas desarrolladas aquí y las desarrolladas en una planta de textiles en la zona de acabados, corte, embobinado y empacado, de esta manera se clasifica en la categoría D.
- d.- Plastificantes: De acuerdo con estudios realizados por los representantes de la industria química y petroquímica, los valores de iluminancias apropiados para las tareas desarrolladas se enlistan en la figura No. 9.40 del IES Lighting Handbook 1.981 App. Volume. En esta lista se encuentra que en zonas de bombas, válvulas y plataformas de operación se requiere una iluminancia de 50 lux al nivel del piso.

Como en las zonas de costura y cueros no se ha determinado un valor específico sino una categoría de iluminancia, ahora se procede a determinar el valor específico basándose en el método explicado en el capítulo No.3

Utilizando la figura No.2.5 del IES Lighting Handbook 1.981 App. Volume y aplicando los datos correspondientes se obtiene:

- a.- Costura:

Edad de los trabajadores: menos de 40 años.

Demanda de velocidad y/o exactitud: importante

Reflectancia de fondo de la tarea: entre 30% y 70%

Iluminancia recomendada: 3.000 Lux.

b.- Cueros

Edad de los trabajadores: menos de 40 años

Demanda de velocidad y/o exactitud: importante

Reflectancia de fondo de la tarea: Entre 30% y 70%

Iluminancia recomendada: 300 Lux.

6.3.2 SELECCION DEL SISTEMA DE ALUMBRADO.-

En las siete zonas de producción, la distribución de las máquinas es más bien ordenada, lo que permite una utilización óptima del espacio. Esta distribución de la maquinaria sugiere que el nivel de iluminación requerido es más o menos uniforme en toda el área industrial de cada zona de producción.

Tal como se expresa en el Capítulo No.3, hay tres sistemas básicos de alumbrado:

- a) Iluminación general
- b) Iluminación local
- c) Iluminación localizada

De acuerdo con los datos obtenidos hasta ahora, el tipo de iluminación más recomendable es la iluminación general di-

fusa, con la sola excepción de la zona de costura en la que sería muy costoso tratar de conseguir una iluminación de 3.000 Lux con iluminación general, por lo que se utilizará una combinación de iluminación general e iluminación localizada en las máquinas.

Para conseguir un nivel de iluminación uniforme el método que se debe utilizar es la iluminación general difusa, complementada con iluminación localizada en las máquinas.

Con la finalidad de ahorrar energía se utiliza en la cubierta de las naves cierto número de planchas translúcidas que permiten el paso de la luz natural diurna. Este sistema hace posible que durante el día no sea necesario utilizar el sistema de iluminación general sino únicamente la iluminación localizada complementaria. Más adelante se calculará aproximadamente el ahorro que se consigue con este método.

6.3.3 UBICACION Y DISTRIBUCION DE LUMINARIAS.-

Las naves industriales de esta planta tienen una cubierta de doble pendiente, en la parte más alta tiene una altura de 11 metros, y en la parte más baja una altura de 7 metros.

Las naves de las secciones de inyección, tubería, jabas y cueros tienen instalados puentes grúa a una altura de seis

metros que se utilizan para el transporte de los moldes de acero y de materia prima o producto terminado.

Considerando estos datos se ha establecido que la altura ideal para el montaje de luminarias es de siete metros para inyección, tubería, jabas y cueros y de seis metros para las demás zonas.

Además se dispondrán en filas simétricas aprovechando la estructura metálica de la cubierta para su montaje. En la zona de costura se instalarán además luminarias directamente sobre las máquinas para completar el nivel de iluminación requerido.

6.3.4 SELECCION DE EQUIPOS--

El tipo de luminaria más eficiente es la de tipo de iluminación directa porque dirige todo el flujo luminoso hacia-abajo, obteniéndose la mayor eficiencia posible.

Al hacer una comparación entre las fuentes de luz posibles se encuentran las luminarias fluorescentes, de vapor de mercurio, de halogenuros metálicos y de sodio alta presión. Por la importancia del color en la producción se descarta las luminarias de vapor de sodio excepto en la zona de plastificantes donde no hay exigencias de buen color.

El siguiente tipo de lámparas en la escala de rendimiento es la de halógenos metálicos; aunque su costo es mayor que el de los demás tipos, en corto tiempo se debe recuperar la inversión adicional por el ahorro en energía eléctrica, cuya incidencia actual es innegable. Por este motivo se selecciona este tipo de lámparas como las más apropiadas.

Una vez seleccionado el tipo de lámparas, se procede a escoger la luminaria que se utilizará. Como ya se dijo la luminaria directa es la más eficiente para este caso. En general todos los fabricantes utilizan modelos básicos, por lo que se ha escogido la marca ITT como patrón de selección pudiendo ser de cualquier otra marca.

En todas las zonas existe un ambiente limpio con la excepción de la zona de procesado de PVC en donde puede existir en el aire polvos en suspensión y la zona de plastificantes cuyo ambiente puede verse contaminado en un momento dado por vapores de alcohol que son altamente inflamables; este tipo de ambiente es clasificado por la National Fire Protection Association como ambiente peligroso clase I división 1.

De esta manera, las luminarias de la sección de procesado

deben ser cerradas para reducir al mínimo la disminución de la eficiencia de los reflectores por suciedad, y las luminarias de la sección de plastificantes deben ser selladas a prueba de explosión, aprobadas para ambientes peligrosos clase I división 1.

Para las zonas de costura, inyección, cueros, jabas y tubería se selecciona la luminaria ITT modelo Bay Beam con lámpara de halogenuros metálicos de 400 vatios. Para la zona de procesado de PVC se selecciona la luminaria appleton - modelo Baymaster de haz amplio provista de una cubierta de vidrio sellada y lámpara de halogenuros metálicos de 400 vatios. Para la zona de plastificantes se utilizará la luminaria de appleton a prueba de explosión modelo A-51 de campana normal y lámpara de vapor de sodio alta presión de 100 vatios.

6.3.5 CALCULOS DE ILUMINACION.-

$$N = \frac{I_p \times A}{L \times LL \times CU \times LLD \times LDD \times RSDD}$$

N = Número de luminarias

I_p = Iluminación promedio en el plano de trabajo

L = Número de lúmenes por lámpara

A = Area del plano de trabajo

- LL = Número de lámparas por luminaria
 CU = Coeficiente de utilización
 LLD = Factor de agotamiento de las lámparas
 LDD = Factor de depreciación por suciedad de la luminaria.
 RSDD = Factor de depreciación por suciedad de la superficie del cuarto.

a.- SECCION PLASTIFICANTES

- I_p = 50 Lux
 L = 9.500 lúmenes
 A = 1.000 m².
 LL = 1
 LLD = 0.9

La luminaria Appleton modelo A-51 se clasifica en la categoría de mantenimiento No.5. La atmósfera en la zona de plastificantes puede clasificársela como de tipo medio. En la figura No. 3.6 se encuentra que para un ciclo de limpieza de un año el factor LDD es: 0.82

En la figura No.3.8 se encuentra que el porcentaje esperado de depreciación por suciedad es de: 18%. El factor RCR se encuentra aplicando:

$$RCR = \frac{5h_{rc} (Longitud + Anchura)}{Longitud \times Anchura}$$

$$h_{rc} = 6 \text{ mts.}$$

$$\text{Longitud} = 40 \text{ mts.}$$

$$\text{Anchura} = 25 \text{ mts.}$$

$$\text{RCR} = 1.95$$

De la tabla No.3 se obtiene RSDD = 0.96

Ahora se obtiene el coeficiente de utilización y para esto es práctico utilizar la hoja de cálculos de la figura No.3.

$$\text{RCR} = 1.95$$

$$\text{FCR} = 0.16$$

$$\text{CCR} = 0.65$$

De la tabla No.3.2

$$\text{Reflectancia de piso: } 30\%$$

$$\text{Reflectancia del techo: } 50\%$$

$$\text{Reflectancia de las paredes: } 30\%$$

De la tabla No.3

$$P_{cc} = 43\%$$

$$P_{fc} = 29\%$$

De la figura No.9.12 del IES Lighting Handbook 1.981 Ref. Vol. se obtiene para la luminaria tipo 21 que el coeficiente de utilización para una reflectancia efectiva de la cavidad del piso de 20% es:

$$C. U = 0.58$$

El factor multiplicador para una reflectancia efectiva de la cavidad del piso de 30%, según la figura No. 9.13 del mismo libro es: 1.033

Entonces el coeficiente de utilización definitivo es:

$$C. U = 0.6$$

Con toda esta información aplicamos la fórmula

$$N = \frac{50 \times 1,000}{9:5 \cdot 10^3 \times 1 \times 0.6 \times 0.9 \times 0.82 \times 0.96}$$

$$N = 12.28 \text{ Luminarias}$$

Se instalarán 15 luminarias de vapor de sodio alta presión de 100 vatios a prueba de explosión, similar a la fabricada por Appleton Modelo A-51, formando tres hileras de cinco luminarias cada una.

B.- SECCION CUEROS

$$I_p = 300 \text{ Lux}$$

$$L = 34,000 \text{ (Catálogo ITT)}$$

$$A = 1,000 \text{ m}^2$$

$$LL = 1$$

$$LLD = 0.675 \text{ (Catálogo ITT)}$$

La luminaria ITT modelo Bay Beam se clasifica en la categoría de mantenimiento No.3. La atmósfera en la zona de plastificantes puede clasificársela como de tipo medio.

En la figura No.3.6 se encuentra que para un ciclo de limpieza de un año el factor LOD es: 0.7

En la figura No.3.8 se encuentra que el porcentaje esperado de depreciación por suciedad es de 21%.

El factor RCR se encuentra aplicando:

$$RCR = \frac{5h_{rc} (Longitud + Anchura)}{Longitud \times Anchura}$$

$$h_{rc} = 5.80 \text{ mts.}$$

$$Longitud = 40 \text{ mts.}$$

$$Anchura = 25 \text{ mts.}$$

$$RCR = 1.89$$

De la tabla No.3 se obtiene RSDD = 0.92. Ahora se obtiene el coeficiente de utilización y para esto es práctico utilizar la hoja de cálculos de la figura No.3

$$RCR = 1.89$$

$$FCR = 0.39$$

$$CCR = 0.65$$

De la tabla No.3.2

$$\text{Reflectancia del piso} = 30\%$$

$$\text{Reflectancia del techo} = 50\%$$

$$\text{Reflectancia de las paredes} = 30\%$$

De la tabla No. 3

$$P_{cc} = 43\%$$

$$P_{fc} = 28\%$$

De la figura No. 9.12 del IES Lighting Handbook 1.981 Ref. Vol. Se obtiene para la luminaria tipo 18 que el coeficiente de utilización para una reflectancia efectiva de la cavidad del piso de 20% es:

$$C.U. = 0.70$$

El factor multiplicador para una reflectancia efectiva de la cavidad del piso de 30% según la figura No.9.13 del mismo libro es 1.033. Entonces el coeficiente de utilización definitiva es:

$$C.U. = 0.72$$

Con toda esta información aplicamos la fórmula

$$N = \frac{300 \times 1,000}{3.4 \times 10^4 \times 1 \times 0.675 \times 0.7 \times 0.92 \times 0.72}$$

$$N = 28.19$$

Se instalarán 30 luminarias de halogenuros metálicos de 400 vatios marca ITT modelo Bay Beam, formando cinco hileras de seis luminarias cada una.

c.- SECCION TUBERIA, SECCION JABAS, SECCION INYECCION Y SECCION PROCESADO DE PVC.

Las naves correspondientes a estas secciones son iguales y la altura del plano de trabajo es la misma por lo que solamente se necesita un cálculo y el resultado es

válido para las cuatro secciones:

$$I_p = 500 \text{ Lux}$$

$$L = 34000 \text{ Lux (Catálogo ITT)}$$

$$A = 2000 \text{ M}^2$$

$$LL = 1$$

$$LLD = 0.675 \text{ (Catálogo ITT)}$$

$$LDD = 0.7$$

El porcentaje esperado de depreciación por suciedad es de 21%.

$$RCR = \frac{5 \times h_{rc} \text{ (Longitud + Anchura)}}{\text{Longitud} \times \text{Anchura}}$$

$$h_{rc} = 5.80 \text{ Mts.}$$

$$\text{Longitud} = 80 \text{ Mts.}$$

$$\text{Anchura} = 25 \text{ Mts.}$$

$$RCR = 1.52 \quad FCR = 0.32 \quad CCR = 0.53$$

De la tabla No.3

$$RSDD = 0.92$$

De la tabla No.3.2

$$\text{Reflectancia del piso} = 30\%$$

$$\text{Reflectancia del techo} = 50\%$$

$$\text{Reflectancia de las paredes} = 30\%$$

De la tabla No.3

$$P_{cc} = 43\%$$

$$P_{fc} = 28\%$$

De la figura No. 9.12 del IES Lighting Handbook 1.981 -
Ref. Vol. para la luminaria tipo 18

$$C.U. = 0.70$$

De la figura No. 9.13 del mismo libro

$$\text{Factor multiplicador} = 1.033$$

El coeficiente de utilización definitiva

$$C.U. 0.7 \times 1.033 = 0.72$$

Entonces:

$$N = \frac{500 \times 2000}{3.4 \times 10^4 \times 1 \times 0.675 \times 0.7 \times 0.92 \times 0.72}$$

$$N = 94 \text{ luminarias}$$

Se instalarán 95 luminarias de Halogenuros Metálicos de 400 vatios marca ITT modelo Bay Beam formando cinco hileras de 19 luminarias cada una. En la sección Procesado de PVC se usarán luminarias Marca Wide-Lite Modelo

d.- SECCION COSTURA

$$I_p = 3000 \text{ Lux}$$

Para obtener este nivel de iluminancia se debe utilizar una combinación de iluminación general difusa e iluminación localizada, pues sería extremadamente costoso intentar proveer un nivel de iluminancia de 3000 Lux con iluminación difusa únicamente. Para la correcta aplicación de este método debe establecerse una diferencia entre el nivel de ilumi

nancia requerido para desarrollar la tarea dominante (costura) y el nivel de iluminancia requerido para desarrollar las tareas anexas. Las tareas anexas en esta sección son básicamente la transportación del producto elaborado y la clasificación basta del mismo.

De acuerdo con el IES Lighting Handbook 1.981 App. Vol. el nivel de iluminancia requerido para las tareas anexas es de 200 Lux.

Con esta información se puede concluir que el sistema de iluminación general difusa debe proveer 200 Lux promedio en todo el ambiente a una altura de 0.80 mts. del piso y la iluminación localizada debe proveer una iluminación mínima de 2800 Lux en cada máquina de coser.

Para la iluminación general difusa se utilizarán las luminarias de halogenuros metálicos de 400 vatios marca ITT modelo Bay Beam.

- $I_p = 200 \text{ Lux}$
- $L = 34000 \text{ Lumenes (Catálogo ITT)}$
- $A = 1.000 \text{ m}^2.$
- $LL = 1$
- $LLD = 0.675 \text{ (Catálogo ITT)}$
- $LDD = 0.7$
- $RSDD = 0.92$
- $C.U. = 0.72$

$$N = \frac{200 \times 1.000}{3,4 \times 10^4 \times 1 \times 0.675 \times 0.7 \times 0.92 \times 0.72}$$

$$N = 18.79 = 19 \text{ luminarias}$$

Se instalarán veinte luminarias de halogenuros metálicos de 400 vatios modelo Bay Beam formando cuatro filas de cinco luminaria cada una.

Para determinar la fuente de luz más apropiada para proveer iluminación localizada se utiliza el método punto por punto.

$$\text{ILUMINANCIA} = \frac{\text{Intensidad luminosa de la Fuente}}{(\text{Distancia entre Fuente y Tarea})^2}$$

$$I = \frac{L}{D^2}$$

$$I = 3000 \text{ Lux}$$

$$D = 0.8 \text{ metros (se asume)}$$

$$L = I \times D^2$$

$$L = 3000 \times (0.8)^2$$

$$L = 1920 \text{ Lúmenes}$$

Entonces se debe instalar una fuente de luz que produzca 1,920 lúmenes. En la figura No.8.114 del IES Lighting Handbook 1.981 Ref. Vol. se encuentra que una lámpara fluorescente de 40 vatios provee 2000 lúmenes, por lo cual es la que seleccionamos. Se deberá instalar una lámpara fluores-

cente de 40 vatios en cada máquina de coser a una altura de 0.80 mts. sobre el nivel de la mesa.

6.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

La Empresa Eléctrica del Ecuador establece que el factor de potencia promedio que debe tener cualquier abonado es 0.9

6.4.1 CALCULO DEL FACTOR DE POTENCIA

Se ha elaborado una lista de las cargas conectadas en cada subestación con sus respectivos factores de potencia individuales. En base a estos datos se procederá a calcular el factor de potencia del conjunto.

RESUMEN DE MAQUINAS

a) SECCION INYECCION

25 inyectores	9.75 Kw	0.5-0.8
10 inyectores	17.5 Kw	0.5-0.8
1 Grúa	6 Kw	0.8
6 bombas de agua	1.8 Kw	0.8
1 Torre de enfriamiento	9 Kw	0.8
8 extractores de aire	3 Kw	0.8
95 Lámparas de halógenos	0.4 Kw	0.8

b) SECCION COSTURA

200 máquinas de coser	0.9 Kw	0.8
10 inyectoras	17.5 Kw	0.5 - 0.8

40 transportadoras	1,8 Kw	0,8
1 Grúa	6 Kw	0,8
8 Extractores de aire	3 Kw	0,8
2 Bombas de agua	1,8 Kw	0,8
200 Luminarias fluorescentes	0,04 Kw	0,9
1 Torre de enfriamiento	9 Kw	0,8
20 Luminarias de halogenuros	0,4 Kw	0,9
c) SECCION JABAS		
7 inyectores	42,5 Kw	0,5 - 0,74
1 Grúa	9 Kw	0,8
8 Extractores de aire	3 Kw	0,8
1 Torre de enfriamiento	9 Kw	0,8
95 Luminarias de halogenuros	0,4 Kw	0,9
d) SECCION PROCESADO		
10 molidoras	12 Kw	0,8
10 transportadores	3 Kw	0,8
30 mezcladores	1,8 Kw	0,8
8 extractores	3 Kw	0,8
95 luminarias de halogenuros	0,4 Kw	0,9
e) SECCION TUBERIA		
13 extrusoras	18 Kw	0,7 - 0,9
6 inyectoras pequeñas	9,75 Kw	0,5 - 0,83
5 inyectores grandes	17,5 Kw	0,5 - 0,80

1 grúa	6 Kw	0.8
2 bombas de agua	3 Kw	0.8
8 extractores de aire	3 Kw	0.8
1 torre de enfriamiento	16.5 Kw	0.8
95 luminarias de halogenuros	0.4 Kw	0.9

f) SECCION CUEROS

8 bobinadoras	3 Kw	0.8
1 grúa	6 Kw	0.8
1 torre de enfriamiento	16.5 Kw	0.8
4 bombas de agua	1.8 Kw	0.8
6 laminadoras	30.75Kw	0.7 - 0.9
5 extrusoras	22.5 Kw	0.7 - 0.9
4 extractores de aire	3 Kw	0.8
30 luminarias de halogenuros	0.4 Kw	0.9

g) SECCION PLASTIFICANTES

4 bombas de llenado	12 Kw	0.8
4 agitadores	36 Kw	0.8
4 Bombas de trasvase	12 Kw	0.8
4 resistencias	50 Kw	1.0
15 luminarias de sodio	0.1 Kw	0.9

Se puede observar que las inyectoras y extrusoras tienen dos valores de factor de potencia que indican el valor mínimo y el valor máximo con que operan; esto se debe a

que el motor trabaja cierto tiempo con carga y cierto tiempo sin carga, además, las resistencias están controladas por pirómetros que ordenan el encendido y apagado- alternado de las resistencias de acuerdo a las necesidades de temperatura. Como este proceso no sigue un patrón fijo solo se puede hacer suposiciones, para efectos de este cálculo se considerará que en un momento dado el 50% de estas máquinas trabajan con máximo factor de potencia y el 50% trabajando mínimo factor de potencia. A continuación se calculará el factor de cada sección y el factor de potencia general.

a) SECCION INYECCION

25 Inyectoras 9.75 Kw f.p= 0.5-0.83

$$KVA_1 = Kw / \cos \theta_1$$

$$KVA_2 = Kw / \cos \theta_2$$

$$KVA_1 = 9.75 / 0.5$$

$$KVA_2 = 9.75 / 0.83$$

$$KVA_1 = 19.5$$

$$KVA_2 = 11.75$$

$$KVAR_1 = KVA_1 \times \sin \theta_1$$

$$KVAR_2 = KVA_2 \times \sin \theta_2$$

$$KVAR_1 = 19.5 \times 0.87$$

$$KVAR_2 = 11.75 \times 0.56$$

$$KVAR_1 = 16.97$$

$$KVAR_2 = 6.58$$

-10 inyectoras

17.5 Kw f.p. 0.5-0.80

$$KVA_1 = Kw / \cos \theta_1$$

$$KVA_2 = Kw / \cos \theta_2$$

$$KVA_1 = 17.5 / 0.5$$

$$KVA_2 = 17.5 / 0.80$$

$$KVA_1 = 35$$

$$KVA_2 = 21.9$$

$$K_{wt} = 25(9.75) + 10(17.5) + 6 + 6(1.8) + 9 + 8(3) + 95(0.4)$$

$$K_{wt} = 506.55$$

Los KVAR totales son:

$$KVAR_t = 12.5(16.97) + 12.5(6.58) + 5(30.45) + 5(13.14) + 4.5 + 6(1.35) + 6.75 + 8(2.25) + 95(0.2)$$

$$KVAR_t = 568.68$$

Los KVA totales son:

$$KVA_t = (506.55^2 + 568.68^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = 761.57$$

El factor de potencia de la sección es:

$$\cos \phi = K_{wt} / KVA_t$$

$$\cos \phi = 506.55 / 761.57$$

$$\cos \phi = 0.67$$

b) SECCION COSTURA

200 máquinas de coser

$$KVA = K_w / \cos \phi$$

$$KVA = 0.9 / 0.8$$

$$KVA = 1.13$$

10 inyectoras

$$KVA_1 = \frac{K_w}{\cos \phi_1}$$

0.9 Kw f.p.=0.8

$$KVAR = KVA \times \sin \phi$$

$$KVAR = 1.13 \times 0.6$$

$$KVAR = 0.68$$

17.5 Kw f.p.=0.5-0.80

$$KVA_2 = \frac{K_w}{\cos \phi_2}$$

$$KVA_1 = 17.5/0.5$$

$$KVA_1 = 35$$

$$KVAR_1 = KVA_1 \times \text{Sen } \phi_1$$

$$KVAR_1 = 35 \times 0.87$$

$$KVAR_1 = 30.45$$

$$KVA_2 = 17.5/0.80$$

$$KVA_2 = 21.9$$

$$KVAR_2 = KVA_2 \times \text{Sen } \phi_2$$

$$KVAR_2 = 21.9 \times 0.6$$

$$KVAR_2 = 13.14$$

40 Transportadores

1.8 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw/\text{Cos } \phi$$

$$KVA = 1.8/0.8$$

$$KVA = 2.25$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 2.25 \times 0.6$$

$$KVAR = 1.35$$

1 Grúa

6 Kw f.p.= 0.8

$$KVA = Kw/\text{Cos } \phi$$

$$KVA = 6/0.8$$

$$KVA = 7.5$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 7.5 \times 0.6$$

$$KVAR = 4.5$$

8 Extractores de aire

3 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw/\text{Cos } \phi$$

$$KVA = 3/0.8$$

$$KVA = 3.75$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \emptyset$$

$$KVAR = 3.75 \times 0.6$$

$$KVAR = 2.25$$

200 Luminarias fluorescentes 0.04 Kw f.p.=0.9

$$KVA = Kw / \text{Cos } \emptyset$$

$$KVA = 0.04 / 0.9$$

$$KVA = 0.044$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \emptyset$$

$$KVAR = 0.044 \times 0.44$$

$$KVAR = 0.02$$

6 bombas de agua 1.8 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \text{Cos } \emptyset$$

$$KVA = 1.8 / 0.8$$

$$KVA = 2.25$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \emptyset$$

$$KVAR = 2.25 \times 0.6$$

$$KVAR = 1.35$$

1 torre de enfriamiento 9 Kw f.p.= 0.8

$$KVA = Kw / \text{Cos } \emptyset$$

$$KVA = 9 / 0.8$$

$$KVA = 11.25$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 11.25 \times 0.6$$

$$KVAR = 6.75$$

20 luminarias de halogenuros 0.4 Kw f.p.=0.9

$$KVA = Kw / \text{Cos } \phi$$

$$KVA = 0.4 / 0.9$$

$$KVA = 0.44$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 0.44 \times 0.44$$

$$KVAR = 0.2$$

Los Kw Totales son:

$$Kw_t = 200(0.9) + 40(1.8) + 8(3) + 200(0.04) + 20(0.4) + 10(17.5) \\ + 9 + 2(1.8) + 6$$

$$Kw_t = 479.6$$

Los KVAR totales son:

$$KVAR_t = 200(0.68) + 5(30.45) + 5(13.14) + 40(1.35) + 4(5) + 8(2.25) \\ + 2(1.35) + 6.75 + 200(0.02) + 20(0.2)$$

$$KVAR_t = 447.9$$

Los KVA totales son:

$$KVA_t = (479.6^2 + 447.9^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = 656.22$$

El factor de potencia promedio de la sección es:

$$\cos \theta = K_w / KVA_t$$

$$\cos \theta = 479.6 / 656.22$$

$$\cos \theta = 0.73$$

c) SECCION JABAS

7 Inyectoras 42.5 Kw f.p.=0.5-0.74

$$KVA_1 = Kw / \cos \theta_1$$

$$KVA_2 = Kw / \cos \theta_2$$

$$KVA_1 = 42.5 / 0.5$$

$$KVA_2 = 42.5 / 0.74$$

$$KVA_1 = 85$$

$$KVA_2 = 57.43$$

$$KVAR_1 = KVA_1 \times \text{SEN } \theta_1$$

$$KVAR_2 = KVA_2 \times \text{SEN } \theta_2$$

$$KVAR_1 = 85 \times 0.87$$

$$KVAR_2 = 57.43 \times 0.67$$

$$KVAR_1 = 73.95$$

$$KVAR_2 = 58.1$$

1 Grúa 9 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \cos \theta$$

$$KVA = 9 / 0.8$$

$$KVA = 11.25$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \theta$$

$$KVAR = 11.25 \times 0.6$$

$$KVAR = 6.75$$

8 extractores de aire 3 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \cos \theta$$

$$KVA = 3 / 0.8$$

$$KVA = 3.75$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \emptyset$$

$$KVAR = 3.75 \times 0.6$$

$$KVAR = 2.25$$

1 torre de enfriamiento: 9 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \text{Cos } \emptyset$$

$$KVA = 9 / 0.8$$

$$KVA = 11.25$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \emptyset$$

$$KVAR = 11.25 \times 0.6$$

$$KVAR = 6.75$$

95 luminarias de halogenuros 0.4 Kw f.p.=0.9

$$KVA = Kw / \text{Cos } \emptyset$$

$$KVA = 0.4 / 0.9$$

$$KVA = 0.45$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \emptyset$$

$$KVAR = 0.45 \times 0.44$$

$$KVAR = 0.2$$

Los KW totales son:

$$Kw_t = 7(42.5) + 9 + 8(3) + 9 + 95(0.4)$$

$$Kw_t = 377.5$$

Los KVAR totales son:

$$\text{KVAR} = 3.75 \times 0.6$$

$$\text{KVAR} = 2.25$$

$$30 \text{ mezcladores} \quad 1.8 \text{ Kw} \quad \text{f.p.} = 0.8$$

$$\text{KVA} = \text{Kw} / \text{Cos } \phi$$

$$\text{KVA} = 1.8 / 0.8$$

$$\text{KVA} = 3.75$$

$$\text{KVAR} = \text{KVA} \times \text{SEN } \phi$$

$$\text{KVAR} = 2.25 \times 0.6$$

$$\text{KVAR} = 1.35$$

$$8 \text{ extractores} \quad 3 \text{ Kw} \quad \text{f.p.} = 0.8$$

$$\text{KVA} = \text{Kw} / \text{Cos } \phi$$

$$\text{KVA} = 3 / 0.8$$

$$\text{KVA} = 3.75$$

$$\text{KVAR} = \text{KVA} \times \text{SEN } \phi$$

$$\text{KVAR} = 3.75 \times 0.6$$

$$\text{KVAR} = 2.25$$

$$95 \text{ luminarias de halogenuros} \quad 0.4 \text{ Kw} \quad \text{f.p.} = 0.9$$

$$\text{KVA} = \text{Kw} / \text{Cos } \phi$$

$$\text{KVA} = 0.4 / 0.9$$

$$\text{KVA} = 0.45$$

$$\text{KVAR} = \text{KVA} \times \text{SEN } \phi$$

$$\text{KVAR} = 0.45 \times 0.44$$

Los KW totales son:

$$Kw_t = 10(12) + 10(3) + 30(1.8) + 8(3) + 95(0.4)$$

$$Kw_t = 266$$

Los KVAR totales son:

$$KVAR_t = 10(9) + 10(2.25) + 30(1.35) + 8(2.25) + 95(0.2)$$

$$KVAR_t = 190$$

Los KVA totales son:

$$KVA_t = (KVAR_t^2 + Kw_t^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = (266^2 + 190^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = 327$$

El factor de potencia promedio de la sección es:

$$\cos \theta = Kw_t / KVA_t$$

$$\cos \theta = 266 / 327$$

$$\cos \theta = 0.81$$

e) SECCION TUBERIA

13 Extrusoras

$$KVA_1 = Kw / \cos \theta_1$$

$$KVA_1 = 18 / 0.7$$

$$KVA_1 = 25.71$$

$$KVAR_1 = KVA_1 \times \text{SEN } \theta_1$$

$$KVAR_1 = 25.71 \times 0.71$$

$$KVAR_1 = 18.25$$

18 Kw f.p. = 0.7-0.9

$$KVA_2 = Kw / \cos \theta_2$$

$$KVA_2 = 18 / 0.9$$

$$KVA_2 = 20$$

$$KVAR_2 = KVA_2 \times \text{SEN } \theta_2$$

$$KVAR_2 = 20 \times 0.44$$

$$KVAR_2 = 8.8$$

6 Inyectoras

$$KVA_1 = Kw / \cos \theta$$

$$KVA_1 = 9.75 / 0.5$$

$$KVA_1 = 19.5$$

$$KVAR_1 = KVA_1 \times \text{SEN } \theta_1$$

$$KVAR_1 = 19.5 \times 0.87$$

$$KVAR_1 = 16.97$$

9.75 Kw

f.p.=0.5-0.83

$$KVA_2 = Kw / \cos \theta_2$$

$$KVA_2 = 9.75 / 0.83$$

$$KVA_2 = 11.75$$

$$KVAR_2 = KVA_2 \times \text{SEN } \theta_2$$

$$KVAR_2 = 11.75 \times 0.56$$

$$KVAR_2 = 6.58$$

5 Inyectoras

$$KVA_1 = Kw / \cos \theta_1$$

$$KVA_1 = 17.5 / 0.5$$

$$KVA_1 = 35$$

$$KVAR_1 = KVA_1 \times \text{SEN } \theta_1$$

$$KVAR_1 = 35 \times 0.87$$

$$KVAR_1 = 30.45$$

17.5 Kw

f.p.=0.5-0.80

$$KVA_2 = Kw / \cos \theta_2$$

$$KVA_2 = 17.5 / 0.80$$

$$KVA_2 = 21.9$$

$$KVAR_2 = KVA_2 \times \text{SEN } \theta_2$$

$$KVAR_2 = 21.9 \times 0.6$$

$$KVAR_2 = 13.14$$

1 Grúa

$$KVA = Kw / \cos \theta$$

$$KVA = 6 / 0.8$$

$$KVA = 7.5$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \theta$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \theta$$

$$KVAR = 7.5 \times 0.6$$

$$KVAR = 4.5$$

6 Kw

f.p.=0.8

2 Bombas de agua 3 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \cos \phi$$

$$KVA = 3 / 0.8$$

$$KVA = 3.75$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 3.75 \times 0.6$$

$$KVAR = 2.25$$

8 Extractores de Aire 3 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \cos \phi$$

$$KVA = 3 / 0.8$$

$$KVA = 3.75$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 3.75 \times 0.6$$

$$KVAR = 2.25$$

1 Torre de enfriamiento 16.5 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \cos \phi$$

$$KVA = 16.5 / 0.8$$

$$KVA = 20.63$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 20.63 \times 0.6$$

$$KVAR = 12.38$$

95 Luminarias de halogenuros 0.4 Kw f.p.=0.9

$$KVA = Kw / \cos \theta$$

$$KVA = 0.4 / 0.9$$

$$KVA = 0.45$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \theta$$

$$KVAR = 0.45 \times 0.44$$

$$KVAR = 0.2$$

Los KW totales son:

$$KW_t = 13(18) + 6(9.75) + 5(17.5) + 6 + 2(3) + 8(3) + 16.5 + 95(0.4)$$

$$KW_t = 470.5$$

Los KVAR totales son:

$$KVAR_t = 7(18.25) + 6(8.8) + 3(16.97) + 3(6.58) + 3(30.45) + 2(13.14) + 4.5 + 2(2.25) + 8(2.25) + 12.38 + 95(0.2)$$

$$KVAR_t = 427.21$$

Los KVA totales son:

$$KVA_t = (KW_t^2 + KVAR_t^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = (470.5^2 + 427.21^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = 635.51$$

El factor de potencia promedio de la sección es:

$$\cos \theta = KW_t / KVA_t$$

$$\cos \theta = 470.5 / 635.51$$

$$\cos \theta = 0.74$$

f) SECCION CUEROS

8 Bobinadoras 3 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \cos \phi$$

$$KVA = 3 / 0.8$$

$$KVA = 3.75$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 3.75 \times 0.6$$

$$KVAR = 2.25$$

1 Grúa 6 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \cos \phi$$

$$KVA = 6 / 0.8$$

$$KVA = 7.5$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 7.5 \times 0.6$$

$$KVAR = 4.5$$

1 Torre de enfriamiento 16.5 Kw f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \cos \phi$$

$$KVA = 16.5 / 0.8$$

$$KVA = 20.63$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 20.63 \times 0.6$$

$$KVAR = 12.38$$

4 Bombas de agua

1.8 Kw

f.p.=0.8

$$KVA = Kw / \cos \theta$$

$$KVA = 1.8 / 0.8$$

$$KVA = 2.25$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \theta$$

$$KVAR = 2.25 \times 0.6$$

$$KVAR = 1.35$$

6 Laminadoras

30.75 Kw

f.p.=+0.7-0.9

$$KVA_1 = Kw / \cos \theta_1$$

$$KVA_1 = 30.75 / 0.7$$

$$KVA_1 = 43.93$$

$$KVAR_2 = KVA_1 \times \text{SEN } \theta_1$$

$$KVAR_2 = 43.93 \times 0.71$$

$$KVAR_2 = 31.2$$

$$KVA_2 = Kw / \cos \theta_2$$

$$KVA_2 = 30.75 / 0.9$$

$$KVA_2 = 34.17$$

$$KVAR_2 = KVA_2 \times \text{SEN } \theta_2$$

$$KVAR_2 = 34.17 \times 0.44$$

$$KVAR_2 = 15.04$$

5 Extrusoras

22.5 Kw

f.p.=0.7-0.9

$$KVA_1 = Kw / \cos \theta_1$$

$$KVA_1 = 22.5 / 0.7$$

$$KVA_1 = 32.14$$

$$KVAR_1 = KVA_1 \times \text{SEN } \theta_1$$

$$KVAR_1 = 32.14 \times 0.71$$

$$KVAR_1 = 22.82$$

$$KVA_2 = Kw / \cos \theta_2$$

$$KVA_2 = 22.5 / 0.9$$

$$KVA_2 = 25$$

$$KVAR_2 = KVA_2 \times \text{SEN } \theta_2$$

$$KVAR_2 = 25 \times 0.44$$

$$KVAR_2 = 11$$

4 Extractores de aire

3 Kw

f.p.= 0.8

15 Lámparas de sodio 0.1 Kw f.p.=0.9

$$KVA = Kw / \cos \phi$$

$$KVA = 0.1 / 0.9$$

$$KVA = 0.11$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 0.11 \times 0.44$$

$$KVAR = 0.05$$

Los Kw totales son:

$$Kw_t = 4(12) + 4(36) + 4(12) + 4(50) + 15(0.1)$$

$$Kw_t = 441.5$$

Los KVAR totales son:

$$KVAR_t = 4(9) + 4(27) + 4(9) + 15(0.05)$$

$$KVAR_t = 180.75$$

Los KVA totales son:

$$KVA_t = (Kw_t^2 + KVAR_t^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = (441.5^2 + 180.75^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = 477$$

30 Lámparas de halógenos 0.4 Kw p.f.=0.9

$$KVA = Kw / \cos \phi$$

$$KVA = 0.4 / 0.9$$

$$KVA = 0.45$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \phi$$

$$KVAR = 0.45 \times 0.44$$

$$KVAR = 0.2$$

Los Kw totales son:

$$Kw_t = 8(3) + 6 + 16.5 + 4(1.8) + 6(30.75) + 5(22.5) + 4(3) + 30(0.4)$$

$$Kw_t = 374.7$$

Los KVAR totales son:

$$KVAR_t = 8(2.25) + 4.5 + 12.38 + 4(1.35) + 3(31.2) + 3(15.04) + 3(22.82) + 2(11) + 4(2.25) + 30(0.2)$$

$$KVAR_t = 284.46$$

Los KVA totales son:

$$KVA_t = (Kw_t^2 + KVAR_t^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = (374.7^2 + 284.46^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = 470.44$$

El factor de potencia promedio de la sección es:

$$\cos \phi = Kw_t / KVA_t$$

$$\cos \phi = 374.7 / 470.44$$

$$\cos \phi = 0.8$$

g) SECCION PLASTIFICANTES

4 Bombas de llenado

12 Kw

p. f. = 0.8

$$KVA = Kw / \cos \phi$$

$$KVA = 12 / 0.8$$

$$KVA = 15$$

$$KVAR = KVA \times \text{SEN } \emptyset$$

$$KVAR = 15 \times 0.6$$

$$KVAR = 9$$

El factor de potencia promedio de la sección es:

$$\text{Cos } \emptyset = K_{w_t} / KVA_t$$

$$\text{Cos } \emptyset = 441.5 / 477$$

$$\text{Cos } \emptyset = 0.93$$

Ahora se calculará el factor de potencia promedio aproximado de toda la planta:

a) Sección Inyección	Kw = 506.5	KVAR = 568.68
b) Sección Costura	Kw = 479.6	KVAR = 447.9
c) Sección Jabas	Kw = 377.5	KVAR = 520.6
d) Sección Procesado	Kw = 266	KVAR = 190
e) Sección Tubería	Kw = 470.5	KVAR = 427.21
f) Sección Cueros	Kw = 374.7	KVAR = 284.46
g) Sec. Plastificantes	Kw = 440	KVAR = 180

La suma de Kw es:

$$K_{w_t} = 2914.8$$

La suma de KVAR es:

$$KVAR_t = 2818.85$$

Los KVA totales son:

$$KVA_t = (K_{w_t}^2 + KVAR_t^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = (2914.8^2 + 2618.85^2)^{1/2}$$

$$KVA_t = 3918.47$$

El factor de potencia promedio aproximado general:

$$\text{Cos } \phi = K_w_t / KVA_t$$

$$\text{Cos } \phi = 2914.8 / 3918.47$$

$$\text{Cos } \phi = 0.74$$

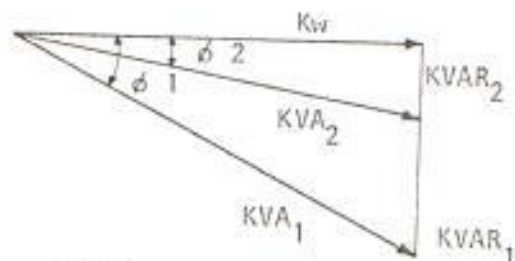
6.4.2 SELECCION DEL METODO

En este caso el método más apropiado para corregir el factor de potencia es por medio de capacitores conectados en las barras principales de distribución secundaria, ya que de esta manera se reducen los KVA de las subestaciones de transformación.

Entre las varias alternativas, se ha escogido la instalación de bancos de capacitores controlados automáticamente por medio de relés sensores del factor de potencia, ya que aún siendo más costosos ofrecen una operación muy confiable y un factor de potencia más o menos constante.

6.4.3 CALCULO DE LOS CAPACITORES

Para calcular los KVAR requeridos para corregir el factor de potencia de cada sección se pueden utilizar las tablas de factores multiplicadores y en ausencia de estas hacer el cálculo paso a paso, en base al siguiente diagrama:



$$KVAR_2 = Kw \times \text{Tg } \theta_2$$

$$KVAR_1 = Kw \times \text{Tg } \theta_1$$

$$KVAR_c = KVAR_1 - KVAR_2$$

$$KVAR_c = Kw \times \text{tg } \theta_1 - Kw \times \text{tg } \theta_2$$

$$KVAR_c = Kw (\text{tg } \theta_1 - \text{tg } \theta_2)$$

$$\cos \theta_2 = 0.9$$

$$\theta_2 = 25.84^\circ$$

$$\text{tg } \theta_2 = 0.48$$

$$KVAR_c = Kw (\text{tg } \theta_1 - 0.48)$$

a) SECCION INYECCION

$$Kw = 506.55$$

$$\cos \theta = 0.67$$

$$\text{Tg } \theta = 1.11$$

$$KVAR_c = 506.55 (1.11 - 0.48)$$

$$KVAR_c = 319.13$$

b) SECCION COSTURA

$$Kw = 479.6$$

$$\cos \theta = 0.73$$

$$\text{Tg } \theta = 0.94$$

$$\text{KVAR}_c = 220.6$$

c) SECCION JABAS

$$\text{Kw} = 377.5$$

$$\text{Cos } \theta = 0.59$$

$$\text{Tg } \theta = 1.37$$

$$\text{KVAR}_c = 377.5 (1.37 - 0.48)$$

$$\text{KVAR}_c = 336$$

d) SECCION PROCESADO

$$\text{Kw} = 266$$

$$\text{Cos } \theta = 0.81$$

$$\text{Tg } \theta = 0.72$$

$$\text{KVAR}_c = 266 (0.72 - 0.48)$$

$$\text{KVAR}_c = 63.84$$

e) SECCION TUBERIA

$$\text{Kw} = 470.5$$

$$\text{Cos } \theta = 0.74$$

$$\text{Tg } \theta = 0.91$$

$$\text{KVAR}_c = 470.5 (0.91 - 0.48)$$

$$\text{KVAR}_c = 202.32$$

f) SECCION CUEROS

$$\text{Kw} = 374.7$$

$$\text{Cos } \theta = 0.8$$

$$\lg \vartheta = 0.75$$

$$\text{KVAR}_c = 374.7 (0.75 - 0.48)$$

$$\text{KVAR}_c = 101.2$$

Los relés sensores del factor de potencia son fabricados para ir conectando los capacitores en pasos discretos iguales (hasta doce pasos). De esta manera y para dejar espacios de reserva para instalar capacitores adicionales cuando sea necesario, se usarán solo 8 pasos de cada relé.

a) SECCION INYECCION (TF2)

$$\text{KVAR}_c = 319.13$$

$$\text{KVAR}_c = 8 \text{ capacitores de } 40 \text{ KVAR (según tabla \# 4.4)}$$

$$\text{KVAR}_c = 320$$

b) SECCION COSTURA (TF1)

$$\text{KVAR}_c = 220.6$$

$$\text{KVAR}_c = 8 \text{ capacitores de } 30 \text{ KVAR (según tabla \# 4.4)}$$

$$\text{KVAR}_c = 240$$

c) SECCION JABAS (TF3)

$$\text{KVAR}_c = 336$$

$$\text{KVAR}_c = 8 \text{ capacitores de } 45 \text{ KVAR (según tabla \# 4.4)}$$

$$\text{KVAR}_c = 360$$

d) SECCION PROCESADO

$$\text{KVAR}_c = 63.84$$

$$\text{KVAR}_c = 8 \text{ capacitores de } 8 \text{ KVAR (según tabla \# 4.4)}$$

$$KVAR_c = 64$$

e) SECCION TUBERIA

$$KVAR_c = 202.32$$

$KVAR_c = 8$ capacitores de 30 KVAR (según tabla # 4.4)

$$KVAR_c = 240$$

f) SECCION CUEROS

$$KVAR_c = 101.2$$

$KVAR_c = 8$ capacitores de 15 KVAR (Según tabla # 4.4)

$$KVAR_c = 120$$

6.4.4 SELECCION DE EQUIPOS

Los Bancos automáticos de capacitores utilizan contactores para conectar cada paso y fusibles para proteger cada uno de estos circuitos. El National Electrical Code establece como condiciones mínimas que los conductores deben tener una capacidad de conducción mínima del 135% de la corriente nominal de los capacitores y que los interruptores para conexión y desconexión deben tener una capacidad de conducción mínima del 165% de la corriente nominal de los capacitores. De esta manera, los bancos de esta planta contendrán los siguientes elementos:

a) SECCION INYECCION

$$KVAR_c = 320 (8 \times 40 \text{ KVAR})$$

$$I_n = 840 \text{ Amp}$$

Alimentador = 4 # 400 c/fase + 4 # 4/0 Awg por neutro

In (cada paso) = 105 amp.

Conductores = 3 # 2/0 Awg

Contactador = NEMA 5

Fusibles = 200 Amp.

b) SECCION COSTURA

$KVAR_c = 240 \times 8 \times 30 \text{ KVAR}$

In = 630 Amp

Alimentador = 4 # 250 MCM c/fase + 4 # 2/0 Awg por -
neutro

In (cada paso) = 79 Amp

Conductores = 3 # 1 Awg

Contactador = NEMA 4

Fusible = 150 Amp

c) SECCION JABAS

$KVAR_c = 360 (8 \times 45 \text{ KVAR})$

In = 945 Amp

Alimentador = 4 # 500 MCM c/fase + 4 # 250 MCM por neu-
tro

In (cada paso) = 118 Amp.

Conductores = 3 # 4/0 Awg

Contactador = NEMA 5

Fusibles = 250 Amp.

d) SECCION PROCESADO

$$KVAR_c = 64 \div \times 8 \text{ KVAR}$$

$$I_n = 168 \text{ Amp}$$

$$\text{Alimentador} = 3 \# 300 \text{ MCM} + 1 \# 4/0 \text{ Awg}$$

$$I_n \text{ (cada paso)} = 21$$

$$\text{Conductores} = 3 \# 10 \text{ Awg}$$

$$\text{Contactor} = \text{NEMA 2}$$

e) SECCION TUBERIA

$$KVAR_c = 240 (8 \times 30 \text{ KVAR})$$

$$I_n = 630 \text{ Amp}$$

$$\text{Alimentador} = 4 \# 250 \text{ MCM c/fase} + 4 \# 2/0 \text{ Awg por -}$$

neutro

$$I_n \text{ (cada paso)} = 79 \text{ Amp}$$

$$\text{Conductores} = 3 \# 1/0 \text{ Awg}$$

$$\text{Contactor} = \text{NEMA 4}$$

$$\text{Fusibles} = 200 \text{ Amp}$$

f) SECCION CUEROS

$$KVAR_c = 120 (8 \times 15 \text{ KVAR})$$

$$I_n = 315 \text{ Amp}$$

$$\text{Alimentador} = 3 \# 2/0 \text{ Awg c/fase} + 3 \# 1/0 \text{ Awg por -}$$

neutro

$$I_n \text{ (cada paso)} = 40 \text{ Amp}$$

$$\text{Conductores} = 3 \# 6 \text{ Awg}$$

Contactor = NEMA 3

Fusibles = 100 Amp

6.5 PROTECCIONES DEL SISTEMA

Para el estudio de protecciones del sistema se siguen los siguientes pasos en orden:

- a) Elaboración del diagrama unifilar
- b) Elaboración del diagrama de impedancias
- c) Cálculos de cortocircuito
- d) Coordinación de protecciones

6.5.1 DIAGRAMA UNIFILAR Y DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS

En la figura No.6. Se detalla un diagrama unifilar del sistema de potencia en base a este diagrama se elaborará el diagrama de impedancias de acuerdo con el método de cálculo descrito anteriormente.

a.- Impedancia de la fuente

En conversaciones con el departamento de Ingeniería de la Empresa Eléctrica del Ecuador se ha obtenido como dato que la corriente de cortocircuito del sistema de distribución en el punto de la acometida es de 7.000 amperios.

b.- Impedancia del transformador de 3.750 KVA

Según la tabla No.5.8

$X = 7,0\%$ en su propia base

$X/R = 10$

c.- Impedancia del alimentador primario

Está construido de 3 conductores de cobre # 4/0 AWG con aislamiento de 15 KV apantallado, encapsulado en un ducto de hierro de 4", tiene una longitud total de 30 metros. Según la tabla No.5.1

$$R = 6,4 \times 10^{-3} \text{ OHMIOS}$$

$$X = 5,7 \times 10^{-3} \text{ OHMIOS}$$

$$Z = 9,15 \times 10^{-3} \text{ OHMIOS}$$

d.- Impedancia de las barras principales

El tablero de distribución de 13,8 KV tiene 3 barras de 2" x 1/4" separadas 10" entre sí, y una longitud media de 18,4 pies. Según la figura No.5.3

$$X = 1,3 \times 10^{-3} \text{ OHMIOS}$$

e.- Impedancia de los alimentadores a centros de carga

e.10 Alimentador a TF-1

$L = 60$ metros $3N^2$ 2 AWG 15 KV en ducto de hierro

Según la tabla No.5.10a

$$R = 3,9 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$X = 1,4 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$Z = 4,2 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

e.2) Alimentador a TF-2

L = 90 metros 3N² 2 AWG 15 KV en ducto de
hierro

Según la tabla No.5.10a.

$$R = 6.0 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$X = 2.0 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$Z = 6.3 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

e.3) Alimentador a TF-3

L = 120 metros 3 N² 2 AWG 15 KV en ducto de
hierro

Según la tabla No.5.10a

$$R = 8.0 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$X = 2.7 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$Z = 8.4 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

e.4) Alimentador a TF-4

L = 150 metros 3N² 2 AWG 15 KV en ducto de hie-
rro.

Según la tabla No.5.10a

$$R = 10 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$X = 3.4 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$Z = 10.5 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

e.5) Alimentador a TF-5

L = 180 metros 3N² 2 AWG 15 KV en ducto de hie-

Según la tabla No.5.10a.

$$R = 11,9 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$X = 4,0 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$Z = 12,6 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

e.6) Alimentador a TF-6

L= 210 metros 3 N^o 2 AWG 15 KV en ducto de
hierro

Según la tabla No.5.10a.

$$R = 13,9 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$X = 4,7 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$Z = 14,7 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

e.7) Alimentador a TF-7

L= 240 metros 3 N^o 2 AWG 15 KV en ducto de
hierro

Según la tabla No. 5.10a.

$$R=15,9 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$X = 5,4 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

$$Z = 16,8 \times 10^{-2} \text{ OHMIOS}$$

f.- Impedancia de los transformadores de centros de carga

Según las tablas Nos. 5.7, 5.8 y 5.9

TF-1 (Costura) X = 5.5% X/R = 5.45

TF-2 (Inyección) C = 5.5% X/R = 5.45

TF-3 (Cueros) X = 5.2% X/R = 3.85

TF-4 (procesado)	X=5.2%	X/R = 3.5
TF-5 (Jabas)	X=5.2%	X/R = 3.85
TF-6 (tuberfa)	X=5.5%	X/R = 5.45
TF-7 (plastificantes)	X=5.2%	X/R = 3.85

Los valores están dados en por ciento de sus propios KVA.

- g.- Impedancia de los alimentadores secundarios en barras. Todos los alimentadores secundarios tienen aproximadamente la misma longitud, además todos son ductos de barras tipo enchufable de 600 amperios. Según los datos obtenidos en la fábrica Westinghouse los valores de resistencia, reactancia e impedancia para un ducto de barras de cobre de 600 Amperios son:

$$R = 2.18 \times 10^{-3} \text{ Ohmios/100 pies}$$

$$X = 2.34 \times 10^{-3} \text{ Ohmios/100 pies}$$

$$Z = 3.2 \times 10^{-3} \text{ Ohmios/100 pies}$$

Como la longitud de los alimentadores secundarios es de 40 metros los valores finales son:

$$R = 2.86 \times 10^{-3} \text{ Ohmios}$$

$$X = 3.07 \times 10^{-3} \text{ Ohmios}$$

$$Z = 4.2 \times 10^{-3} \text{ Ohmios}$$

- h.- Impedancia de las cargas conectadas

Se asume que en un momento determinado están conectados

a la línea de inducción por un valor equivalente al 60% de la potencia de la subestación y que su reactancia es 20% tomando como base la potencia de los motores.

En cada uno de los alimentadores secundarios de TF₁ y TF₆ están conectados 112.5 KVA en motores de inducción o sea $X = 3.15 \times 10^{-2}$ p.u. En cada uno de los alimentadores de TF2 están conectados 90 KVA en motores de inducción o sea $X = 1.8 \times 10^{-2}$ p.u. En cada uno de los alimentadores de TF 3 y TF7 están conectados 75 KVA en motores de inducción o sea $X = 2.1 \times 10^{-2}$ p.u.

En cada uno de los alimentadores de TF-4 están conectados 60 KVA en motores de inducción o sea $X = 1.68 \times 10^{-2}$ p.u. En cada uno de los alimentadores de TF5 están conectados 100 KVA en motores de inducción o sea $X = 2.8 \times 10^{-2}$ p.u.

Ahora que se tienen todos estos valores, se procede a expresarlos en sistema por unidad para facilitar el cálculo. Para esto se ha seleccionado como base 1.000 KVA.

a) Impedancia de la fuente

$$I_{cc} = 7.000 \text{ Amp.}$$

$$X(\text{p.u.}) = \frac{\text{KVAB}}{I_{cc} \times 3 \text{ KV}}$$

$$X(\text{p.u.}) = \frac{1.000}{7 \times 10^{-3} \times 3 \times 69}$$

$$X(\text{p.u.}) = 1.2 \times 10^{-3}$$

b) Impedancia del transformador de 3.750 KVA

$$X = 7.0\% \quad \text{KVA}_B = 3.750$$

$$X(\text{p.u.}) = (1000/3750)0.07$$

$$X(\text{p.u.}) = 1.87 \times 10^{-2}$$

$$X/R = 10$$

$$R(\text{p.u.}) = 1.87 \times 10^{-3}$$

c) Impedancia del alimentador primario

$$R = 6.4 \times 10^{-3}$$

$$X = 5.7 \times 10^{-3}$$

$$Z = 9.15 \times 10^{-3}$$

$$R(\text{p.u.}) = 3.36 \times 10^{-3}$$

$$X(\text{p.u.}) = 2.99 \times 10^{-3}$$

$$Z(\text{p.u.}) = 4.8 \times 10^{-3}$$

d) Impedancia de las barras principales

$$X = 1.3 \times 10^{-3}$$

$$X(\text{p.u.}) = \frac{1.3 \times 10 \cdot 1.000}{(13.8)^2 \times 10}$$

$$X(\text{p.u.}) = 6.8 \times 10^{-4}$$

e) Impedancia de los alimentadores a centros de carga

e.1.- Alimentador a TF-1

$$R = 3.0 \times 10^{-2}$$

$$X = 1.4 \times 10^{-2}$$

$$Z = 4.2 \times 10^{-2}$$

$$R(p.u.) = \frac{3.9 \times 10^{-2} \times 1.000}{(13.8)^2 \times 10}$$

$$R(p.u.) = 2.0 \times 10^{-2}$$

$$X(p.u.) = \frac{1.4 \times 10^{-2} \times 1.000}{(13.8)^2 \times 10}$$

$$X(p.u.) = 7.35 \times 10^{-3}$$

$$Z(p.u.) = \frac{4.2 \times 10^{-2} \times 1.000}{(13.8)^2 \times 10}$$

$$Z(p.u.) = 2.2 \times 10^{-2}$$

e.2) Alimentador a TF-2

$$R = 6.0 \times 10^{-2} \text{ Ohmios}$$

$$X = 2.0 \times 10^{-2} \text{ Ohmios}$$

$$Z = 6.3 \times 10^{-2} \text{ Ohmios}$$

$$R(p.u.) = 3.2 \times 10^{-2}$$

$$X(p.u.) = 1.1 \times 10^{-2}$$

$$Z(p.u.) = 3.3 \times 10^{-2}$$

e.3) Alimentador a TF-3

$$R = 8.0 \times 10^{-2}$$

$$X = 2.7 \times 10^{-2}$$

$$Z = 8.4 \times 10^{-2}$$

$$R(\text{p.u.}) = 4.2 \times 10^{-2}$$

$$X(\text{p.u.}) = 1.4 \times 10^{-2}$$

$$Z(\text{p.u.}) = 4.4 \times 10^{-2}$$

e.4) Alimentador a TF-4

$$R = 10 \times 10^{-2}$$

$$X = 3.4 \times 10^{-2}$$

$$Z = 10.5 \times 10^{-2}$$

$$R(\text{p.u.}) = 5.3 \times 10^{-2}$$

$$X(\text{p.u.}) = 1.8 \times 10^{-2}$$

$$Z(\text{p.u.}) = 5.5 \times 10^{-2}$$

e.5) Alimentador a TF-5

$$R = 11.9 \times 10^{-2}$$

$$X = 4.0 \times 10^{-2}$$

$$Z = 12.6 \times 10^{-2}$$

$$R(\text{p.u.}) = 6.25 \times 10^{-2}$$

$$X(\text{p.u.}) = 2.1 \times 10^{-2}$$

$$Z(\text{p.u.}) = 6.6 \times 10^{-2}$$

e.6) Alimentador a TF-6

$$R = 13.9 \times 10^{-2}$$

$$X = 4.7 \times 10^{-2}$$

$$Z = 14.7 \times 10^{-2}$$

$$R(\text{p.u.}) = 7.3 \times 10^{-2}$$

$$X(\text{p.u.}) = 2.5 \times 10^{-2}$$

$$Z(\text{p.u.}) = 7.7 \times 10^{-2}$$

e.7) Alimentador a TF-7

$$R = 15.9 \times 10^{-2}$$

$$X = 5.4 \times 10^{-2}$$

$$Z = 16.8 \times 10^{-2}$$

$$R(\text{p.u.}) = 8.4 \times 10^{-2}$$

$$X(\text{p.u.}) = 2.8 \times 10^{-2}$$

$$Z(\text{p.u.}) = 8.8 \times 10^{-2}$$

f.- Impedancia de los transformadores de centros de carga.

TF-1	$X(\text{p.u.}) = 0.073$
------	--------------------------

TF-2	$X(\text{p.u.}) = 0.073$
------	--------------------------

TF-3	$X(\text{p.u.}) = 0.104$
------	--------------------------

TF-4	$X(\text{p.u.}) = 0.173$
------	--------------------------

TF-5	$X(\text{p.u.}) = 0.104$
------	--------------------------

TF-6	$X(\text{p.u.}) = 0.073$
------	--------------------------

TF-7	$X(\text{p.u.}) = 0.104$
------	--------------------------

g.- Impedancia de los alimentadores secundarios

$R = 2.86 \times 10^{-3}$	$R(\text{p.u.}) = 1.5 \times 10^{-3}$
---------------------------	---------------------------------------

$X = 3.07 \times 10^{-3}$	$X(\text{p.u.}) = 1.6 \times 10^{-3}$
---------------------------	---------------------------------------

$Z = 4.2 \times 10^{-3}$	$Z(\text{p.u.}) = 2.2 \times 10^{-3}$
--------------------------	---------------------------------------

h.- Impedancia de las cargas conectadas

TF1	$X(\text{p.u.}) = 3.15 \times 10^{-2}$
TF2	$X(\text{p.u.}) = 2.52 \times 10^{-2}$
TF3	$X(\text{p.u.}) = 2.1 \times 10^{-2}$
TF4	$X(\text{p.u.}) = 1.68 \times 10^{-2}$
TF5	$X(\text{p.u.}) = 2.8 \times 10^{-2}$
TF6	$X(\text{p.u.}) = 3.6 \times 10^{-2}$
TF7	$X(\text{p.u.}) = 2.1 \times 10^{-2}$

Adicionalmente, estas reactancias deben ser multiplicadas por un factor para obtener el valor definitivo que se usará en el diagrama de impedancias. De acuerdo con la tabla No.5, el factor multiplicador es 1.67 de esta manera:

TF1	$X(\text{p.u.}) = 5.26 \times 10^{-2}$
TF2	$X(\text{p.u.}) = 4.2 \times 10^{-2}$
TF3	$X(\text{p.u.}) = 3.5 \times 10^{-2}$
TF4	$X(\text{p.u.}) = 2.8 \times 10^{-2}$
TF5	$X(\text{p.u.}) = 4.7 \times 10^{-2}$
TF6	$X(\text{p.u.}) = 5.26 \times 10^{-2}$
TF7	$X(\text{p.u.}) = 3.5 \times 10^{-2}$

6.5.2 CALCULOS DE CORTOCIRCUITO

Para llevar adelante los cálculos de cortocircuito, primero se deben determinar los puntos en donde se producirá el cor

tocircuito para efectos del estudio de coordinación y para establecer las capacidades de interrupción de los equipos de protección. En la figura No.6.1 se han marcado los puntos mencionados.

CALCULO DE LA CORRIENTE MOMENTANEA DE CORTOCIRCUITO EN LOS PUNTOS F1, F2 y F3.-

Siguiendo el método de cálculo explicado, se elaborará el diagrama de reactancias, en donde se representan los motores de inducción de más de 50 HP por su reactancia subtransiente multiplicada por 1.2 y se desprecian los valores de reactancia de los motores de potencia inferior a 50 HP de esta manera el diagrama de reactancias para el cálculo es el de la figura No.6.2

FALLA EN F1:

$$X_{eq} = 0.11$$

$$X/R = 0.11/0.05$$

$$X/R = 2.2$$

SEGUN FIGURA No.5

$$K = 1.0$$

$$E/X = 1.0/0.11$$

$$E/X = 9.1$$

$$I_{cc} = 9.1 \times K$$

$$I_{cc} = 9.1 \times 1.0$$

$$I_{cc} = 9.1 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} = 9.1 \times I_{base} \text{ Amp.}$$

$$I_{cc} = 9.1 \times 2.624 \text{ Amp.}$$

$$I_{cc} = 23.878 \text{ Amp.}$$

FALLA EN F2.-

$$X_{eq} = 0.0236$$

$$X/R = 4.5$$

SEGUN LA FIGURA No.5 $K = 1.0$

$$E/X = 1.0/0.0236$$

$$E/X = 42.4$$

$$I_{cc} = 42.4 \times K$$

$$I_{cc} = 42.4 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} = 42.4 \times I_{base} \text{ Amp.}$$

$$I_{cc} = 42.4 \times 41.84$$

$$I_{cc} = 1774 \text{ Amp.}$$

FALLA EN F3

$$X_{eq} = 0.02$$

$$X/R = 10.7$$

SEGUN FIGURA No.5 $K = 1.0$

$$E/X = 50.0$$

$$I_{cc} = 50.0 \times K$$

$$I_{cc} = 50.0 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} = 50.0 \times I_{base} \text{ Amp.}$$

$$I_{cc} = 50.0 \times 41.84$$

$$I_{cc} = 2.092 \text{ Amp.}$$

CALCULO DE LA CORRIENTE DE INTERRUPCION EN LOS PUNTOS F1, F2 y F3.-

Siguiendo el método de cálculo explicado, se elabora el diagrama de reactancias, en donde se representan los motores de inducción de más de 50HP por su reactancia subtransiente multiplicada por 3.0 y se desprecian los valores de reactancia de los motores de inducción de potencia inferior a 50 HP. Con esto en mente se comprueba que esta corriente es substancialmente similar a la corriente momentánea en este caso específico, o sea,

$$I_{f1} = 23.878 \text{ amperios}$$

$$I_{f2} = 1.774 \text{ amperios}$$

$$I_{f3} = 2.092 \text{ amperios}$$

6.5.3 SELECCION DE RANGOS DE LOS EQUIPOS Y COORDINACION DE PROTECCION.-

El procedimiento para llegar a la selección de rangos de los equipos de protección se lo detalla a continuación:

a) Breakers de los alimentadores de 220V.-

La corriente máxima de cortocircuito que estos breakers sienten es de 23.878 amperios simétricos y la corriente nominal de la carga se la ha calculado en 600 amperios; se selecciona breakers de caja moldeada de 600 y 500 -

amperios, capacidad de interrupción de 42.000 amperios marca Square D modelos MAL-3.600 y MAL 3.500, cuya curva de disparo se ve en la figura No.6.3

- b) Breakers principales del secundario de las subestaciones.-

La corriente de cortocircuito que sienten estos breakers es 23.878 amperios simétricos y la corriente nominal de operación varía de acuerdo a la capacidad de la subestación.

De esta manera se selecciona como el equipo más apropiado los breakers de potencia de Baja Tensión. Este equipo permite la total regulación del disparo retardado, de tiempo corto e instantáneo, esto asegura una buena selectividad en la coordinación. Los breakers seleccionados son:

- a) Para el transformador de 750 KVA un breaker marca Westinghouse tipo POW-R modelo SPB 3.000.
- b) Para el transformador de 500 KVA un breaker Westinghouse tipo POW-R modelo SPB-2.000.
- c) Para el transformador de 300 KVA un breaker Westinghouse tipo POW-R modelo SPB-2.000.

Las curvas de tiempo vs. corriente de estos breakers aparecen en la figura No.6.4.

El breaker SPB-3.000 tiene las siguientes calibraciones:

Corriente nominal de 2.700 amperios, dial de disparo retardado en posición "intermedio", dial de disparo de tiempo corto en posición 2x, dial de disparo instantáneo suprimido. El primer breaker SPB-200 tiene las siguientes calibraciones:

Corriente nominal de 2.000 amperios, dial de disparo retardado en posición "máximo", dial de disparo de tiempo corto en posición 2x, dial de disparo instantáneo suprimido.

El segundo breaker SPB-2.000 tiene las siguientes calibraciones:

Corriente nominal de 1.700 amperios, dial de disparo retardado en posición "máximo", dial de disparo de tiempo corto en posición 2x, dial de disparo instantáneo suprimido.

c) Fusibles de protección del primario de los transformadores antes de seleccionar los fusibles que protegerán los transformadores deben calcularse y graficarse el "ANSI POINT" y el "INRUSH POINT" del transformador. En Ansi point se lo encuentra graficando en el eje de corriente el valor que resulta de $0.58 (I_n/Z_{p.u})$ y en el eje de tiempo 3.75 segundos. El "Inrush Point" se lo encuentra graficando en el eje de corriente el valor de $8 \times I_n$ y en el eje de tiempo 0.1 segundos.

Para que el fusible seleccionado sea apropiado debe cum

plirse que la curva del tiempo mínimo de fusión pase por encima del "Inrush Point" y la curva del tiempo máximo de despeje pase por debajo del "Ansi Point".

Para el transformador de 750 KVA el "Inrush Point" está en 15.744 amperios y el "Ansi Point" está en 20.753 amperios.

Para el transformador de 500 KVA el "Inrush Point" está en 10.496 amperios y el "Ansi Point" está en 14.634 amperios.

Para el transformador de 300 KVA el "Inrush Point" está en 6.296 amperios y el "Ansi Point" está en 8.778 amperios.

Los fusibles seleccionados son: para el transformador de 750 KVA un fusible de expulsión tipo K de 50 amperios para el transformador de 500 KVA un fusible de expulsión tipo K de 30 amperios para el transformador de 300 KVA un fusible de expulsión tipo K de 20 amperios. Las curvas de tiempo mínimo de fusión y tiempo máximo de despeje para estos fusibles se encuentra en las figuras Nos. 6.5 y 6.6

d) Protección principal del secundario del transformador de 3.75 MVA.

Se ha escogido para la protección principal de 13.8 KV un breaker de potencia accionado por un relé de sobrecorriente de tiempo inverso similar al Westinghouse Modelo C0-8 con el tap de corriente en 5 amperios y el dial de tiempo en 1. Este relé está operado por un transformador de corriente de relación 200:5. Las curvas de

tiempo vs. corriente de este relé se encuentran en la -
figura No.6.7

e) Protección principal de 69 KV

La protección principal de 69 KV está dada por fusibles lentos marca S & C tipo SMD-3 de doble cartucho de 250 amperios.

De acuerdo con los gráficos de coordinación este fusible cumple con el "Inrush Point" y el "Ansi Point" del transformador de 3790 KVA. La figura No.6.8 muestra las curvas de tiempo total de despeje de estos fusibles.

En las figuras 6.9, 6.10 y 6.11 se puede observar los gráficos utilizados en la coordinación de la protección del sistema; para los gráficos todos los valores fueron referidos a 13.800 voltios.

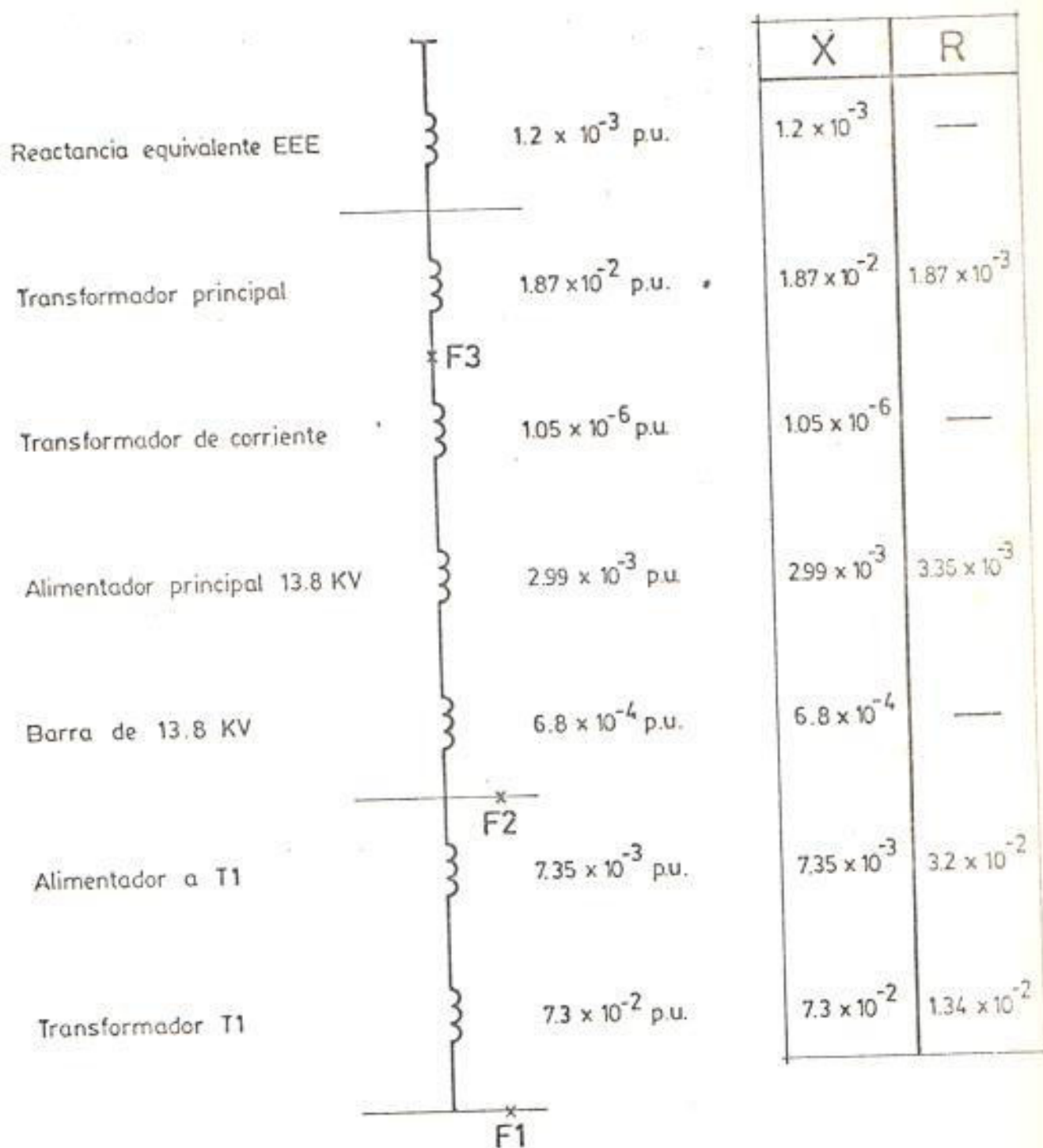


Fig. N° 6.2 .- DIAGRAMA DE REACTANCIAS DEL SISTEMA DE LA FIG. N° 6.1

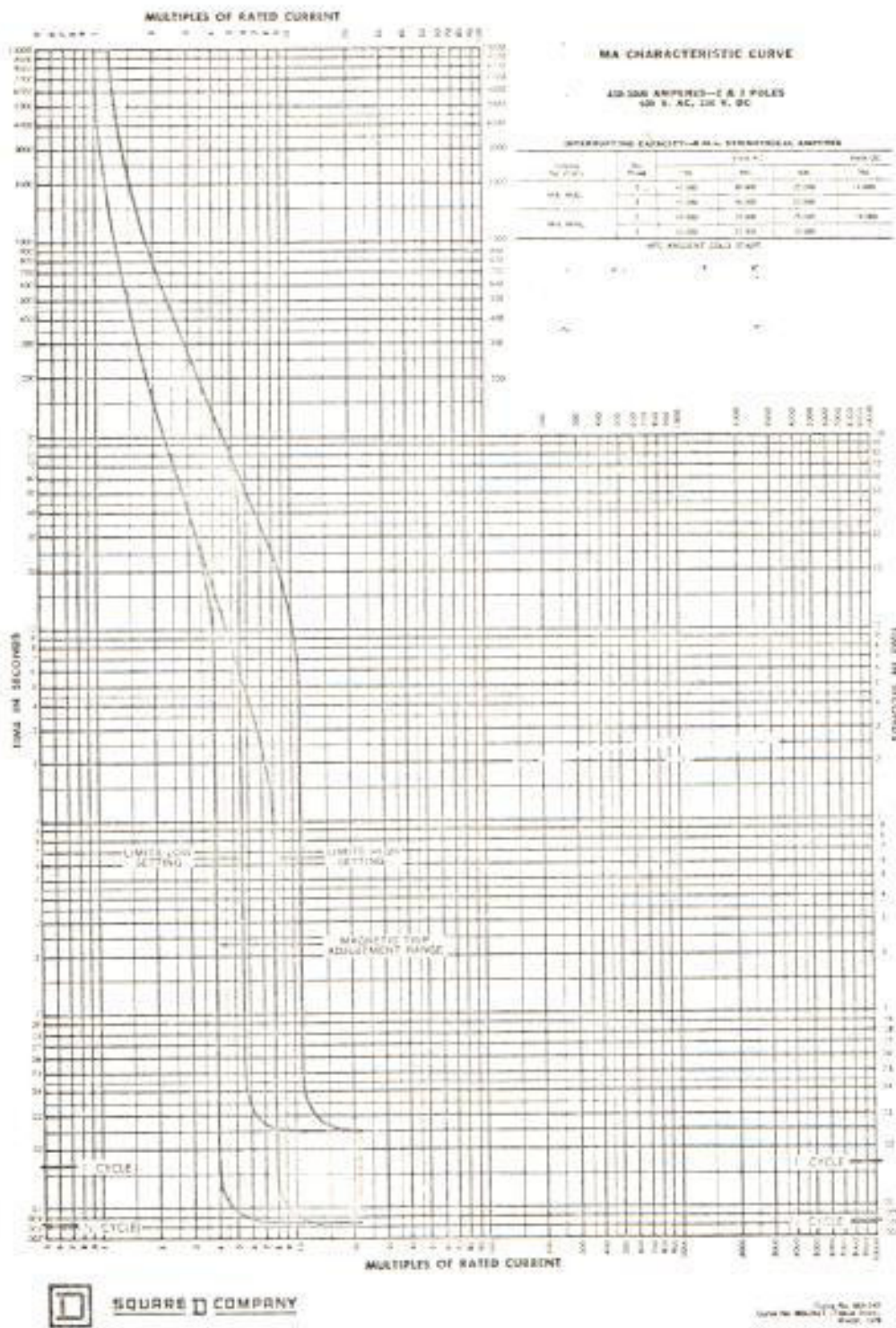
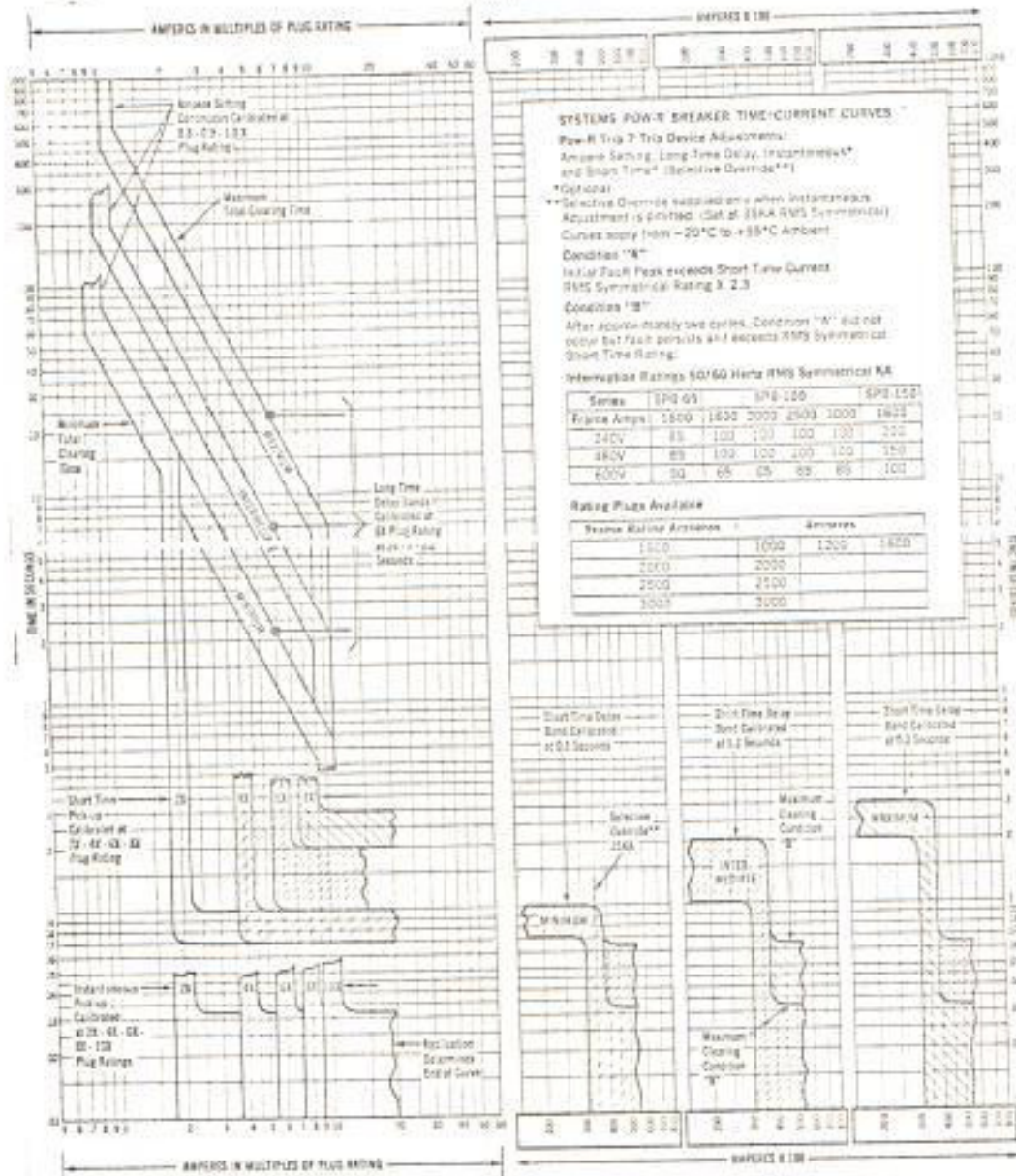


Fig. 6.3.- Curvas de disparo de un breaker de caja moldeada de 600 Amp.

ABOVE-ION® CIRCUIT BREAKERS

Systems Pow-R-Breaker With Pow-R Trip 7

Pow-R Trip 7 Trip Adjustments for Series SPB-65 and SPB-100, 1600 Ampere Frames; Series SPB-100, 1600, 2000, 2500 and 3000 Ampere Frames



Westinghouse Electric Corporation
Low Voltage Breaker Division, Beaver, Pa.

Curve No. SC 6506-77
Reproduced from Curve 637148
November, 1977

Fig. 6.4.- Curvas de disparo de un breaker de potencia.

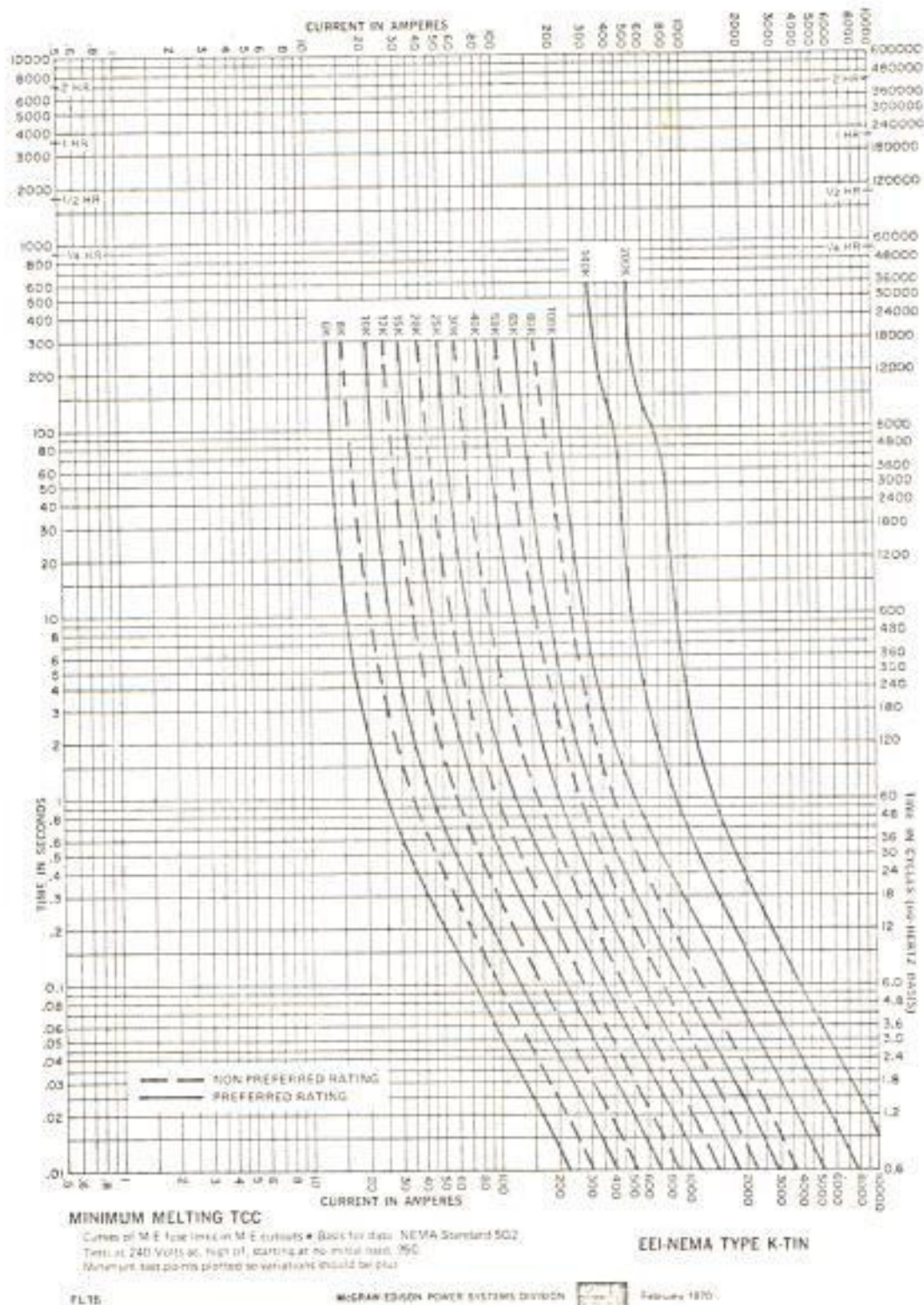


Fig. No.6.5.- Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo K.

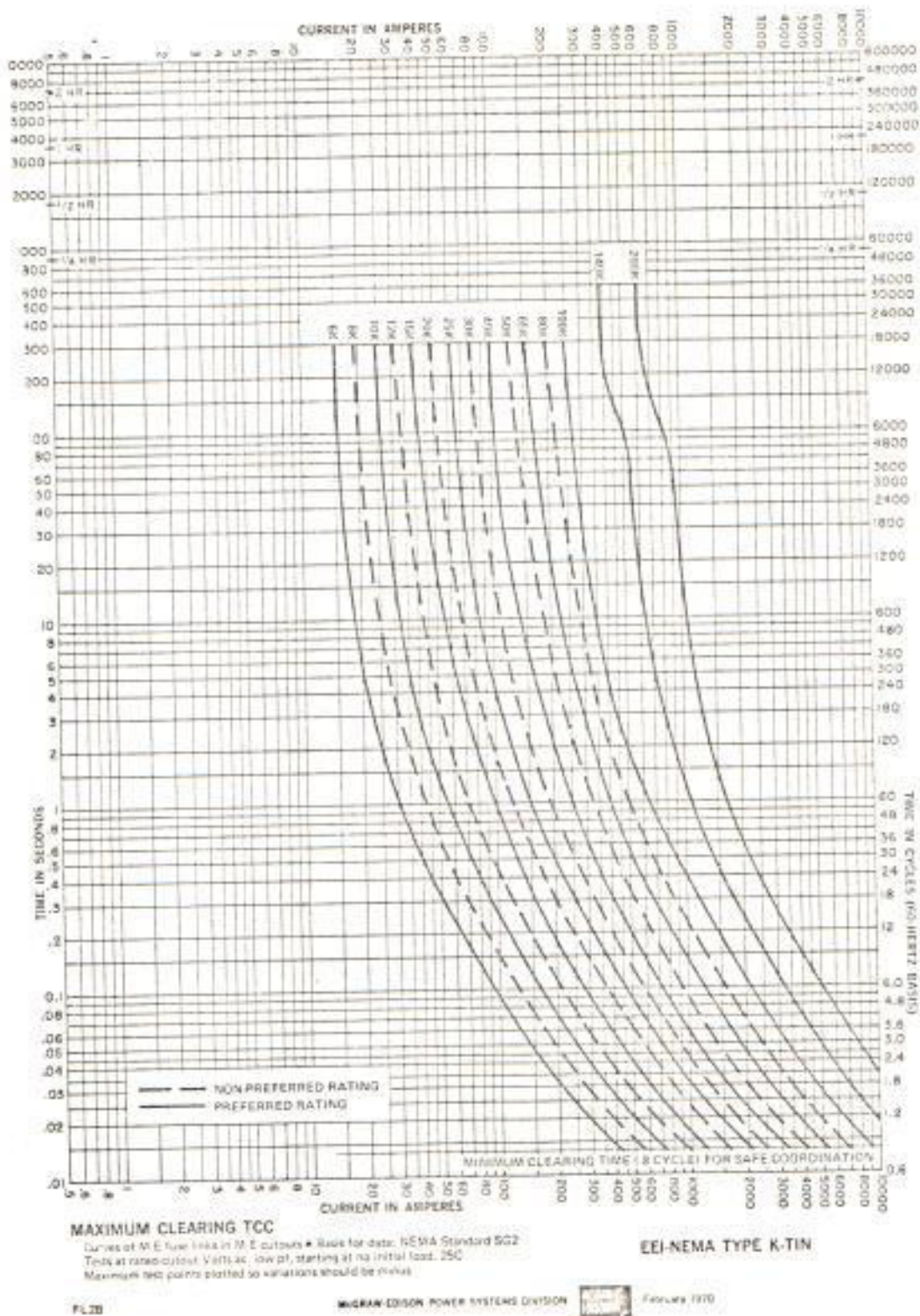


Fig. No.6.6.- Curvas de tiempo máximo de despeje para fusibles - tipo K.

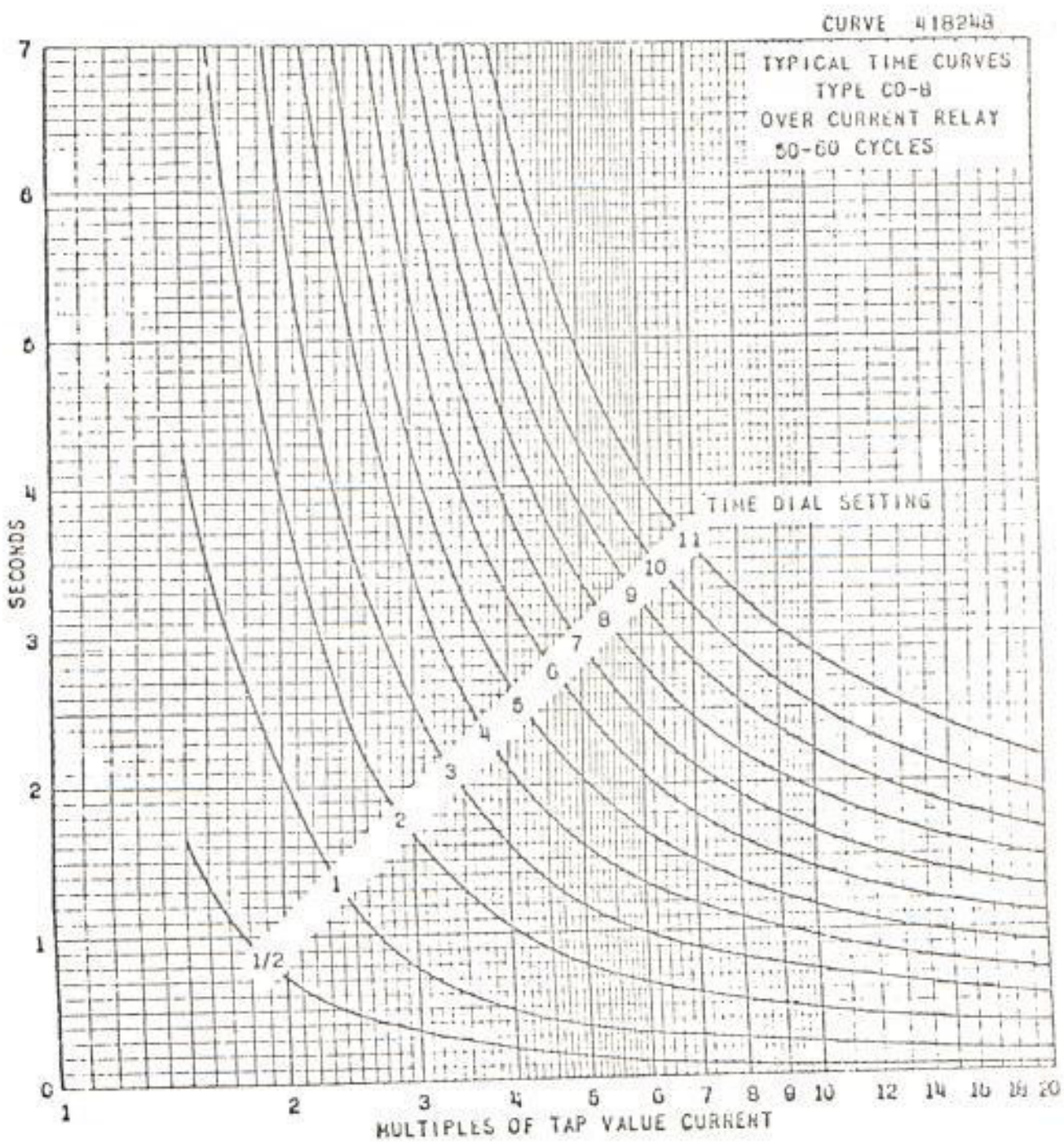


Fig. No. 6.7 Curvas típicas de operación del relé de sobrecorriente CO-8

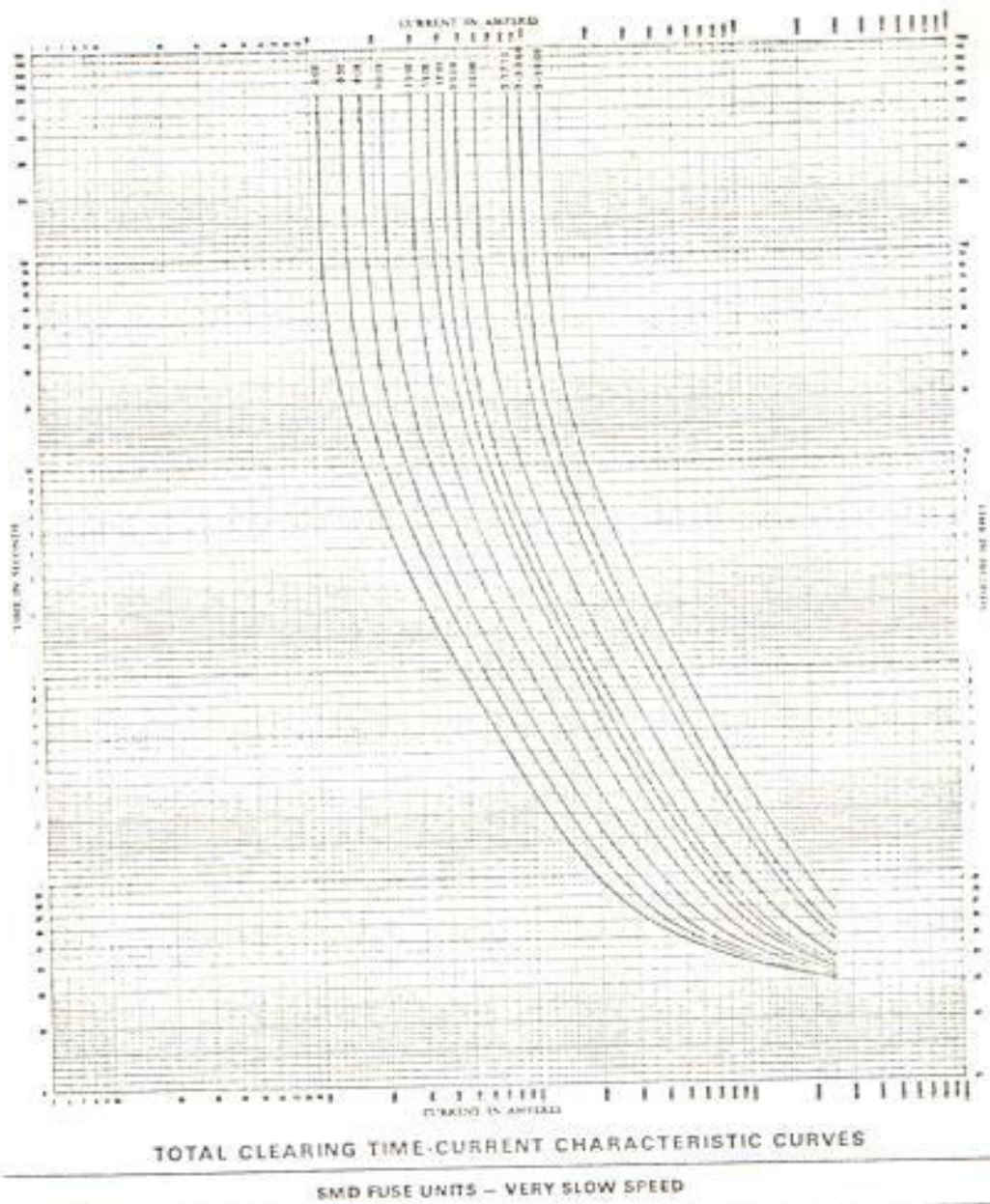


Fig. 6.8.- Curvas de tiempo total de despeje para fusibles de 69Kv.

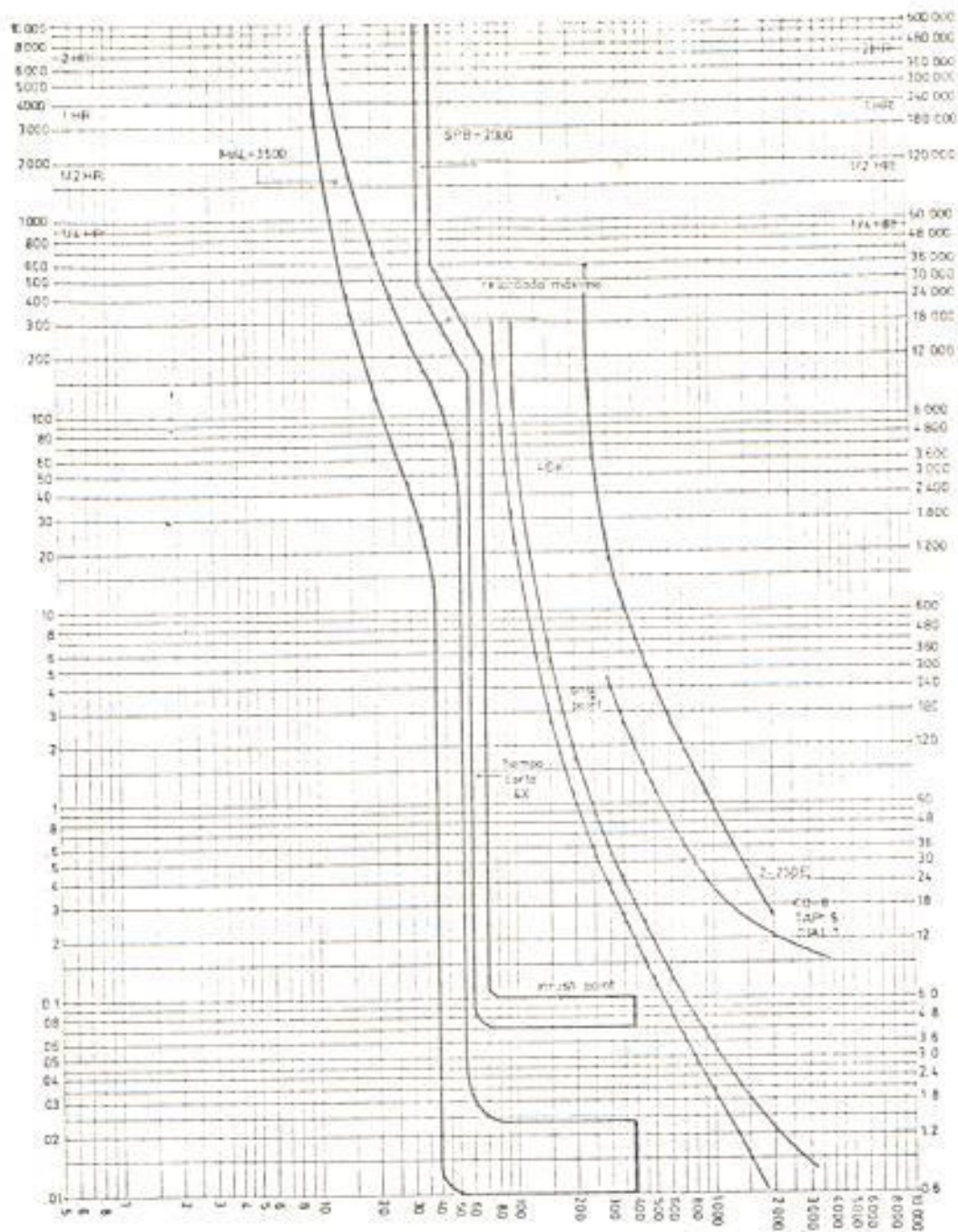


fig. nº 6.9. GRAFICO DE COORDINACIÓN PARA EL TRANSFORMADOR DE 500 KVA.

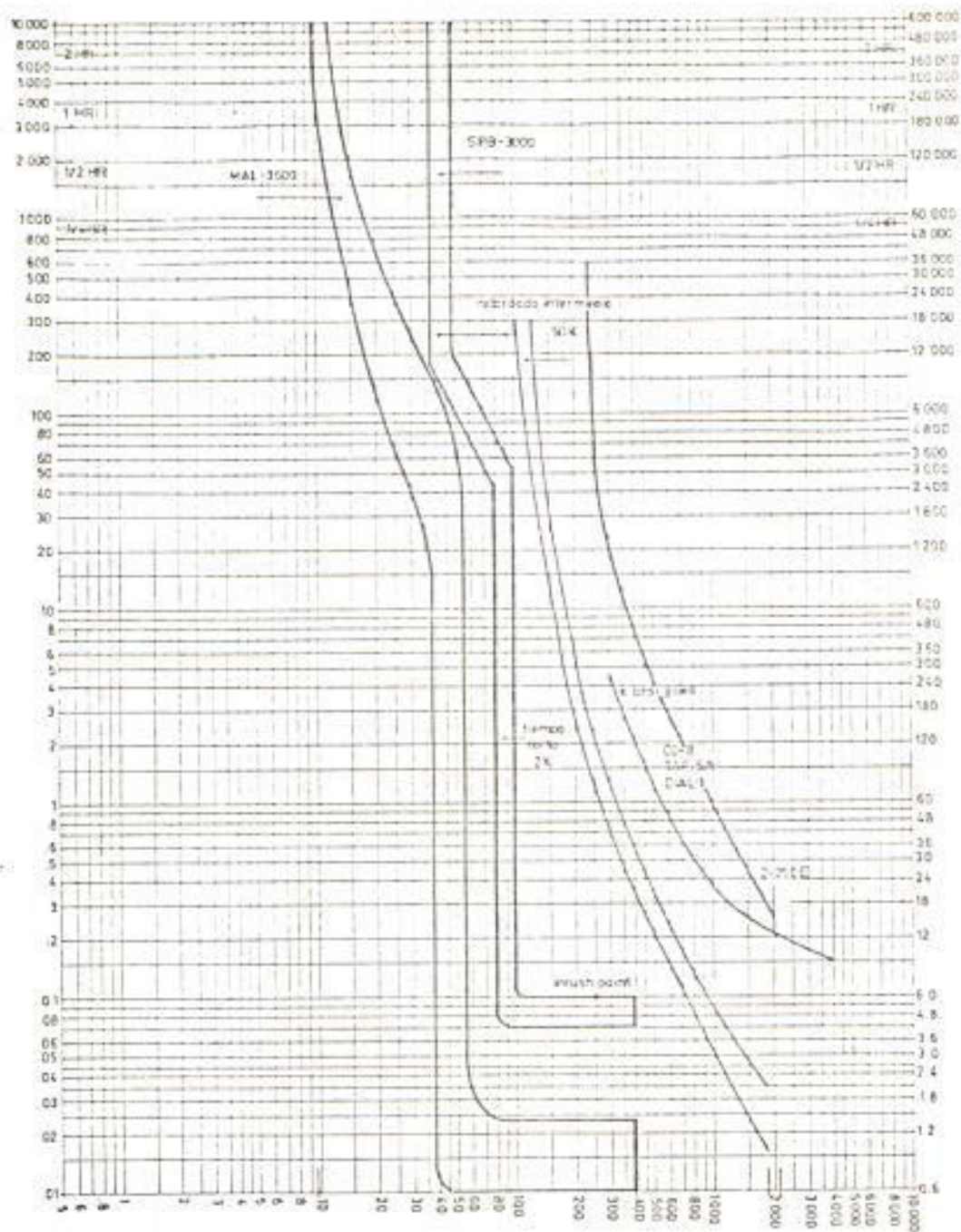


fig. Nº 6.11 GRAFICO DE COORDINACION PARA EL TRANSFORMADOR DE 750 KVA.

CONCLUSIONES

De todo lo anteriormente expuesto se puede concluir que la Empresa Eléctrica del Ecuador solamente ofrece dos alternativas al voltaje de acometida para el servicio eléctrico industrial, estos son 69KV y 13.8KV; esto por sí limita en buena cantidad el trabajo de diseño. Se ha comprobado que el sistema de distribución radial tanto en alta tensión como en baja tensión ofrece una confiabilidad suficientemente buena para las necesidades de la producción industrial, ofreciendo la ventaja adicional de su muy bajo costo comparado con las otras alternativas.

El equipo de protección seleccionado a 69 KV, no siendo el equipo más versátil, es en cambio económicamente el más adecuado. Para la protección principal de 13.8 KV se ha seleccionado un breaker de potencia en vacío, el mismo, que siendo el equipo más costoso en cambio, el más apropiado para efectos de coordinación de protecciones. Los fusibles rápidos utilizados en la protección de alimentadores de 13.8 KV son la selección idónea para este trabajo en vista de su alta capacidad de interrupción, rapidez de disparo y costo moderado; de esta manera se ofrece una protección de calidad a los transformadores sin sacrificar económicamente el proyecto.

Los breakers de potencia utilizados en las subestaciones a 220 V son la única selección posible para coordinar selectivamente la protección con los breakers de caja moldeada de los alimentadores.

En nuestro medio existe un porcentaje excesivamente alto de industrias cuyas instalaciones de distribución de energía eléctrica son potenciales causas de fallas de producción, paralizaciones continuas, incendios, desperdicio de energía, costos de operación elevados y por último inseguridad para la vida humana.

Este estudio no ha intentado cubrir todas las áreas involucradas en el diseño industrial ya que por su extensión es muy difícil tratar con detenimiento un tema cualquiera; más bien ha seleccionado los tópicos - que tienen que ver exclusivamente con la planificación previa al diseño.

B I B L I O G R A F I A

- INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK
DONALD BEEMAN.
- PRACTICES AND PROCEDURES OF INDUSTRIAL ELECTRICAL DESIGN.
LIONEL B. ROE.
- TRANSFORMER MAINTENANCE GUIDE.
S.D.MYERS, J.J. KELLY, R.H. PARRISH.
- IES LIGHTING HANDBOOK, 1981 REFERENCE VOLUME, ILLUMINATING
ENGINEERING SOCIETY OF NORTH AMERICA
- IES LIGHTING HANDBOOK, 1981 APPLICATION VOLUME, ILLUMINATING
ENGINEERING SOCIETY OF NORTH AMERICA.
- IEEE RECOMENDED PRACTICE FOR ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION
FOR INDUSTRIAL PLANTS.
- IEEE RECOMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF
INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS.
- 1981 HANDBOOK OF THE NATIONAL ELECTRICAL CODE J.F. Mc.
PARTLAND.
- ELECTRICAL SYSTEMS ANALYSIS AND DESIGN FOR INDUSTRIAL PLANTS.
IRWIN LAZAR.

