

76
29.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

CAMPUS
ARAGON

**" CONSIDERACIONES EN LA
ELECTRIFICACION DE PLANTAS
INDUSTRIALES "**

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A
OJEDA RIVERA JUAN ANTONIO



ENEP ARAGON

MEXICO, D.F. 1997

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICATORIA.

**A MIS PADRES, ESPOSA, E HIJOS POR SU APOYO, PACIENCIA Y
COMPRENSIÓN.**

CONSIDERACIONES EN LA ELECTRIFICACIÓN DE LAS PLANTAS INDUSTRIALES.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
---------------------	----------

CAPITULO I. DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

1.1. IDENTIFICACIÓN DEL TIPO DE TECNOLOGÍA UTILIZADA EN LA PLANTA INDUSTRIAL.	3
1.2. DETERMINACIÓN DE LAS CARGAS.	8
1.3. CATEGORÍA DE LOS RECEPTORES.	19
1.4. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES Y LA POTENCIA DE CADA UNO DE ELLOS.	22
1.4.1. Determinar la localización de la subestación reductora principal y los puntos de distribución.	24
1.4.2. Selección de las redes de alta y baja tensión.	38

CAPITULO II. SELECCIÓN DE LOS TIPOS DE CABLES NECESARIOS EN FUNCIÓN A LAS CARGAS Y TIPOS DE RECEPTORES.

II.1. CÁLCULOS DE SECCIÓN.	48
II.1.1. <i>Por capacidad de corriente.</i>	48
II.1.2. <i>Por caída de voltaje.</i>	50
II.1.3. <i>Por corto circuito.</i>	54
II.1.4. <i>Cálculo de la sección por calibre mínimo.</i>	56
II.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE AISLAMIENTO PARA LOS DIFERENTES CONDUCTORES.	57
II.3. CÁLCULO DE LA ENERGÍA REACTIVA NECESARIA PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.	82

CAPITULO III. SELECCIÓN DEL EQUIPO NECESARIO PARA LOS TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN Y PARTES CONDUCTORAS.

III.1. TRANSFORMADORES.	97
III.1.1. <i>Transformadores de potencia.</i>	97
III.1.2. <i>Transformadores de protección.</i>	102
III.1.3. <i>Transformador de instrumentos.</i>	116
III.2. BANCOS DE TIERRA.	119
III.3. INTERRUPTORES.	121

III.4. TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN.	133
III.5. CONTROL DEL CONSUMO DE ENERGÍA DENTRO DE LA PLANTA INDUSTRIAL.	136
CONCLUSIONES	149
BIBLIOGRAFÍA	150

CONSIDERACIONES EN LA ELECTRIFICACIÓN DE LAS PLANTAS INDUSTRIALES

Objetivo:

**DISEÑAR UN MÉTODO PRÁCTICO QUE SIRVA DE BASE
PARA EL DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES.**

INTRODUCCIÓN.

La demanda de una mayor seguridad, confiabilidad y economía en las industrias ha mostrado la necesidad de actualizar el estudio de los sistemas de alimentación y la información para la aplicación del equipo necesario en la instalación.

En ese proyecto se vea como desde que se inicia el proyecto de diseño de una planta industrial, el ingeniero electricista debe de ir tomando los datos necesarios que después utilizara en el diseño de la instalación eléctrica, como son los puntos de acometida de la energía eléctrica, topografía del terreno y en este momento empezar a diseñar las redes de distribución de la planta.

Una vez conocidas las cargas que se instalaran en la planta, se comienza con el cálculo de todo el equipo necesario para la utilización y control de la energía eléctrica, así como las medidas necesarias para la utilización óptima de la energía como lo es la corrección del factor de la facturación por parte de la compañía suministradora, una mejora en el voltaje de la planta pues al tener capacitores dentro de esta, se produce una elevación de voltaje, a su vez se libera cierta capacidad de los transformadores de las subestaciones dando con esto capacidad disponible en la planta.

Además de la corrección del factor de potencia existen otras medidas para ahorrar el máximo la energía eléctrica.

Hay que tener en cuenta que de la buena electrificación que tenga la planta industrial dependerá la confiabilidad, eficacia, y por consiguiente del nivel de productividad de dicha planta, a su vez existen plantas en las que una interrupción en el suministro de energía resultaría muy perjudicial, por lo cual se deberá diseñar para estos fines.

CAPITULO I. DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Objetivo:

DEFINIR LOS DISTINTOS MÉTODOS QUE SE UTILIZAN PARA DETERMINAR LAS CARGAS RECEPTORAS DENTRO DE UNA PLANTA INDUSTRIAL

CAPITULO I. DETERMINACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

I.1. IDENTIFICACIÓN DEL TIPO DE TECNOLOGÍA UTILIZADA EN LA PLANTA INDUSTRIAL.

El diseño y la construcción de una planta industrial nunca podrá ser diseñada únicamente por profesionales de una sola rama de la ingeniería. Ello debe resultar de los esfuerzos coordinados de ingenieros químicos, mecánicos, electricistas y civiles, así como de especialistas en otros campos.

Una vez que se ha elegido el lugar donde se construirá la planta industrial y antes de que el proyecto pueda empezar, deberá acumularse una gran cantidad de datos. Los ingenieros, los agentes de compras y los supervisores de construcción, deben tener datos detallados del lugar donde va a quedar la planta y de sus alrededores.

Varios técnicos experimentados con conocimientos en ingeniería y la construcción pueden obtener datos preliminares necesarios en una visita al lugar de la construcción. Entre los datos que reúnan deberán estar los de ingeniería en proyecto, los de sistemas de abastecimiento que se unen en la región y los necesarios para planear la construcción. Estos datos preliminares más los necesarios para planear la construcción. Estos datos preliminares más los necesarios para los procesos, fijan las bases para el proyecto y construcción de la planta.

A continuación se describen los datos preliminares que deberá obtener los ingenieros en su visita de inspección al lugar de la obra.

Los datos de energía esenciales para una planta que se deben obtener ante la inspección son:

DATOS CLIMATOLÓGICOS

- Dirección de los vientos dominantes.
- Velocidad máxima del viento y frecuencia de huracanes y ciclones.
- Temperatura atmosférica máxima y mínima.
- Humedad relativa.
- Precipitación pluvial.
- Cantidad de nieve.
- Profundidad de congelación.
- Inundaciones locales o mareas.

TERRENO PARA LA PLANTA

- Sondeo del suelo para su cimentación.
- Planos topográficos.
- Características del lugar.

NECESIDADES Y ABASTECIMIENTO DE AGUA.

Deben obtenerse fuentes de agua para los siguientes usos:

- Para uso industrial (agua usada en los proyectos).
- Para sistemas de enfriamiento.
- Para beber (esta debe ser agua potable).
- Para el servicio (limpieza general y varios servicios).
- Para la generación de vapor.
- Para apagar incendios.
- Para la construcción.

ENERGÍA ELÉCTRICA

Cuando se va comprar la energía eléctrica, debe localizarse la posición de las líneas de transmisión y la de subestación de la planta. Deben determinarse desde el principio los voltajes primarios para calcular y obtener de inmediato, el transformador principal de la planta y los dispositivos de distribución. Debe determinarse con la inspección preliminar la dirección con la que se instalarán las líneas, si se conducirá la energía desde el límite de la propiedad hasta la subestación por líneas aéreas o subterránea.

BASE DE DISEÑO

Antes de proceder con cualesquiera cálculos de diseño, es esencial establecer por escrito una base completa de diseño. Esta debe incluir la cantidad y calidad de productos deseados, las materias primas y sus características, los servicios y las temperaturas y presiones, y otros factores tales como la probable aplicación de los subproductos.

DIAGRAMAS ESQUEMÁTICO DE FLUJO

Existen tres tipos de diagramas esquemáticos en uso general.

- 1.- Diagrama de cuadros.
- 2.- Diagrama de flujo de procesos.
- 3.- Diagrama gráfico de flujo.

Diagrama a cuadros.

El diagrama a cuadros es el más simple, pero menos descriptivo de los diagramas esquemáticos. Como su nombre lo indica, consiste de cuadros que por lo general presentan una sola operación unitaria en una planta o bien toda una sección de la planta. Estos cuadros están conectados por flechas que indican la secuencia del flujo.

El diagrama es en extremo útil en las etapas iniciales de un estudio y es particularmente valioso para presentar los resultados de estudios económicos u

operaciones, ya que dentro de los cuadros pueden colocarse los datos significativos.

Diagrama de flujo de proceso

El diagrama de flujo de proceso es utilizado con mayor frecuencia por el ingeniero en trabajos de diseño y en estudios de proceso. Debe estar dibujado de tal manera que el flujo y las operaciones del proceso destaquen de inmediato. Esto se logra omitiendo todo, excepto los detalles esenciales, utilizando frecuentes flechas para indicar la dirección del flujo.

Diagrama gráfico.

El diagrama gráfico de flujo se utiliza con más frecuencia en publicidad, reportes financieros de compañías e informes técnicos.

En todos los diagramas de flujo deben mostrarse la instrumentación para el control, registro e indicación de la planta. Por lo general el ingeniero de proceso de manera esquemática la instrumentación en el diagrama de flujo, posteriormente este diagrama se "INGENIERIZA" y se adiciona al diagrama de ingeniería de flujo.

PLANOS

Después de terminar los diagramas ingenieriles de flujo y antes que empiece el diseño detallado de conductos, estructuras e instalaciones eléctricas, debe planearse la distribución de las unidades de proceso de la planta, así como el equipo dentro de estas unidades de proceso. Esta planeación se realiza por un grupo de expertos, incluyendo al ingeniero de proyecto.

En el diseño de una planta la preparación de un plano es la función más importante, es la clave para una buena operación, para una operación económica, para una distribución funcional del equipo y edificios y para un mantenimiento bien planeado y eficiente.

I.2. DETERMINACIÓN DE LAS CARGAS.

Para poder efectuar el cálculo de las cargas, primero es necesario considerar una serie de definiciones indispensables para ello.

CARGA INSTALADA

En la suma de las potencias nominales de los servicios conectados en una zona determinada; se puede expresar en KVA, KW, MVA o MW.

$$C_i = \Sigma KW$$

DENSIDAD DE CARGA

Es el cociente entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto; se expresa en KVA km².

$$D_c = C_i / \text{área}$$

DONDE:

D_c = Densidad de carga.

DEMANDA

La demanda de una instalación eléctrica es la carga en las terminales receptoras, tomada con un valor medio en un intervalo de tiempo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije a este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer. Así por ejemplo, si quisiéramos establecer la demanda en amperes para la sección en un juego de fusibles, deberán ser utilizados valores de demanda con un intervalo cero no siendo el mismo caso si queremos encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable que será de diez o quince minutos.

Se puede afirmar entonces que, para establecer una demanda, es requisito indispensable indicar el intervalo de demanda, ya que sin el, el valor establecido no tendría sentido práctico.

Las demandas se pueden expresar en KW, KVA o Amperes.

DEMANDA MÁXIMA

Se conoce como demanda máxima DM de una carga a la demanda instantánea mayor que se presenta en una carga, en un periodo de trabajo previamente establecido.

FACTOR DE DEMANDA

El factor de demanda en un intervalo de tiempo(t), de una carga es la razón entre la demanda máximo y su carga total instalada.

$$Fd = Dm(t) / Ci$$

DONDE:

Fd= Factor de demanda

En la tabla 1.1 se dan los factores de demanda reales aplicables para servicios en baja tensión.

CARGAS EN SERVICIOS HABITACIONALES		(Fd)
Asilos y casas de salud		45% _o
Asociaciones civiles		40% _o
Casas de huéspedes		45% _o
servicios de edificio residencial		40% _o
Estacionamientos o pensiones		40% _o
Hospicios y casas cuna		45% _o
Iglesias y templos		45% _o
Servicios residenciales aire acondicionado		40% _o
Servicio residencial e aire acondicionado		55% _o
CARGAS INDUSTRIALES		(Fd)
Hornos de arco e induccion		100% _o
Soldadura de arco y resistencia		60% _o
Motores para bombas, compresoras, elevadores, maquinas, herramientas y ventiladores		60% _o
Motores para operaciones semicontinuas en fabricas y plantas de proceso		70% _o
Motores para operaciones continuas tales como fabricas textiles		80% _o

TABLA I.1. Cargas de servicios.

FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización de un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo (t) es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.

Es conveniente hacer notar aquí que, mientras el factor de demandas expresa el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el de utilización

indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga, en el intervalo considerado. Matemáticamente este concepto se puede expresar como sigue:

$$Fu = Dm(t) / Cap.inst.$$

Fu = Factor de utilización.

Cap. Inst. = Capacidad nominal del sistema.

FACTOR DE CARGA

Se define el factor de carga como la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo. Matemáticamente esto se puede expresar como sigue:

$$Fc = Dm / DM$$

Dm = Demanda promedio.

DM = Demanda máxima.

En este caso el intervalo que generalmente se considera para el cálculo del valor de demanda máxima (DM) es el de 10 a 15 minutos. En la determinación del factor de carga de una planta, es necesario especificar el intervalo de demanda en el que se estén considerando los valores de demanda máxima instantánea (DM) y demanda promedio (Dm), por lo menos un mes, año, etc., ya que, para una misma carga, un periodo establecido mayor dará

por resultado un factor de carga más pequeño. Matemáticamente podemos expresarlo:

$$F_c < F_c < F_c < F_c$$

anual mensual semanal diario

Se puede deducir que el factor de carga queda entre los límites:

$$0 < F_c < 1$$

Otra forma de expresar el F_c , lo cual permite su cálculo en forma simplificada, es la siguiente:

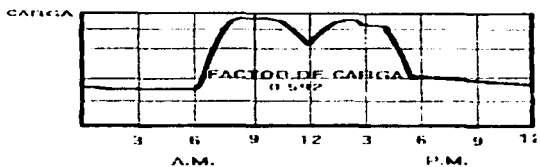
$$F_c = D_m \times t / D_M \times t$$

o bien,

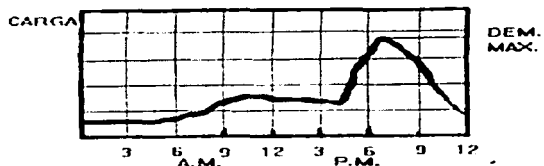
$$F_c = \text{Energía absorbida en el tiempo } t / D_M \times t$$

donde t es el intervalo de tiempo considerado.

En la figura 1.1. se presentan ciclos de carga diarios valores de F_c típicos.



Curva de carga comercial



Curva de carga habitacional



Curva de carga industrial

figura 1.1. Curvas de carga.

FACTOR DE DIVERSIDAD

Al proyectar un alimentador, deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima, debido a que ésta impondrá al cable condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo, cuando más de una carga es alimentado por el mismo cable deberá tomarse en cuenta el concepto de diversidad de cargas ya que sus demandas no coinciden el tiempo.

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo se establece por medio del factor de diversidad, definido como la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto. Por tanto, de la definición anterior, fácilmente se deduce que este factor será en la mayor parte de los casos mayor que la unidad, es decir:

$$Fd \geq 1$$

Matemáticamente podemos expresar el Fd como:

$$Fd = \Sigma Dmi / Dmsis$$

Dmi = Demanda máxima individual.

Dmsis = Demanda máxima del sistema.

Este factor podrá aplicarse entonces a diferentes niveles del sistema; es decir, entre consumidores energizados desde un mismo cable, entre transformadores

de un mismo alimentador, entre alimentadores pertenecientes a una misma fuente o S.E. de un mismo sistema de distribución; por lo tanto, resulta importante establecer el nivel en el que se quiere calcular o aplicar el Fd.

En la tabla 1.2. se muestran los diferentes factores de diversidad entre transformadores, alimentadores y S.E. de distribución.

Equipo sistema	Fd	Fco
Entre transformadores	1.2-1.35	0.74-0.833
Entre alimentadores primarios	1.08-1.2	0.833-0.925
Entre S.E. de distribución-	1.05-1.25	0.8-0.955

figura 1.2. Factores de diversidad/coincidencia

FACTOR DE COINCIDENCIA

Se puede definir este factor como el inverso del factor de demanda, por lo tanto:

$$F_{co} = 1/F_d$$

La aplicación correcta del Fco representa un elemento muy importante en la planeación del sistema, ya que será la demanda máxima corregida por este factor la que se deberá aplicar para seleccionar el equipo (Transformadores, tableros y cables) de la red.

Por ejemplo, la demanda total aplicada a un alimentador que energice cargas diferentes se calculará:

$$Dn(\text{alim}) = Fco[(n(\text{Cr}) \times Dmi(\text{Cr})) + (ncc \times Dmi(cc)) + (nCI \times Dmi(CI))]$$

Donde:

Dn(alim) = Demanda total aplicada al alimentador.

Nc = número de consumidores residenciales.

Dmi(Cr) = demanda máxima individual residencial.

nCc = número de consumidores comerciales.

Dmi(Cc) = Demanda máxima individual comercial.

nCI = número de consumidores industriales.

Dmi(Ci) = demanda máxima individual comercial.

Fco = Factor de coincidencia.

Una de las más importantes características que deben ser consideradas en la planeación de un sistema o instalación es su tasa de crecimiento. La planeación de una instalación debe diseñarse con una capacidad tal que pueda satisfacer tanto la carga actual como la futura que aparezca durante la vida útil de la instalación. El crecimiento de carga normalmente es atribuible a varios factores: nuevas áreas que se anexan al sistema, crecimientos de carga de departamentos ya instalados. Estas tasas de crecimiento son diferentes dentro de una misma instalación por lo que no siempre resulta conveniente aplicar una tasa generalizada a una instalación.

Estadísticas y datos históricos detallados del comportamiento de un sistema.

año con año, contribuirán en gran medida en la predicción de su comportamiento futuro.

A continuación se dan los datos mínimos necesarios que se recomienda obtener para predecir el crecimiento de una planta.

- Carga actual total de la planta.

Si se conoce la tasa de crecimiento, se puede terminar el incremento en la carga de un periodo determinado de años, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C_n = C_a(1 + t)^n$$

Donde:

C_n= carga en el año n.

C_a= carga al inicio de operación de la red (o actual).

t= tasa de crecimiento de la red, en tanto por ciento.

n= número de años.

1.3. CATEGORÍA DE LOS RECEPTORES.

Clasificación de cargas.

Existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, dentro de los cuales se pueden considerar los siguientes:

a).- Densidad de carga.

Un sistema de distribución debe atender usuarios de energía eléctrica localizados tanto en zonas urbanas como en zonas periféricas de la ciudad; por lo tanto, se puede clasificar las cargas por las zonas a las que se sirve, de acuerdo con la tabla 1.3.

Zona	MVA km
Urbana central	40-100
Urbana	5-40
Semiurbana	3-5

Tabla 1.3. Densidad de carga.

b).- Tipo de utilización de la energía.

La finalidad a la cual es usuario destina la energía eléctrica puede servir también de criterio para clasificar las cargas, de esta manera tenemos:

- Cargas residenciales.
- Cargas comerciales.
- Cargas industriales.

c).- Confiabilidad.

Tomando en cuenta los daños que pueden sufrir los usuarios por la interrupción del suministro de energía eléctrica, es posible clasificar las cargas en:

- Sensibles

Son las cargas en las que una interrupción instantánea en la alimentación de la energía eléctrica causa importantes perjuicios al consumidor, por ejemplo computadoras, maquinaria controlada por sistemas electrónicos, hospitales, instalaciones de seguridad nacional, etc.

- Semisensibles.

Bajo este concepto podemos clasificar todas las cargas en las que una interrupción pequeña (no mayor de 10 min.) no causa grandes problemas al consumidor.

- Normales.

En este tipo cae el resto de los consumidores los cuales pueden tener un

tiempo de interrupción comprendido en un intervalo de 1 a 5 Hrs. sin sufrir consecuencias graves.

d).- Tarifas.

El criterio que se usa con mayor amplitud para la clasificación de las cargas es a través de las tarifas, que varían dependiendo de la empresa suministradora de energía. En la tabla 1.4 se da la clasificación por tarifas que actualmente se aplica en el país.

TARIFA	TIPO DE SERVICIO
1	Servicio doméstico
1A	Servicio doméstico
2	Servicio General hasta 25 KW de demanda
3	Servicio General para más de 25 KW de demanda
4	Servicio para molinos de nixtamal y tortillerías.
5	Servicio de alumbrado público.
6	Servicio de bombeo de aguas potables negras.
7	Servicio temporal.
8	Servicio general de alta tensión.
9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola.
10	Servicio de alta tensión para reventa.
11	Servicio de alta tensión para explotación y beneficio de minerales.
12	Servicio general para 5000 KW o más de demanda.

Tabla 1.4 Clasificación de las cargas por tarifas.

1.4. DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES Y LA POTENCIA DE CADA UNO DE ELLOS.

En la actualidad existen fundamentalmente transformadores de tipo pedestal y tipo sumergible; debiendo preferirse, en la mayor parte de los casos, los del primer tipo, debido a su economía y facilidad de operación. La diferencia fundamental entre ambos consiste en que el primero se instala sobre la superficie, mientras que el segundo en una bóveda bajo la superficie del terreno. Para la selección del número y capacidad de los transformadores debe hacerse uso de las características de la carga, de las capacidades normalizadas de los transformadores, la topografía, la geometría de la carga.

CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES.

Uno de los problemas importantes por resolver en el proyecto de instalaciones eléctricas lo constituye de hecho la determinación de la capacidad de la subestación eléctrica o dicho con más propiedad, del transformador o transformadores que lo constituirán. Este aspecto no solo involucra problemas de índole técnico, también de tipo económico ya que puede ocurrir que por desconocimiento del problema se dimensionen la subestación en forma limitada o de sobredimensiones, lo que en cualquier caso constituiría un factor que afectaría económicamente al proyecto razón por la que es esta parte tratará de dar una idea de los elementos que se deben tomar en consideración para la solución de este problema.

Los pasos a seguir para la determinación de la capacidad de los transformadores son los siguientes:

1. Obtener la carga instalada a dicha subestación.
2. Obtener el factor de demanda.
3. Obtener el factor de coincidencia.
4. Una vez conocidos los factores anteriores se deberá de afectar la carga instalada (de preferencia separando la carga instalada para motores, iluminación, etc.) por los factores de demanda, así como por el factor de coincidencia, conociendo así la carga total aplicada a la subestación.
5. Conociendo la carga total de la subestación deberá dividirse entre el factor de potencia, obteniendo así la capacidad teórica del transformador.

$$S_t = P_t / \cos \phi$$

6. Obtenida la capacidad teórica del transformador deberá elegir el transformador de capacidad inmediata superior existente en el mercado o en su defecto mandarlo hacer con la capacidad deseada.

	PYRENOL	ACEITE	SECO VENTILADO	SECO SELLADO
PRECIO	100 %	91 %	88 %	110 %
PESO	100 %	85 %	70 %	100 %
ESPACIO EN EL PISO	100 %	100 %	100 %	105 %
NIVEL DE RUIDO	100 %	100 %	108 %	106 %
NIVEL DE IMPULSO	100 %	100 %	33-68 %	33-68 %

Tabla 1.5. Comparación de transformadores.

Como una guía del número aproximado de los transformadores necesarios, se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$N.t.n = D_{\text{máx. final}} / \text{Cap. Nom.}$$
$$D_{\text{máx. final}} = D_{\text{máx. actual}} (1+t)^n$$

donde:

n = número de años de vida del transformador generalmente 20 años).

t = tasa de crecimiento de la carga.

I.4.1. Determinar la localización de la subestación reductora principal y los puntos de distribución.

La localización óptima de una subestación es de singular importancia, debido no sólo al costo de la relocalización de los transformadores, sino muchas veces de poder realizarlo. Un método simple que nos permite prelocalizar las S.E. en el anteproyecto, en forma aproximada, es el que se da a continuación:

- - Determinése la demanda máxima final que se estima tendrá la red.
- - Calcúlense, el número de S.E. necesarias para alimentar la demanda final, una vez seleccionada la capacidad nominal de los transformadores.
- Divídase el área de la zona por alimentar entre el número de S.E. encontradas en el inciso anterior. De este cociente dará un número aproximado de áreas iguales; el centro geométrico de cada una señalará la localización aproximada que deberán tener las S.E.

- Estos puntos de localización previa deberán ser conformados con el método de centro de carga.
- En caso de tener zonas de carga fuerte, comparadas con el resto del área, estas S.E. deberán localizarse lo mas cerca posible del centro de carga.

Este método, aunque aproximado, permite obtener un anteproyecto de la red primaria de distribución, así como obtener un mejor aprovechamiento de los secundarios.

La elección del diagrama unifilar de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

El diagrama de conexiones que se adopte, determina en gran parte el costo de la instalación. Este depende de la cantidad de equipo considerado en el diagrama, lo que a su vez repercute en la adquisición de mayor área de terreno y, finalmente, en un costo total mayor.

Por otra parte, en la realización de un mismo diagrama de conexiones, se pueden adoptar diferentes disposiciones constructivas, que presentan variaciones de la superficie ocupada, en función del tipo de barras, del tipo de estructuras, de la mayor o menor sencillez de la instalación, del aspecto de la instalación, etc; mismas que también repercuten en el costo final de la subestación.

Los criterios que se utilizan para seleccionar el diagrama unifilar más

adecuado y económico de una instalación, son los siguientes:

- a) Continuidad del servicio
- b) Versatilidad de operación.
- c) Facilidad de mantenimiento de los equipos.
- d) Cantidad y costo del equipo eléctrico.

Con base en lo anterior, a continuación se describen los diagramas unifilares más comunes en subestaciones, siguiendo un orden creciente de complejidad.

DIAGRAMA CON UN SOLO JUEGO DE BARRAS

- a) Es el diagrama más sencillo. En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores están conectados al único juego de barras.
- b) Con este arreglo, en caso de operar la protección diferencial de barras, esta desconecta todos los interruptores, quedando la subestación completamente desenergizada; si en la barra se instala un juego de cuchillas seccionadoras (1), en caso de una falla en las barras mencionadas queda fuera la parte subestación, entonces se abren las cuchillas señaladas, se deja afuera la parte dañada y así puede trabajar la mitad de la instalación que no sufrió daños.
- c) El mantenimiento de los interruptores se dificulta por que hay que dejar fuera parte de la subestación.

- d) Es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo y, por lo tanto, es el más económico.

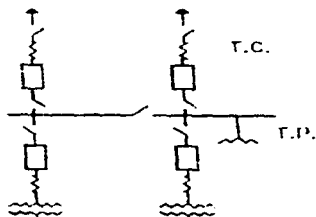


Fig. 1.2. Diagrama de conexiones con un solo juego de barras colectoras.

DIAGRAMA CON UN JUEGO DE BARRAS PRINCIPALES Y UNO DE BARRAS DE TRANSFERENCIA.

Es una alternativa del caso anterior, en la cual las barras de transferencia se utilizan para sustituir, a través del interruptor común, cualquier interruptor que necesite mantenimiento. Supongamos que se necesita reparar el interruptor del circuito 1, primero se abre el interruptor 1, luego sus cuchillas A y B. Ahora se cierran las cuchillas C del circuito 1 y las del A y B del interruptor común. Finalmente se cierra el interruptor E con lo cual queda en servicio el circuito 1, y el interruptor 1 queda desenergizado y listo para su

reparación.

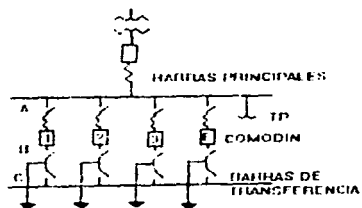


Fig.1.3. Diagrama de conexiones con un juego de barras principales y uno de barras de transferencia.

DIAGRAMA CON UN JUEGO DE BARRAS PRINCIPALES Y UNO DE BARRAS AUXILIARES. VARIANTES A Y B.

- En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores se conectan a las barras principales. Con este diagrama se obtiene buena continuidad de servicio.
- Los arreglos con interruptor comodín logran mayor flexibilidad de operación, aunque aumentan las maniobras en el equipo.
- Este arreglo permite sustituir y dar mantenimiento a cualquier interruptor por el comodín sin alterar la operación de la subestación en lo referente a desconectar líneas o bancos de transformadores.
- Con respecto al caso anterior, la cantidad de equipo necesario es mayor, así

como su costo.

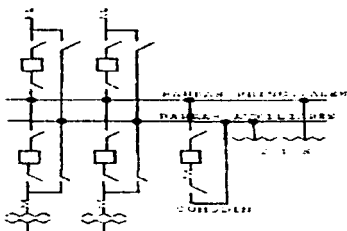


Fig. 1.4. Diagrama de conexiones con un juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares.

DIAGRAMA CON DOBLE JUEGO DE BARRAS O BARRA PARTIDA

A este diagrama también se le conoce con el nombre de barra partida y es de los más utilizados.

El diagrama tiene como características que la mitad de las líneas y transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad a otro.

- Desde el punto de vista de continuidad, el arreglo no es bueno debido a que por cada interruptor que necesite revisión se tiene que desconectar el transformador o línea correspondiente.

- La subestación en condiciones normales, se opera con el interruptor de amarre y sus dos juegos de cuchillas en posición de cerrado, de tal manera que, en caso de una falla en uno de los juegos de barras, el otro sigue operando, trabajando la subestación a la media capacidad, mientras se efectúan las maniobras necesarias para liberar las cuchillas de circuitos de las barras dañadas dejando la subestación conectada al juego de barras en buen estado, mientras se separan las barras afectadas.
- Para dar mantenimiento a cada interruptor, se necesita desconectar el circuito correspondiente lo cual representa una desventaja para este diagrama.

Este arreglo es un 30% más caro que el tratado en el caso de un juego de barras, pero más barato que el caso de interruptor y medio que se trata más adelante.

DIAGRAMA CON TRIPLE JUEGO DE BARRAS

Este es un diagrama que todavía no se utiliza en México, se utiliza en subestaciones en que el corto circuito es muy alto.

- a) Desde el punto de vista de continuidad es igual al del caso anterior.
- b) La operación con tres barras permite disminuir la magnitud de las corrientes de corto circuito en la subestación sin tener que cambiar los interruptores

por otros de mayor capacidad interruptiva. Por lo demás, respecto a la operación, el comportamiento es semejante al caso anterior

- c) Para dar mantenimiento a cada interruptor, también se requiere desconectar el circuito correspondiente.
- d) La cantidad de interruptores es igual al caso anterior, pero respecto al número de cuchillas, la cantidad de incrementar un poco más de un 50%.

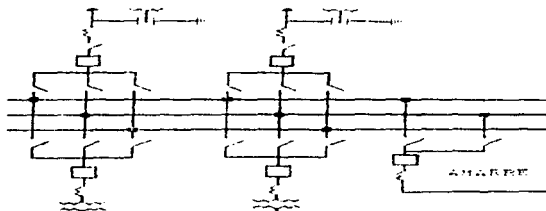


Fig 1.5. Diagrama de conexiones con triple juego de barras.

DIAGRAMA CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UNO DE BARRAS COLECTORAS AUXILIARES

- a) Cada juego de barras tiene su protección diferencial independiente para evitar, en caso de una falla de estas, la desconexión total de la subestación.
- b) Los juegos de barras principales permiten que la mitad de las líneas y transformadores se conecten a un juego y la otra mitad a otro.

- c) Las barras auxiliares sirven para que el interruptor común pueda sustituir la operación de cualquier interruptor de circuito.
- d) Este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor sustituyendolo por el interruptor común, sin alterar la operación de la subestación.
- e) La cantidad de interruptores es igual más uno al caso de barra partida y las cuchillas aumentan un 50%.

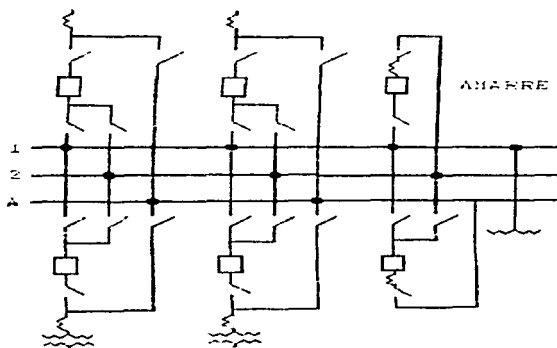


Fig. 1.6. Diagrama de conexiones con doble juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares.

DIAGRAMA CON ARREGLO EN ANILLO SENCILLO

Es un esquema muy flexible en su operación; se utiliza mucho en la salida de 23 KV de las subestaciones de distribución, utilizando anillo sencillo o doble. También se utiliza en subestaciones de 230 KV.

- a) Permite perfecta continuidad de servicio, aún en el caso de que salga de servicio cualquier transformador de línea.

- b) Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio de inmediato. Si falla un transformador o una línea la carga se pasa a otro transformador o línea, o se reparte entre los dos adyacentes. En caso de haber más de dos transformadores se puede usar un anillo con doble anillo.

- c) Si el mantenimiento se efectúa en uno de los dos interruptores normalmente cerrados al dejarlo desenergizado, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.

- d) Prácticamente requiere el mismo equipo que el primer caso de barra sencilla, con la ventaja de que se ahorra la protección de barras.

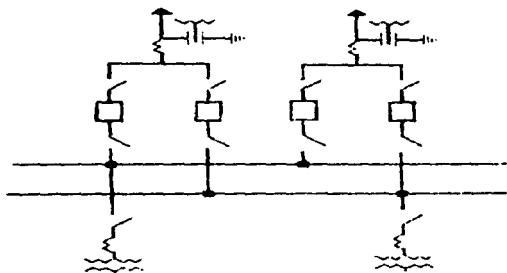


Fig. 1.7. Diagrama de conexiones de un arreglo en anillo sencillo.

DIAGRAMA CON ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO

Este arreglo se utiliza mucho en las áreas de alta tensión de las subestaciones de gran potencia, sobretodo en aquellas de interconexión, que forman parte de un sistema en anillo.

- a) En condiciones normales de operación, todos los interruptores están cerrados, cada juego de barras tiene su propia protección diferencial y, en caso de falla de cualquier juego de barras, ésta desconecta todos los interruptores que llevan energía al juego de barras afectado, sin dejar fuera de servicio ninguna línea ni transformador. A cada sección del diagrama unífilo se le llama módulo. En este caso, cada módulo consta de tres interruptores, cada uno de los cuales tiene dos juegos de transformadores de corriente, uno a cada lado y dos juegos de cuchillas, también uno a cada

lado. Los interruptores externos conectan a las barras, del lado de la línea en un caso y del lado del banco en el otro caso. Entre los dos interruptores exteriores y el central se observa una conexión de línea o cable de un lado; y del otro, una conexión a un transformador:

- b) Se puede efectuar la reparación de cualquier interruptor en el momento que se necesite, sin afectar la continuidad del servicio. Este caso, comparado con el doble barra y una auxiliar, requiere una cantidad ligeramente mayor de interruptores, aunque una cantidad bastante menor de cuchillas lo que al final representa un costo total no muy superior.

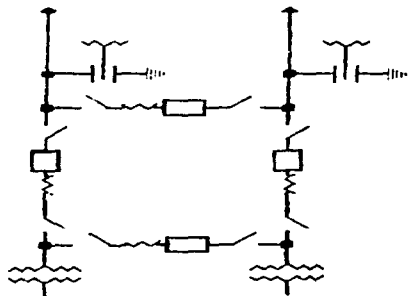


Fig. 1.8. Diagrama de conexiones de un arreglo de interruptor y medio.

FALTA PAGINA

No.

36

MVA, se deriven seis alimentadores que alimentan una sola red automática de distribución, con entrada en diferentes puntos de la red.

Supongamos el uso del diagrama de doble anillo variante C como se observa en este arreglo, cada transformador abastece solamente cuatro alimentadores. La imposibilidad de derivar seis circuitos nos lleva a la utilización del esquema de doble interruptor, como se muestra en la figura 2.10. Aquí, se observa que para alimentar dos redes automáticas en forma segura, basta con tres transformadores de 60 MVA.

y se considera semejante al caso de interruptor y medio. Es el caso en el que se requiere el mayor número de interruptores y cuchillas, por lo que se considera el más caro de los diagramas discutidos.

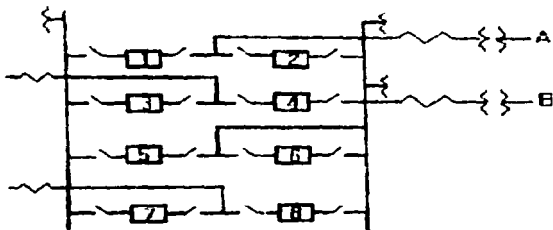


Fig. 1.9. Diagrama de conexiones de un arreglo con doble interruptor

I.4.2. Selección de las redes de alta y baja tensión.

La continuidad de la producción en una planta industrial sólo es posible si se cuenta con un sistema de distribución eléctrica eficiente.

Hay que tener en cuenta que no existe un sistema de distribución que se pueda aplicar en cualquier planta, porque en muy pocas ocasiones se tienen dos plantas industriales con los mismos requerimientos.

Por lo anterior se debe tomar en cuenta que cada planta es diferente y deberá ser analizada de acuerdo a sus características de carga.

Es necesario planear tanto los requerimientos actuales, como los futuros para asegurar el funcionamiento adecuado.

CONSIDERACIONES BÁSICAS DE DISEÑO

Cualquier aproximación al problema de diseño debe incluir diversas consideraciones básicas que afectan la totalidad del proyecto.

1. **Seguridad:** La preservación de la vida humana y de las instalaciones son dos de los más importantes factores en el diseño de sistemas eléctricos.

La seguridad del personal no admite ningún compromiso. Sólo los más seguros sistemas deben ser considerados. El seguir los códigos establecidos

en la selección del material y equipo es imperativo.

- 2. Continuidad en el servicio:** La continuidad en el servicio requerido depende del tipo de proceso así como del producto que se elabore.

Algunas fábricas pueden tolerar interrupciones en el suministro eléctrico, pero otras necesitan un alto grado de continuidad. El sistema deberá ser diseñado para aislar las fallas con un mínimo de disturbio por parte del sistema y deberá también tener la capacidad que la empresa industrial requiera y a un precio justificable.

- 3. Simplicidad de operación:** La simplicidad de operación es muy importante en la seguridad, confiabilidad y mantenimiento del sistema de potencia. La operación deberá ser lo más simple posible para satisfacer los requerimientos del sistema.

- 4. Regulación de voltaje:** Una pobre regulación de voltaje es perjudicial para la vida y operación del equipo eléctrico. El voltaje deberá mantenerse dentro de los límites de tolerancia del equipo aún en condiciones en que utilice toda la carga.

- 5. Mantenimiento:** El sistema de distribución deberá incluir los requisitos de mantenimiento preventivo desde el diseño.

La accesibilidad a los componentes durante la inspección y reparación en condiciones de seguridad son consideraciones por demás importantes en la selección del equipo.

Debe haber espacio suficiente para efectuar la inspección, limpieza, ajuste, reparación así como una buena iluminación y áreas de temperatura controlada.

- 6. Flexibilidad:** La flexibilidad de un sistema eléctrico consiste en la capacidad de adaptación para el desarrollo y expansión, tanto como a los cambios para reunir diversos requerimientos durante la vida útil de la planta.
- 7. Costo inicial:** Debido a que el costo inicial es importante, aspectos como la seguridad, la continuidad del suministro, la regulación del voltaje, el mantenimiento y la flexibilidad deben tomarse en cuenta en la selección del mejor diseño.

TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Sistema Radial Simple. Un sistema de servicio primario y un transformador de distribución abastece todos los alimentadores.

En este tipo, no existe la duplicidad de equipo y es el más simple de todos los tipos de sistema.

La operación y expansión es muy simple, y si se utilizan componentes de alta calidad, la confiabilidad es alta.

En caso de falla de un cable, el alimentador primario o el transformador

pueden quedar fuera de servicio.

El equipo deberá ser desconectado para darle mantenimiento y servicio.

Este sistema es satisfactorio para pequeñas instalaciones industriales donde los procesos permiten algunas desconexiones para dar mantenimiento y la planta puede ser abastecida por un simple transformador

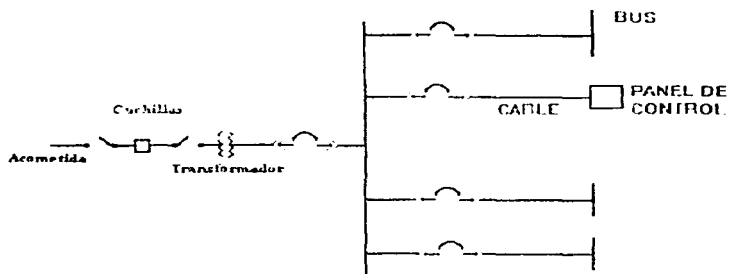


Fig. 1.10. Diagrama de un sistema radial simple.

Sistema Radial Extendido. Las ventajas del sistema radial pueden ser aplicadas para cargas grandes con el uso de un Sistema Radial Sencillo alimentando un número de subestaciones localizadas cerca de los centro de carga, alimentando ésta a través de un segundo Sistema Radial. Las ventajas y desventajas son las mismas que las descritas para el Sistema Radial Simple.

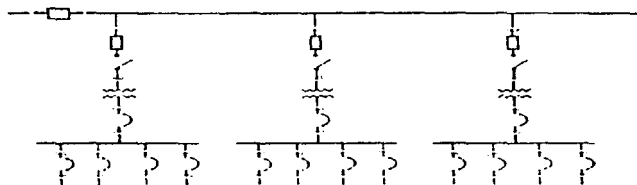


Fig.1.11. Diagrama de un sistema radial extendido

Sistema Primario Selectivo. Una fuente de protección contra la pérdida de un alimentador primario puede ser lograda a través del uso de un Sistema Primario Selectivo. Cada subestación está conectada a dos alimentadores primarios separados a través de equipo de conmutación que provee una fuente normal y otra alterna.

Ante cualquier falla de la fuente normal, el transformador de distribución es conmutado a la fuente alterna. La conmutación puede ser tanto manual como automatizada, pero habrá una ligera interrupción en el suministro mientras la carga es transferida a la fuente alternativa.

Si las dos fuentes son simultáneamente conmutadas, en algunos diseños será posible evitar la interrupción en el suministro del servicio. El costo es un poco mayor que el Sistema Radial, debido a la duplicación del cable primario y al equipo de conmutación.

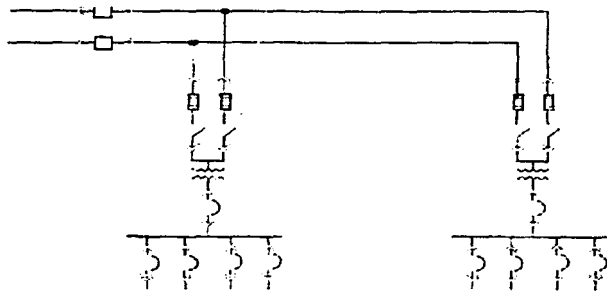


Fig. 1.12. Diagrama de un sistema primario selectivo

Sistema Primario en Anillo. Este sistema ofrece las mismas ventajas y desventajas que el Sistema Primario Selectivo. La falla de la fuente normal del cable primario, puede ser soportada y restaurada seccionando la parte dañada. Sin embargo, encontrar la falla del cable en el anillo puede ser difícil. El sistema puede ser peligroso porque la manera más fácil de encontrar la falla es abriendo el anillo y volviéndolo a cerrar. Esto puede involucrar varios cierres del anillo, aún sobre la falla.

Otro aspecto potencialmente peligroso es el hecho de que una sección puede ser alimentada por ambos lados.

El costo puede ser un poco menor que en el Sistema Primario Selectivo, sin embargo presenta más desventajas.

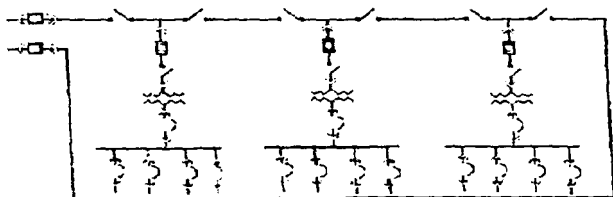


Fig. 1.13. Diagrama de un sistema primario en anillo

Sistema Secundario Selectivo. Un par de subestaciones son conectadas a través de un circuito interruptor normalmente abierto, el resultado es un Sistema Secundario Selectivo. Si un alimentador primario o su transformador fallan, el interruptor del circuito secundario del transformador afectado es abierto y el circuito interruptor que enlaza las subestaciones es cerrado.

La operación puede ser manual o automatizada. Normalmente las estaciones operan como sistemas visibles radiales. El mantenimiento de los alimentadores primarios, el transformador y el interruptor principal es posible con una pequeña interrupción o sin ella si es que las estaciones son operadas simultáneamente durante la conmutación, sin embargo el mantenimiento general de la estación requiere de su desconexión.

Con la Pérdida de un circuito primario o su transformador, la carga total de la subestación puede ser alimentada por un transformador. Para hacer posible esta condición, uno o varios de los siguientes factores deberán ser

considerados:

- Sobredimensionar los transformadores para que uno sólo de ellos sea capaz de soportar toda la carga.
- Proporcionar sistemas de enfriamiento para el transformador en servicio durante un periodo de emergencia.
- Eliminar cargas no indispensables durante el periodo de emergencia.
- Usar el transformador sobrecargado aceptando la pérdida de vida del mismo.

Un sistema de Distribución Secundario Selectivo tiene un par de subestaciones en locaciones diferentes conectadas por un cable y por un circuito interruptor normalmente abierto en cada subestación.

El diseñador deberá decidir entre el costo del circuito interruptor y el cable, contra la ventaja de tener la subestación dentro del centro de carga.

El sistema Secundario Selectivo debe ser combinado con el Sistema Primario Selectivo para dar un alto grado de continuidad de servicio. Esta confiabilidad se debe a que es un sistema más complejo.

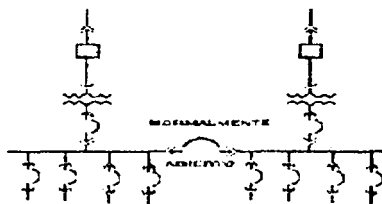


Fig. 1.14. Diagrama de un sistema secundario selectivo.

Sistema de Central Secundario. Localizado. En este sistema dos o más transformadores de distribución son surtidos por alimentadores de distribución primaria separados.

Los secundarios de los transformadores están conectados en paralelo a través de un interruptor especial llamado "protector de redes", a una barra secundaria. Los alimentadores radiales secundarios son conectados de la barra secundaria para alimentar el equipo utilizado.

Si un alimentador primario falla, o la falla ocurre en el transformador de distribución, el otro transformador empieza a retroalimentar a través del circuito dañado. Este regreso de potencia provoca que el "Protector de redes" abra y desconecte el circuito de alimentación de la barra secundaria.

El "protector de redes" actúa tan rápido que sólo hay una mínima exposición del equipo a la baja de voltaje ocasionado por falla.

El Sistema de Estación Secundaria Localizada es el más confiable método de alimentación de poder para altas cargas. Una interrupción en la energía puede solo ocurrir cuando hay una falla simultánea en todos los alimentadores primarios o cuando la falla ocurre en la Barra Secundaria. No hay interrupción momentánea causada por la operación de los interruptores de la transferencia como suele ocurrir en los sistemas Primario selectivo, Secundario Selectivo o Sistem., en Anillo. Variaciones en el voltaje causadas por fallas en el sistema o por el arranque de una carga grande son materialmente reducidas.

Sin embargo, este sistema es muy caro, debido al costo extra que representa el " Protector de redes" y la duplicación de transformadores. Además, cada transformador conectado en paralelo incrementa las corrientes de corto circuito y puede incrementar los niveles de desgaste del equipo secundario.

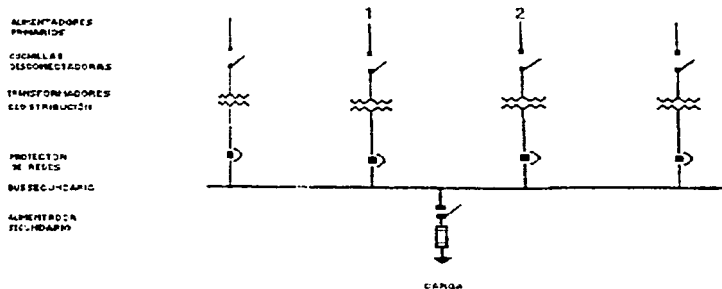


Fig. 1.15. Diagrama del sistema de central secundaria localizada.

CAPITULO II. SELECCIÓN DE LOS TIPOS DE CABLES NECESARIOS EN FUNCIÓN A LAS CARGAS Y TIPOS DE RECEPTORES.

Objetivo:

**PLANTEAR DIFERENTES ALTERNATIVAS PARA ENCONTRAR
LA SOLUCIÓN ÓPTIMA PARA LA INSTALACIÓN.**

CAPITULO II. SELECCIÓN DE LOS TIPOS DE CABLES NECESARIOS EN FUNCIÓN A LAS CARGAS Y TIPOS DE RECEPTORES.

II.1. CÁLCULOS DE SECCIÓN.

II.1.1. Por capacidad de corriente.

Para el cálculo exacto del calibre de los conductores eléctricos, deben tomarse en consideración principalmente la corriente por transportar y la caída de tensión máxima permisible según el caso.

Es importante tener presente que salvo casos excepcionales como lo son circuitos derivados para un motor, hornos eléctricos o para cargas únicas específicas, no se dispone en un momento determinado de la totalidad de la carga instalada, por lo tanto, para evitar el tener que conectar conductores eléctricos de gran sección transversal, es aconsejable corregir la intensidad de corriente después de calculada, multiplicándola por un factor de utilización o de demanda que según el tipo de instalación y el uso que se haga de ella, varía normalmente de 0.6 a 0.9 (60% a 90%).

Por lo anterior, cuando no se trate de dar alimentación a una sola carga y principalmente cuando la carga instalada sea la suma de varias cargas parciales que se supone no van a ser utilizadas en forma simultánea, hay necesidad de corregir la corriente para que de acuerdo al nuevo valor, se calculen los

conductores eléctricos por corriente. Cuando se van a instalar en un mismo ducto o charola más de tres conductores, la capacidad de corriente de dichos conductores, deben afectarse por los siguientes factores de corrección.

NÚMERO DE CONDUCTORES	FACTOR DE CORRECCIÓN
4 A 6	80 %
7 A 24	70 %
25 A 42	60 %
más de 42	50 %

TABLA 2.1. Factor de corrección por agrupamiento.

Los cables deben corregirse para la temperatura ambiente mayores a 30 grados centígrados de acuerdo con la siguiente tabla.

Temperatura ambiente	Temperatura máxima permisible en el aislamiento en grados centígrados						
	60	75	85	90	110	125	200
31-40	0.82	0.88	0.90	0.91	0.94	0.95	
41-45	0.71	0.82	0.85	0.87	0.90	0.92	
46-50	0.58	0.75	0.82	0.82	0.87	0.89	
51-55	0.41	0.67	0.74	0.76	0.83	0.86	
56-60		0.58	0.67	0.71	0.79	0.83	0.91
61-70		0.35	0.52	0.58	0.71	0.76	0.87
71-80			0.30	0.41	0.61	0.68	0.84
81-90					0.50	0.61	0.80
91-100						0.51	0.77
101-120							0.69
121-140							0.59

TABLA 2.2. Factor de corrección por temperatura.

CAPÍTULO II. Selección de los tipos de cables neuromas en función a las cargas y tipos de recepciones.

Tipo de aislamiento	DOWN		RHEIOW, TH		PILG, NI		DIN, XNB,		AY, CAVL		ALN, A, AIA		A, CA, J, PB	
	RWS, TW	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE	W, DE
tem.	TMD, MIM		MIM, RCH											
max.	60 °C		55 °C		65 °C		90 °C		110 °C		125 °C		200 °C	
Calibre awg.	en	al	en	al	en	al	en	al	en	al	en	al	en	al
	tu	alre	tu	alre	tu	alre	tu	alre	tu	alre	tu	alre	tu	alre
14	15	20	15	20	25	30	25	30	40	40	30	40	30	45
12	20	25	20	25	30	40	30	40	45	50	40	50	40	65
10	30	40	30	40	40	55	30	55	45	65	50	70	55	75
8	40	55	45	65	50	70	50	70	60	85	65	90	70	100
6	55	80	65	95	70	100	70	100	80	120	85	125	95	135
4	70	105	85	125	90	135	90	135	105	160	115	170	120	180
3	80	120	100	145	105	155	105	155	120	180	130	195	145	210
2	95	140	115	170	120	180	120	180	135	210	145	225	165	240
1	110	165	130	195	140	210	140	210	160	245	170	265	190	280
0	125	195	150	230	155	245	155	245	180	285	200	305	225	325
00	145	225	175	265	185	285	185	285	215	330	230	355	260	370
000	165	260	200	310	210	330	210	330	245	385	265	410	285	430
0000	195	300	230	260	235	385	235	385	275	445	310	475	340	510
250	215	340	255	405	250	425	250	425	315	495	335	530	-	-
300	240	375	285	445	300	480	300	480	345	555	370	560	-	-
350	260	420	310	505	325	530	325	530	390	610	420	655	-	-
400	280	455	335	545	360	575	360	575	420	665	450	710	-	-
500	320	515	380	620	405	660	405	660	470	775	500	815	-	-
600	355	575	420	690	455	740	455	740	525	855	545	910	-	-
700	395	630	460	755	490	815	490	815	580	940	600	1005	-	-
750	400	655	475	785	500	845	500	845	590	960	620	1045	-	-
800	410	680	490	815	515	880	515	880	600	1020	640	1085	-	-
900	435	730	520	870	555	940	555	940	-	-	-	-	-	-
1000	455	780	545	935	595	1000	595	1000	680	-	730	1240	-	-

TABLA 2.3. Capacidad de corriente para conductores de cobre aislado

(Amperes)

II.1.2. POR CAÍDA DE VOLTAJE

En el diseño de instalaciones eléctricas una de las tareas más importantes es el cálculo de la sección de alimentadores, es decir, la especificación de los conductores que suministran energía eléctrica a una carga. De la precisión de éstos cálculos depende, en buena medida, la seguridad y el buen funcionamiento de la instalación, así como el costo de la inversión inicial y de los gastos de operación y mantenimiento.

Se conoce como caída de voltaje a la diferencia que existe entre el voltaje aplicado al extremo del alimentador y el obtenido en el extremo opuesto de este cuando circula por este la corriente nominal.

$$\Delta V = V_A - V_T$$

Se puede expresar en por ciento y se le conoce como regulación de voltaje.

$$e\% = (\Delta V/V_{\text{nominal}}) \times 100$$

La caída de voltaje máxima permitida es del 3 % para el circuito alimentador o principal y de 3 % para el circuito derivado pero juntos no pueden sobrepasar del 5 %.

Si se conociera la transmisión de cierta potencia, a través de un alimentador de resistencia R y reactancia inductiva XL, cuyo voltaje terminal V_T y corriente

Y están desfasados un ángulo θ (entre ellos), se puede construir el diagrama fasorial mostrado en la figura 2.1. y se puede escribir:

$$V_A = V_T + R \cdot I + jX_L \cdot I$$

En el caso de alimentadores caracterizados por una reactancia capacitiva se deben cambiar $jX_L \cdot I$ por $-jX_L \cdot I$.

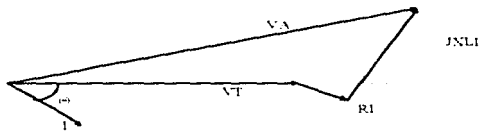


Figura 2.1. Diagrama fasorial.

Debido a que:

$$\Delta V = V_A - V_T$$

es una cantidad bastante pequeña, se acostumbra tomar solamente componentes proyectadas sobre el voltaje V_T de tal forma que:

$$\Delta V = V_A - V_T = R \cdot I \cos \theta + X_L \cdot I \sin \theta$$

El valor de la componente reactiva depende de las distancias de separación

entre los conductores y el tipo de forro. Sin embargo para baja tensión y en calibres hasta 40 AWG, la componente reactiva es lo bastante pequeña comparada con la componente resistiva por lo que puede despreciarse. Por lo que puede expresarse la regulación de voltaje como sigue:

$$\Delta V = R \cdot I = \rho (LI) (e V) \cdot 100$$

o lo que es lo mismo:

$$S = \rho (LI) (e V) \cdot 100$$

Donde:

S = Área o sección transversal del alimentador en mm².

ρ = Resistividad específica del material en ohms * mm²/m.

I = Corriente de carga en Amperes.

L = Longitud de alimentador en metros.

e = Caída de voltaje permitida en por ciento.

V = Voltaje aplicado en volts.

Considerando que la mayoría de los alimentadores son de cobre y suponiendo una temperatura de operación de 60° C se tiene que $\rho \approx 1.50$, por lo que para obtener la sección de conductores de cobre se puede utilizar la siguiente expresión:

$$S_{Cu} = (2eLI) (e V)$$

En donde c para circuitos monofásicos y bifásicos es igual a 2 y para circuitos trifásicos es $\sqrt{3}$ ya que el voltaje nominal corresponde al voltaje entre fases.

La sección obtenida se comprara con los demás calibres obtenidos por los diferentes métodos y se selecciona el calibre que cumpla con todos los calibres calculados.

II.1.3. POR CORTO CIRCUITO.

Para determinar la tolerancia del alimentador a la corriente de cortocircuito, se considera que todo el calor producido por la circulación de ésta se destina a elevar la temperatura del conductor: Según I. Suciu (1980) el balance de energía se puede expresar como sigue:

$$C_o(1+B \theta) \delta_{cu} (d\theta / dt) = \varphi_o (1+\alpha_o \theta) \delta_1^2$$

Donde:

θ = Temperatura °C.

t = Tiempo.

C_o = Calor específico del cobre.

φ_o = Resistividad específica de cobre.

δ_{cu} = Densidad del cobre.

δ_1 = Densidad de corriente.

B = Coeficiente de variación de la resistencia en relación con la temperatura.

α_o = Coeficiente de variación de la resistencia en relación con la

temperatura.

Esta relación se puede integrar y escribir de la siguiente manera:

$$\int \delta_i^2 dt = \frac{C_0^2 \rho_0}{\rho_0^2} \int \frac{1 - \beta}{\alpha_0 \theta_0}$$

El término del lado izquierdo corresponde a la ley de Joule y representa el esfuerzo al que está sometido el conductor. El término del lado derecho representa la rigidez térmica que ofrece el conductor.

Si se considera que el calor específico y la densidad de corriente no cambian, entonces: $B=0$ y $\delta_i = Cte.$; resulta:

$$\delta_i^2 t = \frac{C_0^2 \delta_i t}{\alpha_0 \rho_0} \ln \frac{1 - \alpha_0 \theta_1}{1 - \alpha_0 \theta_0}$$

en otra forma:

$$\delta_i^2 t = k \text{Log} \frac{1 - \alpha_0 \theta_1}{1 - \alpha_0 \theta_0}$$

De acuerdo con Knowlton (1967) puede considerarse $\alpha_0 = 0.00427$, de tal forma que $1/\alpha_0 = 234$; con lo que se obtiene:

En esta relación:

$$\left[\frac{I_{cc}}{A} \right]^2 t = 0.0297 \log \frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}$$

I_{cc} = Corriente de corto circuito, en Amperes.

A = Área del conductor, en circular mills.

t = Tiempo que dura el cortocircuito, en segundos.

T_2 = La temperatura máxima que resiste el conductor en condiciones de cortocircuito, en grados centígrados.

T_1 = La temperatura de operación normal del conductor, en grados centígrados.

Para asegurar el correcto funcionamiento de un conductor cuando se presenta un corto circuito se debe comprobar que el tiempo obtenido con la corriente y área dados sea mayor que el tiempo de disparo de la protección e interruptor correspondientes a este conductor.

II.1.4. Cálculo de la sección por calibre mínimo.

En los incisos 302.7b y 203.2 de las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas (NTIE 1981) se especifican como calibre mínimo para circuitos de fuerza y alumbrado al No. 14 y para circuitos alimentadores No.10. Aunque para instalaciones industriales de gran capacidad la mayoría de los calibres sobrepasa por mucho a estas disposiciones.

II.2. SELECCIÓN DEL TIPO DE AISLAMIENTO PARA LOS DIFERENTES CONDUCTORES.

La función de un aislamiento es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa.

En principio, las propiedades de los aislamientos son con frecuencia más que adecuadas para su aplicación, pero los efectos de la operación, medio ambiente, envejecimiento, etc; pueden degradar el aislamiento rápidamente hasta el punto en que llegue a fallar, por lo que es importante seleccionar el más adecuado.

De manera similar al caso de los conductores, existen factores que deben ser considerados en la sección de los aislamientos, como son las características eléctricas y características mecánicas.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

A continuación se presentan las definiciones y conceptos relativos de las principales características que identifican a los aislamientos. La comprensión de estas definiciones permitirá hacer una selección más adecuada.

Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica de un material de un aislante es el valor de la intensidad del campo eléctrico al que hay que someterlo para que se produzca una perforación en el aislamiento. Normalmente, este valor es cercano al del gradiente de prueba y de 4 a 5 veces mayor que el gradiente de operación normal. Las unidades con que se expresa este valor por lo común son kV/cm.

Gradiente de operación.

El gradiente, esfuerzo de tensión de operación de un cable en cualquier punto "X" del aislamiento, se puede calcular con la siguiente expresión:

$$G = (0.869V_0) / (dx \log(d_a/d_p))$$

donde:

V₀= tensión al neutro del sistema (en Kv).

d_a= diámetro sobre el aislamiento (mm).

d_p= diámetro sobre la pantalla semiconductora que está sobre el conductor (en mm).

dx= distancia al que se desea conocer el valor del gradiente (en mm).

De la fórmula anterior se puede obtener el gradiente máximo que se presenta en la parte interna de aislamiento:

$$G_{máx} = (0.869V_0)/(d_p \log(d_a/d_p)) \text{ Kv/mm}$$

y el gradiente mínimo que se presenta en la parte externa del aislamiento:

$$G_{\min} = (0.869V_0)/(d_a \log(d_a/d_p)) \text{ kV/mm}$$

Resistencia del aislamiento.

La diferencia de potencial entre el conductor y la parte externa del aislamiento hará circular una pequeña corriente llamada de fuga, a través del mismo; y la resistencia que se opone al paso de esta corriente se conoce como resistencia de aislamiento (R_a). El aislamiento perfecto sería entonces el que tuviera una resistencia de valor infinito y que, por lo tanto, inhibiera por completo el paso de esta corriente. El valor de R_a está dado por la siguiente expresión, por lo común en Megaohms por kilómetro.

$$R_a = K \log d_a/d_p \quad \text{M}\Omega\text{-km}$$

Donde:

k_0 = valor constante característico del material aislante.

Factor de potencia.

Este factor nos permite relacionar y calcular las pérdidas del dieléctrico de los cables de energía.

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS.

El esfuerzo inicial aplicado durante el desarrollo de compuestos aislantes fue dirigido a las características eléctricas. Las características mecánicas jugaban un papel secundario, y estaban definidas por las propiedades intrínsecas de los materiales con que se había logrado la eficiencia máxima en las propiedades eléctricas. Tradicionalmente la protección mecánica está dada por las cubiertas metálicas y termoplásticas o termofijas.

Los desarrollos recientes realizado con base en las causas prevalecientes de fallas en cables, han sido enfocados a hacer resaltar las características mecánicas de los aislamientos, considerándolas junto con las de la cubierta.

A continuación se menciona algunas de las más importantes.

Resistencia a la humedad.

Los cables de energía frecuentemente entran en contacto con humedad y el cable absorbe agua a una velocidad que queda determinada por las temperaturas del medio ambiente, temperatura del conductor, temperatura en el aislamiento y la permeabilidad del aislamiento y cubierta.

El método usual para cuantificar la resistencia a la penetración de humedad es la medición gravimétrica de la cantidad de agua absorbida por los aislamientos después de sumergirlos en agua caliente durante un cierto periodo.

Los aislamientos de papel resultan los más sensibles a la absorción de humedad, por lo que es prácticamente imposible utilizarlos sin cubierta metálica adecuada, con las consecuentes desventajas de manejo e instalación.

Para el caso de aislamientos sólidos que se encuentran en contacto con agua, el valor gravimétrico de absorción de humedad no es por sí solo un índice para calificar el comportamiento del material en presencia de humedad, sobre todo cuando al mismo tiempo se tiene un potencial aplicado en el mismo. La evidencia muestra que la absorción de humedad es causa de fallas, que se presentan en forma de ramificaciones conocidas como arborescencias sin embargo es difícil explicar porque hay aislamientos más resistentes que otros a las mismas, a pesar del contenido del agua.

Flexibilidad.

Por su puesto que las características de flexibilidad de aislamiento deben ser compatibles con los demás elementos del cable. Por lo tanto, los conceptos que se mencionan a continuación son aplicables al cable en general.

La flexibilidad de un cable es una de las características más difíciles de cuantificar. De hecho, es uno de los conceptos comúnmente usados para describir la construcción de un cable; sin embargo, por sorprendente que parezca, no existe un estándar de comparación. No existe a la fecha ningún método de prueba para medir el grado o magnitud de la flexibilidad.

Radios mínimos de curvatura.

En la instalación de cables de energía, es muy frecuente que el doblez dado al cable al ser introducido en un banco de ductos, o al existir una curva en la trayectoria, sea menor que el radio mínimo de curvatura especificado por el fabricante, asimismo, cuando un cable se retira para ponerlo o recogerlo hacia otro lugar, generalmente el tambor que se usa para enrollado no es del diámetro adecuado.

Estos dobleces ocasionan graves lesiones al aislamiento, a las cintas de la pantalla metálica o a la cubierta de plomo, si se usa. El daño que se le ocasiona al aislamiento es producto de un esfuerzo de tensión mayor que su límite elástico, teniendo como consecuencia su posible fractura o debilitamiento. Cuando el cable tienen cintas metálicas como pantalla, éstas sufren deslizamiento de una sobre la otra, ocasionando que no vuelvan a su estado original.

Si el cable tiene plomo como pantalla electrostática o como cubierta, ésta llega a abombarse en la parte de abajo del doblez, provocando una posible fractura e inutilizando al plomo como cubierta, además de quedar espacios que se ionizarán al estar en operación el cable.

Radios mínimos de curvatura permitidos en la instalación de cables de energía.

A).- Cables aislados VULCANEL EP o XLP, SINTENAX y polietileno:

1. Cables monofásicos o multiconductores con o sin cubierta de plomo, sin planta metálica o sin armadura.
2. Cables con armadura de fleje y alambres: 12D.
3. Cables con pantalla de cintas: 12D.
4. Cables con pantalla de hilos, excepto los que llevan hilos como armaduras, los cables flexibles para uso industrial y para minas.
5. Cables flexibles para uso industrial y minas (sólo se aplica al VULCANEL EP): para tensiones de 5Kv y menores: 6D, para tensiones arriba de 5Kv: 8D.

B).- Cables DRS.

1. Cables sin pantalla.
para tensiones menores de 25Kv: 10D
para tensiones de 25Kv y mayores: 12D

C).- Cables con aislamiento de papel impregnado:

1. Cables con cubierta de plomo:
Cables monofásicos: 25D
Cables multiconductores: 15D

D).- Cables SINTEMAX:

1. Cables monofásicos con pantalla o cables monofásicos o multiconductores con armadura de hilos o flejes: 9(D-d)
2. Para todos los demás tipos: 8(D-d)

E).- Cables ARMAFLEX:

1. Cables con pantallas de cintas: 12D
2. Cables sin pantalla menores de 5 Kv: 7D

En donde:

D= Diámetro total del cable en mm.

d= Diámetro de un conductor en mm.

Espesor del aislamiento (mm)	Diámetro total del cable (mm)		
	25.4 y menores	25.4 a 50.8	50.8 y mayores
3.94 y menores	4D	5D	6D
4.32 a 7.87	5D	6D	7D
8.26 y mayores	-	7D	8D

Tabla 2.4. Radios mínimos de curvatura

Sin embargo, la mejor base para evaluar la flexibilidad es a través de las ventajas a que da lugar en los cables de energía, la cual, en última instancia, es una manera de apreciarla.

A continuación se enuncian las ventajas de la flexibilidad.

1. Mayor facilidad para meter o sacar el cable en el carrete, lo que minimiza la probabilidad de daño al momento de instalar.
2. Mayor facilidad para colocar en posición en la instalación especialmente en lugares estrechos.
3. La construcción del cable que permite dobleces y cambio de dirección en general, sin menoscabo de la integridad del mismo, conduce evidentemente a una instalación confiable.

4. Un manejo sencillo de un material contribuye a que los instaladores trabajen con más rapidez y menos esfuerzo, evitando que pongan en práctica métodos que resultarían perjudiciales, como calentar el cable para permitir dobleces, etc.

NIVEL DE AISLAMIENTO

Una vez seleccionado el material apropiado para el aislamiento de cable, es necesario determinar el espesor de acuerdo con el fabricante, tomando como base la tensión de operación entre fase y las características del sistema según la siguiente clasificación:

CLASE 1. NIVEL 100 % Quedarían incluidos en esta clasificación los cables que se unen en sistemas protegidos con relevadores que liberen fallas a tierra lo más rápido posible, en un tiempo no mayor a un minuto, este nivel de aislamiento es aplicable a la mayoría de los sistemas con neutro a tierra y puede aplicarse también a otros sistemas (en los puntos de aplicación del cable) donde la razón entre la reactancia de secuencia cero y de secuencia positiva (X_0/X_1) no esté en el intervalo de 1- a -40 y que cumplan la condición de liberación de falla, ya que en los sistemas incluidos en el intervalo descrito pueden encontrarse valores de tensión excesivamente altos en condiciones de fallas a tierra.

CLASE 2. NIVEL 133 % Anteriormente en esta categoría se agrupaban los sistemas con neutro aislado. En la actualidad, se incluyen los cables destinados

a instalaciones en donde las condiciones de tiempo de operación de las protecciones no cumplen con los requisitos del nivel 100 %, pero que, en cualquier caso, se libera la falla en no más de una hora.

El nivel 133 % se podrá usar también en aquellas instalaciones donde se desee un espesor de aislamiento mayor al 100 %. Por ejemplo, cables submarinos, en los que los esfuerzos mecánicos propios de la instalación y las características de operación requieren de un nivel de aislamiento mayor.

CLASE 3. NIVEL 173 % Los cables de esta categoría deberán aplicarse en sistemas en los que el tiempo para liberar una falla no está definido. También se recomienda el uso de cables de este nivel en sistemas con problemas de resonancia, en los que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud.

MATERIALES.

Dada la gran diversidad de tipos de aislamiento que hasta la fecha existen para cables de energías, deben tener presentes las características de cada uno de ellos, para su adecuada selección tanto en el aspecto técnico como en el económico.

Tradicionalmente, el papel impregnado ha sido el aislamiento que por su confiabilidad y economía se empleaba en mayor escala; sin embargo, la aparición de nuevos aislamientos tipo seco aunado al mejoramiento de algunos ya existentes, obligan a estar en constante actualización respecto a las

diferentes alternativas disponibles. Los aislamientos se puede dividir en dos grupos principales:

A) PAPEL IMPREGNADO.

Empleo un papel especial obtenido de pulpa de madera, con celulosa de fibra larga.

El cable con papel sin humedad se impregna con una sustancia para mejorar las características del aislante. Las sustancias más usuales son los compuestos que se listan a continuación, y la que se elija dependerá de la tensión y la instalación del cable.

- 1.- Aceite viscoso.
- 2.- Aceite viscoso con resinas refinadas.
- 3.- Aceite viscoso con polimeros de hidrocarburos.
- 4.- Aceite de baja viscosidad.
- 5.- Parafinas microcristalinas del petróleo.

El compuesto ocupa todos los intersticios, eliminando las burbujas de aire en el papel y evitando así la ionización en servicio. Es por esto que el papel es uno de los materiales más usados en cables de alta tensión y en cables de extra alta tensión.

El compuesto podrá ser migrante o no migrante, de acuerdo al tipo de

instalación del cable; con poco desnivel (hasta 10 m) para el primer tipo y con desniveles mayores para el segundo. El desnivel mencionado es un desnivel físico, es decir la inclinación que tendrá el cable es determinante para seleccionar un compuesto migrante o no migrante

AISLAMIENTO DE TIPO SECO.

A excepción hecha del hule natural (ya en desuso), los aislamientos secos son compuestos cuya resina base se obtiene de la polimerización de determinados hidrocarburos. Según su respuesta al calor se clasifican en dos tipos.

- 1.-Termoplásticos. Son aquellos que, al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad, recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.
- 2.- Termofijos. A diferencia de los anteriores, después de un proceso inicial similar al anterior, los subsecuentes calentamientos no los reblandecen.

A continuación se describen las características de algunos de los aislamientos de tipo seco.

SINTENAX. El PVC (cloruro de polivinilo) para aislamiento de cables de alta tensión, ha adquirido una importancia especial, gracias a sus ventajas sobre los plásticos hasta ahora conocidos.

La alta rigidez dieléctrica y su resistencia a la ionización (efecto corona)

permiten su operación en cables de energía de hasta 23KV.

La estabilidad de características, como la resistencia de aislamiento, factor de potencia y constante dieléctrica en presencia de humedad, lo convierten en uno de los más adecuados para ambientes húmedos. En general, los cables de energía SITEMAX resultan ligeros (no requieren cubierta de plomo), fáciles de instalar y de empalmes y terminales de manufactura sencilla.

El hule etileno propileno (EP) y el polietileno de cadena cruzada (XLPE) son los principales materiales empleados en la actualidad para cables de energía, con aislamiento extruido, en media tensión.

Descripción de un cable de energía típico.

La función primordial de un cable de energía aislado es la de transmitir energía eléctrica a una corriente y tensión preestablecidas, durante cierto tiempo. Es por ello que sus elementos constitutivos primordiales deben estar diseñados para soportar el efecto combinado producido por estos parámetros. Los elementos constitutivos adecuados para cumplir con estas tres funciones son:

- A).- El conductor por el cual fluye la corriente eléctrica.
- B).- El aislamiento, que soporta la tensión aplicada.
- C).- La cubierta, que proporciona la protección contra el ataque del tiempo y los agentes externos.

Un cuarto elemento fundamental en la operación correcta de un cable de

energía aislado lo constituyen las pantallas, que como función principal permiten una distribución de los esfuerzos eléctricos en el aislamiento en forma radial y simétrica.

Finalmente sobre los elementos anteriores, y cuando es deseable dar protección adicional al cable contra agentes externos y o esfuerzos de tensión extraordinarios, se usan las armaduras metálicas.

El cable por su formación final podrá ser unipolar o tripolar, según el número de conductores que contenga.

En el caso de cables tripolares, los espacios dejados entre fases se ocupan con rellenos adecuados.

Los cables unipolares, una vez terminados pueden ser unidos en un cable en espiral de paso largo, dando lugar a un cable en formación triplex figura 2.2.

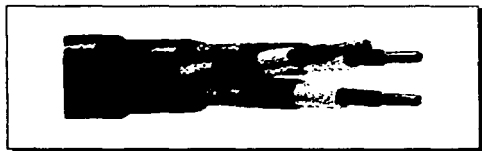


Figura 2.. 2.a. Cable de energía tripolar aislado para 5-35 Kv.

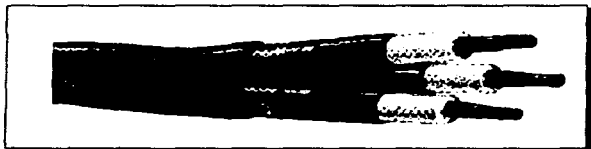


Figura 2.2.b. Cable de energía en formación triplex aislado para 5-35 Kv.

Cables de energía VULCANAL mejorado, EP y XLP para la industria en general.

Las redes primarias industriales tienen el propósito de garantizar la continuidad de servicio dentro de la industria, considerando la importancia de estos circuitos se desarrolló el nuevo Vulcanal mejorado, que tiene las charolas, ductos subterráneos o directamente enterrados.

La construcción del Vulcanal mejorado es tal que su manejo, durante la instalación y su operación son sumamente sencillos; el conductor de cobre permite una capacidad de conducción de corriente superior a la del aluminio debido a su baja resistividad eléctrica, la pantalla semiconductor sobre el conductor extruida simultáneamente con el aislamiento, la pantalla metálica del Vulcanal mejorado está formada por alambres de cobre suave dispuestos helicoidalmente. El área de la pantalla debe calcularse en función de la corriente máxima de corto circuito del sistema. La cubierta exterior es de PVC rojo que provee al cable de una protección adecuada contra la mayoría de los

agentes químicos que están presentes en las industrias, además de ser resistente a la abrasión e intemperie. (figura 2.3)

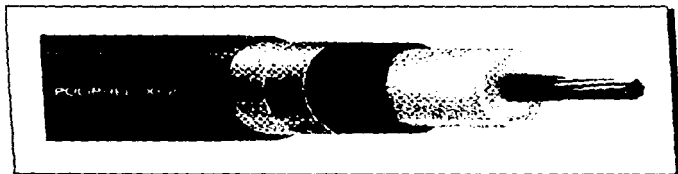


Figura 2.3. Cables de energía Vulcanel mejorado, EP y NLP para la industria en general.

Cable SINTENAX para la industria en general.

En las acometidas cortas a plantas industriales, o en circuitos de distribución dentro de las mismas, se requiere un cable con una serie de características, tales como propiedades eléctricas insuperables y facilidad de manejo, que permitan tanto su instalación como su operación en forma sencilla y satisfactoria.

Los cables Sintenasx son adecuados para instalarse en charolas directamente enterrados o en ductos subterráneos. Su construcción es como se indica a continuación.

A) Conductor de cobre suave compacto.

- B) Pantalla semiconductor sobre conductor estruñda simultaneamente con el aislamiento.
- C) Aislamiento de Sintenax, que entre sus principales ventajas está su resistencia al efecto corona, y una buena resistencia a la humedad.
- D) Pantalla sobre el aislamiento formada por cintas semiconductoras y cintas de cobre
- E) Cubierta exterior de PVC rojo, que es resistente a la abrasión y a la intemperie.

El cable Sintenax es ligero y fácil de instalar, con terminales y empalmes sencillos. Su construcción permite contracciones y dilataciones sin dañar sus componentes. (figura 2.4.)

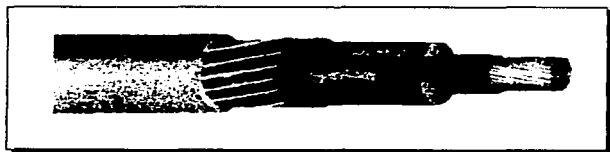


figura 2.4. Cable Sintenax para la industria en general.

Cable VULCANEL EP-DRS para distribución residencial subterránea.

Hace algunos años, la Comisión Federal de Electricidad trazo las directrices para el diseño y construcción de redes de distribución subterráneas en fraccionamientos residenciales. Estas redes, comparadas con las redes aéreas

tradicionales, tiene un costo ligeramente mayor, pero también tienen una serie de ventajas que la mayoría de las veces hace que el costo no sea factor limitante. Algunas de estas ventajas son:

Confiabilidad los cables subterráneos no están expuestos directamente a cargas de viento, granizo, descargas atmosféricas directas, ni a la imprudencia de los conductores de vehículos motorizados.

Mantenimiento reducido considerado como un factor de costo en los planes de inversión, el mantenimiento de redes subterráneas en fraccionamientos residenciales es mínimo, siempre y cuando se haya hecho una adecuada selección de los diversos elementos del sistema.

Belleza del fraccionamiento hay que recordar que el concepto de contaminación no se restringe exclusivamente a elementos extraños en el aire agua o tierra, sino que se extiende también a factores como el ruido o obstáculos que empobrezcan el paisaje. En muchos fraccionamientos modernos, esta razón ha sido suficiente para justificar la inversión en la red subterránea de distribución de energía y otros servicios.

Plusvalía. El precio de los terrenos de fraccionamientos residenciales con instalaciones subterráneas es más alto que el correspondiente a fraccionamientos con instalaciones aéreas convencionales.

En México, la tendencia hacia los sistemas monofásicos de distribución

residencial subterránea (DRS) requiere la creación y el desarrollo de una tecnología apropiada. Por lo que a los cables primarios se refiere su diseño básico debe reunir las siguientes características:

1. Dos conductores (fase y neutro) en un solo cable.
2. Resistencia notable a la humedad para que pueda enterrarse directamente o instalarse en conductos subterráneos.
3. Resistencia mecánica adecuada para la protección contra accidentes por agentes mecánicos externos.
4. Aislamiento que garantiza muchos años de servicio confiable.
5. Bajo costo coherente con los otros requisitos.

Cable primario para DRS:

La selección para esta aplicación es el cable VULCANEL EP-DRS, cuyas características principales se mencionan a continuación:

- A) Conductor compacto de aluminio.
- B) Pantalla semiconductor sobre el conductor, extruida simultáneamente con el aislamiento.
- C) Aislamiento de etileno-propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades, como estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y una gran resistencia a las arborescencias.
- D) Cubierta semiconductor extruida sobre aislamiento para brindar protección electromecánica.

E) Neutro concéntrico, a base de hilos de cobre suave estañado, aplicados en forma helicoidal sobre la cubierta y que a la vez hace la función de blindaje electrostático. (figura 2.5.).

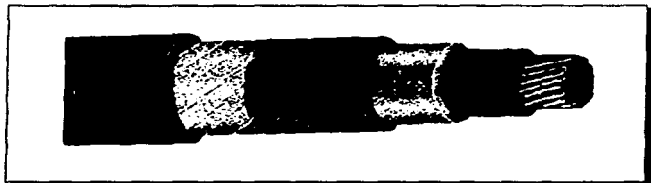


Figura 2.5. Cables Vulcanel EP-DRS para distribución residencial subterránea.

CABLE VULCANEL EP TIPO DS PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.

Los sistemas rífsicos de distribución subterránea son aquellos que alimentan cargas en zonas comerciales. El tipo de cable que la Comisión Federal de electricidad ha venido utilizando para este propósito es el denominado cable de energía VULCANEL EP tipo DS; El cual es adecuado para operar en instalaciones aéreas, ductos o directamente enterrado, siendo la flexibilidad una de sus principales características.

Su construcción es la siguiente:

A) Conductor compacto de aluminio.

- B) Pantalla semiconductor sobre el conductor, extruida simultáneamente con el aislamiento.
- C) Aislamiento de etileno-propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades, como estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y una gran resistencia a las arborescencias
- D) Pantalla sobre el aislamiento formada de un material semiconductor extruido y alambres de cobre suave aplicados helicoidalmente.
- E) Cinta separadora entre la pantalla metálica y la cubierta exterior.
- F) Cubierta exterior de PVC rojo resistente a la abrasión e intemperie.



figura 2.6. Cable Vulcanel EP tipo DS para distribución subterránea.

CABLE DE ENERGÍA 6TP Y 23PT AISLADOS CON PAPEL IMPREGNADO Y FORRO DE PLOMO.

Los cables de energía 23 TP son cables monopolares con un conductor redondo normal de cobre suave, cinta de papel semiconductor sobre el conductor y aislamiento de papel impregnado en aceite; La pantalla sobre el aislamiento está formada por una cinta de papel semiconductor y una cinta de papel intercalada con una cinta de cobre. El forro de plomo sobre la pantalla

metálica protege al cable de la entrada de humedad. La cubierta exterior es de polietileno negro, resistente a agentes químicos y ala intemperie. (figura 2.7)

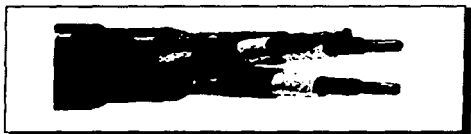


Figura 2.7. Cables de energía 6PT y 23PT aislados con papel impregnado y forro de plomo.

CABLE DE ENERGÍA VULCANAL. 23TC PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.

El cable de energía VULCANEL. 23TC cuya principal aplicación es en circuitos para trocales, ramales y acometidas, y su instalación es directamente enterrada.

Su construcción es la siguiente:

- A) Conductor compacto de cobre suave
- B) Pantalla semiconductora sobre el conductor, extruida simultáneamente con el aislamiento.
- C) Aislamiento polietileno de cadena cruzada (XLP), que tiene inmejorables propiedades, con excelente resistencia térmica, alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad y bajas pérdidas dieléctricas. La tensión nominal de

- operación es de 23KV.
- D) Pantalla sobre el aislamiento formada de un material semiconductor extruido y pantalla electrostática a base de alambres de cobre suave.
 - E) Cinta separadora entre la pantalla metálica y la cubierta.
 - F) Cubierta exterior de polietileno negro que, aparte de proteger mecánicamente al cable, es resistente a los agentes químicos y a la intemperie.(Figura 2.8)

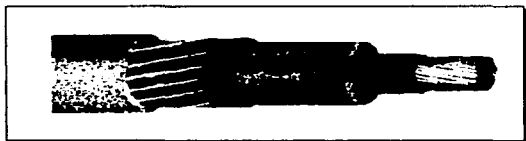


Figura 2.8. Cable de energía Vulcanel 23TC para distribución subterránea.

CABLES PARA REFINERÍAS DE PETRÓLEO Y PLANTAS PETROQUÍMICAS.

La construcción de estos tipos de cables se describe a continuación:

- A) Conductor compacto de cobre.
- B) Pantalla semiconductor sobre conductor, extruida simultáneamente con el aislamiento.
- C) Aislamiento de:
 - 1. - Etileno-propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades como

estabilidad térmica, resistencia excepcional a la ionización (corona) y resistencia a la arborescencias.

- 2.- Polietileno de cadena cruzada (XLPE) que presenta magníficas propiedades, como alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad y bajas pérdidas dieléctricas.

D) Pantalla semiconductora extruida sobre el aislamiento.

E) Pantalla electrostática formada por un forro de plomo que además protege al cable de los hidrocarburos del suelo, y le da mayor resistencia a los humos y gases químicos.

F) Cubierta de PVC rojo que es resistente a la abrasión, ozono, humedad y desgaste. Protege también al plomo de la corrosión electrolytica. (Figura 2.9).

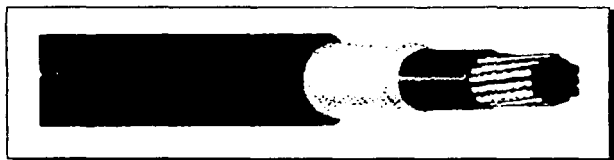


figura 2.9. Cables para refinerías de petróleo y plantas petroquímicas.

CABLES DE ENERGÍA VULCANEL, EP Y XLPE PARA LA INDUSTRIA EN GENERAL.

Los cables de energía VULCANEL, EP Y XLPE permiten una instalación rápida debido a su facilidad de manejo y a que la elaboración de sus terminales y

empalmes es sencillo. Su construcción es:

A) Conductor compacto de cobre.

B) Pantalla semiconductora sobre el conductor, extruida simultáneamente con el aislamiento.

C) Aislamiento de:

1. Etileno-propileno (EP) que ofrece inmejorables propiedades, como estabilidad térmica, resistencias excepcional a la ionización (corona) y gran resistencia a las arborescencias.
2. Polietileno de cadena cruzada (XLPE) que representa magníficas propiedades, como alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad y bajas pérdidas dieléctricas.

D) Pantalla sobre aislamiento a base de cintas semiconductoras y cintas de cobre.

E) Cubierta exterior de PVC rojo, resistente a la absorción y a la intemperie.

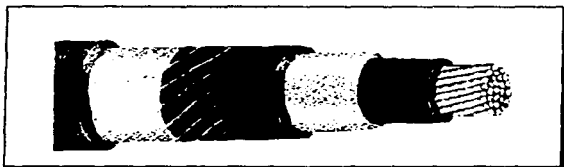


Figura 2.10. Cables de energía Vulcanel, EP y XLPE para la industria en general.

II.3. CALCULO DE LA ENERGÍA REACTIVA NECESARIA PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

Con el propósito de realizar la compensación de la potencia reactiva en los siguientes eléctricos se emplean métodos, los cuales se enumeran y describen a continuación:

- a) Utilización de motores síncronos.
- b) Utilización de capacitores síncronos.
- c) Utilización de bancos de capacitores.

Los motores síncronos son capaces de proporcionar trabajo mecánico y al mismo tiempo actuar como una carga capacitiva, en caso de operar sobre-excitados. Aunque se pueden considerar como una ayuda que mejora el factor de potencia, no constituyen una forma de compensación controlable con facilidad.

Los capacitores síncronos son máquinas síncronas para controlar el factor de potencia, nada más. Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario; también mejoran la estabilidad de las líneas de transmisión en los regímenes transitorios. Sin embargo, son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

Los bancos de capacitores dan la potencia reactiva de carácter capacitivo que

sea necesaria, pidiéndose instalar fijos desconectables.

El uso de los capacitores de potencia, comparado con el de otros medios de generación de potencia reactiva, implica las interesantes ventajas de un bajo costo por KVAR instalado, un fácil manejo y un mantenimiento tan sencillo y barato que, en muchos casos, se vuelve prácticamente inexistente.

Este es el motivo de la aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de distribución o consumo de energía eléctrica, y su demanda notablemente creciente año tras año.

Al instalar un banco de capacitores en un circuito de corriente alterna compuesto por elementos resistivos e inductivos, se tiene un circuito R-I.-C, en el cual se ve disminuida la corriente reactiva inductiva I_L , por la corriente reactiva capacitiva del banco, la cual está adelantada 90° del vector tensión. Esto origina que el valor del ángulo ϕ disminuya, reduciéndose el valor de la corriente del circuito I y las pérdidas $R I^2$ en las líneas y se libera una cierta capacidad; además, al disminuir la corriente se mejora la tensión en la carga. El efecto de la corriente capacitiva sobre la inductiva se muestra gráficamente en la figura 2.11.

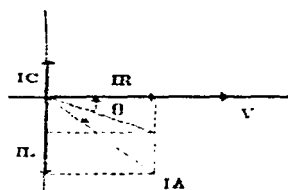


Figura 2.11. Efecto de una corriente capacitiva sobre una corriente inductiva.

AJ instalar los bancos de capacitores en un sistema eléctrico se mejora el factor de potencia de la carga lográndose los siguientes beneficios:

Liberar una cierta capacidad (en KVA) del sistema.

Reducir las pérdidas por efecto Joule, principalmente en las líneas.

Elevar los niveles de tensión y, por lo tanto, mejorar la regulación.

LIBERACIÓN DE CAPACIDAD.

R.J.COOK estableció la definición de "capacidad liberada" en un circuito eléctrico cuando se instala un banco de capacitores para mejorar el factor de potencia de la siguiente manera: Capacidad liberada es la cantidad de carga (en

VA) que se puede agregar con el factor de potencia original, de manera que la magnitud de la carga (en KVA) sea la misma antes y después de agregar los capacitores. Esto se aprecia en la figura 2.12, la ecuación que calcula la capacidad liberada es la siguiente:

$$\Delta \text{KVA} = \text{KI}^2 \cdot \left[\cos^2 \theta \cos^2 \theta_0 \left(\cos \theta_0 + \sin \theta_0 \tan \theta_0 \right) - \cos^2 \theta_0 \sqrt{1 + 2 \tan \theta_0 \tan \theta_0 - \tan^2 \theta_0} \cos^2 \theta \right]$$

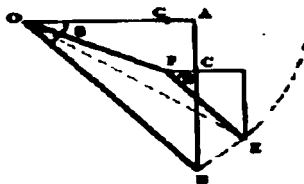


Figura 2.12. Diagrama fasorial de potencia que ilustra el concepto de capacidad liberada.

REDUCCIÓN DE PERDIDAS.

La reducción de las pérdidas por efecto Joule en las líneas que van desde la fuente hasta el punto donde se desean compensar la potencia reactiva, se debe a la cancelación de una parte de la componente de la corriente inductiva I_L por la corriente capacitiva I_C de los capacitores. En el circuito de la figura 2.13, se

muestran estas variables.

Al compensar esta potencia reactiva de una carga la reducción de las pérdidas de potencia R_{pp} en la línea, se obtiene al restar las pérdidas de potencia en la línea con capacitores, de las pérdidas de potencia en la línea sin capacitores:

$$R_{pp} = 3RI_1^2 - 3RI_2^2$$

En esta expresión R es la resistencia en la línea, en ohms, I_1 es la corriente de la línea, en Amperes, sin capacitores; e I_2 es la corriente de la línea, con capacitores.

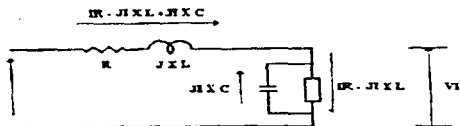


Figura 2.13. Corrientes en una línea corta con capacitores y carga R-L en su extremo.

Junto con la reducción de las pérdidas de potencia R_{pp} se tiene una reducción de pérdidas de energía R_{pe} que se calcula con la siguiente expresión:

$$R_{pe} = 3RI_1^2 T_{f_{per}} - 3RI_2^2 T_{f_{per}}$$

en donde T es el tiempo en que se evalúa la reducción del promedio de las

pérdidas y F_{per} es el factor de pérdidas.

El factor de pérdidas se define como la relación del promedio de las pérdidas de potencia, en un ciclo de carga dado, y las pérdidas de potencia durante la demanda máxima; o sea:

$$F_{per} = \frac{RI^2_{prom}}{RI^2_{max}} = \frac{I^2_{prom}}{I^2_{max}}$$

Esta definición se ilustra en la figura 2.14, en la que se muestra una curva y (t), de una carga cualquiera, y las variables I_{prom} , I_{max} y el tiempo T en que se evalúan la pérdidas de energía.

El factor de pérdidas también se puede calcular con la ecuación de F.H.Buller y C.A. Woodrow:

$$F_{per} = 0.3 FC_0 + 0.7 FC^2$$

en donde FC es el factor de carga.

En la figura 2.15, se muestra la diferencia entre la reducción de las pérdidas de potencia y la reducción de las pérdidas de energía.

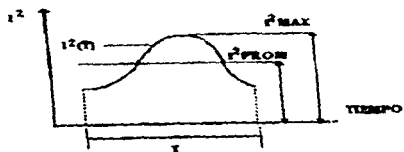


Figura 2.14. Ciclo i^2 (t).

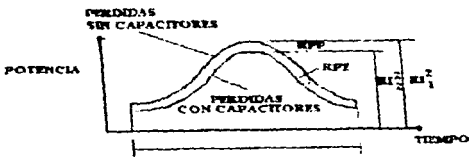


Figura 2.15. Pérdidas de potencia y energía en una línea con carga variable.

ELEVACIÓN DE TENSION.

Al instalar capacitores en una carga se eleva la tensión en las terminales de esa carga, por la cancelación de una parte de la corriente inductiva. La expresión que permite conocer esa elevación de tensión se deduce de las siguientes consideraciones.

La caída de tensión en una línea con carga concentrada se calcula con la

expresión:

$$V=RI \cos \phi +XI \sin \phi$$

en donde:

R= Resistencia de la línea en homs.

X= Reactancia de la línea en homs.

I cos ϕ = Componente activa del vector corriente (en fase con el vector tensión V) en Amperes.

I sen ϕ = Componente reactiva del vector corriente (atrasada 90° del vector tensión), en Amperes.

Al conectar un banco de capacitores cuya corriente sea I_c , se puede aproximar la caída de tensión por fase "V" con la expresión:

$$V= RI \cos\phi + XI \sin\phi -X I_c$$

El diagrama vectorial que ilustra estas relaciones se muestra en la figura 2.16, como el vector $XI \sin\phi$ está en fase con el vector XI_c es una buena aproximación de la caída de tensión al conectar los capacitores. Además esta expresión muestra que la caída de tensión disminuye al compensar la potencia reactiva.

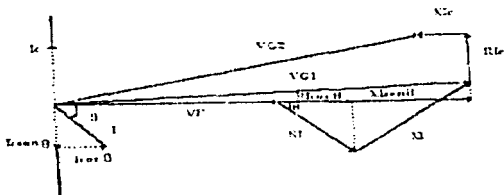


Figura 2.16. Relaciones vectoriales de una línea corta con capacitores en la carga.

Entonces, la evaluación de tensión en las terminales de la carga, es la diferencia entre las ecuaciones anteriores.

$$V = X I_c$$

que expresada en por ciento de la tensión de fase a neutro, en volts:

$$\% V = (X I_c / V_n) 100$$

cuando la tensión al neutro se da en kilovolts

$$\% V = X I_c / 10 k V_n$$

de las ecuaciones anteriores podemos obtener.

$$\% V = X \text{ kVAR} / 10 (\text{kVL})^2$$

en donde $kVAR$ es la potencia del banco de capacitores, kVI , la tensión entre fase en kilovolts y X la reactancia de la línea en ohms.

Para determinar las necesidades de condensadores, se debe conocer el factor de potencia de la carga; y cuando se tenga una cláusula tarifaria de alguna consecuencia, se debe tener el equipo de medición adecuado.

Cuando se escoge el equipo de medición debe tenerse cuidado, ya que es difícil seleccionarlo sin información conveniente. A continuación se enumeran cuatro métodos, los cuales proporcionan la información necesaria a fin de calcular el factor de potencia:

- 1.- Watímetro, amperímetro y voltímetro
- 2.- Wathorímetro, amperímetro y voltímetro
- 3.- Wathorímetro y varhorímetro
- 4.- Watímetro y medidor de factor de potencia

El tipo de instrumentación seleccionada se debe relacionar con el método que emplee la compañía suministradora para calcular el factor de potencia. Básicamente emplean dos métodos:

- 1.- Factor de potencia durante la demanda máxima, calculada de la impresión obtenida del registrador gráfico de demanda o de instrumentos registradores.
- 2.- Factor de potencia promedio calculado de las lecturas del Wathorímetro y del varhorímetro.

Una vez que se determina la capacidad del (o los) bancos (s) de capacitores, éstos deben localizarse de manera que proporcionen los mayores beneficios. Los puntos de conexión de los bancos de capacitores en el sistema eléctrico de una planta industrial puede ser:

- 1.- En las terminales de los motores.
- 2.- En barras de baja tensión de la subestación.
- 3.- En las barras de alta tensión de las subestaciones

Esto se ilustra en la figura 2.17. En cada caso, los bancos de capacitores mejoran el factor de potencia para la parte del sistema que queda arriba de la línea punteada. El conocimiento del costo de las unidades es útil al seleccionar la instalación mas económica. En la figura 4.18 se muestran gráficas de potencia contra costo para bancos de capacitores de distintas tensiones.

Si el costo de la unidad fuera el unico criterio de selección, entonces siempre se usarian los bancos de capacitores de alta tensión. En la figura 2.17, se aprecia que los bancos localizados en las terminales de los motores (punta A en la figura) compensando la potencia reactiva en los circuitos derivados, en los alimentadores, subestación y en la red primaria de la compañía eléctrica. Esto trae como resultado la liberación de cierta capacidad del sistema en todos sus componentes, se reduce o se limite el cobro por bajo factor de potencia y se mejora el perfil de tensión en todo el sistema. Conectar y desconectar el banco con el motor tiene la ventaja de que aquel sólo se conecta cuando es necesario y se elimina el riesgo de una elevación de tensión durante

los períodos de baja carga.

A pesar de las ventajas de instalar los bancos de capacitores junto a las terminales del motor, se tienen ciertas desventajas que deben tenerse en cuenta. Primero la capacidad del banco que se puede aplicar en dichos puntos está limitada al valor de la carga reactiva que demanda el motor sin carga para prevenir la autoexcitación del mismo.

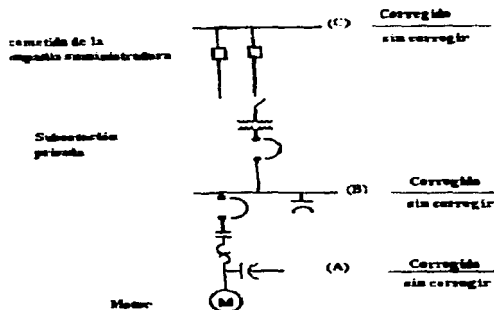


Figura 2.17. Localización de capacitores.

Segundo para motores entre 1.0 y 25 HP se requieren unidades cuya capacidad va desde 2.0 hasta 4 kvar, que tienen un costo por kvar dos o tres veces mayor que las unidades entre los 25 y 50 kvar. De aquí que en una planta con muchos motores pequeños el costo de obtener una potencia reactiva capacitiva dada,

puede ser varias veces mayor que una planta con la misma carga instalada; pero con motores de mayor potencia, que usen unidades de 15 kvar o mayores. Cuando se utilicen bancos de capacitores que compensen potencia reactiva de un grupo de motores, se debe tomar en cuenta la diversidad existente en la utilización de estos, ya que no todos se usan a la vez. Por dicha razón se pueden necesitar bancos de capacitores cuyo costo sea relativamente alto.

Si se localiza los capacitores en las barras de baja tensión de la subestación, punto B de la figura 2.17, se mejora el factor de potencia, liberándose cierta capacidad de elementos que se localizaron por arriba de la línea punteada.

La capacidad máxima del banco de capacitores no está limitada como cuando se instala en las terminales del motor, consecuentemente se puede seleccionar cualquier capacidad que ofrezca la corrección necesaria del FP. Los bancos de capacitores de baja tensión permanentemente conectados a las barras proporcionan la aplicación menos costoso para este caso; pero durante las horas de baja carga, en la noche o en los fines de semana, un banco permanentemente conectado continúa generando potencia reactiva, aunque haya poca o ninguna carga por compensar. La corriente capacitiva eleva el nivel de tensión y si el banco es lo suficientemente grande, debe ser puesto fuera de servicio y evitar así una condición de sobretensión. La severidad de la elevación de tensión atribuida a bancos de capacitores en transformadores poco cargados es alta.

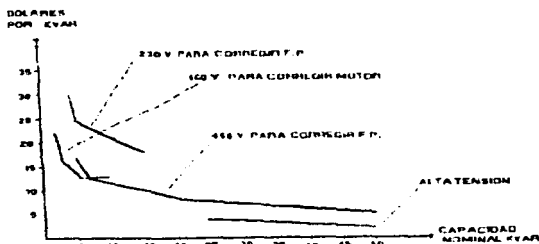


Figura 2.18. Costo de capacitores (Dólares por kvar vs. capacidad nominal), para diferentes tensiones.

La tercera opción es instalar los bancos de capacitores en el sistema primario, como se muestra en el punto C de la figura 2.17. Esta es la más económica, ya que normalmente el costo por kvar es entre 3 y 4 veces menor que sus similitudes de baja tensión, como se indica en la tabla 2.5.

CAPACIDAD DEL BANCO	FACTOR DE POTENCIA EN ELEVACIÓN DE TENSIÓN LA SUBESTACION INICIAL (10% DE LA CARGA) FINAL		
30% ^a	05% ^a	81% ^a	2% ^a
	77% ^a	91% ^a	
40% ^a	05% ^a	81% ^a	2.0% ^a
	77% ^a	95% ^a	
50% ^a	05% ^a	92% ^a	3.3% ^a
	77% ^a	98% ^a	

Tabla 2.5. Capacidades máximas en barras de subestación

La capacidad del banco puede seleccionarse sin ninguna limitante. En las fábricas en donde toda la energía es utilizada a tensiones bajas, los bancos de capacitores conectados en alta tensión solo sirven como objeto de reducir el pago de la energía comprada. Los transformadores y los alimentadores suministran la carga con su factor de potencia original, razón por la cual no se libera capacidad en estos elementos. En este caso, normalmente es necesario instalar al banco un medio automático de desconexión y conexión, en particular si la capacidad del banco es grande. El costo del equipo de conexión varía en función del tipo seleccionado, aumentando el costo de la instalación.

Precisar la capacidad de los diferentes transformadores.

Una vez conocida la capacidad de los capacitores que se van a utilizar, se puede calcular la capacidad liberada en los transformadores antes seleccionados y con esto precisar la nueva capacidad de dichos transformadores.

Esto es importante por que de no hacerlo los transformadores quedaran sobredimensionados o con una capacidad mayor a la necesaria lo cual repercutirá en el pago de energía eléctrica a la compañía suministradora.

CAPITULO III. SELECCIÓN DEL EQUIPO NECESARIO PARA LOS TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN Y PARTES CONDUCTORAS.

Objetivo:

**SELECCIONAR EQUIPO Y REDES DE DISTRIBUCIÓN
NECESARIOS DE ACUERDO A LAS CARGAS RECEPTORAS
DETECTADAS PARA EL PROYECTO.**

CAPITULO III. SELECCIÓN DEL EQUIPO NECESARIO PARA LOS TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN Y PARTES CONDUCTORAS.

III.1. TRANSFORMADORES

III.1.1. Transformadores de potencia.

Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

Se puede considerar formado por tres partes principales:

PARTE ACTIVA.

Está formada por un conjunto de elementos separados del ataque principal y que agrupa los siguientes elementos:

1.- Núcleo. Este constituye el circuito magnético, que está fabricado en acero al silicio, con espesor de 0,3 a 0,5 mm.

La norma que utiliza el fabricante para el diseño del núcleo, no establece formas ni condiciones especiales para su fabricación. Se busca la estructura más adecuada a las necesidades y capacidades del diseño. El núcleo puede ir

unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

2.- Bobinas. Estas constituyen el circuito eléctrico. Se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va estar sumergida.

Las normas tampoco establecen condiciones específicas, quedando en mano de los diseñadores el adoptar criterios que vayan de acuerdo con la capacidad y la tensión, y que incidan en la forma de las bobinas.

Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y abarquillas que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben tener apoyos y subjeciones suficientes para soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, y sobre todo los del tipo electromagnético que se producen durante el cortocircuito.

Las bobinas, según la capacidad y tensión del transformador puede ser del tipo rectangular para pequeñas potencias, del tipo cilíndrico para potencias medianas y del tipo galleta para las potencias altas.

BOBINA RECTANGULAR: se instala sobre un núcleo de sección rectangular. Es la bobina más barata. Se puede utilizar en transformadores trifásicos con potencias limitadas hasta 5 MVA y tensiones de hasta 69 KV.

BOBINA CH.ÍNDRICA: se forma con una serie de discos con separaciones de cartón aislante para permitir el flujo del aceite; los discos se instalan sobre un tubo de material aislante. Cada disco consta de varias vueltas devanadas en espiral, se utilizan en transformadores de potencias medianas, o sea de hasta 10 MVA y 15 KV.

DEVANADO CONTINUO TIPO DISCO: es semejante al tipo anterior. Se inicia a partir de un disco que se devana en espiral desde el tubo aislante hacia afuera. La vuelta exterior del disco se conecta con la exterior del siguiente disco y en éste el devanado espiral se desarrolla ahora desde afuera hacia adentro, continuando así sucesivamente hasta terminar la bobina. Los discos se separan entre sí por medio de espaciadores de cartón prensado.

Este tipo de embobinado se utiliza en transformadores con potencia de hasta 40 MVA y para tensiones entre 15 y 69 KV.

BOBINA TIPO GALLETA: el primario y el secundario se desvenan en forma de galletas rectangulares, colocando las bobinas primarias y secundarias en forma alternada.

Se utilizan en transformadores del tipo acorazado para altas potencias y altas tensiones (230 o 400 KV).

En la construcción de las bobinas existen especificaciones particulares de cada usuario que imponen ciertos criterios, como puede ser:

Forma de la sección del conductor en los devanados de alta y baja tensión, tipo de aislamiento para soportar altas temperaturas, aplicación de compuestos aislantes a las bobinas, etc.

3.- CAMBIADOR DE DERIVACIONES. Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en lado de alta o baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

4.- BASTIDOR. Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

PARTE PASIVA.

Consiste en el ataque en donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos.

El ataque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del ataque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55° C, dependiendo de la clase térmica de aislamiento específico, lo.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por si solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en diseño de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por ambas, y se sopla aire sobre los enfriadores, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

- 1.- Clase OA. Enfriamiento por aceite. Circulación normal.
- 2.- Clase OW. Enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.
- 3.- Clase FOA. Enfriamiento por aceite y aire forzados.
- 4.- Clase OA FA. Enfriamiento aceite aire. Circulación forzada de aire.
- 5.- Clase AA. Transformador tipo seco, enfriamiento por aire. Circulación normal.
- 6.- Clase AFA. Transformador seco, enfriado por aire, circulación forzada.

III.1.2. Transformadores de protección.

Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

En el caso de los ^{relé}reveladores de sobrecorriente, solo importa la relación de transformación, pero en otro tipo de ^{relé}reveladores, como pueden ser los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de valores predeterminados.

TRANSFORMADORES MIXTOS. En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección.

PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Corriente. Las corrientes primaria y secundaria de un transformador de corriente deben estar normalizadas de acuerdo con las normas nacionales en uso.

Corriente primaria. Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación. Para

subestaciones de potencia, los valores normalizados son: 300,400,600,800,1200,1500,2000 y 4000 amperes.

Carga secundaria. Es el valor de la impedancia en ohms, refleja en el superior de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, reveladores, cables y conexiones conectados en serie con el secundario y que corresponde a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.

La carga se puede expresar también, por los volts-amperes totales del valor total de la impedancia. El valor del factor de potencia normalizado es de 0.9 para los circuitos de medición y de 0.5 para los de protección. Todos los aparatos, ya sean de medición o de protección, traen en el catálogo respectivo la carga de acuerdo con su potencia de precisión.

LIMITE TÉRMICO. Un transformador debe soportar en forma permanente, hasta 20 % sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 2 A mm. en forma continua.

LIMITE DE CORTO CIRCUITO. Es la corriente de corto circuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente puede llegar a significar una fuerza del orden de varias toneladas. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 143 A mm durante un segundo de duración del cortocircuito.

TENSIÓN SECUNDARIA NOMINAL. Es la tensión que se levanta en las terminales secundarias del transformador al alimentar éste una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal. Por ejemplo, si se tiene un transformador con carga nominal de B-1.0, o sea una carga de 1.0 ohms, la tensión secundaria generada será de:

$$1.0 \text{ ohm} \times 5 \text{ amperes} \times 20 \text{ veces} = 100 \text{ volts.}$$

que se designa como un transformador de corriente de clase C-100.

POTENCIAL NOMINAL. Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en volt-amperes (VA) y a veces en ohms, bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de características de aparato. Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias de las bobinas de todos los aparatos conectados en serie con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto Joule que se producen en los cables de alimentación, y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, como se indica en la tabla 3.1.

Cargas normales para transformadores de corriente según normas ANSI C.57.13					
Designación de la carga	Características		Carac. 60 Hz		
	R(ohms)	I (mH)	Isec. 5A	V/A	FP
B0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B0.5	0.45	0.58	0.5	12.5	0.9
B1.0	0.50	2.3	1.0	25	0.5
B2.0	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B8	4.0	18.4	8.8	200	0.5

Tabla 3.1. Cargas aceptadas en transformadores de corriente.

Clase	Utilización
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentaciones para los wathorímetros de alimentadores de potencia.
0.5 a 0.6	Alimentación para Wathorímetros de la facturación en circuitos de distribución e industriales.
1.2	Alimentación a las bobinas de corriente de los aparatos de medición en general, indicadores o registradores y a los reveladores de las protecciones diferencial, de impedancia y de distancia.
3 a 5	Alimentación a las bobinas de los reveladores de sobrecorriente.

TABLA 3.2. Precisiones normalizadas en transformadores de corriente.

Las normas A.N.S.I. definen la clase de precisión de acuerdo con los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.3, 0.6, 1.2, 3 y 5, cada clase de precisión especificada debe asociarse con una o varias cargas nominales de precisión, por ejemplo, 0.5 de precisión con una carga de 50 VA.

Según el uso que se asigne al transformador, se recomiendan las siguientes precisiones, considerando que a precisiones más bajas corresponden precios del transformador más altos, para una misma tensión y relación de transformación (tabla 3.2).

Los transformadores para medición están diseñados para que el núcleo se sature para valores relativamente bajos de sobrecorriente, protegiendo de esta forma los instrumentos conectados al secundario del transformador.

Clase de precisión para protección. Los transformadores con núcleo para protección se diseñan para la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, para corrientes con valores de hasta 20 veces el valor de la corriente nominal.

La norma ANSI hace la siguiente clasificación de la precisión para protección:

CLASE C. Esta clase cubre a los transformadores que, por tener los devanados uniformemente distribuidos, su flujo de dispersión en el núcleo no tiene efecto apreciable en el error de relación, dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación se puede calcular por métodos analíticos.

CLASE T. Esta cubre a los transformadores que, por no tener los devanados uniformemente distribuidos, el flujo de dispersan en el núcleo afecta el error de relación, dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación debe ser determinada mediante prueba de laboratorio.

Ambas clasificaciones deben completarse con la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal, considerada entre B 1.0 Y B 8.0, cuando fue una corriente con una magnitud de 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10 % el error de relación. Este error deberá estar limitado a 10 % para cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal, y para cualquier carga interior a la nominal.

Resistencia de los transformadores de corriente al corto circuito.

Esta resistencia esta determinada por las corrientes de limite térmico y dinámico definidos por la ANSI como:

Corriente de limite térmico. Es el mayor valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar por efecto joule, durante un segundo, sin sufrir deterioro y con el secundario en cortocircuito. Se expresa en Kiloamperes eficaces o en "n" veces la corriente nominal primaria.

La elevación de temperatura admisible en el aparato es de 150° C para aislamiento de clase A. Dicha elevación se obtiene con una densidad de corriente de 134 A mm² aplicada durante un segundo.

La corriente térmica se calcula a partir de:

$$IT = MVA / \sqrt{3} Kv$$

Donde:

IT = Valor efectivo de la corriente de límite térmico.

MVA = Potencia de cortocircuito en MVA.

kV = Tensión nominal del sistema en kV.

Corriente de límite dinámico. Es el valor pico de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efecto mecánico sin sufrir deterioro, con su circuito secundario en cortocircuito. Se expresa en kiloamperes de pico, de acuerdo con la expresión:

$$ID = 1.8 \sqrt{2} IT$$

Donde:

ID = valor de pico de la corriente dinámica.

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de

alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior y exterior y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamiento de resinas sintéticas para tensiones medias o bajas, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

Tensiones. Las tensiones primaria y secundaria de un transformador de potencial deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso.

Tensión primaria. Se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación.

Tensión secundaria. Los valores normalizados, según ANSI son de 120 volts para aparatos de hasta 25 Kv y de 115 volts para aquellos con valores superiores a 34.5 Kv.

A diferencia de los aparatos de corriente, los de potencial se construyen

normalmente, con un solo embobinado secundario.

Potencial nominal. Es la potencia secundaria expresada en volts-amperes que se desarrolla bajo la tensión nominal y que se indica en la placa de características de aparato.

Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto de las caídas de tensión que se producen en los cables de alimentación; sobre todo cuando las distancias entre los transformadores y los instrumentos que alimentan son importantes; y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida como se indica en la tabla 3.3.

Cargas normales para transformadores de potencial según normas ANSI C 57.13.

Designación	V.A	t.p.	Características con base en 120 V y 60 Hz.		
			Resistencia a en ohms	Inductancia en Henrys	Impedancia en ohms
W	12.5	0.10	115.2	3.042	
X	25	0.7	403.2		
Y	75	0.85	163.2	0.268	
Z	200	0.85	61.2	0.101	
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	
M	35	0.20	82.6	1.07	

Tabla 3.3. Presiones normalizadas en transformadores de potencial.

Para secundarios de 120 V, la experiencia indica que no se deben utilizar conductores con calibres menores al No. 12 AWG. Este calibre reduce la carga del cable y produce alta resistencia mecánica, que disminuye la posibilidad de ruptura del circuito, con el desarrollo consiguiente de cortocircuitos peligrosos.

Carga. Es la impedancia que se conecta a las terminales del devanado secundario.

Clase de precisión para medición. La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador de potencia puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal.

La precisión de un transformador se debe garantizar para valores entre 90 y 110 % de la tensión nominal.

Las normas ANSI definen la clase de precisión de acuerdo con los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5. Según el uso que se dé al transformador de potencial, se recomiendan las siguientes precisiones:

Clase	Utilización
0.1	Aparatos para medición y calibraciones en laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentación para los wathonímetros de sistemas de potencia y distribución.
0.5 a 0.6	Alimentación para wathonímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales.
1.2	Alimentación a las bobinas de potencial de los aparatos de medición, indicadores o registradores.
3-5	Alimentación a las bobinas de reveladores de tensión, frecuencímetros y sincronoscopios.

Tabla 3.4. Precisiones para aparatos de medición.

En cualquier instalación eléctrica se acostumbra especificar los transformadores de potencial con la siguiente nomenclatura, de acuerdo con las normas A.N.S.I.: 0.3W, 0.3X o 0.3Y, 0.6Y, 1.2Z.

Donde el primer factor 0.3, 0.6 o 1.2 es el valor de la precisión y debe ir aislado con una o varias cargas nominales de precisión indicadas por las letras W,X,Y, o Z que indican las potencias nominales en V.A. Además se acostumbra especificar los transformadores para que se resistan durante un segundo los esfuerzos térmicos y mecánicos derivados de un cortocircuito en las terminales del secundario, a voltaje pleno sostenido en las terminales del primario.

A continuación se muestra la tabla 3.5. en la que se incluyen las potencias más

comunes que consumen las bobinas de los diferentes aparatos de medición y protección, conectadas a transformadores de corriente y de potencial.

Apartados	Consumo aproximado en VA	
	Transformador es de corriente	Transformador es de potencial
Amperímetro	2-6	
Vóltmetro indicador		3.5-15
Vóltmetro registrador		15-25
Wattmetro indicador	1.5-5	6-10
Wattmetro registrador	1.5-8	5-12
Medidor de fase indicador		7-20
Medidor de fase registrador	6-16	15-20
Wattímetro	0.5-1.5	3-15
Frecuencímetro indicador		1-15
Frecuencímetro registrador		7-15
Sincronoscopio		6-25
Relevador de tensión		10-15
Relevador direccional	1.5-10	25-40
Relevador de corriente	3-10	
Relevador diferencial	3-12	
Relevador mínima impedancia	0.5-2	
Relevador de distancia	6-20	

Tabla 3.5. Consumo en VA de diferentes aparatos

DISPOSITIVOS DE POTENCIAL.

Son elementos equivalentes a los transformadores de potencial, pero en lugar de ser del tipo inductivo son del tipo capacitivo; se utilizan para alimentar con tensión los aparatos de medición de un sistema de alta tensión.

Se definen como un transformador de potencial, compuesto por un divisor capacitivo y unidad electromagnética, interconectados en tal forma que la tensión secundaria de la unidad electromagnética V_b es directamente proporcional y está en fase con la tensión primaria V_1 aplicada.

Dispositivo de potencial.

En esta figura se observa en el lado de alta tensión un capacitancia C_1 una llamada capacitancia principal, en serie con capacitaria muy grande C^2 , llamada capacitancia auxiliar, en baja tensión y ambas conectadas entre la tierra T y el bus A, con tensión a tierra igual a V_1 . Ambos grupos capacitivos se relacionan como se ve en la siguiente expresión:

$$V^2 = V_1$$

en donde V^2 es la tensión utilizada para alimentar a la unidad electromagnética.

Como el capacitor C^2 es muy grande, se requiere de la unidad electromagnética

que se conecta al divisor capacitivo en el punto B y que entre otros elementos consta de un transformador F conectado en paralelo para poder lograr un ajuste más preciso de la tensión V_b , se utiliza la bobina variable L.

El transformador capacitivo se logra ya sea utilizando capacitores independientes, o bien en la mayoría de los casos, utilizando las capacitancias instaladas en las bobinas de tipo capacitivo. El primer caso se obtiene aprovechando los capacitores de una protección de onda portadora, y el segundo caso se obtiene a partir de las boquillas de un interruptor de gran volumen de aceite, o las de un transformador de potencia.

El explosor E forma parte de un circuito RC de protección contra sobretensiones y se conecta en paralelo con la unidad electromagnética.

Debe ajustarse para que opere a una tensión igual a $2V^2$.

Carga. Se expresa en volt-amperes.

Capacidad térmica. Se da en volt-amperes y debe ser, cuando menos, igual a la carga máxima nominal de precisión especificada. Corto circuito. Los dispositivos de potencial deben poder soportar en las terminales secundarias, durante un segundo, los esfuerzos térmicos y dinámicos debidos a un corto circuito, al mismo tiempo que mantienen en las terminales primarias su tensión nominal, sin que la elevación de temperatura exceda de 250 °C.

III.1.3. Transformadores de instrumentos.

Son unos dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de un sistema eléctrico en general.

Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros no están contruidos para soportar ni grandes tensiones ni grandes corrientes.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro transformadores de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios para corrientes de 5 Amperes o para tensiones de 120 Volts.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro. Esto en sí, representa un concepto de dualidad entre los transformadores de corriente y los de potencial que se puede generalizar en la siguiente tabla y que nos ayuda para pasar de las funciones de un tipo de transformador al otro (tabla 3.6.).

A continuación se estudian, por separado, las características principales de cada uno de los dos tipos de transformadores arriba mencionados. Ambos pueden utilizarse para protección, para medición, o bien para los casos simultáneamente siempre y cuando las potencias y clases de precisión sea adecuadas a la función que desarrollen.

Concepto	Transformador de potencial	Transformador de corriente
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga se determina por:	Corriente	Tensión
Causa de error	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando	Z_2 disminuye	Z_2 aumenta
Conexión del transformador a la línea	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario	En paralelo	En serie

Tabla 3.6. Equivalencia de funciones en los transformadores de instrumentos.

Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de hasta 25 kv, y con aislamiento de resina sintética. Los de servicio exterior y para tensiones medias se fabrican con aislamiento de porcelana y

aceite, aunque ya se utilizan aislamientos a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas. Para altas tensiones se continúa utilizando aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana.

La tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que va estar conectado.

Para el caso de los transformadores utilizados en protecciones con ^{مستشركو} reveladores estáticos se requieren núcleos que provoquen menores saturaciones que en el caso de los ^{مغناطيسية} reveladores de tipo electromagnético, ya que las velocidades de respuesta de las protecciones electrónicas son mayores.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.

TRANSFORMADORES DE MEDICION. Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10 %, hasta un exceso del 20 %, sobre el valor nominal.

III.2. BANCOS DE TIERRA.

Consiste en un transformador cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de corto circuito de fase a tierra.

Si en un sistema de potencia con neutro flotante, como es el caso de un circuito alimentado desde la delta de un transformador y ocurre un corto circuito de fase a tierra, no hay un camino de regreso para la corriente de cortocircuito. El sistema podrá seguir en operación pero con las otras dos fases al elevar su tensión a un valor mayor a 1.73 p.u. de 1.7071 veces el valor de la tensión nominal entre fases; lo cual ocasiona una sobretensión permanente a la frecuencia del sistema que afecta tanto al transformador como al propio sistema. Para evitar lo anterior, se debe considerar un camino extra para la corriente de regreso de tierra. Este camino se obtiene al conectar un transformador especial llamado "banco de tierra".

Para este fin existen dos tipos de bancos de tierra:

1.- Transformador de tierra, con conexión estrella y neutro a tierra en el lado de alta tensión, y delta en baja tensión.

Puede ser un transformador de tres fases, que para un sistema aislado de tierra en 85 Kv, puede tener una relación de 85/23 Kv conexión estrella-delta, y cuyo devanado de 23 Kv puede utilizarse para alimentar los servicios de

estación de la instalación.

La conexión en estrella debe tener su neutro con conexión fuera del tanque, para conectarse sólidamente a tierra.

2.- Transformador con conexión tipo zig-zag. Es un transformador especialmente diseñado para banco de tierra; su impedancia en secuencia positiva es muy alta, mientras que su impedancia en secuencia cero es baja, el neutro que sale del tanque a través de una boquilla, se conecta sólidamente a tierra.

El neutro debe poder soportar, durante un minuto, una corriente de 1800 A.

En ambos casos, las terminales del lado de la estrella o de la conexión zig-zag del banco de tierra de que se trate, se conecta a la red alimentada por la delta, mientras que el neutro se conecta a la red de tierra de la subestación, instalándose en éste un transformador de corriente que energiza las protecciones automáticas, cuando se producen fallas a tierra en el sistema.

III.3. INTERRUPTORES.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y esta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de cualquier instalación o subestación pues su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

Primero se tratará de los interruptores de corriente alterna utilizados en alta tensión, y después a los de baja tensión.

El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales.

PARTE ACTIVA.

Constituida por la cámara de extinción que soporta los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

PARTE PASIVA.

Constituida por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa. En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- a) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- b) Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- c) Soporta los recipientes de aceite, si los hay, el gabinete de control.

Accesorios

En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes:

- a) Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- b) Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- c) Conectores de tierra.
- d) Placa de datos.
- e) Gabinete que contiene dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El accionamiento de los dispositivos de control pueden ser del tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en el sistema.

PARÁMETROS DE LOS INTERRUPTORES.

Tensión nominal. Es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en que se instala el interruptor.

Tensión máxima. Es el valor máximo de la tensión para el cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión, al cual debe operar, según normas.

Corriente nominal. Es el valor de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendados de elevación de temperatura.

Corriente de cortocircuito. Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que puede abrir las cámaras de extinción del arco. La unidades son kiloamperes aunque comúnmente se dan en Megavolt-amperes (MVA) de cortocircuito.

Tensión de restablecimiento. Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una

frecuencia que es del orden de miles de Hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación.

Esta tensión tiene dos componentes, una de frecuencia nominal del sistema y la otra superpuesta que oscila a la frecuencia natural del sistema.

Resistencia de contacto. Cuando una cámara de arqueo se cierra, se produce un contacto metálico en una área muy pequeña formada por tres puntos, que es lo que en geometría determina un plano. Este contacto formado por tres o más puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del contacto, al pasar la corriente nominal a través de él. La resistencia de contacto varía de acuerdo con la fórmula:

$$R = Kr D / E$$

Donde:

R = Resistencia de contacto Ohms.

K = Constante dada por el fabricante del interruptor.

r = Resistividad del metal de contacto.

D = Dureza del metal de contacto.

F = Fuerza que mantiene cerrado al contacto.

En la fórmula se observa que la resistencia de un contacto crece directamente proporcional a la resistividad y a la dureza e inversamente proporcional con la presión del contacto.

Cámaras de extinción del arco. Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate.

Dichas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, apareciendo un arco a través de un fluido, que los transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas. Al interrumpirse la corriente durante el paso de la onda por cero, aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento.

Durante la interrupción del arco, aparecen los siguientes fenómenos:

- a) Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- b) Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.
- c) Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables entre 100 y 1000 metros segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y, por lo tanto, su extinción.
- d) Masas metálicas en movimiento (contacto móvil) que se aceleran en pocos milésimos de segundo hasta adquirir velocidades del orden de 10 segundo.
- e) Esfuerzos mecánicos debidos a las corrientes de cortocircuito.
- f) Esfuerzos dieléctricos debidos a la tensión de restablecimiento.

Como la interacción de estos fenómenos es difícil de analizar, el diseño de una cámara de interrupción está basada, en gran porcentaje, en tablas y pruebas de laboratorio. En la actualidad, se sigue en la búsqueda de cámaras interruptivas de menor tamaño y mayores capacidades de cortocircuito.

TIPOS DE INTERRUPTORES.

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, ordenados conforme a su aparición histórica:

- 1.- Gran volumen de aceite.
- 2.- Pequeño volumen de aceite.
- 3.- Neumáticos, (aire comprimido).
- 4.- Hexafluoruro de azufre.
- 5.- Vacío.

Interruptor de gran volumen de aceite. Fueron los primeros interruptores que se emplearon en alta tensión y que utilizaron el aceite para la extinción del arco.

En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo, al pasar la onda de corriente por cero.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un tanque separado, aunque es accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

Cada polo tiene doble cámara interruptiva, conectadas en serie, lo cual facilita la ruptura del arco al repartirse la caída de tensión según el número de cámaras. Para conseguir que la velocidad de los contactos sea elevada, de acuerdo con la capacidad interruptiva de la cámara, se utilizan poderosos resortes, y para limitar el golpe que se produciría al final de la carrera, se utilizan amortiguadores.

En este tipo de interruptores, el mando puede ser eléctrico, con resortes o con compresora unitaria según la capacidad interruptiva del interruptor.

Interruptor en pequeño volumen de aceite. Este tipo, que tiene fórmula de columna, fue inventado en Suiza por el Dr. Landry. Por el pequeño consumo de aceite, son muy utilizados en Europa, en tensiones de hasta 230 Kv y de 2500 MVA de capacidad interruptiva. En general se usan en tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente el 5 % del volumen de aceite del caso anterior.

Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

La potencia de apertura es limitada sólo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo. Para potencias interruptivas altas, el soplo de los gases sobre el arco se hace perpendicularmente al eje de los contactos, mientras que para potencias bajas, el soplo de los gases se inyecta en forma axial.

Los contactos de estos interruptores pueden soportar, según estadísticas de los fabricantes, el siguiente número de operaciones sin requerir su cambio:

A corriente nominal	4000 operaciones
A la mitad de la potencia máxima de corto circuito	8 operaciones
A plena potencia de cortocircuito	3 operaciones

Los interruptores de este tipo usan un mando que se energiza por medio de resortes.

Interruptores neumáticos. Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los dos casos anteriores.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco.

El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire

inyectado. La presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 kg cm² dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor.

La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de tres ciclos, lo cual produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores. Estos aparatos pueden operar en dos formas. En forma modular con su propia compresora y tanque de almacenamiento ; o en forma de estación central de aire comprimido, que alimenta el conjunto de interruptores de la instalación.

La segunda forma puede ser de alimentación radial a partir de un cabezal de aire, o a partir de una instalación en anillo; tiene el inconveniente de que en caso de una fuga en la tubería principal puede ocasionar la falla de toda la instalación, además de que en caso de subestaciones de gran capacidad, la longitud de las tuberías es tan grande que hace que su costo sea muy elevado respecto al caso modular.

En los aparatos de tipo modular, el volumen del tanque debe ser de tal tamaño de que pueda soportar, cuando menos dos operaciones de apertura y cierre combinadas.

Las cámaras de extinción de estos interruptores son de forma modular y, de acuerdo con la capacidad y tensión de la instalación se utilizan por ejemplo desde dos cámaras en adelante:

- 2 cámaras hasta 80kV
- 4 cámaras hasta 150kV
- 6 cámaras hasta 220kV
- 8 cámaras hasta 380kV

Una de las ventajas de utilizar varias cámaras en serie es la de repartir la tensión entre el número de ellas, disminuyendo la tensión de reencendido entre los contactos de cada una de ellas. Resumiendo las características de estos interruptores se puede decir lo siguiente:

1. Los tiempos de maniobra son muy cortos, lo que limita la duración de los esfuerzos térmicos que originan los cortos circuitos y por lo tanto se reduce el desgaste de los contactos.
2. Son aparatos de construcción sencilla se emplean los mismo elementos interrumpidos para todas las tensiones lo cual reduce el almacenaje y costo de las piezas de repuesto.
3. Pueden efectuar recierres con tiempos mínimos y potencias de corto circuito elevadas
4. El mantenimiento es sencillo y rápido. No tiene peligro de incendio.

Interruptor en hexafluoruro de azufre. Son aparatos que se desarrollaron al fin de la década de los años 60' y cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF₆) y que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos.

Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de del mantenimiento

Propiedades del (SF₆). En un gas químicamente inerte y estable, su peso específico es de 6 gr./l. Alcanza unas tres veces la rigidez de dieléctrica del aire, a la misma presión. A la temperatura de 2000 °K conserva todavía alta conductividad térmica, que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente facilita la extinción del arco.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque o trifásicos en que las tres fases utilizan una misma envolvente. Se fabrican para tensiones desde 115 hasta 800 kV_o más y las capacidades de interrupción varía de acuerdo con el fabricante llegando hasta magnitudes de 80 kA, que es un caso muy especial.

Este tipo de aparatos pueden librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras.

Las principales averías de este tipo de interruptores son las fugas de gas, que requieren aparatos especiales para detectar el punto de la fuga. En un aparato bien instalado, las pérdidas de gas deben ser inferiores al 2 % anual del volumen total de gas encerrado dentro del aparato.

En caso de pérdida total de la presión del gas y debido a la alta rigidez dieléctrica del SF₆, la tensión que pueden soportar los contactos cuando están abiertos es igual al doble de la tensión de fase a tierra. De cualquier forma no es conveniente operar un interruptor de SF₆ cuando ha bajado su presión por una fuga, y debe ser bloqueado el circuito del control de apertura para evitar un accidente.

En los interruptores trifásicos, la apertura de los contactos es simultánea, aunque conviene que haya dispersión de un milisegundo entre los tres polos; se entiende por dispersión a la diferencia en tiempo que existe entre el instante de cierre del primero y el instante de cierre del último polo del interruptor. El uso de la dispersión es importante, pues sirve para reducir las sobretensiones debidas a impulsos por maniobra.

El mecanismo de mando de estos interruptores generalmente de aire comprimido.

Son apartados que en teoría, abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos que en teoría, abren en un ciclo a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia, los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra un contacto móvil, que también está sellada al otro extremo de la cámara, y que en lugar de deslizarse, se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material de una aleación del tipo de latón.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y, por lo tanto, no es necesario el soplado del arco ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

Este tipo se utiliza en instalaciones de hasta 34.5 Kv dentro de tableros blindados.

Los dos inconvenientes principales son:

1. Que por algún defecto o accidente, se pueda perder el vacío de la cámara y al entrar aire y producirse el arco, puede reventar la cámara.
2. Debido a su rapidez producen grandes sobretensiones entre los contactos y éstos emiten ligeras radiaciones de rayos X.

III.4. TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN.

Un tablero de distribución es aquél que alimenta, protege, interrumpe, mide y transfiere circuitos secundarios.

Clasificaciones.

Los tableros se pueden clasificar como de alta tensión y baja tensión.

Tablero de baja tensión. Es aquel que trabaja a una tensión no mayor a los 1000 volts de corriente alterna o a no más de 1500 volts de corriente continua. Las tensiones nominales de corriente alterna para tableros de baja tensión son:

- a) 120 volts
- b) 240 volts
- c) 480 volts
- d) 550 volts

Las tensiones para tableros de baja tensión en corriente continua son:

- a) 125 volts
- b) 250 volts
- c) 550 volts

Las corrientes nominales para tableros de baja tensión en corriente alterna o corriente continua son:

- | | |
|-----------|-----------|
| 600 amp. | 3000 amp. |
| 1200 amp. | 4000 amp. |
| 2000 amp. | 5000 amp. |

Tableros de alta tensión. Es aquel que trabaja a una tensión mayor a los 1000 volts de corriente alterna o a los 1500 volts de corriente continua.

Las tensiones nominales en tensión alterna para los tableros en alta tensión son:

- a) 2400 volts

- b) 4160 volts
- c) 7200 volts
- d) 13800 volts
- e) 23000 volts
- D) 34500 volts

Las corrientes nominales para tableros de alta tensión para corriente alterna o corriente continua son:

- | | |
|-----------|-----------|
| 600 amp. | 3000 amp. |
| 1200 amp. | 4000 amp. |
| 2000 amp. | 5000 amp. |

Especificaciones y condiciones de servicio.

Condiciones generales de servicio. Los tableros que utilizan aire como medio aislante y refrigerante deberán ser adecuados para operar en el interior hasta a 1.000 m S.N.M. y a una temperatura no mayor de 40 °C.

En caso que se opere una altitud mayor y a una temperatura más elevada, esas condiciones se consideran como especiales y se deben indicar al fabricante.

III.5. CONTROL DEL CONSUMO DE ENERGÍA DENTRO DE LA PLANTA INDUSTRIAL.

La conservación de energía es importante y esencial para una eficaz política económica. La crisis energética ha provocado incrementos considerables en los costos de la energía.

Durante los últimos años las tarifas de energía eléctrica se incrementaron en un promedio del 60 por ciento. Las predicciones recientes estiman que el costo de la energía se incrementará a razón del 12 o 15 por ciento durante los siguientes cinco años. Uno pronóstico más optimista indica 7 por ciento por año para los siguientes 15 años.

Es absolutamente necesaria una política eficaz de conservación de la energía y prevención del gasto para prevenir estos incrementos.

La independencia en energía no se logrará sin el desarrollo de los recursos existentes y nuevos y sin la de la conservación de energía y programas de control de energía.

Por lo tanto, es conveniente poner más y más atención a los diferentes medios que ahorren energía y eliminar el gasto innecesario.

MÉTODOS PARA EL CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La optimización del consumo de energía eléctrica en sistemas industriales se puede lograr mediante:

- Mejoras en el factor de potencia.
- Motores de alta eficacia.
- Iluminación con lámparas de descarga de alta intensidad (DAI)
- Control de la carga eléctrica.
- Control estáticos de frecuencia ajustable.

MEJORAS DEL FACTOR DE POTENCIA.

El factor de potencia es la relación de la potencia real que usa un circuito expresada en Watts o Kilowatts a la potencia que entrega aparentemente la línea expresado en volt-amperes o Kilovolts-amperes.

La relación de potencia tiene mucha importancia en un circuito de c.a. Un factor de potencia bajo significa una eficiencia eléctrica también baja, que es una situación costosa, porque el consumo real de energía es menor que el producto volt-amperes. El circuito eléctrico detecta los volt-amperes., pero la carga usa sólo watts para producir trabajo útil. Si el valor de los volts-amperes excede el consumo de watts, la corriente adicional se toma por arriba de alimentación ocasionando un incremento en los volt-amperes por arriba de los watts reales que son necesarios.

El modo más simple y más económico para mejorar el factor de potencia es mediante capacitores. Los capacitores proporcionan la corriente reactiva de magnetización necesaria para los motores, removiendo entonces la corriente reactiva suministrada por las líneas de alimentación de energía de la compañía. Las consecuencias son descargas de los cables, alivio en la capacidad del sistema eléctrico (KVA) de los transformadores, reducción de pérdidas del sistema, y reducción de los pagos de energía donde se multan los factores de potencia bajos. Además al mejorar el factor de potencia se incrementan de los valores de voltaje, dando como resultado un mejoramiento en la eficacia de los motores, iluminación de las lámparas y reducción de pérdidas en los transformadores y generadores.

Para una información más detallada se puede consultar el capítulo 4 de este trabajo.

MOTORES DE ALTA EFICACIA.

La capacidad nominal de la eficacia de un motor indica qué tan bien convierte la energía eléctrica en energía mecánica. A mayor capacidad nominal, el motor utiliza la energía con mayor eficacia. Esta es la relación de watts de salida, a los watts de entrada: La diferencia son las pérdidas en el motor que están constituidas por las pérdidas en el motor, más la fricción, más la fricción del aire.

Como los cargos de la energía eléctrica se basan en la energía total usada, es

FALTA PAGINA

No. **139**

Donde:

EFF₁ = Eficacia mejorada.

EFF₂ = Eficacia promedio para la industria.

FP= Factor de potencia.

LAMPARAS DAI.

En las generalmente llamadas lámparas DAI (descarga de alta intensidad), la luz se produce en un tubo de arco debido al paso de la corriente a través de vapor sometido a presión relativamente alta, en comparación con la baja presión en las lámparas fluorescentes. La familia DAI abarca: Vapor de mercurio, haluro de metal y lámparas de sodio a presión alta que contienen sodio y mercurio.

Las lámparas DAI son de uso frecuente para interiores y exteriores ya que operan con bajo costo por bujía por metro, tienen alta eficacia y larga esperanza de vida con lo que minimizan los costos de reposición de lámparas.

Las lámparas de sodio de alta presión son lámparas más usadas en exteriores por su alta eficacia, buen control óptico, pequeño tamaño y uniforme color cálido dorado blanco.

Para el interior de edificios para industrias se usan lámparas SAP (sistema de alta presión) debido a su alta eficacia que las hace más económicas que otras.

Con el fin de evitar el desperdicio en el uso de la energía eléctrica, las lámparas SAP tienen las siguientes ventajas:

- Son las más eficientes por que el ahorro de energía puede ser hasta de un 40 por ciento mientras que, al mismo tiempo, el suministro de luz se incrementa un 23 por ciento.
- Ayuda a mantener un alto factor de potencia evitando los cargos extras impuestos por las compañías de suministro de energía eléctrica.
- El mejoramiento en el rendimiento del color de las lámparas SAP las hace adecuadas para la mayor parte de interiores y exteriores. Las lámparas HPS (Mercurio con revestimiento de fósforos) tienen una larga expectativa de vida y sus costos de reposición son menores que con cualquiera otras lámparas.

Si el nivel de iluminación en una área es mayor que el recomendado, en lugar de apagar las lámparas, se sugiere el uso de lámparas fluorescentes de menor cantidad de Watts con lo que disminuye el costo de la energía, por que ayuda a mantener el factor de potencia adecuada y reduce así los gastos de energía como se señala en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. Rendimiento y comparación económica de lámparas convencionales y lámparas fluorescentes de potencia reducida

Lámpara	Consumo de potencia Watts por lámpara	Rango de salida inicial Lámparas	Rango promedio de vida horas	Ahorro en los costos de energía *
Incandescente para serv. continuo convencional	60	740	2500	
Fluorescente potencia reducida	54	645	2500	0.45
Convencional	100	1480	2500	
Fluorescente potencia reducida	90	1230	2500	0.75
Convencional	150	2350	2500	
Fluorescente potencia reducida	135	1990	2500	1.14
Incandescente industrial convencional	60	670	3500	
Fluorescente potencia reducida	54	590	3500	0.63
convencional	100	1280	3500	
Fluorescente potencia reducida	90	1090	3500	1.05
Convencional	150	2150	3500	
Fluorescente potencia reducida	135	1790	3500	1.50
Fluorescente 48 pul arranque rápido blanco fino convencional	40	3150	20000-	
Fluorescente potencia reducida	34	2800	20000	3.60
Fluorescente 48 pul arranque rápido	40	3200	20000-	

CAPÍTULO III. Selección del equipo necesario para las tableros de distribución y partes conductivas.

blanco	calido				
conventional					
Fluorescente					
potencia reducida		34	2900	20000	3 60
Fluorescente 96 pul					
blanco	calido	75	6300	12000	
conventional					
Fluorescente					
potencia reducida		60	5220	12000	3 60
Fluorescente 96 pul					
blanco	calido	75	6400	12000	
conventional					
Fluorescente	potencia reducida	60	5220	12000	3 60
Vapor de mercurio claro conventional					
		400	21000	24000+	
Fluorescente	potencia reducida	300	14000	18000	48 00
Vapor de mercurio blanco de luxe conventional					
		400	23000	24000+	
Fluorescente		300	15700	18000+	48 00

El cambio de iluminación incandescente a HPS en una planta industrial recupera el costo inicial del sistema en casi 2 años. Además, como los costos de energía se incrementan continuamente el periodo de reembolso se acortará, se incrementa la recuperación de la inversión y los ahorros en el costo de

energía se vuelven más importantes.

Control de carga eléctrica.

El control de la energía eléctrica implica la conservación de la energía y el control de la demanda de la misma. La función de los dispositivos equipo costoso para el sistema. Este recargo por demanda se puede reducir al limitar la operación simultánea de los dispositivos, especialmente en donde se consume gran energía. Esto se puede lograr mediante un sistema de control que mida la demanda continuamente y desconecte las cargas seleccionadas en ciertos momentos para evitar demandas máximas.

Al bajar la demanda máxima, un controlador programable de la demanda puede reducirla de 10 a 40 por ciento. Estas computadoras para controlar la demanda de energía se pagan por sí mismas en menos de un año.

La demanda mínima que se puede controlar prácticamente con una compleja computadora con controlador programable de energía es de 5,000 Kw y, a menos que se pueda controlar el 20 por ciento de la carga, no hay motivo para invertir en un controlador de demanda. Al utilizar un programa típico de recuperación de la inversión y tomar en cuenta la reducción de la depreciación de 8 años para el equipo electrónico y un 15 por ciento de recuperación de la inversión, la experiencia a probado que el utilizar las computadoras para controlar la demanda de energía, el costo se reduce 15 por ciento en menos de un año al someter las cargas eléctricas a horario para evitar operaciones simultáneas que elevan el nivel máximo de demanda más arriba de la máxima

demanda económica.

Las funciones de un sistema de administración de energía son:

- Control del suministro para mantener la demanda máxima (Kw o KVA) registrada durante un periodo de cuenta mayor al nivel preestablecido.
- Conservación de la energía, para reducir el consumo de energía de las cargas cuando la actividad de la planta está a nivel medio o bajo.
- Hacer un horario para reducir el consumo de energía al conectar y desconectar las cargas en tiempos específicos.
- Información del control para permitir el cambio gradual del sistema y la acumulación de información de referencia en aplicaciones pasadas y usos futuros.

Los programadores de carga para microprocesadores se fabrican en diferentes tamaños que corresponden al número de cargas programadas.

Se puede tener cinco programas del ciclo de trabajo cualquier carga.

Las entradas con fotocelda coordinan el control para la iluminación exterior. La entrada de temperatura controla los programas del ciclo de trabajo para asegurar el confort en todo tiempo. Las cargas individuales se pueden conectar si lo desea el usuario. El reloj de cristal de cuarzo proporciona la exactitud del programa dentro del rango de segundos por mes. El respaldo de batería retiene automáticamente la memoria y la mantiene en operación hasta 14 días para

que los programas no se pierdan en el caso de una falla prolongada de energía. El operador puede hacer que aparezcan rápidamente en el tablero los datos almacenados en la memoria, ya sean datos calculados o de los programas. Las impresoras de registro están disponibles para proporcionar la impresión digital de fecha, tiempo y demanda, en forma automática al final de cada intervalo de demanda.

Controladores estáticos de frecuencia.

Los controladores de este tipo utilizan elementos totalmente transistorizados para convertir las frecuencias fijas estándar, y fuentes de energía de voltaje determinado a las frecuencia y voltaje variables para controlar motores estándar c.a. a velocidades variables controlables.

El principio de control de velocidad para controladores de frecuencia ajustable se basa en la fórmula fundamental:

$$N = 120f/p$$

N= velocidad sincrona (R.P.M).

f= Frecuencia (C.P.S.) (Hz).

p= Número de polos.

El número de polos se determina por diseño y fabricante. La fórmula indica que al variar la frecuencia la velocidad varía proporcionalmente

Los sistemas de control de frecuencia ajustable tienen un inversor interpuesto entre la fuente de alimentación de la planta y el motor. El inversor convierte la fuente de alimentación fija a una salida de frecuencia ajustable para obtener la velocidad deseada del motor.

La velocidad es infinitamente ajustable por medio de un potenciómetro que modifica la frecuencia.

Un control estático ajustable de frecuencia consiste de:

- Sección de rectificación (rectifica c.a. a c.d.).
- Sección inversora (convierte c.d a c.a.).
- Sección de oscilador (determina la frecuencia a la cual opera el rectificador controlado de silicio).
- Sección lógica (determina la secuencia a la que opera el R.C.S).
- Sección de regulador volts ciclo (ajusta la salida de potencia manteniendo automáticamente la misma relación de salida voltaje a frecuencia para todas las velocidades).

Las ventajas al usar controles estáticos ajustables de frecuencia se puede lograr

principalmente en los sistemas de control de bombas, a saber:

- Alta eficacia con todas las velocidades de operación de la bomba, lo que da como resultado costos de operación reducidos debido a los ahorros de energía.
- Selección de un motor simplificado, ya que no se requiere un devanado especial o un chasis de determinado tamaño.
- No se requiere mantenimiento preventivo, ya que el inversor asegura el máximo tiempo en línea y, por consecuencia, alta confiabilidad.
- El motor se protege por la limitación apropiada de corrientes de los dispositivos electrónicos.

CONCLUSIONES.

El presente trabajo presenta los pasos que se deben seguir para el diseño de la electrificación de plantas industriales. Tomando en consideración desde la proyección de la planta, obteniendo datos útiles desde que se efectúan las visitas al predio donde se llevara a cabo la construcción de la misma.

También se consideran los métodos para calcular las cargas estimadas que tendrá la planta, así como el número de transformadores que se utilizarán y las capacidades de los mismos. A su vez se considera la selección de los sistemas de distribución de la planta así como los diagramas de las subestaciones para satisfacer los requerimientos de continuidad que necesite la planta.

Se plantean los métodos para el cálculo de los controladores para garantizar el buen funcionamiento y las normas de seguridad necesarias en la planta. También se mencionan los diferentes instrumentos para la medición y control de la energía eléctrica y los tableros que se utilizaran en la instalación.

Un aspecto importante es la utilización de la energía eléctrica eficientemente, es decir que existan las menores pérdidas posibles dentro de la misma, por lo cual se trata la corrección del factor de potencia y los diferentes métodos para reducir al mínimo los consumos de energía eléctrica y por consiguiente una reducción en los costos de operación de la planta.

BIBLIOGRAFÍA.

1. **Manual técnico de cables de energía.** Condumex.
Segunda edición. De. McGraw Hill.
2. **Fundamentos de instalaciones eléctricas.** Gilberto Enriquez Harper.
De. Limusa.
3. **Diseño de subestaciones eléctricas.** Jose Raúl Martín.
De. McGraw Hill.
4. **Ingeniería de proceso para plantas de proceso.** Rse y Barrow.
De. C.E.C.S.A.
5. **Compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos.** Yebra
Morrow.
De. McGraw Hill.
6. **Instalaciones eléctricas.** N. Bratu y E. Campero.
De. Alfaomega.
7. **Normas técnicas de instalaciones eléctricas.**
SEPAFIN. Secretaría de patrimonio y fomento industrial.
8. **Recommended practice for electric power distribution for industrial plants.** (red book) IEEE.
9. **Manual de alumbrado.** Westinghouse.
De. Dossat, S.A.