



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SUBESTACIONES EN
400 KV**

José Antonio Morataya Cerna

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, agosto de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SUBESTACIONES EN 400 KV

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

JOSÉ ANTONIO MORATAYA CERNA

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Ing. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier Gonzáles López
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, someto a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE SUBESTACIONES EN 400 KV,

tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el catorce de noviembre de 2006.



José Antonio Morataya Cerna



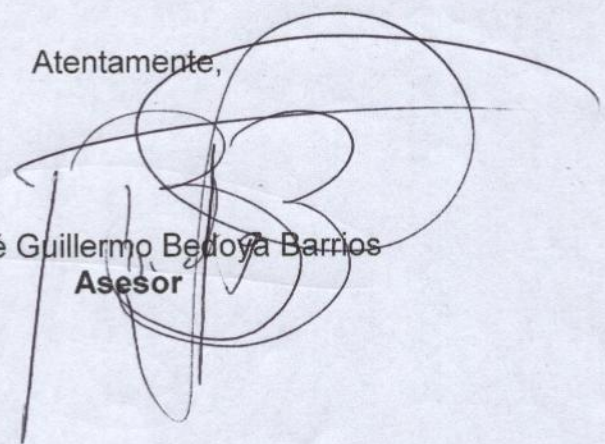
FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 17 de julio de 2007

Coordinador
Escuela de ingeniería mecánica eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Por este medio me dirijo a su persona, para informarle que he revisado el trabajo de graduación titulado: **CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SUBESTACIONES EN 400 KV**, que desarrolló el estudiante: **José Antonio Morataya Cerna**, el cuál cumple con los objetivos propuestos.

Atentamente,



Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Asesor



Guatemala, 19 de julio 2007.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

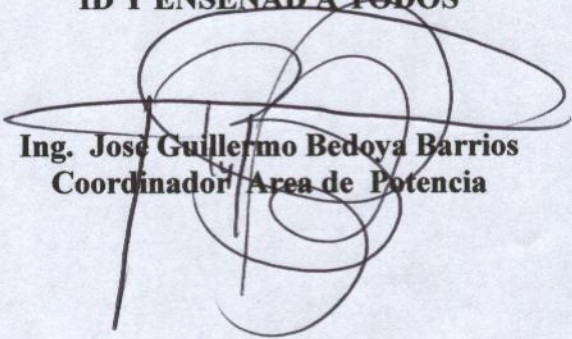
Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SUBESTACIONES EN
400 KV**, desarrollado por el estudiante; José Antonio Morataya Cerna,
por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia

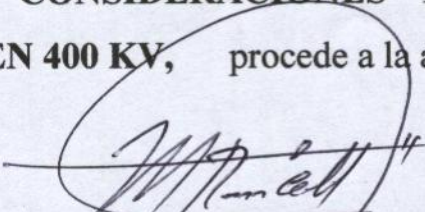
JGBB/sro





FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; José Antonio Morataya Cerna titulado: **CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SUBESTACIONES EN 400 KV**, procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
DIRECTOR



GUATEMALA, 25 DE JULIO 2,007.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SUBESTACIONES EN 400 KV**, presentado por el estudiante universitario **José Antonio Morataya Cerna**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


~~Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos~~
DECANO



Guatemala, agosto de 2007

AGRADECIMIENTOS A:

- Dios:** Por darme la vida y junto con ella todas sus bendiciones, quien es el dueño de la sabiduría, la ciencia y el entendimiento.
- Mis Padres:** Armando Morataya Arévalo y Ana Lilly Cerna de Morataya, por su amor y paciencia para mostrarme siempre el camino correcto y sobre todo el temor a Dios sobre todas las cosas, por su apoyo incondicional durante todos estos años.
- Mis hermanos:** Fernando, Paúl y Michelle, por su cariño y apoyo: gracias por todos los buenos momentos que hemos compartido.
- Mi abuela:** Mary, con cariño y agradecimientos.
- Mis abuelos:** Celestino, Blanca y Marco Antonio. (D.E.P.)
- Mis tíos:** Primos y familiares por su apoyo y cariño.
- Universidad de San Carlos de Guatemala:** Por ser el medio donde muchas personas tenemos acceso a la educación superior.
- Mi asesor:** Ing. Guillermo Bedoya Barrios, por su tiempo y dedicación para la realización del presente trabajo de graduación.
- Mis compañeros:** Con quienes pude compartir todos estos años de la carrera.

DEDICATORIA

A mis padres **Armando Morataya Arévalo** y **Ana Lilly Cerna de Morataya**, quienes sin duda merecen honra en este día.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII

1. CONCEPTOS GENERALES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1.	Definición	1
1.2.	Arreglo de barras y sus características	2
1.3.	Partes de una subestación y su descripción	7
1.4.	Aislamiento en subestaciones eléctricas	10
1.5.	Equipo primario	15
1.5.1.	Pt's	16
1.5.2.	Ct's	17
1.5.3.	Transformadores	18
1.5.4.	Interruptores	21
1.5.5.	Seccionadores	24
1.5.6.	Reactores	26
1.6.	Servicios auxiliares	29
1.7.	Protecciones	32
1.8.	Blindajes	39
1.9.	Red de tierras	53
1.10.	Sistema de comando y protección	59

2. DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

2.1.	Diferentes clases de barras	66
2.2.	Accesorios que se utilizan en una barra colectora	67
2.3.	Aisladores	67
2.4.	Cargas	70

3. CONSIDERACIONES PARA 400 kV

3.1.	Selección apropiada del arreglo de barras	72
3.2.	Disposiciones constructivas	73
3.3.	Clasificación de sobretensiones	80
3.4.	La importancia de la selección apropiada del BIL	82
3.5.	El efecto corona	84
3.6.	Protecciones apropiadas para la subestación	88
3.7.	Distancias Dieléctricas	91
3.8.	Fuerzas de cortocircuito	99
3.9.	Cálculo barra 400 kV	104
3.10.	Seguridad	107
3.11.	Conveniencia de uso de voltajes mayores a 300 kV	113
3.12.	Análisis de costo de subestaciones en alto voltaje	116
3.13.	Influencia del campo eléctrico en los sistemas de cableados de control	118
3.14.	El uso de reactores serie / derivación	120
3.15.	Especificaciones de los equipos	122

CONCLUSIONES	141
RECOMENDACIONES	143
BIBLIOGRAFÍA	145
ANEXOS	147

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Juego de barra simple	3
2.	Juego de barra simple más barras de transferencia	4
3.	Juego de doble barra	5
4.	Juego de interruptor y medio	6
5.	Aislador tipo columna	13
6.	Aislador tipo cadena	13
7.	Aislador de caucho de silicona	15
8.	Partes de un transformador	19
9.	Conexión Delta-Delta	20
10.	Conexión Delta-Estrella	21
11.	Reactor	27
12.	Circuito equivalente del reactor	29
13.	Relevador diferencial	34
14.	Relevador direccional de corriente	35
15.	Protección de tanque a tierra	38
16.	Protección para banco de capacitores con doble barra	39
17.	Zona de atracción de un rayo	42
18.	Método electrogeométrico	43
19.	Áreas de exposición	44
20.	Impacto de las descargas en la torre	47
21.	Aspecto del hilo de guarda en una subestación	48
22.	Impacto de las descargas en medio del vano	48

23. Método de las bayonetas	53
24. Método de las bayonetas y su efecto en un equipo	54
25. Potencial de paso	57
26. Potencial de contacto	58
27. Tensión de transferencia	59
28. Montaje aislador soporte para montaje de barras rígidas 1	72
29. Montaje aislador soporte para montaje de barras rígidas 2	72
30. Subestación de 9 campos de 420 kV y 18 de 123 kV	77
31. Distancias en subestaciones en aire	95
32. Altura y apertura de brazos de 1.75m	96
33. Altura de figura izquierda = 1.75 m y derecha = 1.25	96
34. Aislamiento con barrera y distancia de fase a tierra df-t	97
35. Aislamiento horizontal sin barrera. Izq = df-t y Der = 2.25 m	97
36. Distancia vertical de seguridad de 2.25 m y arriba df-t	98
37. Distancia en zona de trabajo. arriba mano = 2.25 m y arriba df-t	98
38. Distancia en zona de trabajo con barrera de protección	99
39. Frontera de las secciones de trabajo	99
40. Distancias de seguridad de vehículos a partes vivas	100
41. Zonas de mantenimiento 1	100
42. Zonas de mantenimiento 2	101
43. Método de componentes simétricas	105
44. Transformador de tensión capacitivo CPA/CPB	128
45. Diagrama esquemático del transformador de tensión capacitivo	129
46. Accesorios portadores	130
47. Dimensiones LTB 420E	132
48. Dimensiones del CT	134
49. Datos técnicos del pararrayos	136
50. Seccionador Semi-Pantógrafo-Horizontal TipoVKSBIII	138

51. Trampa de onda	139
52. Propuesta de diseño de una subestación en 400 kV	147
53. Bahía con arreglo interruptor y medio de potencia de 23.7, 6.3 y 3.6 m de profundidad aislada por gas	148

TABLAS

- I. Factores de corrección por altitud para equipos
- II. Precisiones para aparatos de medición
- III. Precisiones para aparatos de protección
- IV. Tensiones nominales para interruptores
- V. Corrientes nominales para interruptores
- VI. Corriente sostenida de cuchillas
- VII. Corrientes de rayo con $Z_s = 300$ ohms
- VIII. Características de aisladores tipo columna en intemperie
- IX. Comparaciones de tipos de subestaciones
- X. BIL para 400 kV
- XI. Factores de corrección por altitud
- XII. Distancias en condiciones estándar
- XIII. MVA máximos de cortocircuito para barra de 400 kV
- XIV. Datos técnicos de subestación Aislada por Gas

GLOSARIO

CA	Corriente alterna.
CD	Corriente directa.
CC	Corriente continua.
KV	Kilo voltios.
KA	Kilo amperios.
BIL	Basic impulse level.
NBI	Nivel básico de impulso.
NBS	Nivel básico de switcheo. (maniobra)
Ct's(TC)	Transformadores de corriente.
Pt's(TP)	Transformadores de potencial.
W,X,Y o Z	Designación del burden.
MVA	Mega volts-amperes.
SF6	Hexafloruro de azufre.
VN	Voltaje nominal.
Hz	Hertz.
A	Amperios.
L	Inductancia.
N	Número de vueltas.
e	Voltaje.
i,l	Corriente.
Raire	Resistencia del aire.
Laire	Inductancia del aire.
Aaire	Área aire.
μ_0	Permeabilidad del vacío.
h	Altura.

Vt	Voltaje en la torre.
T.C.F	Tensión crítica de flameo.
Y	Altura del conductor.
Yt	Altura de remate de la torre.
I0	Corriente mínima de salida.
Rcf	Radio crítico de flameo.
Zg	Impedancia de cables de guarda.
Vm	Tensión media.
Lc	Longitud del claro.
f	Flecha.
ht	Altura de tensión.
hf	Altura de fuerza.
θB	Ángulo de blindaje.
Bmm	Altura mínima del hilo de guarda.
D	Ancho del claro.
Rsg	Plano de tierra imaginario.
Ik	Corriente en el cuerpo humano.
Rt	Resistencia de la torre.
Rc	Resistencia del cuerpo humano.
AIS	Air insulated system.
GIS	Gas insulated system.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
IEC	Comisión Internacional de Electrotecnia.
dB	Decibeles.
δ	Factor de densidad del aire.
DMG	Distancia media geométrica en metros.
RMG	Radio medio geométrico en metros.
HMG	Altura media geométrica en metros.
r	Radio del conductor en cm.

RESUMEN

Este trabajo se enfoca en el diseño de una subestación en 400 KV, donde se esta considerando la actual interconexión México-Guatemala a este nivel de tensión, pensando en las ventajas que presenta la utilización de la utilización de este nuevo nivel para Guatemala de tensión, pudiendo mencionar que a mayor tensión de transmisión podemos manejar una mayor cantidad de potencia, teniendo en mente que para esto necesitamos de subestaciones a 400 KV, por lo que se realizó el presente trabajo de graduación.

La capacidad de transmisión en un sistema eléctrico indica cuanta potencia puede ser transferida entre las áreas que lo conforman sin comprometer sus límites de seguridad y confiabilidad.

En sistemas eléctricos el conocimiento y la exactitud que se tenga de la capacidad de transporte de un sistema, brinda información vital, tanto para la planificación como para la operación del mercado energético que lo regula.

Las grandes subestaciones eléctricas que poseen muchos circuitos y que manejan grandes volúmenes de potencia, deben poseer mucha flexibilidad y confiabilidad teniendo el servicio de manera continua, sin ninguna interrupción, aunque se den condiciones desfavorables.

Los sistemas eléctricos de potencia están conformados por varias partes que lo conforman siendo una de las partes las subestaciones eléctricas.

La alta tensión se utiliza en transmisión y Distribución de la energía eléctrica, en aplicaciones técnicas y en investigación Científica. En la transmisión y distribución de la energía eléctrica hace técnica y económicamente posible estas porque en general deben transportarse o distribuirse, potencias elevadas a grandes distancias debido a la falta de coincidencia de los centros de generación y de carga y la caídas de tensión así como las pérdidas de potencia directamente proporcional a la potencia y a la distancia son inversamente proporcionales a la tensión y al cuadrado de la misma, respectivamente.

Las subestaciones eléctricas de alto voltaje tienen costos elevados pero poseen muchas ventajas, por las que se les utiliza hasta el día de hoy en países industrializados y de gran desarrollo.

En este trabajo de graduación se tiene un circuito que representa la subestación en esquema interruptor y medio y las descripción de cada equipo a utilizar en la misma, teniendo dos soluciones; una en AIS y la otra en GIS. (aislamiento en aire y aislamiento en gas con SF₆ o Hexafloruro de azufre), tomando en cuenta los costos de un proyecto de esta magnitud, considerando entonces el alto costo de un terreno para su construcción se considera económicamente más barato el uso de subestaciones encapsuladas con tecnología en SF₆ que además de su costo ocupan menos espacio, teniendo siempre como segunda opción de que esta sea de tipo convencional recomendando la utilización de los equipos especificados en este trabajo de graduación para este diseño.

OBJETIVOS

- **General**

Realizar la mayor cantidad de consideraciones posibles que se puedan, para el diseño de subestaciones eléctricas en 400 kV, dejando un diseño claro y concreto de ésta.

- **Específicos**

1. Conocer de manera específica cada componente que conforma una subestación eléctrica.
2. Trabajar con el diseño de una subestación de 400 kV, ya que no contamos con subestaciones de ese nivel en nuestro país.
3. Aportar con consideraciones para un diseño que pueda servir en un futuro para implementarlo en un proyecto físico.

INTRODUCCIÓN

En todos los países del mundo, un servicio de alimentación eléctrica continuo, confiable y adecuado a las necesidades del país constituye en un factor importante para obtener una buena eficiencia en el sistema eléctrico. Para alcanzar este objetivo, la subestación eléctrica juega un papel determinante; es por eso que seleccionar y/o diseñar una subestación eléctrica requiere de una selección adecuada de los equipos que la componen.

El ingeniero electricista a cargo del diseño de una subestación eléctrica debe tener en cuenta el proyecto de construcción de la misma, debe también seleccionar el equipo de protección, transformación, conexión, tierras y control que considere el más apropiado, de acuerdo a las necesidades de dicha subestación y el propósito de la misma. Además se debe de seleccionar la ubicación adecuada para ésta considerando varios factores, ambientales acceso a la línea principal, distancias y proyecciones futuras.

El presente trabajo es acerca de diseño de subestaciones en niveles de tensión no trabajados antes en nuestro país, para lo cual consideramos los criterios más importantes en el diseño de una subestación de 400,000 voltios.

Las subestaciones eléctricas son de vital importancia, pues sus diversas funciones como es la reducción de voltajes a niveles aptos para su distribución o el aumento de los niveles de tensión, para su respectiva transmisión o simplemente para switcheo, éstas están conformadas por una serie de dispositivos que en conjunto conforman una subestación eléctrica.

En nuestro país se trabaja con tensiones de 230,000 voltios para transmisión, siendo éste el voltaje más alto que se utiliza para ésta; pero actualmente podemos mencionar la reciente interconexión México-Guatemala la que es a 400,000 voltios, para la cual se necesitó hacer una ampliación de la subestación de El Brillante en Retalhuleu, para poder interconectarnos con la de Tapachula Potencia en México, la cual posee el nivel de 400,000 voltios;

Es por ello que se tiene la visión de futuros proyectos para transmisión de energía eléctrica a niveles de 400,000 voltios teniendo la necesidad de diseñar subestaciones en 400,000 voltios para así poder llevar a cabo semejantes proyectos.

El presente trabajo de graduación es un estudio y desarrollo de consideraciones, que puedan ayudar al desarrollo de un proyecto de diseño de una subestación para 400,000 voltios, con el fin de tener los conocimientos necesarios para el diseño de la misma, y así poder estar preparados para proyectos futuros de transmitir a ese nivel de voltaje en nuestro país.

1. CONCEPTOS GENERALES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1 Definición

Es un nodo que forma parte de un sistema de potencia, en el cual encontramos equipo instalado que tiene como objetivo aprovechar de la mejor manera posible la energía eléctrica, además la subestación está conformada por una serie de elementos que sirven para transformar las características de la energía eléctrica (voltaje, corriente), o bien por medio de ésta se puede transformar la energía eléctrica de corriente alterna a corriente directa. Sus funciones principales son transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Las subestaciones eléctricas intervienen en las distintas etapas que tienen la energía eléctrica desde su generación, transmisión, distribución hasta la utilización de la misma. Por lo que estas se pueden clasificar:

Por su operación:

- De corriente alterna CA.
- De corriente directa CD.

Por la función a desempeñar:

- Elevadoras (elevan la tensión)
- Reductoras (reducen la tensión)
- De enlaces (para interconectar líneas)
- Rectificadoras (convertir corriente alterna a corriente directa).

Por su construcción:

- Tipo Intemperie (para operación en el exterior)
- Tipo interior (para operar bajo techo)
- Tipo blindada (para operación en interiores o exteriores)

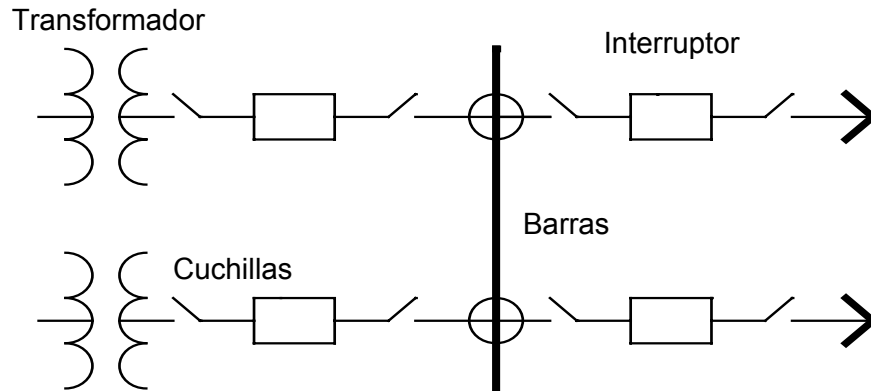
1.2 Arreglo de barras y sus características

El arreglo de barras que se utilizará en el diseño de una subestación debe de ser seleccionado tomando en cuenta una serie de criterios para tomar la decisión adecuada y estos criterios son:

- La continuidad del servicio
- Versatilidad de operación
- Facilidad de mantenimiento de los equipos de la subestación
- Cantidad de equipo y su costo

El **juego de barra simple** es el más simple y económico, el cual por lo general se utiliza en instalaciones de pequeña potencia, el cual depende de una barra principal, lo que puede ser un tanto inefectivo y riesgoso, ya que esto representaría una prolongada interrupción del servicio en caso de falla de un interruptor automático o de una barra. La subestación debe ser desenergizada para poder llevar a cabo trabajos de conservación o arreglos a la barra. La subestación cuenta con protección por medio de relevadores, pero ésta protección es relativamente sencilla, Además, este juego de barra simple no posee ninguna flexibilidad, ya que está sujeto a interrupción completa del servicio. Donde podemos mencionar que el juego de barras puede complementarse con la división de la barra separando una parte de los interruptores y seccionadores, obteniendo mayor flexibilidad, pudiendo dejar una parte en funcionamiento, mientras se repara o revisa la otra. El esquema de barra simple lo podemos observar a continuación.

Figura 1. Juego de barra simple

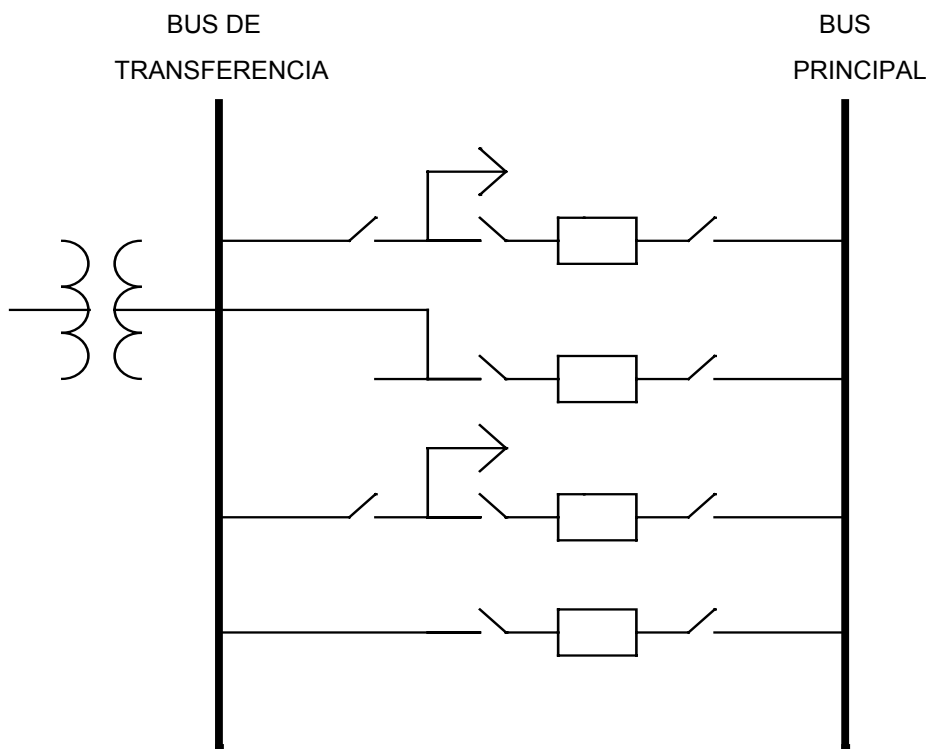


El **juego de barra simple más barra de transferencia** es realmente una alternativa más del juego de barra simple, solo que con una barra de transferencia más, tiene un interruptor automático extra de conexión de barra que enlazará tanto la barra principal como la barra de transferencia. Cuando se retire un interruptor automático del servicio para hacerle mantenimiento, se utiliza el interruptor automático de conexión de barra para mantener energizado el circuito. A no ser que los relevadores de protección también sean transferidos, la protección de barra debe ser capaz de proteger las líneas de transmisión o los generadores, esto es poco satisfactorio ya que la selectividad de relevadores es deficiente. Algo más satisfactorio consiste en conectar la protección con relevadores de línea y barra a los transformadores de corriente ubicados en las líneas y no a los interruptores automáticos. Para lo cuál no es necesario transferir la protección con relevadores de línea y barra cuándo se retire del servicio un interruptor automático para trabajos de conservación y con el interruptor automático de conexión de barra se mantiene energizado el circuito. Si alguna vez se le retira de servicio la barra principal, para efectuar trabajos de mantenimiento, no quedarán interruptores automáticos para proteger ninguno de los circuitos alimentadores. La falla de cualquier interruptor

automático o de la barra principal puede causar pérdida completa del servicio de la subestación.

La operación del interruptor de desconexión con este esquema de barra simple más barra de transferencia puede llevar al operador a error, lesiones y posible interrupción del servicio. Aun cuando este esquema es de bajo costo, no proporciona el alto grado de confiabilidad y flexibilidad requerido por muchas compañías y podemos observar el esquema a continuación:

Figura 2. Juego de barra simple más barra de transferencia

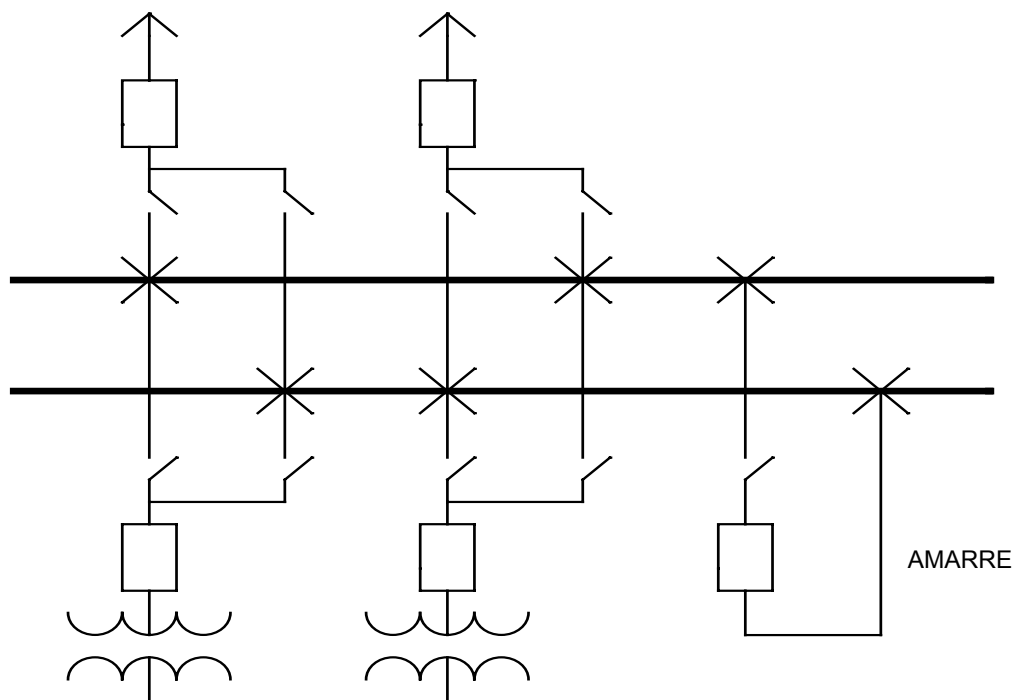


El juego de **doble barra** se le conoce también con el nombre de barra partida y es uno de los más utilizados en la actualidad. Éste juego de doble barra posee la característica de que la mitad de las líneas y transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad a otro juego.

La continuidad que este juego posee, no es buena debido a que por cada interruptor que necesite ser revisado, hay que desconectar el transformador o línea correspondiente.

Este juego posee un interruptor de amarre, el cual se opera con su juego de dos cuchillas en posición de cerrado, así en caso de falla en uno de los juegos de barras, el otro sigue operando, teniendo la mitad de la capacidad de la subestación, en tanto se efectúan las maniobras para librar las cuchillas de todos los circuitos de las barras dañadas dejando la subestación conectada al juego de barras en buen estado, mientras se reparan los daños. Observe la siguiente página.

Figura 3. Juego de doble barra



El juego de **interruptor y medio**, es muy utilizado con altas tensiones en subestaciones de gran potencia, sobre todo en aquellas de interconexión, las

cuales forman parte de un anillo. Este juego posee perfecta continuidad de servicio. En condiciones de operación normales todos los interruptores están cerrados, cada juego de barras tiene su propia protección diferencial y en el momento de falla en cualquier juego de barras, la protección diferencial desconecta todos los interruptores energizados hacia la barra con falla, sin dejar fuera de servicio ninguna línea, ni transformador.

Las secciones en este diagrama se llaman módulos, y cada uno de ellos consta de tres interruptores, cada uno de los cuáles tiene dos juegos de transformadores de corriente, uno a cada lado y dos juegos de cuchillas uno a cada lado. Los interruptores externos se conectan a las barras, del lado de la línea y del lado del banco en diferentes casos. Entre los dos interruptores exteriores y el central hay una conexión de línea de un lado y del otro un transformador. Se puede reparar cualquier interruptor en el momento que sea necesario, sin afectar la continuidad del servicio. A continuación se muestra el esquema de interruptor y medio.

Figura 4. Juego de interruptor y medio

1.3 Partes de una subestación y su descripción

Un sistema de una subestación es un conjunto o arreglo de componentes conectados para desarrollar una función común; una subestación entonces consiste en muchos sistemas siendo éstos descritos a continuación.

- Sistemas relacionados con el sitio.
- Sistemas relacionados con el área de la instalación del equipo primario.
- Sistemas de protección, control y medición.

- Y Sistemas auxiliares.

Una subestación típica consiste de un área para el equipo primario y un sistema relacionado con la caseta de control, el cuál consiste en un cuarto o caseta de control tiene el equipo de protección, control y monitoreo de la subestación.

Los **sistemas relacionados con el sitio** están relacionados con la seguridad de la subestación, su apariencia y acceso lo cual incluye:

Sistema de malla o muro de seguridad, lo que previene la entrada de personas no autorizadas a la subestación teniendo mejor control de las distancias eléctricas de los buses o partes energizadas de las áreas accesibles al público.

Sistemas de acceso al sitio, lo que se refiere a los caminos públicos y acceso dentro de la subestación para instalar , retira o dar mantenimiento al equipo de la subestación, barras y estructuras.

El sistema de drenaje, piso y acabado superficial del sitio, sirve para el acceso del equipo, drenaje para el agua de la lluvia y una superficie adecuada para su circulación además de una capa de grava de roca de resistividad constante dando mayor seguridad al personal.

El sistema de acabado debe darle una apariencia agradable a la subestación además de aislarla de la vista del público incluyendo plantas o árboles inclusive.

El **Sistema o área para el equipo primario**, contiene las facilidades

para el equipo en alta tensión de la subestación que contiene el equipo de conexión y desconexión, que está conformado por interruptores y cuchillas desconectoras principalmente. El equipo de transformación, es básicamente el transformador de potencia cuya función es mantener la potencia constante cambiando la relación de voltajes teniendo que considerar un sistema de drenaje del aceite del transformador además de su cimentación además de el sistema de buses o barras, que interconecta las porciones de alto voltaje de los diferentes componentes para formar la configuración de sintonización, acopladores lineales y otros equipos.

También tenemos los sistemas de protección contra descargas directas y ondas de sobretensión, el cuál protege el área externa y la caseta de control de rayos protegiendo el aislamiento de los equipos primarios de los transitorios que llegan a las líneas de transmisión, éste está compuesto por mástiles y bayonetas, cables de guarda y pararrayos localizados en le área externa, podemos mencionar también los sistemas de estructuras y soportes en el área externa, que están conformados por estructuras que se necesitan para soportar las barras, teniendo el sistema de barras, barras rígidas o conductores flexibles y los herrajes que conectan las barras a los equipos primarios, además de los aisladores que soportan los conductores del bus.

El Sistema de equipo de medición, protección y comunicaciones, está conformado por transformadores de instrumentos, trampas de onda, cuchillas desconectoras, pararrayos, aisladores de soporte, etc. Más las estructuras de remate para las líneas, todo esto incluyendo sus respectivas cimentaciones.

El Sistemas de tierras, que protege al personal de la subestación,

proporcionando un baja impedancia a tierra para la operación adecuada de los relevadores, el cuál está conformado por conductores, varillas o electrodos de tierra que forman la malla de red de tierra.

El Sistema de canalizaciones, no son más que tubos conduit, charolas ductos y sus soportes las cuáles protegen a los conductores dentro de la subestación de posibles daños físicos.

El Sistema de alumbrado y comunicaciones, ilumina el área externa por seguridad, además de iluminar el equipo para maniobras de emergencia y reparaciones dándoles también un servicio telefónico, además de otros medios de comunicación.

Los **Sistemas de protección, control y medición**, están conformados por, sistemas de alarma, teniendo El sistemas de protección por relevadores, El sistema de control, El sistema de medición y Los sistemas de anuncios e indicación.

Los **Sistemas auxiliares**, están básicamente conformados por:

- El sistema auxiliar en corriente alterna de la subestación.
- El sistema de servicios en corriente directa de la subestación.
- El sistema de cables de fuerza y control.

1.4 Aislamiento en subestaciones eléctricas

En las subestaciones eléctricas luego de fijar el nivel de tensión nominal de operación de ésta, se debe de fijar el nivel de aislamiento, que es fijar el valor resistivo de aislamiento que debe de tener la subestación para soportar las sobretensiones.

Hay diferentes clases de sobretensiones: Las externas y las internas. Las externas son debidas a descargas atmosféricas o rayos, las cuales son las de mayor importancia, cuándo se trabaja con niveles de tensión arriba de 300 kV.

Además, las sobretensiones por rayos pueden incidir sobre una subestación por voltajes inducidos por descargas cercanas a tierra, por fallas de blindaje en las líneas entrantes de la subestación o por flameo inverso por descargas a torres con tierra deficientes.

Las internas se dan por las respectivas maniobras de interruptores, las cuales son muy importantes cuando se manejan voltajes mayores a 330 kV donde dependiendo entonces del nivel de tensión nominal, fijamos el nivel de aislamiento en una subestación eléctrica. Éste utiliza el llamado NBI (Nivel Básico de Impulso) o BIL (Basic impulse level) en (kV), para lo cual entonces debemos de coordinar el aislamiento, ordenando los diferentes niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de modo que cuándo se presente una sobretensión, ésta se descargue por medio del explosor o pararrayos, sin producir arcos eléctricos o daños a los equipos.

En la coordinación del aislamiento debemos de ver las características de operación de los pararrayos y analizar sus curvas tensión-tiempo, o sea, ver los esfuerzos dieléctricos aplicados y los resistentes, entonces debo de seleccionar la resistencia dieléctrica adecuada del equipo y su aplicación.

Tenemos el nivel de aislamiento normal, que está en función de la tensión máxima de diseño del equipo. Por lo que la selección de un nivel de aislamiento va en función de la tensión nominal del sistema y de acuerdo a la experiencia práctica.

Está el *nivel de aislamiento pleno* que va dentro de las posibilidades de funcionamiento del neutro de las instalaciones eléctricas y las que necesitan el 100 % son las siguientes:

- Sistemas que funcionan con el neutro aislado.
- Sistemas que funcionan con el neutro conectado a tierra a través de bobinas de extinción.
- Sistemas que funcionan con neutro conectado a tierra a través de resistencias de valor más o menos elevado.

Y por último está el **nivel de aislamiento reducido**, que es para los aparatos o máquinas instaladas en sistemas con neutro sólidamente conectado a tierra, adoptando niveles de aislamiento reducidos.

Generalmente, el coeficiente de puesta a tierra de un sistema con el neutro sólidamente conectado a tierra, es menor que la unidad (se puede suponer 0.8 o el 80%)

En este caso tenemos la tensión nominal de **400 kV** y una tensión máxima para el equipo de **420 kV**. Donde la elección de nivel de aislamiento adecuado determina las características del aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras de fases diferentes y entre fase y tierra, lo cual afecta directamente en el costo de la misma.

Para la tensión máxima de **420 kV** (el BIL) tenemos un aislamiento de cresta reducido entre **1300 a 1675 kV** dependiendo directamente de la altura en metros sobre el nivel del mar ya que al aumentar la altura se reduce el BIL como se muestra en la tabla corrección de aislamiento a continuación.

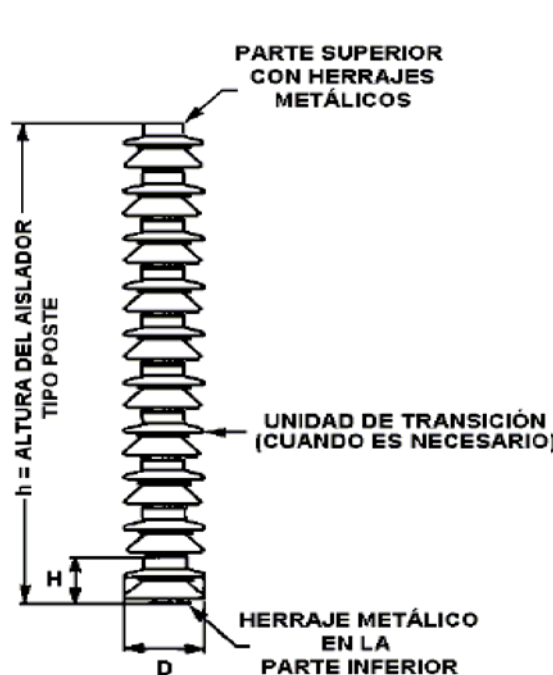
Tabla I Factores de corrección por altitud para equipos.

Altitud metros	Factor de corrección que se aplica al BIL
1000	1
1200	0,98
1500	0,95
1800	0,92
2100	0,89
2400	0,86
2700	0,83
3000	0,8
3600	0,75
4200	0,7
4800	0,65
5400	0,61
6000	0,56

Los soportes de las barras colectoras utilizan dos tipos de aisladores siendo el primero el de tipo cadena formado por varios discos y que se utilizan para soportar buses de tipo flexible, en suspensión o en tensión, y el segundo tipo son los aisladores tipo columna, formados por una o varias columnas rígidas, éstas se utilizan también como soportes para peso de los buses Rígidos.

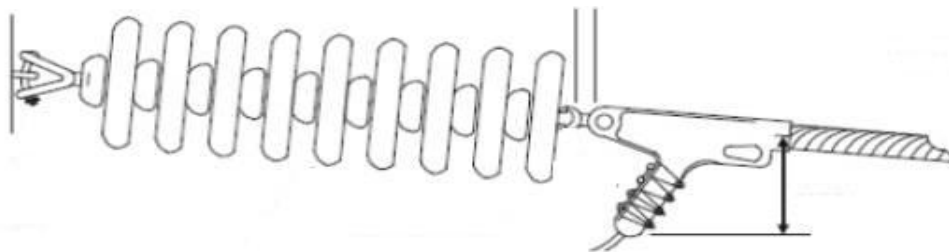
A continuación veremos un aislador tipo columna:

Figura 5. Aislador tipo columna



Además veremos en la figura 6 los aisladores tipo cadena:

Figura 6. Aislador tipo cadena



Entonces sabemos que en las subestaciones eléctricas, a diferencia de las líneas de transmisión, se tienen aislamientos auto recuperables y aislamientos no recuperables, como el que tienen los equipos con aislamiento interno, como los transformadores de potencia, transformadores de instrumento, bancos de capacitores, reactores y algunos otros elementos que necesitan una protección

cuidadosa contra rupturas dieléctricas internas, reduciendo al mínimo el riesgo de falla.

Existen dos métodos para la coordinación del aislamiento en subestaciones eléctricas y son los siguientes:

- Semiprobabilísticos o convencionales.
- Probabilísticos.

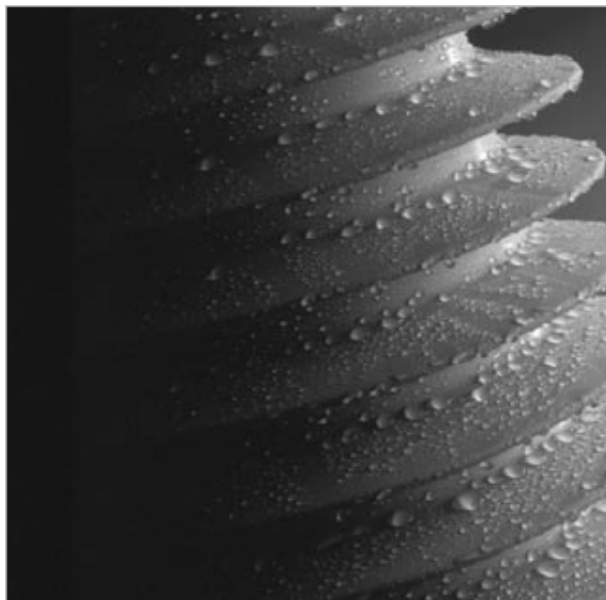
En este trabajo solo hablaremos del primer método ya que el segundo es común en líneas de transmisión donde primero debemos seleccionar las características del pararrayos, la cuál debería basarse a condiciones de sobre tensiones máximas esperadas, de manera que el pararrayos empleado debe tener la capacidad de soportar estas condiciones con un mínimo de falla, para después pasar a lo segundo, asumiendo que usamos pararrayos, seleccionar el BIL ó NBI y por maniobra de interruptores y en sistemas de extra alta tensión, los pararrayos se localizan tan cerca como se pueda del transformador y para el interruptor y cuchillas desconectadotas los cálculos son iguales y tercero para niveles de extra alta tensión y ultra alta tensión (más de 400Kv) en el aislamiento autor recuperables, se determinan los niveles básicos de aislamiento por maniobras de interruptores asumiendo que no hay acción del pararrayos teniendo por cuarto y último que se debe analizar la distribución del equipo en la subestación y las distancias, con objeto de determinar el número y localización de los pararrayos así como posibles variaciones en el BIL.

Además podemos mencionar el uso de la tecnología con aisladores de caucho de silicona, el cuál presenta las ventajas comparado con el de porcelana: no es frágil, riesgo mínimo de manipulación y de daños durante el transporte, riesgo mínimo de vandalismo, peso ligero, seguridad contra

explosión, rendimiento óptimo con contaminación, mantenimiento mínimo en áreas contaminadas e hidrófobo que sirve para repeler el agua.

Podemos mencionar la recomendación de la utilización de la nueva tecnología para aisladores implementada por ABB, la cual es a base de caucho de silicona, el cual presenta varias ventajas comparadas con el de cerámica las cuáles se describen a continuación: No es frágil, riesgo mínimo de manipulación y de daños en su transporte, riesgo mínimo de vandalismo, peso ligero, seguridad contra explosión, rendimiento óptimo con contaminación, mantenimiento mínimo en áreas contaminadas e hidrófobo el cuál protege los dos extremos conductores, ya que la silicona sólo permite gotas en su superficie y no permite que el agua escurra.

Figura 7 Aislador de caucho de silicona



1.5 Equipo primario

El equipo primario esta conformado por transformadores de corriente, transformadores de potencial, transformadores de potencia, interruptores, seccionadores y reactores, los cuáles serán descritos a continuación.

1.5.1 Pt's

Se define así al transformador diseñado para suministrar una tensión adecuada a instrumentos de medición y protección. En condiciones normales de operación, la tensión secundaria es proporcional a una tensión primaria, de la cuál está desfasada un ángulo cercano a cero.

Los transformadores de potencial aíslan los instrumentos del circuito primario y permiten normalizar las características de los instrumentos, dando mayor seguridad al personal. Su selección es muy importante ya que todos los equipos de protección, medición y señalización, se alimentan a través de ellos. Para lo cuál necesito determinar los siguientes parámetros:

- Tensiones, en la tensión primaria se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al calculado de la tensión nominal de la instalación, en la tensión secundaria los valores normalizados para voltajes mayores a 34.5 kV son 115 volts.
- Potencia nominal, que es la potencia secundaria expresada en volts-ampere desarrollada bajo tensión nominal la cuál está en la placa del aparato, para encontrar la potencia nominal debo sumar las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo al devanado secundario, más sus pérdidas en cables de alimentación cuándo hay distancias considerables.

- Carga, que es la impedancia que se conecta al secundario.
- Clase de precisión para medición, ésta se designa por el error máximo admisible en por ciento. Las normas ANSI determinan los valores de clase de precisión en la tabla II.

Tabla II Precisiones para aparatos de medición

Clase	Utilización
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentación para los wathorímetros de sistemas de potencia de distribución.
0.5 a 0.6	Alimentación para wathorímetros 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 a 5	Alimentación a las bobinas de relevadores de tensión, frecuencímetros y sincronoscopios

En subestaciones se usa la nomenclatura de éstos con las normas ANSI como: 0.3 W, 0.6 Y, donde el primer factor 0.3, 0.6 es el valor de la precisión y la letra W, X, Y o Z indica la designación del burden ó potencia nominal en VA.

1.5.2 Ct's

Los transformadores de corriente, tiene la corriente secundaria proporcional a la corriente primaria en condiciones normales, solo que esta ligeramente desfasada, estos tiene la función de transformar los valores de corriente y también de proteger los instrumentos de protección y medición aislándolos de los circuitos de alta tensión. Existen transformadores para uso interior y exterior y para altas tensiones se utilizan aislamientos a base de papel y aceite dentro en un recipiente de metal y sus boquillas son de porcelana, éstos se utilizan para medición, protección y/o ambas mezcladas (mixtos).

Cuándo se utilizan para medir debe de dar de manera fiel el ángulo de fase y la magnitud de la corriente. Y cuándo se utilizan para proteger deben de mantener fieles sus datos hasta por lo menos veinte veces el valor de la magnitud de la corriente nominal, y éstos pueden ser mixtos, o sea, para protección y medición.

La **clase de precisión** para protección se designa por el error máximo admisible, que puede introducir el transformador a la hora de medir con valores de corriente y frecuencia nominales, como se muestra en la tabla III.

Tabla III Precisiones para aparatos de protección

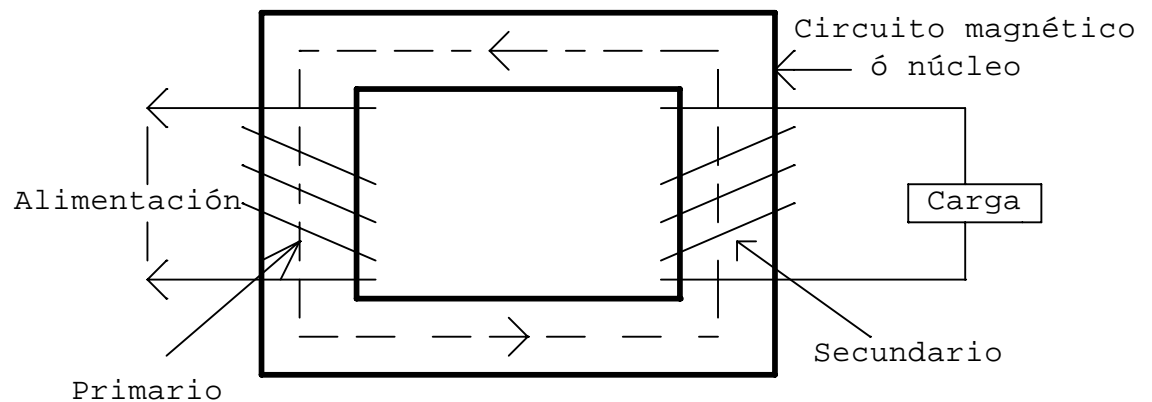
Clase	Utilización
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentación para los wathorímetros de alimentadores de potencia.
0.5 a 0.6	Alimentación para wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales.
1.2	Alimentación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

La Clase de precisión de protección es para que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria hasta veinte veces la corriente nominal, y esta la Clase C, que es para devanados uniformemente distribuidos, por lo que su flujo de dispersión, da efectos despreciables; Y esta la Clase T, que son los que no tienen los devanados uniformemente distribuidos y el flujo si afecta el error de relación, dentro de límites de carga y frecuencia ya especificados.

1.5.3 Transformadores

Son de vital importancia en una subestación eléctrica debido a que estos desempeñan diversas funciones tales como, transferir energía de un circuito a otro, hacer transferencia de energía por inducción, da aislamiento eléctrico y acopla magnéticamente, además transfiere la energía manteniendo la frecuencia constante y cambia los niveles de tensión, Y éstos se utilizan desde la generación donde se cambian los niveles de tensión para su transmisión hasta su distribución donde se les utiliza para llevar al usuario final el voltaje que se requiera. El circuito equivalente de un transformador se puede apreciar a continuación:

Figura 8. Partes de un transformador

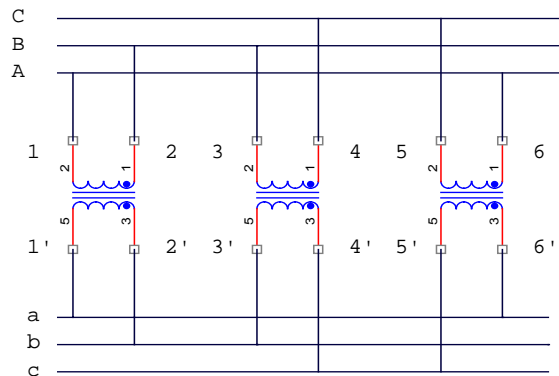


Los transformadores se pueden conectar en paralelo, para aumentar, la capacidad de la subestación, para dar continuidad de servicio y para repartir la carga que debemos alimentar.

Cuando adquirimos un transformador debemos tener varios criterios para su selección siendo los principales: capacidad en KVA, tensiones del primario / secundario, número de fases, conexión, frecuencia, tipo de montaje, tipo de

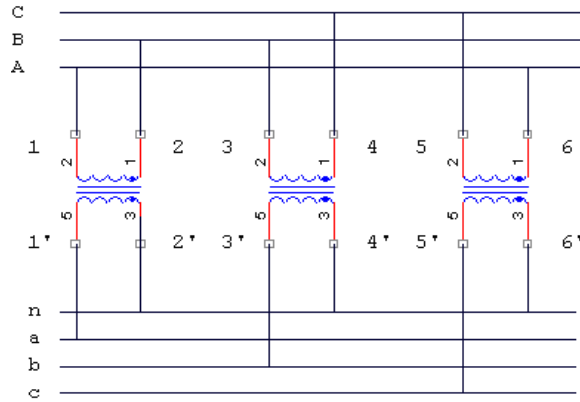
tanque y localización de las boquillas. Cuando hablamos de conexiones, nos referimos a las que pueden realizarse con transformadores monofásicos en bancos trifásicos, dividiendo la carga en tres partes iguales, además de poder trabajar con tensiones elevadas (350, 400, 500 KV) ya que las fases están separadas. El costo es más elevado y ocupan más espacio en la subestación, además podemos mencionar que las conexiones más comunes son: Delta-Delta, Delta-Estrella, Estrella-Estrella y Estrella-Delta, de las cuáles tenemos que la conexión Delta-Delta se utiliza muy poco ya que se limita alimentar cargas a tres hilos y opera a tensiones relativamente bajas (23 KV), pero da como ventaja el poder utilizar conexión Delta abierta-Delta abierta en caso de falla de un transformador con una potencia de aproximadamente el 60% de la capacidad del banco y el diagrama de conexión se muestra en la siguiente página.

Figura 9. Conexión Delta-Delta



La conexión Delta-Estrella es la más utilizada en conexiones industriales, utilizando la Delta en el lado de alta tensión y la Estrella en el lado de carga, teniendo dos tensiones con el lado de carga, una entre líneas para cargas de fuerza, y otra entre línea y neutro para alumbrado.

Figura 10. Conexión Delta-Estrella



La conexión Estrella-Estrella es poco usada, solo se utiliza en subestaciones de muy alta tensión en el primario y secundario (mayores a 100KV). Y en las subestaciones industriales prácticamente no tiene uso, Pero la conexión Estrella-Delta es contraria a Delta-Estrella y se utiliza para reducir la tensión y alimentar cargas trifásicas.

1.5.4 Interruptores

Es un dispositivo que tiene como función interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico, si éste trabaja sin carga (corriente) éste se llama cuchilla desconectadora y si éste trabaja con carga (corriente nominal) el interruptor recibe el nombre de Disyuntor o Interruptor de Potencia, la función del interruptor, en caso de apertura es el aislamiento del circuito eléctrico.

Hay dos tipos de interruptores, el de aceite y el neumático. Éste es junto al transformador de los de mayor importancia en la subestación.

El interruptor de aceite, viene en pequeño volumen de aceite y gran volumen de aceite, en el de gran volumen, el arco producido calienta el aceite,

formando un gas que empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta su extinción y tiene capacidad de trabajar con altos voltajes separando cada polo en un tanque; el de pequeño volumen es de tipo columna y tiene un limitante de trabajo de hasta 230 kV y 2500 MVA, estos poseen cámaras de extinción de arco. Los interruptores de aceite tienen una desventaja debido a las explosiones, por lo que existen los neumáticos, que funcionan en base a un sistema de aire comprimido, el cuál cuenta con uno o varios compresores, lo cual lo hace más seguro que el de aceite, además de interrumpir las fallas en menos ciclos, hay menos probabilidad de encebados de arco y es más barato. Necesitamos saber la función del interruptor en la subestación, pero necesitamos conocer, la tensión normal de operación, la corriente nominal, la corriente de ruptura en KA, capacidad de ruptura en MVA.

El interruptor es un aparato de maniobra mecánico, capaz de establecer, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito; y también de establecer, conducir por un tiempo determinado, e interrumpir corrientes en determinadas condiciones anormales como las de cortocircuito.

Este es el aparato que ha sufrido mayores evoluciones y cambios en sus principios de funcionamiento, casi podríamos decir que es como si hubiese habido modas (aunque la realidad fuera consecuencia frecuentemente de dificultad tecnológica) citemos solo los medios de interrupción aire (comprimido), aceite, gas SF₆, vacío. La forma de estos aparatos es de lo más variada, se los puede clasificar en aparatos con tanque a tierra, o con tanque en tensión (muerto o vivo), entendiendo por tanque el contenedor (metálico o de material aislante) de los contactos. El número de interrupciones (o cámaras) en serie es otra característica distintiva de las altas tensiones, a medida que se avanza en el desarrollo el número de cámaras disminuye, aumentando simultáneamente sus prestaciones. Cuando hay cámaras en serie se controla la distribución de la tensión entre ellas mediante

capacitores, es así que el interruptor abierto conduce cierta corriente, y por efecto capacitivo en su otro extremo aparece tensión. Algunos interruptores tienen cámaras de interrupción (o de establecimiento de corrientes) en paralelo con las principales, y con resistores en serie, ya para lograr interrumpir ciertas corrientes (con resistores de apertura), o lograr limitar las sobretensiones de inserción de largas líneas (Resistores de preinsección).

Las ventajas de los interruptores de pequeño volumen de aceite son:

- Son autorregulables que se adaptan por si mismos al valor de la corriente que ha de ser cortada.
- Emplean unas veinte veces menos volumen de aceite que los de baño de aceite.
- Desionización rápida del trayecto del arco.
- Baja caída de tensión en el arco.
- Mínima disipación de energía.
- Reducido deterioro de contacto.

A continuación mostraremos en la tabla IV de tensiones nominales para interruptores en alta tensión:

Tabla IV Tensiones nominales para interruptores

Tensión Nominal Valor Eficaz (KV)	
Sistemas	Interruptor
161	170
230	245
400	420

Además se muestra a continuación la tabla V de corrientes nominales para interruptores en alta tensión.

En la siguiente página se describen en la tabla V las corrientes nominales para interruptores considerando los valores de 230 kV que se utilizan en Guatemala con un voltaje máximo de 245 kV y el de 400 kV con una tensión máxima de 420 kV que se está introduciendo en Guatemala con la interconexión con México para el Plan Puebla Panamá.

Tabla V Corrientes nominales para interruptores

Tensión Nominal Del Interruptor (VN) Valor Eficaz KV	Corriente Nominal A 60 Hz A
245	1250
	1600
	2000
	2500
	3150
420	1600
	2000
	2500
	3150

1.5.5 Seccionadores

El seccionador es un aparato mecánico de conexión que asegura, en posición abierta, una distancia de seccionamiento que satisface condiciones especificadas. Un seccionador es capaz de abrir y de cerrar un circuito cuando se establece o interrumpe una corriente de valor despreciable, o bien no se produce ningún cambio importante de la tensión entre los bornes de cada uno de los polos del seccionador.

Es también capaz de conducir corrientes en las condiciones normales del circuito, y de soportar corrientes por un tiempo especificado en condiciones anormales como las de cortocircuito. Se les clasifica por el plano en que se mueven las cuchillas, vertical u horizontal, por la distancia de seccionamiento, por el número de columnas de aisladores que tienen por polo, dos o tres columnas, por la posición relativa de los polos, diagonal, paralelos o en fila india. En el caso de 115 a 400 kV se deben de utilizar las cuchillas desconestadoras tripolares.

Seccionador de puesta a tierra

El seccionador de puesta a tierra, tiene la función de conectar a tierra parte de un circuito. El seccionador de tierra generalmente está asociado a un seccionador principal. Normalmente este seccionador cortocircuita un aislador de soporte del seccionador principal al que se encuentra asociado.

Están los seccionadores de columnas giratorias que están compuestos de tres columnas, dos exteriores fijas y una en la parte media giratoria, ésta última, al girar, cierra o abre el circuito, mediante una barra instalada en la parte superior, haciendo de contacto móvil.

Este seccionador puede montarse con cuchillas de puesta a tierra, impidiendo así cualquier falsa maniobra. El aislador central de los seccionadores de una columna giratoria, puede ahorrarse si las dos columnas se hacen giratorias, en cuyo caso, los brazos de contacto giran hasta conectarse.

A continuación la tabla de corriente sostenida con datos desde 245 kV hasta llegar a 420 kV que corresponden a los valores nominales de 230 kV y 400 kV con los valores correspondiente de corriente sostenida de s segundos en su valor eficaz.

Tabla VI Corriente sostenida de cuchillas

Tensión nominal de la cuchilla desconectadora (VN) (valor eficaz) KV	Corriente normal a 60 Hz A	Corriente sostenida de corta Duración 3 segs(valor eficaz) KA
245	1250	31,5 - 40
	1600 2000 2500 3150	
420	1600	31,5 - 40
	2000 2500 3150	

La tabla VI contiene datos de las cuchillas desde 230 kV hasta 400 kV donde observamos datos de la corriente sostenida para éstas.

1.5.6 Reactores

Los reactores son equipos construidos con la finalidad de aprovechar sus características electromagnéticas.

En general están caracterizados por la inductancia o por la potencia reactiva que consumen. Se construyen mediante una bobina con núcleo puramente ferromagnético, con núcleo ferromagnético y entrehierro o con núcleo no-ferromagnético.

Los parámetros del reactor (L, kVAR, pérdidas, etc.) dependen de su diseño.

Las aplicaciones principales son:

- reactores para aprovechar su potencia reactiva inductiva (kVAR)
- reactores usados en CC como filtros de corriente

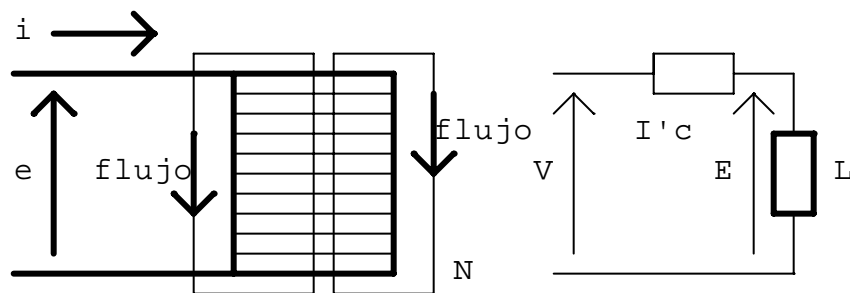
- reactores usados como filtros armónicos en CA
- bobinas limitadoras de corriente (bobinas de choque)
- otras muchas aplicaciones

Se pueden construir reactores con núcleo de aire (no-ferromagnético).

En este caso difícilmente se obtienen inductancias apreciables (solamente usando un gran número de vueltas). En el caso de hacer crecer N , el reactor se hace muy costoso por la cantidad de cobre o aluminio necesario. El reactor con núcleo no-ferromagnético es lineal y tiene aplicaciones en altas frecuencias (telecomunicaciones).

Este reactor no tiene pérdidas en el núcleo y es lineal. Su modelo (circuito equivalente) consiste de una INDUCTANCIA de valor L y la resistencia del conductor.

Figura 11. Reactor



Donde tenemos que $R_{aire} = (L_{aire} / A_{aire} \mu_0)$

Además están los reactores con núcleo ferromagnético y entrehierro.

Si el núcleo se construye solamente de hierro se pueden obtener inductancias de magnitud apreciable. Si el núcleo tiene entrehierro, el hierro se usa para aumentar el valor de la inductancia, sin embargo puede predominar el entrehierro por lo que la inductancia es aproximadamente constante.

Existe un compromiso entre aumentar L y evitar la no-linealidad mediante el entrehierro. Los reactores con núcleo ferromagnético (con o sin entrehierro) tienen pérdidas de potencia en el hierro que deben ser modeladas.

Además de esto los reactores son bobinas, que se utilizan para limitar una corriente de Cortocircuito y para disminuir la capacidad interruptiva del interruptor, bajando su Costo, éstos ayudan a corregir el factor de potencia, en líneas que son largas, donde se conectan los reactores en derivación, en las subestaciones se utilizan los reactores en el neutro de los bancos de transformadores, limitando la corriente de cortocircuito a tierra, se puede conectar también en serie con las tres fases, de algún transformador, limitando la corriente de cortocircuito trifásica, hay reactores tipo seco para poca potencia y sumergidos en aceite para potencias elevadas y su construcción es similar a la de los transformadores.

Una línea de 400 kV produce 66 MVAR capacitivos por cada 100 Km. Entonces para compensar la reactancia capacitiva de líneas y cables, se conectan los reactores en paralelo en los extremos.

Estos dispositivos ayudan no solo a compensar los reactivos capacitivos, sino que también cuándo se llega a perder la carga por la apertura de uno de los extremos de la línea el reactor no deja que el voltaje suba demasiado. Por lo que al energizar una línea, los voltajes transitorios no son tan severos si se cuenta con los reactores, por lo que podemos ver que los reactores absorben VARS, por lo que pueden llegar a necesitarse capacitores que los generen. Por lo que los reactivos para control de voltaje se pueden obtener de: Reactores paralelo permanentemente conectados, Reactores o capacitores desconectables o condensadores síncronos.

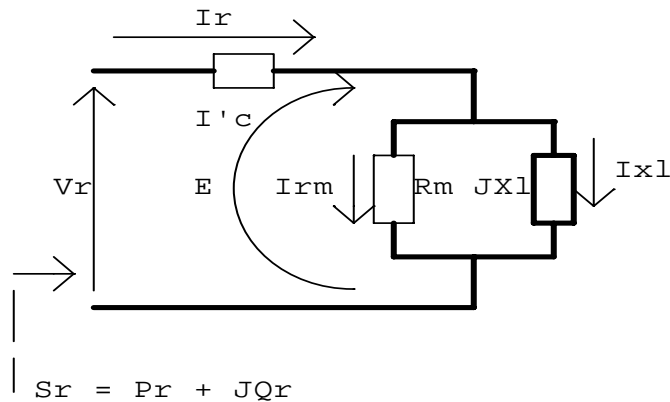
Los reactores paralelos permanentemente conectados, se usan en líneas de muy alta tensión donde no es muy económico comprar interruptores.

Los reactores varían en tamaño, tipo, construcción y aplicación su rango va desde 15 a 70 MVAR y su voltaje de 13.8 a 400 kV, son monofásicos o trifásicos, secos o en aceite, con núcleo de aire o de hierro, y se conectan directamente al circuito de transmisión (con una cuchilla), al terciario de un banco o en las barras de baja tensión.

Cuando una línea larga no posee reactor, cuando la carga se pierde, se presenta un voltaje muy alto, por lo que éstos se pueden usar para proteger a las líneas de transmisión.

A continuación podrá ver el circuito general equivalente de un reactor en la figura 12 el cuál como se observa en la figura específica las corrientes así como el flujo en el entrehierro de éste, además de la potencia aparente igual a la suma de la potencia reactiva más la potencia activa.

Figura 12. Circuito equivalente del reactor



1.6 Servicios auxiliares

Los sistemas auxiliares son, un conjunto de instalaciones formadas por básicamente, fuentes de corriente directa y de corriente alterna de alimentación de baja tensión, que sirven para alimentar los sistemas de control, protección,

señalización, alarmas y alumbrado en las subestaciones, lo cual abarca los sistemas contra incendio.

Los servicios auxiliares se pueden mostrar también a través del diagrama unifilar, la instalación de servicios auxiliares de baja tensión.

Un sistema auxiliar esta formado por, el servicio de estación, que son los transformadores, tableros, baterías, cargadores y planta de emergencia, además tenemos el alumbrado, con tipos de luminarios, clases de alumbrado y distribución de cargas, también tenemos el sistema contra incendio y aire acondicionado.

Tenemos, tableros dependiendo de la subestación, tablero principal que sirve para control y protección de los servicios de corriente alterna, éste posee cuatro barras, tres para las fases y una para el neutro, está también el tablero secundario, que es de tipo duplex, el cuál también posee cuatro barras pero estas poseen menor capacidad de cortocircuito entre fases, tenemos la sección uno para alojar el control y protección de los servicios de corriente alterna, con tres fases y cuatros hilos con su neutro sólidamente aterrizado, tenemos el modulo dos y tres, para control y protección de los servicios de corriente continua de 120 volts y la sección cuatro es para control y protección de los servicios de corriente continua a 51 volts, tenemos las baterías instaladas en la subestación, que almacenan energía que se usa en el disparo de los interruptores, las cuáles deben estar en prefecto funcionamiento.

Con las baterías de 120 voltios alimentamos protecciones, lámparas piloto algunas veces, registradores de eventos, circuitos de transferencia de potenciales, sistema contra incendio, alarmas, alumbrados de emergencia, etc. Y con las de 51 volts energizamos el equipo de comunicaciones, telecontrol y equipo electrónico.

Los cargadores se encargan de mantener las baterías al nivel de carga nominal, los cuáles se utilizan en pares para cada batería, éstos deben estar protegidos contra sobrecarga y cortocircuito, tanto en el lado de corriente alterna como en el de corriente continua. La planta de emergencia esta formada por un grupo de motor-generador para fallas de los dos circuitos del servicio de estación, estas plantas arrancan y se desconectan en las subestación de manera automática, el equipo de transferencia automática tiene protecciones eléctricas y mecánicas, un dispositivo de tiempo ajustable, dos relevadores sensibles a la baja tensión, un reloj programador que arranque y pare la planta de manera automática cada semana, cargador automático de baterías, equipo de arranque y paro automático que controla el arranque , paro, funcionamiento y protección de la unidad.

El alumbrado en las subestaciones es provisto para que el personal de operación y mantenimiento además de el de seguridad, puedan hacer sus trabajos respectivos. Además tenemos el alumbrado de emergencia, el cual a la hora de una falla en el servicio, tenemos éste alumbrado alimentado por baterías, el cual se activa automáticamente por medio de un relevador. tenemos la iluminación horizontal y vertical, la horizontal básicamente trata de iluminar el suelo, para tránsito de personal sin peligro, además de luces que eliminan las sobras dentro del perímetro de la subestación. El alumbrado debe de acentuar sus funciones en transformadores, interruptores en aceite, boquillas terminales de cables de energía, además de las cuchillas, para poder detectar fugas de aceite, ver medidores en todo tiempo, de presión, temperatura, indicadores de posición , etc. El alumbrado se puede realizar de manera automática con celdas fotoeléctricas, o de forma manual por medio de un operador, en el área de control.

Para el alumbrado general usamos lámparas de vapor de sodio, por sus mejores características , las cuales también son utilizadas en el alumbrado de

bardas, el cual es accionado de manera automática por medio de celdas fotoeléctricas y el alumbrado del edificio de tablero es alumbrado con unidades fluorescentes de 2x40 watts x luminaria, las cuales van en la sala de tableros van cuatro hileras de 15 unidades cada una , con dos circuitos separados, 2400 watts; La sala de baterías usa tres luminarias de 200 watts de tipo a prueba de explosión; El cuarto de baño lleva dos luminarias de 100 watts cada uno y el cuarto de comunicaciones lleva tres unidades fluorescentes de 2x40 watts.

La subestación debe contar con un sistema contra incendios, el cual puede producirse en varios puntos: el edificio de tableros, trincheras de cables, interruptores, transformadores de corriente y de potencial, y aún más en transformadores de potencia. Los sistemas de protección contra incendios están conformados por: la separación adecuada entre transformadores de cómo mínimo ocho metros, Muros no combustibles, su material no es combustible de arriba de 1.50 metros de altura entre éstos, Fosas, debajo de cada transformador de un volumen igual al del aceite en el tanque de éste, llena de piedra enfriando el aceite incendiado y ahogando la combustión apagando el incendio sin drenaje, Polvo químico, Base de halón presurizado con nitrógeno, Sistema con dióxido de carbono, éstas últimas tres que van en una red de tuberías provistas de toberas las cuáles son descargadas en la zona a proteger, y Sistema con agua pulverizada para proteger transformadores, va por medio de rociadores.

La protección de las subestaciones eléctricas contra los incendios es de vital importancia, ya que las explosiones e incendios que éstas pueden ocasionar son de alto peligro para el personal y para los vecinos o aledaños a la subestación.

1.7 Protecciones

Las protecciones de las subestaciones eléctricas están conformadas por una serie de sistemas que protegen los diferentes puntos, donde pueda darse alguna falla de cualquier tipo, ocasionando daños a los equipos eléctricos. Estas protecciones nos aseguran una vida útil de mayor tiempo, para los equipos eléctricos que las posean.

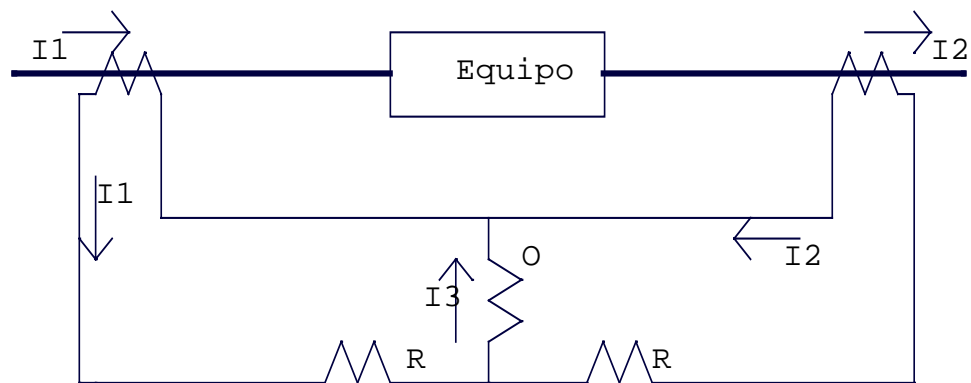
Para realizar las protecciones respectivas dentro de la subestación eléctrica, debemos comenzar por el diagrama esquemático de protección, el cual, conlleva primero el diagrama unifilar, luego se escriben con letras y números los relevadores seleccionados para la protección primaria y de respaldo, además de los relevadores auxiliares de disparo, luego trazo rayas con cabezas de flecha entre elementos a proteger con línea continua si son circuitos de potencia y con líneas discontinuas de tramo largo si son circuitos entre relevadores y línea discontinua de ramo corto para el circuito de disparo de interruptores.

Las protecciones llevan baterías de la subestación a 120 voltios, cables de control, interruptores de potencia, transformadores de potencial y de corriente y relevadores de los cuales se han descrito sus funciones excepto el relevador.

Los relevadores, son dispositivos electromagnéticos, que protegen los equipos de una instalación eléctrica de cualquier falla ocurrida dentro del mismo, reduciendo la destrucción y los daños a éste, éstos envían señal de apertura, cuándo al energizarse su bobina se cierran los contactos, disparando los interruptores. Los relevadores funcionan ya sea por atracción magnética, o por inducción electromagnética o son de estado sólido, los cuáles funcionan a base de tensión o corriente recibidas o ambas.

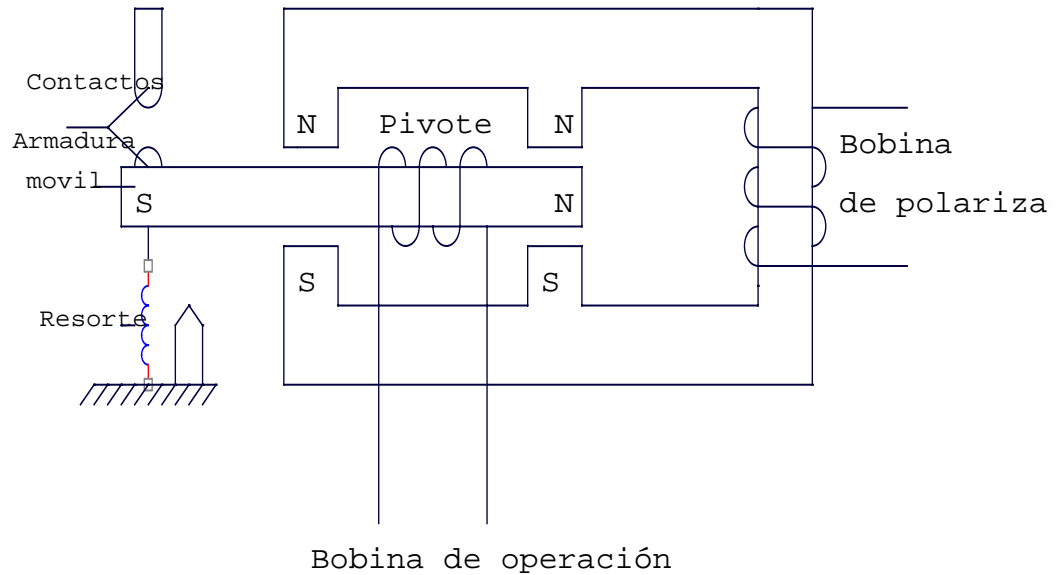
Los relevadores más utilizados en las subestaciones eléctricas son los relevadores de sobrecorriente los cuales se calibran para operar con señales de corriente arriba del valor de la corriente nominal del circuito a proteger, están los relevadores diferenciales también, que constan de tres bobinas, dos de restricción y una de operación y operan por diferencias de corrientes entrantes con la saliente del área protegida como se observa en la figura 13.

Figura 13. Relevador diferencial



Están los relevadores de distancia, los cuáles se basan en la comparación de la corriente de falla, vista por el relevador, contra la tensión que proporciona un transformador de potencial, pudiendo medir la impedancia de la línea al punto de la falla; Está el relevador direccional, que se energiza por medio de dos fuentes independientes, el cual compara magnitudes y ángulos de fase, además de distinguir el sentido del flujo de la corriente, los hay en relevadores de corriente-corriente, relevadores corriente-tensión y relevadores tensión-tensión el cual compara éstas señales.

Figura 14. Relevador direccional de corriente



Y por último tenemos el relevador hilo piloto, que es un relevador diferencial adaptado para transformadores extremos de corriente que estén lejos, comparando corrientes entrantes y salientes de una línea de transmisión, para cuándo hay una diferencia se manda la señal de apertura.

Los sistemas de protección tienen conjuntos de relevadores protegiendo un conjunto de zonas, cada zona debe tener dos protecciones, la protección primaria, la secundaria o de respaldo, la de respaldo o remota y la de respaldo local de interruptor. La Protección primaria se diseña para desconectar la mínima porción posible de un sistema de potencia aislando el elemento que falla. La protección primaria puede llegar a fallar si falla un interruptor, o si falla la alimentación de dc, o algún relevador, o algún transformador de instrumentos. La Protección secundaria o de respaldo, opera cuándo la primaria falla, o cuándo la primaria esta fuera de servicio. Por lo regular la protección de respaldo o secundaria desconecta una mayor parte de la subestación que la primaria. La Protección de respaldo remota, se considera como un tercer grado

de protección, se activa cuándo han fallado la protección primaria y secundaria de la subestación, ésta es una protección independiente del suministro local de energía y es esencial o necesaria donde no hay protección de buses. Ésta lleva relevadores de sobrecorriente de distancia, enviando la señal por hilo piloto para una distancia menor a 20 Km. y a través de un equipo de onda portadora si la distancia es mayor a los 20 Km. Tenemos por último la protección de respaldo local de interruptor, que también se considera como una protección de tercer grado, la cual protege con un tercer juego de relevadores, que operan cuándo ocurre una falla en algún interruptor.

Tenemos que proteger principalmente en las subestaciones a los siguientes equipos:

- Líneas o cables
- Bancos de transformadores de potencia
- Barras colectoras o buses
- Respaldo local contra falla de interruptores
- Alimentadores
- Bancos de capacitores
- Bancos de tierra.

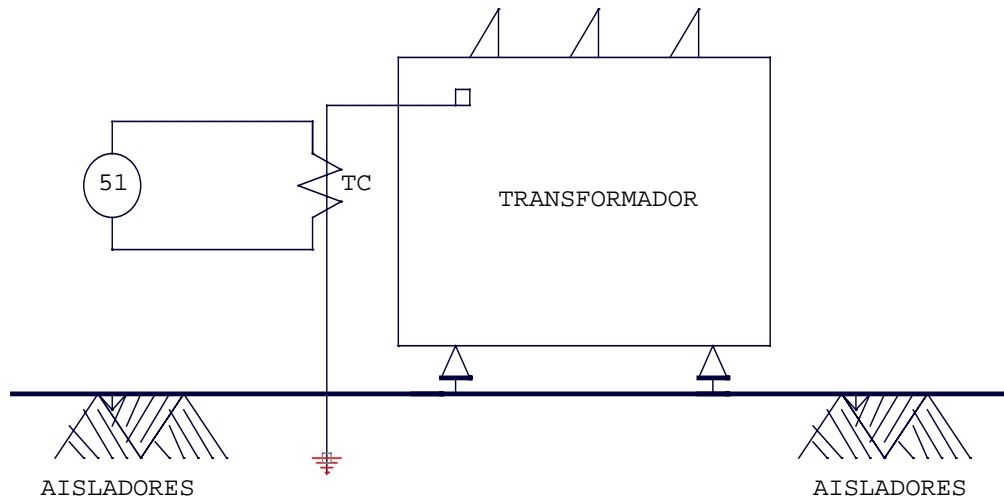
Las **líneas** de transmisión que llegan a una subestación se deben de proteger mediante cualquiera de las siguientes protecciones:

- Sobrecorriente
- Distancia
- Hilo piloto
- Onda portadora

El de sobrecorriente, que es la protección más sencilla empleando dos relevadores de fase y uno de tierra; El de Distancia es utilizado en transmisión, a éstos relevadores no les afectan los cambios en magnitud de la corriente, por lo que se prefieren más que los de sobrecorriente; El hilo piloto no es más que protección de alta velocidad para las líneas de corta distancia, ésta se puede utilizar como principal y como secundaria se puede poner una direccional; La onda portadora, es la más confiable para las líneas de alta tensión, la cual se puede llevar a cabo de las siguientes formas: Comparando las fases, y se usa en líneas con dos extremos, El de comparación direccional, se utiliza solo si no existe una alta inducción por otras líneas, se usa con relevadores de tierra de distancia.

Los bancos de transformadores de potencia, los cuales pueden ser protegido por protección diferencial(87T), de sobrecorriente, trafoscopio (gas) y tanque a tierra. La protección diferencial, se utiliza como protección primaria, poniéndole una de respaldo de sobrecorriente de dos fases y de sobrecorriente a tierra. La protección de sobrecorriente se usa para fallas externas pero de respaldo. La protección de gas es muy utilizada como primaria, con una protección de tanque a tierra. La protección de tanque a tierra se usa como protección de respaldo de transformadores de hasta un valor de 300 MVA, como se muestra a continuación:

Figura 15. Protección de tanque a tierra



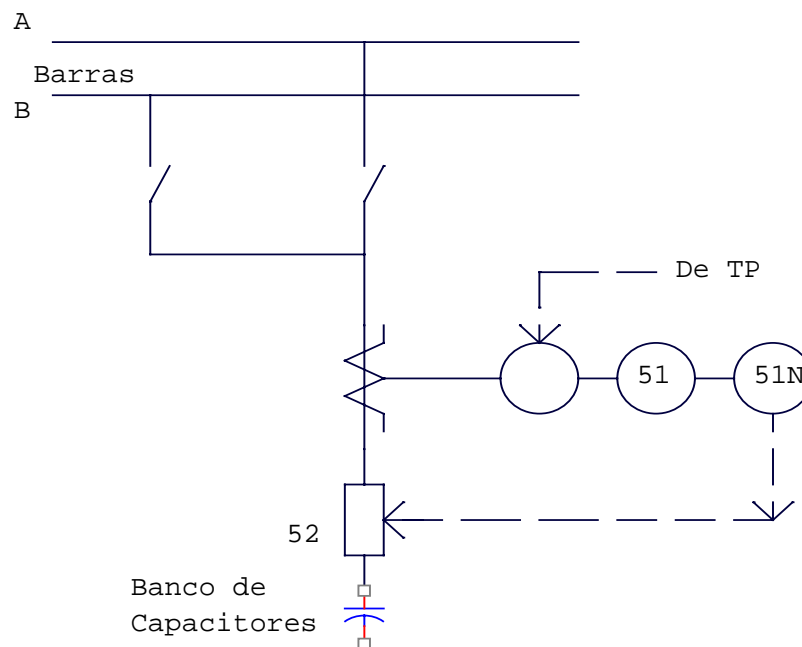
Las Barras colectoras o buses, utilizan una protección diferencial, que compara la energía que entra a los buses con la que sale de los buses, si esta energía es igual, entonces no entra en operación la protección, además cuando hay un corto circuito, la energía que entra a los buses es mayor que la de salida de los buses desconectando los interruptores que alimentan los buses.

La Protección de respaldo local contra falla de interruptor, es un refuerzo a la protección de respaldo en caso de falla de uno de los interruptores de la subestación, y se corrige la falla actuando en todos los interruptores aislando la falla en dicha zona donde ocurrió el cortocircuito.

Los Alimentadores de distribución tienen la protección de sus circuitos, representada por medio de un diagrama esquemático, que tiene dos relevadores de sobre corriente de fase y uno de fase a neutro con elementos instantáneos y de tiempo inverso, que están coordinados para operar con los fusibles de los transformadores de distribución.

Los Bancos de capacitores son utilizados para compensar las cargas inductivas del sistema, para los bancos de transformadores que alimentan los circuitos de distribución, por lo cuál debemos de considerar la gran importancia que poseen los capacitores además de almacenar la energía eléctrica teniendo los niveles de tensión como se desea. Y el diagrama de conexión que se considera es como se muestra en la figura 15. Como se podrá observar para un esquema de doble barra, considerando que para cada esquema puede llegar a variar el diagrama pues la conexión sigue el mismo principio.

Figura 16. Protección para banco de capacitores con doble barra



Los Bancos de tierra se utilizan en subestaciones que están alimentadas por un banco de transformadores en el lado de la delta de éste, en donde un cortocircuito de fase a tierra, no sería detectado, pues no hay un retorno para la corriente de falla, estos bancos de tierra están conectados directamente a los buses, sin ningún tipo de desconexión y puede realizarse de dos formas:

La conexión zig-zag, que se conecta directamente a las barras y poseen protección primaria de sobrecorriente, protección de respaldo conectado a un transformador de corriente y debe tener las barras protegidas por 87B (relé diferencial).

La conexión estrella-delta usa un transformador estrella con neutro a tierra, que lleva el mismo esquema que el anterior con diferencia de un circuito con un relevador de tensión instantánea.

1.8 Blindaje

Los esfuerzos dieléctricos, las sobretensiones, las descargas de rayos en las subestaciones eléctricas pueden dañar el aislamiento de los equipos por lo que debemos de protegerlos por medio del blindaje de la subestación, logrando que el rayo o descarga vaya directo al blindaje.

El blindaje se forma con una malla de cables de guarda que va sobre la subestación en su estructura, los cables de guarda son cables desnudos que por lo regular forman la red sobre la estructura mencionada actuando como una red de blindaje, protegiendo las partes vivas de descargas directas de rayos. El blindaje entonces actúa como contraparte del sistema de tierra; Existen tres métodos de cálculo del blindaje los cuáles son analíticos y no son más que aproximaciones y éstos son:

- Método electrogeométrico
- Método de Bewley
- Método de las bayonetas

El **Método electrogeométrico** tiene la base de este modelo en el establecimiento de una relación entre la intensidad de la corriente del rayo y la región de alcance del extremo de la descarga piloto (líder), la que permite

establecer que un rayo en su trayectoria hacia la tierra tenga preferencia en alcanzar los objetos mas próximos. Tiene el cálculo del blindaje partiendo de la tensión entre conductores analizada analógicamente a la línea de transmisión:

$$V_o = Z_o \cdot I_o / 2$$

Donde I_o : es la corriente de rayo y Z_o : es la impedancia característica de los conductores.

El cálculo de la corriente de rayo y de la impedancia característica se puede calcular de la siguiente manera:

$$I_o = [2 \times (\text{T.C.F.})] / Z_o$$

Donde T.C.F. = tensión crítica de flameo.

$$Z_o = (60 \log 2Y) / R_c$$

Donde R_c = radio del conductor, Y = altura efectiva del conductor la cuál sale de la siguiente ecuación:

$$Y = Y_t - (2/3) f$$

Donde Y_t = altura de remate de la torre y f = flecha del conductor.

En este modelo se considera a I_o como la corriente mínima en la salida de la instalación por falla del blindaje, la cuál establece una separación llamada radio crítico de flameo (R_{cf}) para los conductores más elevados:

$$R_{cf} = 9.06 I_o^{-2/3}$$

Esta relación entre la intensidad de la corriente y la distancia de atracción puede ser mejor comprendida si consideramos que campos eléctricos de gran

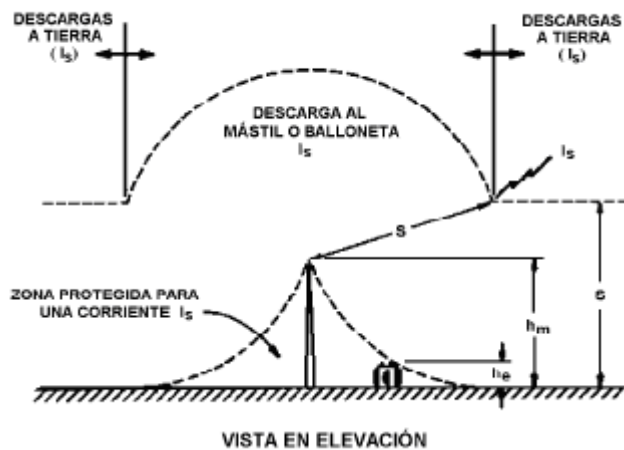
intensidad se establecen alrededor de una línea de transmisión, debido a descargas desviadas por la descarga piloto en su progresión en dirección al suelo, provocando un movimiento ascendente de cargas que va en dirección a la punta de la descarga piloto.

Este movimiento ascendente de cargas puede desviar el rayo de su trayectoria inicial atrayéndolo hacia la tierra, el conductor o el cable de guarda.

De este modo se puede afirmar que el punto de impacto en la línea queda indefinido hasta que la descarga piloto alcance una determinada distancia sobre el suelo, ocurriendo entonces la orientación definitiva en función de las cargas ascendentes, para el punto de impacto suelo, conductor o cable de guarda.

Lo que quiere decir que este método considera proteger los conductores con mayor altura dentro de la subestación, protegiendo así los niveles inferiores automáticamente. Además hay una parábola que es generada por la zona de atracción de los rayos en el hilo de guarda como se muestra a continuación.

Figura 17. Zona de atracción de un rayo

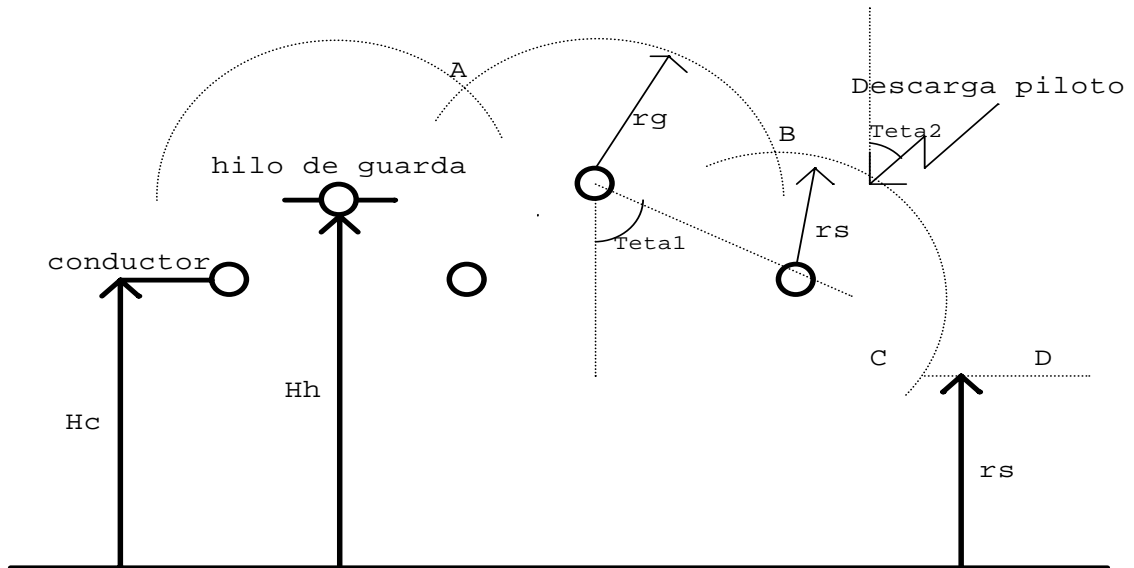


Donde H = altura del hilo de guarda sobre el suelo en metros

S = distancia máxima de puntos de protegidos por cable de guarda.

Los cables o hilos de guarda no van encima de los cables a proteger con exactitud, por lo que es más conveniente proteger zonas completas.

Figura 18. Método electrogeométrico

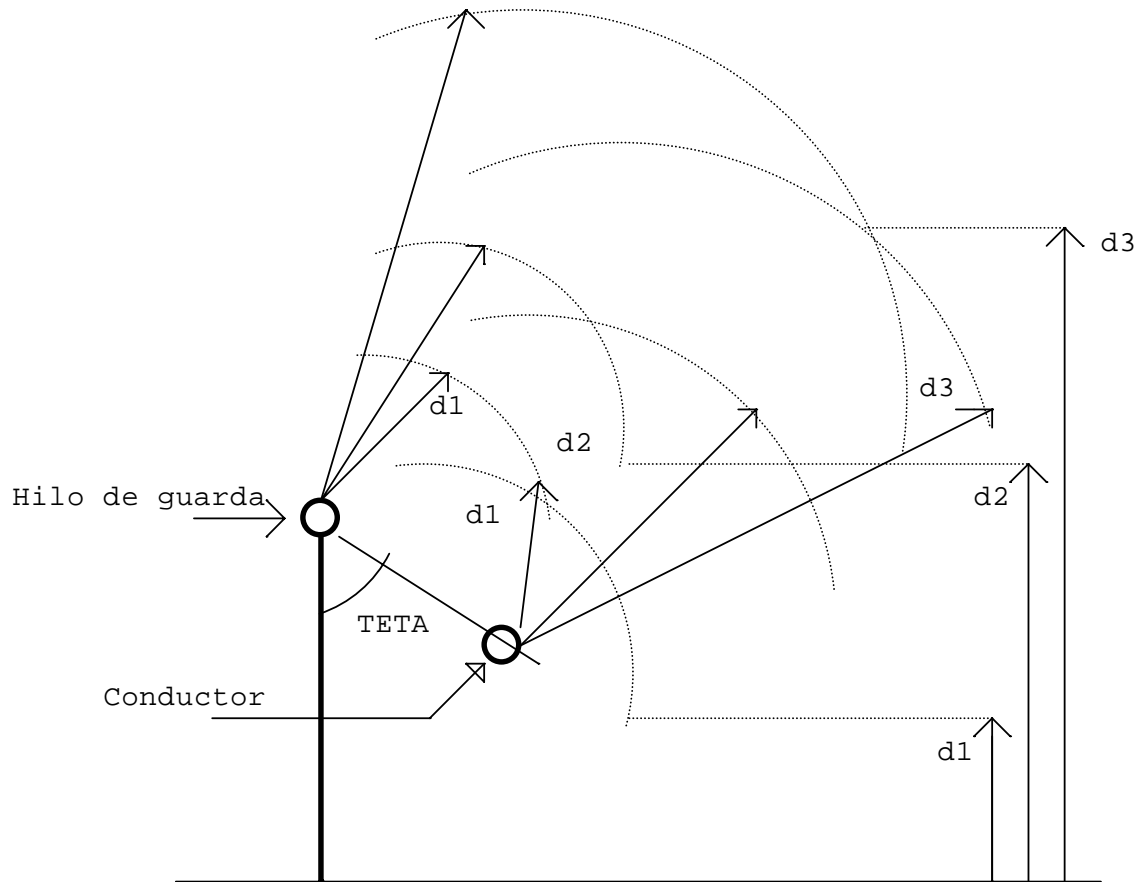


Donde H_h es la altura del hilo de guarda y H_c es la altura del conductor y las distintas regiones AB, BC, y CD de la figura representan las áreas de exposición para los cables de guarda, el conductor, y el suelo respectivamente.

Para cada valor de corriente del rayo la distancia de incidencia define una superficie ABCD para la cual todas las descargas que crucen el tramo BC terminarán en el conductor.

A continuación veremos las áreas de exposición en función de la corriente de carga en la figura 19 de la página siguiente:

Figura 19. Áreas de exposición



El arco de exposición BC se reduce al aumentar la corriente de descarga, es decir con la distancia de incidencia, hasta tornarse nulo para una distancia d_3 llamada crítica. De esta forma corrientes de rayos de valores mas elevados siempre serán desviados hacia el cable de guarda o el suelo.

Para corrientes menores, el área de exposición aumenta pero la sobretensión debida a la descarga se reduce, no debiendo ocasionar falla de la línea. Surge un criterio de dimensionamiento de aislación de la línea, debe soportar una sobretensión de corriente correspondiente a la distancia de incidencia crítica a los conductores.

Modificando el ángulo de blindaje se modifica el valor de la máxima corriente que puede alcanzar al conductor. Es posible entonces ubicar los cables de guarda de manera tal que para una corriente máxima el conductor esté protegido naturalmente, y por debajo corrientes menores no puedan causar la descarga de la aislación.

En esta situación solo las descargas con intensidad de corriente inferior a la mínima necesaria para causar fallas podrán alcanzar el conductor.

La máxima distancia de incidencia relativa a la máxima corriente que ocasiona una falla en los conductores puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$R_{max} = [(h + y) / (2 * \sin\theta)].$$

Donde R_{max} es la distancia máxima de incidencia (distancia crítica) en m; h altura del cable de guarda; y altura del conductor; θ ángulo de protección. Se debe destacar que no siempre es posible un blindaje electromagnético completo de toda la línea según el dimensionamiento adecuado del ángulo de protección de los conductores.

Para líneas de alta tensión y extra alta tensión un gran número de descargas en el conductor no causarán la falla de la línea porque su aislación es suficiente para soportar las tensiones generadas por una descarga de pequeña amplitud.

Estas sobretensiones se propagan por la línea hasta la estación, donde en función de los cambios de impedancia y las discontinuidades (reactor, transformador, interruptor etc.) pueden aparecer elevadas sobretensiones de reflexión.

La incidencia de una descarga atmosférica en los cables de guarda o en la torre de una línea de transmisión puede ocasionar su salida de servicio, debida al crecimiento de la tensión en el punto de Incidencia de la descarga.

A diferencia del impacto directo, la ocurrencia de fallas a consecuencia de este fenómeno difícilmente es eliminada. Sin embargo estos efectos pueden ser minimizados a través de la optimización de las puestas a tierra de las estructuras y del ajuste de los elementos del cabezal de la torre.

Cuando un rayo impacta una torre se establece un proceso de propagación de ondas de tensión y corriente en los cables de guarda, en las torres próximas y en los sistemas de puesta a tierra con reflexiones según las impedancias características involucradas.

La tensión resultante de la descarga atmosférica es el producto de la corriente del rayo por la impedancia de onda equivalente vista en este punto.

Para la descarga en la torre, la impedancia equivalente es el paralelo de las impedancias de los cables de guarda (Z_g) con el factor que corresponde a que los cables se alejan del punto en ambas direcciones (2), y la impedancia de onda de la torre (Z_t).

$$Z = Z_t // Z_g // Z_g = Z_t / (1 + 2 Z_t / Z_g).$$

Esta onda de tensión resultante esta modificada por reflexiones en la base de la torre y en las torres adyacentes.

La propagación de un impulso de tensión en los cables de guarda, induce en los conductores de fase ondas de tensión acopladas según la relación de capacitancias propias y mutuas entre cables de guarda y conductores. Las tensiones involucradas son de igual polaridad y K veces la tensión del cable de

guarda. De esta manera la cadena de aisladores estará sometida a la diferencia de tensión entre la punta de la torre y la tensión inducida en el conductor.

Donde $V_t = I Z$ y $V_s = (1 - K) V_t = (1 - K) I Z_t / (1 + 2 Z_t / Z_g)$

Siendo K del orden de 0.15 a 0.30, la sollicitación del aislamiento estará disminuida en forma importante por efecto del acoplamiento.

El valor de la resistencia de pie de torre (R) es bastante significativo para el desarrollo de la tensión en la punta de la torre porque siendo normalmente inferior a la impedancia de la torre (Z_t), este es el objetivo de un buen proyecto, que el coeficiente de reflexión para las ondas reflejadas en la base de la torre sea negativo, provocando una acentuada reducción del crecimiento de la tensión en la punta de la torre que se presenta en un tiempo relativamente pequeño correspondiente a la altura de la torre.

A continuación se podrá apreciar en la figura 20 y la figura 21 el efecto de la caída de un rayo sobre la torre, así como también en el medio del vano.

Figura 20. Impacto de las descargas en la torre

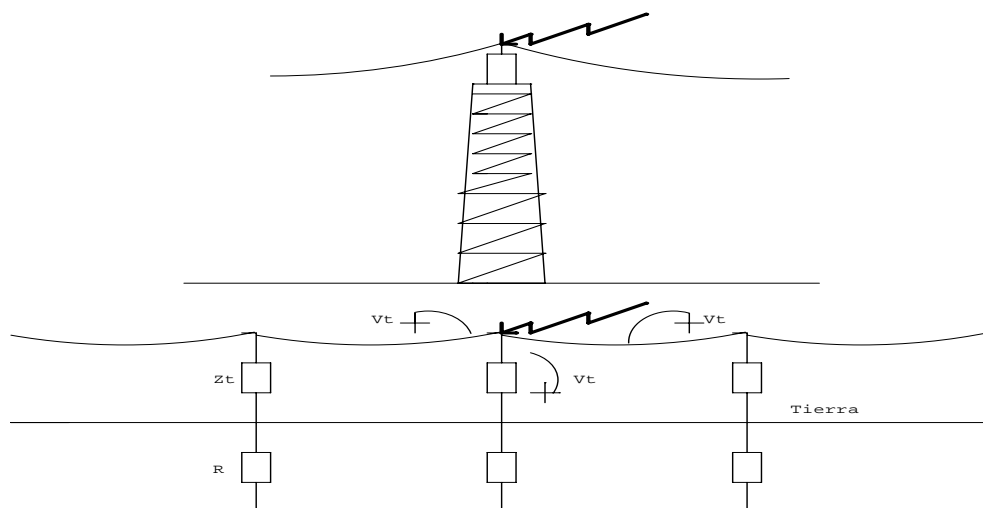


Figura 21. Aspecto de hilo de guarda en una subestación

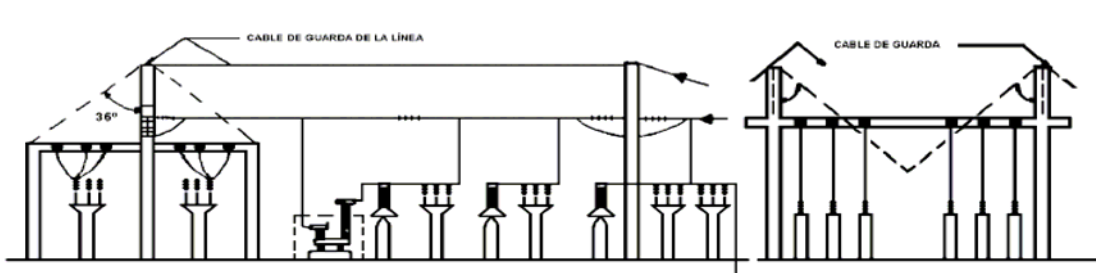
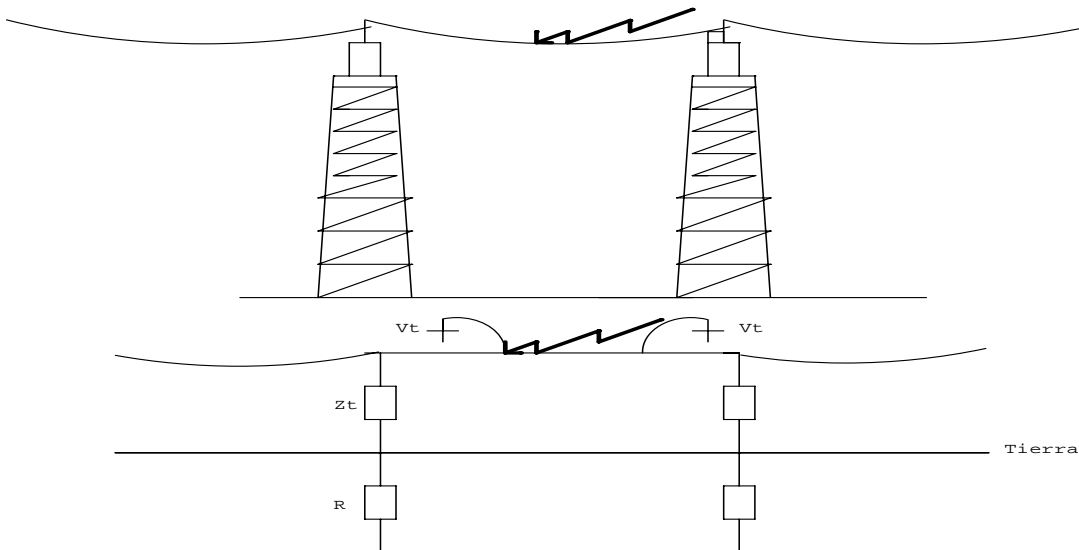


Figura 22. Impacto de las descargas en medio del vano



El coeficiente de reflexión de las ondas reflejadas en las torres adyacentes, también es negativo, pero el tiempo de propagación de la onda en el vano es del orden de 10 veces el tiempo de propagación en la torre, estas ondas reflejadas llegan a la torre donde se ha producido el impacto posteriormente a la presentación del máximo de tensión en el extremo de la torre.

La incidencia de la descarga en los cables de guarda presenta como característica básica, una tensión en el punto de incidencia superior al caso del impacto en al torre (por la distinta impedancia).

La tensión resultante es:

$$V_m = I Z_g / 2$$

Esta tensión tendrá valores mayores, cuanto mayor sea la distancia del punto del impacto respecto a las torres, siendo para incidencia en el medio del vano máximo el crecimiento de la tensión.

Este hecho se entiende fácilmente si consideramos que la impedancia equivalente en el punto de impacto es superior al caso que impacte en la torre, y el efecto de las torres (ondas reflejadas negativas) solo se presenta después de pasado dos veces el tiempo de propagación a la torre mas cercana.

La tensión $(1 - K) V_m$, a la cual está sometido el aislamiento en aire entre los cables de guarda y los conductores, es considerablemente mayor que la tensión a la que está sometida la cadena de aisladores si una descarga de igual intensidad hubiera impactado en la torre. Normalmente la flecha de los cables de guarda es inferior a la de los conductores, éstos estarán suficientemente alejados para impedir la ocurrencia de fallas debidas a ruptura del aislamiento en aire entre conductores y cable de guarda a lo largo del vano.

Asumiendo que no ocurren fallas en el medio del vano, la tensión V_m viajará por los cables de guarda hacia las torres adyacentes donde será atenuada por las reflexiones. La torre es una discontinuidad para V_m , en ella se producirán reflexiones y refracciones de las cuales una onda seguirá al próximo vano por el cable de guarda, y la otra se propagará por la torre drenándose finalmente al suelo.

La tensión en el extremo de la torre será:

$$V_t = b V_m$$

Siendo b el coeficiente de refracción: $b = 2 Z / (Z + Z_g)$

siendo Z la impedancia equivalente del cable de guarda y la torre

$$Z = Z_g Z_t / (Z_g + Z_t)$$

Resultando:

$$V_t = V_m Z_t / (Z_t + Z_g / 2)$$

La tensión que en este caso solicita la cadena de aisladores será entonces:

$$V_s = (1 - K) V_m Z_t / (Z_t + Z_g / 2)$$

Para las descargas que impactan en los cables de guarda las máximas solicitaciones que se imponen al aislamiento de la torre son del mismo orden de magnitud de aquellas que impactan directamente en la torre. De esta manera las descargas en el medio del vano pueden provocar fallas en la torre, mientras que no a lo largo del vano.

Una descarga atmosférica próxima a la línea, puede inducir una tensión que difícilmente excede los 500 kV. Líneas blindadas con cables de guarda, de tensión nominal superior a 69 kV generalmente tienen aislamiento suficiente para impedir la ocurrencia de descargas por esta causa.

Líneas de tensiones menores, con niveles de aislamiento substancialmente inferiores a 500 kV pueden fallar por sobretensiones inducidas. En la mayoría de los casos estas líneas no tienen cables de guarda y

también están sujetas a fallar cada vez que sean alcanzadas por una descarga directa. En general las fallas por sobretensiones inducidas no son un problema mayor ya que el mínimo de fallas por descargas directas excede bastante las provocadas por sobretensiones inducidas.

El **Método de Bewley**, realiza el cálculo de blindaje comenzando por tener la longitud L_c (claro) del módulo, su ancho que es $2D$ y a . donde calculamos la flecha:

$$f = 2 \% \times (L_c)$$

El punto inferior del cable de guarda viene dado por:

$ht = hf + f$ Donde ht = altura de tensión y hf = altura de cable de fuerza

y tenemos el área que es igual a:

$$A_{\text{rea}} = L \times 2 \times X_t \text{ entonces } X_t = (L_c \times 2D) / 2L$$

Y el ángulo de blindaje se calcula de la siguiente manera:

$\theta_B = \text{ang tan } a/b$. Entonces resumiendo tengo que seguir los siguientes pasos:

$TCF = NBI / 0.961$ donde TCF = tensión crítica de flameo, NBI = nivel básico de impulso.

$R_{cf} = 9.06 I^{2/3}$. Donde R_{cf} = radio crítico de flameo

Y la altura mínima que puede ocupar el hilo de guarda viene dada por B_{mm}

$$B_{mm} = R_{cf} - (R_{cf}^2 - D^2)^{1/2}$$

Tengo el claro = L y el ancho = 2D

Y $f_c = 0.02 L$ además de $ht = 2D - f_c$

Y la altura mínima del cable de guarda en el punto de montaje viene dada por $h_m = \frac{2}{3} h_1 + \left[\frac{1}{9} h_1^2 + \frac{1}{3} (L/2)^2 \right]^{1/2}$

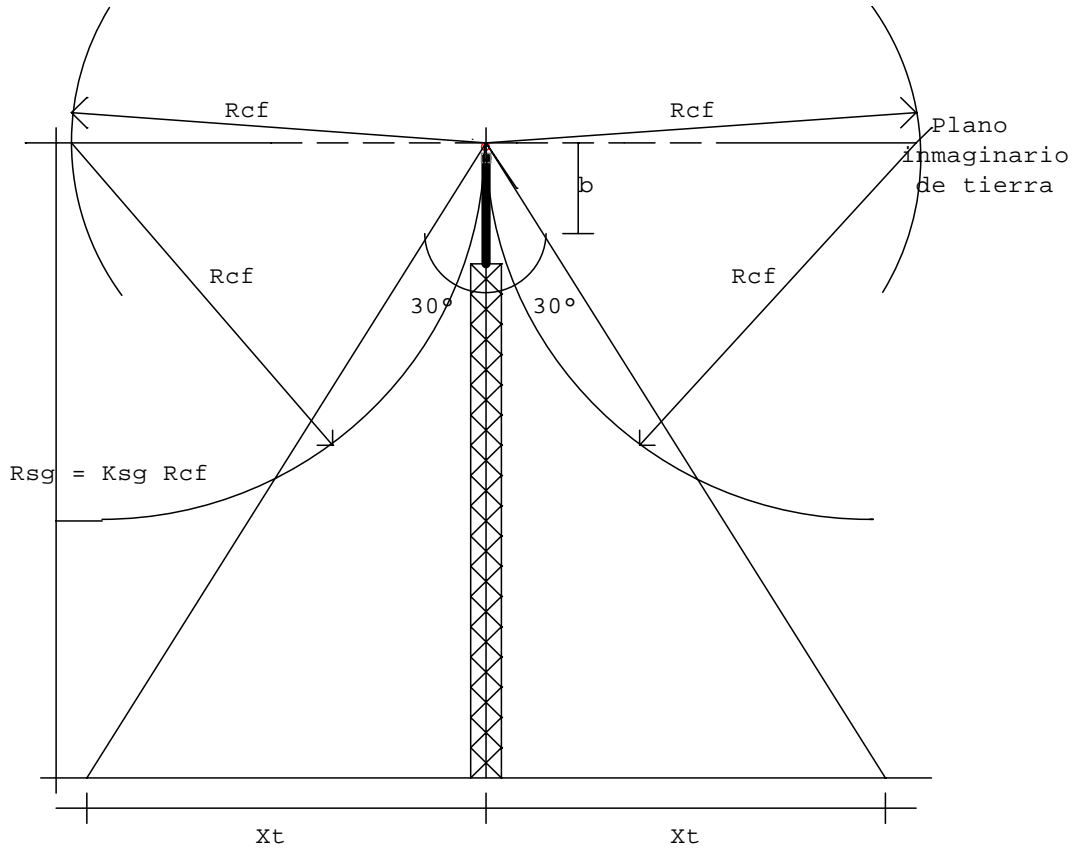
$$X_t = A / 2L \text{ y } \theta_B = \text{ang tan } a/b$$

Este método puede ser verificado por medio del método electrogeométrico.

El **método de las bayonetas**, utiliza bayonetas que no son más que piezas de tubo de hierro galvanizado, con el extremo superior cortado en diagonal, terminado en una punta, que puede variar su longitud, dependiendo de que se va a proteger y teniendo un diámetro que depende de la longitud del tubo.

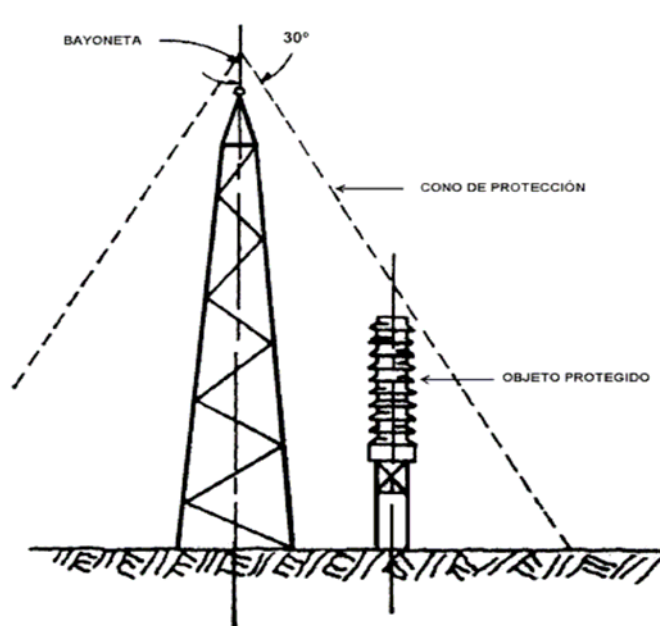
Las bayonetas protegen contra las descargas directas atmosféricas, actuando como electrodos, concentrando las cargas electrostáticas durante la descarga de un rayo provocado por el efecto punta. Por lo que las bayonetas van en la parte más alta de las estructuras encima de los capiteles de las columnas protegiendo un área igual a la del cono que corta con un ángulo de 30 hasta 45 grados con respecto a su eje. Como se muestra a continuación:

Figura 23. Método de las bayonetas



En la figura 23 vemos el método de las bayonetas, pero en la figura 24 podemos apreciar un ejemplo de cómo es que éste método puede llegar a proteger el equipo de descargas indeseadas sobre éste, donde se mira claramente el cono de protección que se forma a un ángulo de treinta grados.

Figura 24. Método de las bayonetas y su efecto en un equipo



Donde $R_{cf}(r_{cf})$ = radio crítico de flameo

$R_{sg}(r_{sg})$ = plano de tierra imaginario

X_t = distancia radial de protección

K_{sg} = constante del efecto de tierra, valor cerámico de tierra entre 0.8 y 1

b = altura total de la estructura más la bayoneta.

La zona de protección de una bayoneta entonces parte del radio crítico de flameo donde tengo que:

$$X_t = (A / \pi)^{1/2}$$

Donde A = área protegida al nivel del suelo $A = \pi X_t^2$.

A continuación veremos la tabla 6 de corrientes de rayo para varios valores de NBI (BIL):

Tabla VII Corrientes de rayo con $Z_s = 300$ ohms

Nivel básico de aislamiento (NBI) KV	Corriente del rayo (IS) KA
110	0,73
150	1
200	1,33
250	1,66
350	2,33
550	3,66
650	4,33
750	5
900	6
1050	7
1300	8,66
1400	9,33

1.9 Red de tierras

La red de tierras tiene como propósito, limitar las tensiones de paso y de contacto que se presentan tanto dentro de la subestación como en sus alrededores, además de proporcionar un circuito de baja impedancia para circular las corrientes de tierra, por fallas y por último evita las diferencias de potencial dentro de la subestación eliminando las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.

Cuándo las barras de una subestación o línea fallan a tierra, el flujo de la corriente de tierra, tanto en magnitud como en dirección, depende de la

impedancia de las varias trayectorias posibles, el flujo se puede presentar entre la red de tierra y la tierra circundante, a lo largo de los cables de tierra. A continuación describiremos los tipos de redes de tierra que se pueden utilizar.

Existen tres tipos de redes de tierra, el sistema radial que consiste en uno o varios electrodos conectando las derivaciones a cada aparato siendo este el más barato pero no es satisfactorio pues hay altos gradientes de potencial en él; esta el sistema de anillo donde se coloca un cable de cobre de suficiente calibre en forma de anillo alrededor del equipo de la subestación conectando cada aparato en derivaciones el cuál es económico y eficiente disminuyendo la corriente de falla llevándola por varias rutas y por último tenemos el sistema de red que es una malla conectada a través de electrodos de varillas buscando zonas de menor resistividad, siendo éste sistema el más eficiente pero el más caro.

$$E_{\text{malla}} = K_m K_i \rho I / L$$

Donde K_m es el coeficiente de donde va el número de conductores n , su espaciamiento D y su diámetro d además de la profundidad de la siguiente manera:

$$K_m = (1/2\pi) \log (D^2/16hd) + (1/\pi) \log [3/4 * 5/6 * 7/8 * \dots * \text{etc.}]$$

K_i = factor corrección irregularidades.

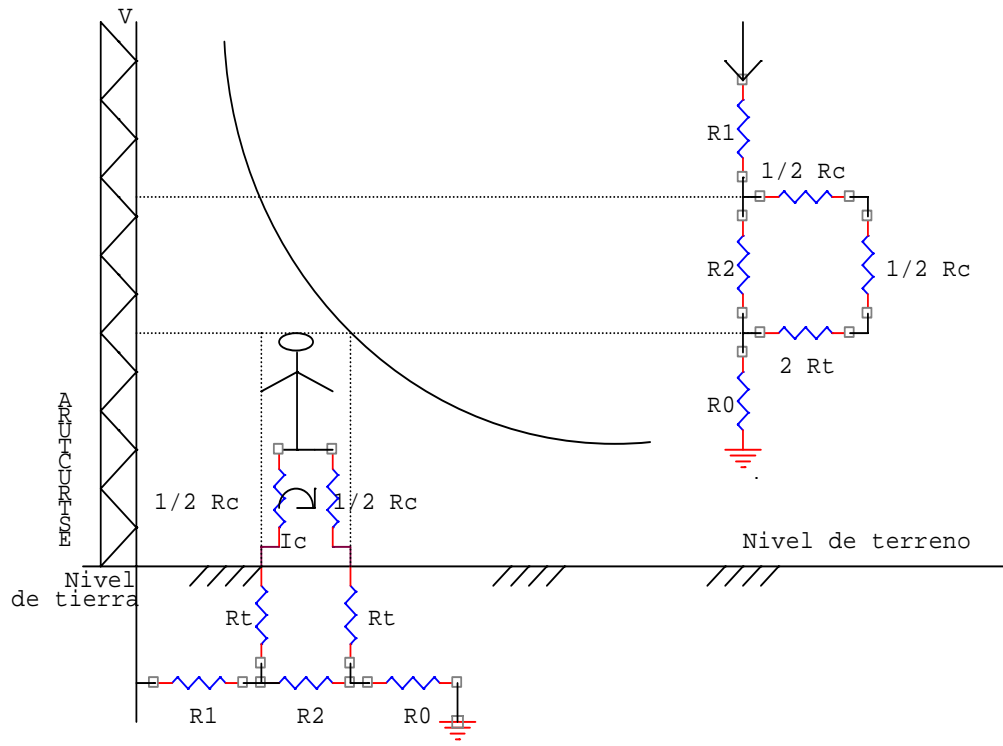
El cálculo de corriente que puede resistir el cuerpo humano es:

$$I_k^2 t = 0.0135 \text{ con } I_k = 0.116 / t^{1/2}$$

Y tenemos que el voltaje de paso el cual como se observa en la figura 25 es el calculado cuándo un individuo camina o está cerca de la estructura la cual esta aterrizada, donde podemos apreciar los valores resistivos del cuerpo y de

la tierra teniendo al final un circuito de donde podemos trabajar la ecuación de potencial de paso como se muestra a continuación:

Figura 25. Potencial de paso

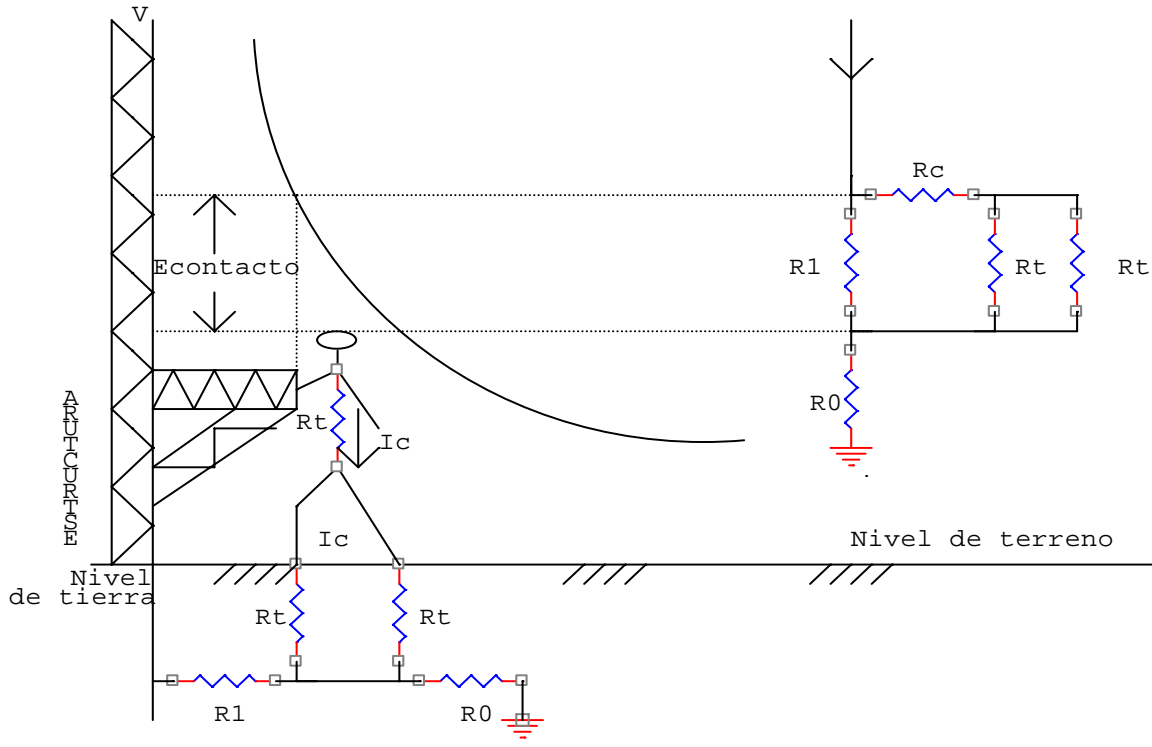


Donde tenemos que: $E_{paso} = (R_c + 2 R_t) I_c = (1000 + 6\rho_s) 0.116 / t^{1/2}$

$$E_{paso} = (0.116 + 0.7\rho_s) / t^{1/2}$$

Y el potencial de contacto es proviene del diagrama mostrado en la figura 25 donde podemos observar que el individuo de la figura hace contacto con la estructura la cual esta conectada a tierra, de donde se le llama a ésta tensión de contacto por el contacto con la estructura, donde podemos observar los valores resistivos para este caso, los cuales nos llevan a un circuito eléctrico donde podemos calcular fácilmente esta tensión como se muestra a continuación:

Figura 26. Potencial de contacto

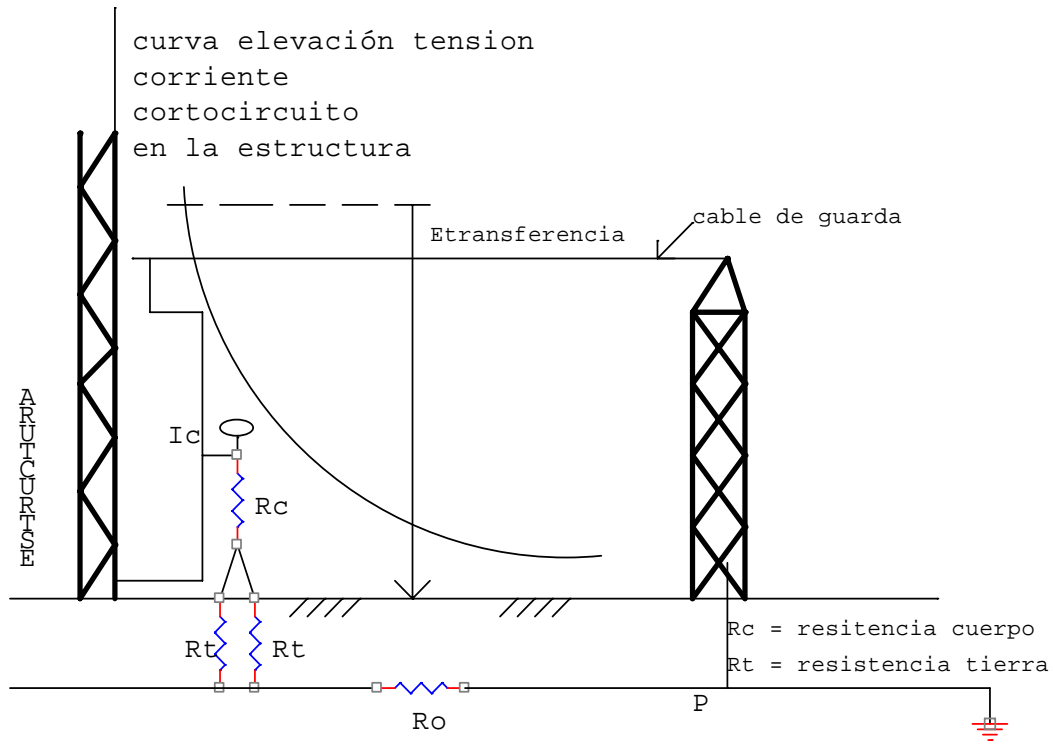


Donde $E_{\text{contacto}} = (R_c + R_t/2) I_c = (1000 + 1.5 \rho_s) 0.116 / t^{1/2}$

$$E_{\text{contacto}} = (116 + 0.17 \rho_s) / t^{1/2}.$$

Tenemos el potencial de transferencia el cual nos muestra la curva de tensión respecto a una tierra lejana al circular en el una corriente de cortocircuito por la estructura la cual esta a tierra, y podemos observar en la figura 26 como se logran apreciar los valores resistivos del cuerpo humano y tierra teniendo así un circuito de donde podemos deducir las ecuaciones que se describen más adelante conocida como ecuación de tensión de transferencia como se muestra a continuación en la figura 27 en la página siguiente.

Figura 27. Tensión de transferencia



Donde $E_t = (R_t/2 + R_c) I_c = (3\rho_s/2 + 1000) 0.116 / t^{1/2}$

La red de tierras conlleva elementos que la conforman como lo son conductores de arriba de 4/0 dependiendo del sistema, electrodos que son las varillas que se clavan en el terreno, los electrodos para pararrayos que van en la parte mas elevada de la estructura de una subestación, los conectores y accesorios. Además de esto debemos de considerar las características del suelo para poder determinar su resistividad, así como las corrientes máximas de cortocircuito a tierra donde tenemos que:

$I'' = 3E / [3+3R_f + (R_1 + R_2 + R_0) + j(X''_1 + X_2 + X_0)]$ siendo

$I'' =$ corriente simétrica al iniciar la falla

E = tensión de fase a neutro

R = resistencia a tierra del sistema en la subestación

R_f = resistencia mínima de falla

R_1 = resistencia de secuencia positiva

R_2 = resistencia de secuencia negativa

R_0 = resistencia de secuencia cero

X_1'' = reactancia subtransitoria de secuencia positiva

X_2 = reactancia de secuencia negativa

X_0 = reactancia de secuencia cero.

La longitud del conductor se puede calcular también de la siguiente manera:

Igualo el $E_{malla} = E_{contacto}$

$K_m K_i \rho / L = (16 + 0.17 \rho_t) / t^{1/2}$ donde $L = (K_m k_i \rho t^{1/2}) / (116 + 0.17 \rho_t)$ donde ρ_t = resistividad del terreno.

Algunas recomendaciones para terrenos con muy alta resistividad, es el uso de bentonita, la cual es una arcilla natural que contiene minerales, no es corrosiva y es estable, y tiene una resistividad de 2.5 ohms-metro en humedad de 300 %, reduciendo la resistividad del suelo además de la cantidad de varillas requeridas.

Para terrenos con resistividad media se utilizan varillas de tierra enterradas en concreto, pero con la limitante que se da con la corrosión.

1.10 Sistema de comando y protección.

El propósito de este sistema es de integrar varias funciones, además de facilitar al operador las acciones en condiciones normales y sobretodo en emergencias, donde el tiempo y la seguridad de la acción son esenciales para el funcionamiento óptimo de la subestación.

Desde acá se manejan las maniobras locales y remotas, además desde acá debo también de resolver las protecciones, seguridad y enclavamientos, así como la comunicación y telecomando.

Hay un lugar de despacho desde donde se envían las órdenes de telecomando a la subestación además de recibir las transmitidas a través del telecontrol.

La sala de control dentro de la subestación es el lugar donde se alojan los siguientes equipos:

- paneles de protección.
- tableros de relés auxiliares y relés repetidores.
- paneles de medidores de energía.
- paneles de convertidores de medida.
- tablero de distribución de servicios auxiliares de corriente alterna y corriente continua.
- salas de baterías.
- panel de sincronización automática.
- tablero de regulador automático de tensión.
- panel de borneras, repartidores de cables.

- registrador cronológico de eventos, osciloperturbógrafos.
- localizadores de fallas.

Tenemos el registrador cronológico de eventos el cual registra con objetivo de protocolización los sucesos que ocurren y que le son transmitidos, señalizaciones, alarmas, cambios de posición originados en los distintos equipos de la subestación.

El osciloperturbógrafo registra tensiones y corrientes, de fases y residuales (secuencia cero), para una dada actuación de un relé, o una dada condición, desde antes de que se presente la falla hasta cierto tiempo después.

Los convertidores de medida convierten magnitudes disponibles, corriente, tensión, frecuencia, ángulo, en señales de corriente continua independientes de la carga y proporcionales al rango de medición. Las señales son utilizadas por los instrumentos indicadores. También pueden convertirse las magnitudes físicas disponibles a magnitudes numéricas (digitales).

Los relés repetidores auxiliares utilizados para repetir posición de contactos auxiliares de los equipos de maniobra, o convertir señales de una tensión a otra.

Las señalizaciones no son más que indicaciones iniciadas en contactos auxiliares de equipos, y/o relés auxiliares repetidores que identifican un estado o confirman un cambio de posición o maniobra. Por ejemplo posición de interruptores y seccionadores, posición del regulador bajo carga, etc. Pueden ser impulsivos pero en general son de tipo permanente.

Las alarmas son indicadores "si no" iniciados en contactos auxiliares de relés y dispositivos de protección que identifican la aparición de una falla o perturbación.

Las mediciones por acumulación de señales periódicamente miden ciertas magnitudes eléctricas, por ejemplo energía activa, que se obtienen de magnitudes que generan señales impulsivas, que se acumulan durante cierto tiempo e integran un resultado a intervalos prefijados.

Los sistemas comandados por relés son típico ejemplo de sistemas de control discontinuo (marcha parada, adentro afuera).

Los símbolos con que se dibujan los diagramas dependen de las normas que se utilizan, éstas son distintas y entonces es necesario no mezclar símbolos a fin de no afectar la posibilidad de comprender la documentación que se elabora.

La normalización internacional ha avanzado mucho en unificar los símbolos a fin de que el "idioma simbólico" sea único, también ha avanzado en simplificar los símbolos para que el trabajo de dibujo sea menor, que sea más fácil utilizar los medios de dibujo automático (sistemas de dibujo ayudado por computadora).

Los distintos elementos se individualizan con un nombre sintético que explica la función, un grupo de números, o letras o combinaciones. Las normas también se han ocupado de esto, y de su aplicación también se facilita el trabajo y comprensión.

Los sistemas automáticos deben esquematizarse a fin de poder estudiar su funcionamiento. Cuando se trata de sistemas con relés la esquematización que da el mejor resultado es el esquema funcional.

En los esquemas topográficos se respeta la ubicación relativa de aparatos, los bornes se unen con líneas. Tienen el inconveniente que aún los circuitos

muy sencillos son difíciles de comprender inmediatamente en su funcionamiento por la gran cantidad de interconexiones.

Sin embargo como el esquema topográfico es una imagen muy próxima a la realidad (al menos circuito y constructiva) es muy utilizado tradicionalmente en el desarrollo de documentación de sistemas eléctricos de comando.

En los esquemas funcionales se separan los componentes de cada aparato, contactos, bobinas, etc. y se asocian por funciones tratando de simplificar al máximo el esquema (darle apariencia de sencillez, evitando en particular líneas de conexión larga y tortuosa).

El esquema se dibuja entre dos barras que representan la fuente de alimentación, y los distintos circuitos que parten de una y llegan a la otra, incluyendo todos los elementos los que se representan sobre una línea con símbolos y siglas que los individualizan.

La línea de unión entre los símbolos representa los conductores que completan la continuidad eléctrica del circuito.

En la diagramación se hace mucho esfuerzo para que el funcional pueda ser leído de corrido, y para esto se establece un orden de las funciones que en general coincide con la sucesión en el tiempo de los eventos de control.

Los criterios de diseño deben ser tan flexibles como sea necesario en función de la simplicidad y de que no sea necesario anticiparse en la lectura del mismo saltando partes.

La apariencia final de los esquemas así representados ha hecho que algunos los llamen diagramas "escalera".

Las funciones resueltas en el esquema se clasifican con cierto orden, que debe verse reflejado en el diagrama:

- funciones comunes
- alimentación de circuitos
- señalización, ordenes (comando), medición
- protecciones
- automatismos
- desacople
- relación con otros circuitos.

Frecuentemente el esquema funcional se completa indicando en los bornes, e individualizando estos y los conductores con sus nombres.

Puede ser conveniente que la numeración de conductores sea fijada por el funcional y en este caso el se convierte en la llave de los circuitos del sistema.

Información complementaria es entonces el esquema de borneras e interconexiones.

Cuando la noción de tiempo no interviene los circuitos se denominan de combinación pura, del examen de los mismos surge la situación del sistema.

En cambio cuando la noción de tiempo debe ser tomada en cuenta el circuito se llama secuencial, interviene el orden en que los acontecimientos se han desarrollado.

Un relé que tiene un contacto auxiliar en paralelo con alguno de los restantes contactos que lo comandan, y puede quedar autoalimentado y es un circuito secuencial ya que en este caso interviene el tiempo porque el relé tiene memoria del estado por el que ha pasado.

La función de los elementos lógicos de un circuito es decidir.

No debe perderse en ningún momento el sentido de lo que debe realizarse al proyectar un circuito de uso industrial. Se deberá tener en cuenta que sucede en casos de fallas, en caso de interrupción de la alimentación, en caso de que no se respeten las condiciones iniciales u otras condiciones.

Al proyectarse un circuito debe buscarse la solución óptima, pero lo óptimo es difícilmente definible. No siempre la solución con menor número de contactos es la óptima, menos contactos en los relés pueden exigir pulsadores o circuitos con mas contactos, menos contactos en juego pueden exigir mas cableados e interconexiones. Como puede apreciarse es dificultoso definir la mejor solución, puesto que puede serlo en un caso y no en otro.

Es conveniente por ejemplo que los fines de carrera (de interruptores, seccionadores, etc.) y los pulsadores no tengan mas de un juego de contactos, ya que es difícil asegurar la simultaneidad de los contactos de estos elementos, y en consecuencia con varios contactos se tendrían situaciones transitorias incomprensibles.

Se denominan señales lógicas aquellas que responden a SI, NO (ON OFF), o sea apertura o cierre de contactos.

Señales analógicas las de amplitud variable en función de lo que miden o controlan.

Una forma de representar el sistema es a través de diagramas de bloques, y flujo de señales, cuando este diagrama llega a manejar las señales elementales, y los bloques tienen las funciones más simples se trabaja sobre diagramas lógicos.

Puede resultar conveniente desarrollar estos diagramas como paso previo al funcional, es más se puede construir el diagrama funcional partiendo del lógico, y también al revés.

Los esquemas lógicos elementales se pueden representar con diagramas de compuertas o con contactos:

- esquema "Y" (AND), cuando se da A Y B ocurre C, que representado con contactos en serie se lee cuando A Y B están cerrados, se excita la bobina C.
- esquema "O" (OR), cuando se da A O B ocurre C, que representado con contactos en paralelo se lee cuando A O B están cerrados, se excita la bobina C.

Los esquemas funcionales pueden ser considerados esquemas de lógica cableada, mientras que los esquemas lógicos, se han convertido en los funcionales que pueden ser incorporados en los controladores lógicos programables (PLC), o en los controles por computadora.

Aplicando estos conceptos se pueden desarrollar los distintos esquemas funcionales, los esquemas de detalle que explican lo que en síntesis muestran los diagramas de bloques.

2. DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

2.1 Diferentes clases de barras

Las barras son los conductores eléctricos que se utilizan para conectar los diferentes circuitos en una subestación eléctrica los circuitos de generación, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc.

Las diferentes clases de barras son las siguientes:

- Barras Planas
- Barras estructurales
- Formas tubulares

Las *barras planas* se pueden utilizar en subestaciones tipo exterior y, en ciertos casos, son deseables debido a que se pueden doblar y unir fácilmente.

Cuándo existen aplicaciones de altas corrientes, se pueden unir un cierto número de barras, dejando solo un pequeño espacio entre ellas para facilitar la ventilación. Por su forma producen un alto voltaje, un efecto corona notable, por lo que se recomiendan en bajos voltajes.

Las *barras estructurales*, consisten principalmente de formas de ángulo y de canal, facilitan por su forma de fijación a base de tornillos y, para incrementar su ampacidad se utilizan dos ángulos o canales. Normalmente se usan con estas barras herrajes especiales, con relación a las barras planas, las de forma estructural tienen mayor rigidez mecánica a igualdad de ampacidad, por lo tanto la separación entre soportes se puede incrementar.

Las *formas tubulares*, las hay de tipo cuadrada y redonda, además de ser considerablemente más rígidas, ya sea las planas o las estructurales, a la

misma ampacidad, permitiendo con esto claros mayores. La forma tubular redonda resulta la más popular para subestaciones tipo intemperie con barras rígidas, es muy eficiente desde el punto de vista estructural y también eléctrico.

Por su forma y acabado minimiza el efecto corona en altas tensiones.

2.2 Accesorios que se utilizan en una barra colectora

Los accesorios que utiliza una barra colectora son:

- Conductores eléctricos
- Aisladores
- Conectores y herrajes

Los conductores son generalmente de cobre o aluminio, además de poder ser de cobre y aluminio reforzado (ASCR), o sea, aleaciones con el cobre, hierro y acero. Y el cobre tiene como ventaja una alta conductividad eléctrica, se puede estañar, platear o cadminizar usando equipo especial para soldar cobre y es muy dúctil.

Los conectores deben tener una alta conductividad, una superficie maleable y deben de tener ductilidad, siendo los materiales más comunes el cobre y aleaciones de aluminio, con alto contenido de cobre y con alta resistencia mecánica y baja conductividad eléctrica, para sujetar el conductor al aislador.

2.3 Aisladores

Estos son los encargados de fijar las barras a la estructura además de dar el nivel apropiado de aislamiento a las mismas, además debemos utilizar los aisladores respectivos para cada tipo de barra, hay que ver el nivel de aislamiento y otros factores tales como el ambiente.

Hay aisladores de diferentes tipos como lo son:

- rígidos
- cadenas de aisladores
- especiales

Los rígidos son para las barras rígidas que a su vez sirven como soporte a éstas, tenemos los aisladores tipo alfiler que no es más que una serie de aisladores concéntricos reforzando así la distancia de flameo y están los tipo columna que es una pieza más larga que la anterior que actúa como una columna mecánica, éste tiene alta resistencia mecánica y alta rigidez.

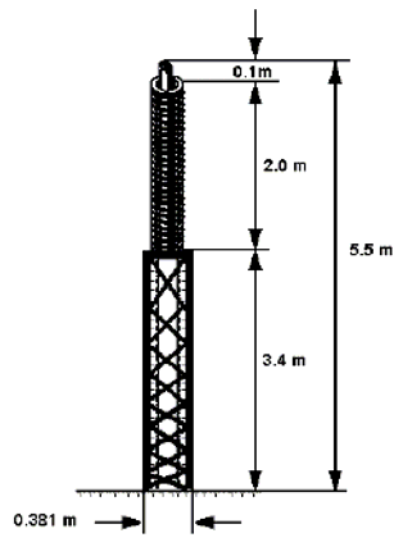
Las cadenas de aisladores, soportan a las barras tipo cable, y estas van enlazadas una con la otra, formando la cadena de la longitud necesaria dependiendo del nivel de aislamiento que necesite.

Los aisladores especiales, son así por que se utilizan en condiciones especiales, por lo que se diseñan de acuerdo a ésta necesidad, como por ejemplo cuándo hay una contaminación muy alta, ya sea por humedad, químicos, humos, etc.

Los aislantes son por lo regular de porcelana o vidrio templado.

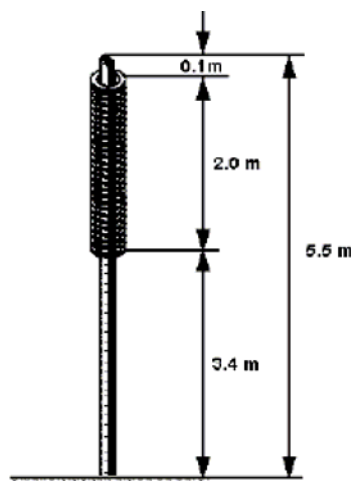
A continuación mostraremos un ejemplo de cómo van los aisladores para los dos casos siendo el primero el de celosía seguido por el de montaje tipo barra rígida.

Figura 28. Montaje aislador soporte para montaje de barras rígidas 1



Y en la figura 29 se muestra para un montaje en base sólida no como en la figura 28 que es sobre celosía.

Figura 29. Montaje Aislador soporte para montaje de barras rígidas 2



En la página siguiente se muestra la tabla ocho donde podremos apreciar algunas de las características de los aisladores tipo columna.

Tabla VIII Características de aisladores tipo columna en intemperie

VOLT NOM	DIM ALT/DIAM	RESIST MECANICA		CARACT. ELÉCTRICAS			NORMA	TIPO
		CANTILEVER	RESIST MIN	NIVEL DE	FREC NOM			
		VERTICAL		IMPULSO		DIST		
		PISO KG / LB	TORSIÓN		HUME	FUGA		
400 kV	3850 / 350	612	306	1675		6700	CEI	CILIND
		1340	26540	1000 SNM	1000			

2.4 Cargas

Las cargas se dividen en dos grupo que son las cargas estáticas y las cargas dinámicas. Las cargas estáticas son todas aquellas que actúan sobre las barras de manera constante y se toman en cuenta para el diseño en forma vertical, por lo que debemos de considerar el peso del conductor y de sus conectores, hielo y cables que lleva dentro del tubo, por lo que debemos de tratar la deflexión del tubo que es de 1/150 del claro si lleva dos apoyos y de 1/200 del claro si lleva más de dos apoyos por lo que a continuación la fórmula para la flecha máxima en caso de que la viga tenga carga uniformemente repartida:

$$f = (5 Wt L^3) / (384 E I)$$

Donde:

L = claro en pulgadas

E = módulo de elasticidad en lb/pulg²

f = flecha en pulgadas

W = peso unitario del tubo en lb/pie

I = momento de inercia de la sección en pulg⁴.

Para disminuir las flexiones se utilizan tubos de mayor diámetro economizándole número de soportes de barra, además del peso, disminuyendo las pérdidas por el efecto corona y aumentando el claro.

Las cargas dinámicas, son las que actúan sobre la barra por de manera variable, el diseño va en forma horizontal o axial, acá debemos considerar la expansiones térmicas que cuando se da la expansión diferencial entre el material de la barra y la estructura, se dan esfuerzos excesivos en los aisladores soporte por la rigidez del acero de la estructura, cuando las barras llevan corriente se calientan, pero solo las barras, llevando a los aisladores a romperse por los excesivos esfuerzos.

Los esfuerzos mecánicos rompen los aisladores provocados por: el impacto al operar los interruptores, las tormentas y los huracanes y los asentamientos de las cimentaciones del equipo pesado provocando esfuerzos diferenciales, además de los esfuerzos electromagnéticos, que se dan por las corrientes de cortocircuito, pues cuando el campo magnético interactúa con la corriente de cortocircuito las fuerzas producidas son proporcionales al cuadrado de la corriente de cortocircuito y es inversamente proporcional a la relación de fases. Entonces debo limitar la corriente máxima de cortocircuito, debo aumentar la separación de las fases y cambiar los arreglos de los buses.

3. CONSIDERACIONES PARA 400 KV

3.1 Selección apropiada del arreglo de barras

El arreglo de una subestación eléctrica tipo convencional con aislamiento en aire depende del arreglo de barras, del nivel de tensión que nos da las distancias dieléctricas, el tipo de conductores a utilizar en las barras y por último el tipo de cuchillas.

Todo esto me sirve para poder tener el arreglo físico y la disposición del equipo de la subestación eléctrica por lo que debemos de considerar a un sistema eléctrico de potencia como un todo para poder seleccionar el arreglo adecuado de barras.

Las grandes subestaciones eléctricas que poseen muchos circuitos y que manejan grandes volúmenes de potencia, deben poseer mucha flexibilidad y confiabilidad teniendo el servicio de manera continua, sin ninguna interrupción, aunque se den condiciones desfavorables.

Debemos de considerar futuras ampliaciones en la subestaciones de manera que el arreglo debe permitir la ampliación sin interrupción del servicio.

El esquema de la subestación, es una característica que no se selecciona para la subestación en si, sino que corresponde a toda la red, y debe tener en cuenta condiciones de la red.

Si las líneas son relativamente cortas, es posible suplir la falta de una subestación, o de una línea, con las vecinas, y entonces el esquema puede ser el mas simple y menos flexible.

Cuando en cambio las líneas son relativamente largas y las subestaciones son pocas, y poco conectadas entre si, no es posible suplir la falta de una línea, o peor aún de la subestación, en consecuencia el esquema debe ser mas complicado.

El perfil de la subestación siendo el perfil bajo, la mejor opción para el caso de la subestaciones de 400kV dado que tiene altos gradientes de potencial, además de que el perfil bajo sólo se puede utilizar para subestaciones de mediana tensión.

Debo entonces de considerar el espacio adecuado para el movimiento de equipo dentro de la subestación, por lo que la configuración de barras debe de considerar el tamaño del transformador de potencia, los interruptores, así como las cuchillas desconectadoras.

Dada la conveniencia de tener una buena continuidad de servicio, ya sea el propósito de ésta subestación de reducción, o de switcheo, se escoge por sus características de buena continuidad, el arreglo de interruptor y medio que posee flexibilidad de operación, alta confiabilidad, me da la opción de sacar el bus principal para mantenimiento sin la interrupción del servicio, me deja sacar de servicio cualquier interruptor sin interrupciones de servicio tiene cada circuito con alimentación doble lo que eleva el costo pero posee mejor continuidad.

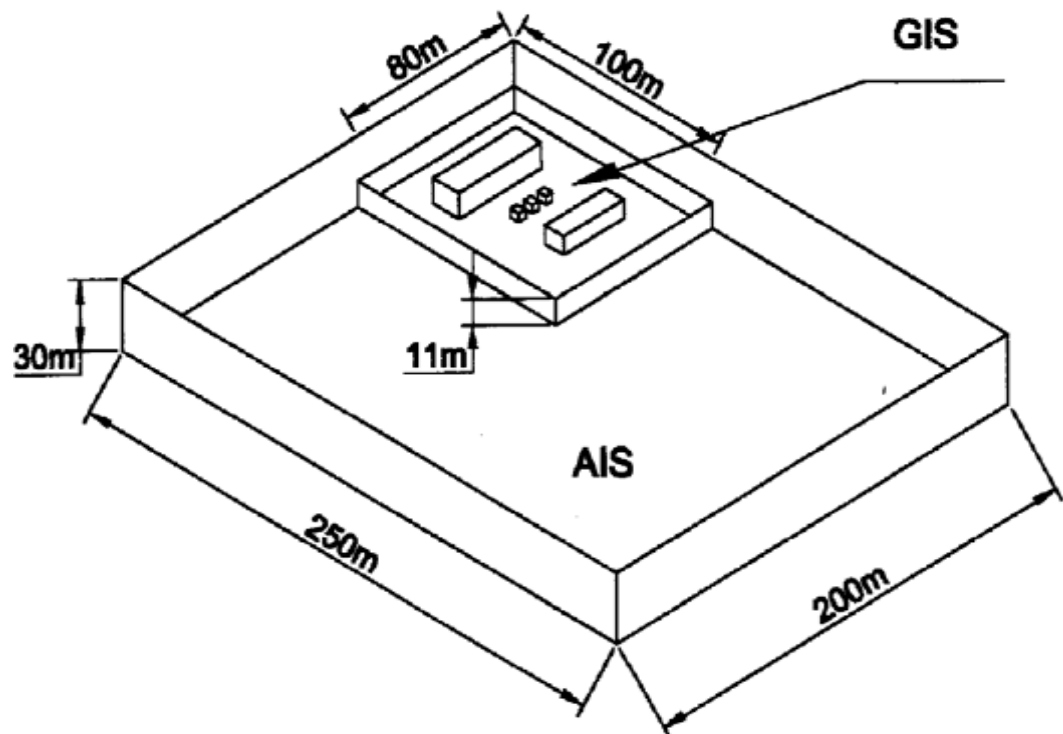
Y por último se debe de elegir la configuración de mayor confiabilidad y flexibilidad que se pueda costear.

El esquema de interruptor y medio se puede observar en la figura 4.

3.2 Disposiciones constructivas

El costo de la construcción de una subestación eléctrica depende directamente del esquema a utilizar y el esquema de interruptor y medio por salida es más costoso además, debemos de considerar el tipo de aislamiento AIS que es a base de aire y el GIS que es a base de SF₆ lo cual afecta en el costo de la subestación tanto por el equipo como por el tamaño del terreno a utilizar como el ejemplo que se muestra a continuación para una subestación donde podemos observar el tamaño de la subestación aislada en gas y en aire y la gran diferencia en el tamaño del área del terreno que necesita para su construcción lo cual se debe de considerar si se da la necesidad de una subestación de alto voltaje y un área pequeña.

Figura 30. Subestación de 9 campos de 420 kV y 18 de 123 kV



Por lo que debemos de contar con el diseño completo de la subestación para así tomar en cuenta todo lo relacionado con el tamaño de la misma incluyendo drenajes, muro perimetral, caseta de control, etc. A medida que transcurre el tiempo la evolución de la red obliga a cambios de estructura. Se presenta la necesidad de modificar la subestación, ya convirtiéndola a una con características superiores, o reduciendo sus posibilidades. Algunos esquemas (con adecuadas previsiones) permiten evolución, simple barra, doble barra, agregado de barra de transferencia. Otros esquemas son en cambio difíciles de modificar, interruptor y medio, anillo. Un aspecto a tener en cuenta en las redes en desarrollo es su lenta o explosiva evolución en el tiempo. Al planificar se mira un sistema final, que satisface necesidades supuestas, se verifica la confiabilidad de la última etapa y se adopta un sistema final y de acuerdo a éste se construyen todos los cimientos que necesita para poder llevar a cabo el proyecto.

Además debemos de considerar dos tipos de soluciones constructivas básicas:

- estaciones aisladas en aire (convencionales).
- estaciones blindadas (aisladas en SF6).

Las tecnologías son totalmente distintas, sin embargo puede concebirse una mezcla de ambas realizando:

- Subestaciones híbridas, con parte del equipamiento blindado, y parte aislado en aire.
- Mas recientemente ha aparecido la tecnología de subestaciones compactas, aisladas en aire y aprovechando al máximo la experiencia en diseños convencionales.

Las subestaciones convencionales son las llamadas aisladas en aire, porque son las mas difundidas, las de tecnología mas antigua, las que estamos acostumbrados a ver.

Su importancia subsiste por varias razones:

- Ventajas de explotación y mantenimiento, facilidad de instalación, poco requerimiento de especialización.
- Los conjuntos se forman con aparatos separados
- Las fases están aisladas en aire ambiente
- La gran separación entre las fases representa esfuerzos electrodinámicos modestos
- La instalación individual se resuelve con cálculos simples, al no haber vínculos no hay solicitaciones mutuas, solo hay solicitaciones simples sobre cada aparato. La concepción es simple los cálculos son elementales, los esfuerzos son limitados
- El esquema es visible, claro.
- Se requiere poca especialización, herramientas simples
- La instalación solo requiere productos y servicios que pueden ser locales, obras civiles, carpinterías, conductores, cables, aparatos que pueden ser de distintas procedencias.
- Facilidad de recuperar, modernizar, cambiar, evolucionar.
- Flexibilidad para cambios de esquemas, acepta equipos cualesquiera.
- Flexibilidad frente a ampliaciones.

Las subestaciones blindadas tienen la necesidad de reducir tamaños obligando al desarrollo de subestaciones de tamaño reducido, iniciando con la técnica del aire comprimido, el éxito se obtuvo al utilizar el SF₆. El diseño de todos los equipos y de las barras de conexión se desarrolla dentro de tanques chicos que contienen el gas aislante. Los diseños son muy dependientes del

fabricante, que realiza distintos módulos para distintas aplicaciones y tensiones. En tensiones menores algunos fabricantes adoptan soluciones trifásicas con las tres fases (en disposición triángulo) contenidas en un recinto (cilindro) común. Para las tensiones mayores en cambio las soluciones son con fases separadas, independientes.

Tenemos las subestaciones híbridas, que aprovechando partes de los diseños blindados se puede intentar introducirlos en subestaciones convencionales, lográndose interesantes reducciones de espacio, o la posibilidad de elevar la tensión de la subestación sin necesidad de incrementar los tamaños. La construcción blindada puede incluir interruptor, transformadores de corriente, seccionadores. La construcción convencional en cambio incluye las barras, las entradas de líneas con seccionadores, transformadores de tensión, descargadores, bobina filtro y capacitor de acople. El transformador de potencia puede estar unido al interruptor con un conducto blindado, que incluirá los descargadores.

A continuación mostraremos en la tabla IX donde podemos considerar las subestaciones convencionales, las compactas y las GIS blindadas en términos de porcentajes aproximado para consideraciones de superficie, volumen, costo y tiempo de construcción de la misma para tener una referencia de éstos datos si es necesario dependiendo de los requerimientos del proyecto:

Tabla IX Comparaciones de tipos de subestaciones

Solución	Convencional	Compacta	GIS Blindada
Superficie	100	55	17
Volumen	100	80	20
Costo de material	100	100	300
Tiempo de montaje	100	65	18

Esta comparación es sólo para poder ver a grosso modo las diferencias que para este caso se tomo en cuenta para tensiones hasta 170 kV.

Estas cualidades pueden valorizarse al comparar distintas soluciones frente a la necesidad de optar por mejor solución, pero podemos agregar que el alto costo de la tierra hace que una subestación de 400 kV suba mucho su costo por el costo del terreno.

En resumen debemos de ver lo que es la obra civil empezando por el movimiento de tierras en el cuál se realizarán las excavaciones de las cimentaciones correspondientes a las columnas de los pórticos de los transformadores, cubeto de los trafos, bobinas de puesta a tierra, aparamenta y zanjas para las nuevas conducciones, etc. Para la ubicación de los trafos de potencia se realizará una cimentación capaz de transmitir las cargas al terreno y un cubeto para la recogida de aceite que se verterá a la canalización general de recogida de aceite. También se contará con un vial con dos anchos de vía para la entrada y salida de los transformadores. El cubeto quedará separado, por una parte y otra, del segundo transformador, por una pantalla de hormigón armado. Se debe de hacer las cimentaciones para los pórticos. Se preverán en las cimentaciones todo tipo de canalización o tubo que permita facilitar el trazado de los cables de la red de tierras o los correspondientes a los circuitos de control de las instalaciones. Se deberán prever el anclaje para las estructuras a utilizar, tales como soportes de aparamenta o bien los pórticos de amarre de líneas.

Las canalizaciones de los cables donde para el trazado de los cables de control o los correspondientes a los circuitos secundarios, se emplearán los canales prefabricados de hormigón con sus correspondientes tapas y demás accesorios que facilitan el tendido de los cables en su interior y para el trazado de cables de potencia se realizará una zanja, que albergue los cables hasta el

edificio de celdas. La urbanización una vez concluida la obra civil del parque y el conexionado de la aparamenta y sus soportes a la malla de cobre en su subsuelo para formar la red inferior de tierras, se procederá a la operación del engravado de las zonas afectadas por las excavaciones. Tenemos los pórticos de entrada de los transformadores donde se hace la fijación de la estructura al suelo será tal y como viene reflejada en los planos de proyecto. Las estructuras metálicas a utilizar para la fijación de los distintos equipos que forman parte de las instalaciones de alta tensión y serán igualmente del tipo de celosía e iguales a las reflejadas en los planos. Para su dimensionado se deberá tener en consideración todas y cada una de las solicitudes que intervengan en cada caso así como a las condiciones meteorológicas de la zona. La fijación de la estructura al suelo será tal y como viene reflejada en los planos de proyecto. Entre las realizaciones de obra civil que son necesarias acometer dentro de la nueva subestación, merecen destacar aquellas que se refieren al conjunto de instalaciones necesarias como lo son un vallado exterior que tiene como propósito obstaculizar y disuadir el acceso a la subestación a posibles intrusos, se dispondrá de un vallado perimetral en la totalidad de las instalaciones va a tener puertas principales Para permitir el paso de personas y vehículos autorizados al interior de los dos recintos de la subestación, e impedir el acceso de los no autorizados, se dispondrá en cada uno de los recintos una puerta integrada sobre el vallado perimetral, empleando para ello dos pilares de hormigón armado de 0,30 x 0,30 m. de superficie. Habrán viáles para permitir el acceso con vehículo a las zonas de los edificios de control y celdas, facilitando así su montaje y mantenimiento, se construirán los viales necesarios. La anchura del vial será de unos 5 m. en las zonas de transformadores, siendo menor en el resto de las instalaciones y por último los drenajes donde se preverá una red general de drenaje, compuesta por zanjas de grava, tubos de PVC, tubos de hormigón, arquetas de recogida de zanjas de gravas y arqueta general, con objeto de que el agua de lluvia no quede encharcada en el parque.

Para terminar mencionamos el artículo 21 en la sección 21.3 de la normas técnicas de diseño de la comisión nacional de energía eléctrica CNEE donde dice así: 21.3 Ubicación: El diseño deberá considerar el adecuado acceso de las líneas aéreas con el objetivo de minimizar la necesidad de servidumbre de paso. Las subestaciones deberán ubicarse en terrenos que no estén sujetos a inundación, derrumbes u otra situación previsible que pueda poner en peligro la seguridad de las personas y de las instalaciones. En caso de no ser posible, se deberán tomar las medidas de seguridad correspondientes a efecto de minimizar los riesgos y efectos sobre las personas y bienes.

3.3 Clasificación de sobretensiones

La sobretensión no es más que cualquier valor de tensión entre una fase y tierra o entre fases que tenga un valor cresta o valores que los excedan.

- La Sobretensión de fase a tierra, que no es más que la relación de los valores cresta de la sobretensión de fase a tierra y la tensión de fase a tierra correspondiente a la tensión máxima de diseño para el equipo que se puede expresar en valores por unidad de la siguiente manera: Sobretensión de fase a tierra en p.u. = $(\text{Valor cresta de sobretensión de fase a tierra}) / (\text{Tensión de fase a tierra correspondiente a la tensión máxima de diseño del equipo } (\sqrt{2} \cdot V_m / \sqrt{3}))$.
- La Sobretensión de fase a fase no es más que la relación de los valores cresta de la sobretensión de fase a fase y la tensión de fase a tierra correspondiente a la tensión máxima de diseño del equipo que es $(\sqrt{2} V_m / \sqrt{3})$

Esta relación estará expresada por $k\sqrt{3}$, siendo k la relación entre el valor de cresta de la sobretensión de fase a fase y la tensión máxima de diseño del equipo, que se expresa de la siguiente manera:

Sobretensión de fase en p.u. = (Valor cresta de sobretensión de fase a fase / Tensión de fase a fase correspondiente a la tensión máxima de diseño del equipo ($\sqrt{2} \cdot V_m / \sqrt{3}$)).

El valor de cresta de la tensión máxima de diseño del equipo estará entonces expresada en valor por unidad como $1 \times \sqrt{3}$.

- La Sobretensión por maniobra, ya sea de fase a fase o de fase a tierra que se de por una operación de maniobra de interruptores, falla u otra causa, debe de referirse para propósitos de coordinación del aislamiento como un impulso normalizado en las pruebas de impulso por maniobra los cuáles son por lo regular de alto amortiguamiento y corta duración.
- La Sobretensión por rayo, viene para la sobretensión de fase a tierra o de fase a fase, dado en un punto del sistema por una descarga atmosférica o rayo, que es semejante a aquella del impulso normalizado para propósitos de coordinación de aislamiento utilizado en pruebas de impulso por rayo.
- La Sobretensión estadística por maniobra, es una sobretensión por maniobra o por rayo aplicada a un equipo, como resultado de un evento específico sobre el sistema, como energización de líneas, recierre, ocurrencia de fallas, descargas atmosféricas, etc. Donde el valor de cresta de esta sobretensión tiene una probabilidad de ser excedida y es una referencia probabilística, la cuál según IEC-71-1 de 1999 se puede escoger como el 2% de una distribución normal.
- La Sobretensión convencional máxima por maniobra, es el valor cresta de una sobretensión por maniobra o por un rayo que está considerada como la máxima sobretensión en el procedimiento convencional de coordinación de aislamiento.
- La Sobretensión temporal, es una sobretensión oscilatoria en un punto dado de un sistema, que tiene una duración relativamente grande, la cuál no está amortiguada. Estas se originan por operaciones de

maniobra o fallas además de los efectos de no linealidades como lo son las armónicas.

3.4 La importancia de la selección apropiada del BIL

Primero el BIL por sus siglas en inglés quiere decir Basic Impulse Level que quiere decir Nivel Básico de Impulso NBI.

Los niveles básicos de aislamiento deben estar de acuerdo con los criterios generales para la coordinación de aislamiento en las subestaciones eléctricas. El nivel de aislamiento nominal para equipos con tensión máxima de diseño, igual o mayor a 300 kV, es la tensión resistente por impulso nominal de maniobra y por rayo. Los equipos de las subestaciones eléctricas como resultado de las descargas atmosféricas directas, y de sobrevoltajes que pueden llegar a ocasionar flameos en el equipo o fallas en el aislamiento.

El nivel básico de aislamiento al impulso por rayo, no es más que la potencia eléctrica de aislamiento expresada en términos de valores de cresta de un valor estándar de impulso al rayo por lo que es importante proteger a la subestación de los impulsos ya que sin su apropiado cálculo de BIL de acuerdo al nivel de tensión el equipo que da expuesto a daños.

$$NBI = V_{CF} (1.0-1.3\sigma)$$

Donde NBI es el nivel básico de impulso, VCF es la tensión crítica de flameo y σ es la desviación estándar referida al valor de VCF.

En este caso tenemos los valores de BIL correspondientes al nivel de tensión de esta subestación eléctrica en 400 kV así:

Tabla X BIL para 400 kV

Tensión Nominal KV	NBI KV
400	1050
	1175
	1300
	1425

La utilización del BIL es importante, ya que éste utilizado adecuadamente, puede llegar a proteger al equipo de una subestación eléctrica de los impulsos de rayo los cuáles son los de tipo más severo y que pueden ocasionar grandes daños dentro de la misma los cuales dependen también de la altitud en metros por lo que hay una tablas de factores de corrección para el BIL y se muestra a continuación para lo que realmente debemos de saber la altitud en metros de el departamento en el cuál se instalará la subestación para considerar así los datos pertinente para diseño de la misma los cuáles los podemos observar la tabla XI de la página siguiente donde se dan los valores tomando en cuenta las altitudes desde 1000 metros sobre el nivel del mar hasta llegar a una altura de 6000 metros sobre el nivel del mar los cuáles dependen directamente de la ubicación del terreno donde se ubique la subestación eléctrica.

Tabla XI Factores de corrección por altitud

Altitud (En metros)	Factor de corrección que se aplica al BIL
1000	1
1200	0,98
1500	0,95
1800	0,92
2100	0,89
2400	0,86
2700	0,83
3000	0,8
3600	0,75
4200	0,7
4800	0,65
5400	0,61
6000	0,56

3.5 El efecto corona

El efecto corona consiste en la ionización del aire que rodea a los conductores de alta tensión. Este fenómeno tiene lugar cuando el gradiente eléctrico supera la rigidez dieléctrica del aire y se manifiesta en forma de pequeñas chispas o descargas a escasos centímetros de los cables.

Las líneas eléctricas se diseñan para que el efecto corona sea mínimo, puesto que también suponen una pérdida en su capacidad de transporte de energía; en su aparición e intensidad influyen los siguientes condicionantes:

- Tensión de la línea: cuanto mayor sea la tensión de funcionamiento de la línea, mayor será el gradiente eléctrico en la superficie de los cables y, por tanto, mayor el efecto corona.

En realidad sólo se produce en líneas de tensión superior a 80 kV.

- La humedad relativa del aire: una mayor humedad, especialmente en caso de lluvia o niebla, incrementa de forma importante el efecto corona.
- El estado de la superficie del conductor: las rugosidades, irregularidades, defectos, impurezas adheridas, etc., incrementan el efecto corona.
- Número de subconductores: el efecto corona será menor cuanto más subconductores tenga cada fase de la línea.

Como consecuencia del efecto corona se produce una emisión de energía acústica y energía electromagnética en el rango de las radiofrecuencias, de forma que los conductores pueden generar ruido e interferencias en la radio y la televisión; otra consecuencia es la producción de ozono y óxidos de nitrógeno.

El ruido provocado por el efecto corona consiste en un zumbido de baja frecuencia (básicamente de 100 Hz), provocado por el movimiento de los iones, y un chisporroteo producido por las descargas eléctricas (entre 0,4 y 16 kHz) y son ruidos de pequeña intensidad que en muchos casos apenas son perceptibles; únicamente cuando el efecto corona sea elevado se percibirán en la proximidad inmediata de las líneas de muy alta tensión, disminuyendo rápidamente al aumentar la distancia a la línea.

Cuando la humedad relativa es elevada, por ejemplo cuando llueve, el efecto corona aumenta mucho, dando lugar a un incremento importante del ruido audible. Sin embargo, este ruido generalmente queda opacado por el producido por las gotas de lluvia golpeando en el suelo, tejados, ropa, etc., que provoca un nivel acústico superior.

En cuanto a las radio interferencias, tal y como se ha dicho anteriormente, como consecuencia del efecto corona se produce una emisión de energía en forma de ondas electromagnéticas en el rango de las radiofrecuencias que podrían crear interferencias en la radio y la televisión.

Para asegurar una buena recepción, el nivel de perturbación comienza a aparecer por encima de 50 dB, valor que no se alcanza ni en malas condiciones atmosféricas. Sólo en líneas de tensión muy superior a 400 kV pueden aparecer efectos parásitos en las transmisiones de radio o televisión.

El efecto corona entonces causa pérdidas en los conductores eléctricos los cuáles van directamente relacionados con el diámetro del conductor, la humedad del ambiente, la altitud y la rugosidad de la superficie del conductor.

El efecto corona se puede calcular y en este caso lo haremos para barras de 400 kV, donde debemos de encontrar la tensión crítica disruptiva del fluido que rodea al conductor V_0 el cuál debe de ser superior al de la tierra.

$$Cs > 1 \text{ siendo } Cs = V_0 / V$$

Donde V_0 es la tensión crítica disruptiva en kV rms de fase a neutro y V es la tensión del conductor en kV rms de fase a neutro, lo que quiere decir que el efecto corona desaparece cuándo Cs es igual o superior a la unidad.

Para circuitos trifásicos de un conductor por fase es:

$$V_0 = 69m\delta^{(2/3)} * (1 - 0.07r) r \text{ Log } (DMG / RMG) \times 100$$

Y Para conductores múltiples por fase:

$$V_0 = 69m\delta^{(2/3)} * (1 - 0.07r) [1 - (n - 1)r / R] nr \text{ Log } (DMG / RMG) \times 100 * 2(HMG) / \sqrt{[4(HMG)^2 + (DMG)^2]}$$

Donde V_0 es la tensión crítica disruptiva en kV eficaces de fase a neutro.

M es el factor de superficie $m = m_s \times m_f$

m_f = coeficiente de formadle conductor y es =1 sección circular, 0.9 cables con capa exterior de 12 a 30 alambres Y 0.85 con capa exterior de 6 alambres.

m_s = coeficiente de la superficie del conductor y es = 0.9 para cables nuevos y limpios, 0.8 para cables viejos y limpios, 0.7 para cables viejos y sucios y 0.5 para cables con gotas de agua.

$$\delta = 3.92 \times b / (273 + t).$$

r = radio del conductor en cm

R = radio del círculo en cm, sobre el que están colocados los conductores

n = número de conductores por fase

Donde $DMG = (D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca})^{1/3}$ y D_{ab} = distancia en m de centros de fases AB, D_{bc} es la distancia en m de centros de fases BC y D_{ca} es la distancia en m de los centros de las fases CA.

$$RMG = n \sqrt[n]{(nr R^{n-i})}$$

$HMG = (H_a \times H_b \times H_c)^{1/3}$ donde H_a , H_b y H_c es la altura media de la fase A, B y C respectivamente en metros.

H_s es la altura de la fase en m al punto de soporte y F es la flecha del conductor en metros de la fase.

Para el siguiente ejemplo se consideran las barras de 2 conductores por fase, ASCR de 1113 MCM cada uno horizontales con una separación de 8 m entre fases.

Altura de la fase al soporte = 21.5 m

Flecha media F = 4m

Radio del conductor, r = 1.64 cm

Factor de superficie, m = 0.9 x 0.9 = 0.81

El radio del círculo del haz de cables, R = 22.5cm

El factor de densidad del aire $\delta = 3.92 \times b / (273 + t) = 3.92 \times 67.9 / (273 + 25) = 0.924$ para Guatemala. A 1000 m.s.n.m.

$$\text{DMG} = 8 * (2)^{(1/3)} = 8 * 1.26 = 10.08\text{m.}$$

$$\text{RMG} = \sqrt[3]{(1.64 * 45)} = 8.58 \text{ cm} = 0.0858\text{m.}$$

$$\text{HMG} = 21.5 - 0.7 * 4 = 18.7\text{m}$$

Por lo tanto, el voltaje crítico disruptivo será :

$$V_o = 69m\delta^{(2/3)} * (1 - 0.07r) [1 - (n - 1)r / R] nr \text{ Log} (\text{DMG} / \text{RMG}) * 100 * 2(\text{HMG}) / \sqrt{4(\text{HMG})^2 + (\text{DMG})^2}$$

Sustituyendo tengo que:

$$V_o = 69 * 0.81 * 0.948 (0.929)(0.928) * 3.2 \text{ Log} 115 = 146.16(720) * \text{Log} 115$$

$$V_o = 301.25 \text{ kV}$$

Coeficiente de seguridad = $301.25 \sqrt{3} / 400 = 1.3 > 1$ lo cuál es correcto.

Como se pudo observar depende directamente del conductor a utilizar en las barras para lo cual sabemos que si el coeficiente de seguridad sobrepasa la unidad esta bien, pero además depende también del país o región donde se calcule ya que la presión barométrica varía para el caso de México la presión es de 58.5 lo que cambia los resultados ya que al calcular δ nos queda de 0.84 que reduce casi cuatro veces el valor de V_o quedando $V_o = 268 \text{ kV}$ dando un $C_s = 1.16$ el cual también es mayor que la unidad por lo cuál es correcto.

3.6 Protecciones apropiadas para la subestación

La subestación debe estar protegida y utilizamos la protección por relevadores dado que ésta detecta las fallas en las líneas o los aparatos además de arrancar la operación de los dispositivos que interrumpen en los circuitos que aíslan los equipos con fallas.

Los relevadores tienen la capacidad de detectar condiciones indeseables de operación, activando alarmas o interruptores. Lo que logramos con los

relevadores es minimizar la falla y su efecto teniendo mayor continuidad en el servicio de la subestación.

En esta subestación se debe de tener el aislamiento adecuado, el blindaje debe ser el adecuado recomendando para éste caso el método electrogeométrico se pudo utilizar bayonetas.

Utilizaremos una serie de relevadores descritos a continuación como lo son los relevadores de sobre corriente, que responde a la magnitud de corriente sobre un valor específico, Los relevadores diferenciales responden a la diferencia entre dos o más corrientes arriba de un valor especificado que protegen a transformadores, generadores y barras dentro de la subestación, además están los relevadores de sobrevoltaje que responde a una magnitud de voltaje por encima de un valor especificado, el relevador de bajo voltaje que responde a una magnitud de voltaje por de bajo del valor especificado, el relevador de potencia que responde al producto de la magnitud del voltaje por la corriente y el coseno del ángulo entre el voltaje y la corriente que se justa para un valor por encima del especificado, está el relevador direccional que opera para un flujo de corriente en una dirección dada, está el relevador de frecuencia que responde a valores de frecuencia arriba o debajo de un valor especificado, está el relevador térmico que responde a una temperatura arriba del valor especificado, está el relevador de presión que responde a cambios bruscos de presión de un fluido o gas y utilizaremos transformadores de instrumentos de potencial y de corriente aislando el equipo secundario de los voltajes primarios que son peligrosos dando más flexibilidad al equipo.

El transformador como se mencionó anteriormente debe contar con la siguiente protección en el lado primario: protección diferencial (87T) para cada una de las fases, protección Buchholz (63D) para todos lo de tanque

conservador de nivel de aceite, el relevador contra sobrecargas(49T) que además debe de contar con una protección de respaldo usando por lo general relevadores de corriente de fase y residual(50F y 51F) para el lado de alta tensión y para el de baja protección contra fallas que pueden ser relevadores de sobre corriente.

Las líneas como se mencionó anteriormente utilizan el relevador diferencial pero sólo funciona si la corriente de carga es inferior a la mínima corriente de falla, está también la protección a distancia que puede llegar a ser más rápida ya sea por admitancia, reactancia, paralelogramo, etc.

La protección hilo piloto también para líneas que puede tener disparo instantáneo Y las barras se protegen por medio de protección diferencial y los reactores se protegen que van en paralelo de líneas de alta tensión como la de 400 kV que produce 66 MVAR capacitivos por cada 100 km, los cuales van protegido por medio de los relevadores de la línea demás de que es mejor si se complementa su protección con protección Buchholz o de presión súbita, con protección diferencial o protección de sobre corriente.

También se recomienda el uso de pararrayos con la capacidad de protección contra 400 kV que da una tensión máxima por maniobra de 778 kV, además de proteger con hilos de guarda y cuernos de arqueo que protegen contra sobretensión.

Se recomienda el uso de aire acondicionado en áreas de calor extremo, además de áreas donde hay alta contaminación y además se tenga equipo de computación y se necesite una temperatura adecuada.

Como último, se considera un tercer juego de relevadores que protegerán en caso de falla de interruptores donde todas las protecciones que se le aplican

a la subestación van de acuerdo al presupuesto que se maneje y de acuerdo a la importancia del equipo a proteger.

3.7 Distancias dieléctricas

Son aquellas distancias entre centros de fases de las subestaciones, que son las distancia mínimas de no flameo de fase a tierra y las distancias de seguridad para la circulación del personal, vehículos y equipo dentro de las instalaciones de la subestación. Donde tenemos la tensión crítica de flameo (TCF) que es aquella que me da una probabilidad de flameo del 50 % de modo experimental.

$$TCF_{normal} = BIL / 0.961 .$$

Que para 400 kV es el BIL es de 1425 que a 1000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) tengo un δ de 0.893 obteniendo una $TCF_{normal} = 1483.0$ kV Y la $TCF_{diseño} = K * d$ Siendo $d = TCF_{normal} * K_h / (550 * \delta)$ que es la distancia de fase a tierra d_{f-t} . Teniendo como resultado $TCF_{diseño} = 1661.0$ kV. Y tengo que las distancias se deben corregir a partir de 1000 m.s.n.m. de la siguiente manera:

$$d_h = d_{1000} + 0.0125[(h - 1000)/100]d_{1000}$$

Donde d_h es la distancia dieléctrica a la altura h en m.s.n.m. y d_{1000} es la correspondiente a los 1000 m.s.n.m.

Teniendo entonces a la distancia mínima de fase a tierra a los 1000 m.s.n.m. $d_{1000} = 3.020$ m

Teniendo la distancia entre fases considerando que máxima tensión entre fases es igual al BIL más el valor de cresta de la onda a tierra.

Teniendo a la distancia entre centros de fases de igual a 1.8 veces la distancia de fase a tierra a la altura correspondiente para barras rígidas y para barras flexibles es de 2.0 a 2.25 veces la distancia de fase a tierra.

Que para este caso nos dio un resultado de $d_{\text{fases}} = 5.436$ para buses rígidos y $d_{\text{fases}} = 6.04$ para buses flexibles a 1000 m.s.n.m.

Teniendo la altura mínima da las barras sobre el nivel del suelo así:

$h = 5.0 + 0.0125kV$ (metros) hasta 1000 m.s.n.m. donde kV es la tensión máxima de diseño. y la altura de los equipos viene dada por la siguiente ecuación:

$h = 2.25 + 0.0105 kV$ (metros), donde kV es la tensión máxima de diseño.

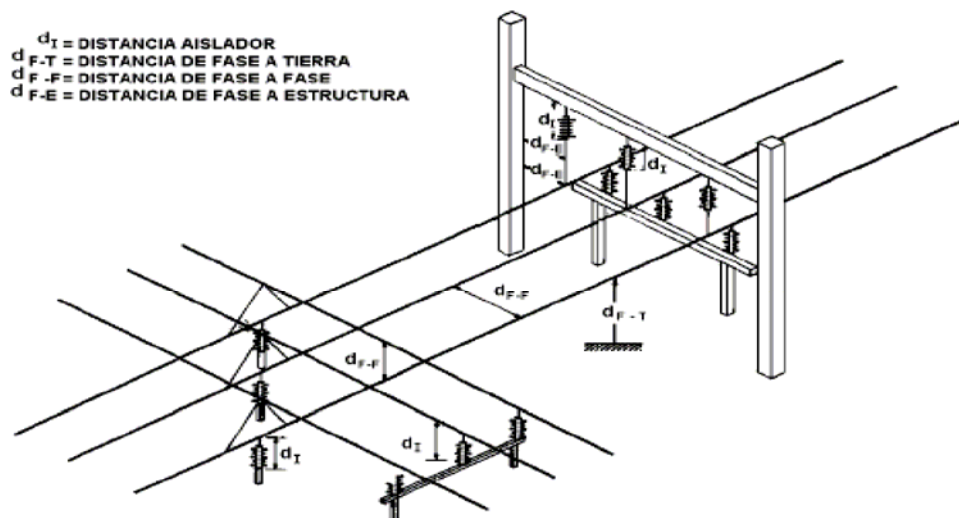
Que no puede ser menor a 3.0 metros.

Y por último, el cálculo de la altura de la llegada de las líneas a la subestación de la siguiente manera:

$h = 5.0 + 0.006 kV$ (metros), donde kV es la tensión máxima de diseño.

Que no puede ser menor a 6.0 metros.

Figura 31. Distancias en subestaciones en aire



Las distancias de seguridad deben de proteger al personal que circula dentro de la subestación por mantenimiento u operación. Teniendo las partes vivas fuera del alcance del personal de la siguiente manera para las distancias de seguridad para el personal.

Figura 32. Altura y apertura de brazos de 1.75 m

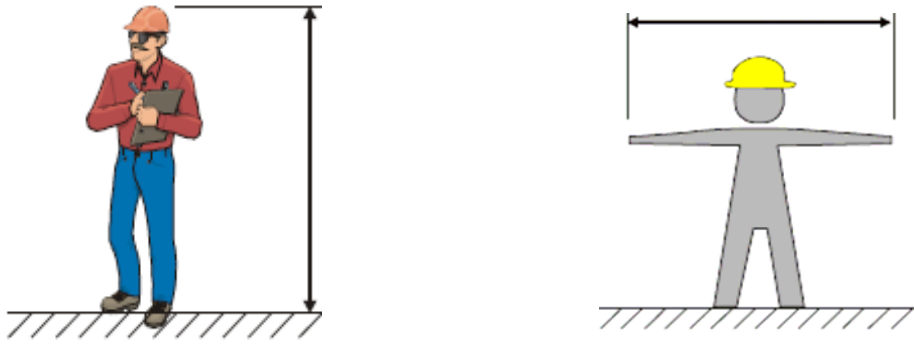


Figura 33. Altura de figura izquierda = 1.75 m y derecha = 1.25

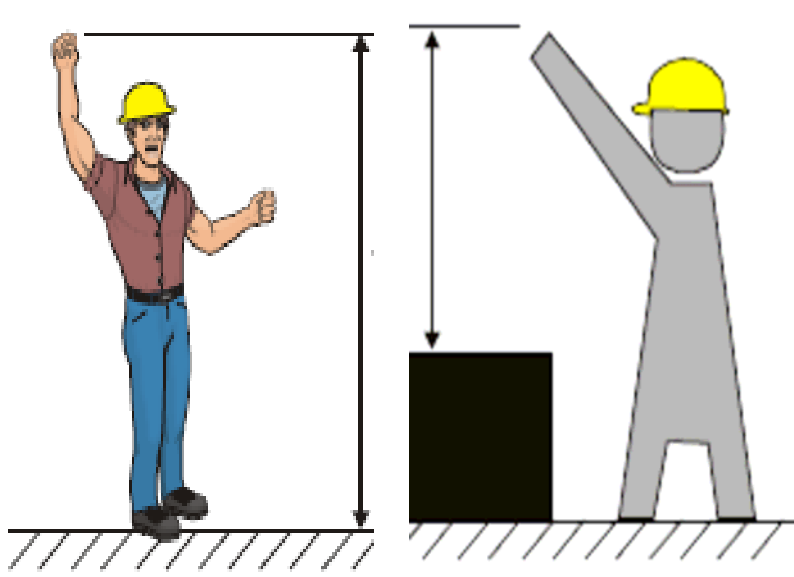


Figura 34. Aislamiento con barrera y distancia de fase a tierra d_{f-t}

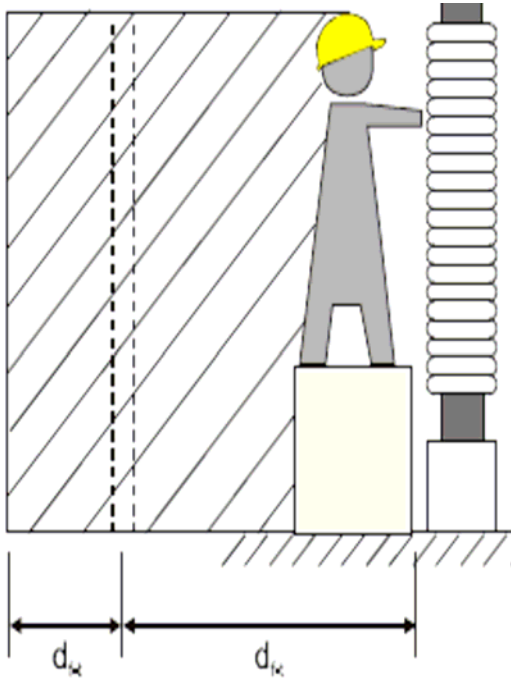


Figura 35. Aislamiento horizontal sin barrera. Izq = d_{f-t} y Der = 2.25 m

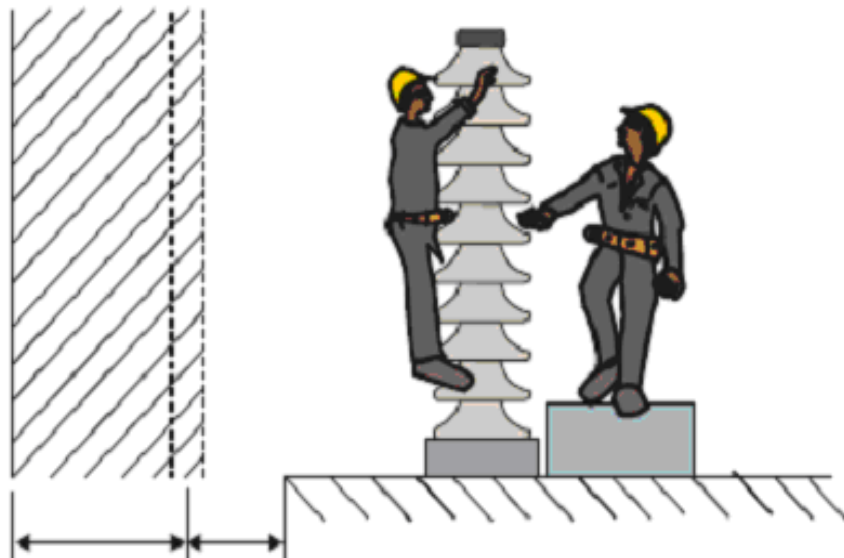


Figura 36. Distancia vertical de seguridad de 2.25 m y arriba d_{f-t}

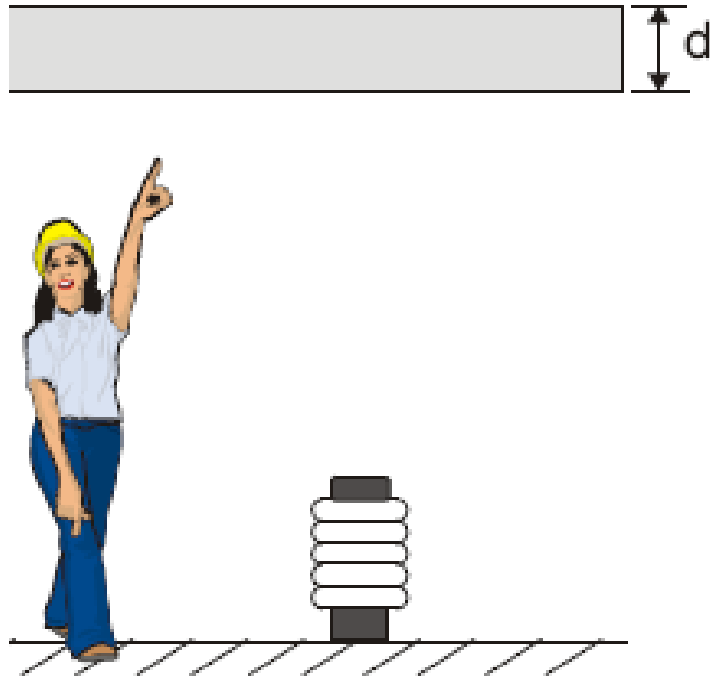
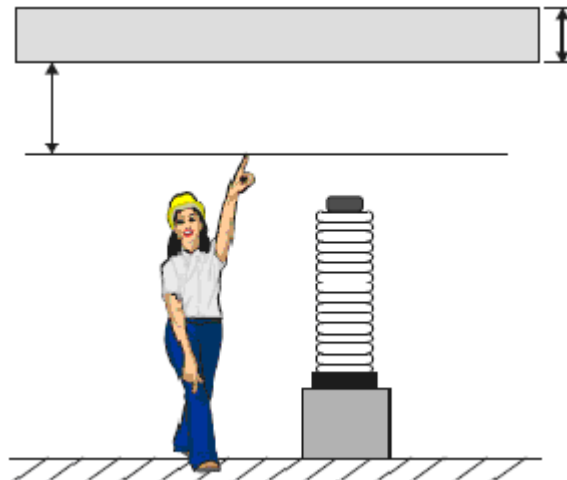


Figura 37. Distancia en zona de trabajo. arriba mano = 2.25 m y arriba d_{f-t}



Donde tenemos 2.25 metros arriba de la mano y seguida la distancia de fase a tierra hasta llegar a la parte viva.

Y la figura 38 muestra la distancia de zona de trabajo siendo la parte gris la barrera de protección a un distancia de d_{f-t} de la parte viva y del otro lado la zona de trabajo.

Figura 38. Distancia en zona de trabajo con barrera de protección

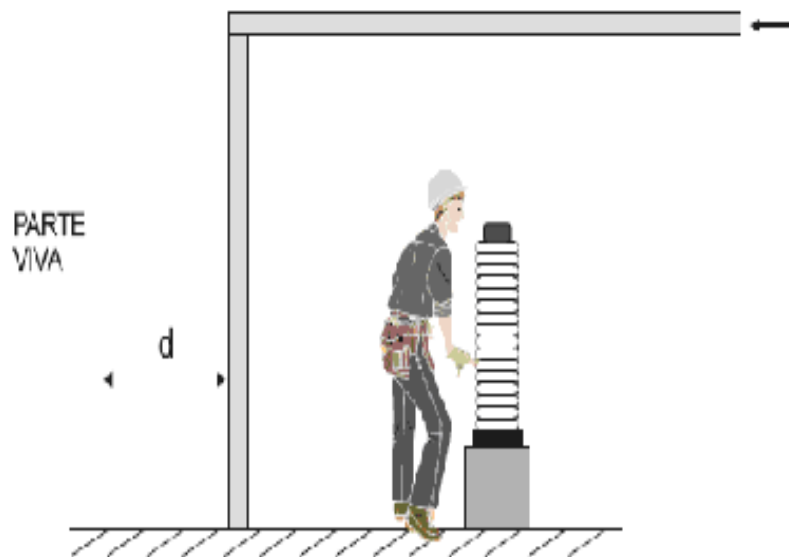
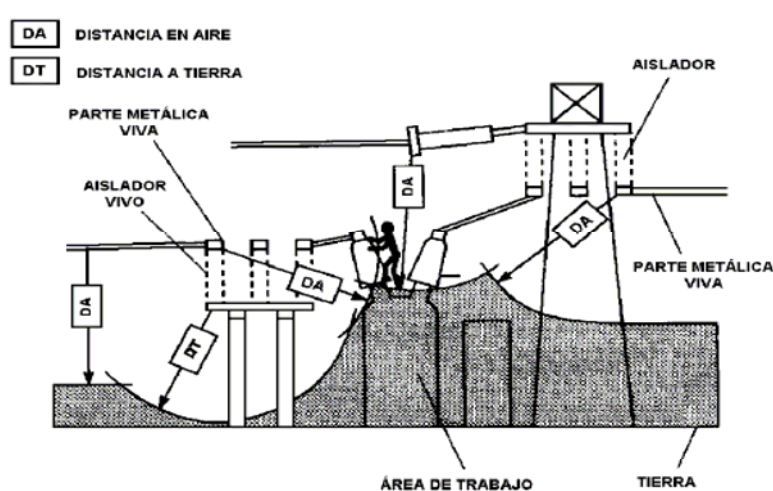
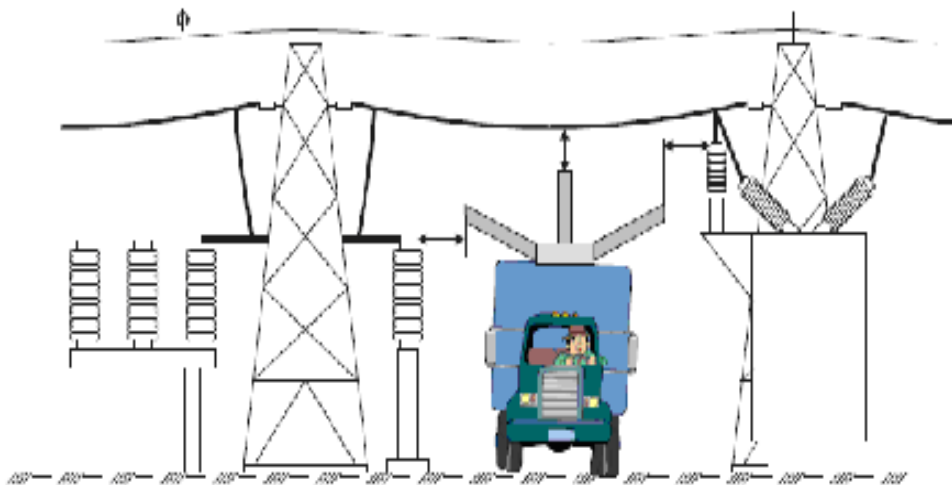


Figura 39. Frontera de las secciones de trabajo



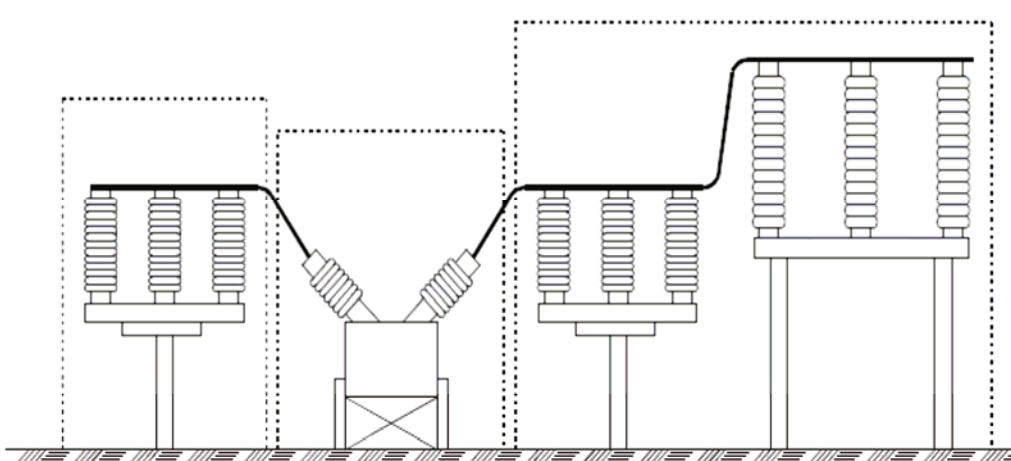
Para la circulación de vehículos se consideran 70 cm mayores a las verticales por razones de seguridad teniendo como se ve en la flechas de la figura 40 las distancias horizontales y verticales según sea el caso.

Figura 40. Distancias de seguridad de vehículos a partes vivas



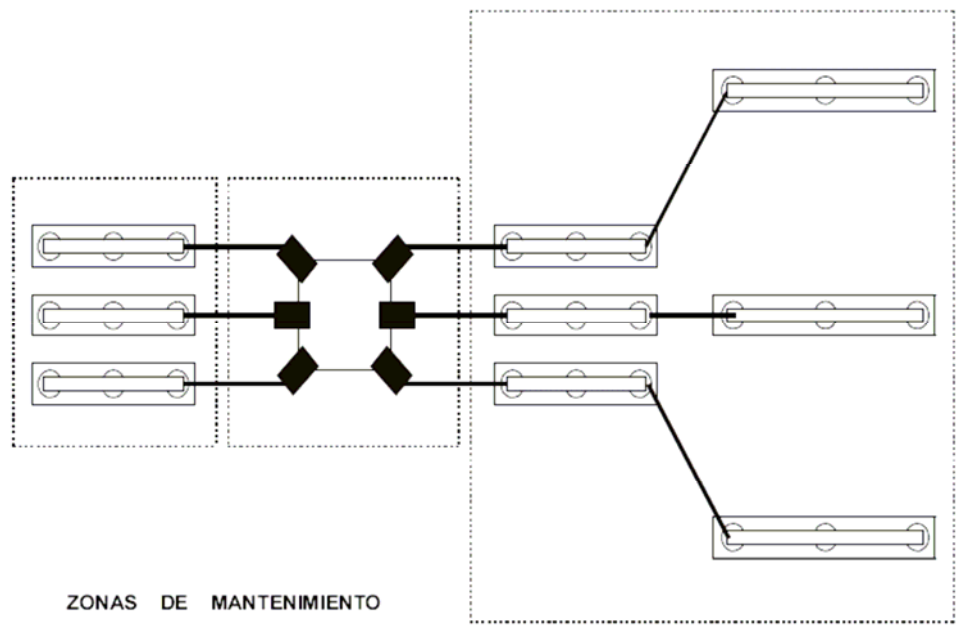
Teniendo para terminar las zonas de mantenimiento que se muestran en la figura 41 y 42 a continuación:

Figura 41. Zonas de mantenimiento 1



Siendo estas zonas primero la zona del interruptor, la zona de las barras incluyendo aisladores de soporte y la zona del alimentador incluyendo su aislador.

Figura 42. Zonas de mantenimiento 2



Tengo la siguiente tabla que muestra los valores hasta 1000 m.s.n.m.

Tabla XII Distancias en condiciones estándar

Tensión Nominal KV	Tensión Máxima kV	NBI kV	NBS kV	NBS de fase a fase	Distancia de fase a tierra mm	Distancia de fase a fase mm
400	420	1050	950	1425	2200	3100
		1175			2600	3500
		1300	1050	1550	2900	3600
		1425			4100	4100

3.8 Fuerzas de cortocircuito

Cuando se produce un cortocircuito circulan elevadas corrientes y aparecen entonces fuerzas de atracción y repulsión entre conductores atravesados por dichas corrientes. Como las corrientes varían a la frecuencia de la red, las fuerzas son variables. Los conductores cambian de posición y se producen deformaciones, en consecuencia se presentan distintos estados de tensión.

Si se supone que se tienen solo dos conductores paralelos y de longitud infinita, atravesados por una corriente constante, siendo de repulsión si los sentidos de las corrientes son opuestos. Y la fuerza viene dada por:

$$F = 2(i^2)*d$$

Donde F es la fuerza por unidad de longitud.

i es la corriente y d es la separación entre conductores.

La corriente de cortocircuito es de valor variable, sinusoidal y en los primeros instantes presenta también una componente continua. El valor máximo de la corriente de cortocircuito es del orden de 2 - 2.8 su valor eficaz. Se toma convencionalmente en alta tensión 2.5 como valor normal y representativo.

En la falla del cortocircuito bifásico la corriente en ambos conductores es la misma, en consecuencia la fuerza puede ser considerada como un valor medio y superpuesto una componente de frecuencia doble a la de la red.

Lógicamente esta fuerza es dependiente de la corriente de cortocircuito bifásica que generalmente es distinta (y menor) de la trifásica. Las corrientes en los tres conductores son distintas, en cada instante la suma es cero, por consiguiente, la fuerza sobre un conductor depende de la corriente que por él circula y de las corrientes en cada uno de los otros conductores.

Para las subestaciones eléctricas las barras están generalmente en disposición coplanar por lo que la fuerza máxima se presenta sobre la barra central. Y tengo que la fuerza viene dada por:

$$F = 2k(I_{cc}^2) / d$$

Donde I_{cc} es el valor eficaz de la corriente de cortocircuito y k es el coeficiente que tiene en cuenta la asimetría de la corriente y otras consideraciones prácticas; $k = 4$ para cortocircuitos bifásico, $k = 3$ para trifásico.

Y para un bus trifásico de configuración plana y sección redonda o cuadrada y con conductores a la misma distancia:

$$F_{cc} = 13.95 \times (10^{-5})(K_{cc} I^2) / d$$

Donde F_{cc} es la fuerza de cortocircuito y K_{cc} es el factor de reducción de la fuerza de cortocircuito que va de 0.5-1.0 y se recomienda 0.67. I es la corriente de cortocircuito trifásico y D la separación entre conductores.

Se ha considerado que la fuerza de cortocircuito es variable. Si se la considera constante, se la puede tener en cuenta como si fuera una fuerza estática, y con ella calcular el estado de tensión consiguiente. En el caso de las barras rígidas, el estado de tensión se determina con la fuerza. Las barras tienen una frecuencia de vibración propia; si la frecuencia de excitación de la fuerza es próxima a la de resonancia, los estados de tensión son mayores, ya que las deformaciones son mayores que las que corresponden a condición estática. En el caso de las barras flexibles, durante el cortocircuito se produce un movimiento que resulta de descripción compleja. Para las barras rígidas se pueden superponer directamente los estados de tensión.

En el caso de los pórticos los conductores flexibles se tienden entre pórticos. Las cargas que los conductores aplican a los pórticos pueden

descomponerse según tres ejes principales. Los ejes principales son: el eje vertical, un eje horizontal en el sentido de la viga del pórtico y el eje horizontal normal a los anteriores y generalmente en la dirección de los conductores.

Los pórticos están formados por columnas y vigas en las que se amarran los conductores. La distancia entre amarres de los conductores depende del diseño geométrico que se realiza para respetar las distancias de aislamiento en las distintas condiciones.

De esta manera podemos saber acerca de las fuerzas de cortocircuito las cuáles dependen de la corriente de cortocircuito que calcularemos a continuación.

Para calcular la corriente de cortocircuito lo podemos hacer por el método de las componentes simétricas, por el método del bus infinito o por el método de los MVA que se describirá más adelante.

La corriente de cortocircuito determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión; y es también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra de la subestación. Y para 400 kV se asume un valor de $MVA_{cc} = 20000$ MVA. El cuál nos sirve para calcular la $X_s = MVA_b / MVA_{cc}$.

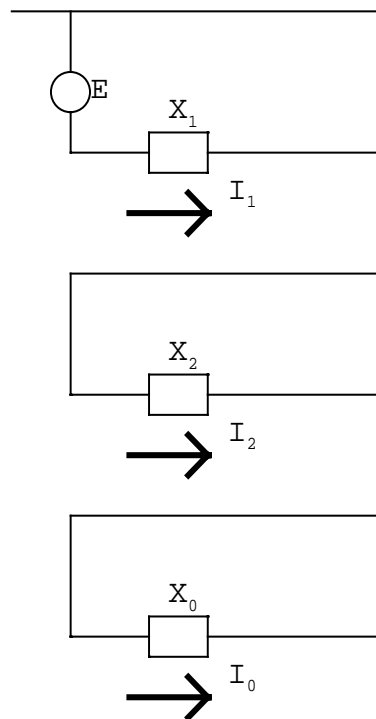
Para el método de las componentes simétricas primero cálculo la corriente total de falla que viene dada por:

$$I_a = 3E / (X_1 + X_2 + X_0) \text{ en p.u.}$$

Donde X_1 es la reactancia de secuencia positiva equivalente entre la falla y la fuente. X_2 es la reactancia de secuencia negativa entre la falla y la fuente y X_0 es la reactancia de secuencia cero entre la falla y la alimentación considerando conexiones a tierra de los neutros.

De la siguiente manera podemos observar la figura 43 que nos muestra como van conectadas las reactancias en este sistema para el cuál las corrientes son iguales en las tres ramas haciendo la corriente de secuencia positiva igual a la corriente de secuencia negativa que a la vez es igual a la corriente de secuencia cero simplificando el problema llegando a lo que verán a continuación.

Figura 43 Método de componentes simétricas



Donde si tenemos que $I_1 = I_2 = I_3$ nos da la ecuación:

$$I_a = 3I_1 = 3E / (X_1 + X_2 + X_0) \text{ donde simplificada nos queda:}$$

$$I_a = 3E / (2X_1 + X_0) \text{ siendo } E \text{ la tensión de la fuente en por unidad(p.u.)}$$

Tenemos el método del bus infinito que considera sólo la falla trifásica donde solo interviene el diagrama de secuencia positiva.

Donde primero debemos observar el diagrama unifilar con datos de potencia, tensión e impedancia. Luego se refieren las impedancias a valores base de potencia y tensión. Después se reducen las impedancias en serie, paralelo y transformadores delta-estrella o estrella-delta, si es necesario hasta tener una impedancia equivalente entre la fuente y el punto de falla. Y por último cálculo la corriente de cortocircuito de la siguiente manera:

$$I_{cc} = KVA_{base} / [\sqrt{3} KV_{base} \times Z_{eq} \text{ (p.u.)}]$$

Siendo I_{cc} la corriente de cortocircuito simétrica en KA (kilo amperes).

KVA_{base} es la base de potencia seleccionada para el estudio.

KV_{base} es la base de tensión en el punto de falla seleccionado.

Z_{eq} (p.u.) que es la impedancia equivalente entre la fuente y el punto de falla en por unidad. La corriente asimétrica se puede calcular de la siguiente manera: $I_{ccA} = KI_{cc}$

Donde K es un factor de asimetría que depende de la relación R/X. Que es $ZK = RK + jXK$.

Y por último, se tiene el método de los MVA que es una modificación del método óhmico donde la impedancia de un circuito es la suma de las impedancias de sus componentes donde tenemos que:

$I_{cc} = V / Z$ que es la corriente de cortocircuito.

La potencia de cortocircuito viene dada por:

$$V_{acc} = E^2 / Z, \quad KVA_{cc} = (1000 KV)^2 / Z \quad \text{y} \quad KVA_{cc} = KV^2 / Z$$

Donde además tengo que:

$Y = 1 / (Z_{ohms})$ que es la admitancia del circuito.

$KVA_{cc} = 1000 \times (KV)^2 \times Y$, $MVA_{cc} = (KV)^2 \times Y$ además

$$MVA_{cc} = MVA / Z_{p.u.}$$

Para combinar los MVA en serie y en paralelo es de la siguiente manera para los MVA en serie:

$$MVA_{12} = (MVA_1) \times (MVA_2) / (MVA_1 + MVA_2)$$

Y MVA en paralelo es así:

$$MVA_{1-2} = MVA_1 + MVA_2.$$

Que por lo que podemos ver en estos tres métodos debemos de tener definida la cantidad de potencia, la impedancia y los valores de tensión para poder llegar a calcular las corrientes de cortocircuito con las que podemos llegar a calcular las fuerzas de cortocircuito para lo cuál debemos de conocer datos específicos de la subestación para poder realizar los cálculos.

3.9 Cálculo de barra de 400 kV

Para el presente cálculo se considera una barras con los siguientes parámetros:

Diámetro de los tubos: 5/2", 5", 6".

Separación entre fases: 6.00, 6.50, 7.00, 7.50 y 8.00 m.

Separación entre soportes: 5, 10, 15 y 20 m.

Carga de ruptura en cantilever de los aisladores: 607 kg (1340 lb)

Velocidad del viento: 80 km/h

Donde cantilever es aquella parte de un miembro estructural que se extiende más allá de su soporte y en virtud de su rigidez es capaz de soportar cargas y resistir la presión lateral.

Considerando la carga del cable amortiguador con un peso equivalente a un cable ASCR 336 MCM.

Tenemos los siguientes datos para barras de 400 kV que corresponden a MVA máximos de cortocircuito:

Para una capacidad máxima de cortocircuito de 20,000 MVA las separaciones son las siguientes:

- Con separación normal entre fases de 6.50 metros

Tubo de 5" con $\phi = 15$ metros.

Tubo de 6" con $\phi = 17.5$ metros.

- Con separación normal entre fases de 8 metros

Tubo de 5/2" con $\phi = 9$ metros.

Llego a la conclusión de que para las barras de 400 kV:

Tubo de 5/2".

Tubo de 5". con $\phi = 15$ metros.

Carga mínima de ruptura en cantilever de los aisladores de 607 kg (1340 lb).

Separación máxima entre soportes de Tubo de 5/2" con $\phi = 9$ metros y Tubo de 5" con $\phi = 15$ metros. Capacidad máxima de cortocircuito de 20,000 MVA.

Todos estos datos salieron de la tabla XIII que se muestran a continuación:

Tabla XIII MVA máximos de cortocircuito para barra de 400 kV

	Separación entre fases m	Separación entre soportes			
		5,00 m	10,00 m	15,00 m	20,00 m
Tubo de 5/2"	6	39 791	18 266	Nota 1	Nota 1
	6,5	41 486	19 021		
	7	43 018	19 748		
	7,5	44 544	20 448		
	8	46 020	21 125		
Aisladores 607 kg	6	51 901	36 216	Nota 1	Nota 1
	6,5	54 047	37 714		
	7	56 110	39 154		
	7,5	58 101	40 542		
	8	60 025	41 885		
Tubo de 5"	6	91 235	44 452	28 016	18 648
	6,5	95 007	46 289	29 174	19 419
	7	98 634	48 057	30 288	20 161
	7,5	102 133	49 762	31 362	20 876
	8	105 516	51 410	32 401	21 567
Aisladores 607 kg	6	50 783	34 813	27 366	22 615
	6,5	52 882	36 252	28 497	23 550
	7	54 901	37 636	29 585	24 449
	7,5	56 849	38 971	30 635	25 317
	8	58 732	40 262	31 649	26 155
tubo de 6"	6	114 108	55 967	35 852	24 882
	6,5	118 826	58 281	37 334	25 910
	7	123 363	60 506	38 760	26 900
	7,5	127 738	62 652	40 134	27 854
	8	131 969	64 727	41 464	28 776
Aisladores 607 kg	6	50 307	34 151	26 441	21 338
	6,5	52 386	35 562	27 534	22 220
	7	54 386	36 920	28 585	23 069
	7,5	56 316	38 230	29 599	23 887
	8	58 181	39 496	30 580	24 678

Donde podemos hacer referencia a la nota 1 que se refiere al tubo de 5/2” de diámetro, que por sus características mecánicas, no es adecuado para el diseño debido a que se encuentran números imaginarios en los cálculos.

3.10 Seguridad

La seguridad es muy importante y vamos a hablar de cosas que van relacionados con ésta como lo es la red de tierras que se describió anteriormente donde debo definir una superficie equipotencial en el suelo de la subestación. La razón por la que se construye la red de tierra es seguridad, se estudia el campo eléctrico y la corriente en el suelo, se analiza la distribución de corriente, las tensiones inducidas. Cada punto que debe conectarse a la red de tierra se puede unir a una o dos ramas, en el segundo caso tratando de conectarse a ramas distintas de la red. La red de tierra es una obra que está oculta, no es visible. Se debe verificar que se conserva, mantiene su integridad, la solución es desenterrar y mirar, observar. Si hay partes desconectables, es posible medir y comparar medidas, pero es necesario disponer de valores que efectivamente puedan ser comparados.

Debemos de considerar las tensiones de contacto como lo vimos anteriormente se debe de ver el nivel isoceraunico que es la cantidad de tormentas eléctricas (en las que se escuchan truenos) que hay en un año.

El número de tormentas eléctricas tiene indudable relación con el número de descargas que ocurren por unidad de superficie y unidad de tiempo. Es mas representativo el número de descargas eléctricas por unidad de superficie (km. cuadrado) y por año, que mide la probabilidad que tiene un punto del terreno de ser alcanzado por una descarga atmosférica.

Por medio del blindaje Se debe evitar que la descarga directa alcance partes en tensión, que solicitarían la aislación en modo no admisible.

En consecuencia se trata de proteger las partes en tensión creando a su alrededor una "jaula" realizada con:

- Cables de guarda
- Pararrayos

Los criterios de ubicación de los cables de guarda son similares a los que se utilizan para líneas aéreas.

Un solo cable protege 30 grados a ambos lados de la vertical, sin embargo se observa que este criterio no garantiza buena protección en ciertos diseños.

Están los pararrayos que determinan el área protegida (probabilidad 99.9 %) por un pararrayos de puntas. Se puede desarrollar un mismo proyecto con cables de guarda o con pararrayos de puntas. Algunos proyectistas consideran que el cable de guarda tiene una elevada probabilidad de producir una falla al romperse (imaginemos que cae sobre las barras en tensión), y en consecuencia consideran aceptable disminuir ligeramente el blindaje, y evitar la probabilidad de falla por corte del cable de guarda.

Una vez definidas las ubicaciones de cables de guarda, pararrayos de puntas, elementos (cables y equipos) a proteger, se puede poner a prueba el blindaje diseñado.

Para localizar los descargadores que a través de los conductores de la línea pueden llegar sobretensiones que en los puntos de discontinuidad se reflejan en parte. La onda de sobretensión avanza por la línea a 300000 km./s, o sea 300 m/microsegundo, tratándose de una onda de 1 microsegundo de frente este es de 300 m, y si 50 microsegundos corresponden al 50% de la amplitud se trata de 15 km. La amplitud de la sobretensión esta fijada por la tensión soportada por los aisladores de la línea, y el efecto corona que

presenta el conductor sometido a alta tensión. Para las aislaciones en aire, se admite la falla de la aislación, esta se autoregenera, el criterio de protección es probabilístico. En cambio en las aislaciones sólidas, los transformadores por ejemplo, no puede admitirse una falla, el criterio es determinístico. La línea entrante, puede no tener descargadores, o solo tener cuernos, mientras que el transformador siempre tendrá en su proximidad un descargador.

Dentro de la seguridad también debemos considerar los canales de cables y cableado donde podemos mencionar que el edificio (de comando) contiene los equipos de comando y control, medición y protecciones, servicios auxiliares, y de allí salen los cables que llevan y traen del campo las distintas funciones.

Se deben realizar canalizaciones que van desde las bases de los distintos equipos de campo al edificio. El tamaño de estas canalizaciones va en aumento a medida que nos acercamos al edificio, la estructura topológica de estas canalizaciones es arborescente. En grandes instalaciones se llega a construir un túnel de cables, aunque si se estudia adecuadamente la solución económica es realizar varios canales amplios pero superficiales.

Frecuentemente se realizan canales de hormigón con tapas también de hormigón, quizás prefabricadas, y en ellos se tienden los cables. Otros prefieren tender caños, y por ellos tender los cables, esto frecuentemente se hace para los tramos de canalización próximos a los equipos, cuando la cantidad de cables no es muy grande. Si se adopta el tendido en caños en las zonas de alta concentración de cables es necesario prever cámaras (pozos) de tiro con amplitud suficiente para el trabajo, y la solución pierde conveniencia económica. Un problema que requiere cuidadoso análisis de la solución es el cruce de calles, o caminos de circulación para mantenimiento, el canal con tapas fácilmente se rompería. Lógicamente como la función de los canales es recibir el tendido de cables, el criterio con que se los adopta está estrictamente ligado a el criterio de cableado. La red de cables tiene estructura

arborescente, se la puede realizar con distintos conceptos. Los cables de los equipos pueden ir directamente a la sala de comando, a veces se realizan en el campo armarios concentradores (marshaling kiosk) en los cuales se reúnen los cables de los equipos de campo, también en estos armarios se pueden instalar algunos relés auxiliares. De los concentradores, cables con muchos conductores llevan las señales al edificio de comando. Puede ser conveniente en el edificio realizar otro armario concentrador de bornes, donde llegan todos los cables del campo, y de él se llega a todos los tableros del edificio que realizan las distintas funciones. En algunas instalaciones, en particular cuando las distancias son muy grandes, en el campo se realizan edificios (los kioscos de relés) en los que se instalan los equipos de protección, y entonces la comunicación entre kioscos y edificio se puede hacer con los conceptos de telecomando, transmitiendo señales por cables telefónicos (menos costosos), quizás se pueda ya pensar en transmisión por fibras ópticas, ahorrando gran cantidad de cables.

La seguridad también incluye la compatibilidad electromagnética donde podemos mencionar que los cables en los canales están sometidos a una gran interferencia electromagnética, ésta debe poderse evaluar a fin de conocer el posible comportamiento y descartar las soluciones que implican funcionamientos anormales, o soluciones que obligan a enormes costos inútiles. En los canales, los cables de tierra se tienden para lograr cierto apantallamiento, además los cables mismos pueden ser simples, o quizás sean necesarios apantallados, con pantalla simple o dobles pantallas. Lógicamente según la función del cable (potencia, señal) es necesario mejor apantallamiento, ligado a la relación señal ruido. En la subestación conviven tres circuitos de distintas funciones y distinta potencia, en particular:

- Circuitos de potencia, de alta, o altísima tensión, en el que además se presentan corrientes elevadas.

- Circuitos de medición, que en los transformadores de medición tienen una proximidad física muy grande con la alta tensión, y además recorren el campo.
- Circuitos auxiliares de corriente continua y alterna, que recorren el campo.

Los circuitos de menor potencia están sometidos a perturbaciones que se originan por acción de los de mayor potencia y tensión. Las perturbaciones se presentan por acoplamiento entre un conductor, sede de un transitorio (generador de perturbación) y conductores conectados a equipos eléctricos sensibles. Se puede presentar acoplamiento capacitivo, que resulta proporcional al campo eléctrico, a la tensión (transitoria máxima a tierra), pueden llegar a algunos kV. Acoplamiento inductivo, particularmente por paralelismo importante entre conductor inductor y conductores sensibles, se nota en fenómenos con elevadas corrientes, o fenómenos de frecuencias muy elevadas (maniobras de circuitos capacitivos). Acoplamiento resistivo, en el elemento común de resistencia, generalmente cables de puesta a tierra. Las perturbaciones implican tensiones en modo común, donde el disturbio está representado por una elevación de tensión de todos los conductores afectados, que pueden crear problemas de aislación o de seguridad (por la tensión elevada), tensiones diferenciales, presentándose diferencia de tensión entre conductores afectados y que afectan el funcionamiento de equipos. Los fenómenos aparecen como una excitación mas frecuencias propias del circuito afectado, las principales influencias son en general atribuibles a reductores de medida y transformadores de potencia, se transmite una parte de la alta frecuencia del primario.

El control de estos efectos exige:

- Reducir niveles de sobretensiones inducidas
- Reducir valores de intensidad. y frecuencia inductora

- Reducir caídas de tensión en circuitos de tierra
- Disminuir la influencia con pantallas electrostáticas

Las medidas prácticas son:

- Buena puesta a tierra, la puesta a tierra debe estar mejorada localmente cerca de los reductores de medición, en los transformadores de potencia (si hay protección de cuba, el cable de conexión a tierra debe ser corto).
- Apantallamiento, la primera norma es que la red de puesta a tierra acompañe los cables, aumentando la capacitancia a tierra, y reduciendo la inductancia mutua con el inductor.
- Canalizaciones metálicas enterradas, conectadas a la red de tierra producen buen blindaje, pero por otras razones en las subestaciones frecuentemente se prefieren canales abiertos.
- Se hacen necesarios cables blindados, blindaje sistemático, puesto a tierra. El blindaje de resistividad nula (homogénea) elimina el campo eléctrico interno.

La mutua inductancia es igual para pantalla y conductores interiores, no hay perturbaciones diferenciales, con corriente en la pantalla no se presenta campo magnético interno.

Las distancias de reductores a transformadores deben ser pequeñas para que no se presenten influencias por diferencias de tensión de propagación.

Los circuitos secundarios de los reductores deben estar a tierra por seguridad, y esta conexión debe hacerse en la proximidad del reductor.

- Red de tierra - criterios - verificaciones
- Cableado - criterios
- Duplicación de sistemas.

3.11 Conveniencia de uso de voltajes mayores a 300 kV

El uso de volates mayores a 300 kV me da muchas conveniencias de las cuáles puedo sacar el mayor provecho como lo es el poder manejar mayores cantidades de potencia, el cuál me permite con el diseño apropiado el aprovechamiento de la energía eléctrica a mayores magnitudes lo cuál es importante para el desarrollo de un sistema eléctrico de potencia.

En este caso la construcción de una subestación o de líneas de transmisión a voltajes mayores a 300 kV tiene costos considerablemente más altos, lo cuál hace que un proyecto de este tipo sea difícil de realizar por motivos económicos , pero si se aprovecha el máximo potencial de un sistema a estos niveles de tensión, se vuelve una inversión que apunta al desarrollo del sistema eléctrico de potencia así, como el desarrollo de un país.

Los sistemas eléctricos de potencia están conformados por varias partes que lo conforman siendo una de las partes las subestaciones eléctricas.

La alta tensión se utiliza en transmisión y Distribución de la energía eléctrica, en aplicaciones técnicas y en investigación Científica. En la transmisión y distribución de la energía eléctrica hace técnica y económicamente posible estas porque en general deben transportarse o distribuirse, potencias elevadas a grandes distancias debido a la falta de coincidencia de los centros de generación y de carga y la caídas de tensión así como las pérdidas de potencia directamente proporcional a la potencia y a la distancia son inversamente proporcionales a la tensión y al cuadrado de la misma, respectivamente. Para transmisiones se utilizan actualmente tensiones alternas y continuas. Las últimas por qué determinan menores caídas y confieren mayor estabilidad al sistema - de hasta 800 kV Y 500 kV, respectivamente.

Entre las innumerables aplicaciones técnicas de la alta tensión citamos siguientes:

Ensayos de rigidez dieléctrica de materiales aislantes, máquinas y aparatos eléctricos para comprobar la calidad de fabricación o el estado de los mismos. Estos ensayos se realizan con tensión alterna, continua o impulsos unidireccionales de corta duración según el tipo de materiales de ensayo. Medición del factor de pérdida de materiales aislantes con el puente de Schering, como ya se ha visto. Producción de rayos X para uso industrial y medico (tensión alterna). Producción de rayos catódicos en osciloscopios y televisores (tensión continua) Separación de partículas de polvo suspendidas en gases mediante electro filtros (tensión continua). Aplicación económica de pinturas y barnices con soplete (tensión continua).

En c.a. las altas tensiones se engendran preponderantemente en forma trifásica, con frecuencias de 50 ó 60 Hz y se obtienen mediante, transformadores elevadores; a partir de la tensión de generación de los alternadores, comprendida entre 140 V y 13, 2 kV, o de las tensiones de las redes de distribución. Alcanzan valores de 800 kV, como ya dijimos.

Las subestaciones eléctricas tienen un propósito muy particular en un sistema eléctrico de potencia, que va de la mano con el sistema eléctrico de potencia existente en donde es sometida, para lo que a transmisión se refiere el nivel de 400 kV que al ser más elevado que el más alto utilizado en Guatemala que es a 230 kV y el nuevo ingreso de líneas de transmisión a 400 kV resulta ser de mucha importancia para nuestro país ya que podemos conformar nuestro sistema de transmisión en alta tensión con 230 kV y 400 kV lo que va a permitir a la hora de utilizar líneas a 400 kV que lleguen a subestaciones eléctricas y que permitan manejar una mayor cantidad de potencia la cuál puede ser reducida con un transformador 400/230 kV para luego seguir transmitiéndola a

los lugares donde se necesite teniendo como ventaja además del manejo de más potencia la conducción a distancias más largas por el nivel más elevado de tensión.

El aumento de la tensión entonces nos aumenta el costo de construcción ya que el equipo es más caro a tensiones más elevadas, pero nos permitirá unirnos a otros sistemas de potencia de diferentes países pudiendo tener acceso a energía eléctrica en caso de necesario por baja cantidad de potencia en el país o simplemente por razones comerciales, pudiendo comprar y vender la energía eléctrica lo que justifica el alto costo del sistema dándole a este una mayor estabilidad.

En resumen el uso de voltajes mayores a 300 kV es un paso a desarrollo de nuestro sistema eléctrico donde podremos manejar nuevos niveles de potencia que a la larga es de mayor conveniencia manejar estos valores ya que al manejar mayor potencia, al llegar ésta al lugar necesario, ya que con la subestación adecuada, podemos suplir las necesidades de potencia de la localidad, teniendo aún la visión a futuro de desarrollo y de necesidad de más cantidad de potencia teniendo la ventaja de poderla transmitir a distancias mayores.

Podemos mencionar en el caso de la interconexión México-Guatemala que con el SIEPAC se integra el mercado eléctrico de los países del Istmo Centroamericano, cuya demanda supera los 4,770 MW de potencia y los 26,500 GWh en energía. Con la interconexión Guatemala-México, el mercado centroamericano se integra al de México, cuyo tamaño sobrepasa los 36,260 MW de potencia, su producción anual supera los 216,160 GWh en energía y cuenta con una red de transporte de energía eléctrica de aproximadamente 80,000 km de longitud, creando un gran potencial para el intercambio regional de electricidad. La demanda máxima de potencia de Guatemala alcanza los

1,134 MW, con un consumo de energía anual de 5,293 GWh y un crecimiento anual promedio de 8.5%. El sistema de transporte tiene una red de 2,085 km, de los cuales 647 km corresponden a líneas de 230 kV y 1,438 km a líneas de 138 kV y 69 kV.

3.12 Análisis de costo de subestaciones en alto voltaje

Los costos de las subestaciones eléctricas dependen directamente del diseño que se realice y de sus características, como lo son nivel de tensión, esquema a utilizar , tipo de subestación por tecnología, además de si va a transformar tensiones, etc.

El precio de una subestación en alto voltaje es muy alto por lo que debe de hacerse un estudio preliminar para saber si es rentable ya que las subestaciones en alto voltaje son más caras pero tiene mayor capacidad de manejo de potencia, lo que se traduce a poder transmitir mayores cantidades de potencia y a distancias mucho más largas trabajando a voltajes mayores.

Se propone en este trabajo de graduación un diseño sencillo de una subestación en 400 kV el cuál se consideró en SIEMENS la solución en Gas así como la solución en AIS de ABB Dados los resultados económicos de éste análisis, se puede concluir que las subestaciones de alto voltaje, como en este caso de 400 kV pueden llegar a ser de mucha utilidad para transporte de grandes cantidades de potencia, lo cual podría implementarse en nuestro país en el sistema interconectado, pensando en el desarrollo de nuestro país el va hacia el futuro, donde debemos de estar preparados con un sistema sólido de potencia en Guatemala.

Los costos son de una subestación en éste nivel son mayores que las de 230 kV que es el nivel mas alto de voltaje que se utiliza en Guatemala.

Una subestación en gas de con dos transformadores de 500 MVA y dos reactores de 20 MVAR y dos de 50 MVAR y 20 bahías en GIS a 400 kV y 21 bahías en GIS a 132 kV con un sistema de control y monitoreo para la subestación, telecomunicaciones, protecciones e integración en LCD y obra civil completa por un costo de US\$ 79 millones lo cual es información de una subestación realizada por la empresa ABB en Zurich, Suiza. Lo cual es un alto costo, pero realmente ocupará un área menor de espacio que comparado con el costo de un terreno de las medida de éste en AIS con las mismas características, lo que eleva demasiado el costo.

Por lo que podemos decir que las subestaciones eléctricas de alto voltaje tienen costos elevados pero poseen muchas ventajas, por las que se les utiliza hasta el día de hoy en países industrializados y de gran tamaño, por lo que estas son de gran utilidad para un sistema eléctrico.

Al aumentar el voltaje entonces en asilamiento en AIS, las distancias de separación entre fases y entre fase y tierra aumentan, aumentando también las distancias de seguridad aumentando el tamaño de las estructuras, pórticos y del tamaño en general de la misma lo que implica que los costos de ésta aumenten, pero además de esto debemos de considerar en un cien por ciento el diseño de la subestación, determinando cuántas bahías tendrá, si esta tendrá transformación, que tipo de esquema se utilizará, ya que éstas cambian totalmente su costo de acuerdo a estos datos técnicos de diseño, pero ya con un diagrama unifilar de la subestación eléctrica, se puede hacer una estimación de su costo aproximado, más el costo de la obra civil.

Entonces podemos entender que el costo de las subestaciones eléctricas dependen directamente del diseño a realizar con todas las especificaciones del proyecto tomando en cuenta las protecciones, el control y la seguridad de la misma.

3.13 Influencia del campo eléctrico en los sistemas de cableados de control

Los cables en los canales están sometidos a una gran interferencia electromagnética, ésta debe poderse evaluar a fin de conocer el posible comportamiento y descartar las soluciones que implican funcionamientos anormales, o soluciones que obligan a enormes costos inútiles.

En los canales, los cables de tierra se tienden para lograr cierto apantallamiento, además los cables mismos pueden ser simples, o quizás sean necesarios apantallados, con pantalla simple o dobles pantallas.

Lógicamente, según la función del cable (potencia, señal) es necesario mejor apantallamiento, ligado a la relación señal ruido.

En la estación conviven tres circuitos de distintas funciones y distinta potencia, en particular:

- circuitos de potencia, de alta, o altísima tensión, en el que además se presentan corrientes elevadas.
- circuitos de medición, que en los transformadores de medición tienen una proximidad física muy grande con la alta tensión, y además recorren la playa.
- circuitos auxiliares de corriente continua y alterna, que recorren la playa.

Los circuitos de menor potencia están sometidos a perturbaciones que se originan por acción de los de mayor potencia y tensión.

Las perturbaciones se presentan por acoplamiento entre un conductor, sede de un transitorio (generador de perturbación) y conductores conectados a equipos eléctricos sensibles.

Se puede presentar acoplamiento capacitivo, que resulta proporcional al campo eléctrico, a la tensión (transitoria máxima a tierra), pueden llegar a algunos kV.

Acoplamiento inductivo, particularmente por paralelismo importante entre conductor inductor y conductores sensibles, se nota en fenómenos con elevadas corrientes, o fenómenos de frecuencias muy elevadas (maniobras de circuitos capacitivos).

Acoplamiento resistivo, en el elemento común de resistencia, generalmente cables de puesta a tierra.

Las perturbaciones implican tensiones en modo común, donde el disturbio esta representado por una elevación de tensión de todos los conductores afectados, que pueden crear problemas de aislamiento o de seguridad (por la tensión elevada), tensiones diferenciales, presentándose diferencia de tensión entre conductores afectados y que afectan el funcionamiento de equipos.

Los fenómenos aparecen como una excitación mas frecuencias propias del circuito afectado, las principales influencias son en general atribuibles a reductores de medida y transformadores de potencia, se transmite una parte de la alta frecuencia del primario.

El control de estos efectos exige: - reducir niveles de sobretensiones inducidas - reducir valores de intensidad. y frecuencia inductora - reducir caídas de tensión en circuitos de tierra - disminuir la influencia con pantallas electrostáticas.

Las medidas prácticas son:

- buena puesta a tierra, la puesta a tierra debe estar mejorada localmente cerca de los reductores de medición, en los transformadores de potencia (si hay protección de cuba, el cable de conexión a tierra debe ser corto).
- apantallamiento, la primera norma es que la red de puesta a tierra acompañe los cables, aumentando la capacitancia a tierra, y reduciendo la inductancia mutua con el inductor.
- canalizaciones metálicas enterradas, conectadas a la red de tierra producen buen blindaje, pero por otras razones en las estaciones frecuentemente se prefieren canales abiertos.
- se hacen necesarios cables blindados, blindaje sistemático, puesto a tierra. El blindaje de resistividad nula (homogénea) elimina el campo eléctrico interno.

La mutua inductancia es igual para pantalla y conductores interiores, no hay perturbaciones diferenciales, con corriente en la pantalla no se presenta campo magnético interno.

Las distancias de reductores a transformadores deben ser pequeñas para que no se presenten influencias por diferencias de tensión de propagación.

Los circuitos secundarios de los reductores deben estar a tierra por seguridad, y esta conexión debe hacerse en la proximidad del reductor.

Criterios y verificaciones de la red de tierra, criterios en el cableado.

3.14 El uso de reactores serie / derivación

Los reactores de potencia son el medio más compacto y de mejor relación coste-eficacia para compensar la generación capacitiva en líneas de alta tensión de transmisión larga o en sistemas de cables de gran longitud.

Las soluciones alternativas son más costosas, se traducen en mayores pérdidas, requieren más equipos y exigen recursos adicionales. Usados en servicio permanente para estabilizar la transmisión de potencia, o conectados solamente en condiciones de carga ligera para control de tensión, los reactores de potencia combinan alta eficacia con bajos costes de ciclo de vida para reducir los costes de transmisión y aumentar los beneficios.

Esto quiere decir que los reactores en paralelo son una parte vital de la operación eficiente de las líneas de energía de alto voltaje largas de la transmisión o del cable de la CA.

El reactor en paralelo compensa la generación capacitiva en líneas de energía para evitar subida no-controlada del voltaje especialmente en líneas ligeramente cargadas. El diseño probado y la acumulación robusta hace el reactor en paralelo el de mejor y más eficiente coste medio para absorber la generación capacitiva.

El reactor en derivación guarda la estabilidad del voltaje en la línea de transmisión. El reactor es un dispositivo estático a menudo con la conexión directa a una línea de alto voltaje, el generador primario de la energía reactiva. La posibilidad de construir para los voltajes más altos de la transmisión hace que el reactor sea el más eficiente de compensar energía reactiva en términos de pérdidas y el coste de instalación. No hay necesidad de un transformador intermedio, que aumenta pérdidas y ata el reactor a una subestación del transformador. El reactor se puede instalar en una localización conveniente en términos de la configuración de sistema.

Dependiendo de los requisitos del sistema, el reactor se puede conectar para la operación continua o cambiar hacia adentro o hacia fuera para dar el

equilibrio de energía reactiva que el sistema requiera para tener un sistema de potencia reactiva balanceado.

Los reactores en serie son utilizados en aplicaciones donde pueda existir un arco eléctrico grande e intenso, lo que reduce el arco eléctrico en el dispositivo a conectar.

Por lo tanto, el diseño tiene que realizarse para mantener la estabilidad y las linealidades de la reactancia. Los reactores para esta clase de uso se construyen como bobinas sin núcleo rodeadas por una estructura blindada en un arreglo trifásico.

Tenemos lo que es la regulación directa donde el voltaje secundario puede ser regulado utilizando los taps de la bobina primaria. Los voltajes del paso sobre la gama serán desiguales, debido al diseño inherente de la bobina, pero las adaptaciones se pueden hacer para satisfacer la mayoría de los requisitos.

Un núcleo simple hace más rentable de un transformador del horno mientras haya disponible un cambiador tipo tap. Una conexión primaria estrella-delta con interruptor ampliara en rango .

Se utilizan para protección en bajo voltaje ó en regulación indirecta y para protección para el lado del alto voltaje del transformador contra sobre-voltajes entrantes de la conmutación, para un sistema de filtros de RC y los pararrayos deben ser acoplados al lado de alto voltaje del transformador. En el lado de bajo voltaje los capacitores pueden ser utilizados para suprimir los sobre-voltajes del arco.

3.15 Especificaciones de los equipos

Los equipos que se utilizan en el diseño propuesto que se encuentra en los anexos de este trabajo, son en el caso de la subestación en GIS la que se puede observar en los anexos en interruptor y medio de Siemens y el diagrama de interruptor y medio que se puede observar se describirá a continuación el equipo que se recomienda:

El dispositivo de potencial descrito en el diagrama también conocido como transformador de tensión capacitivo el cual tiene las siguientes especificaciones descritas, comenzando por los datos técnicos con valores para la capacitancia estándar CSA:

CPA/CPB 420 Capacitancia estándar y extra alta:

- **Número de unidades del condensador** **2**
- **Capacitancia alta en pF(+10;-5%)** **4800 mm**
- **Distancia de contorno** **3220 mm**
- **Distancia de fuga** **10630 mm**
- **Distancia de fuga protegida** **4250 mm**

Y para una capacitancia extra alta CSB tengo:

- **Número de unidades del condensador** **2**
- **Capacitancia alta en pF(+10;-5%)** **7200 mm**
- **Distancia de contorno** **3220 mm**
- **Distancia de fuga** **10630 mm**
- **Distancia de fuga protegida** **4250 mm**

A continuación podremos observar algunas tensiones de prueba de las IEC 60186, IEC 60358, IEC 60044-4 y la IEC 60044-2 que nos dan valores de

suma importancia tales como el LIWL, la tensión máxima de la red así como las tensiones de prueba y de impulso:

CPA/CPB 420 Tensiones de prueba:

• Máxima tensión de la red (Um)	420 kV
• 1 min seco	630 kV
• LIWL 1,2/50	1425 kV
• Impulso de funcionamiento 250/2500µs	1050 kV
• Tensión de prueba PD	267 kV
• Nivel PD Máx	10 pC
• Tensión de prueba RIV kV Máx	267 kV
• Nivel RIV	2500 µV

El transformador cuenta con valores de carga total máxima en VA con diferentes clases siendo para la 0.2 con un factor de tensión de 1.5 y el CPB de 120, y con factor de tensión de 1.9 y el CPB de 100

Además, las dimensiones del mismo vienen dadas de la siguiente manera:

CPA 420

• Número de unidades del condensador	2
• Altura total A	4545 mm
• Distancia de contorneo B	3220 mm
• Altura a la brida C	340 mm
• Distancia de agujero de montaje D	335 mm
• Altura plano de tierra	740 mm

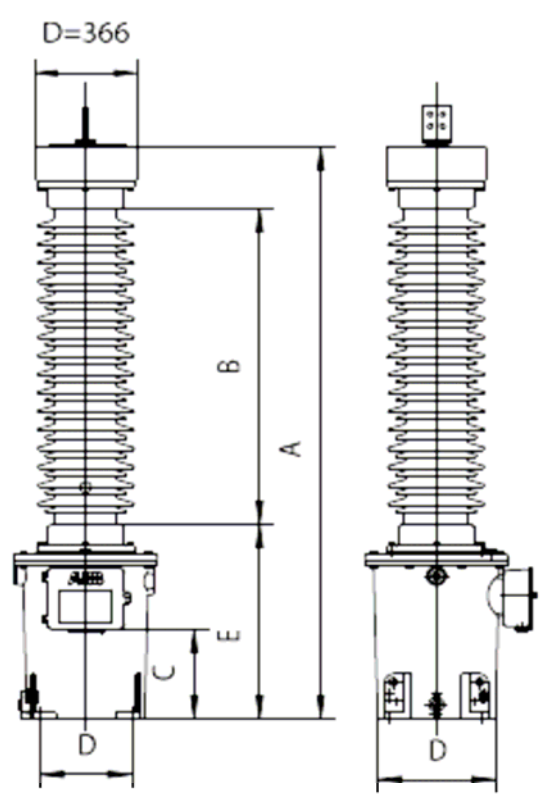
Y a continuación se muestran para el caso del transformador CPB que es el seleccionado para este caso en nuestro diseño.

CPB 420

- Número de unidades del condensador 2
- Altura total A 4600 mm
- Distancia de contorneo B 3220 mm
- Altura a la brida C 390 mm
- Distancia de agujero de montaje D 410 mm
- Altura plano de tierra 790 mm

A continuación se muestra la figura donde se puede detallar cada parte descrita anteriormente.

Figura 44 Transformador de tensión capacitivo CPA/CPB



En la figura 45 podemos observar el diagrama esquemático del transformador de tensión capacitivo siendo:

- 1 Unidad electromagnética(EMU): transformador de tensión intermedia con reactor de compensación
- 2 Devanado primario del transformador de tensión intermedia
- 3 Reactor de compensación
- 4 Devanados de ajuste
- 5 Devanados secundarios
- 6 Circuito de amortiguamiento de ferresonancia

Figura 45 Diagrama esquemático del transformador de tensión Capacitivo

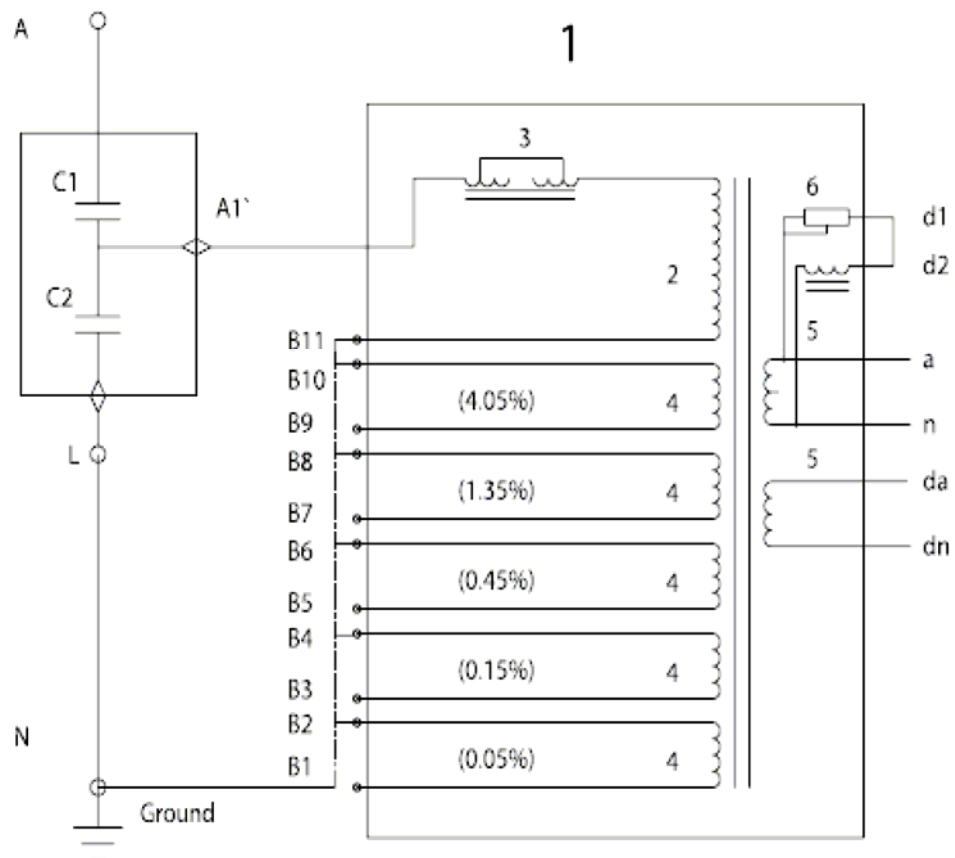
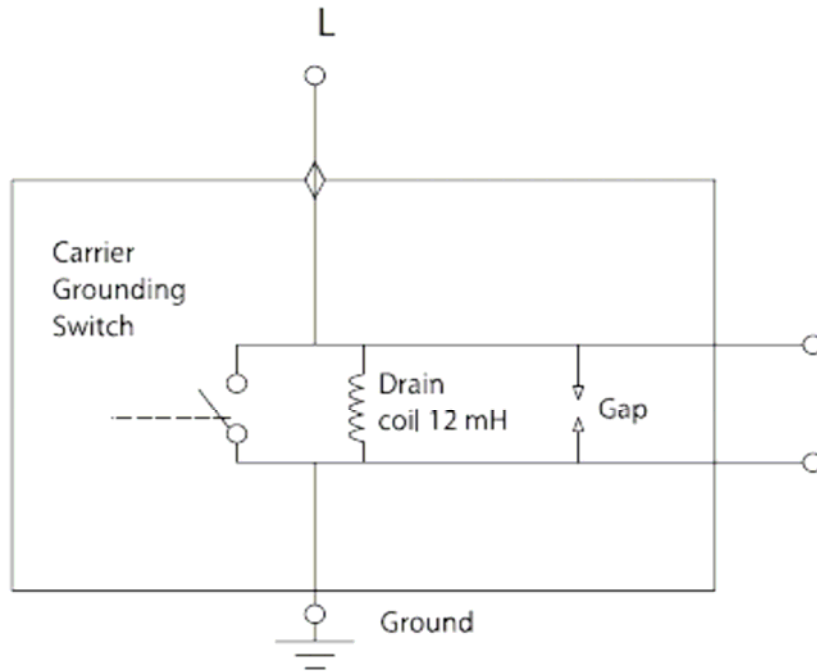


Figura 46 Accesorios portadores



Además tenemos los interruptores de tanque vivo que utilizamos en nuestro diagrama que se describen a continuación:

Primero tenemos los interruptores tipo monoplares de ABB tipo LTB E accionado por motor en lugar de utilizar un mecanismo de resorte, minimizando el mantenimiento del interruptor con las siguientes especificaciones:

LBT 420E2

Datos técnicos según IEC

- | | |
|--|---------------|
| • Número de cámaras de corte por polo | 2 |
| • Tensión nominal | 420 kV |
| • Frecuencia nominal | 60 Hz |
| • Nivel soportado a tierra entre fases | 520 kV |

- Nivel soportado a través de polo abierto 610 kV
- LIWL a tierra entre fases 1425 kV
- LIWL a través de polo abierto (+240)1425 kV
- Distancia de fuga 25 mm/kV
- Corriente nominal de servicio 4000 A
- Corriente nominal de servicio en cortocircuito 50/40 kA
- Factor de primer polo 1.3
- Cresta de corriente de cierre 125/104 kA
- Duración de cortocircuito 3 s
- Tiempo de cierre < 70 ms
- Tiempo de apertura 18 ms
- Tiempo de corte 40 ms
- Tiempo muerto 300 ms
- Secuencia de operación nom. O-0,3s-CO-3min-CO o CO-15s-CO

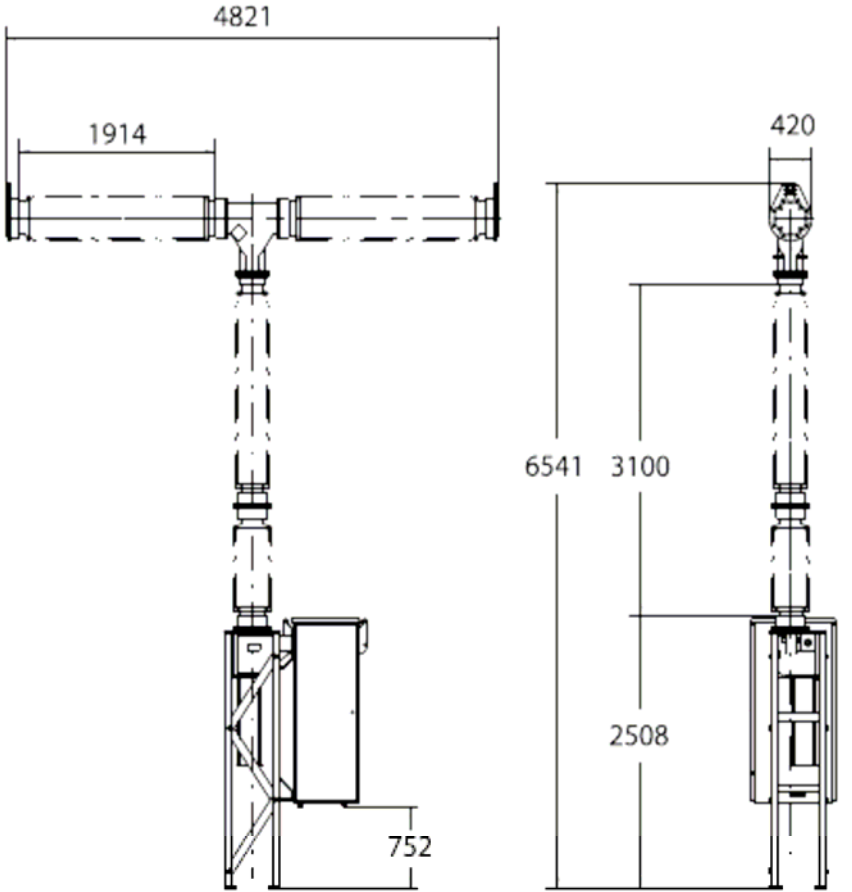
Y a continuación se muestran las dimensiones hasta la parte inferior del aislador que son las alturas disponibles.

LBT 420E2 Operación monopolar

- Tensión nominal 420 kV
- Alturas disponibles 1950, 2508, 2992, 3642, 4142 mm

En la página siguiente se muestra la figura ilustrando las dimensiones de éste.

Figura 47 Dimensiones LTB 420E



El transformador de corriente CT que se recomienda de ABB se muestra a continuación:

IMB 420 con distancia de fuga a 25mm/kV

- **Distancia de contorno** **3220 mm**
- **Distancia de fuga total** **11550 mm**
- **Distancia de fuga protegida** **4800 mm**

Las tensiones de prueba IEC 60044-1 para el CT viene dadas así:

IMB 420

- **Máxima tensión de la red(Um)** **420 kV**
- **Prueba de tensión de CA, 1 minuto, seco** **630 kV**
- **Impulso de descarga 1,2/50µs** **1425 kV**
- **Impulso de funcionamiento 250/2500µs** **1050 kV**
- **Tensión de prueba RIV** **267 kV**
- **Nivel RIV máximo** **2500 µV**

Y la intensidad nominal máxima e intensidad de cortocircuito tiene los siguientes valores:

IMB 420

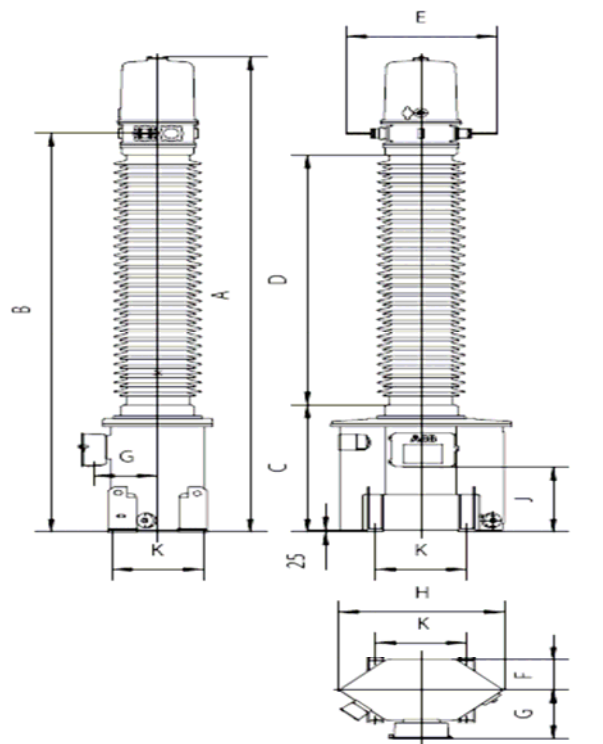
- **Espiras primarias** **1**
- **Normal** **2500 A**
- **Refrigerador** **4000 A**
- **Máxima intensidad de cortocircuito 1seg** **63 kA**
- **Máxima intensidad de cortocircuito 3 seg** **40 kA**
- **Máxima intensidad dinámica(valor de cresta)** **160 kA**

Y las dimensiones de el transformador de corriente son las siguientes:

IMB 420 Dimensiones

- **Altura total A** **5330 mm**
- **Altura al borne primario B** **4790 mm**
- **Altura plano de tierra C** **1390 mm**
- **Distancia de contorneo D** **3220 mm**
- **Distancia entre los bornes primarios E** **795 mm**
- **Distancia F** **360 mm**
- **Dimensión del tanque inferior G** **405 mm**
- **Distancia H** **1150 mm**
- **Altura a la caja de bornes J** **850 mm**
- **Separación entre los agujeros de montaje K** **600 mm**

Figura 48 Dimensiones del CT



Los pararrayos que se utilizan en este diseño poseen las siguientes especificaciones, comenzando por el pararrayos de ABB conocido como Pexlim P.

Pexlim P Datos para protección garantizada

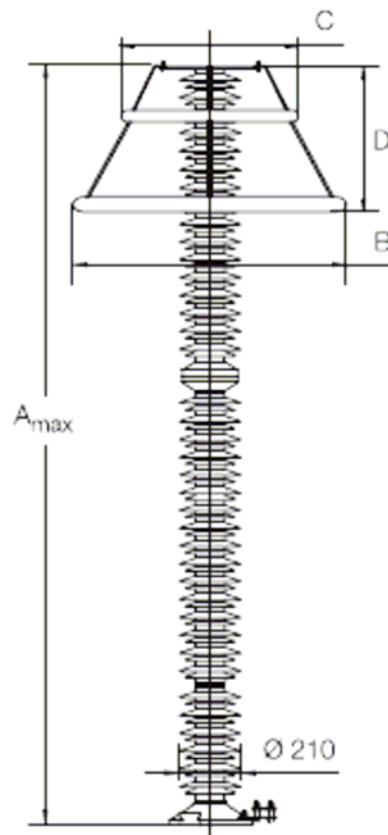
• Máxima tensión de la red(U_m)(rms)	420 kV
• Voltaje Nominal(U_r)(rms)	360 kV
• Voltaje máximo por IEC(U_c)	267 kV
• Capacidad a 1s(rms)	417 kV
• Capacidad a 10s(rms)	396 kV
• Voltaje máximo residual, corriente 1kA a 30/60 μ s	702 kV
• A 2 kA	728 kV
• A 3 kA	746 kV
• Voltaje máximo residual, corriente 5kA a 8/20 μ s	779 kV
• A 10 kA	819 kV
• A 20 kA	897 kV
• A 40 kA	983 kV

A continuación se describen las dimensiones para el Pexlim P

• Voltaje máximo de la red(U_m)	420 kV
• Housing	XH420
• Distancia de fuga total	10875 mm
• Impulso de descarga 1,2/50 μ s(seco)	1734 kV
• A 60 Hz mojado por 10s	879 kV
• Impulso de funcionamiento A 250/2500 μ s	1386 kV
• Masa	130 Kg
• Altura máxima Amáx	3216 mm

- B 1400 mm
- C 800 mm
- D 700 mm

Figura 49 Datos técnicos del pararrayos



Los seccionadores semi-pantógrafo tipo horizontal con una tensión nominal de 420 kV.

BKSVIII 420 kV

• Máxima tensión de la red	420 kV
• LIWL a tierra	1425 kV
• LIWL a distancia de seccionamiento	1425 kV
	+ 240
• Tensión soportada a frecuencia industrial a tierra	520 kV
• Tensión a frecuencia industrial a distancia de Seccionamiento	610 kV
• SIWL a tierra	1050 kV
• SIWL a la distancia de seccionamiento	900 kV
• Intensidades nominales y de corta duración de a 4000 A	
Y 160 kA pico	63 kA/3seg

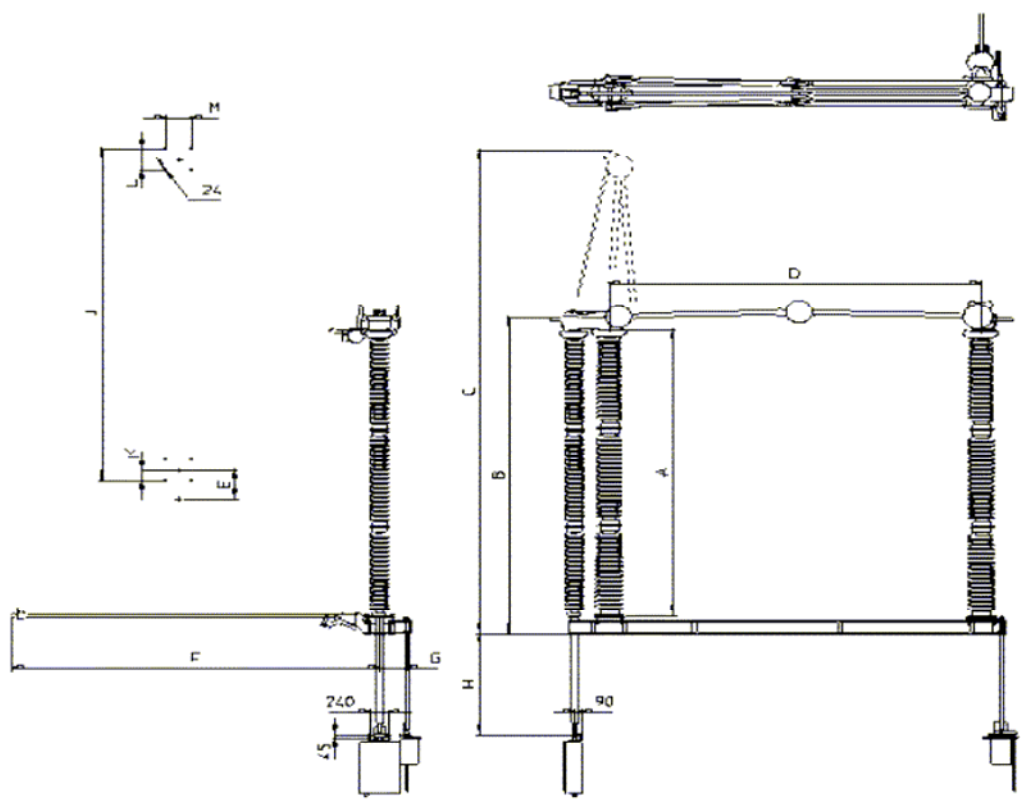
A continuación se muestran los datos de dimensiones de el seccionador

BKSVIII 420 kV.

• A	3650 mm
• B	3845 mm
• C	6100 mm
• D	4000 mm
• F	4640 mm
• G	335 mm
• J	4000 mm

El Seccionador Semi-Pantógrafo-Horizontal consiste de 3 polos. Cada polo se compone de un chasis, un aislador rotativo y dos aisladores soportes, en los cuales se ubica la cuchilla principal.

Figura 50 Seccionador Semi-Pantógrafo-Horizontal TipoVKSBIII



Para terminar tenemos las trampas de onda:

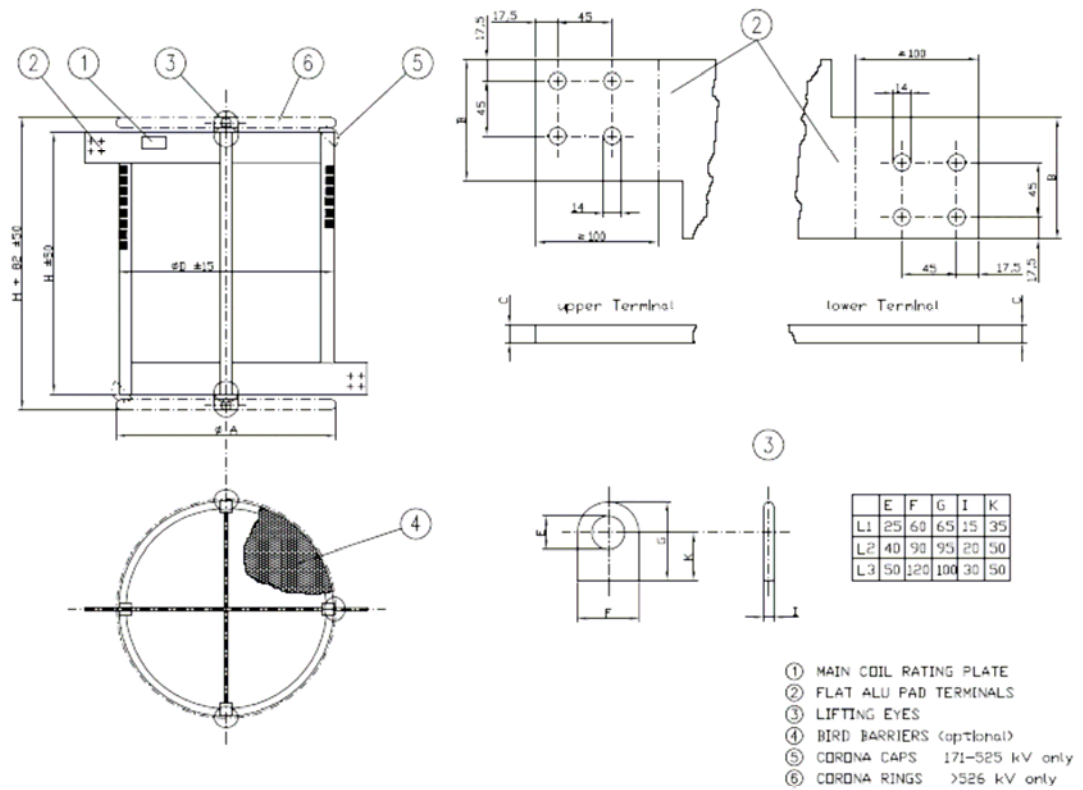
DLTC 1000/0.315 IEC1 de diseño K

- **I_{kn} de corto tiempo** **25 kA**
- **I_{km} de corto tiempo** **63.8 kA**
- **Corriente nominal** **1000 A**
- **Inductividad L_n** **0.315 mH**
- **Inductividad L_p** **0.346 mH**
- **Altura B** **100 mm**
- **Diámetro de terminal C** **15 mm**
- **Diámetro D** **745 mm**

- **Altura H** **1149 mm**
- **Diámetro del aro de la corona** **790 mm**
- **Masa de la bobina** **121 Kg**
- **Masa de la trampa de onda completa** **127 Kg**
- **Fuerza de tensión del sistema de suspensión** **7420 N**

A continuación se muestra la figura descrita anteriormente:

Figura 51 Trampa de onda



CONCLUSIONES

1. Los componentes que conforman las subestaciones eléctricas deben ser conocidos para poder llevar a cabo un diseño de una subestación.
2. Los diseños de subestaciones eléctricas de alto voltaje son importantes, ya que éstas manejan una mayor cantidad de potencia y pueden llevar la energía eléctrica a distancias mayores.
3. Las subestaciones aisladas en gas son más económicas que las subestaciones aisladas en aire, debido al alto costo de la tierra y a la reducción en distancias entre equipos.
4. El aislamiento es una de las partes de mayor importancia en el diseño de una subestación eléctrica, por lo que se necesita una tierra y un blindaje apropiado.
5. El alto costo de las subestaciones en alto voltaje es un inconveniente para su construcción, pero éstas tienen un gran potencial.
6. El uso de tensión de 400 kV es de gran utilidad para nuestro país teniendo una visión de desarrollo para el mismo, donde pretende el manejo de mayor potencia, pensando en desarrollo y crecimiento de las ciudades de nuestro país donde se necesita más potencia.

RECOMENDACIONES

1. Realizar propuestas de la utilización de 400 kV en Guatemala.
2. El estudio de la conformación de un sistema utilizando 400 kV y sus posibles beneficios.
3. Proponer a nivel Nacional la implementación de un sistema de transmisión en 400 kV.
4. Considerar en el curso de subestaciones eléctricas éste nivel de 400 kV y más altos.
5. La implementación de más textos de subestaciones eléctricas, en la biblioteca de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

BIBLIOGRAFÍA

1. Harper Enríquez, Gilberto. **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas**. 2006. México.
2. Martín, José Raúl. **Diseño de subestaciones eléctricas**. 1992. México.
3. Harper Enríquez, Gilberto. **Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales**. 1987. México.
4. Ravindranath B. & Chander M. **Protección de sistemas de potencia e interruptores**. 1980. México.
5. www.davinci.ing.unlp.ar/sispot/libros.html, www.siemens.com
6. G. Fink, Donald & H. Beaty, Wayne. **Manual del ingeniero electricista**. 1996. México.
7. Bedoya, Guillermo & Harley, Jerónimo. **Notas de alta tensión**. 2004. Guatemala.
8. Comisión nacional de energía eléctrica. **Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución**. 1999. Guatemala.
9. Siemens Guatemala.
10. ABB Guatemala.

Figura 53 Bahía con arreglo interruptor y medio de potencia de 23.7, 6.3 y 3.6 m de profundidad aislada por gas.

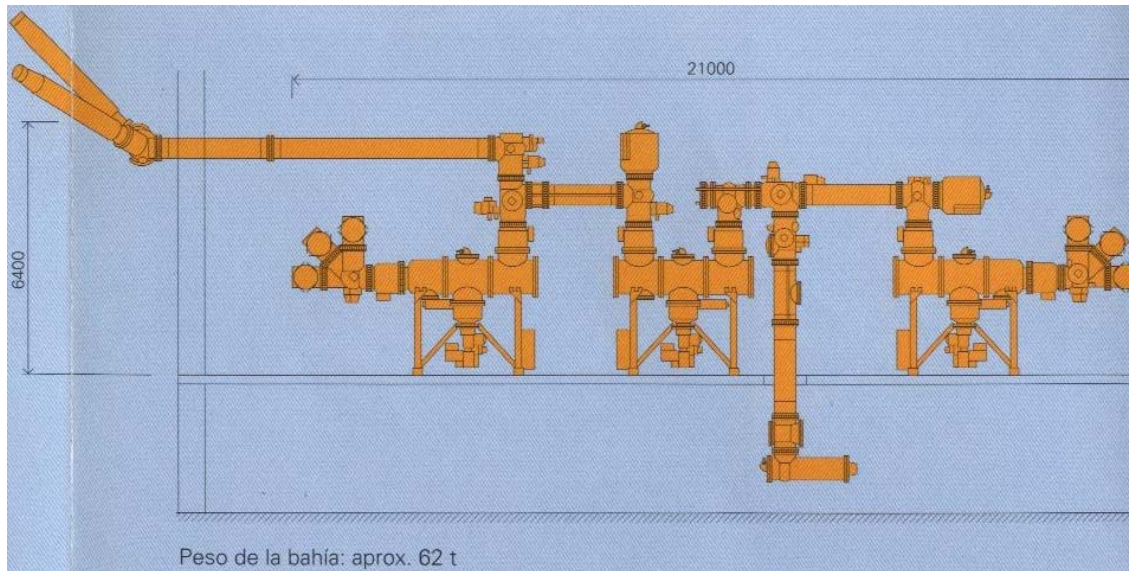


Tabla XIV Datos técnicos de subestación Aislada por Gas

Tipo de subestacion	8DQ1	
Tensión nominal	hasta	550 kV
Frecuencia nominal	hasta	50/60 Hz
Tensión nominal soportable a frecuencia industrial (1 min)	hasta	740 kV
Tensión nominal soportable a impulso atmosférico (1,2/50 μ s)	hasta	1800 kV
Tensión nominal soportable a impulso de maniobra (250/2500 μ s)	hasta	1250 kV
Corriente nominal barras	hasta	6300 A
Línea de salida	hasta	4000 A
Corriente nominal de corte	hasta	63 kA
Corriente nominal de impulso	hasta	170 kA
Corriente nominal de corta duración	hasta	63 kA
Tasa de fugas por año y compartimento de gas	<	1%
Presión relativa de carga de SF ₆ (sobrepresión)		
Subestación		0,43 MPa
Interruptor de potencia		0,65 MPa
Ancho de bahía		3600 mm
Normas		EN/IEC