

41126
6



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MÉXICO**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CAMPUS ARAGON**

**“COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN UNA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SUBTRANSMISORA
DE 230 KV”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECÁNICO
E L E C T R I C I S T A
P R E S E N T A N:
FRANCISCO JAVIER JAMEZQUITA AVELAR
JOSÉ ALBERTO HERNÁNDEZ SALAZAR

ASESOR: ING. ABEL VERDE CRUZ

México

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

2003

A



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVANZADA DE
MEXICO

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES ARAGÓN - UNAM**

**JEFATURA DE CARRERA DE
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

OFICIO: ENAR/JAME/1101/02

ASUNTO: Sínodo.

LIC. ALBERTO IBARRA ROSAS
SECRETARIO ACADÉMICO
P R E S E N T E.

Por este conducto me permito relacionar los nombres de los Profesores que sugiero integren el Sínodo del Examen Profesional del alumno: **JOSÉ ALBERTO HERNÁNDEZ SALAZAR**, con Número de Cuenta 9758233-7, con el tema de tesis: **"COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SUBTRANSMISORA DE 230 KV."**

| | | | |
|--------------------|--|-------------------|-----------|
| PRESIDENTE: | ING. JOSÉ JUAN RAMÓN MEJÍA ROLDÁN | MARZO | 85 |
| VOCAL: | ING. JUAN ANTONIO VILLANUEVA ORTEGA | SEPTIEMBRE | 94 |
| SECRETARIO: | ING. ABEL VERDE CRUZ | ABRIL | 95 |
| SUPLENTE: | ING. PABLO LUNA ESCORZA | ENERO | 96 |
| SUPLENTE: | ING. JOSÉ LUIS ESTRADA GARCÍA | MAYO | 96 |

Quiero subrayar que el Director de Tesis es el Ing. Abel Verde Cruz, el cual está incluido en base a lo que reza el Reglamento de Exámenes Profesionales de esta Escuela.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARÉ EN ESPañOL"
Bosques de Aragón, Estado de México 2 de diciembre del 2002.

EL JEFE DE CARRERA

ING. RAÚL BARRÓN VELA



c.c.p. Lic. Ma. Teresa Luna Sánchez.- Jefa del Depto. de Servicios Escolares.
c.c.p. Ing. Abel Verde Cruz. Asesor.
c.c.p. alumno

RBV/scd.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

B



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES ARAGÓN - UNAM**

**JEFATURA DE CARRERA DE
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

OFICIO: ENAR/JAME/1100/02

ASUNTO: Sínoo.

~~LIC. ALBERTO IBARRA ROSAS
SECRETARIO ACADÉMICO
PRESENTE.~~

Por este conducto me permito relacionar los nombres de los Profesores que sugiero integren el Sínoo del Examen Profesional del alumno: FRANCISCO JAVIER AMEZQUITA AVELAR, con Número de Cuenta 9305838-8, con el tema de tesis: "COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SUBTRANSMISORA DE 230 KV."

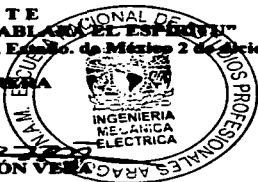
| | | | |
|--------------------|--|-------------------|-----------|
| PRESIDENTE: | ING. JOSÉ JUAN RAMÓN MEJÍA ROLDÁN | MARZO | 85 |
| VOCAL: | ING. JUAN ANTONIO VILLANUEVA ORTEGA | SEPTIEMBRE | 94 |
| SECRETARIO: | ING. ABEL VERDE CRUZ | ABRIL | 95 |
| SUPLENTE: | ING. PABLO LUNA ESCORZA | ENERO | 96 |
| SUPLENTE: | ING. JOSÉ LUIS ESTRADA GARCÍA | MAYO | 96 |

Quiero subrayar que el Director de Tesis es el Ing. Abel Verde Cruz, el cual está incluido en base a lo que reza el Reglamento de Exámenes Profesionales de esta Escuela.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARÉ EL ESPAÑOL"
Bosques de Aragón, Estado de México, 2 de diciembre del 2002.

EL JEFE DE CARRERA

ING. RAÚL BARRÓN VERA



c.c.p. Lic. Ma. Teresa Luna Sánchez.- Jefa del Depto. de Servicios Escolares.
c.c.p. Ing. Abel Verde Cruz. Asesor.

~~c.c.p. alumno~~

RBV/acd.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

C



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ARAGÓN
SECRETARÍA ACADÉMICA

Ing. RAÚL BARRÓN VERA
Jefe de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica,
Presente.

En atención a la solicitud de fecha 29 de noviembre del año en curso, por la que se comunica que los alumnos JOSE ALBERTO HERNANDEZ SALAZAR y FRANCISCO JAVIER AMEZQUITA AVELAR, de la carrera de Ingeniería Mecánica Electricista, han concluido su trabajo de investigación intitulado "COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SUBTRANSMISORA DE 230 KV", y como el mismo ha sido revisado y aprobado por usted, se autoriza su impresión; así como la iniciación de los trámites correspondientes para la celebración del Examen Profesional.

Sin otro particular, reitero a usted las seguridades de mi atenta consideración.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México, 2 de diciembre del 2002
EL SECRETARIO


Lc. ALBERTO BARRA ROSAS

C p Asesor de Tesis.
C p Interesado.

AJR/vr



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

D



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ARAGÓN
SECRETARÍA ACADÉMICA

Ing. RAÚL BARRÓN VERA
Jefe de la Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica,
Presente.

En atención a la solicitud de fecha 29 de noviembre del año en curso, por la que se comunica que los alumnos FRANCISCO JAVIER AMEZQUITA AVELAR y JOSE ALBERTO HERNANDEZ SALAZAR, de la carrera de Ingeniero Mecánico Electricista, han concluido su trabajo de investigación intitulado "COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SUBTRANSMISORA DE 230 KV", y como el mismo ha sido revisado y aprobado por usted, se autoriza su impresión; así como la iniciación de los trámites correspondientes para la celebración del Examen Profesional.

Sin otro particular, reitero a usted las seguridades de mi atenta consideración.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México, 2 de diciembre del 2002
EL SECRETARIO


Lic. ALBERTO BARRA ROSAS

Cp Asesor de Tesis.
Cp Interesado.

AIR/vr



TESIS CON
FALLA DE URGEN

E

AGRADECIMIENTOS

A Dios:

por haberme dado el maravilloso regalo de la vida, por caminar siempre a mi lado, por ayudarme a levantarme cuando he tropezado, por ser mi mejor amigo y por haberme dado la bendición de tener esta maravillosa familia y de pertenecer a ella.

A mis padres Justino y Teresa:

por ayudarme con sus consejos, comprensión, apoyo y paciencia ya que gracias a esto me he convertido en la persona que soy ahora, ya que sin ustedes no lo hubiera podido lograr y sobre todo el gran AMOR que han derivado en cada uno de nosotros, sin reservas ni limitaciones, siendo esto una gran motivación para el logro de una más de mis grandes metas, espero seguirles dando más satisfacciones a lo largo de mi vida.

A mis hermanos Lourdes, Carmen y Carlos:

ya que ustedes son una parte fundamental de importante en mi vida y en los logros alcanzados hasta ahora.

A mi hija Andrea:

por que desde que llegaste me has impulsado a ver la vida de diferente manera ya que con tu alegría y tus ganas de vivir haces que me sienta vivo y feliz.

A mi esposa Karen:

por darme todo tu AMOR, apoyo y comprensión ya que has cambiado mi vida llenándola de alegría y por ayudarme a realizar esta meta.

Quiero compartir este logro de mi vida contigo ...

Gracias por estar a mi lado...

TE AMO...

TESIS CON
FALLA DE URGEN

A mi amigo Francisco:

por la sincera e incondicional amistad que me has proporcionado en todo momento, tu sentido de unidad y responsabilidad que nos ha permitido llegar a la culminación de esta meta que nos fijamos, por todos tus consejos que me han servido en la vida.

Ing. Cruz Verde Abel.

El más grande y sincero agradecimiento por motivarnos a iniciar, continuar y concluir esta Tesis, sin imponerle el tiempo que invirtió en nosotros ya que mostró en cada momento la buena voluntad de compartir su sabiduría como un gran académico.

José Alberto Hernández Salazar.

5

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

AGRADECIMIENTOS

A Dios:

Por permitirme la vida, por darme la serenidad, el valor y la sabiduría para afrontar mi existencia, ya que con ellas he podido lograr lo que hasta ahora tengo, y por concederme el disfrutar de este momento tan importante y especial en mi vida.

A mis padres:

*Enrique Amézquita
Ma. Guadalupe Avelar*

Por acompañarme en mis desvelos, por los grandes sacrificios que realizaron para que yo culminara mis estudios, por todas las lecciones para llevar una vida correcta; y además por brindarme todo su amor, su confianza y su apoyo en todo instante.

A mi hermana:

Rosa Alejandra

Por todo su apoyo y ayuda que me brindo para poder llegar a este instante, por soportarme en ratos de enojo, pero sobre todo por esas grandes conversaciones que tuvimos y las cuales enriquecen el espíritu.

A mi amor:

Alicia Morales

Por alentarme en esos momentos difíciles a continuar y culminar esta gran meta; de igual forma por el gran amor que me ha brindado, por la paciencia que me ha tenido y por los grandes momentos que hemos compartido, siendo este uno de ellos.

TE AMO

A mi prima Ana:

Por su apoyo incondicional y por sus sabios consejos para enfrentar las adversidades.

H

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A toda mi familia:

En especial a mi tío Víctor, mi tío Jesús Avelar, a mi tío Jesús Amézquita y mi primo Miguel.

Por que cada uno contribuyo de diferentes formas para que yo pudiera concluir mi formación universitaria, a todos gracias por su apoyo.

A un gran amigo:

Alberto

Por la cooperación y esfuerzo que realizo para la realización de este trabajo; de igual forma quiero mostrarte mi admiración por su sencillez y por su invaluable y sincera amistad.

A mi asesor:

Ing. Abel Verde Cruz

Por los conocimientos que nos proporciono durante nuestra estancia en la universidad, por orientarnos y alentarnos en no parar hasta lograr nuestra titulación.

A mis amigos:

Alejandro Badillo, Roberto Jaca y a mi primo Ricardo Amézquita.

Francisco Javier Amézquita Avelar

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

1

CAPITULO 1

"CONCEPTOS GENERALES"

| | |
|--|----|
| 1.1 Voltaje eléctrico | 4 |
| 1.2 Corriente eléctrica | 4 |
| 1.3 Resistencia eléctrica | 4 |
| 1.4 Circuitos eléctricos | 5 |
| 1.5 Conexión serie y conexión paralelo | 5 |
| 1.6 Potencia | 7 |
| 1.6.1 Potencia en corriente directa | 7 |
| 1.6.2 Potencia en corriente alterna | 8 |
| 1.7 Factor de potencia | 11 |
| 1.8 Circuitos trifásicos | 13 |
| 1.9 Conexión estrella | 13 |
| 1.10 Conexión delta | 15 |
| 1.11 Clasificación de tensiones | 16 |
| 1.12 Subestación eléctrica | 17 |
| 1.13 Conductores eléctricos | 18 |
| 1.14 Simbología eléctrica | 18 |
| 1.15 Diagramas eléctricos | 20 |
| 1.15.1 Diagrama a bloques | 20 |
| 1.15.2 Diagrama de alambrado | 20 |
| 1.15.3 Diagrama esquemático | 21 |
| 1.15.4 Diagrama unifilar | 21 |

CAPITULO 2

"TIPOS DE SUBESTACIONES".

| | |
|---|----|
| 2.1 Subestación eléctrica | 23 |
| 2.2 Clasificación de las subestaciones eléctricas | 23 |
| 2.3 Elementos constitutivos de una subestación | 25 |
| 2.3.1 El transformador | 25 |
| 2.3.1.1 Partes principales del transformador | 26 |
| 2.3.1.2 Clasificación de los transformadores | 26 |
| 2.3.1.3 Control del transformador | 27 |

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

| | |
|---|----|
| 2.3.1.4 Conexiones de los transformadores | 28 |
| 2.3.1.5 Autotransformador | 29 |
| 2.3.1.6 Transformadores en paralelo | 30 |
| 2.3.2 Transformadores de instrumento | 30 |
| 2.3.2.1 Transformadores de corriente | 31 |
| 2.3.2.2 Transformadores de potencial | 31 |
| 2.3.3 Interruptores | 32 |
| 2.3.4 Restauradores | 35 |
| 2.3.5 Cuchillas desconectadoras | 36 |
| 2.3.6 Relevadores | 38 |
| 2.3.7 Pararrayos | 39 |
| 2.3.8 Tableros eléctricos | 40 |
| 2.3.9 Capacitores | 41 |
| 2.3.10 Divisor de voltaje | 41 |
| 2.3.11 Barras colectoras | 41 |
| 2.3.11.1 Barras | 42 |
| 2.3.11.2 Tipos de barras | 42 |
| 2.3.12 Sistema de tierras | 43 |
| 2.3.13 Planta de emergencia | 44 |
| 2.4 Diagramas de conexiones de las subestaciones eléctricas | 45 |
| 2.4.1 Arreglo de interruptor y medio | 46 |
| 2.4.2 Arreglo de anillo en alta tensión | 47 |
| 2.4.3 Arreglo de doble barra con amarre | 48 |
| 2.4.4 Arreglo en anillo para 23 KV | 50 |

CAPITULO 3

"AISLAMIENTO EN LA RED ELECTRICA".

| | |
|--|----|
| 3.1 Introducción a la coordinación del aislamiento | 51 |
| 3.2 Aislamientos | 51 |
| 3.2.1 Aislantes líquidos | 52 |
| 3.2.2 Aislantes sólidos | 53 |
| 3.2.3 Aislantes gaseosos | 54 |
| 3.3 Tipos de aislamientos | 54 |
| 3.3.1 Aislamientos Autorrestaurables | 54 |
| 3.3.2 Aislamientos no autorrestaurables | 55 |
| 3.3.3 Aislamientos externos | 55 |
| 3.3.4 Aislamientos internos | 56 |
| 3.4 Sobretensiones | 56 |

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

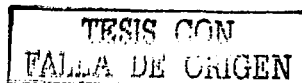


| | | |
|---------|---|----|
| 3.4.1 | Sobretensiones de baja frecuencia debidos a desequilibrios en las redes | 58 |
| 3.4.2 | Sobretensiones de alta frecuencia debidos a la operación de interruptores | 58 |
| 3.4.3 | Sobretensiones atmosféricas | 60 |
| 3.4.3.1 | Sobretensiones por inducción electrostática (descargas indirectas) | 62 |
| 3.4.3.2 | Sobretensiones por descargas directas | 62 |
| 3.5 | Pruebas realizadas a los aislamientos | 64 |
| 3.5.1 | Pruebas para aislamientos externos | 65 |
| 3.5.1.1 | Nivel de aislamiento a baja frecuencia | 65 |
| 3.5.1.2 | Nivel de aislamiento al impulso | 65 |
| 3.5.1.3 | Nivel de aislamiento para sobretensiones de alta frecuencia | 66 |
| 3.5.2 | Pruebas realizadas a los aislamientos internos | 67 |
| 3.5.2.1 | Prueba de impulso | 67 |
| 3.5.2.2 | Prueba de potencial aplicado | 67 |
| 3.5.2.3 | Prueba de potencial inducido | 68 |
| 3.6 | Elementos para la protección contra sobretensiones | 68 |
| 3.6.1 | Hilos de guarda | 69 |
| 3.6.1.1 | Índice de flameo en líneas acorazadas | 70 |
| 3.6.1.2 | Descarga sobre los hilos de guarda | 71 |
| 3.7 | Apartarrayos | 72 |
| 3.7.1 | Generadores de onda de choque | 73 |
| 3.7.2 | Tipos de apartarrayos | 74 |
| 3.7.3 | Radio de acción de los apartarrayos y lugar de su emplazamiento | 76 |
| 3.7.4 | Instalación de los apartarrayos | 77 |
| 3.7.5 | Conexión a tierra de los apartarrayos | 79 |
| 3.7.6 | Prescripciones reglamentarias | 79 |
| 3.8 | Cuernos de arqueo ó gaps | 79 |

CAPITULO 4

“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO”

| | | |
|-------|---|----|
| 4.1 | La coordinación de aislamiento en la subestación eléctrica | 81 |
| 4.2 | Distancias dieléctricas para la coordinación de aislamiento | 85 |
| 4.2.1 | Distancias dieléctricas de fase a tierra | 88 |
| 4.2.2 | Distancias dieléctricas entre fases | 90 |
| 4.2.3 | Altura del equipo sobre el nivel del suelo | 91 |
| 4.2.4 | Altura de las barras colectoras 2º nivel | 93 |



| | | |
|-----------|--|-----|
| 4.2.5 | Altura de remate de las líneas de transmisión | 95 |
| 4.2.6 | Distancias de seguridad | 96 |
| 4.2.6.1 | Circulación de personal | 96 |
| 4.2.6.2 | Circulación de vehículos | 100 |
| 4.2.6.3 | Zonas de trabajo | 100 |
| 4.3 | Protección contra sobretensiones | 102 |
| 4.3.1 | Selección de apartarrayos | 102 |
| 4.3.1.1 | Apartarrayos para proteger sobretensiones por maniobra | 104 |
| 4.3.1.2 | Localización del apartarrayos | 106 |
| 4.3.2 | Blindaje | 109 |
| 4.3.2.1 | Cables de guarda | 109 |
| 4.3.2.1.1 | Método electrogeométrico | 110 |
| 4.3.2.1.2 | Método de Bewley | 116 |
| 4.3.2.2 | Método de bayonetas | 120 |
| 4.4 | Determinación del nivel de aislamiento externo e interno de los aparatos | 123 |

CAPITULO 5

“SISTEMA DE TIERRAS, METODOS Y CARACTERÍSTICAS”

| | | |
|---------|--|-----|
| 5.1 | Red de tierra | 124 |
| 5.1.1 | Clasificación de los sistemas de tierra | 124 |
| 5.1.1.1 | Sistema de tierra de protección | 124 |
| 5.1.1.2 | Sistemas de tierra de trabajo | 124 |
| 5.1.1.3 | Sistema de tierra para servicio | 124 |
| 5.1.2 | Importancia de la red de tierra | 125 |
| 5.1.3 | Corriente tolerante por el cuerpo humano | 125 |
| 5.1.4 | Configuraciones básicas de las redes de tierra | 129 |
| 5.1.4.1 | Sistema radial | 129 |
| 5.1.4.2 | Sistema de anillo | 129 |
| 5.1.4.3 | Sistema de red | 130 |
| 5.1.4.4 | Sistema ideal o de placas | 130 |
| 5.2 | Elementos que conforman una red de tierra | 130 |
| 5.2.1 | Conductores | 130 |
| 5.2.2 | Electrodos | 131 |
| 5.2.3 | Electrodos para pararrayos | 131 |
| 5.2.4 | Conectores y accesorios | 131 |
| 5.3 | Principales consideraciones para el diseño de la red de tierra | 133 |
| 5.3.1 | Características del terreno | 133 |
| 5.3.2 | Dimensionamiento de la red de tierra | 134 |
| 5.3.3 | Corrientes máximas de cortocircuito a tierra | 135 |

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

M

| | | |
|---------------------|---|------------|
| 5.3.3.1 | Tipos de fallas a tierra | 136 |
| 5.3.3.2 | Componente simétrica de la corriente a tierra en el instante de la iniciación de la falla | 136 |
| 5.3.4 | Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito | 138 |
| 5.3.4.1 | Factor de decremento D | 138 |
| 5.3.4.2 | Factor de seguridad por crecimiento de la subestación | 139 |
| 5.3.5 | Efecto de la resistencia de la red de tierra | 139 |
| 5.3.6 | Efecto de los hilos de guarda | 140 |
| 5.4 | Métodos de calculo | 141 |
| 5.4.1 | Método clásico | 141 |
| 5.4.1.1 | Diseño preliminar | 141 |
| 5.4.1.2 | Calculo del Calibre del Conductor de la Malla | 142 |
| 5.4.1.3 | Calculo de las tensiones de paso, de contacto y de la malla de red de tierra | 143 |
| 5.4.1.4 | Calculo de la longitud total del conductor | 146 |
| 5.4.1.5 | Calculo del potencial máximo presentado en la red y de los potenciales de paso en los alrededores de la malla | 147 |
| 5.4.1.6 | Investigación de los potenciales de transferencia | 148 |
| 5.4.1.7 | Revisión del diseño | 150 |
| 5.4.2 | Mecanización por computadora | 150 |
| CONCLUSIONES | | 151 |
| APENDICE | | 154 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 159 |

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN.

El presente trabajo denominado "Coordinación de aislamiento en una subestación eléctrica de 230 KV.", tiene como objetivo mostrar las consideraciones principales sobre la realización de los cálculos necesarios para la coordinación de aislamiento.

Actualmente sabemos que la electricidad es una necesidad primordial, ya que ella proporciona un medio para hacer funcionar miles de equipos. El proceso para la generación, transmisión, subtransmisión y distribución es bastante laborioso y un poco complicado, lo cual resulta un muy buen campo de estudio.

En los sistemas eléctricos, ya sean de alta o baja tensión, se presentan muchos disturbios que afectan a las instalaciones y equipos que se encuentran bajo su alimentación, provocando daños materiales y costosos, e inclusive daños humanos, si no se toman las medidas pertinentes.

Los disturbios que se presentan se hacen de mayor importancia cuando la tensión de operación se incrementa, ya que una falla en alta tensión acarrearía problemas más graves, por lo tanto cuando una falla se presenta se debe de corregir y controlar adecuadamente, y mejor aun antes de que se presente debemos de implementar los medios necesarios para su correcto funcionamiento.

Ahora bien, existen problemas que se presentan en las instalaciones que son originados internamente y otros que se originan por fenómenos atmosféricos, pero de igual forma se deben de tomar las precauciones necesarias para evitar que ocasione algún problema.

Dentro del capítulo 1 se manejan los conceptos generales, estos son elementos básicos sobre los circuitos eléctricos e instalaciones eléctricas, ya que brindan una referencia al ingeniero o al técnico sobre las generalidades eléctricas; algunos de los conceptos manejados son: voltaje, corriente, potencia, etc. Además de otros conceptos útiles como conexiones de los circuitos, diagramas, simbología y subestaciones.

Conociendo los conceptos básicos sobre las instalaciones eléctricas, procedemos a realizar la descripción de los principales componentes de la subestación eléctrica, ya que para el presente trabajo resulta muy conveniente su estudio; de igual forma es favorable el estudio de las funciones que desempeñan cada uno de los elementos y su aplicación específica. Para ello se ha realizado el capítulo 2, correspondiente al estudio de "los tipos de subestaciones".

En el capítulo 3, que lleva por título, "aislamiento en la red eléctrica" se describen elementos importantes como son: los materiales aislantes, los cuales se emplean en sus diferentes estados que son líquidos, sólidos y gaseosos; de estos elementos se estudia su rigidez dieléctrica, ya que ella es de mucha importancia como elemento de protección, además de su rigidez se establece su comportamiento en diferentes circunstancias.

TESIS COM
FALLA DE ORIGEN

Este estudio se realiza por que los aislamientos deben de cumplir una función, que es la de proteger a los equipos y elementos eléctricos de sobretensiones generadas por fenómenos atmosféricos o bien generados por los mismos sistemas eléctricos; también se describen los diferentes tipos de sobretensiones y el comportamiento que presentan estas, en las instalaciones eléctricas, observando de esta forma la importancia de los aislamientos en la protección de los sistemas eléctricos.

Como ya mencionamos los aislamientos brindan una protección en los sistemas eléctricos, ahora se debe de elegir el aislamiento adecuado para cada sistema específico, para ello se emplea el capítulo 4 correspondiente al "estudio de la coordinación de aislamiento", donde, mediante los diversos cálculos descritos se elige el aislamiento adecuado capaz de soportar las sobretensiones que se presenten en la subestación eléctrica.

Como el nombre del capítulo lo indica se coordinaran cada una de las protecciones (aislamientos), según lo requiera cada parte de la subestación, estableciendo las distancias para evitar arcos en las líneas de subtransmisión, en los equipos y demás elementos.

De igual forma se presenta la aplicación de otros elementos de protección, que forman parte de la coordinación de aislamiento, algunos de estos elementos son los apartarrayos, hilos de guarda y las bayonetas que también son conocidas como parrayos. Estas protecciones se realizaran para un sistema de 230'000 Volts, aplicándolos concretamente a la subestación eléctrica.

Algunas de las protecciones anteriores están son sometidas a grandes tensiones, durante los periodos de tiempo en que se presentan las sobretensiones, y estos elementos no absorben todo ese potencial, por lo que tiene que existir un medio para descargar esas grandes cantidades de energía para ello se emplean los sistemas de tierra, que se estudian en el capítulo 5 correspondiente a los "sistemas de tierra, métodos y características".

Con lo que respecta a las redes de tierra se describen aspectos generales sobre estas, los diferentes tipos, los elementos que conforma a los sistemas de tierra las ecuaciones y métodos correspondientes para la realización del diseño de dichos sistemas.

Con el capítulo 5. también pretendemos mostrar el diseño de las redes de tierra no solo para la protección de los sistemas sino también para las personas que tienen que laborar dentro de las subestaciones, ya que durante el tiempo que dura la falla existe peligro para el personal.

Esperamos que el presente trabajo sea de utilidad, para aquellas personas que se interesen sobre la coordinación de aislamiento ya que pretendemos mostrar los elementos más importantes para la implementación de la coordinación de aislamiento, que aunque se basa en una tensión de 230 KV., se puede implementar en otros sistemas de tensiones diferentes, pues las ecuaciones y procedimientos son los mismos, pero se deben de basar tomando en cuenta las consideraciones que se establecen en el mismo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

De igual forma será útil, para conocer los sistemas de tierra como parte complementaria de la coordinación de aislamiento, pues como ya mencionamos los sistemas de tierra proporcionaran una protección para equipos y personas que tengan que laborar o circular en las cercanías de la subestación eléctrica o dentro de la misma.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO 1

“CONCEPTOS GENERALES”

1.1 Voltaje eléctrico.

El voltaje es la fuerza electromotriz, o bien la presión que se encarga de hacer circular la corriente eléctrica. A esta fuerza electromotriz se le conoce también como tensión o voltaje y la unidad de medición son los “volts”. La expresión utilizada para su obtención es:

$$V = R I \text{ (volts)}$$

Donde:

V = voltaje aplicado en volts

I = corriente en amperes

R = resistencia del circuito en ohms

1.2 Corriente eléctrica.

La corriente es el torrente de electrones que circulan por un conductor, para su medición se toma el número de electrones que pasan por un determinado lugar durante un segundo y se emplea la unidad llamada “amperes”. Esta se puede obtener de la siguiente forma:

$$I = \frac{V}{R} \text{ amperes}$$

La corriente se encuentra dividida en dos clases:

Corriente directa (C.D.): este tipo de corriente fluye en una sola dirección y su intensidad no varía, también es conocida como corriente continua (c.c.)

Corriente Alterna (C.A.): es aquella donde la dirección se alterna constantemente en una frecuencia de 50 o 60 ciclos en un segundo y al mismo tiempo tiene un cambio gradual de intensidad.

1.3 Resistencia eléctrica.

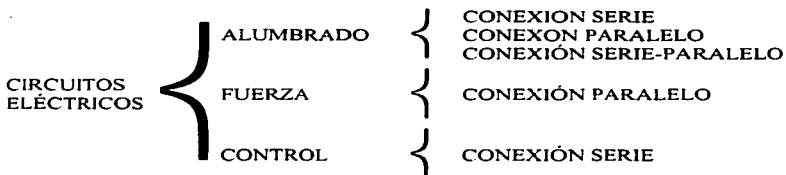
Esta se encuentra definida como la oposición al paso de la corriente eléctrica; para el caso de los circuitos eléctricos, la resistencia eléctrica esta constituida por la propia resistencia del conductor y la resistencia de la carga o elemento al cual se alimenta. La resistencia se puede obtener de la siguiente forma:

$$R = \frac{V}{I} \text{ ohms}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.4 Circuitos eléctricos.

Un circuito eléctrico básico, constituye un generador o fuente de alimentación y una carga a alimentar. Una clasificación de los circuitos es la siguiente:



Otra clasificación de los circuitos eléctricos es por su alimentación que puede ser:

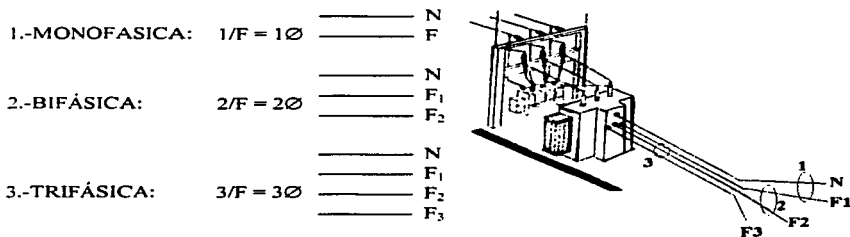


Figura 1.1

1.5 Conexión serie y conexión paralelo.

Estos dos tipos de conexiones se pueden encontrar en los circuitos eléctricos y cada una posee diferentes características que son:

Las características principales de un circuito con conexión serie son las que se muestran a continuación, y en la figura 1.2 se observa el circuito correspondiente:

-La corriente eléctrica tiene un solo camino por donde circular y por que las cargas se encuentran conectadas una a continuación de otra.

-La corriente es la misma en cualquier parte del circuito.

-La tensión total aplicada que impulsa a la corriente a través de las cargas, es igual a la suma de las caídas de tensión en cada una de ellas.

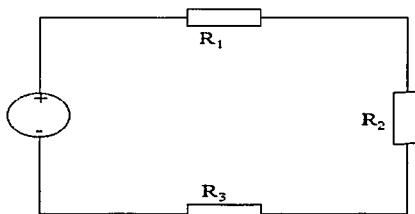


Fig. 1.2 Conexión serie

En la figura 1.3 se observa un circuito con conexión en paralelo. Las características que presenta un circuito paralelo son:

-El voltaje o tensión es igual en cualquier parte del circuito.

-La intensidad de corriente total es igual a la suma de todas las demás intensidades.

-La resistencia total combinada de todas las cargas, es menor que la resistencia de cualquiera de ellas.

-La mayoría de los circuitos eléctricos trabajan con este principio, por que las cargas eléctricas trabajan con un mismo voltaje.

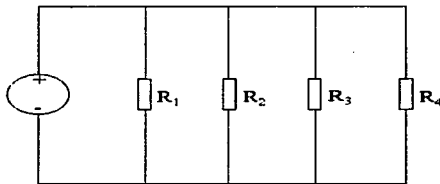


Fig. 1.3 Conexión paralelo

1.6 Potencia.

1.6.1 Potencia en corriente directa.

La potencia es la capacidad para realizar un trabajo. La energía para la realización de algún trabajo puede encontrarse almacenada en un cuerpo y se entrega cuando el objeto o carga comienzan a funcionar. La potencia es una indicación de la cantidad de trabajo efectuado en una determinada cantidad de tiempo específica y se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia (p)} = \frac{\text{Trabajo}}{\text{Tiempo}} = \frac{W}{T}$$

Donde:

w = a la unidad eléctrica de la medición de la potencia
y la "t" corresponde al tiempo.

La potencia que se les suministra a los diversos equipos y dispositivos eléctricos, se puede expresar en función del voltaje y la corriente, la ecuación que la representa se tiene a continuación:

Si tenemos que

$$p = q v$$

y además

$$i = \frac{q}{t}$$

donde :

q = a la carga en coulombs

i = la corriente en amperes

v = a la diferencia de potencial en volts

de las dos expresiones anteriores se obtiene:

$$p = \frac{qv}{qi} = vi$$

Para los circuitos de corriente directa CD, es posible emplear la ley de ohm para describir la ecuación de la potencia, donde la potencia se expresa de la siguiente forma:

$$P = V I \text{ (watts)}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

O bien: si $V = R I$

$$P = R I^2 \text{ (watts)}$$

De igual forma

$$P = \frac{V^2}{R} \text{ watts}$$

1.6.2 Potencia en corriente alterna.

La potencia instantánea P que una batería entrega, es igual al producto de la corriente por el voltaje de la batería. De igual forma la potencia instantánea que un generador de corriente alterna (C.A.) entrega a un circuito es el producto de la corriente del generador y el voltaje aplicado.

Debido a que en los circuitos de corriente alterna la potencia instantánea varía de momento a momento, una cantidad más útil que la potencia instantánea es la potencia promedio (P_{prom}). Así mismo como las ondas correspondientes al voltaje y a la corriente no son solamente senoidales, su ángulo de fase varía; por lo tanto la obtención de la potencia promedio es un poco más compleja que para el caso de cargas de corriente directa.

Para obtener la potencia promedio en una carga de corriente alterna se analizarán las formas de onda que se muestran en la figura 1.4 a), de las cuales se puede obtener la diferencia de fase existente entre el voltaje y la corriente; así mismo es posible obtener la potencia en cualquier instante multiplicando las magnitudes de sus valores de corriente y de voltaje en el momento de interés, de dicho producto se obtiene la gráfica de la figura 1.4 b).

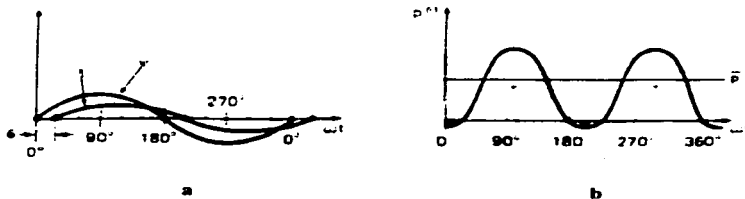


Figura 1.4 a) son ondas de corriente y voltaje de un circuito de corriente alterna donde $\theta = 30^\circ$; b) es la onda de potencia del mismo circuito

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En las graficas se observa que la potencia que se entrega a una carga puede ser positiva o negativa. La potencia positiva corresponde a las partes positivas de la curva, e indican que la carga se encuentra absorbiendo potencia del generador o de la fuente; la potencia negativa se observa en las partes negativa de la curva, y nos indica que la carga esta regresando potencia a la fuente y esta ayudando a mantenerla, esto es como el cargar un acumulador o suministrar potencia para hacer girar el eje de un generador.

La potencia promedio que disipa la carga se obtiene encontrando el valor promedio de la figura 1.4 b) y esta representada por la siguiente expresi3n:

$$P_{\text{pro}} = V_{\text{rms}} I_{\text{rms}} \cos \theta$$

Donde θ es el 1ngulo de fase existente entre el voltaje y la corriente. Sin dicho 1ngulo el producto de las lecturas no proporcionar1a un valor correcto de la potencia promedio.

Si se tuviera una carga meramente resistiva las ondas de voltaje y corriente estar1an en fase y el valor de $\theta=0$, y para este caso especial la potencia promedio queda como se muestra en la siguiente expresi3n:

$$P_{\text{pro}} = V_{\text{rms}} I_{\text{rms}}$$

O bien

$$P_{\text{pro}} = I_{\text{rms}}^2 R$$

$$P_{\text{pro}} = \frac{V_{\text{rms}}^2}{R}$$

Una relaci3n importante para poder obtener la potencia de algunos elementos, de los cuales su potencia es expresada en Horse Power (HP), es la siguiente:

$$1\text{HP} = 746 \text{ Watts}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Otras consideraciones que se deben tener en cuenta, son que los circuitos eléctricos no solamente tienen cargas resistivas, sino también encontramos elementos capacitivos e inductivos, estos elementos dentro de un circuito eléctrico afectaran de distinta manera al voltaje y corriente; provocando que la corriente se atrase con respecto al voltaje o bien que se adelante con respecto al mismo. Teniendo un circuito puramente resistivo el voltaje y corriente están en fase como se ilustra en la figura 1.5:

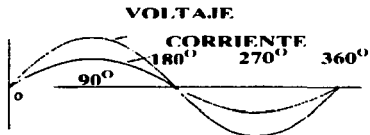


Figura 1.5

Los elementos inductivos y capacitivos también presentan una oposición al paso de la corriente, a esa oposición se le conoce como reactancia inductiva (X_L) y reactancia capacitiva (X_C), respectivamente; y se expresan de la siguiente forma:

$$X_L = 2 \pi F L \quad (\Omega)$$

$$X_C = \frac{\pi F c}{2} \quad (\Omega)$$

Donde:

$\pi = 3.1416$

F = Frecuencia

L = Valor de la inductancia en Henrios.

C = Valor de la capacitancia en Faradios.

También se puede obtener la reactancia capacitiva o inductiva, conociendo el voltaje y corriente del circuito donde se incluya alguno de estos elementos, y se expresa de la siguiente forma:

$$V = I X_C$$

$$V = I X_L$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Debido a que no se pueden sumar directamente una reactancia y una resistencia, la suma se lleva a cabo de manera algebraica y se expresa de la siguiente manera, donde al resultado obtenido se le conoce como impedancia:

$$Z = \sqrt{R^2 + X_c^2} \qquad Z = \sqrt{R^2 + X_L^2}$$

Cuando un circuito contiene elementos inductivos y capacitivos, los efectos por la corriente son opuestos. Por lo tanto su manifestación se observa en las reactancias, si están conectadas en serie se restan teniendo la siguiente expresión:

$$X = X_L - X_c$$

Por lo tanto si tuviéramos un circuito donde se encontrarán ambas reactancias y resistencias, la impedancia correspondiente se obtendría de la siguiente forma:

$$Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_c)^2}$$

1.7 Factor de potencia.

Cuando tenemos una impedancia "Z" resultante de un circuito, no se puede emplear directamente la expresión $P = R I^2$, ya que el voltaje se atrasa o adelanta entre 0° y 90° según los elementos inductivos o capacitivos que contenga el circuito, por lo tanto la potencia promedio no es exactamente $P = V I$, sino la siguiente, a la cual se le conoce también como potencia activa:

$$P = V I \cos \phi \text{ (watts)}$$

Donde:

ϕ es el ángulo de onda de la corriente que se adelanta o atrasa con respecto al voltaje; y al $\cos \phi$ se le conoce como "factor de potencia". El factor de potencia varía entre 0 y 1, es 1 cuando la carga es puramente resistiva, y es 0 cuando la carga es puramente inductiva.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Si en lugar de realizar el producto $V I \cos \varnothing$, se realizara

$$V I \sin \varnothing$$

se obtendría la potencia reactiva a la cual se le representa con la letra Q y sus unidades correspondientes son los VAR.

Con la potencia activa y reactiva, se puede obtener otra resultante de su suma algebraica, con lo cual tenemos el triangulo de potencia que corresponde a la siguiente ilustración:

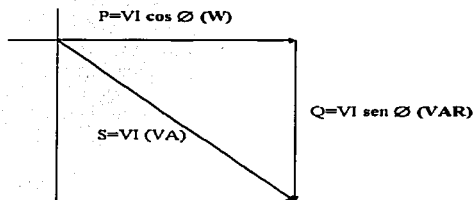


Figura 1.6 Triangulo de potencia.

Del cual resulta otra forma de obtener el factor de potencia, obteniéndose con la siguiente expresión:

$$FP = \cos \varnothing = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{W}{T}$$

Es común encontrar en la practica que se denomina a las potencias por sus unidades, por lo que las expresiones anteriores quedarían de la siguiente forma:

$$FP = \frac{KW}{KVA} = \frac{KW}{\sqrt{KW^2 + KVAR^2}}$$

Podemos resumir las potencias de los circuitos monofásicos en la tabla 1.1.

| CANTIDAD | UNIDAD | CIRCUITO MONOFASICO |
|--------------------------|--------|--------------------------------|
| Potencia Aparente (S) | VA | VI |
| | KVA | $\frac{VI}{1000}$ |
| Potencia Activa (P) | W | VI * FP |
| | KW | $\frac{VI * FP}{1000}$ |
| Potencia reactiva (Q) | VAR | $VI\sqrt{1-FP^2}$ |
| | KVAR | $\frac{VI\sqrt{1-FP^2}}{1000}$ |

Tabla 1.1

1.8 Circuitos Trifásicos.

Los circuitos trifásicos requieren menos peso en los conductores, que los circuitos monofásicos a la misma potencia. Los circuitos trifásicos, además, resultan más eficientes por lo que su aplicación resulta fundamental y mientras mayor sea el voltaje que se emplee resulta ser mayor su aplicación. Dentro de los circuitos trifásicos, podemos encontrar dos tipos de conexiones que son: la conexión "delta" y la conexión "estrella", las cuales se emplean en transformadores, generadores, etc.

1.9 Conexión estrella.

Este tipo de conexión se representa de la siguiente forma, y además se muestran las relaciones existentes en esta conexión:

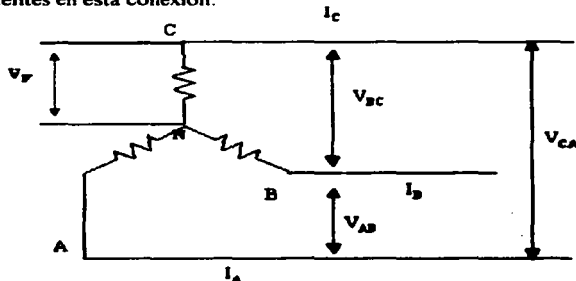


Figura 1.7

Donde:

N es el neutro de la conexión

V_{AB} , V_{BC} y V_{AC} son los voltajes de línea

Suponiendo que el sistema anterior se encuentra balanceado, los valores de sus magnitudes serían iguales. Cada uno de ellos se encuentra desplazados 120° eléctricos.

El neutro es el punto de referencia y los voltajes referidos a este se le conocen como voltajes de fase.

$$V_{AN} = V_{BN} = V_{CN} = V_F$$

La siguiente expresión muestra la relación entre el voltaje de fase (V_F) y el voltaje de línea (V_L):

$$V_L = \sqrt{3} V_F$$

Las corrientes I_A , I_B e I_C son corrientes de línea, pero son las mismas que circulan por cada fase, por lo que si el sistema se encuentra balanceado se tiene que:

$$I_A = I_B = I_C = I_L \text{ (en magnitud)}$$

$$I_F = I_L$$

La potencia aparente para este tipo de conexión es:

$$P = 3 V_F I_F$$

Por lo tanto, si

$$V_F = \frac{V_L}{\sqrt{3}} ; I_F = I_L$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$P = \frac{3 V_L I_L}{\sqrt{3}}$$

$$P = \sqrt{3} \cdot V_L I_L$$

1.10 Conexión delta.

A esta conexión se le conoce, también, como conexión triángulo y tiene la siguiente representación:

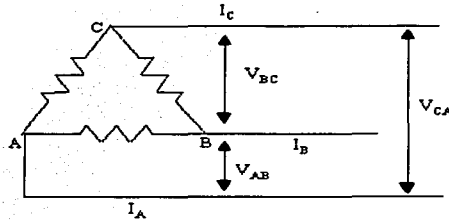


Figura 1.8

Donde:

V_{AB} , V_{BC} y V_{CA} son voltajes de línea y están defasados 120° eléctricos.

Si consideramos que el sistema se encuentra balanceado tendremos:

$$V_{AB} = V_{BC} = V_{CA} = V_L$$

$$\text{o bien } V_L = V_F$$

La corriente de línea $I_A = I_B = I_C$, considerando que el sistema esta balanceado, y las corrientes desfasadas 120° eléctricos entre si

$$I_A = I_B = I_C = I_L$$

Las corrientes de fase son:

$$I_{AB} = I_{BC} = I_{CA} = I_F$$

La relación entre las corrientes de fase y las corrientes de línea son:

$$I_L = \sqrt{3} \cdot I_F$$

La potencia se puede obtener con la siguiente expresión:

$$P = 3 V_F I_F$$

$$P = \sqrt{3} \cdot V_L I_L$$

1.11 Clasificación de tensiones.

Actualmente encontramos un amplio rango de tensiones, de corriente alterna, que van desde los 127V hasta mayores de 800 KV, de los cuales se realiza una clasificación en base a su nivel de tensión; los niveles de tensión se encuentran normalizados, dicha normalización depende de las normas internas de cada país y de las empresas propietarias, esta clasificación se muestra a continuación:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

-Baja tensión.

Comprende el rango que va desde los 127V hasta menos de 600V. Los voltajes normalizados son: 127V, 220V y 440V.

-Media tensión:

Comprende los voltajes que van desde 600V hasta los 1000V.

-Alta tensión.

Dentro de esta clasificación se encuentran los voltajes mayores de 1000V hasta los 230KV. Los voltajes normalizados son: 13.2KV, 23KV, 34.5KV, 69KV, 85KV, 115KV, 138KV, 161KV y 230KV.

*Estos voltajes ya tienden a desaparecer en la ciudad de México.

-Extra alta tensión.

Aquí encontramos tensiones mayores de 230KV hasta los 765KV. Los voltajes normalizados son: 400KV y 500KV. Aunque este ultimo no se maneja en México el máximo voltaje manejado es de 400KV.

-Ultra alta tensión:

Comprendes valores mayores de 765KV. El voltaje normalizado es de 800KV y actualmente se realizan pruebas con voltajes de 1000KV, pero ninguno de ellos se maneja en México.

La alta tensión según la comisión internacional de electrotecnia son voltajes mayores de 1000V, pero dentro de los estudios, libros o apuntes se le suele considerar alta tensión a voltajes mayores de 10 000V lo cual se empleara también en el presente texto; el uso de la alta tensión ha ido en aumento debido a las necesidades humanas, las cuales requieren de mayores cantidades de energía y el uso de esta resulta ser mucho más eficiente y en costo suele ser menor.

1.12 Subestación eléctrica.

Las subestaciones eléctricas tienen como función realizar una transformación en la tensión. Que puede ser para aumentar o disminuir la tensión, y derivar circuitos de potencia.

También se puede realizar una clasificación de la alta tensión en base a su propósito o función; esta clasificación también se puede aplicar a las subestaciones, teniendo lo siguiente:



-Transmisión.

Comprende cualquier voltaje por arriba de los 230KV.

-Subtransmisión.

Abarca el rango de voltajes entre 230KV y 115KV.

-Distribución primaria.

Se encuentran voltajes menores de 115KV, hasta 23KV.

-Distribución secundaria.

Para esta se manejan voltajes menores de 23KV.

1.13 Conductores eléctricos.

Dentro de cualquier instalación eléctrica los elementos que conducen la corriente eléctrica, de las fuentes de alimentación a las cargas, o para la interconexión de los elementos de control, son los conductores.

Generalmente un conductor se conoce como un alambre de sección circular, pero puede tener varias formas como barras rectangulares o circulares o bien tubería de cobre, siendo también estos conductores.

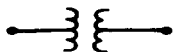
Los conductores mas empleados en las instalaciones son conductores de cobre o de aluminio, debido a su buena conductividad y a su bajo costo; pero los mejores materiales conductores son el oro y la plata pero no se emplean debido a su alto costo.

Si se compara el aluminio con el cobre, se encuentra que el aluminio es 16% menor conductor que el cobre, pero al ser el aluminio mucho más liviano resulta ser más económico; ya que a igualdad de peso, entre el aluminio y el cobre, el aluminio es cuatro veces más conductor que el cobre.

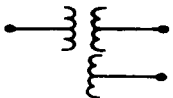
1.14 Simbología eléctrica.

Los símbolos son empleados para ejemplificar los elementos y equipos empleados dentro de alguna instalación, que puede ser eléctrica, hidráulica, etc. Dichos símbolos son empleados dentro de los diagramas de una manera representativa, para así evitar hacer un dibujo de cada elemento. A continuación se ilustran algunos de los símbolos:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE DOS DEVANADOS



TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE TRES DEVANADOS



INTERRUPTOR



CUCHILLA



INTERRUPTOR Y CUCHILLA



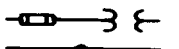
CUCHILLA DESCONECTADORA OPERADA CON MOTOR



CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA



TRANSFORMADOR DE CORIENTE



TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CON FUSIBLE DE PROTECCION



APARTARRAYOS



VOLTMETRO, AMPERMETRO, WATTMETRO, WATTHORIMETRO



GENERADOR

AUTO TRANSFORMADOR

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.15 Diagramas eléctricos.

Los diagramas son dibujos que conectan en forma simbólica, los elementos de cualquier tipo de instalación, empleando los símbolos correspondientes a cada elemento o componente. Los diagramas eléctricos se encuentran divididos en cuatro tipos que son:

1.15.1 Diagrama de bloques.

Este tipo de diagrama esta formado por un conjunto de rectángulos, dentro de los cuales se realiza una breve descripción de su función de cada uno de ellos: los rectángulos se conectan por medio de flechas que indican la dirección de la circulación de la corriente o el flujo de potencia.

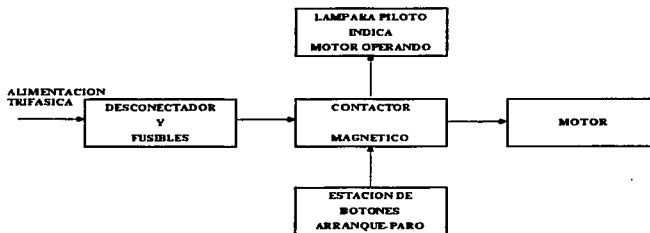


Figura 1.9 Diagrama de bloques

1.15.2 Diagrama de alambrado.

En este tipo de diagramas se muestra la conexión entre los componentes de un circuito, tomando en consideración el número de conductores, color y hasta la posición física de las terminales en algunas ocasiones.

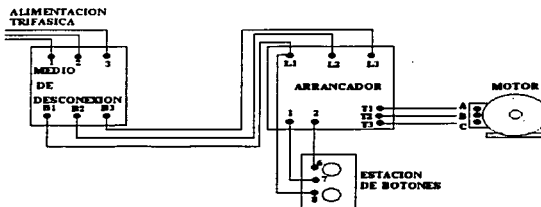


Figura 1.10

TESIS CON
FALLA DE URGEN

1.15.3 Diagrama esquemático.

En este tipo de diagrama se muestran todas las conexiones eléctricas entre las componentes, sin poner atención en la ubicación física o arreglo de sus terminales.

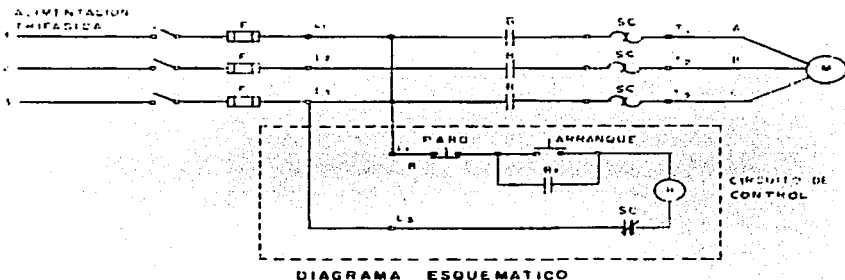


Figura 1.11

1.15.4 Diagrama unifilar.

Este tipo de diagrama es muy similar al diagrama de bloques, pero en este se hace el uso de los símbolos de cada componente para su ejemplificación; o bien, es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo, o línea, todo el equipo que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos.

Para elegir el diagrama unifilar a emplear, se deben de tomar en cuenta las características específicas de cada sistema eléctrico, así como la función que realiza la subestación en el sistema eléctrico. Dependiendo del diagrama que se elija dependerán los costos y área a ocupar de la subestación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

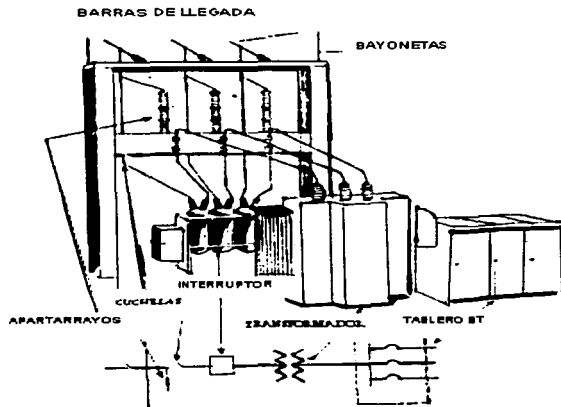


DIAGRAMA
UNIFILAR
Y SU
REPRESENTACIÓN
FÍSICA

Figura 1.12

CAPITULO 2

"TIPOS DE SUBESTACIONES".

2.1 Subestación eléctrica.

Una subestación eléctrica es un conjunto de equipos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema.

El punto de partida para la localización de una subestación se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

Localizado el terreno necesario, se procede a la obtención de los datos climatológicos de la región.

- a) Temperaturas, máxima y mínima.
- b) Velocidad máxima del viento.
- c) Altura sobre nivel del mar.
- d) Nivel sísmico.
- e) Nivel pluviométrico.
- f) Grado de contaminación.

La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona en KVA, más el incremento en el crecimiento, para los siguientes diez años, previendo el espacio necesario para las futuras aplicaciones.

Las tensiones normalizadas para un sistema de potencia en México son las siguientes:

Alta tensión 400, 230, 85 y 23 KV
Baja tensión 440, 220 y 127 V.

2.2 Clasificación de las subestaciones eléctricas.

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- a) Subestaciones variadoras de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en:

- a) Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 KV.

- b) Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 KV.
- c) Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 KV.
- d) Subestaciones de distribución secundaria. Debajo de 23 KV.

De acuerdo al tipo de construcción, éstas se pueden clasificar como:

- a) *Tipo intemperie.* Estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño y equipos capaces de soportar el funcionamiento de bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve e inclemencias atmosféricas diversas) por lo general se adoptan en los sistemas de alta tensión.
- b) *Tipo interior.* En este tipo de subestaciones los equipos que se usan están diseñados para operar en interiores.
- c) *Tipo blindado.* En estas subestaciones los equipos se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido en comparación con las construcciones de subestaciones convencionales. el diseño del blindaje o protección física debe ser instalado para prevenir el acceso a los conductores energizados de pájaros, otros animales, insectos o bien personas descuidadas; por lo general se utilizan en el interior de edificios que requieran de poco espacio para estas instalaciones.

Como se pudo observar, es difícil hacer una clasificación precisa de las subestaciones eléctricas, por tal, en forma global podemos considerar la siguiente clasificación:

- a) Por su operación.
 - 1. De corriente alterna.
 - 2. De corriente continua.
- b) Por su servicio.
 - 1. Primarias.
 - * Elevadoras
 - * Receptoras reductoras
 - * De enlace o de maniobra
 - * De switcheo o de maniobra
 - * Convertidoras o
 - * Rectificadoras.
 - 2. Secundarias
 - * Receptoras
 - ❖ Reductoras
 - ❖ Elevadoras
 - * Distribuidoras
 - * De enlace
 - * Convertidoras o
 - * Rectificadoras.
- c) Por su construcción.
 - 1. Tipo intemperie
 - 2. Tipo interior
 - 3. Tipo blindado

TESIS COM
 FALLA DE ORIGEN

2.3 Elementos constitutivos de una subestación.

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

- Elementos principales.
 1. Transformador.
 2. Transformadores de instrumento.
 3. Interruptor.
 4. Restaurador.
 5. Cuchillas desconectadoras.
 6. Relevadores.
 7. Apartarrayos.
 8. Tableros eléctricos.
 9. Capacitores.
 10. Divisores de voltaje.
 11. Barras colectoras.
 12. Sistema de tierras.
 13. Planta de emergencia.

- Elementos secundarios.
 1. Cables de potencia.
 2. Cables de control.
 3. Alumbrado.
 4. Estructura.
 5. Herrajes.
 6. Equipo de contraincendio.
 7. Equipo de filtrado de aceite.
 8. Trincheras, ductos, conductos, drenajes.
 9. Cercas.

Se puede mencionar que todos los elementos de una subestación eléctrica tienen una función que desempeñar y cada uno es importante de acuerdo a la ubicación que guardan dentro de la instalación, sin embargo es obvio que es necesario mencionar con cierto detalle aquellos elementos que por la función que desempeñan resultan de mayor importancia.

2.3.1 El transformador.

El transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir energía eléctrica de un circuito a otro, o bien por su costo con relación a las otras partes de la instalación.

El transformador es un dispositivo eléctrico que por inducción electromagnética transforma energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos, acoplado inductivamente a la misma frecuencia y cambiando usualmente los valores de tensión y corriente.

2.3.1.1 Partes principales del transformador.

Las principales partes que constituyen un transformador de potencia son:

1. Tanques.
2. Tubos radiadores.
3. Núcleo (circuito magnético).
4. Devanados.
5. Tanque conservador.
6. Indicador de nivel de aceite.
7. Relé de protección (Buchholz).
8. Tubo de escape.
9. Boquillas.
10. Puesta a tierra.
11. Conexión de los tubos radiadores.
12. Termómetro.
13. Base de rolar.
14. Refrigerante.

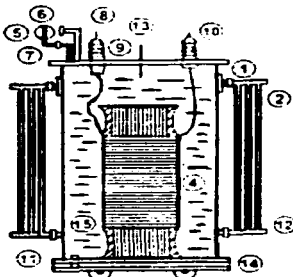


Figura 2.1 Partes esenciales del transformador

2.3.1.2 Clasificación de los transformadores.

Los transformadores se pueden clasificar por:

- a) La forma de su núcleo.
 1. Tipo núcleo.
 2. Tipo acorazado.
- b) Por el número de fases.
 1. Monofásico.
 2. Trifásico.
- c) Por el número de devanados.

1. Dos devanados.
 2. Tres devanados.
- d) Por el medio refrigerante.
1. Aire.
 2. Aceite.
 3. Líquido inerte.
- e) Por el tipo de enfriamiento.
1. Enfriamiento OA - Autoenfriados.
 2. Enfriamiento OW - Con enfriamiento por agua.
 3. Enfriamiento OW/A - Enfriados por agua y con enfriamiento propio.
 4. Enfriamiento OA/FA - Autoenfriados/ Enfriando por aire forzado.
 5. Enfriamiento OA/FA/FA - Autoenfriados/ Enfriando por aire forzado (primer paso) y de enfriando por aire forzado (segundo paso).
 6. Enfriamiento FOA - Enfriado por circulación forzada, del líquido en enfriadores de aire.
 7. Enfriamiento OA/FA/FOA - Autoenfriados/ Enfriamiento por aire forzado y de enfriamiento por circulación forzada del líquido en enfriadores de aire.
 8. Enfriamiento FOW - Por circulación forzada del líquido en enfriadores con agua.
- f) Por la regulación.
1. Regulación fija.
 2. Regulación variable con carga.
 3. Regulación variable sin carga.
- g) Por su operación.
1. De potencia.
 2. De distribución.
 3. De instrumento.
- h) Por su instalación.
1. Tipo poste (sólo de distribución).
 2. Tipo subestación.
- i) Por su servicio.
1. Para uso interior.
 2. Para uso intemperie.
 3. Para uso en atmósferas inflamables o explosivas.

2.3.1.3 Control del transformador.

Los parámetros que se deben controlar para mantener en buen estado el funcionamiento del transformador son los siguientes:

1. Temperatura del transformador.
La temperatura de un transformador se lee por medio de termómetros de mercurio.
2. Presión del transformador.
La presión en los transformadores se controla normalmente por medio de manómetros que pueden tener accionamiento automático.
3. Nivel de aceite o líquido.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El nivel de aceite se controla mediante indicadores de nivel que así mismo pueden tener accionamiento automático.

4. Rigidez dieléctrica del aceite.

La rigidez dieléctrica del aceite se controla tomando muestras periódicamente del aceite del transformador por medio de la válvula de muestra que se encuentra colocada por lo general en la parte inferior del transformador.

2.3.1.4 Conexiones de los transformadores.

Los primarios y los secundarios de cualquier transformador, pueden conectarse de cualquiera de las siguientes formas:

Conexión delta - delta.

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

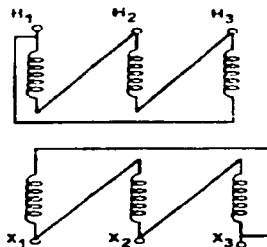


Figura 2.2

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Conexión estrella - estrella.

Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas ya que se disminuye la cantidad de aislamiento.

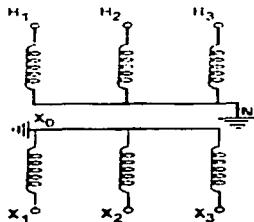


Figura 2.3

Conexión delta - estrella.

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

Conexión estrella - delta.

Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir voltajes. En sistemas de distribución es poco usual.

Conexión delta abierta - delta abierta.

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

2.3.1.5 Autotransformador.

Es un dispositivo eléctrico estático que transfiere energía de ciertas características de un circuito a otro con características diferentes, por conducción eléctrica e inducción electromagnética, manteniendo la frecuencia constante.

El autotransformador tiene un circuito magnético y, a diferencia del transformador, sus circuitos eléctricos están unidos entre sí.

Se utiliza cuando la relación de transformación es menor de dos. Son más baratos que los transformadores equivalentes y sus características generales son las siguientes:

- a) Menor tamaño, peso y costo.
- b) Como la impedancia entre primario y secundario es menor que en un transformador, se presenta una posibilidad mayor de fallas.
- c) Debido a que sólo existe una bobina, el devanado de baja tensión también debe soportar las sobretensiones que recibe el devanado de alta tensión.
- d) Las conexiones en el primario y el secundario deben ser siempre iguales o sea estrella - estrella o delta - delta; esta última no es muy usual.

2.3.1.6 Transformadores en paralelo.

Se entiende que tienen operación en paralelo aquellos transformadores cuyos primarios están conectados en a una misma fuente y los secundarios a una misma carga.

Las razones por las que los transformadores se emplean en esta forma son las siguientes:

1. Se conectan transformadores en paralelo cuando las capacidades de generación no son muy elevadas y se requeriría un transformador demasiado grande.
2. Para lograr un incremento en la capacidad de una instalación, frecuentemente se presenta el aumento de carga, por lo que es necesario aumentar esa capacidad. En vez de comprar un transformador más grande, se instala en paralelo con el ya existente otro de capacidad igual a la nueva demanda; esto resulta económicamente más conveniente.
3. Para dar flexibilidad de operación a un sistema.

Para la operación de transformadores en paralelo son necesarios los siguientes requisitos:

1. Igual relación de transformación.
2. Voltajes iguales en el lado primario y secundario.
3. Las relaciones de resistencia y reactancias deben ser equivalentes.

2.3.2 Transformadores de instrumento.

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

Como los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están contruidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes; se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los transformadores de instrumento tienen diferente precisión de acuerdo con el empleo que se les dé. A esta precisión se le denomina clase de precisión y se selecciona de acuerdo con la siguiente tabla:

| CLASE | UTILIZACIÓN |
|-------|--|
| 0.1 | Los pertenecientes a esta clase son generalmente transformadores patrones empleados en laboratorios para calibración. |
| 0.2 | Los de esta clase pueden emplearse como transformadores patrones o para alimentar instrumentos que requieran mucha precisión, como son instrumentos registradores, controladores, etc. |
| 0.5 | Los de esta clase se emplean comúnmente para alimentar instrumentos de medición normal, como son los amperímetros, voltímetros, wattmetros, etc. |
| 3 | Los pertenecientes a esta clase son empleados normalmente para alimentar instrumentos de protección como son relevadores. |

Tabla 2.1

2.3.2.1 Transformadores de corriente.

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de servicio de hasta 25KV, y con aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior y para tensiones medias se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya se utilizan aislamientos a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas. Para altas tensiones se continúan utilizando aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana.

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

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

2.3.2.2 Transformador de potencial.

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria. Desarrollan dos funciones:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

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

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

El voltaje en el devanado secundario es normalmente de 127 V.

2.3.3 Interruptores.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales y bajo condiciones de corto circuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

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

El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales:

- Parte activa.

Esta constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

- Parte pasiva.

Esta formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite. (si el interruptor es de aceite), en los que se aloja la parte activa.

En sí, la parte pasiva desarrollan las siguientes funciones:

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

- Accesorios.

Se consideran como tales las siguientes partes:

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

El accionamiento de los dispositivos de control puede ser de tipo neumático, electrohidráulico o de resorte.

Los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos:

1. Gran volumen de aceite.

Los interruptores de grandes capacidades con gran volumen de aceite originan fuertes presiones internas que en algunas ocasiones pueden provocar explosiones. Para disminuir estos riesgos se idearon dispositivos donde se forman las burbujas de gas, reduciendo las presiones a un volumen menor. Estos dispositivos reciben el nombre de cámaras de extracción y dentro de estas cámaras se extingue el arco. El procedimiento de extinción es el siguiente:

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

En la figura 2.4 se ilustra el diagrama de un interruptor de gran volumen de aceite con cámara de extinción.

| | |
|--|---|
| Boquillas de conexión al circuito..... | 1 |
| Contactos fijos..... | 2 |
| Cámara de extinción..... | 3 |
| Contactos móviles con su vástago..... | 4 |
| Recipiente..... | 5 |
| Aceite..... | 6 |

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

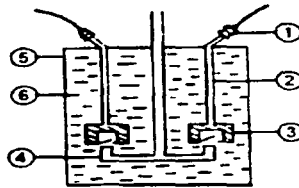


Figura 2.4

2. Pequeño volumen de aceite.

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

El funcionamiento de este interruptor es el siguiente:

- Al ocurrir una falla se desconecta el contacto móvil originándose un arco eléctrico.
- A medida que sale el contacto móvil se va creando una circulación de aceite entre las diferentes cámaras que constituyen el cuerpo.
- Al alcanzar el contacto móvil su máxima carrera el aceite que circula violentamente extingue el arco por completo.
- Los gases que se producen escapan por la parte superior del interruptor.

En la figura 2.5 se ilustra el interruptor de pequeño volumen de aceite.

| | |
|--------------------------|---|
| Parte externa..... | 1 |
| Cuerpo de la cámara..... | 2 |
| Contacto móvil..... | 3 |
| Contacto fijo..... | 4 |
| Aceite..... | 5 |

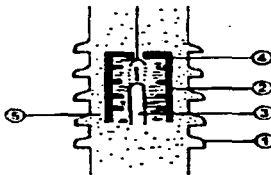


Figura 2.5

3. Neumáticos.

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

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, lo cual produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores.

4. Hexafluoruro de azufre.

Son interruptores cuya cámara de extinción opera dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF_6), éste es un gas que presenta ciertas características particulares para la extinción del arco debido a que reúne dos requisitos fundamentales:

- a) Un elevado valor de rigidez dieléctrica.
- b) Una elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica cuando se pierde durante la interrupción a causa del arco eléctrico.

La rigidez dieléctrica del SF_6 a la presión de atmosférica es dos o tres veces mayor que la del aire.

5. Vacío.

En los interruptores en vacío los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. El contacto fijo esta sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también esta sellado al otro extremo de la cámara y que, en lugar de deslizarse se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material que parece ser una aleación del latón.

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

2.3.4 Restauradores.

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

Un restaurador tiene sus tres contactos dentro de un mismo tanque, opera en forma semejante a un interruptor trifásico, ya que sus contactos móviles son accionados por un vástago común, conectando y desconectando en forma simultanea.

El proceso de apertura y recierre es el siguiente:

1. Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza y actúa sobre un trinquete mecánico que hace caer a los contactos móviles.
2. Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápida. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de recierre que se encuentra calibrada para operar con un cierto intervalo.
3. La bobina de recierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles, conectándose nuevamente con los contactos fijos.
4. Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado y preparado para otra falla; si la falla es permanente repetirá todo el proceso anterior hasta quedar fuera según sea el número de recierres para el cual se ha calibrado.

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

2.3.5 Cuchillas desconectoras.

Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptiva casi nula.

Su empleo es necesario en los sistemas ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.

Las cuchillas desconectoras en particular deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura.
- Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla y en particular de los contactos.
- Soportar por un tiempo especificado (generalmente un segundo) los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto circuito.
- Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar sin posibilidad de que se presenten falsos contactos aún en condiciones atmosféricas desfavorables como puede ser por ejemplo la presencia de hielo.

Las cuchillas desconectoras pueden tener formas y características constructivas que tienen variantes en base a la tensión de aislamiento y a la corriente que deben conducir en condiciones normales, pudiéndose distinguir:

1. Cuchillas unipolares.

En este seccionador en la posición cerrada la navaja se encuentra insertada en un contacto que está aprisionando fuertemente la navaja para garantizar un buen contacto eléctrico.

Puede haber una o más navajas según sea la corriente nominal que conducen, por lo general se emplean en baja tensión y en tensiones medias con corrientes hasta de 1500 Amperes.

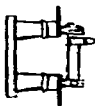


Figura 2.6 Cuchilla desconectadora unipolar.

2. Cuchillas tripolares.

Son básicamente el mismo tipo de cuchillas unipolares pero el mando es tal que se accionan las tres fases simultáneamente.

3. Cuchillas unipolares de rotación.

Estas pueden tener un perno control o bien con interrupción doble o pueden existir de interrupción simple con columna central giratoria, son utilizadas por lo general en sistemas de alta tensión con corrientes hasta de 2000 Amperes.



Figura 2.7 Cuchilla desconectadora unipolar de rotación.

4. Cuchillas desconectoras tripolares giratorias.

Son casi igual a las giratorias unipolares, pero emplean mando tripolar para accionamiento simultaneo de los tres polos, por lo general se usan en 85 y 230 KV.

5. Cuchillas desconectoras de apertura vertical.

En estas cuchillas se tiene un giro del orden de 110° de la columna central del aislador, la apertura se realiza en dos tiempos por medio de un giro de 60° de la cuchilla (navaja) que gira sobre su propio eje y un movimiento vertical de la otra navaja en forma propia. Los puntos de contacto son antihielo y a prueba de contaminación. Se usan en sistemas de 85 a 230 KV.



Figura 2.8 Cuchilla desconectadora de apertura vertical.

6. Cuchillas desconectadoras tipo pantógrafo.

Se construyen en general del tipo monopolar siendo su elemento de conexión del tipo pantógrafo de donde viene su nombre. el cierre del circuito se obtiene levantando el contacto móvil que se encuentra sobre el pantógrafo conectándose al contacto fijo que se monta sobre el cable o sistema de barras de la subestación, su empleo es importante en las subestaciones y por otro lado presenta la ventaja de que pueden ser inspeccionadas sin poner fuera de servicio esa parte de la instalación.



Figura 2.9 Cuchilla desconectadora tipo pantógrafo.

Para la mayoría de los tipos de cuchillas mencionadas se tienen básicamente las siguientes formas de accionamiento:

- Manual directo o con pértiga.
- Manual con mando por varilla y palanca o manivela.
- A control remoto accionadas por motor eléctrico o bien en forma neumática.

2.3.6 Relevadores.

El relevador es un dispositivo que provoca un cambio brusco en uno o más circuitos eléctricos de control, cuando la cantidad o cantidades medidas a las cuales responde cambian de una manera predeterminada.

Los relevadores se dividen en cuatro grupos:

- a) Relevador de protección. La función de este relevador es la de detectar fallas en líneas o aparatos, o bien otro tipo de condiciones indeseables, e incitar o permitir una apropiada

desconexión al dar una adecuada señal de alarma. Estos relevadores se llaman de "alta velocidad" cuando su tiempo de operación no excede de tres ciclos en frecuencias de 60 c.p.s. y de "baja velocidad" cuando operan en más de tres ciclos.

- b) Relevador auxiliar. El relevador auxiliar es usado para asistir en el desarrollo de sus funciones a los relevadores de protección, como respaldo.
- c) Relevador regulador. Es un regulador cuya función es detectar la variación no deseada de la cantidad medida o variable controlada, y restaurar la cantidad dentro de los límites deseados o establecidos con anterioridad.
- d) Relevador verificador. Es aquel cuya función es verificar las condiciones del sistema de fuerza con respecto a límites prescritos indicando operaciones automáticas o permitiéndolas, además de abrir un interruptor durante las condiciones de falla.

Los relevadores y otros aparatos para protección de corto circuito, excepto fusibles y elementos de acción térmica en interruptores de bajo voltaje, se basan fundamentalmente en dos principios de operación:

1. Atracción electromagnética.
2. Inducción electromagnética.

Existen diferentes de tipos de relevadores usados en la protección de los sistemas de potencia normalmente accionados por señal eléctrica y eventualmente por algún otro tipo de elemento como son los relevadores accionados por presión o temperatura, en particular para los sistemas de potencia se emplean relevadores accionados eléctricamente.

Estos relevadores se pueden clasificar de acuerdo a diferentes formas:

- a) De acuerdo a la naturaleza de la cantidad actuante a la cual el relevador responde: de corriente, voltaje, frecuencia, y la dirección de éstos responde a una señal específica.
- b) De acuerdo al método por el cual el relevador actúa sobre el interruptor puede ser de acción directa cuyos elementos actúan directamente en forma mecánica para operar al interruptor y de acción indirecta cuyo elemento de control actúa sobre una fuente auxiliar para operar al interruptor.
- c) De acuerdo a la función del esquema de protección los relevadores se pueden clasificar como principales y auxiliares.
- d) De acuerdo a la conexión de sus elementos de conexión los relevadores primarios son aquellos cuyos elementos de detección se conectan directamente en el circuito o elemento que protegen y relevadores secundarios aquellos que se conectan a través de transformadores de potencial o de corriente.

2.3.7 Apartarrayos.

Son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalances de sistemas.

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales: comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

predeterminado, convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente.

Los apartarrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entran en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido, superior a la tensión máxima del sistema.

2.3.8 Tableros eléctricos.

Los tableros de una subestación tiene por objeto soportar los aparatos de control, protección y medición, el diagrama sinóptico (bus mimico) y los indicadores luminosos de posición.

Existen diferentes tipos de tableros:

- a) *Tableros de un solo frente.* En subestaciones pequeñas se pueden montar los aparatos de control y de protección en un mismo tablero de un solo frente. Este tipo de instalación se encuentra en subestaciones antiguas. Actualmente esta disposición ya no se realiza en las nuevas subestaciones, debido al mayor tamaño de las mismas y a la mayor complejidad tanto de las protecciones como de la automatización, que hacen conveniente utilizar otros tipos de disposición más funcionales.
- b) *Tableros dúplex.* En el arreglo de tipo dúplex, que es una disposición muy usada en los Estados Unidos, y que se adapta a las subestaciones de tamaño medio, los dispositivos de mando y los aparatos indicadores van montados en un tablero frontal y los relevadores de protección en un tablero posterior. La desventaja de esta disposición consiste en que la longitud de los tableros de mando resulta más grande que en el caso de la disposición siguiente.
- c) *Tableros separados para el mando y los relevadores.* En este tipo de instalación se montan los dispositivos de mando, el diagrama sinóptico, los indicadores luminosos de posición y los aparatos de medición indicadores en un tablero fácilmente visible y accesible para el operador. Los relevadores de protección se montan en tableros separados, colocados ya sea en otra sección del edificio central de tableros, en otro frente de tableros colocados atrás del frente de tableros de mando, o bien, en casetas colocadas en las proximidades de equipo de alta tensión.
- d) *Tableros tipo mosaico para el mando.* El arreglo de tableros tipo mosaico para el mando es conveniente en subestaciones operadas a control remoto y donde los relevadores de protección se montan en tableros separados, colocados en otra sección del edificio de tableros o bien en casetas colocadas en las proximidades del equipo de alta tensión.

La ventaja de esta disposición consiste en que los dispositivos de mando, el diagrama sinóptico, los indicadores luminosos de posición y los aparatos de medición son de tamaño reducido lo cual hace que el tablero de mando sea sumamente compacto.

2.3.9 Capacitores.

Son unos dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño, herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán.

Se fabrican en unidades monofásicas y en unidades trifásicas. Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de distribución de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

En las instalaciones industriales y de potencia, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos de capacitores.

2.3.10 Divisor de voltaje.

Es un dispositivo utilizado para medición o protección en los sistemas eléctricos como elemento primario de detección. Desde el punto de vista de su construcción estos pueden ser resistivos o capacitivos; aún cuando en aplicaciones específicas en sistemas eléctricos de potencia normalmente se emplean en sistemas de alta tensión (115 - 400 KV) y por lo general son del tipo capacitivo. A estos divisores se les conoce también en algunos lugares como transformadores capacitivos.

2.3.11 Barras colectoras.

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras, pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación.

Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- a) Conductores eléctricos.
- b) Aisladores: Que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- c) Conductores y herrajes: Que sirven para unir un tramo de conductor con el siguiente y para sujetar el conductor al aislador.

El diseño propio de las barras colectoras, implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace en base a los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras, y de acuerdo a las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc., la selección final de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

2.3.11.1 Barras.

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que llamaremos barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos se componga el circuito ya sea que tenga corriente alterna o directa.

2.3.11.2 Tipos de barras.

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

1. Cables.

El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más comúnmente usado. También se han usado conductores de un solo alambre, en subestaciones de pequeña capacidad.

Las principales ventajas del uso de cable son las siguientes:

- a) Es el más económico de los tres tipos.
- b) Se logran tener claros más grandes.

Sus desventajas son:

- a) Se tienen mayores pérdidas por efecto corona.
- b) También se tienen mayores pérdidas por efecto superficial.

Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales.

2. Tubos

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones instaladas en zonas urbanas.

El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere de estructuras más ligeras. Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio. Las principales ventajas del uso de tubo son las siguientes:

- a) Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- b) Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez.
- c) Facilidad en la unión entre dos tramos de tubo.
- d) Reduce las pérdidas por efecto corona.
- e) Reduce las pérdidas por efecto superficial.
- f) Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.

Las desventajas del uso de tubo son las siguientes:

- a) Alto costo del tubo en comparación con los otros tipos de barras.
- b) Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.

3. Solera.

La forma de barra más comúnmente usada para llevar grandes cantidades de corriente (especialmente en interiores), es la solera de cobre o de aluminio. Las principales ventajas del uso de soleras son las siguientes:

- a) Es relativamente más económica que el tubo.
- b) Tiene excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación en comparación con su sección transversal, especialmente en posición vertical.

Las principales desventajas son las siguientes:

- a) Baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de corto circuito.
- b) Mayores pérdidas por efecto superficial y de proximidad cuando se conduce corriente alterna.
- c) Requiere de un número mayor de aisladores soporte.

2.3.12 Sistema de tierras.

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

1. Fijar el nivel de potencial de todas las masas metálicas con respecto al suelo.
2. Proteger las máquinas y los aparatos de las sobretensiones.
3. Asegurar la protección del personal en lo que se refiere a los peligros de la corriente eléctrica.

Con respecto a su funcionalidad los sistemas de tierra se clasifican como sigue:

a) Sistemas de tierra de protección.

Tienen la misión de limitar el valor de la tensión contra tierra de aquellas partes del sistema eléctrico que no deben ser mantenidas ni en tensión ni aisladas y con las cuales se puede poner en contacto el personal (por ejemplo: carcasa de una máquina eléctrica, herrajes o fierros de sostén de los aisladores, secundario de los transformadores de medida, sostenes de la línea eléctrica, etc.).

b) Sistemas de tierra de funcionamiento.

Sirven para poner a tierra, por necesidad de funcionamiento, determinados puntos del circuito eléctrico (neutro de generadores y transformadores, apartarrayos, etc.).

c) Sistemas de tierra de trabajo.

Son sistemas de tierra de protección con carácter provisional, efectuados para poner a tierra parte de una instalación eléctrica, normalmente en tensión, a los cuales se debe llegar para efectuar un trabajo o reparación.

Los sistemas de tierra están constituidos por los siguientes elementos:

- a) Conductores. Los conductores utilizados en los sistemas de tierra son de cable cobre de calibres arriba de 4/0 AWG dependiendo del sistema que se utilice, se utiliza el cobre por su mejor conductividad.
- b) Electrodo. Son las varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirven para encontrar zonas más húmedas (con menor resistividad eléctrica).
- c) Conectores y accesorios. Son aquellos elementos que nos sirven para unir a la red de tierras, los electrodos, los cables, las estructuras, etc.

2.3.13 Planta de emergencia.

Existe gran cantidad de instalaciones eléctricas que cuentan con una planta de emergencia para protegerse contra posibles fallas en el suministro de energía eléctrica. Normalmente en todos aquellos lugares de uso público (especialmente en hospitales), se requiere de una fuente de energía eléctrica que funcione mientras la red suministradora tenga caídas de voltaje importantes, fallas en alguna fase o interrupciones del servicio.

Las plantas de emergencia constan de un motor de combustión interna acoplado a un generador de corriente alterna. El cálculo de la capacidad de una planta eléctrica se hace en función de las cargas que deben operar permanentemente. Estas cargas deberán quedar en un circuito alimentador y canalizaciones independientes.

La conexión y desconexión del sistema de emergencia se hace por medio de interruptores (manuales o automáticos) que transfieren la carga del suministro normal a la planta de emergencia. Las plantas automáticas tienen sensores de voltaje que detectan la ausencia de voltaje (o caídas más debajo de cierto límite) y envían una señal para que arranque el motor de combustión interna, cuyo sistema de enfriamiento tiene intercalada una resistencia eléctrica que lo mantiene caliente mientras no está funcionando.

2.4 Diagramas de conexiones de las subestaciones eléctricas.

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos.

El diseño de una instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona en el presente y con proyección a un futuro de mediano plazo.

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

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

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

Los criterios que se utilizan para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado y económico de una instalación, son los siguientes:

- a) Continuidad del servicio.
- b) Flexibilidad de operación.
- c) Facilidad para dar mantenimiento al equipo.

d) Cantidad de equipo eléctrico necesario.

Para asegurar la continuidad del servicio deben tomarse las disposiciones necesarias para hacer frente a una falla en algún elemento del sistema. A continuación se mencionan las principales disposiciones:

- a) Disponer de la reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida de servicio, o indisponibilidad de cierta capacidad de generación.
- b) Disponer de un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que ha sufrido una avería.
- c) Diseñar el sistema de manra que la falla y desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.
- d) Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.
- e) Disponer de los medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando éstas no han podido ser evitadas.

Por lo que hace a la topología de los sistemas, éstos se pueden clasificar en tres tipos: radial, anillo y red.

En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una avería en la alimentación produce una interrupción del suministro.

Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro.

Con una red se aumenta el número de interconexiones y consecuentemente la seguridad del servicio.

2.4.1 Arreglo de interruptor y medio.

Este esquema es muy utilizado en el lado de alta tensión de las subestaciones de potencia, especialmente en aquellas de interconexión que forman parte de un sistema de anillo debido a que ofrece alta continuidad de servicio.

En condiciones de operación, todos los interruptores están cerrados pero en caso de falla de una barra, opera su protección correspondiente transfiriendo su carga a la otra sin desconectar ninguna línea, ni algún transformador. Para efectos de mantenimiento en cualquier interruptor, éste se puede realizar sin afectar la continuidad del servicio. En las figuras 2.10 y 2.11 se muestra el arreglo descrito en 85 y 230 KV para subestación convencional y en SF6.

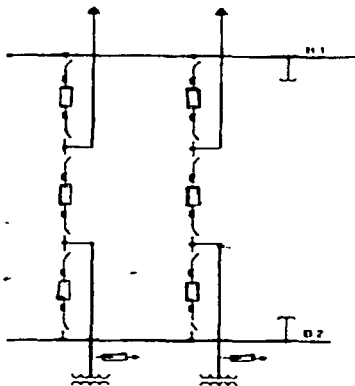


Figura 2.10 Interruptor y medio en 85 y 230 KV, Convencional.

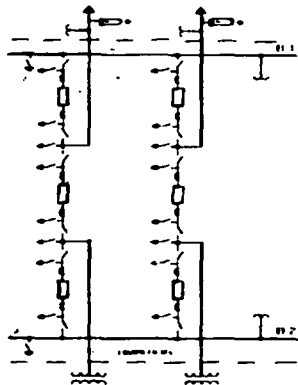


Figura 2.11 Interruptor y medio 230 KV, SF6

2.4.2 Arreglo de anillo en alta tensión.

Consiste en instalar tantos interruptores como circuitos sean requeridos, instalando cada interruptor entre dos circuitos de tal manera que cada circuito este asociado a dos interruptores como se muestra en la figura 2.12.

Este arreglo no tiene la misma flexibilidad que el de interruptor y medio puesto que utiliza menor cantidad de interruptores, sin embargo esta alternativa es aplicable en donde no se cuenta con espacio suficiente, o bien cuando no se tiene suficiente equipo. Para ciertas aplicaciones, este arreglo puede ser la etapa inicial de un interruptor y medio.

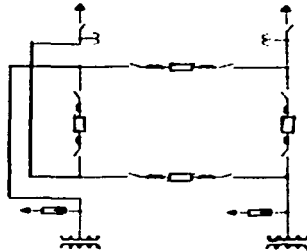


Figura 2.12 Anillo en 85 y 230 KV convencional..

2.4.3 Arreglo de doble barra con amarre.

Es uno de los arreglos más utilizados y se caracteriza porque la mitad de los elementos (líneas y bancos) se conectan a cada barra. Se utiliza tanto en 85 KV como en 230 KV en forma convencional como se muestra en la figura 2.13, o en hexafluoruro de azufre como se muestra en la figura 2.14. No tiene alta continuidad de servicio ya que para el mantenimiento de cualquier interruptor se debe desconectar la línea o transformador correspondiente.

En condiciones normales de operación el arreglo opera con el interruptor de amarre cerrado por lo que en caso de falla en una de las barras, permanece funcionando la subestación a la mitad de su capacidad mientras se efectúan las maniobras de apertura y cierre de cuchillas para transferir los elementos a las barras de servicio y reparar las barras dañadas.

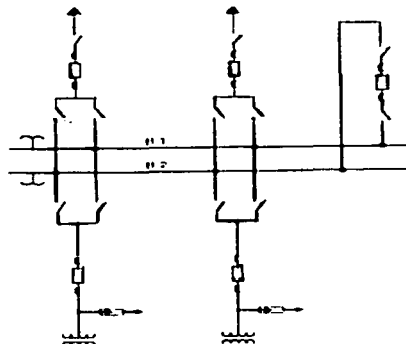


Figura 2.13 Doble barra con amarre en 85 y 230 KV convencional.

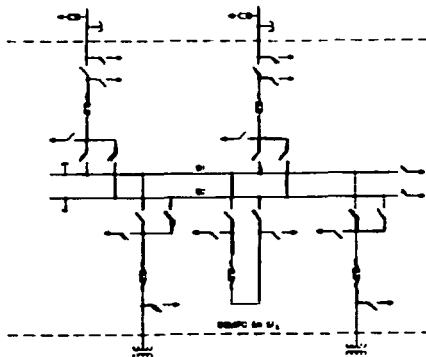


Figura 2.14 Doble barra con amarre en 85 y 230 KV, SF6.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.4.4 Arreglo en anillo para 23 KV.

Es un arreglo que se puede utilizar tanto en anillo sencillo como en anillo doble y con objeto de realizar un cuadro comparativo, en la figura 2.15 se muestra el diagrama unifilar del anillo doble exclusivamente. Es muy flexible para su operación y ofrece total continuidad de servicio, aún cuando por falla o mantenimiento, un transformador quede fuera de servicio, ya que en caso de falla de cualquier circuito, se abren los interruptores adyacentes y se cierran los enlaces con lo cual se restablece inmediatamente el servicio. Para efectos de mantenimiento de algún interruptor, el alimentador respectivo se transfiere al circuito adyacente a través del interruptor de enlace. Este arreglo puede realizarse en forma convencional o con gabinetes blindados como se muestra en figura 2.16.

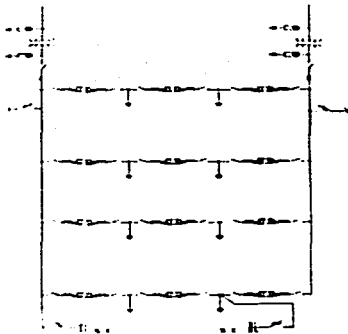


Figura 2.15 Anillo en 23 KV convencional.

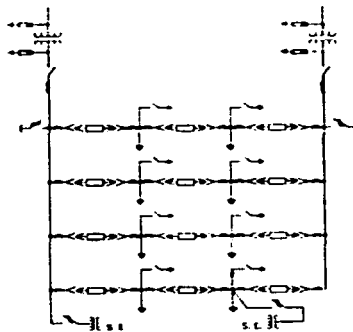


Figura 2.16 Anillo en 23 KV con gabinetes blindados.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO 3

"AISLAMIENTO EN LA RED ELECTRICA".

3.1 Introducción a la coordinación del aislamiento.

Dentro de las instalaciones eléctricas pueden presentarse muchas fallas, algunas por causas internas o propias del sistema, y otras por causas externas o ajenas a la instalación. Para cada una de estas deben tomarse las medidas necesarias para la protección del sistema. Por ejemplo si existiera un corto circuito dentro de la instalación podría optarse por realizar una protección por medio de relevadores, y si se presenta una falla a causa de alguna sobretension se emplearía la protección por medio de la coordinación del aislamiento.

Las sobretensiones son peligrosas para cualquier maquina, conductor o equipo eléctrico, y son aun más peligrosas cuando los valores de estas se incrementan por arriba de las tensiones de prueba. Con lo anterior se puede observar que la coordinación del aislamiento se ve condicionada por la sobretensión que se presenta en el sistema eléctrico.

La coordinación del aislamiento es simplemente la ordenación de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, para que al presentarse alguna sobretensión esta se descargue a través del elemento adecuado, considerando todas las mediadas necesarias para evitar fallas en el sistema y que este no se vea interrumpido y se llegue a cortar el suministro de energía eléctrica.

3.2 Aislamientos.

Los aislamientos o materiales aislantes tienen la característica de que presentan gran resistencia, por lo tanto tienen gran oposición al paso de la corriente eléctrica; existen muchos materiales y cada uno de ellos posee diferente rigidez dieléctrica, ósea, soportan en mayor o menor proporción un cierto voltaje, sin que dicha rigidez dieléctrica se rompa y entonces se convierta en un medio o elemento conductor.

El aislamiento de una instalación debe soportar la tensión o esfuerzo dieléctrico que se le aplica. Por lo tanto, los aislamientos son materiales o arreglos de materiales capaces de cumplir con esta función. Los materiales aislantes se dividen en tres grupos:

- Líquidos
- Sólidos
- Gaseosos

Dentro de los niveles de extra y ultra alta tensión, el aislamiento que desempeña un papel predominante es el aire, y este cambia de características dependiendo de la contaminación que exista en las diferentes zonas geográficas.

De los aislantes líquidos el más importante es el aceite, el cual se caracteriza por que su relación de impulsión es muy elevada, aun cuando las ondas tengan larga duración. El

aceite en paralelo con el aire presenta grandes ventajas, en lo que a la tensión de choque se refiere, lo cual se observa claramente en los transformadores. Además, los aislantes impregnados de aceite presenten gran rigidez dieléctrica.

3.2.1 Aislantes líquidos.

Estos elementos se caracterizan por tener una rigidez dieléctrica muy alta, por lo que los hace buenos aislantes, y su función principal es la de proteger a los aislantes sólidos de la humedad, aire y la transmisión de calor por convección.

Algo muy importante de los interruptores en aceite, es la propiedad que tienen de absorber cantidades bastante grandes de calor vaporización y descomposición; desempeñando un papel fundamental para extinción del arco eléctrico, además de la gran resistencia que posee a las tensiones de choque.

Los aislantes líquidos presentan dos tipos de características que son: físicas y dieléctricas.

Dentro de las características físicas que tienen los aislantes líquidos se tienen: la viscosidad, el coeficiente dieléctrico, conductividad térmica, calor específico y constante dieléctrica; todas ellas dependen de la constitución química de los elementos aislantes que integran al aislante.

Y sus características dieléctricas son: su rigidez dieléctrica que dependerá de las impurezas disueltas en el líquido, sustancias fibrosas o gotas de agua que aparezcan durante la fabricación o uso.

Dentro de los aislantes líquidos se tienen los siguientes:

1) Hidrocarburos:

Aceites de metano.
Aceites de nafta.
Aceites naftametanos.

2) Hidrocarburos aromáticos clorados.

Ascarel.
Pyramol.
Aceites Pesados.

3) Hidrocarburos fluorados.

4) Aceites de silicona.

5) Aislantes líquidos como el aceite de ricino.

3.2.2 Aislantes sólidos.

Los aislantes sólidos son de suma importancia en las instalaciones eléctricas de transmisión y distribución, sin dejar a un lado su aplicación en baja y media tensión. Su importancia radica en que la vida de una máquina se ve afectada por la vida de sus aislamientos.

Dentro de los aislantes sólidos se tienen:

- Materiales cerámicos, vidrio y cuarzo.

Porcelana: este se emplea en aisladores de alta y baja tensión, para altas y bajas frecuencias, en piezas aislantes, condensadores, tubos de protección para aislamientos térmicos y también en bujías de encendido.

Compuestos de titanio: este elemento se emplea en la fabricación de condensadores de alta frecuencia, su característica principal es su alta constante dieléctrica, lo cual depende del predominio de dióxido de titanio.

Oxicerámica: su uso es principalmente en la fabricación de bujías de encendido, como tubos aislantes y protección de elementos térmicos.

Vidrio: sus aplicaciones más importantes son en los aisladores, electrofiltros, componentes, tubos de descarga, rectificadores y aparatos de alta frecuencia.

- Materiales fibrosos papel, tejidos y madera.

Papel: dentro de la alta tensión los materiales fibrosos más utilizados son el papel de celulosa y sus similares como papeles a base de otras materias primas, combinación de papel con otros aislantes y papel en aceite mineral.

Fibras textiles. En las altas tensiones se emplean elementos como tejidos de algodón, seda poco gruesa, fibras sintéticas, poliéster (el cual es más resistente a la humedad y al envejecimiento), tejidos de vidrio para soportar temperaturas superiores a 120° y también se emplean papeles y telas barnizadas.

Madera: se emplea como material aislante por sus cualidades mecánicas y facilidad de ser tratada, se emplea barnizada o cocida con aceites.

Mica: su empleo se debe a las ventajas que posee, como son sus excelentes características dieléctricas y su gran resistencia al calor.

Barnices aislantes: los barnices son empleados por su gran resistencia al envejecimiento, al agua, a agentes químicos y a su flexibilidad.

3.2.3 Aislantes gaseosos.

Para que la corriente eléctrica circule en cualquier medio, es necesario que dentro de estos medios existan portadores de electricidad. El vacío carece de portadores de electricidad y solo existirá circulación de corriente si por medio externos se proporcionan dichos portadores.

Los factores generales que determinan la ruptura de la rigidez dieléctrica de los gases son:

- Tipo de gas.
- Tipo de tensión.
- Forma y material de los electrodos.
- Presión.
- Parámetros atmosféricos.

Cuando se tiene como aislante eléctrico al aire, se puede presentar algo que se conoce como efecto corona y se origina cuando el campo eléctrico excede la rigidez dieléctrica y por lo tanto dicha rigidez se rompe; la ruptura dependerá de ciertos factores como la tensión, temperatura, densidad relativa del aire presencia de vapor de agua, etc. Este fenómeno también se puede presentar en cualquier tipo de gas.

Dentro de las altas tensiones el gas más empleado es el aire, pero existen otros gases que tienen una mayor rigidez dieléctrica que este, los gases deben satisfacer ciertos requisitos para emplearse como aislantes algunos de estos son: ausencia de elementos corrosivos, incombustibilidad, buena conductividad térmica, entre otros. Dentro de los gases más empleados como aislantes, además del aire, son:

- Tetracloruro de carbono (CCl_4) y
- Hexafluoruro de azufre (SF_6)

3.3 Tipos de aislamientos.

Los aislamientos se pueden clasificar de dos formas, dependiendo sus características o bien dependiendo su ubicación; dentro de la primera se pueden agrupar como Aislamientos Autorrestaurables y Aislamientos No Autorrestaurables, y para la segunda como Aislamientos Internos y Aislamientos Externos.

3.3.1 Aislamientos Autorrestaurables.

Este tipo de aislamiento pertenece al grupo de los materiales aislantes, que después de una descarga disruptiva recuperan totalmente sus propiedades dieléctricas. Dicho

concepto se ha tomado, generalmente, para los aislamientos externos como son: el aire, las boquillas de los transformadores, interruptores, etc. Pero también se aplica para algunas cavidades cerradas como aquellas llenas de Hexafloruro de azufre, que son equipos encapsulados.

Las fallas en dichos elementos ocurren, principalmente, como consecuencia de la contaminación de los aisladores; la ruptura del aislador ocurre a través del aire y a lo largo del aislador, sin perforar la superficie del mismo.

Los aislamientos autorrestaurables están sujetos a variaciones y casualidades de tipo estadístico. Si es necesario saber si un aislante específico soporta una tensión determinada, es necesario exponer al objeto en cuestión a diferentes pruebas, que se encuentran dictaminadas por las normas de cada país.

3.3.2 Aislamientos No Autorrestaurables.

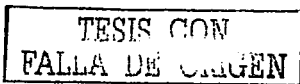
Este tipo de aislamiento se caracteriza por que después de una falla no recuperan totalmente sus propiedades dieléctricas. Estos tipos de aislamientos se encuentran en los devanados de un transformador, de un generador; o bien en las cadenas de los aisladores de porcelana, vidrio, etc. Este tipo de aislamiento, por lo general, es de tipo interno pero y también hay de tipo externo.

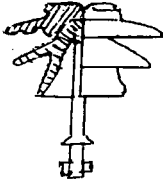
Este tipo de aislamientos no se pueden exponer a los ensayos de fundamento estadístico, lo cual resulta imposible establecer una tensión estadística de ruptura. Para obtener información confiable se deben de someter a ciertos ensayos realizados, de acuerdo con diferentes normas, aplicándole un número reducido de impulsos de maniobra o atmosféricos.

3.3.3 Aislamientos externos.

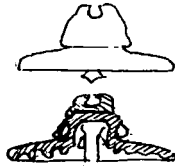
Son aquellos aislamientos que sus características dependen de las condiciones atmosféricas que son: presión, temperatura y humedad. Estos se encuentran expuestos a la intemperie por lo que se deben especificar sus características tanto para ambiente seco, como para condiciones de lluvia. Otro factor importante que se debe tomar en cuenta es la contaminación ya que los aislamientos se deterioran por causa de este, así como en los lugares donde existan depósitos de sales, como es la proximidad al mar.

Dentro de este grupo se encuentran los aisladores que se muestran en la figura 3.1. Los conductores de las líneas de transmisión y las barras colectoras se encuentran aislados por el aire y en los puntos de soporte y sujeción es donde encontramos estos aislamientos, que pueden ser de porcelana, vidrio, etc.





Aislador de alfiler



Aislador de suspensión



Aisladores para subestación

Aisladores para líneas de transmisión

Figura 3.1 Aislamientos externos

3.3.4 Aislamientos internos.

Las características de estos aislamientos son independientes de las condiciones atmosféricas. A este grupo pertenecen los aislamientos sumergidos en aceite de los transformadores de potencia y el aislamiento sólido a base de resina epoxid usado en cierto tipo de transformadores de corriente y de potencia.

Los aislamientos internos más usuales se dividen en 2 clases:

Clase A: Son materiales orgánicos como el algodón, papel, seda, etc. Estos pueden ser impregnados o sumergidos en un dieléctrico líquido.

Clase B: Son materiales inorgánicos como la mica, la fibra de vidrio, el asbesto, y algunos aglutinados a base de materiales orgánicos.

3.4 Sobretensiones.

Dentro de las instalaciones eléctricas, por causas internas o externas, surgen diferencias de potencial las cuales se pueden ocasionar entre conductores, conductores y tierra, etc. A estas diferencias de potencial se le conocen como **SOBRETENSIONES**.

Cuando se presentan dichas sobretensiones en alguna parte de la instalación o máquina alguna y sobrepasan los valores para los cuales están diseñados, y además estas sobretensiones tienen una duración apreciable acompañada de una gran intensidad de corriente, pueden provocar serias averías. Los daños también pueden presentarse mediante el deterioro, ya sea lento o rápido, de los aislantes y puede ocasionar perforaciones dejando fuera de servicio cables, máquinas, aparatos, etc.

Las sobretensiones se dividen en tres tipos, las cuales se mencionan a continuación: las dos primeras tienen su origen dentro del mismo sistema y se llaman Sobretensiones Internas; y la tercera tiene su origen en fenómenos que se originan fuera del sistema y se llaman Sobretensiones Externas; en la figura 3.2 se nos muestra la clasificación de dichas sobretensiones en función de su forma de onda.

1. Sobretensiones temporales de baja frecuencia debidas a desequilibrios en las redes.
2. Sobretensiones transitorias de alta frecuencia debidas a la operación de interruptores.
3. Sobretensiones transitorias debidas a descargas eléctricas atmosféricas.

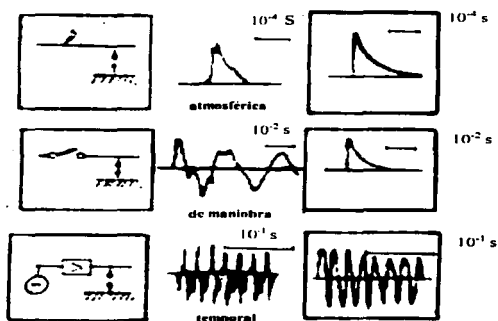


Figura 3.2 Clasificación de sobretensiones

3.4.1 Sobretensiones de baja frecuencia debidas a desequilibrios en las redes.

En este tipo de fallas se presentan sobretensiones temporales, donde la frecuencia fundamental es la misma frecuencia del sistema 50Hz o 60Hz, y son ocasionadas por diversas fallas que se mencionan a continuación:

- a) Apertura de una o dos fases
- b) Falla de línea a tierra
- c) Falla de doble línea a tierra
- d) Falla bifásica
- e) Falla trifásica

Las sobretensiones que se ocasionan estarán presentes el tiempo que estén presentes las condiciones que las han originado. Las fallas que mayores problemas de sobretensiones ocasionan en las redes eléctricas, y que son ocasionadas por la asimetría de dichas fallas, son las fallas de línea a tierra y de doble línea a tierra y el caso más crítico se produce cuando se presenta la falla de línea a tierra; si el neutro se encuentra aislado las dos líneas sanas se encontrarán sometidas a la tensión compuesta y si el neutro se conecta a tierra mediante una resistencia apreciable la tensión de las fases sanas no llegaría a la de una tensión compuesta.

3.4.2 Sobretensiones de alta frecuencia debidas a la operación de interruptores.

La operación de un interruptor, es la apertura o cierre del mismo. Pueden presentarse problemas graves cuando la apertura se lleva a cabo por una falla en el sistema, o bien cuando se realiza un cierre del interruptor y existe alguna falla en el mismo. En la figura 3.3 se muestran las principales operaciones de maniobra de los interruptores.

Las sobretensiones generadas a partir de la operación de los interruptores, son oscilaciones de alta frecuencia que van desde 400 hasta 3000 ciclos por segundo, y que se amortiguan en un tiempo del orden de microsegundos.

Como ya se menciono anteriormente este tipo de sobretensiones se generan por la apertura o cierre de los interruptores, donde la extinción final de la corriente es acompañada por la aparición de una tensión entre los contactos del interruptor, a esta tensión resultante se le llama Restrin King Voltaje.

La característica que presentan este tipo de sobretensiones, es una gran amplitud. El voltaje se introduce al circuito a través de las terminales del interruptor, el cual se va propagando a lo largo de las líneas y circulando en ambas direcciones del conductor, además, se puede presentar la posibilidad si existen circuitos abiertos, de que el valor de la tensión se incremente al doble.

Prácticamente la resistencia y el efecto corona, provocan que la magnitud de las ondas viajeras en las líneas se minimice rápidamente; el problema más grave se puede

ocasionar, si se presenta sobre los aislamientos en los puntos que se encuentran más cerca del interruptor y pueden presentarse reencebados de arco entre los contactos.

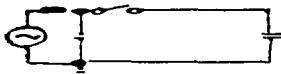
El amortiguamiento es un factor muy importante pues disminuye la amplitud de la onda de tensión, por lo que es difícil que esta llegue a 200% y a menudo esta comprendida entre 140% y 160% de la tensión de servicio; en muchos casos la oscilación se amortigua de tal forma que no se rebasa la amplitud de la tensión de servicio ni la frecuencia.

Si un sistema se encuentra operando a una tensión de 400 KV (línea a línea), el valor pico de la tensión que aparece en el interruptor (Restrin King Voltaje) en el orden de $400 \times \sqrt{2} \times 2 = 1130$, donde el valor se puede incrementar por el efecto de cortado de corrientes y reflexiones de la tensión, de aquí que los efectos de estas sobretensiones sean de gran importancia desde el punto de vista de la coordinación del aislamiento, ya que este tipo de sobretensiones representan una gran severidad.

| Operación de interrupción | Sistema | Tensión entre contactos |
|---|---------|-------------------------|
| 1. Corto circuito en las terminales | | |
| 2. Avería de corto en una línea | | |
| 3. Dos sistemas defasados; la tensión depende de las condiciones de puesta a tierra de los sistemas | | |
| 4. Corrientes inductivas pequeñas | | |

Transformador

5. Interrupción de corrientes capacitivas, bancos de condensadores, líneas y cables conectados sin carga



6. Avería desarrollándose; por ejemplo chispas a través de los transformadores, más arco a través de los contactos cuando se interrumpe un transformador en ausencia de carga



Transformador

7. Conexión de líneas de muy alta tensión sin carga

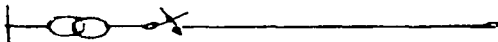


Figura 3.3 Operaciones de maniobras más importantes.

3.4.3 Sobretensiones atmosféricas.

Las sobretensiones externas son producidas por fenómenos atmosféricos los cuales provocan frecuentes fallas en las redes eléctricas e instalaciones, como son las interrupciones en el servicio eléctrico. Debido a los aspectos ya mencionados se debe de dar la importancia correspondiente al conocimiento de dichas descargas, para poder determinar y realizar la protección necesaria.

Cuando una nube cargada estáticamente a un cierto potencial se aproxima a otra nube o a la tierra, podrá existir un momento donde la diferencia de potencial que exista entre las nubes o entre la nube y tierra, sea superior a la tensión crítica de descarga y es entonces cuando salta una chispa llamada rayo. El rayo esta formado por un canal primario y derivaciones que se esparcen lateralmente en la atmósfera; en la figura 3.4 observamos la fotografía de un rayo donde se puede apreciar lo mencionado anteriormente.



Figura 3.4 Fotografía de una descarga eléctrica de un rayo

Las nubes que producen dichas descargas pueden abarcar varios kilómetros cuadrados, la parte inferior de la nube se ubica a unos 2 o 3 Km sobre el suelo y esta constituida por gotas cargadas negativamente y la parte superior alcanza de 10 a 15 Km sobre el suelo y se encuentra formada por cristales de hielo cargados positivamente.

La carga negativa acumulada en la parte inferior de la nube induce una carga positiva en la tierra, debido a la gran extensión de tierra el gradiente producido es muy bajo excepto cuando existen protuberancias como edificios altos, torres de transmisión, etc. Es entonces cuando los gradientes de potencial de la nube pueden ser altos y alcanzar un valor capaz de iniciar una descarga a través del aire. Cuando la descarga alcanza la tierra se produce una corriente de gran intensidad que circula en sentido inverso, de la tierra a la nube. A continuación se muestra la forma en la cual se produce un rayo Figura 3.5

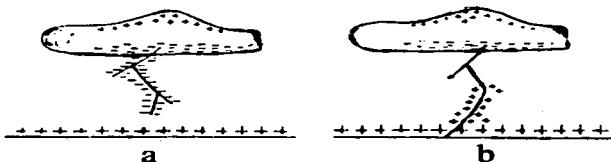


Figura 3.5 Proceso de la descarga de un rayo

La onda de corriente, que presenta un rayo alcanza el valor de cresta en el orden de 1 a 10 microsegundos; y que decae a un valor de la mitad del valor de cresta en unos 10 o 100 microsegundos, y el valor de cresta puede ser del orden de 100.000 amp.

Los sobrevoltajes que aparecen en las líneas de transmisión debidos a descargas atmosféricas se pueden producir de dos formas que son:

- Por inducción electrostática.
- Por descargas directas.

3.4.3.1 Sobretensiones por inducción electrostática. (Descargas indirectas)

Este tipo de sobretensiones se produce cuando existe la presencia de una nube sobre la línea de transmisión; y dicha nube induce en los conductores una carga de polaridad contraria, además la carga se va acumulando de manera gradual ocasionada por las corrientes de fuga por la superficie de los aisladores.

Cuando se produce un rayo y este cae en puntos cercanos, por efecto de la inducción electrostática o electromagnética se originan las descargas indirectas, las cuales introducen transitorios en las instalaciones. La gravedad de estas sobretensiones depende de la intensidad de la descarga que puede ser del orden de 100 hasta 200 KV, y con corrientes de 25 hasta 75 KA. Estas descargas afectan principalmente a las instalaciones de mediana y baja tensión que están entre una tensión de 44 KV y 4.16 KV, o bien lo que son las líneas de distribución y subtransmisión.

3.4.3.2 Sobretensiones por descargas directas.

Este tipo de sobretensiones producen valores de tensión mucho más elevados que los producidos por descargas indirectas, por lo tanto son los que pueden causar daños más graves, no obstante que este tipo de descargas son poco frecuentes.

Las sobretensiones producidas por este tipo de descargas son impulsos unidireccionales de corta duración, pero introducen esfuerzos dinámicos y térmicos en las instalaciones, además de esfuerzos dieléctricos que pueden provocar perforaciones que acarrear, por consecuencia, otro tipo de fallas.

Otros efectos que provocan este tipo de descargas son:

- La corriente del rayo alcanza valores muy altos. Sometiendo a esfuerzos dinámicos y térmicos a la instalación, para lo cual se debe de realizar un diseño adecuado de la red de tierra.
- Los esfuerzos dinámicos, debidos a la corriente del rayo, someten a los conductores a fuerzas de atracción y repulsión, que pueden ocasionar la ruptura de los aisladores que soportan a estos o bien la deformación de tableros.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- La corriente del rayo trae consigo una gran cantidad de energía calorífica provocando temperaturas de hasta 8350° , que pueden ocasionar falla en los aislamientos de los apartarrayos, los cuales pueden llegar a destruirse por explosión al no poder descargar dicha energía.

Para poder reproducir las ondas de voltaje de un rayo en los laboratorios, para la realización de pruebas y ensayos, se ha definido un valor normalizado y con la forma que se ilustra en la figura 3.6; donde se tiene que el valor de cresta se alcanza en 1.2 microsegundos y que decrece a la mitad de su valor de cresta en 50 microsegundos.

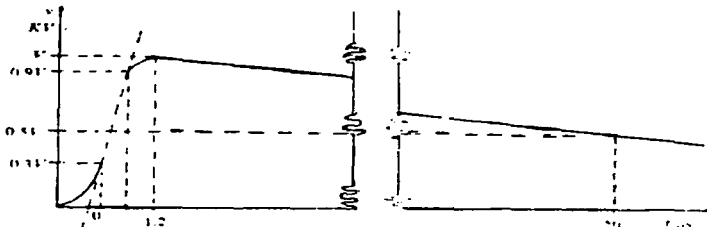


Figura 3.6 Forma de onda normalizada para representar un impulso de voltaje debido a un rayo

Para la generación de los impulsos debidos a los rayos se emplea el generador de Marx, el cual es empleado para la realización de las pruebas en los aislamientos. Y se ilustra en la figura 3.7.

Un punto fundamental para la coordinación de aislamiento, es el estudio de la frecuencia con que se presentan los fenómenos atmosféricos (las descargas de los rayos), para determinar la frecuencia de las tormentas eléctricas se realiza por medio del nivel keráunico de una determinada región; este nivel keráunico es el indicador que nos define el número de días anuales en que se han escuchado truenos en región alguna.

Numerosos países han realizado estadísticas internas de este nivel y en base a ello se han trazado planos donde se indican las líneas de los niveles isokeráunicos, donde se analiza la probabilidad de descargas eléctricas en las diferentes regiones, así como la severidad que pueden implicar dichas descargas. En regiones templadas el número de tormentas promedio es el orden de 20 a 30, en regiones tropicales puede alcanzar valores de 100 tormentas anuales; así mismo para establecer la severidad de las mismas se determina la densidad de descargas directas al suelo, en alguna región, y es expresada en descargas por kilómetro cuadrado, el valor típico anual en regiones templadas es de 4.

Cuando se determina un nivel kerámico, este se ve afectado si existe la presencia de edificios, chimeneas, torres de transmisión, etc.; por lo que aumentara en función de la altura de estas instalaciones, así mismo existirá un aumento dependiendo de ciertos factores locales como topografía del terreno y vientos dominantes.

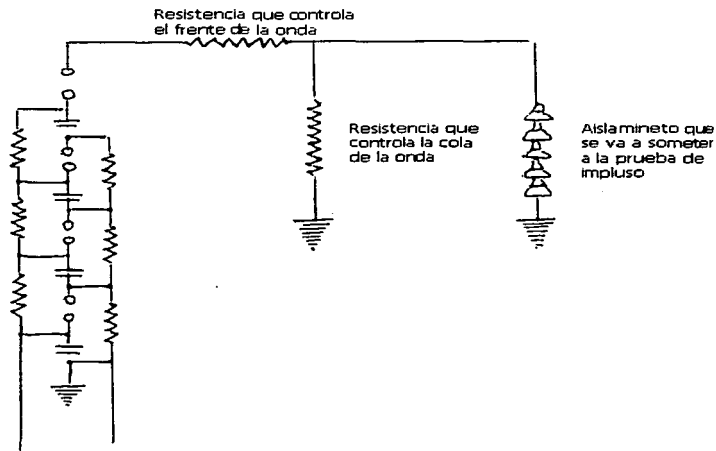


Figura 3.7 Generador de impulsos

3.5 Pruebas realizadas a los aislamientos.

Para poder emplear y seleccionar algún aislamiento se debe de conocer la rigidez dieléctrica que este proporcionara para la protección contra las sobretensiones, para ello los equipos y aislantes son sometidos a diversas pruebas para conocer el comportamiento de estos ante la aplicación de los tres tipos de sobrevoltajes. Las pruebas a las que son sometidos los aislamientos externos e internos son las mismas, pero se diferencian por las condiciones en que les son aplicadas, por lo cual se dividen en dos pruebas una para aislamientos internos y otra para aislamientos externos.

3.5.1 Pruebas para aislamientos externos.

3.5.1.1 Nivel de aislamiento a baja frecuencia.

Dentro de esta prueba los aisladores se someten a una diferencia de potencial de corriente alterna de baja frecuencia (50 o 60 ciclos por segundo), al igual que a sobrevoltajes de baja frecuencia como fallas monofásicas o bifásicas a tierra, donde la magnitud depende de las características del sistema.

Como algunos de los aisladores se encuentran instalados a la intemperie se tendrá que considerar el comportamiento de estos tanto para atmósfera seca como para atmósfera húmeda, como es el caso de condiciones de lluvia, niebla o nieve según sea el caso.

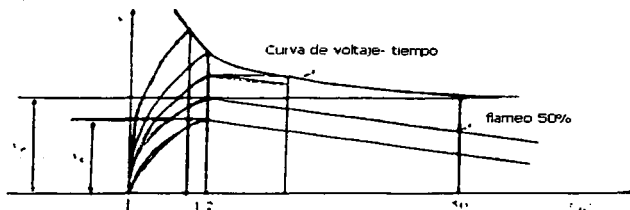
Los aisladores se encuentran diseñados para que el voltaje de perforación del aislamiento sea, por lo menos, 30% mayor que el necesario para que exista flameo en el exterior de este. Las características de aislamiento de estos elementos son comprendidas en dos tipos, las cuales son:

- El voltaje de flameo del aislamiento a baja frecuencia en ambiente seco, se aplica este durante un minuto.
- El voltaje de flameo del aislamiento a baja frecuencia en ambiente húmedo, le es aplicado durante 10 segundos.

3.5.1.2 Nivel de aislamiento al impulso.

Dentro de esta prueba se observa el comportamiento del aislador cuando se le aplican impulsos de voltaje que representan o simulan a los producidos por las descargas de los rayos, dicho comportamiento depende de la longitud del aislador y en menor proporción de la geometría del mismo.

Al aislador se le aplican una serie de impulsos de voltaje de forma de onda normalizada correspondiente a $1.2 \times 50\mu\text{seg}$. Y de diversos valores de cresta, con los valores resultantes se realiza el trazado de la gráfica determinada por el valor de cresta de cada onda y el tiempo que tarda en producirse el flameo del aislador, lo cual observa en la figura 3.8.



**Figura 3.8 Curva de voltaje tiempo
(comportamiento de un aislamiento sometido a impulsos)**

El voltaje de flameo crítico se representa con V_c y se encuentra definido como el voltaje que provoca el flameo del aislador. El nivel de aislamiento al impulso (BIL) es el valor de cresta de mayor magnitud que soporta el aislador sin que se produzca ningún flameo en este.

3.5.1.3 Nivel de aislamiento para sobretensiones de alta frecuencia.

Dentro de las líneas de transmisión y en las subestaciones de alta tensión, el nivel de aislamiento se encuentra determinado básicamente, por los sobrevoltajes que se producen por el cierre o apertura de los interruptores. Este tipo de sobretensiones se diferencian de las producidas por los rayos, por que las producidas por los rayos son impulsos unidireccionales que alcanzan su valor de cresta en 1 o 2 $\mu\text{seg.}$ y decaen en decenas de $\mu\text{segundos}$, y las producidas por las maniobras de interruptores son voltajes oscilatorios de alta frecuencia que alcanzan su valor de cresta en cientos de $\mu\text{segundos}$ y decaen en el orden de miles de $\mu\text{segundos}$.

Las pruebas que se han realizado en los laboratorios muestran que la distancia entre los cables no aumenta proporcionalmente, si no que obedece a un cierto patrón gráfico, esta grafica se observa en la figura 3.9. Para el diseño del aislamiento de una línea de transmisión no solo se debe tomar en cuenta el tipo de aislador, si no también la influencia de la configuración de las torres



Figura 3.9 Voltaje de flameo en aire, para sobretensiones de alta frecuencia en función de la longitud del aislador

3.5.2 Pruebas realizadas a los aislamientos internos.

3.5.2.1 Prueba de impulso.

Este tipo de prueba tiene como objetivo la simulación de las condiciones que presenta un rayo para observar el comportamiento del aislamiento del equipo. La prueba se realiza aplicándole, a un transformador, un impulso de onda reducida, dos ondas de impulso cortadas y una de impulso completa.

La onda de impulso completa es una onda de 1.2×50 μ segundos, comúnmente de una polaridad negativa y la magnitud depende del nivel de aislamiento del transformador. En la onda de impulso reducida se hace una reducción del valor de cresta entre 50 y 70 % del valor de onda completa. Para la onda cortada se realiza una reproducción de una falla a tierra entre las terminales del transformador, para que en lugar de que la onda se reduzca lentamente, disminuya rápidamente a cero.

3.5.2.2 Prueba de potencial aplicado.

En esta prueba, le es aplicado al devanado del transformador, un voltaje de baja frecuencia entre tierra y el devanado que este a prueba. El voltaje aplicado es el doble del voltaje nominal.

3.5.2.3 Prueba de potencial inducido.

Esta prueba consiste en la aplicación de una tensión al doble de la normal, durante un minuto entre las terminales de cada devanado del transformador. La frecuencia a la que se realiza esta prueba es el doble de la normal, con la finalidad de que el núcleo no se sature y por lo tanto aumente excesivamente la corriente de excitación.

Se debe de realizar también una prueba en base a la operación de apertura y cierre de interruptores, para de esta manera realizar la elección del aislamiento de instalaciones de muy alto voltaje, para esta prueba se deben de aplicar ondas cortadas en 2 y 3µsegundos.

En la siguiente tabla, y como complemento, se muestra un resumen de las pruebas realizadas a los diversos equipos eléctricos:

| EQUIPO | PRUEBAS DIELECTRICAS PARA REALIZACIÓN A EQUIPOS | | | | | |
|--------------------------------------|---|-----|--------------|--------|----------------|-----|
| | A BAJA FRECUENCIA (60Hz) | NBI | ONDA CORTADA | | FRENTE DE ONDA | NBS |
| | | | 3µseg. | 2µseg. | | |
| TRANSFORMADORES | X | X | X | | | X |
| INTERRUPTORES | X | X | X | X | | X |
| CUCHILLAS DESCONECTORAS | X | X | | | | X |
| BOQUILLAS AISLADORES DE LOS APARATOS | X | X | X | X | X | X |

Tabla 3.1

3.6.1 Elementos para la protección contra sobretensiones.

La protección contra sobretensiones se puede dividir en tres grupos que son:

- La protección que previene la ocurrencia de una onda o reduce su magnitud (hilos de guarda, bayonetas).
- La protección con dispositivos que desvían la onda de línea a tierra (cuernos de arco o gaps).
- La protección con dispositivos que modifican la forma de onda de sobretensión y/o absorben parte de su energía (aparrayos).

3.6.1 Hilos de guarda.

Sobre las líneas de transmisión importantes que tienen una alta incidencia de descargas atmosféricas es una práctica común e importante prevenir las descargas directas a los conductores de fase mediante el empleo de los conductores para blindaje, conocidos comúnmente como hilos de guarda que tienen como objetivo interceptar las descargas por rayo y conducir las a tierra.

El potencial se crea por la corriente que fluye a través de las partes conectadas a tierra de una línea, es mucho menor que los debidos a las descargas directas, pero una corriente suficientemente grande puede causar flameos por reflexión.

Una pregunta de importancia fundamental en el diseño del aislamiento en líneas de transmisión es ¿cuántas descargas podrán ocurrir en una línea de transmisión o subestación durante un año? La respuesta desde luego que no se puede dar en forma absoluta, ya que es de naturaleza probabilística, pero un conocimiento de la densidad de descargas a tierra (N_1) y el área de atracción podrían proporcionar una buena información.

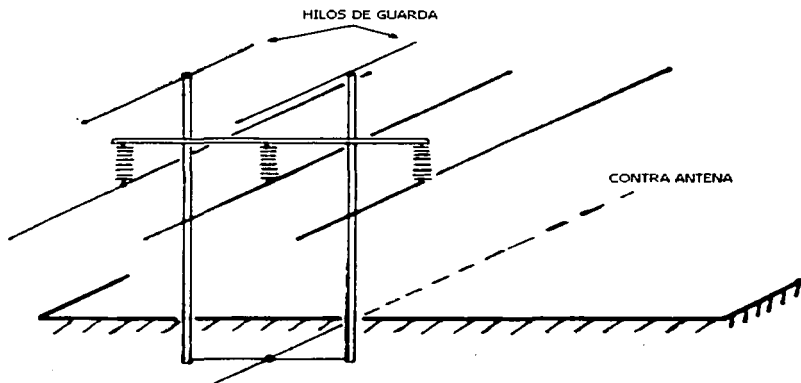


Figura. 3.10

3.6.1.1 Índice de flameo en líneas acorazadas.

Las fallas sobre líneas acorazadas pueden ser causadas por flameos, debido a fallas en el acorazado o por flameos de reflexiones.

Por muchos años se ha considerado que la protección efectiva por hilo de guarda para líneas de transmisión requiere de un ángulo relativamente pequeño (30°) para dar una zona de protección adecuada para líneas con alturas no mayores de 30 M., y dependiendo del tipo de estructura se requiere frecuentemente de dos hilos de guarda para cumplir con este requerimiento.

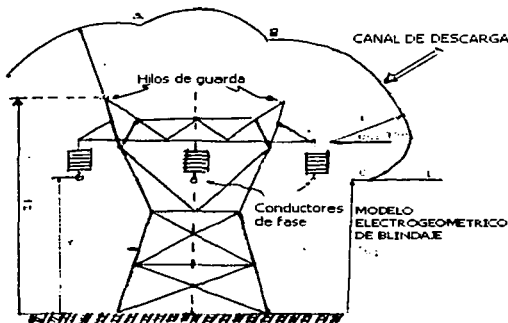


Figura 3.11

De hecho se puede decir que existen diferentes métodos para analizar el comportamiento de la protección contra sobretensiones de origen atmosférico que se pueden resumir en dos grupos: los empíricos y los analíticos.

Un método que ha sido usado con buenos resultados es el denominado METODO DE BURGSDORF KOSTENKO, el cual es un método empírico, ya que Burgsdorf publicó una fórmula empírica para calcular la probabilidad (PB) de fallas por blindaje que expresa el número de descargas que pasan de los hilos de guarda a los hilos de fase como un porcentaje del número total de descargas en la línea. Se supone que PB es una función del ángulo de protección pero Kostenko re-examinó los datos de campo, proponiendo una ecuación que revela la influencia de la altura (h) de los hilos de guarda a la torre.

$$\text{Log}_{10} PB = (0.8 \cdot \sqrt{h / 90}) - 2$$

h en metros.

θ s es el ángulo de protección en grados.

3.6.1.2 Descarga sobre los hilos de guarda.

Si un hilo de guarda se ve sometido a una descarga atmosférica en el punto de unión en la torre o entre dos torres, parte de la corriente del rayo fluye en cada una de las direcciones a lo largo del hilo de guarda y parte se va por la torre o torres más cercanas al punto de la descarga.

En algunos casos y bajo ciertas condiciones, se han calculado las distribuciones resultantes de la corriente y de la tensión, y se ha encontrado que la diferencia de potencial que se manifiesta entre los hilos de guarda y los conductores de la línea genera un frente y una cola más corta de aquellas que aparecen en la corriente del rayo, pero manteniendo la forma. El valor de la diferencia de potencial entre torre y conductor, es función también de la inductancia y de la resistencia al pie de la torre aunque depende también de la impedancia característica del hilo o hilos de guarda y de la longitud del claro. Estas sobretensiones se manifiestan en los conductores de fase por lo que valen las consideraciones hechas para este caso.

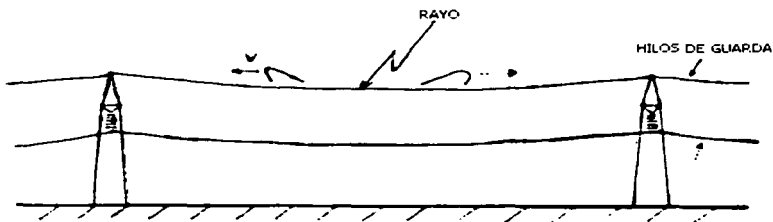


Figura 3.12

3.7 Apartarrayos.

Este es el dispositivo primario de protección usado en la coordinación de aislamiento, su función es limitar la sobretensión aplicada al equipo para dar protección al aislamiento, las funciones específicas del apartarrayos son:

- 1.- Operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulen por él.
- 2.- Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo, para cumplir con lo anterior se debe seleccionar el aislamiento apropiado.

Las características de protección del apartarrayos se pueden dividir en dos partes:

- a) Tensión de Arqueo
- b) Corriente de Descarga.

La tensión de arqueo o magnitud de la tensión causada por el flujo de corriente a través del apartarrayos (se refiere a la caída de IR en el apartarrayos) es una función de la forma de onda y magnitud de la corriente.

Los elementos básicos de un apartarrayos son los gaps de arqueo, que actúan como si fueran un interruptor rápido y las resistencias no lineales. Para obtener las características tensión/tiempo en los multigaps se obtienen mediante arreglos resistencia-capacitancia.

Los apartarrayos deben estar conectados permanentemente a las líneas, pero han de entrar en funcionamiento únicamente cuando la tensión alcance un valor conveniente y superior, como es natural, a la de servicio. Esto se consigue por medio de un explosor, uno de cuyos electrodos está conectado a la línea y el otro puesto a tierra, en el que salta la chispa cuando la sobretensión alcanza el valor requerido y para la cual debe ser graduado el explosor. Por el arco producido se conducirá a tierra la onda móvil de corriente origen de la sobretensión, pero en esta forma sería permanente la derivación de la corriente de la línea aunque la tensión hubiera desaparecido. Para evitar este grave inconveniente, pueden emplearse tres procedimientos:

1º Aumentar la separación entre electrodos o subdividirla, con objeto de que cuando el arco quede alimentado por la sola corriente de ejercicio, esto es, cuando haya cesado la sobretensión que lo excitó, el explosor no pueda mantenerse por lo insuficiente de la tensión, pero si la separación entre electrodos ha aumentado, el descargador entrará en función solamente para una tensión de amplitud mayor que la que corresponde a menor intervalo y quedará insensible para sobretensiones de menor amplitud, es decir, se hallará falto de la sensibilidad necesaria.

2º Otro procedimiento consiste en intercalar una resistencia desprovista de autoinducción para que presente también admitancia a las perturbaciones oscilantes, de suficiente valor para limitar la corriente de ejercicio que sigue al primer momento de la

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

descarga y compatible con la potencia de la instalación, es decir, que no produzca disturbios sensibles en el servicio.

3° Otro medio para evitar el circuito a tierra permanente, consiste en interrumpir rápidamente con aparato mecánico o electromagnético la corriente que sigue a la descarga antes de que el cortocircuito se manifieste de manera sensible, lo cual permite emplear resistencias reducidas, y ello sin tener que disminuir la distancia entre los electrodos del explosor, conservando así la sensibilidad necesaria. Pero este medio puede dar origen a sobretensiones de apertura y convertir la protección en un generador de oscilaciones.

El apartarrayos debe satisfacer ciertas condiciones. En primer lugar, la tensión de encebamiento del arco en el explosor debe ser inferior a la tensión de contorneamiento de los aisladores de la línea protegida. El factor de impulsión, es decir, la relación entre las tensiones de encebamiento por onda de choque y a la frecuencia de servicio debe ser muy pequeña, a fin de que la onda de sobretensión sea conducida a tierra antes de que haya alcanzado la tensión máxima. Los aisladores quedan así bien protegidos porque su factor de impulsión será superior al del apartarrayos, y de este modo no se producirán arcos por contorneamiento.

Por otra parte, la capacidad o poder derivativo a tierra debe ser muy grande, pero al mismo tiempo la caída de tensión en el apartarrayos muy pequeña, aun para las enormes intensidades debidas a las descargas atmosféricas, pues de lo contrario el apartarrayos no prestaría ninguna utilidad.

Finalmente, el poder de extinción y la capacidad térmica deben ser muy grandes para la seguridad del apartarrayos, con objeto de que aun con descargas repetidas no alcance una temperatura peligrosa. Es preciso también que sólo la onda de sobretensión sea derivada a tierra y que el arco que subsista y entretenido por la tensión de servicio se extinga en el primer paso de la corriente por cero, es decir, a lo más al cabo de un semiperiodo. La ionización del explosor debe ser muy débil para que no pueda reencebarse el arco bajo la tensión restablecida; de otro modo el apartarrayos quedaría destruido.

3.7.1 Generadores de onda de choque.

Las casas constructoras han montado en sus laboratorios de ensayos generadores de ondas de choque que permiten alcanzar, a éstas, amplitudes de cresta de muchos millares de voltios y de amperios de descarga.

Los generadores de onda de choque están constituidos por varios condensadores que se descargan, conectados en cascada, sobre el elemento objeto del ensayo. La carga de los mismos exige, por lo tanto, disponer de corriente continua de alto voltaje, y ello se consigue por medio de rectificadores o enredzadores de la corriente alterna, que pueden ser estáticos o mecánicos como los empleados, ente otras casas, por la Brown-Boveri.

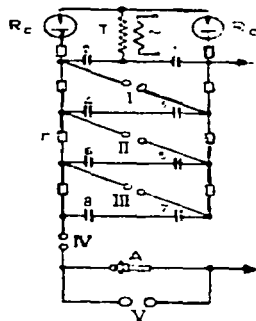


Figura 3.13 Generador de ondas de choque según el esquema de la casa Siemens-Schuckert.

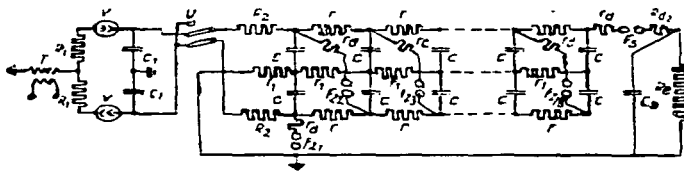


Figura 3.14 – Esquema de conexiones de los elementos que forman el generador de ondas de choque, para 3.6 megavoltios, instalado en los laboratorios de la Siemens-Schuckertwerke.

3.7.2 Tipos de apartarrayos.

Apartarrayos de efecto auto valvular. Las casas constructoras de los diversos países, dieron con la obtención de una resistencia de material aglomerado que tiene la propiedad de variar su resistencia con rapidez, disminuyendo cuanto mayor es la tensión aplicada y adquiriendo un valor elevado al reducirse ésta, tal como es conveniente para la eficacia del apartarrayos. Convierte así a éste en una válvula de seguridad cuyo funcionamiento sólo tiene lugar en el momento necesario y evita la persistencia de la corriente de cortocircuito sin que se produzcan oscilaciones secundarias por causa de su funcionamiento.

El apartarrayos autovalvular está formado por el explosor I, puesto en serie con una resistencia variable 2, y conectado a la línea OL que debe proteger y a la tierra E, en la forma que indica la figura 3.15

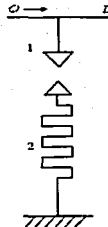


Figura 3.15 - Esquema de la forma de conectar un apartarrayos sobre la línea que se ha de proteger.

El primer apartarrayos se representa en la figura 3.16 y consta de un cuerpo de porcelana A, con una cubierta B también de porcelana. El cuerpo contiene un cierto número de explosores C y el elemento característico D, el cual es una masa de cristales refractarios a la que se da el nombre de "Cristallite", que tiene la propiedad de ser un aislante para bajos valores de voltaje, convirtiéndose en muy buen conductor para valores mayores de aquél.

Este cambio de propiedades eléctricas se realiza sin que el apartarrayos tenga que sufrir ninguna transformación química ni física, lo cual hace que pueda funcionar con una rapidez extraordinaria y sin que sufra envejecimiento alguno. En serie con la "Cristallite" están los espacios de los explosores que aíslan este elemento activo del circuito a que está conectado el apartarrayos y proporcionan un valor definido del voltaje con el cual empieza y acaba el de aquél.

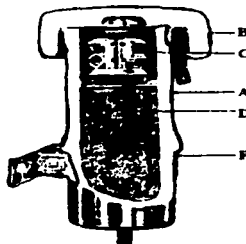


Figura 3.16 - Apartarrayos "Cristal - Valve".

El apartarrayos autovalvular Brown-Boveri (figura 3.17) va provisto de una resistencia de aglomerado (resorbita) y comprende los elementos siguientes: un explosor formado por varios platillos separados entre sí por distancias reducidas, estando el superior de ellos en conexión directa con la línea protegida, y el platillo inferior en comunicación eléctrica con las piezas de resorbita que puestas en serie forman la resistencia variable. El conjunto se disponen en el interior de una pieza hueca de cerámica (porcelana) que lleva el número de campanas necesario según la tensión de servicio y para poder trabajar a la intemperie.

La parte superior del explosor se protege con una caperuza metálica en donde está colocado el borne de conexión a la línea. En la parte inferior, una base metálica fijada a la pieza de cerámica, y unida eléctricamente a la resistencia de resorbita, lleva un tornillo mediante el cual se pone la resistencia en conexión con tierra.

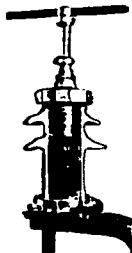


Figura 3.17- Apartarrayos de efecto autovalvular de la casa Brown-Boveri.

3.7.3 Radio de acción de los apartarrayos y lugar de su emplazamiento.

Parece a primera vista que para proteger eficazmente una instalación contra las sobretensiones de origen atmosférico, sería suficiente instalar apartarrayos en los puntos en que las ondas que se propagan sobre las líneas aéreas pudieran penetrar en la instalación.

En las instalaciones interiores, los apartarrayos colocados en las líneas de llegada y salida, deberían asimismo proteger el material eléctrico que, colocado entre ellos, existe en la subestación, y lo mismo ocurriría en las de intemperie, aunque para éstas es recomendable protegerlas contra los golpes de rayo directos, por cables de tierra convenientemente dispuestos.

3.7.4 Instalación de los apartarrayos.

La instalación de los apartarrayos en una subestación puede realizarse de dos maneras:

En la primera, cada línea de llegada o salida debe ser provista de un apartarrayos. Quedan así protegidos eficazmente los interruptores y los seccionadores. Cuando aquellos están abiertos, esta solución evita los encebamientos entre las partes de estos aparatos unidas a las líneas y a la tierra. Pero es necesario comprobar si todas las partes de la instalación se encuentran en el radio de acción de los apartarrayos definido por la curva a o por la superficie b de la figura 3.20. Si esto no tiene lugar, será necesario prever apartarrayos suplementarios conectados a las barras colectoras o cerca de las máquinas y aparatos protegidos.

Con la segunda disposición, solamente las máquinas o aparatos más costosos de la instalación, como los transformadores, son protegidos cada uno por un grupo de apartarrayos. En este caso la protección de este material privilegiado es perfecta, y la de las otras partes de la instalación será más o menos eficaz, según la extensión de esta última, pero los encebamientos a tierra no podrán evitarse sobre las partes de los disyuntores unidos a las líneas cuando aquellos se hallen abiertos.

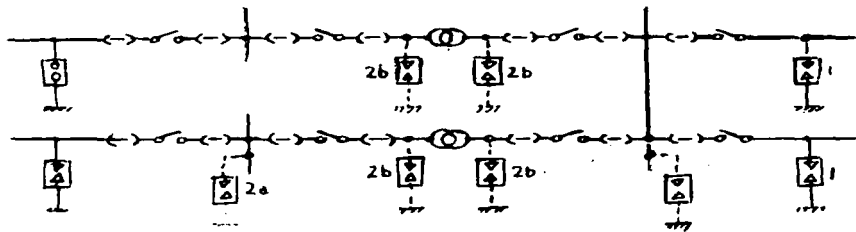


Figura 3.18 - Protección contra las sobretensiones, de una subestación unida a líneas aéreas de los dos lados de los transformadores.

Las figuras 3.18 y 3.19 se refieren a dos disposiciones de los apartarrayos en las instalaciones. La primera corresponde a una subestación con líneas de entrada y salida. Los apartarrayos instalados en los puntos 1 de entrada de línea constituyen el mínimo de protección. Si los radios de acción de los apartarrayos 1 no son suficientes, será necesario instalar otros apartarrayos, 2a, en las barras colectoras o en la proximidad de los transformadores, 2b.

La figura 3.19 representa la protección contra las sobretensiones de una subestación con red local. Bastará, en general, un juego de apartarrayos a la entrada de cada línea. Si una de estas entradas se realiza con un cable de corta longitud, los apartarrayos deben instalarse entre el cable y la estación en el punto I; pero si se quiere a la vez proteger la caja terminal del cable conectado a la línea aérea, el apartarrayos deberá colocarse en el punto 3. En este caso, para determinar el radio de acción de los apartarrayos habrá que considerar el doble de la longitud del cable, habida cuenta que éste sufre una reducción la velocidad de propagación de las ondas.

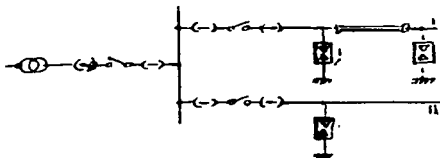


Figura 3.19 - Disposición de los apartarrayos para la protección de una red local.

En la figura 3.20 se aprecia que en condiciones normales el radio de acción de un apartarrayos es reducido y del orden de algunos metros, a pesar de lo cual el reglamento vigente prescribe que no es necesario colocar apartarrayos cuando en la instalación de que se trate existan otros situados a 3 Km de distancia.

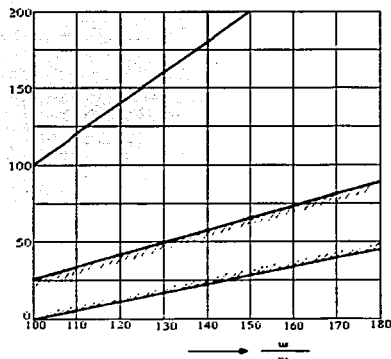


Figura 3.20 - Radio de acción / de un apartarrayos (en función de la tensión de ruptura por choque del material, a la tensión de encebamiento del apartarrayos) con una onda de 1 000 kilovoltios por microsegundo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.7.5 Conexión a tierra de los apartarrayos.

Cuando el apartarrayos se enceba por causa de una sobretensión la corriente que se deriva a tierra motiva la aparición en los extremos de aquél la tensión residual. Como se comprende, ésta tendrá valor más elevado cuanto mayor sea la intensidad de la corriente, por lo cual es necesario que las resistencias de los apartarrayos tengan características especiales con el fin de que la tensión residual que provocaría la formación de arcos en la instalación.

Por ello, es necesario que las tomas de tierra de los apartarrayos tengan escaso valor, y que los conductores que unen aquellos al electrodos de la toma de tierra sean de corta longitud y de sección apreciable. Para darse cuenta de la importancia de esta condición, bastará considerar que si la resistencia del circuito total de puesta a tierra es de 1 ohmio, valor extraordinariamente bajo, para una corriente derivada de 10 000 amperios la tensión residual o diferencia de potencial entre línea y tierra se elevaría a 10 000 voltios.

Estos aparatos se fabrican de tipo unipolar y sus dimensiones están en relación, como es natural, con la tensión de servicio. Al pasar el pedido al fabricante, además de este dato hay que tener presente si el neutro de la instalación está aislado o puesto a tierra, pues aquel caso precisa la adopción de tipo mayor. Debe hacerse constar, igualmente, el poder de descarga o, lo que es lo mismo, la máxima intensidad de descarga prevista.

3.7.6 Prescripciones reglamentarias.

Los apartarrayos deben instalarse lo más cerca posible de las máquinas o aparatos protegidos, pues conforme a lo anteriormente expuesto, la onda incidente reduce el valor de su cresta por la acción del mismo y requiere que la onda residual que se propaga no modifique la amplitud obtenida en su recorrido hasta el aparato que se protege.

El reglamento prescribe que habrán de establecerse apartarrayos en las entradas y salidas de las líneas aéreas de alta tensión, siempre que en éstas no existan otras protecciones a una distancia igual o inferior a 3 Km.

Para la coordinación del aislamiento entre líneas y estaciones transformadoras. En principio existen dos soluciones posibles. La primera consiste en aislar la línea más débilmente que aquellas estaciones; con ello, éstas no estarán sometidas a tensiones peligrosas. La segunda solución consiste en aislar las líneas fuertemente para tener en las mismas pocas perturbaciones y dejar que se produzcan los contorneamientos inevitables en lugares determinados de las estaciones transformadoras o antes de aquellas.

3.8 Cuernos de arqueo ó gaps.

Tienen como propósito principal arquear cuando existe una sobretensión de una magnitud y enviarla a tierra, para esto es necesario ajustar la separación entre los gaps de los cuernos de arqueo de boquillas de transformadores, cuchillas, etc. a la separación

necesaria de acuerdo con el nivel de tensión para protección y considerar las condiciones atmosféricas que los afectan.

Es uno de los medios más simples y económicos para proteger el equipo de distribución. Estos se colocan en paralelo con el equipo que se desea proteger, seleccionando la separación entre electrodos de tal modo que sean capaces de soportar la tensión nominal más alta del sistema y produzcan la descarga cuando ocurra cualquier sobretensión. Es necesario que el nivel del aislamiento del equipo sea mayor que el valor más elevado al que operan los cuernos de arqueo.

Se puede afirmar que las características eléctricas de los cuernos de arqueo deben ser tales que soporten la tensión más alta del sistema por tiempo indefinido y operen para cualquier sobretensión anormal.

Para que se inicie una descarga en los cuernos de arqueo debe existir un electrón libre en la región de alta intensidad del campo eléctrico. Cuando esto ocurre, el electrón se acelera por la acción del campo y choca con átomos neutros. Si el campo es bastante intenso, el electrón ganará suficiente energía para ionizar el átomo neutro, liberando otros electrones; éstos son acelerados también chocando con otros átomos neutros y liberando más electrones. El proceso se repite hasta que el movimiento de electrones se convierte en una avalancha, estableciendo así el arco.

La aplicación de los cuernos de arqueo en redes de distribución se ha visto limitada debido a su incapacidad de autoextinguir la corriente de 60 ciclos que sigue a la corriente transitoria, produciéndose una falla a tierra que debe ser eliminada por la operación de interruptores con recierre. Esto causa una interrupción momentánea, que en muchos casos es indeseable, razón por la cual esta forma de protección se ha visto restringida en sistemas de distribución.

CAPITULO 4

“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO”

4.1 La coordinación de aislamiento en la subestación eléctrica.

Para realizar el diseño del aislamiento en las subestaciones eléctricas o en las líneas de transmisión, en ambos casos se realiza de una manera similar, debido a que tienen relación una con la otra en la situación de que una subestación es el punto de llegada o de enlace de las líneas de transmisión, por lo cual en ciertos aspectos se realizaran procedimiento muy similares.

La coordinación de aislamiento en una subestación eléctrica debe de realizar de tal manera que se apliquen adecuadamente los niveles de aislamiento para todos los equipos y aisladores, el objetivo de esto es tratar de evitar la posibilidad de que ocurra algún flanco y de reducir dicha posibilidad a un valor aceptable para obtener una buena protección del equipo.

El empleo de apartarrays en las subestaciones eléctricas reduce la magnitud de las tensiones que se presentan, lo cual permiten emplear niveles de aislamiento menores. Para determinar la coordinación de aislamiento para un sistema eléctrico se deben de tomar en cuenta algunos aspectos como el que el equipo tenga una máxima confiabilidad de protección y el costo que implique, la implementación de los elementos así como los elementos mismos para la realización de la coordinación de aislamiento, sea mínimo.

Lo que diferencia la coordinación del aislamiento de las líneas de transmisión de la coordinación de aislamiento de las subestaciones es que una subestación eléctrica contiene elementos como los transformadores, los cuales se deben de encontrar más protegidos de manera que en el transformador no se produzca ninguna ruptura dieléctrica interna, tratando de que el riesgo de falla sea mínimo; en un caso extremo se puede decir que es preferible que la falla deje fuera de servicio una línea de transmisión a que dañe algún equipo de una subestación como los transformadores, interruptores, etc. ya que los equipos que se encuentran dentro de esta tienen un mayor costo.

A medida que el tiempo ha transcurrido, las tensiones de operación de los sistemas eléctricos se han incrementado, por lo que se ha hecho necesaria una división en cuanto a la forma de realizar la coordinación de aislamiento en base al nivel de tensión de operación y el tipo de sobretensión, con lo que se tiene lo siguiente:

Las sobretensiones externas, son las que se originan debido a las descargas de atmosféricas, y son las que tienen mayor importancia en instalaciones eléctricas con tensiones nominales inferiores a los 300 KV.

Las sobretensiones internas, son las que se producen por las maniobras de los interruptores, además son las de mayor importancia en las instalaciones eléctricas que operan con tensiones nominales superiores a 300 KV.

La importancia de una y otra radica en que las sobretensiones por impulso de rayo tienen una dispersión entre 2 y 3%, mientras que la dispersión que se tiene cuando se presenta una sobretensión por la maniobra de interruptores se encuentra en el orden del 6% y para los aislamientos externos la diferencia entre la tensión máxima permisible y la tensión crítica de flameo es mayor cuando se presentan sobretensiones por impulso de maniobras, que para impulsos de rayo.

Para la prevención de fallas que se puedan producir a través del aislamiento, el nivel de aislamiento a seleccionar debe encontrarse por arriba de la magnitud de la sobretensión que se presente en el sistema, con el fin de tener un margen de seguridad. Para el nivel de aislamiento al impulso debe de tener un valor del 20 al 25% arriba del nivel de protección, verificándose mediante pruebas de sobretensión al impulso (onda de 1.2 /50 μ seg).

La coordinación del aislamiento depende de varias características como es la magnitud constancia y polaridad de la sobretensión aplicada, así como la magnitud de la onda de la corriente y la distancia a la cual se localiza el dispositivo de protección del equipo o instalación a proteger.

En un sistema eléctrico es de gran importancia la coordinación del aislamiento en el equipo de la instalación, para lo cual se pueden emplear tres niveles de aislamiento, los cuales se observan en la figura 4.1.

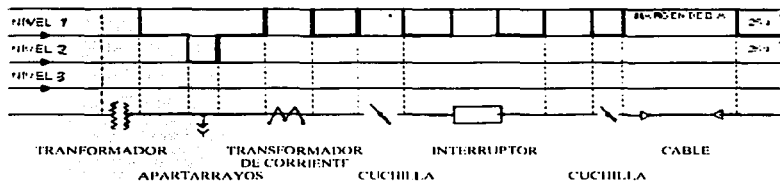


Figura 4.1 Niveles de aislamiento.

En la figura anterior podemos observar, un diagrama unifilar con los elementos principales de una subestación, donde se definen los niveles de aislamiento para obtener una protección contra las sobretensiones para cada elemento del sistema; dichos niveles se definen a continuación:

- Nivel 1, este nivel es llamado nivel alto. Se debe de emplear para aislamientos internos, no autorrestaurables, de elementos como transformadores, cables o interruptores que son elementos de mayor costo y con un aislamiento que no recupera totalmente sus propiedades dieléctricas.

- Nivel 2, este nivel es determinado como nivel de seguridad. Se encuentra constituido por los aislamientos autorrecuperables de las partes vivas de los diferentes equipos, los cuales se encuentran en contacto directo con el aire. Para la implementación de este nivel se deberán realizar las correcciones necesarias para adecuarlo a la altura sobre el nivel del mar correspondiente de cada zona geográfica. Este nivel es empleado para los aisladores de los apartarrays, buses y pasa muros, de la subestación que se encuentre en contacto con el aire.
- Nivel 3, es el nivel más bajo o de protección mínima. Se encuentra constituido por el nivel de operación de los explosores de los apartarrays de protección.

Entre cada intervalo de los niveles de tensión, se debe de considerar una diferencia entre los niveles medio y alto de un 25%, y para la diferencia entre los niveles medio y bajo sería suficiente con solo un 15%, pero debido a que las distancias a la que son instalados los apartarrays a veces son mayores a las necesarias para la protección de los equipos, las sobretensiones que llegan a los equipos pueden ser mayores a las de operación del apartarray, por lo que también es conveniente fijar una diferencia del 25% entre estos dos últimos niveles.

La tensión máxima a la que puede operar un equipo, es de gran importancia, para tomar las consideraciones necesarias de protección; en la tabla 4.1 se muestran las tensiones nominales entre fases de los sistemas, así como las tensiones máximas de operación de los equipos.

| Tensiones nominales del sistema KV | | Tensión máxima para el equipo KV |
|------------------------------------|------------|----------------------------------|
| 66 | 69 | 72.5 |
| 110 | 115 | 123 |
| 132 | 138 | 145 |
| 150 | 161 | 170 |
| 220 | 230 | 245 |
| 275 | 287 | 300 |
| 330 | 345 | 362 |
| 380 | 400 | 420 |
| | 500 | 525 |
| | 700 a 750 | 765 |

Tabla 4.1 Valores normales de tensiones entre fases.

El elegir el nivel de aislamiento adecuado, determina las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras de diferente fase y entre fase y tierra, y además tendrá repercusión en el costo de la subestación eléctrica.

Los niveles de aislamiento se determinan a partir de la tensión máxima permisible de los equipos, y en base a la normatividad que aplique en cada país o región, para lo cual

se debe de realizar la elección adecuada según las características del sistema eléctrico. La IEC (Comisión Internacional de Electrotecnia) realiza ciertas recomendaciones sobre los niveles de aislamiento al impulso y sobre los niveles de aislamiento de baja frecuencia, los cuales se ilustran en la tabla 4.2.

| Tensión máxima para el equipo KV ef. | Nivel de aislamiento al impulso | | Nivel de aislamiento a baja frecuencia | |
|--------------------------------------|---------------------------------|--|--|--|
| | Aislamiento pleno KV cresta | Aislamiento reducido KV cresta | Aislamiento pleno KV cresta | Aislamiento reducido KV cresta |
| 100 | 450 | 380 | 185 | 150 |
| 123 | 550 | 450 | 230 | 185 |
| 145 | 650 | 550 450 | 275 | 230 185 |
| 170 | 750 | 650 550 | 325 | 275 230 |
| 245 | 1050 | 900 825 750 | 460 | 395 360 325 |
| 300 | | 1175 1050 900 | | 510 460 395 |
| 362 | | 1300 1175 1050 | | 570 510 460 |
| 420 | | 1675 1550 1425 1300 | | 740 680 630 570 |
| 525 | | 1800 1675 1550 1425 | | 790 740 680 630 |

Tabla 4.2 Niveles de aislamiento.

¹ Estos valores corresponden con los indicados por la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 2404-7, tabla 2404.7. Este artículo esta comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

Los valores indicados en la tabla anterior se pueden aplicar en regiones hasta con una altitud de 1000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.), por lo tanto para altitudes mayores se deben de considerar ciertos factores de corrección, los cuales varían según la altitud que se requiera; dichos factores se pueden observar en la tabla 4.3 y se aplican para los aislamientos externos.

| Altitud M | Factor de corrección del nivel de aislamiento δ' |
|--------------|--|
| 1 000 | 1.00 |
| 1 200 | 0.98 |
| 1 500 | 0.95 |
| 1 800 | 0.92 |
| 2 100 | 0.89 |
| 2 400 | 0.86 |
| 2 700 | 0.83 |
| 3 000 | 0.80 |
| 3 600 | 0.75 |
| 4 200 | 0.70 |
| 4 500 | 0.67 |

Tabla 4.3 Corrección del nivel de aislamiento externo de los aparatos para altitudes mayores a 1 000 m.

4.2 Distancias dieléctricas para la coordinación de aislamiento.

Para obtener una coordinación de aislamiento adecuada, dentro de la subestación eléctrica, es necesario el establecer las distancias dieléctricas a través del aire, ya sea para áreas interiores o exteriores, estas distancias se refieren a la separación que debe de existir entre las partes vivas de un sistema eléctrico y entre el ambiente en que se encuentra.

La separación entre los aparatos de una instalación y la disposición física de los equipos, se realiza con el apoyo del diagrama unifilar de la subestación, esta ubicación de los equipos es necesaria para poder determinar las distancias a tierra y entre fases de la instalación.

La determinación de las distancias se realiza por medio de algunos cálculos, con lo cual, se determinan las dieléctricas entre las partes vivas del equipo, y entre estas mismas y muros, estructuras, rejillas y el suelo; las distancias que se tienen que considerar son las siguientes:

- Distancia entre fase y tierra.
- Distancia entre fases.
- Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.

- Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo.
- Altura de remate de las líneas de transmisión que llagan a la subestación.
- Distancias de seguridad.

Para poder determinar algunas distancias se deben de conocer algunos conceptos, los cuales se describen a continuación:

Dentro de estos conceptos encontramos lo que se refiere a la "tensión critica de flameo" (TCF), la cual representa una posibilidad de flameo de los aisladores del 50%, este porcentaje fue obtenido por las compañías del ramo, de manera experimental.

Existe una relación ente la tensión critica de flameo y el nivel básico al impulso, y de esta de esta relación se obtiene una expresión para una probabilidad de falla del 10%, que al igual que el porcentaje anterior fue obtenido de manera experimental y se muestra a continuación:

$$NBI = 0.961 TCF \text{ (la ecuación considera una desviación estándar del 3\%)} \quad \dots(1)$$

De la expresión anterior podemos despejar a TCF, con lo cual si se conoce el NBI podemos obtener la tensión critica de flameo y la expresión resultante se muestra a continuación:

$$TFC = NBI / 0.961$$

Para la realización del diseño de una subestación se empleara, para algunos casos, la tensión critica de flameo, la cual deberá ser corregida según los factores correspondientes a cada zona los cuales involucran la altitud y la humedad que se tenga presente en esta, para obtener la tensión critica de flameo en base a los factores mencionados se emplea la siguiente expresión:

$$TCF_{\text{diseño}} = (TCF_{\text{normal}}) (Kh) / \delta \quad \dots(2)$$

Donde:

TCF_{normal} = valor de la tensión critica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad, cuando $\delta = 1$ y $Kh = 1$.

δ = factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura.

Kh = factor de humedad atmosférica.

Como se observa las distancias dieléctricas se ven alteradas por las condiciones del medio ambiente, y los valores de la tensión crítica de flameo están referidos a las llamadas condiciones estándar que son:

- Temperatura media ambiente.
- Presión barométrica (760 mmHg sobre el nivel del mar)
- Humedad absoluta, 11 gramos / m³.

Se tiene que:

$\delta = 1$ para condiciones estándar, y es menor para condiciones diferentes.

$Kh = 1$ para condiciones estándar, y es mayor a uno para condiciones diferentes.

Existe una relación entre la tensión crítica de flameo y la distancia dieléctrica entre electrodos, que nos indica que para un impulso de rayo se tiene un gradiente que varía entre 500 y 600 KV/m, la expresión que nos muestra dicha relación es:

$$TCF = K d \quad \dots(3)$$

$K =$ gradiente de tensión en KV/m.
 $d =$ distancia de fase a tierra en m.

Despejando d y empleando el valor promedio de K la expresión resultaría de la siguiente manera:

$$d = (TFC)_{\text{diseño}} / 550 \delta \quad \dots(4)$$

Si se sustituye el valor de la expresión 2 en la anterior, la distancia en metros se obtendría empleando la expresión resultante:

$$d = (TCF)_{\text{normal}} Kh / 550 \delta \quad \dots(5)$$

Ahora bien las distancias dieléctricas se deben de corregir cuando se sobrepasan los 1000 m.s.n.m. de altitud, considerando un incremento en las distancias del 1.25% por cada 100 metros de altitud incrementada, para lo cual se puede emplear la siguiente expresión:

$$d_h = d_{1000} + 0.0125 (h - 1000 / 100) d_{1000} \quad \dots(5)$$

donde:

h = altura correspondiente a la zona sobre el nivel del mar.

d_h = distancia dieléctrica a una altura h sobre el nivel del mar.

4.2.1 Distancias dieléctricas de fase a tierra.

Para obtener las distancia dieléctricas de fase a tierra se emplea la ecuación 5, lo cual se puede observa en la tabla 4.3:

| Tensión nominal del sistema KV | NBI KV | $(TCF)_{normal} = NBI / 0.961$ KV | $(TCF)_{diseño} = (TCF)_{normal} / \delta$ KV | δ A 1000 m.s.n.m = 0.893 Kh a 1000 m.s.n.m = 1 $d = (TCF)_{normal} Kh / 550 \delta$ |
|--------------------------------|-------------|--------------------------------------|--|--|
| 85 | 550 | 572.3 | 640.9 | 1.165 |
| 230 | 1050 | 1 092.6 | 1 232.5 | 2.225 |
| 400 | 1425 | 1 483.0 | 1 661.0 | 3.020 |

Tabla 4.3

En la tabla 4.4 se muestran los valores de las distancias mínimas de fase a tierra, para una altitud de hasta 1000 m.s.n.m., con su tensión nominal correspondiente:

| Tensión nominal del sistema KV | NBI KV | Distancia mínima de fase a tierra $d_{1000} = m$ |
|--------------------------------|-------------|--|
| 85 | 550 | 1.165 |
| 230 | 1050 | 2.225 |
| 400 | 1425 | 3.020 |

Tabla 4.4 Muestra los valores de la distancia mínima de fase a tierra, para $d = 1\ 000$ m, para tres magnitudes de tensión nominal.

Al aplicar la expresión 5 se pueden obtener los valores para una altitud a 2300 m.s.n.m., para ello se emplean los valores obtenidos en la tabla anterior, y los resultados obtenidos al aplicar la expresión 5 se ilustran en la tabla 4.5.

| Tensión nominal del sistema KV | Distancia de fase a tierra a 2300 m.s.n.m. (m) | |
|--------------------------------|--|------------------------|
| 85/115 | 1.165 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) | 1.165) = 1.354 |
| 230 | 2.225 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) | 2.225) = 2.587 |
| 400 | 3.020 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) | 3.020) = 3.511 |

Tabla 4.5

A continuación se muestra la tabla 4.6, donde se tiene un resumen de las distancias entre fases a 1000 m.s.n.m. y de 2300 m.s.n.m.:

| Tensión nominal del sistema KV | Distancia mínima de fase a tierra (d ₁₀₀₀) m | Distancia mínima de fase a tierra (d ₂₃₀₀)m |
|--------------------------------|--|---|
| 85 | 1.165 | 1.350 |
| 230 | 2.225 | 2.586 |
| 400 | 3.020 | 3.510 |

Tabla 4.6

Al considerar que realmente la configuración palca-varilla, entre las partes vivas de una subestación eléctrica, que se emplea para obtener los valores mínimos de no flameo es diferente a la que realmente se tiene en la subestación, la CEI recomienda que la distancia mínima entre fase y tierra para valores de tensión que se encuentren por debajo de los 245 KV, se deben de aumentar en un 10% y para valores que se encuentren por encima de los 380 KV se deben de incrementar solamente en un 6%.

Según las normas que se empleen pueden existir algunas diferencias, lo cual depende a su vez de las consideraciones que se tomen en cuenta en dicha norma, pero si se parte de datos iguales no importara si se utilizan normas diferentes, ya que se obtendrán resultados ligeramente distintos.

En la tabla 4.7 se tienen los valores que recomienda la CEI para las diferentes tensiones normalizadas, de las distancias mínimas de no flameo.

² Estos valores son superiores a los indicados por la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 2404-7, tabla 2404.7, lo cual indica que estas distancias se pueden implementar con toda seguridad. Este artículo esta comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

| Tensión máxima entre fases del sistema KV | Nivel de aislamiento al impulso KV | Distancia mínima a tierra a menos de 1000 m (cm) | Distancia mínima a tierra a 2300 m (cm) |
|---|------------------------------------|--|---|
| 3.6 | 45 | 6 | 7.0 |
| 7.2 | 60 | 9 | 10.5 |
| 12 | 75 | 12 | 14.0 |
| 17.5 | 95 | 16 | 18.6 |
| 24 | 125 | 22 | 25.6 |
| 36 | 170 | 32 | 37.2 |
| 52 | 250 | 48 | 55.8 |
| 72.5 | 325 | 63 | 73.3 |
| 100 | 380 | 75 | 87.2 |
| 100-123 | 450 | 92 | 107.0 |
| 123-145 | 550 | 115 | 133.7 |
| 145-170 | 650 | 138 | 160.5 |
| 170 | 750 | 162 | 188.4 |
| 245 | 825 | 180 | 209.3 |
| 245 | 900 | 196 | 227.9 |
| 245-300 | 1 050 | 230 | 267.4 |
| 420 | 1 425 | 305 | 354.6 |

Tabla 4.7 Distancias mínimas de no flameo.

4.2.2 Distancias dieléctricas entre fases.

Para determinar la distancia mínima entre fases, se podrá observar que se expresa en función de la distancia mínima de fase a tierra; únicamente se multiplica por una constante, para lo cual se han tomado en cuenta los desplazamientos de los buses debido a los vientos, el valor de la constante varía y se considera de 1.8 para buses con claros de 0.40 cm., y es 2 para buses con claros mayores de 0.40cm. Para observar como se aplica este factor tenemos la tabla 4.8.

| Tensión nominal del sistema KV | Factor | Distancia entre fases a 1000 m.s.n.m (m) | Distancia entre fases a 2300 m.s.n.m (m) |
|--------------------------------|--------|---|---|
| 85 | 1.8 | 1.8 X (distancia de fase a tierra a 1000 m.s.n.m) | 1.8 X (distancia de fase a tierra a 2300 m.s.n.m) |
| 230 | 1.8 | 1.8 X (distancia de fase a tierra a 1000 m.s.n.m) | 1.8 X (distancia de fase a tierra a 2300 m.s.n.m) |
| 400 | 2.0 | 2.0 X (distancia de fase a tierra a 1000 m.s.n.m) | 2.0 X (distancia de fase a tierra a 2300 m.s.n.m) |

Tabla 4.8

* Referencia norma NOM-EM-001-SEMP-1994, artículo 2404-7, tabla 2404.7. Este artículo esta comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los valores que resultan de la operación mostrada anteriormente se ilustran en la tabla 4.9:

| Tensión nominal del sistema KV | Distancia entre fases a 1000 m.s.n.m (m) | Distancia entre fases a 2300 m.s.n.m (m) |
|--------------------------------|--|--|
| 85 | $1.8 * 1.165 = 2.097$ | $1.80 * 1.350 = 2.430$ |
| 230 | $1.8 * 2.225 = 4.005$ | $1.80 * 2.586 = 4.655$ |
| 400 | $2.0 * 3.020 = 6.040$ | $2.0 * 3.510 = 7.020$ |

Tabla 4.9

Ahora bien en la tabla 4.10 se tiene un resumen de los valores obtenidos, tanto para distancia de fase a tierra como para las distancias entre fases a una altitud de 2300 m.s.n.m.

| Tensión nominal del sistema KV | NBI KV | Distancias mínimas | | Factor | Redondear a m |
|--------------------------------|--------|--------------------|---------------|--------|---------------|
| | | Fase a tierra M | Entre fases m | | |
| 85 | 550 | 1.350 | 2.43 | 1.8 | 2.5 |
| 230 | 1 050 | 2.586 | 4.66 | 1.8 | 5.0 |
| 400 | 1 425 | 3.510 | 7.02 | 2.0 | 7.0 |

Tabla 4.10 Distancia entre fases y a tierra a 2 300 m.s.n.m. para buses flexibles.

Cuando se tienen tensiones nominales superiores a los 230KV, sabemos que las sobretensiones originadas por la operación de interruptores son más graves que las sobretensiones por impulsos de rayo, debido a lo anterior para poder determinar las distancias mínimas de fase a tierra y de fase a fase, para tensiones mayores a la indicada anteriormente, se deben de fijar de acuerdo con la sobretensión por maniobra de interruptores.

4.2.3 Altura del equipo sobre el nivel del suelo.

La determinación de la altura del equipo sobre el suelo, se considera también como el primer nivel de barras, y es indicado como h_1 , la altura del segundo nivel de barras se analizara en lo correspondiente a la altura de barras colectoras.

Para determinar las diferentes alturas y distancias, que se obtendrán en puntos posteriores, se realizaran tomando en cuenta la figura 4.2.

³ Estos valores resultan correctos según la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 2404-7, tabla 2404.7. Este artículo esta comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

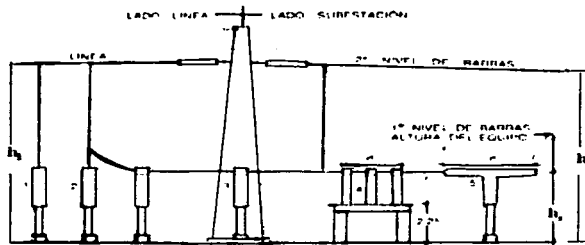


Figura 4.2 Alturas mínimas de las partes vivas de los equipos al suelo.

Independientemente del nivel de tensión la altura mínima de las partes vivas sobre el nivel del suelo h_s , para ningún caso deberá ser menor a los 3 metros, a menos que existan barreras de protección, así mismo la altura de los aisladores que soportan las partes vivas no podrán colocarse a menos de 2.30 m, esta altura es tomada en base a la altura promedio de una persona con el brazo levantado.

La obtención de la altura mínima se puede realizar empleando la siguiente expresión, la cual considera una altitud de 1000 m.s.n.m.

$$h_s = 2.30 + 0.0105 \text{ KV}$$

Donde:

KV = tensión máxima de diseño del equipo.

Para obtener la altura a una altitud mayor se puede emplear la expresión que se muestra continuación:

$$h_s' = h_{s1000} + (0.0125 (h - 1000/100) h_{s1000})$$

donde :

h = altura sobre el nivel del mar.

h_s' = altura mínima de las partes vivas al suelo a una altura h sobre el nivel del mar.

h_{s1000} = altura de las partes vivas al suelo a una latitud de 1000 m.s.n.m.

Altura mínima h_b (a 1000 m.s.n.m.) de diferentes niveles de tensión.

| Tensión nominal del sistema KV | Altura h_b a 1000 m.s.n.m (m) |
|--------------------------------|---|
| 85/115 | $2.3 + (0.0105 * 123) = 3.592 \Rightarrow 3.60$ |
| 230 | $2.3 + (0.0105 * 245) = 4.873 \Rightarrow 4.90$ |
| 400 | $2.3 + (0.0105 * 420) = 6.710 \Rightarrow 6.80$ |

Tabla 4.11

Altura mínima h_b ' (a 2300 m.s.n.m.) de diferentes niveles de tensión.

| Tensión nominal del sistema KV | Altura h_b ' a 2300 m.s.n.m (m) |
|--------------------------------|---|
| 85/115 | $3.59 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) 3.59) = 4.175 \Rightarrow 4.20$ |
| 230 | $4.87 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) 4.87) = 5.664 \Rightarrow 5.70$ |
| 400 | $6.71 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) 6.71) = 7.800 \Rightarrow 7.80$ |

Tabla 4.12

4.2.4 Altura de las barras colectoras 2° nivel.

El establecer una altura entre las barras y el suelo, se hace con el fin de proporcionar una seguridad al personal, esta protección se aplica tanto para la altura de todos los equipos como para la barras de la subestación.

Para obtener la altitud de las barras (h_b) sobre el nivel del suelo se debe de agregar un factor de gradiente de potencial en el equipo que se mantiene con la barra energizada, con el fin de que el personal que circule por debajo de las barras tenga la sensación del campo eléctrico. Dicho gradiente es del 10%, el cual fue tomado del National Electrical Safety Code (NESC).

Para obtener la altura de las barras sobre el nivel del suelo se emplea la siguiente expresión, la cual considera implícitamente el gradiente que pide como norma el NESC con lo que se refiere a la sensación del campo eléctrico, la expresión que nos determina la altura h_b para una altitud de 1000 m.s.n.m.:

⁴ Los valores cumplen con lo estipulado por la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 2401-1a), tabla 2401.1, figura 2404.1a). Este artículo esta comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$h_b = 5 + 0.0125 \text{ KV}$$

donde:

KV = tensión máxima de diseño.

h_b = altura de las barras sobre el nivel del suelo.

Para obtener la altura de las barras a una altitud diferente, se emplea la siguiente expresión, de la cual la altura resultante se identifica con h_b' :

$$h_b' = h_b_{1000} + (0.0125 (h - 1000 / 100) h_b_{1000})$$

Altura h_b de las barras a 1000 m.s.n.m.

| Tensión nominal del sistema KV | Altura h_b a 1000 m.s.n.m (m) |
|--------------------------------|---|
| 85/115 | $5.0 + (0.0125 * 123) = 6.538 \Rightarrow 6.60$ |
| 230 | $5.0 + (0.0125 * 245) = 8.063 \Rightarrow 8.10$ |
| 400 | $5.0 + (0.0125 * 420) = 10.250 \Rightarrow 10.30$ |

Tabla 4.13

Altura h_b' de las barras a h m.s.n.m.

| Tensión nominal del sistema KV | Altura h_b' a 2300 m.s.n.m (m) |
|--------------------------------|---|
| 85/115 | $6.538 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) 6.538) = 7.600 \Rightarrow 7.60$ |
| 230 | $8.063 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) 8.063) = 9.373 \Rightarrow 9.40$ |
| 400 | $10.250 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) 10.250) = 11.916 \Rightarrow 12.00$ |

Tabla 4.14

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.2.5 Altura de remate de las líneas de transmisión.

Una subestación contiene líneas de llegada y salida, dichos conductores que entran a salen de la subestación no deben de tener una distancia menor a seis metros, de la línea al suelo.

Esta altura la podemos observar en la figura 4.3, la altura se puede obtener mediante la siguiente expresión para una altitud de 1000 m.s.n.m.

$$h_1 = 5 + 0.006 \text{ KV}$$

donde:

h_1 = altura de remate de la línea, en la subestación eléctrica.

KV = tensión máxima de diseño.

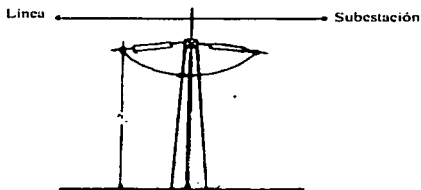


Figura 4.3 Altura de remate de las líneas de transmisión.

Para obtener la altura h_1 a una altitud (h) diferente sobre el nivel del mar, se emplea la siguiente expresión:

$$h_1 = h_{L1000} + (0.0125 (h - 1000 / 100) h_{L1000})$$

La altura h_1 de remate para una altitud de 1000 m.s.n.m se ilustra en la tabla 4.15:

| Tensión nominal del sistema KV | Altura h_L a 1000 m.s.n.m (m) |
|--------------------------------|--|
| 85/115 | $5.0 + (0.006 * 123) = 5.738 \Rightarrow 5.80$ |
| 230 | $5.0 + (0.006 * 245) = 6.470 \Rightarrow 6.50$ |
| 400 | $5.0 + (0.006 * 420) = 7.520 \Rightarrow 7.60$ |

Tabla 4.15

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Altura h_L' para una altitud de 2300 m.s.n.m.

| Tensión nominal del sistema KV | Altura h_L' a 2300 m.s.n.m (m) |
|--------------------------------|---|
| 85/115 | $5.738 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) 5.738) = 6.670 \Rightarrow 6.70$ |
| 230 | $6.470 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) 6.470) = 7.521 \Rightarrow 7.60$ |
| 400 | $7.520 + (0.0125 (2300 - 1000 / 100) 7.520) = 8.742 \Rightarrow 8.80$ |

Tabla 4.16

4.2.6 Distancias de seguridad.

Las distancias de seguridad que en una subestación eléctrica se deben de considerar son:

1. Circulación de personal.
2. Circulación de vehículos
3. Zonas de trabajo

4.2.6.1 Circulación de personal.

Estas distancias se refieren a los espacios que permiten la circulación y realización de algunas maniobra, por parte del personal, en la subestación eléctrica; dichas distancias deben de cumplir que dentro de ellas no exista riesgo alguno para los peatones que circulen por estas áreas.

La obtención de estas distancias se realiza por medio de la suma de dos términos, los cuales son: la distancia mínima de fase a tierra y la distancia correspondiente a la talla promedio de una persona, estas tallas se observan en la figura 4.4, las expresiones empleadas para obtener las distancias mínimas de seguridad son:

$$d_h = d_{F-T} + 0.9$$

$$d_v = d_{F-T} + 2.30$$

Donde:

d_h = distancia mínima horizontal para las diversas zonas de circulación.

d_v = distancia mínima vertical para las diversas zonas de circulación.

d_{F-T} = distancia mínima de fase a tierra, correspondiente al NBI de la zona.

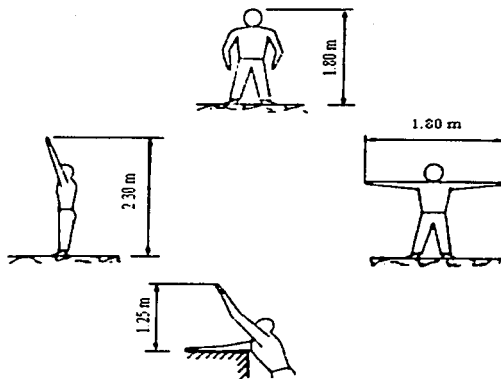


Figura 4.4 Dimensiones medias de un operador

A continuación se tienen las distancias horizontales para una altitud de hasta 1000 m.s.n.m:

| Tensión nominal del sistema KV | Distancia horizontal a 1000 m.s.n.m (m) | Ajuste |
|--------------------------------|---|-------------------|
| 85/115 | $1.17 + 0.9 = 2.065$ | 2.10 |
| 230 | $2.23 + 0.9 = 3.125$ | ⁵ 3.20 |
| 400 | $3.02 + 0.9 = 3.920$ | 4.00 |

Tabla 4.17

A continuación se tienen las distancias verticales para una altitud de hasta 1000 m.s.n.m:

⁵ Los valores cumplen con lo estipulado por la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 2401-1a), tabla 2401.1a), figura 2404.1a). Este artículo está comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

| Tensión nominal del sistema KV | Distancia vertical a 1000 m.s.n.m (m) | Ajuste |
|--------------------------------|---------------------------------------|--------------|
| 85/115 | 1.17 + 2.30 = 3.465 | 3.50 |
| 230 | 2.23 + 2.30 = 4.525 | *4.60 |
| 400 | 3.02 + 2.30 = 5.320 | 5.40 |

Tabla 4.18

A continuación se tienen las distancias horizontales para una altitud de hasta 2300 m.s.n.m:

| Tensión nominal del sistema KV | Distancia horizontal a 2300 m.s.n.m (m) | Ajuste |
|--------------------------------|---|--------------|
| 85/115 | 1.350 + 0.9 = 2.250 | 2.30 |
| 230 | 2.586 + 0.9 = 3.486 | *3.50 |
| 400 | 3.510 + 0.9 = 4.410 | 4.50 |

Tabla 4.19

A continuación se tienen las distancias verticales para una altitud de hasta 2300 m.s.n.m:

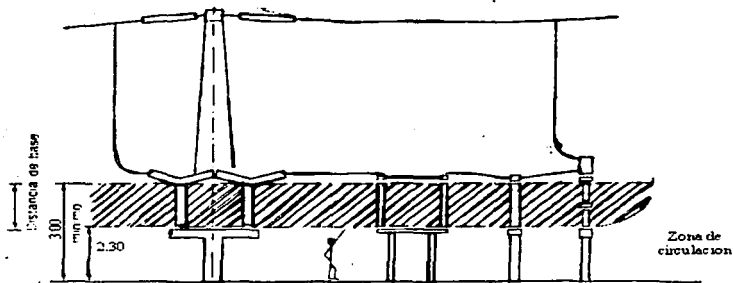
| Tensión nominal del sistema KV | Distancia vertical a 2300 m.s.n.m (m) | Ajuste |
|--------------------------------|---------------------------------------|--------------|
| 85/115 | 1.350 + 2.30 = 3.650 | 3.70 |
| 230 | 2.586 + 2.30 = 4.886 | *4.90 |
| 400 | 3.510 + 2.30 = 5.810 | 5.90 |

Tabla 4.20

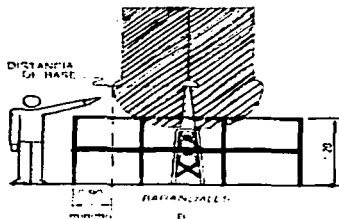
Si por algún motivo la altura mínimas no se pudieran implementar y la subestación eléctrica tuviera las partes energizadas a alturas inferiores, se deben de instalar barreras de protección tal y como se muestra en la figura 4.5.

* Los valores cumplen con lo estipulado por la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 2401-1a), tabla 2401.1a), figura 2404.1a). Este artículo esta comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

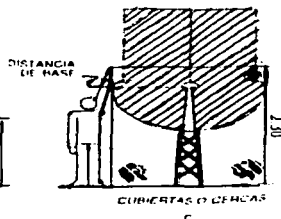
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



(a)



(b)



(c)

Figura 4.5 En la figura (a) se tienen las zonas de circulación, en la figura (b) la distancia a la que se deben de colocar los barandales y en la figura (c) la altura correspondiente a las cubiertas o cercas.

⁷ Los barandales deben de tener una altura mínima de 1.20 metros y a una distancia de las partes vivas igual a la distancia base de fase a tierra más 0.90 metros. Las cercas deben colocarse a 2.30 metros de altura y deben de estar alejadas a una distancia base correspondiente a la de fase a tierra.

⁷ Los valores descritos, en este párrafo, cumplen con lo estipulado por la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 24(04-.2c), figura 2404.2c). Este artículo esta comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

4.2.6.2 Circulación de vehículos.

La distancia horizontal de las partes vivas será igual a la distancia de fase a tierra más 0.70 metros, la distancia vertical a las partes vivas será 0.50 metros mayor que la distancia base de fase a tierra, esto para el empleo de buses flexibles; si se emplean buses rígidos basta con la distancia vertical mínima de fase a tierra.

La distancia de vehículos a las partes vivas se ilustra en la figura 4.6, y se debe de determinar tomando en cuenta el tamaño del vehículo que se piense emplear, incluido el transformador más voluminoso que se instala en la subestación eléctrica.

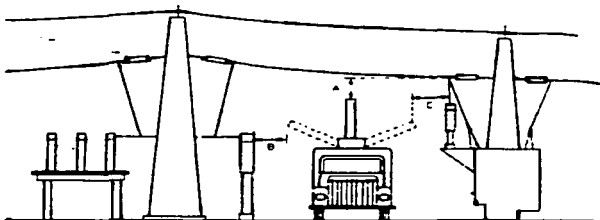


Figura 4.6 Distancias de vehículos a las partes vivas.

4.2.6.3 Zonas de trabajo.

Las distancias de trabajo se determinan empleando la "distancia base de fase a tierra" más una longitud que se muestra en la figura 4.7. Para ningún caso la distancia podrá ser inferior a los 3 metros; en caso de que no se puedan implementar dichas distancias deben aislarse las partes vivas para evitar el contacto humano, por medio de barreras. Las distancias correspondientes se tienen en la tabla 4.21.

* Esta distancia es la que determina la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 24(4)-15.

** La distancia corresponde con la estipulada en la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 24(4)-16. Estos artículos están comprendidos dentro del apéndice del presente trabajo.

| Tensión nominal del sistema KV | Nivel de aislamiento al impulso a 2300 m KV | Distancia de base mínimas de fase a tierra a 2300 m m | Zonas de circulación del personal | | Zonas de trabajo del personal | | | |
|-----------------------------------|--|--|-----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|--------------------------|--------------------------------|
| | | | Distancia adicional m | Altura mínima de partes vivas m | Distancia adicional m | Distancia mínima horizontal m | Distancia adicional m | Distancia mínima vertical m |
| 23 | 125 | 0.282 | 2.25 | 3.00 | 1.75 | 3.00 | 1.25 | 3.00 |
| 85 | 450 | 1.117 | 2.25 | 3.43 | 1.75 | 3.00 | 1.25 | 3.00 |
| 230 | 900 | 2.507 | 2.25 | 4.76 | 1.75 | 4.26 | 1.25 | 3.76 |
| 400 | 1425 | 3.759 | 2.25 | 6.01 | 1.75 | 5.51 | 1.25 | 5.01 |

Tabla 4.21 Distancias de seguridad, según diferentes casos y tensiones

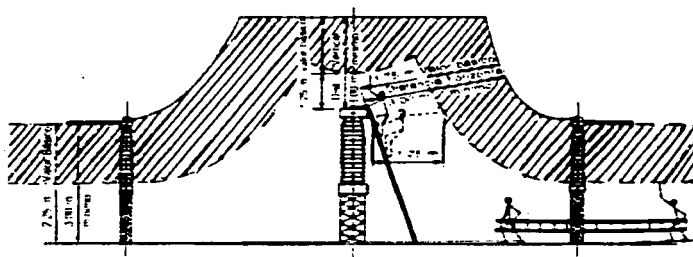


Figura 4.7 Distancias de seguridad en zonas de trabajo

4.3 Protección contra sobretensiones.

La protección contra las sobretensiones puede llevarse a cabo mediante la utilización de uno o dos de los sistemas que se proponen.

- 1) Apartarrayos.
- 2) Blindaje.

4.3.1 Selección de apartarrayos.

Las características de los apartarrayos deben seleccionarse con arreglo a las condiciones específicas de cada sistema, y coordinarse con el aislamiento de los transformadores o cables de potencia.

La tensión nominal que se indica en la placa de un apartarrayos se refiere a la tensión máxima, a frecuencia nominal, a la cual se puede interrumpir la corriente remanente de una descarga transitoria, quedando después el apartarrayos como si fuera aislador.

Para seleccionar la tensión nominal de los apartarrayos, uno de los puntos a considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema, siendo la más importante la falla de fase a tierra que es la que produce las sobretensiones, a frecuencia nominal, de mayor magnitud. La magnitud de estas sobretensiones depende de las características del sistema y especialmente de la forma en que están conectados los neutros de los transformadores y generadores. Los dos parámetros principales que definen la magnitud de las sobretensiones son las relaciones X_0 / X_1 y R_0 / R_1 donde X_1 y X_0 son respectivamente las reactancias positiva y cero del sistema y R_1 R_0 son también las resistencias de secuencia positiva y cero, respectivamente.

En la gráfica de la figura 4.8 se muestra la magnitud de las sobretensiones a tierra, durante un cortocircuito monofásico a tierra, expresado en por ciento con respecto a la tensión nominal entre fases, antes de ocurrir la falla, en función de X_0 / X_1 y de R_0 / R_1 y para un valor dando de R_1 y R_2 .

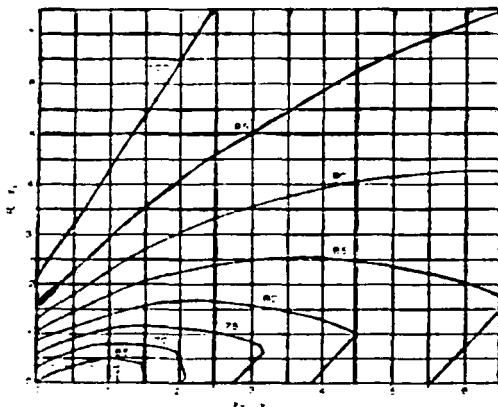
Estas relaciones son las que determinan la tensión nominal por seleccionar y a partir de la cual se especifican los apartarrayos adecuados.

De acuerdo con normas, los apartarrayos se denominan de 100, 80 y 75 % considerando que a medida que los apartarrayos disminuyen su porcentaje de tensión, disminuyen asimismo su precio. Los de 100% se utilizan en sistemas con neutro aislado o con alta impedancia a tierra, su tensión nominal es de un 5% mayor que la tensión nominal del sistema.

Los apartarrayos menores de 100% se utilizan en sistemas conectados directamente a tierra, variando su valor nominal en función de la relación de las impedancias, según se observa en la figura 4.8. Es decir, si el sistema tiene como parámetro $X_0 / X_1 = 3$ y $R_0 / R_1 = 1$ el punto está entre las curvas de 80 y 75 %, por lo que puede solicitarse un apartarrayos de 80 %. Una consideración importante en la selección de un apartarrayos, es que al utilizar

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

uno de tensión inferior al 80%, éste será más barato, pero va a operar con mayor frecuencia, exponiéndose a una mayor posibilidad de fallas. Por el contrario, si se utiliza un apartarrayos para una tensión superior a la adecuada (10% arriba) puede que nunca opere y además debido a que su tensión de operación se acercaría a los niveles límite del aislamiento del equipo por proteger, podría ocurrir que el equipo protegido se dañara.



NOTA: Los números colocados sobre las curvas indican la tensión máxima de fase a tierra que puede aparecer en cualquiera de las fases, expresada en por ciento de la tensión normal entre fases.

Figura 4.8 Tensiones máximas entre fase y tierra en el lugar de la falla, para sistemas con neutro conectado a tierra, bajo cualquier condición de falla.

Por lo anterior, y atendiendo a las estadísticas, se recomienda que para sistemas con el neutro conectado directamente a tierra la tensión nominal del apartarrayos pueda ser de hasta un 10% mayor que el valor indicado en la figura anterior.

| DESCRIPCIÓN | CLASE | RELACIONES DE LIMITE | | COEFICIENTE DE ATERRIZAJE EN % |
|---------------|-------|----------------------|---------------|--------------------------------|
| | | X_0 / X_1 | R_0 / X_1 | |
| Aterrizado | A | * | * | 75 |
| Aterrizado | B | 0 a 3 | 0 a 1 | 80 |
| Aterrizado | C | 3 a $+\infty$ | 1 a $+\infty$ | 100 |
| No Aterrizado | D | -40 a $-\infty$ | - | 100 |
| No Aterrizado | E | 0 a -40 | - | - |

* Relación no establecida.

Tabla 4.22 Clasificación de sistemas por el método de conexión a tierra de acuerdo con las normas ASA para la determinación de sobrevoltajes por falla.

4.3.1.1 Apartarrayos para proteger sobretensiones por maniobra.

Para seleccionar la tensión de operación de un apartarrayos se deben coordinar los tres conceptos siguientes:

1. El nivel de aislamiento que va a soportar por maniobra de interruptor, el equipo por proteger. Según las normas ANSI este valor debe ser 0.83 de nivel básico de impulso del aislamiento protegido.
2. La sobretensión máxima originada por la maniobra de interruptores.
3. Tensión de operación de los apartarrayos que soporte la operación de los interruptores.

En nuestro caso, para seleccionar la tensión de operación por maniobra de interruptor, en un sistema con tensión nominal de 230 KV.

1. El nivel básico de impulso del devanado del transformador es de 900 KV. El nivel de aislamiento que se permite soportar al devanado por la operación del interruptor, de acuerdo con las normas ANSI es:

$$0.83 \times 900^* = 1390 \text{ KV}$$

*Nota: Valor tomado de Tabla 4.2 Niveles de Aislamiento.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

2. La sobretensión máxima generada por operación de interruptores es, según norma ANSI, de 2.5 veces el valor pico de la tensión nominal a tierra o sea:

$$(230 / \sqrt{3}) \times (\sqrt{2} \times 2.5) = 468 \text{ KV}$$

3. La tensión de operación del apartarrayos, por operación de interruptores, se selecciona considerando un 10% arriba de la sobretensión máxima, o sea:

$$468 \times 1.1 = 515 \text{ KV}$$

El margen de protección (*mp*) obtenido de acuerdo con los datos encontrados es de:

$$mp = (747 - 515) / 515 \times 100 = 45 \%$$

que es mayor del 20 % que como mínimo establece la norma para ser correcto.

De los datos obtenidos se puede concluir que, por un lado, se tiene buen margen para que el apartarrayos no opere por maniobra de interruptor y, por el otro lado, también se tiene buen margen de protección para el equipo por proteger (transformador).

En general tenemos que:

El interruptor puede hacer llegar a:

468 KV la sobretensión de maniobra

El apartarrayos opera a:

515 KV

El transformador soporta:

747 KV

En la figura 4.9 se muestra la coordinación entre la característica de aislamiento del transformador con NBI de 900 KV y las características de protección de los apartarrayos de 240 y 192 KV, seleccionados para impulso por rayo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

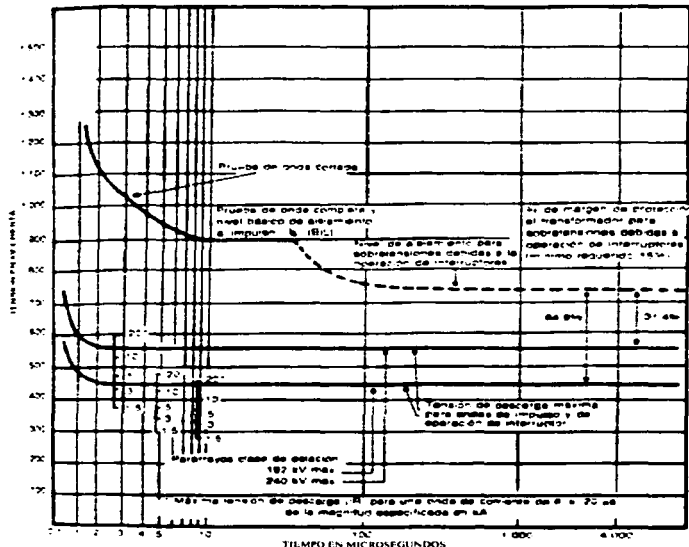


Figura 4.9 Coordinación entre la característica de aislamiento del devanado de 230 KV de un transformador con nivel básico de aislamiento al impulso de 900 KV; y las características de protección de apartarrayos de clase de estación de 192 KV y 240 KV.

4.3.1.2 Localización del apartarrayos.

¹⁰La correcta protección de un equipo altamente sensible a las sobretensiones eléctricas, como pueden ser los transformadores o los cables de potencia depende de la distancia entre el punto en que se localizan los apartarrayos y el punto en que se localiza el equipo por proteger.

Entre los factores principales que afectan la separación entre los apartarrayos y el equipo por proteger, se consideran los siguientes:

¹⁰ Localización determinada por la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 2405-29. Este artículo esta comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1. Magnitud y pendiente del frente de la onda de tensión incidente.
2. Características de protección del apartarrayos
3. Magnitud y forma de la onda de tensión que puede resistir el transformador
4. Impedancia característica de líneas y buses.

Los apartarrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentran localizados, y su nivel de protección disminuye en ambos sentidos a partir del punto máximo, disminuyendo la protección del equipo, a medida que éste se va alejando del apartarrayos.

La tensión originada por una onda que aparece en un punto, a una distancia determinada del apartarrayos, está dada por la expresión:

$$V_p = V_0 + 2 (dv / dt) \bullet (D / 300)$$

En donde:

V_p = Tensión que aparece en punto p a una distancia D entre el punto y el apartarrayos, originada por una sobretensión transitoria

V_0 = Tensión de máxima descarga del apartarrayos, en KV

dv / dt = Pendiente del frente de onda incidente en KV μ s

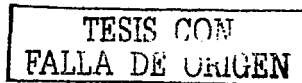
En la figura 4.10 nos indica que para proteger un transformador, con un NBI interior de 900 KV, y para estar dentro de un margen de protección adecuado, siempre y cuando consideremos que la tensión máxima admisible por el transformador, no exceda de 800 KV, los apartarrayos deben instalarse a menos de 30 metros del mismo.

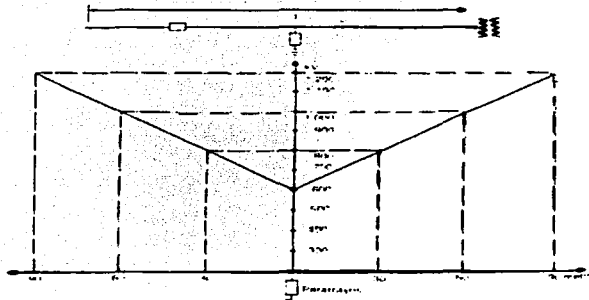
Otra forma de enfocar la localización de un apartarrayos, es obtener la distancia máxima entre éste y el equipo por proteger, partiendo de la tensión máxima permitida en el transformador o cable de referencia. Esto se obtiene despejando D de la expresión anterior:

$$D = 300 (V_m - V_0) / 2 (dv / dt)$$

donde:

V_m = Tensión máxima permitida en el equipo por proteger, según datos del fabricante.





- a) para $L = 0$: $E_x = 600 + 2 \times 1\,000 \times (0 / 300) = 600 \text{ KV}$
 b) para $L = 30 \text{ m}$: $E_x = 600 + 2 \times 1\,000 \times (30 / 300) = 800 \text{ KV}$
 c) para $L = 60 \text{ m}$: $E_x = 600 + 2 \times 1\,000 \times (60 / 300) = 1\,000 \text{ KV}$

Figura 4.10 Distancia entre el apartarrays y el equipo.

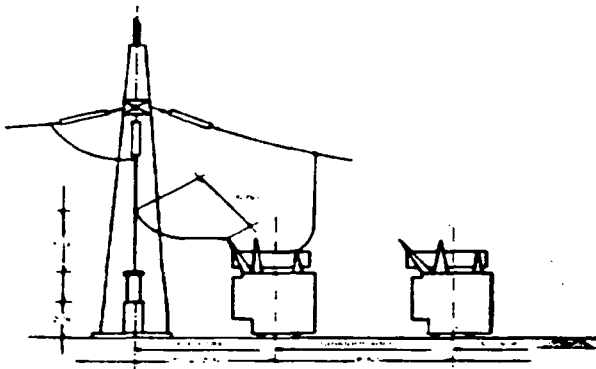


Figura 4.11 Distancia máxima del apartarrays.

Como ya se menciona los apartarrayos suelen localizarse en las subestaciones eléctricas lo más cercano al equipo por proteger, sin embargo algunas veces pueden encontrarse localizados a una distancia del equipo que aunque es relativamente corta se le conoce como localización remota de apartarrayos. La figura 4.12 indica la localización que puede tener los apartarrayos para protección considerando desde luego que este número de apartarrayos es el óptimo ya que los apartarrayos A conectados a la entrada y la salida de la subestación representa la protección mínima, si se considera que esta protección resulta insuficiente entonces se instalan unos apartarrayos C en las barras colectoras o bien los apartarrayos B en la proximidad de los transformadores.

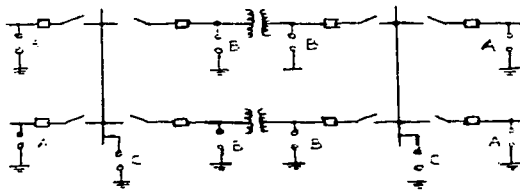


Figura 4.12

4.3.2 Blindaje.

Es una malla formada por cables de guarda que se instala sobre la estructura de la subestación.

4.3.2.1 Cables de guarda.

Se entiende por cables de guarda una serie de cables desnudos, generalmente de acero, que se fijan sobre la estructura de una subestación, formando una red que actúa como un blindaje, para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas directas de los rayos. La red de cables de guarda actúa como contraparte del sistema de tierra. A veces se complementa o se sustituye por una serie de bayonetas de tubo de acero galvanizado, también conectadas a la red de tierra de la instalación, que se fijan en la parte superior de los remates de las columnas de la estructura de la subestación.

Para el cálculo del blindaje se pueden utilizar en forma más o menos aproximada los siguientes métodos analíticos:

1. Método electrogeométrico.
2. Método de Bewley.
3. Método de bayonetas.

4.3.2.1.1 Método electrogeométrico.

El cálculo del blindaje a partir del método electrogeométrico se desarrolla en la forma siguiente:

La tensión que aparece en los conductores se calcula en forma análoga a las líneas de transmisión, o sea:

$$V = Z_0 I_0 / 2$$

Donde

I_0 = corriente de rayo obtenida a partir de la curva de distribución de la corriente de los rayos

Z_0 = impedancia característica de los conductores

La corriente del rayo I_0 y la impedancia característica Z_0 se pueden determinar también por las expresiones siguientes:

$$I_0 = (2 \times (\text{T.C.F.})) / Z_0$$

en donde:

T.C.F. = tensión crítica de flameo

$$Z_0 = 60 \log 2Y / r_e \text{ ohms}$$

En donde

r_e = radio externo del conductor

Y = altura efectiva del conductor, que a su vez se determina a partir de:

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

En donde:

Y_t = altura de remate del conductor en la torre en m

f = flecha del conductor en metros

El modelo electrogeométrico de blindaje considera a I_0 como el valor de la corriente mínima que produce salidas de la instalación por falla del blindaje.

Esta corriente establece una distancia (r_{cf}) llamada radio crítico de flameo, respecto a los conductores más elevados de la subestación, y cuya expresión es:

$$r_{cf} = 9.06 I_c^{2/3}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En el modelo electrogeométrico se considera que al quedar protegidos los conductores más altos de una subestación, los niveles inferiores quedan automáticamente protegidos, y además considera que la zona de atracción de los rayos en el hilo de guarda, genera una parábola, como se muestra en la figura 4.13.

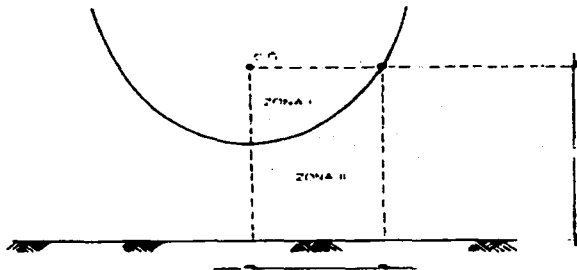


Figura 4.13 Zona de atracción de un rayo.

En dicha figura:

γ = Altura del hilo de guarda sobre el suelo en metros

X_1 = Distancia máxima a la que se localizan los puntos protegidos por el cable de guarda.

En la figura 4.14 se observa la posición del cable de guarda C_g y del cable de fuerza C_f por proteger. La elaboración del modelo electrogeométrico se realiza considerando la zona de protección, a aquella limitada por dos parábolas que parten de los cables de guarda.

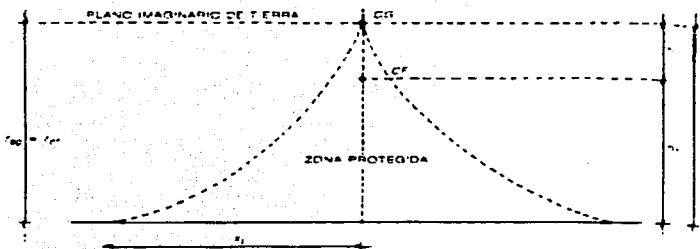


Figura 4.14 Protección de un cable de fuerza.

En donde:

h_1 = Altura máxima del objeto por proteger, localizado exactamente debajo del cable de guarda (C_g)

r_{sg} = Altura del plano imaginario. Normalmente se considera que:

$$r_{sg} = \gamma$$

O bien,

$$r_{sg} = r_{cf}$$

cuando

$$r_{cf} < \gamma$$

Por lo que la altura máxima del cable de fuerza será:

$$h_1 = 2 r_{cf} - \gamma$$

Como en realidad los cables de guarda no se instalan exactamente encima de los cables por proteger, entonces conviene establecer la protección por zonas, como se muestra en la figura 4.15 en donde aparece la magnitud θ_{11} que se denomina ángulo del blindaje.

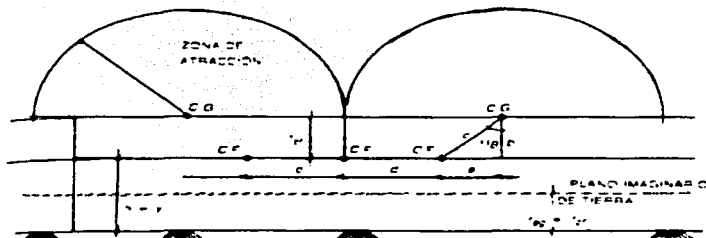


Figura 4.15 Protección por zonas.

En la figura 4.16 se representa el caso físico de la figura anterior.

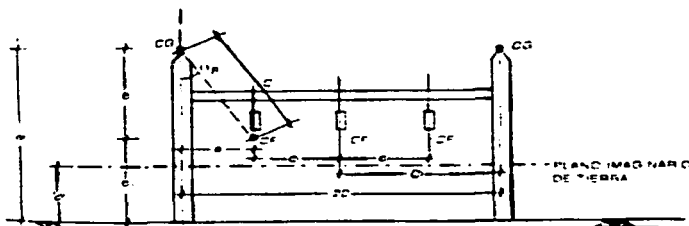


Figura 4.16 Caso real de la figura anterior.

En donde:

a = Distancia horizontal entre C_F y C_G

b = Distancia vertical entre C_F y C_G

c = Distancia entre centros de los cables C_F y C_G

d = distancia entre fases

θ_B = Angulo de blindaje

r_{cf} = Radio crítico de flameo o radio de la zona de atracción

con estos datos se pueden determinar dos de las cuatro variables a. b. c. θ_B .

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Normalmente, r_{cg} que es la altura del plano imaginario de tierra, es igual a la altura h del cable de guarda. La altura mínima de las posibles posiciones que pueden ocupar los cables de guarda, se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$b_{\min} = r_{cg} - \sqrt{r_{cg}^2 - D^2}$$

Dividiendo miembro a miembro entre d y considerando que D es mayor o igual a d

$$b_{\min} / d = (r_{cg} / d) - \sqrt{(r_{cg} / d)^2 - 1}$$

El área total de la subestación A se puede dividir en n subáreas (puede ser el área de un módulo) o sea:

$$n = A / a$$

El número de áreas consideras puede ser el número de módulos, más el número de bancos.

$$a = 2D \times L$$

El área de un módulo que se va a proteger es $a = 2D \times L$
La distancia protegida, de la figura 4.4

$$X_T = a / 120$$

El número de cables de guarda (N_{cg}) requeridos para el blindaje del área A es:

$$N_{cg} = 30n / L = 30n / 2D$$

Donde:

N_{cg} = Número de cables de guarda.

n = número de subáreas en que se divide el área A

La separación entre los cables de guarda, en la figura 4.16 es de $2D$, o sea:

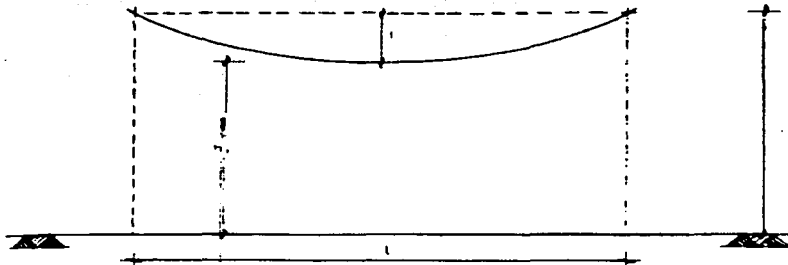
$$2D = 2X_T$$

La altura mínima del cable de guarda se calcula a partir de:

$$\gamma = 2/3 h_1 + \sqrt{1/9 h_1^2 + 1/3 (L/2)^2}$$

tomada de la figura 4.17

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Para la tensión de **230 KV**, la cual es, la que estamos manejando, y considerando según tablas un NBI = * 1050 KV tenemos que:

Tensión crítica de flameo

$$TCF = NBI / 0.961 = 1050 / 0.961 = 1092.6 \text{ KV}$$

Suponiendo la impedancia característica Z_0

$$Z_0 = 156 \text{ ohms}$$

Se obtiene:

$$I_c = (2 \times (T.C.F.)) / Z_0 = (2 \times (1092.6)) / 156 = 14 \text{ KA}$$

Cuya corriente establece un radio crítico de flameo de:

$$r_{cf} = 9.06 I_c = 9.06 \times (14) = 53 \text{ metros}$$

La distancia entre los ejes de las columnas que forman el módulo, que contiene los cables de guarda es de 17.50 m, o sea:

$$2D = 17.50$$

$$D = 8.75 \text{ metros}$$

Por lo tanto, la altura mínima de las posibles posiciones que pueden ocupar los cales de guarda es de:

* Nivel de aislamiento, correspondiente a aislamientos externos valor indicado por la norma NOM-EM-001-SEMP-1994; en el artículo 2404-7, tabla 2404.7. Este artículo está comprendido dentro del apéndice del presente trabajo.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

$$b_{\min} = r_{cf} - \sqrt{r_{cf}^2 - D^2} = 53 - \sqrt{53^2 - 8.75^2} = 0.727 \text{ metros}$$

Si se considera que los cables de guarda se encuentran a una altura de $\gamma = 30.85$ m. La altura máxima a que puede instalarse el equipo bajo protección h_1 es de:

$$h_1 = 2 r_{cf} - \gamma = 2(53) - 30.85 = 75.15 \text{ m}$$

aunque el valor real viene dado por la expresión:

$$\gamma_{\text{real}} = h_1 - r_{cf} = 75.15 - 53 = 22.15 \text{ m}$$

Finalmente se pueden calcular la altura mínima a la que deben instalarse los cables de guarda, sabiendo que los cables de fuerza C_f se encuentran a $h_1 = 17.50$ m sobre el nivel del suelo, o sea

$$h_1 = 17.50 \text{ m}$$

$$L = 8.75 \text{ m}$$

$$\gamma = 2/3 h_1 + \sqrt{1/9 h_1^2 + 1/3 (L/2)^2}$$

$$\gamma = (2/3 \times 17.50) + \sqrt{1/9 (17.50)^2 + 1/3 (8.75/2)^2}$$

$$= 18.02 \text{ m.}$$

Ahora bien, como los cables de guarda se consideraron a $\gamma = 30.85$ m de altura, el resultado anterior indica que la protección contra rayos es adecuada.

4.3.2.1.2 Método de Bewley.

Para el cálculo del blindaje en un módulo de 230 KV utilizando una red de hilos de guarda, bajo este método. Se considera que:

$$NBI = 1050 \text{ KV}$$

$$2D = 17.50 \text{ m}$$

$$\gamma = 30.85 \text{ m}$$

$$\therefore D = 17.5 / 2 = 8.75 \text{ m}$$

La corriente crítica del rayo, como se indicó anteriormente es de:

$$I_c = 14 \text{ KA}$$

La tensión crítica de flameo es:

$$TCF = NBI / 0.961 = 1050 / 0.961 = 1092.6 \text{ KV}$$

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

El radio crítico de flameo, o radio de la zona de atracción es:

$$r_{cf} = 9.06 I_c^{2/3} = 9.06 \times (14)^{2/3} = 52.6 \text{ m}$$

La altura mínima de las posibles posiciones que pueden ocupar los cables de guarda es:

$$b_{\min} = r_{cf} - \sqrt{r_{cf}^2 - D^2} = 52.6 - \sqrt{52.26^2 - 8.75^2} = 0.733 \text{ m}$$

Cuyo valor es la distancia mínima a la que todavía se considera que hay blindaje.

- a) Primero se puede calcular el blindaje por el método de Bewley, para lo cual se parte de los siguientes datos del módulo de 230 KV.

Claro = largo = $L = 60.0 \text{ m}$

Ancho = $2D = 17.50 \text{ m}$

Cálculo de la flecha (f_c) del cable de fuerza. Se puede considerar un dato práctico del 2% del claro, o sea:

$$f_c = 0.02 \times 60 = 1.20 \text{ m}$$

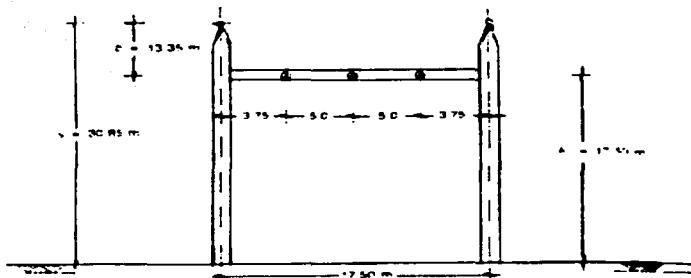


Figura 4.18 Marco para 230 KV.

Como los cables de fuerza se soportan con cadenas de tensión, el punto inferior del cable de fuerza tiene la siguiente altura h_1 desde el suelo:

$$h_1 = 17.5 - 1.2 = 16.30 \text{ m}$$

La altura mínima del cable de guarda, en el punto de montaje es:

$$\gamma = 2/3 h_1 + \sqrt{1/9 h_1^2 + 1/3 (L/2)^2}$$
$$\gamma = 2/3 \times 16.3 + \sqrt{1/9 (16.3)^2 + 1/3 (60/2)^2}$$
$$= 29.02 \text{ m}$$

La distancia protegida es:

$$X_T = A / 120 = (60 \times 17.50) / 120 = 8.75 \text{ m}$$

El ángulo de blindaje θ_B es:

$$\theta_B = \arctan 3.75 / 13.35 = 15.68^\circ$$

Lo cual quiere decir que el blindaje está sobrado y por lo tanto es correcto. Como este ángulo es inferior al máximo permitido de 45° se puede suponer, para estar dentro de la seguridad, un ángulo menor, por ejemplo uno de 40° , permaneciendo $a = 3.75 \text{ m}$, en cuyo caso:

$$b = a / \tan \theta_B = 3.75 / \tan 40^\circ = 4.50 \text{ m}$$

y reduce mucho el costo de la estructura.

b) Ahora se puede verificar el mismo caso por el método electrogeométrico.

A partir de:

$$I_c = 14 \text{ KA}$$
$$r_{ef} = 52.6 \text{ m}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

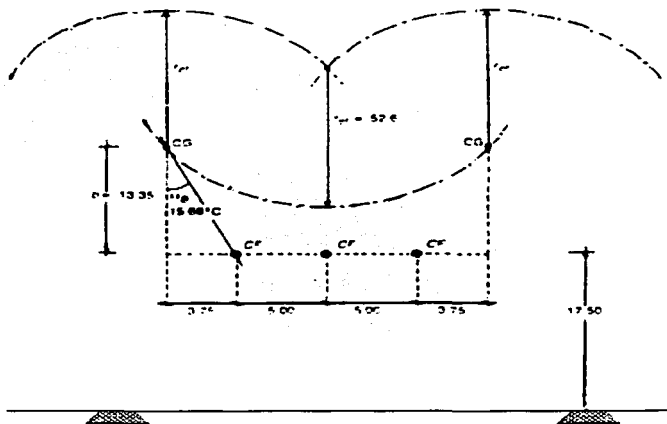


Figura 4.19 Verificación por el método electrogeométrico.

ya calculados, se calcula la altura del plano de tierra imaginario

$r_{gr} = \gamma$ Donde γ es la altura del cable de guarda

que para un módulo de 230 KV puede ser de 22 m. Verificando el blindaje queda de acuerdo con la figura 4.19.

La figura 4.19 indica que si reducimos el valor de b hasta un valor (considerando el valor máximo de $\theta_B = 45^\circ$) de 3.75 m, todavía quedan protegidos los conductores de fase.

4.3.2 Método de bayonetas.

Las bayonetas son piezas de tubo de hierro galvanizado, con su extremo superior cortado en diagonal, terminando en punta, de una longitud variable que depende de la zona que va a proteger, y con un diámetro que depende de la longitud del tubo. Como ejemplo se puede considerar una longitud de 3 m de largo por 32 mm de diámetro.

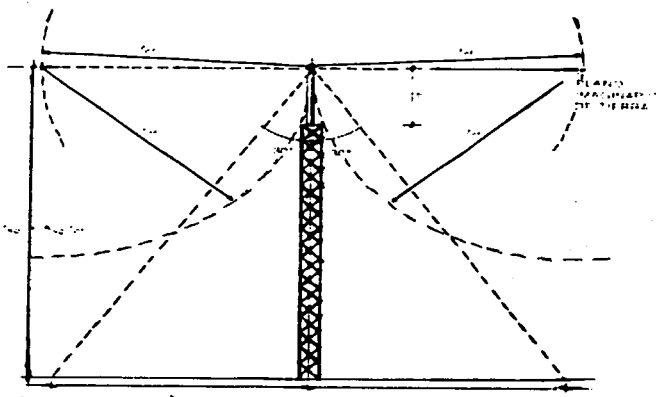


Figura 4.20

Las bayonetas constituyen un medio adicional de protección contra las descargas atmosféricas directas, aunque no siempre son necesarias, si la red de cables de guarda está correctamente calculada. Éstas actúan como electrodos, provocando mediante el efecto de punta, la concentración de cargas atmosféricas durante la descarga de un rayo.

Las bayonetas se colocan sobre las partes más altas de las estructuras, sobre los capiteles de las columnas, protegiendo un área igual a la sección del cono que corta. El ángulo de protección máxima del cono se ha determinado, en forma experimental, de 30° respecto a su eje, aunque se acostumbra en algunos cálculos llegar a utilizar ángulos de hasta 45° .

La zona de protección de una bayoneta se determina a partir de la distancia llamada radio crítico de flameo r_{cr} .

De la figura 4.20 se tiene:

r_{sg} = altura del plano de tierra imaginario

K_{sg} = constante del efecto de tierra. Su valor depende del nivel cerámico del lugar de la instalación, de acuerdo con:

$$0.8 \leq K_{sg} \leq 1.0$$

X_T = Distancia radial de protección

θ_{bl} = Ángulo de blindaje

A = Área protegida al nivel del suelo $A = \pi X_T^2$

h = Altura total de la estructura más la bayoneta

$$X_T = \sqrt{A / \pi}$$

La distancia protegida se puede calcular gráficamente a partir de las curvas experimentales indicadas en la figura 4.21, que relacionan la altura h de la punta de la bayoneta con la distancia de protección X_T , en función de diferentes valores de h . Recomendándose como límite máximo la relación:

$$(r_{sf} / X_T) > 1.5$$

La altura mínima que debe tener una bayoneta se puede obtener aproximadamente a partir de la figura 4.21.

En la práctica, para normalizar las dimensiones de todas las bayonetas de una instalación, se calcula la más crítica y todas las demás se fabrican de la misma longitud, aun quedando excedidas.

Para dimensionar las bayonetas en un módulo de 230 KV, en la zona de transformadores de 230 / 85 KV, para proteger de descargas directas el equipo circundante, como se indica en la figura 4.22.

En dicha Figura, si se considera la longitud de la bayoneta $C = 4$ m, la distancia horizontal X_T protegida por la bayoneta es:

Y = Altura de la estructura + longitud de la bayoneta – altura del equipo por proteger

$$Y = 22 + 4 - 9 = 17 \text{ m}$$

La distancia horizontal a la altura del equipo por proteger, se obtiene:

$$X_T = Y \tan 30^\circ = 17 \tan 30^\circ = 9.81 \text{ m}$$

Distancia que cubre el transformador, el apartarrayos y parte de las barras de 230 KV.

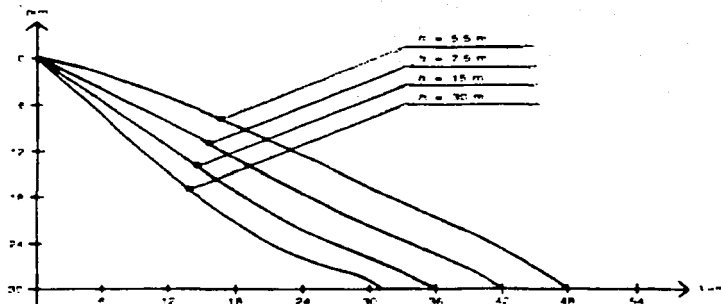


Figura 4.21 Curvas $b - X_T$ en función de h .

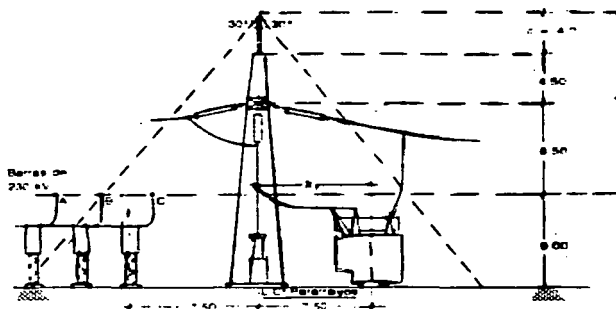


Fig. 4.22 Zona protegida de una instalación.

4.4 Determinación del nivel de aislamiento externo e interno de los aparatos.

Analizando el caso de un sistema de 230 KV nominales, instalado a 2 300 metros de altura sobre el nivel el mar; seleccionando un transformador para cuyas bobinas, de acuerdo con la tabla 4.2, consideremos la tensión máxima de 245 KV. A este valor corresponde un NBI, para los aislamientos externos (boquillas) de 1 050 KV al nivel del mar. De acuerdo con la tabla 4.3, a la altura de 2 300 m.s.n.m se tiene un factor de corrección por altitud de 0.87. Por lo tanto, el NBI de los aislamientos externos, de los aparatos con NBI de 1 050 KV al nivel del mar, que se instalan a 2 300 m, se reduce a 913 KV, o sea:

$$1\ 050 \times 0.87 = 913\ \text{KV}$$

Según la tabla 4.2, para el valor de 1 050 KV, podemos elegir para las bobinas del transformador cualquiera de los tres valores que aparecen en la columna de aislamiento reducido. Ahora bien, para tener una buena coordinación de aislamiento entre las boquillas exteriores, cuyo NBI es de 913, y el embobinado interior, se debe escoger el valor de 900 KV.

Lo anterior se debe considerar para todos los aparatos eléctricos que tengan aislamientos internos, sumergidos en aceite, gas, etc., y que por no estar en contacto con la atmósfera, su NBI es prácticamente independiente de las condiciones atmosféricas y de la altura sobre el nivel del mar. En cambio, para todos los aislamientos externos que se encuentran en contacto directo con la atmósfera y que dependen de sus factores, se adopta un valor de NBI corregido por altitud, de manera que se puedan coordinar con los valores del NBI interno.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO 5

“SISTEMA DE TIERRAS, METODOS Y CARACTERÍSTICAS”

5.1 Red de tierra.

Dentro de las instalaciones eléctricas se suelen emplear electrodos, que son enterrados en diversas superficies, los cuales se emplean como una conexión eléctrica hacia tierra; a esta conexión se le llama comúnmente “tierra”. Ahora bien cuando se entierran uno o más electrodos y se conectan entre sí, o bien se extiende un conductor rodeando una superficie, y se toman derivaciones hacia diversos puntos se le suele llamar como “red de tierra”.

Las redes de tierra son empleadas en los sistemas eléctricos, así como en emisoras de radio, sistemas de telefonía y en los diversos sistemas de comunicaciones, ya que son de gran importancia.

5.1.1 Clasificación de los sistemas de tierra.

Los sistemas de tierra pueden clasificarse en base a su uso o función, y dicha clasificación se tiene a continuación:

1. Sistema de tierra para protección.
2. Sistema de tierra para trabajo
3. Sistema de tierra para servicio.

5.1.1.1 Sistema de tierra de protección.

Se emplean para interconectar las diferentes partes de una instalación que generalmente están desenergizadas y no representan peligro alguno para el personal, pero que sí pueden generar alguna chispa y provocar problemas en lugares explosivos.

5.1.1.2 Sistemas de tierra de trabajo.

Son los sistemas que se realizan provisionalmente para realizar algún trabajo y donde dicho trabajo pueda implicar cierto riesgo, algunos ambientes de trabajo en los que se emplea este sistema son en la descarga y carga de combustible o gas, reparaciones en subestaciones, etc.

5.1.1.3 Sistema de tierra para servicio.

Estos sistemas se emplean para la interconexión de los pararrayos, para conectar los neutros de los generadores, los transformadores, los apartarrayos y todos los circuitos que se encuentren expuestos a descargas atmosféricas o fallas a tierra. Estos sistemas de tierra son los que se estudiarán en el presente capítulo.

5.1.2 Importancia de la red de tierra.

Las redes de tierra desempeñan un papel de gran importancia, ya que constituyen un método de protección para los equipos y personas durante los pequeños periodos en los que existe una falla, o bien durante la aparición de sobretensiones atmosféricas o sobretensiones por maniobras de interruptores. De la misma forma en que brindan protección contra las sobretensiones protegen contra las corrientes de corta duración que circulan por los conductores hacia tierra, ya que durante los periodos anormales se pueden presentar muchos miles de amperios.

Idealmente la resistencia que debe de existir en las diversas tomas de tierra es cero; por lo tanto las corrientes circulantes por ellas no producen aumentos en la tensión de un punto de la toma y los otros puntos distantes. Como no se puede lograr que la resistencia sea totalmente cero, se trata de minimizar hasta que se obtiene un valor lo más pequeño posible.

La resistencia de una red siempre es finita y por lo tanto las corrientes que circulan por ella originan ciertas circunstancias que son:

- Aumento de la tensión en el equipo conectado a la toma, en relación con otros puntos distantes.
- Se presentan gradientes de potencial eléctrico en sentido horizontal sobre la superficie de la tierra, principalmente en las proximidades de los electrodos de toma de tierra.

Las dos circunstancias anteriores representan un peligro para el personal, disminuyendo el mismo si se reduce la resistencia de la red de tierra.

5.1.3 Corriente tolerante por el cuerpo humano.

Los efectos fisiológicos de una corriente eléctrica que circula por el cuerpo humano se manifiesta de diferentes formas, según se trate de corriente alterna a frecuencia del sistema o corriente continua a alta frecuencia, los efectos dependerán de la intensidad de la corriente, duración por la misma trayectoria y condiciones fisiológicas de la persona.

Se puede presentar una muerte por fulminación instantáneamente o bien una muerte no instantánea con supervivencia de la víctima, estas muertes se presentan por diferentes mecanismos que son:

1. Se presenta un paro en el corazón del tipo síncope (fibrilación).
2. Se presenta una asfixia.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Las tensiones resultantes de la puesta a tierra de las instalaciones no deben de presentar riesgo alguno, principalmente para el personal que labora en dicho recinto; ya que las intensidades de miles de amperes generan gradientes de potencial elevados en las cercanías de los puntos de toma de tierra, y si alguna persona se apoya en dos puntos, donde exista una diferencia de potencial debido al gradiente indicado, puede sufrir una descarga de tal magnitud que sobrepase el límite de su contractilidad muscular y provoque su caída. Cuando esto sucede la corriente circulante aumenta y si esta pasa por algún órgano vital originaría la fibrilación ventricular y sobreviene la muerte.

Se pueden tolerar algunas intensidades de corriente sin que se presente fibrilación, si la duración de la corriente es muy corta. La siguiente ecuación liga los parámetros de la intensidad de corriente tolerable y el tiempo que puede tolerarla el organismo:

$$I_k^2 \bullet t = 0.0135$$

Despejando la corriente tenemos:

$$I_k = 0.116 / \sqrt{t} \quad \dots 1$$

Donde:

$I =$ al valor efectivo de la corriente que circula por el cuerpo en amperes.

$t =$ al tiempo de duración de choque eléctrico.

$0.0135 = a$ la constante energía derivada empíricamente.

Las diferencias de potencial tolerables se determinan de acuerdo con los conceptos de tensiones de "paso", de "contacto" y de "transferencia".

En la figura 5.1 se ilustra el circuito equivalente a la tensión de paso, o de contacto entre los pies, donde la distancia entre los pies se supone de 1 metro.

En la figura 5.2 se muestra un ejemplo de contacto con la mano y dos pies, donde la distancia medida sobre el suelo, igual al alcance normal, es de 1 metro.

En la figura 5.3 se tiene un ejemplo de contacto con potencial transferido. En este caso se hace contacto con un conductor que esta a tierra en un punto lejano; por lo tanto la tensión de choque puede ser esencialmente igual a la elevación total de potencial de la malla de tierra.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

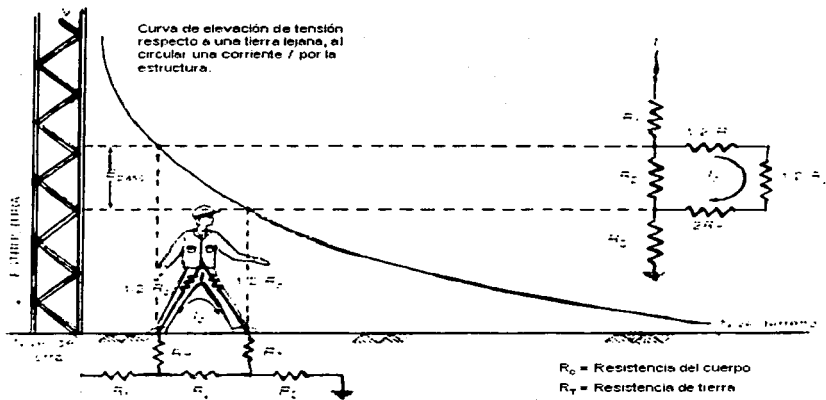


Figura 5.1 Tensión de paso de una estructura conectada a tierra.

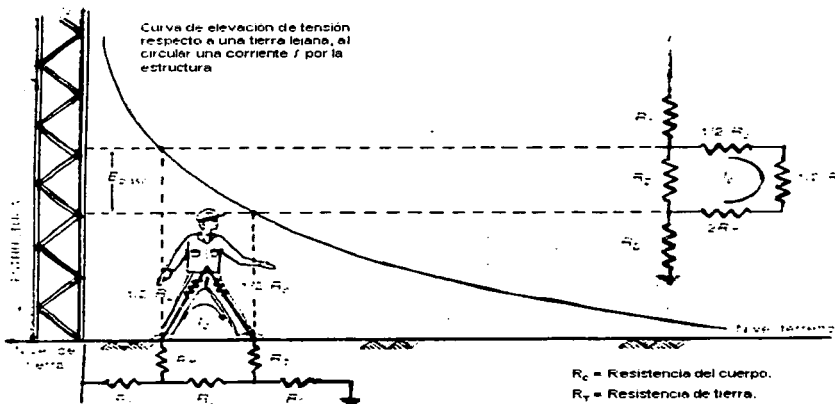


Figura 5.2 Tensión de contacto a una estructura conectada a tierra.

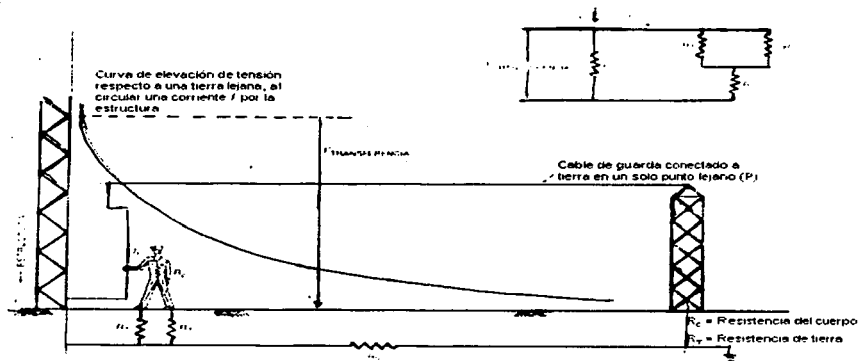


Figura 5.3 Tensión de transferencia.

En los circuitos se incluyen las resistencias del sistema de electrodos de tierra (R_1 , R_2 , R_0), las resistencias de contacto de la mano y de los zapatos (estas se consideran despreciables) y la resistencia R_T del terreno inmediato de cada pie y la resistencia del cuerpo R_C . Para fines prácticos se suele considerar lo siguiente:

$R_T = 3\rho s$ por cada pie, donde ρ es la resistividad superficial (ohms-m) que toca el pie.

El valor de la resistencia del cuerpo R_C es variable, por lo que se debe de tomar un valor de 1000Ω para la resistencia entre los dos pies y manos.

Si sustituimos las constantes apropiadas en cada caso, de las figuras anteriores, y los valores de corriente de la expresión 1, se obtiene lo siguiente:

$$E_{PASO} = (R_C + 2R_T) I_C = (1000 + 6\rho s) 0.116 / \sqrt{t}$$

$$E_{PASO} = 116 + 0.7 \rho s / \sqrt{t} \text{ Volts} \quad \dots 2$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$E_{\text{CONTACTO}} = (R_C + (R_T / 2)) I_C = (1000 + 1.5ps) 0.116 / \sqrt{t}$$

$$E_{\text{CONTACTO}} = 116 + 0.017 ps / \sqrt{t} \text{ Volts} \quad \dots 3$$

Como norma se ha tomado como valor máximo de tensión que soporta el cuerpo humano durante 1.2 segundos, el valor de 150 V.

5.1.4 Configuraciones básicas de las redes de tierra.

Se tienen básicamente cuatro configuraciones para las redes de tierra, las cuales se presentan a continuación:

- a) Sistema radial.
- b) Sistema de anillo.
- c) Sistema de red.
- d) Sistema ideal o de placas.

5.1.4.1 Sistema radial.

Este sistema es el mas barato, pero de igual manera, el menos satisfactorio, ya que cuando un equipo falla se producen grandes gradientes de potencial elevado.

Este sistema consta de una o más electrodos que se instalan a lo largo de una línea imaginaria, pero dichos electrodos no se encuentran unidos entre si, de estos se toman derivaciones hacia cada equipo.

5.1.4.2 Sistema de anillo.

Este sistema se obtiene colocando en forma de anillo un cable de cobre de calibre suficiente (1000 MCM) donde este anillo se coloca alrededor de la subestación eléctrica y se toman de el derivaciones con un cable más delgado (500 MCM o 4/0 AWG) hacia cada equipo o aparato.

Este sistema es económico y suficiente, ya que se eliminan las grandes distancias de descarga a tierra del sistema radial, y se disminuyen los potenciales peligrosos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.1.4.3 Sistema de red.

En la actualidad es el más usado en los sistemas eléctricos; y como indica el nombre esta compuesta por cable de cobre (4/0 AWG) que forman una malla mediante secciones cuadradas o rectangulares, esta malla se encuentra interconectada mediante electrodos de varillas copperveld a partes mas profundas para buscar menor resistividad.

Este sistema es el más eficiente pero de mayor costo, de los dos mencionados anteriormente.

5.1.4.4 Sistema ideal o de placas.

Este sistema consiste en instalar una placa metálica en el subsuelo, bajo el área de los equipos y estructuras de la subestación eléctrica como mínimo.

El sistema es ideal desde el punto de vista de seguridad personal aunque la resistencia de la red tiende a ser cero ohms; y por ser ideal sirve de referencia para su estudio.

5.2 Elementos que conforman una red de tierra.

Los elementos básicos que deben de incluirse para conformar una red de tierra, y que en su conjunto proporcionen la protección necesaria, son:

- Conductores.
- Electrodo.
- Electrodo para pararrayos.
- Conectores y accesorios.

5.2.1 Conductores.

Estos son elementos que se emplean en los sistemas de tierra; son cables de cobre de calibre mayor o igual a 4/0 AWG, el calibre del conductor dependerá del sistema de tierra que se emplee. El calibre 4/0 se elige por razones mecánicas, ya que eléctricamente también se podría emplear cables calibre hasta 2 AWG.

Para sistemas de anillo se emplea el cable calibre 1000 MCM, y en cambio si se emplea un sistema de tierra de malla basta con emplear el calibre 4/0 AWG.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El cable de cobre se emplea por ser resistente a la corrosión, debido a que es catódico con respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados, además de ser buen conductor eléctrico y térmico.

5.2.2 Electrodo.

Dichos elementos son varillas que se entierran en terrenos mas o menos blandos, el hecho de enterrar los electrodos se realiza para encontrar zonas con mayor humedad y con menor resistencia eléctrica. Estos elementos son de gran importancia en terrenos donde no existe vegetación, por lo que la superficie esta completamente expuesta al sol y por lo tanto la superficie se encuentra siempre seca.

Estos elementos son elaborados con tubos o varillas de fierro galvanizado, o bien, con varillas copperweld. Los elementos anteriormente mencionados son empelados en diferentes situaciones, la varilla galvanizada se emplea en terrenos cuya composición química no afecta a dicho material, y las varillas copperweld son empleadas en terrenos cuyas componentes poseen una mayor corrosividad. Las varillas copperweld tienen buena conductividad así como resistencia a la corrosión, resistencia mecánica para ser clavada en el terreno. Estos elementos se pueden conectar mediante conectores mecánicos o soldables.

5.2.3 Electrodo para pararrayos.

Los electrodos para pararrayos son elementos que se instalan en las partes mas altas de las estructuras de la subestación eléctrica, además son un complementos de los hilos de guarda, con lo cual se protege a la subestación de descargas directas de los rayos.

Los electrodos son fabricados con tramos de tubo de fierro galvanizado de 40 milímetros de diámetro aproximadamente, y 3 metros de largo; los electrodos para pararrayos se atornillan la estructura de la subestación eléctrica, además son cortados en bisel en su parte superior para producir el efecto punta.

Como las descargas de los rayos son de alta frecuencia se recomienda que las terminales de descarga del pararrayos así como los hilos de guarda sean como mínimo del calibre de los conductores de la red de tierra, idealmente se emplearía un calibre igual al de las barras para atenuar el reflejo de las ondas, las cuales provocan un incremento en la amplitud de la onda de choque.

5.2.4 Conectores y accesorios.

Estos elementos sirven para unir los conductores de los sistemas tierra, para conectar las varillas a los conductores o bien para realizar la conexión de los equipos por medio de conductores al sistema de tierra.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los conectores empleados en los sistemas de tierra son generalmente de tres tipos, y se mencionan a continuación:

- a) Conectores atornillados.
- b) Conectores a compresión.
- c) Conectores soldados.

Conectores atornillados.

Los conectores atornillados se fabrican formando dos piezas, las cuales se unen por medio de un tornillo que al apretarse ejercen una presión sobre los cables que se desean mantener en contacto.

Conectores a compresión.

Los conectores a compresión son fabricados en una sola pieza y se colocan sobre los cables que necesitan estar en contacto; estos elementos son colocados con herramientas especiales, además son diseñados para operar a una temperatura de entre 250° y 350° C.

Tanto para los conectores atornillados y para los de compresión, estos se fabrican en bronce con un alto contenido de cobre. Los tornillos empleados para los conectores atornillados se fabrican en bronce al silicio, lo cual brinda una resistencia mecánica y a la corrosión.

Conectores soldables.

Los conectores soldables son aquellos que mediante una reacción química exotérmica, los conductores y el conector, se sueldan en conexión molecular, además, por su naturaleza soporta como mínimo la misma temperatura de fusión del conductor.

Cualquier tipo de conector debe de tener las siguientes propiedades:

- Tener las dimensiones adecuadas para absorber el calentamiento que se produce durante la circulación de las corrientes elevadas de las descargas.
- Tener suficientemente asegurados a los conductores para soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por fallas, además de no permitir que el conductor se mueva dentro de el.

El empleo del bronce se debe a que es un material no magnético, el cual proporciona una conducción segura para las descargas de atmosféricas de alta frecuencia. Los conectores a presión son más económicos que los atornillados y dan una mayor garantía de contacto entre los conductores. Así mismo los conductores soldables, cadweld, son los más económicos y seguros por lo que se emplean con gran frecuencia.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Los conductores empleados en los sistemas de tierra difieren de los empleados en las barras colectoras. Para los sistemas de tierra se emplean generalmente los siguientes conectores atornillados:

- a. Del electrodo al cable de cobre de la malla, donde se debe de tomar en cuenta si el cable es paralelo o perpendicular al electrodo.
- b. Del electrodo a dos cables verticales.
- c. Del electrodo a tres cables verticales.
- d. De un cable a un tubo o columna.
- e. De dos cables a un tubo perpendicular a ellos.
- f. Zapata para conexión a diversos equipos.
- g. Conector "T" de cable a cable.
- h. De un cable a placa.
- i. De dos cables a placa.
- j. De tres cables a placa.
- k. De varilla a placa.

5.3 Principales consideraciones para el diseño de la red de tierra.

Un sistema de tierras puede ser instalado de tal manera que limite el efecto de los gradientes de potencial a tierra, tales como voltaje y corriente a niveles que no pongan en peligro la seguridad de las personas o equipo bajo condiciones normales de operación y de falla, así como asegurar la continuidad del servicio.

Habiendo fijado los límites tolerables de tensión, puede procederse al diseño y a la construcción del sistema de tierra, para lo cual se tomarán en consideración los factores que enseguida se enuncian.

5.3.1 Características del terreno.

Para determinar las características del suelo, normalmente se obtienen muestras hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar de la homogeneidad y condiciones de humedad o nivel de aguas freáticas. Para determinar la resistividad eléctrica es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aceptados para estos fines. Las mediciones deben incluir datos sobre temperatura y condiciones de humedad en el

momento de efectuarlas, tipo de terreno, profundidad de la medición y concentraciones de sales en el suelo.

La siguiente tabla nos da una idea de los valores medidos de la resistividad:

| Tipo de terreno | Resistividad en ohm - metros |
|------------------------|------------------------------|
| Tierra orgánica mojada | 10 |
| Tierra húmeda | 10 ² |
| Tierra seca | 10 ³ |
| Roca sólida | 10 ⁴ |

Tabla 4.1 Resistividades medias del terreno.

El contenido de sales, ácidos o álcalis afecta en forma muy apreciable la resistividad abatiéndola. La resistividad depende fuertemente del contenido de humedad. Cuando ésta se reduce abajo del 22 % por peso, la resistividad crece bruscamente. En este caso, se impone el uso de varillas verticales de suficiente longitud para llegar a las capas de mayor humedad e instalar las mallas del sistema de tierras a mayores profundidades a efecto de que queden en contacto con la tierra húmeda.

La grava o roca triturada colocada en la superficie ayuda tanto a evitar la evaporación del agua como a reducir la magnitud de los choques eléctricos, dada su alta resistividad.

La temperatura también ejerce una influencia apreciable sobre la resistividad del terreno. A menos de 0° C la resistividad crece bruscamente y a mayores temperaturas decrece, excepto al llegar al punto de ebullición del agua que rodea el electrodo por el cual pase una corriente muy intensa, resultando entonces resistividades elevadas debido a la evaporación de la humedad.

5.3.2 Dimensionamiento de la red de tierra.

El problema en el dimensionamiento de una red de tierras consiste en el cálculo de un conjunto de elementos dispersores convenientemente conectados de manera que se tenga una resistencia de tierra resultante.

$$R_T \leq V_T / I_T$$

Siendo V_T la máxima tensión admisible a tierra y que corresponde a la máxima corriente de tierra I_T .

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

La resistencia a tierra de un dispersor sencillo depende en general de su forma y dimensiones y de un modo prevalente del valor medio de la resistividad del terreno que a su vez depende de la naturaleza del terreno, del grado de humedad y de la temperatura con el propósito de dar una idea de los valores de resistividad del terreno se dan los siguientes valores:

| | |
|---------------------------------|--------------------------|
| Terreno húmedo o suelo orgánico | 10 – 50 Ω – metro |
| Terreno de cultivo arcilloso | 100 Ω – metro |
| Tierra arenosa húmeda | 200 Ω – metro |
| Tierra arenosa seca | 1000 Ω – metro |
| Tierra con guijarros y centeno | 1000 Ω – metro |
| Suelo rocoso | 3000 Ω – metro |
| Roca compacta | 10 000 Ω – metro |

Los elementos que afectan la variación en la resistividad del terreno influyen en la forma siguiente:

Temperatura.- Determina ciertas variaciones en la resistividad del terreno sobre todo con valores alrededor del cero (en $^{\circ}\text{C}$) por lo que para evitar este inconveniente es recomendable que los dispersores se entierran a una cierta profundidad de manera que no se manifieste la acción del hielo.

Humedad.- Debido a que las variaciones de en la resistividad del terreno son de naturaleza esencialmente electrolítica, para profundidades mayores de 3.0 m. los dispersores pueden considerarse solo sujetos al efecto de la humedad.

5.3.3 Corrientes máximas de cortocircuito a tierra.

Para determinar el valor correcto de la corriente de falla a tierra, utilizada en el cálculo del sistema de tierras, se necesita:

- Determinar el tipo de falla posible a tierra que produzca el máximo flujo de corriente entre la malla del sistema de tierras y la tierra adyacente, y por lo tanto su mayor elevación de potencial y los mayores gradientes locales en el área de la subestación.
- Determinar por cómputo o por analizadores, el máximo valor efectivo de la corriente simétrica de falla a tierra entre la malla de tierras y la tierra circundante en el instante de iniciarse la falla.

5.3.3.1 Tipos de fallas a tierra.

Son de dos tipos principalmente:

- a) Falla monofásica a tierra.
- b) Falla polifásica a tierra

Para cualquiera de los tipos de falla mencionados, se debe hacer primero un diagrama equivalente a los de la Figura 4-4, que represente la situación real de los circuitos. El diagrama deberá incluir todo hilo aéreo neutro que esté conectado al sistema de tierras o a los neutros de los transformadores.

5.3.3.2 Componente simétrica de la corriente a tierra en el instante de la iniciación de la falla.

El máximo valor efectivo de la corriente simétrica de falla a tierra I'' se calcula por la ecuación:

$$I'' = \frac{3E}{3R + 3R_f + (R_1 + R_2 + R_0) + j(X_1'' + X_2 + X_0)} \text{ amperes} \quad \dots 4$$

En la mayoría de los casos, cuando la resistencia sea despreciable se usa:

$$I'' = \frac{3E}{X_1'' + X_2 + X_0} \text{ amperes} \quad \dots 5$$

En las ecuaciones anteriores:

I'' = Valor efectivo de la corriente simétrica en el instante en que se inicia la falla a tierra, en amperes.

E = Tensión de fase a neutro, en volts.

R = Resistencia a tierra estimada del sistema de tierra local de la subestación, en ohms.

R_f = Resistencia mínima de la falla misma, en ohms.

R_1 = Resistencia de secuencia positiva, en ohms por fase.

R_2 = Resistencia de secuencia negativa, en ohms por fase.

R_0 = Resistencia de secuencia cero, en ohms por fase.

X_1'' = Reactancia subtransitoria de secuencia positiva, en ohms por fase.

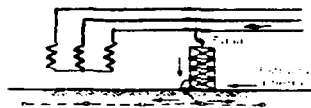
X_2 = Reactancia de secuencia negativa, en ohms por fase.

X_0 = Reactancia de secuencia cero, en ohms por fase.

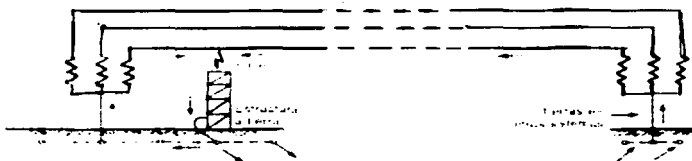
Los valores de R_1 , R_2 , R_0 , X_1'' , X_2 , X_0 son los correspondientes del sistema vistos desde el punto de falla. Los cálculos se efectúan excluyendo las corrientes que no circulan entre el sistema local de tierras y la tierra. (Véanse los casos 1, 3 y 4 de la Figura 5.1).



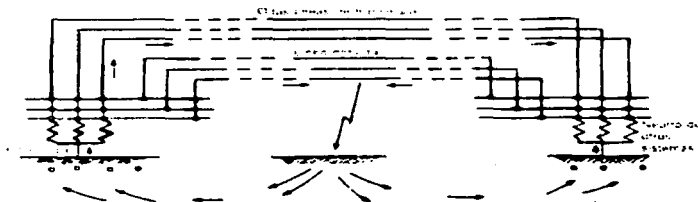
Caso 1. Falla dentro del local de la estación. Sistema de tierras local solamente. La corriente de falla sigue el camino metálico suministrado por la red de tierra. Ninguna corriente apreciable fluye en la tierra.



Caso 2. Falla en el local de la estación. Neutro conectado a tierra sólo en punto remoto. La corriente total de falla fluye de la red de tierra hacia la tierra.



Caso 3. Falla en la estación. Sistema conectado a tierra tanto en la estación como en otros puntos. La corriente de falla regresa al neutro local a través de la red de tierras y a los neutros remotos a través de la tierra. Ésta es la componente que impera en el estudio de tensiones peligrosas.



Caso 4. Falla en la línea fuera de la estación. Sistema a tierra localmente y en otros puntos. Parte de la corriente regresa de la tierra al sistema local de tierras y determina el aumento de potencial y gradientes allí. Casos 1, 2 y 3 muestran fallas dentro del local de la estación. El caso 4 muestra una falla externa en la línea.

Figura 5.1

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.3.4 Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

En el cálculo anterior, se usan factores de corrección para la determinación de la corriente de falla a tierra que se considera para el cálculo del sistema de tierras. Los factores de corrección se usan en los siguientes casos:

- a) Cuando sea necesario tomar en cuenta el efecto del desplazamiento de la onda de corriente por corriente continua y los decrementos en las componentes transitorias de corriente directa y alterna de la corriente de falla.
- b) Cuando sea pertinente tomar en cuenta los aumentos de las corrientes de falla a tierra debidos al crecimiento del sistema eléctrico.

5.3.4.1 Factor de decremento D.

Este factor se produce por el desplazamiento de la componente de corriente directa y por la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla.

Debido a que los cortocircuitos suceden en forma aleatoria con respecto a la onda de tensión y, como el contacto puede existir en el momento en que se inicia la falla, se hace necesario suponer una onda de corriente de falla a tierra asimétrica desplazada 100% durante el tiempo del choque eléctrico. Como las experiencias para fijar el umbral de fibrilación están basadas en corrientes senoidales simétricas de amplitud constante, es necesario determinar la magnitud efectiva I de una corriente senoidal equivalente a la onda de falla asimétrica. El valor de I se determina por siguiente expresión:

$$I = \sqrt{1/T \int_0^T i_F^2 dt} = DI''$$

Donde:

$$D = 1/I'' \sqrt{1/T \int_0^T i_F^2 dt} \quad \dots 6$$

- I = Valor efectivo ajustado de la corriente de falla a tierra, en amperes para usarse en los cálculos.
- T = Duración de la falla y por la tanto del choque eléctrico, en segundos.
- t = Tiempo a partir de la iniciación de la falla.
- i_F = Valor efectivo de la corriente de falla a tierra, al tiempo t .
- D = Factor de decremento que toma en cuenta el efecto del desplazamiento de la corriente directa y a la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla.

Al aplicar la ecuación anterior, resultan para el factor de decremento D los valores que a continuación se indican:

| DURACIÓN DE LA FALLA Y DEL CHOQUE ELÉCTRICO T_{sep} | FACTOR DE DECREMENTO D |
|---|-----------------------------|
| 0.08 | 1.65 |
| 0.10 | 1.25 |
| 0.20 | 1.20 |
| 0.25 | 1.10 |
| 0.50 o más | 1.00 |

TABLA 4-2 Factores de decremento

Para otros valores de duración intermedia pueden interpolarse linealmente los valores del factor D .

5.3.4.2 Factor de seguridad por crecimiento de la subestación.

Resulta prudente tomar un margen adecuado para estimar los aumentos futuros de las corrientes de falla por aumento de la capacidad del sistema eléctrico o por interconexiones posteriores, pues las modificaciones posteriores a la red de tierra resultan costosas y generalmente se omiten dando motivo a introducir inseguridad en el sistema. Este efecto puede tomarse en cuenta disminuyendo la impedancia del sistema o aplicando un factor de seguridad al valor calculado de la corriente de falla.

5.3.5 Efecto de la resistencia de la red de tierra

En la mayoría de los casos basta con calcular la corriente de falla a tierra despreciando las resistencias. Sin embargo, pueden presentarse casos en donde la resistencia predicha del sistema de tierras sea muy alta comparada con la reactancia del sistema que obligue a tomarla en cuenta. Esto implica un problema, pues mientras no esté diseñado el sistema no puede conocerse su resistencia. Este círculo vicioso se puede romper, ya que una vez determinada la resistividad del terreno, la resistencia depende del área del sistema de tierra que normalmente ya se conoce.

La resistencia puede estimarse por:

$$R = \rho / 4r \quad \dots 7$$

O con mayor precisión por:

$$R = \rho / 4r + \rho / L \quad \dots 8$$

En donde:

R = Resistencia del sistema de tierras de la subestación, en ohms.

ρ = Resistividad media del terreno, en ohms-metro.

r = Radio del círculo que tenga la misma área que la ocupada por el sistema de tierras, en metros.

L = Longitud total de los conductores del sistema de tierras, en metros.

Esta resistencia es de una fracción de ohm.

5.3.6 Efecto de los hilos de guarda

Cuando los hilos de guarda de las líneas aéreas quieran conectarse a la malla de tierra de la subestación, debe tomarse en cuenta que éstos desvían una pequeña porción de la corriente de falla restándosela al sistema de tierras. En vista de que la corriente a tierra se divide en proporción inversa a las resistencias de la malla y de los hilos aéreos, se hace necesario establecer sus valores aunque sea aproximadamente.

Un hilo de guarda de una línea que esté conectado a tierra en muchos puntos se comporta como un conductor con una impedancia longitudinal Z_1 y con una conductancia transversal $1/R_2$ y si la línea es de una longitud suficientemente grande, la impedancia equivalente es independiente de la longitud y puede calcularse por:

$$Z = \sqrt{Z_1 R_2} \quad \dots 9$$

Por ejemplo, un hilo de guarda de acero, de 70 mm² de sección tiene una impedancia longitudinal de aproximadamente 4 ohm / Km; si se suponen 3 conexiones a tierra por Km de 30 ohms cada una, la resistencia transversal es de unos 10 ohm/km. El hilo visto desde la fuente aparece como una impedancia de 6.3 ohms, ligeramente inductiva que queda en paralelo con la resistencia propia de la subestación, si se conecta a su estructura.

Se observa que $6.3 \gg R$ y se puede despreciar en la mayoría de los casos la corriente de tierra que se desvía por los hilos de guarda.

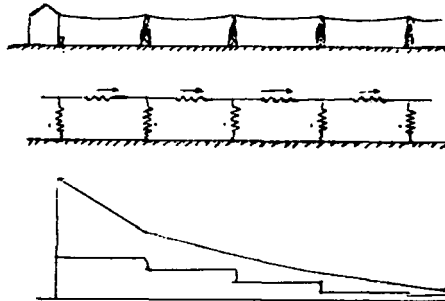


Figura 5.2 Flujo de corriente de tierra por un hilo de guarda.

5.4 Métodos de calculo.

Existen dos formas de realizar el diseño de las redes de tierra, el método clásico que es el que se realiza manualmente, y el mecanizado por computadora. Para el presente texto únicamente se vera el primero.

5.4.1 Método clásico.

Este método de calculo proporciona una solución practica en el diseño de sistemas de tierra; en el se establecen los limites seguros de las diferencias de potencial que puedan existir en la subestación, una vez construido se necesita verificar la seguridad mediante los diversos métodos de prueba, en estos métodos se mide la resistividad mediante instrumentos como el megger.

5.4.1.1 Diseño preliminar.

Inicialmente se debe de realizar una inspección del proyecto de la subestación, con lo que respecta a la disposición del equipo y estructuras. Debe de colocarse un cable continuo a lo largo del perímetro de la malla, con el fin de evitar que se tengan grandes concentraciones de corriente y que puedan provocar gradientes altos en los extremos de los cables.

La malla se debe formar colocando cables paralelos a distancias razonablemente uniformes a todo lo largo de las estructuras o alineación del equipo, esto para hacer más

fácil las conexiones de los equipos; así mismo los conductores de las mallas deben de reforzarse cuando sea necesario, para que puedan conducir las corrientes de falla máximas.

Generalmente un sistema de tierras se encuentra formado por mallas de cable de cobre enterrado a una profundidad de entre 0.3m a 0.5m debajo de la superficie aproximadamente. También consta de varillas verticales copperweld de aproximadamente 5/8" de diámetro y tres metros de longitud, las varillas de esta longitud se emplean principalmente cuando la resistividad del terreno es alta en su superficie.

5.4.1.2 Calculo del Calibre del Conductor de la Malla.

Todos los elementos del sistema de tierra deben de diseñarse tomando en cuenta los siguiente puntos:

- Las uniones eléctricas no deben fundirse aun cuando se presenten las condiciones más desfavorables de magnitud y duración de la corriente de falla, a las que están expuestas.
- Todo elemento debe ser mecánicamente resistente, en alto grado, principalmente aquellos que están expuestos aun daño físico.
- Los elementos deben tener buena conductividad, de manera que no se produzcan diferencia de potencial locales.

La ecuación de onderdonk nos sirve para determinar el conductor y la unión adecuada sin que se presente la fusión, dicha ecuación se muestra a continuación:

$$I = A \sqrt{\frac{\text{Log}_{10} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 S}} \quad \dots 10$$

Si despejamos A obtenemos la ecuación que nos determinara el diámetro del conductor, y resulta la siguiente expresión:

$$A = \sqrt{\frac{I}{\frac{\text{Log}_{10} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 S}}} \quad \dots 11$$

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Donde:

I = a la corriente en amperes.

A = a la sección de cobre en circular mils.

S = al tiempo durante el cual circula la corriente, en segundos.

T_m = a la temperatura máxima permisible en grados centígrados.

T_a = Temperatura ambiente en grados centígrados.

Además, los valores que se muestran a continuación son los que se suponen normalmente.

T_a = 40° C.

T_m = 1083° C, temperatura de fusión del cobre.

T_m = 450° C, temperatura permisible para la soldadura de latón.

T_m = 250° C, temperatura permisible para las uniones con conectores.

La tabla 5.1 nos permite seleccionar la sección de cobre necesaria a partir del tiempo de duración de la falla, basándose en la ecuación anterior.

| Tiempo de duración de falla | Circular mils por ampere | | |
|-----------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------------------------|
| | Cable solo | Con uniones de soldadura de latón | Con uniones de conectores |
| 30 segundos | 40 | 50 | 65 |
| 4 segundos | 14 | 20 | 24 |
| 1 segundo | 7 | 10 | 12 |
| 0,5 segundos | 5 | 6,5 | 8,5 |

Tabla 5.3 Calibres del conductor de cobre mínimos, que previenen la fusión.

5.4.1.3 Cálculo de las tensiones de paso, de contacto y de la malla de red de tierra.

Primeramente, para poder de obtener la longitud adecuada de la malla, se deben de obtener los límites de las tensiones de paso y de contacto, ya que los valores que se tiene, prácticamente, en las instalaciones son habitualmente menores, por lo tanto se tiene que las resistencias en serie con los pies limitan la corriente que circula a través del cuerpo humano, por lo que este tolerara magnitudes de corrientes superiores a través de las extremidades inferiores.

Para efecto de los cálculos se elegirán las tensiones de contacto referidas a estructuras que se encuentren conectadas a tierra en el centro del rectángulo de la malla, en lugar de tomar en cuenta la referencia de 1 metro, esto debido a que las posibilidades de que el objeto sea tocado a distancias superiores a un metro son muchas, y el objeto en cuestión puede estar conectado directamente o indirectamente a la malla.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Si las instalaciones que presenten tamaños de conductores, así como profundidad de enterramiento y de espaciamento, dentro de los límites usuales, se pueden obtener las tensiones de paso, de contacto y de malla, con las siguientes expresiones:

$$E_{\text{paso}} = 0.1 \text{ a } 0.15 \rho l \quad \dots 12$$

$$E_{\text{contacto}} = 0.6 \text{ a } 0.8 \rho l \quad \dots 13$$

$$E_{\text{malla}} = \rho l \quad \dots 14$$

Donde:

E_{paso} = tensión de un paso, de una distancia horizontal de un metro, en volts.

E_{contacto} = tensión de contacto a una distancia horizontal de un metro del conductor de la malla de tierra, en volts.

E_{malla} = diferencia de potencial, en volts, del conductor de la malla y la superficie del terreno al centro del rectángulo de la malla.

ρ = resistividad eléctrica del terreno, en ohms-metro.

i = corriente, en amperes por cada metro de conductor enterrado, que fluye a tierra.

Las formulas presentadas anteriormente son aproximadas, además para tomar en cuenta la profundidad de enterramiento, la irregularidad en el flujo de la corriente en diferentes partes de la red, así como el diámetro de los conductores y su espaciamento se pueden emplear las siguientes formulas:

$$E_{\text{malla}} = K_m K_i (1/L) \rho \quad \dots 15$$

Donde:

K_m = es un coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores paralelos n , el espaciamento D , el diámetro d y la profundidad de enterramiento h de los conductores que forman la red.

El valor de K_m se puede obtener con la siguiente expresión:

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

$$K_m \frac{1}{2\pi} \text{Loge} \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \text{Loge} \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \dots \right] \quad \dots 16$$

El número de factores del segundo termino será dos menos que el número de conductores paralelos en la red básica, excluyendo las conexiones transversales.

Donde:

K_i = es un factor de corrección por irregularidades para tomar en cuenta el flujo de corriente no uniforme de partes diversas de la red. Como se ilustra en la figura 5.6.

ρ = es la resistividad media del terreno, en ohms-metros.

I = es la corriente total efectiva máxima, en amperes, que fluye en la red de tierra y la tierra, ajustada por decremento y crecimiento futuro del sistema.

L = es la longitud total del conductor enterrado, en metros.

El valor del factor K_i varia entre 1.0 y un poco mas de 2.0, esto se observa en la figura 5.6, el valor dependerá de la geometría de la red, así mismo en dicha figura se tiene el producto de K_m por K_i , y se observa que los valores mas altos se tienen en las esquinas de la malla y en la periferia de la malla.

Teniendo los resultados correspondientes de las tensiones de contacto, de paso y de malla, empleando un valor aproximado del diseño preliminar, se deben de comparar estos con los valores que tolera el cuerpo humano para saber si el diseño contiene los valores dentro de los limites de seguridad requeridos. Cuando estos valores no son los adecuados se deberá calcular la longitud total del conductor necesaria, para que estos valores queden dentro de los limites permisibles.

| |
|-------------|
| 1.83 |
|-------------|

MALLA A

| | |
|-------------|-------------|
| 1.74 | 1.74 |
| 1.74 | 1.74 |

MALLA B

| | | | |
|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 1.73 | 1.33 | 1.33 | 1.73 |
| 1.33 | 1.16 | 1.16 | 1.33 |
| 1.33 | 1.16 | 1.16 | 1.33 |
| 1.73 | 1.33 | 1.33 | 1.73 |

MALLA C

| | | | | | | | |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 1.0 | 1.6 | 1.4 | 1.2 | 1.2 | 1.4 | 1.6 | 1.8 |
| 1.8 | 1.2 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 1.2 | 1.6 |
| 1.4 | 1.1 | 1.1 | 1.0 | 1.0 | 1.1 | 1.1 | 1.4 |
| 1.2 | 1.1 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.1 | 1.2 |
| 1.2 | 1.1 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.1 | 1.2 |
| 1.4 | 1.1 | 1.1 | 1.0 | 1.0 | 1.1 | 1.1 | 1.4 |
| 1.6 | 1.2 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | 1.2 | 1.6 |
| 1.8 | 1.6 | 1.4 | 1.2 | 1.2 | 1.4 | 1.6 | 1.8 |

MALLA D

| | | | |
|------|-----|------|-----|
| 1.0 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.7 |
| 0.8 | 0.7 | 0.8 | 0.7 |
| 0.9 | 0.7 | 0.7 | 0.7 |
| 2.13 | | 2.23 | |

MALLA E

| | | | |
|------|-----|------|-----|
| 1.0 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| 0.8 | 0.7 | 0.8 | 0.7 |
| 0.8 | 0.8 | 1.1 | 0.8 |
| 0.8 | 0.7 | 0.8 | 0.7 |
| 2.13 | | 2.23 | |

MALLA F

Los valores que aparecen dentro de cada figura, son los valores correspondientes al producto de $K_m \times K_i$, dichos datos son se determinaron experimentalmente por Koch.

| MALLA | A | B | C | D | E | F |
|--|------|------|------|------|------|------|
| VALOR MAXIMO DE $K_m \times K_i$ | 1.83 | 1.74 | 1.73 | 1.90 | 2.23 | 2.23 |
| COEFICIENTE K_m CALCULADO POR EL METODO DESCRITO | 1.82 | 1.50 | 1.18 | 0.85 | 1.50 | 1.50 |
| COEFICIENTE $K_i = \frac{K_m \times K_i}{K_m}$ (Experimentalmente) | 1.00 | 1.16 | 1.47 | 2.21 | 1.49 | 1.49 |

Notese que los valores de K_i para las mallas A, B, C y D pueden calcularse muy aproximadamente por $K_i = 0.650 + 0.172 n$, donde "n" es el número de conductores paralelos en una dirección.

Determinación de los coeficientes K_m y K_i de la ecuación.

$$E_{\text{malla}} = \frac{K_m \cdot K_i \cdot \rho l}{L}$$

Figura 5.6 En esta figura observamos las mallas A, B, C, D, E y F, así como la determinación de los coeficientes K_m y K_i .

5.4.1.4 Cálculo de la longitud total del conductor.

Igualando el valor de E_{malla} de la ecuación 15 con el valor máximo tolerable de la ecuación 3, obtenemos lo siguiente:

$$\frac{K_m K_i \rho l}{L} = \frac{116 + .017 p_s}{\sqrt{t}} \quad \dots 17$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

De la expresión anterior podemos despejar a L, con lo cual obtenemos la longitud del conductor enterrado necesaria para mantener la tensión de la malla dentro de los límites de seguridad:

$$L = \frac{K_m K_i \rho_i \sqrt{t}}{116 + 0.17 \rho_s} \quad \dots 18$$

Donde:

ρ_s = resistividad del terreno inmediato debajo de los pies, en ohms-metro. Toma en cuenta el tratamiento de la superficie (por ejemplo grava en la superficie) la cual puede tener una resistividad diferente a la del terreno natural.

t = duración máxima de la falla, en segundos.

En algunas ocasiones se tiene que la longitud calculada es demasiado grande, por lo cual no es económicamente razonable. Cuando se obtienen estos resultados se deben de tomar en cuenta cualquier conductor que se derive de la corriente de falla, como puede ser un tubo, electrodos enterrados, cimentaciones o redes de tierra que no habian considerado por ser muy pequeñas.

Ahora bien, cuando se tenga que los valores de la resistencia del terreno y de la corriente de falla se encuentren bajos, la longitud calculada del conductor resulta ser muy pequeña y no se podrán conectar confiadamente los equipos a esta malla. Para este caso se deberá emplear mas conductor y así tener un mayor control de los gradientes de potencial que se presenten en la malla.

5.4.1.5 Calculo del potencial máximo presentado en la red y de los potenciales de paso en los alrededores de la malla.

Para calcular el potencial de la red de tierra sobre un punto remoto, podemos obtenerlo empleando la siguiente expresión, la cual corresponde al producto de la resistencia de toda la malla por la corriente de falla total:

$$E = R I \quad \dots 19$$

Donde:

I = es la corriente máxima de cortocircuito.

De la ecuación anterior podemos observar que para valores bajos de resistencia y corriente, el aumento de tensión E entra dentro de los valores de seguridad requeridos; aunque esto generalmente no ocurre y es necesario comprobar los potenciales locales.

En el interior de la malla se pueden reducir los potenciales de contacto y de paso, inclusive hasta un valor de cero, haciendo las reparticiones adecuadas utilizando una placa sólida; pero fuera de la malla pueden estar presentes los potenciales peligrosos y esto no se soluciona con el uso de la placa sólida, por lo que se puede emplear la siguiente ecuación para calcular dichos potenciales que se encuentran fuera de esta:

$$E_{\text{paso}} = K_s K_i \rho^1 L \quad \dots 20$$

Donde:

$K_s =$ es un coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores n de la malla, el espaciamiento D y la profundidad de enterramiento h de los mismos.

El valor de K_s puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right] \quad \dots 21$$

Dentro del paréntesis habrá el mismo número de términos como número de conductores transversales existan en la malla, dichos conductores son los de menor longitud, y se deben de descartar las conexiones de los conductores paralelos que corresponden a los de mayor longitud; los términos K_i , I y L son los parámetros definidos en la ecuación 16.

Quando se tienen resistividades semejantes dentro de la malla como fuera de ella, los potenciales de paso en el contorno de esta no resultan ser peligrosos. En cambio cuando dentro de la malla se coloca roca triturada para tener una mayor seguridad, pero fuera de ella no es colocada, los potenciales que resultan son muy peligrosos.

5.4.1.6 Investigación de los potenciales de transferencia.

Los potenciales de transferencia se pueden producir entre las áreas de la red de tierra y entre los puntos cercanos de la misma, estos circulan por los conductores de los circuitos de comunicaciones, por los neutros de los circuitos de baja tensión, por los conduits, tuberías, etc. El principal peligro que existe es el potencial de contacto.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El estudio de los potenciales de transferencia, es básicamente, por que existen altas diferencias de potencial, las cuales pueden aproximarse al valor máximo de la elevación de tensión de la red de tierra, esto durante la presencia de los cortocircuitos; lo anterior contrasta con las bajas tensiones de paso y de contacto que se presentan dentro de la malla de tierra.

Una forma de controlar esto es mediante el seguimiento de algunas recomendaciones, que nos proponen algunas conexiones para ciertos elementos de la subestación eléctrica; las recomendaciones de conexión para los elementos son las siguientes:

Riesgos. Para estos elementos debe evitarse el conectarlos a la red de tierra de la subestación, ya que transfieren un aumento en el potencial a un punto lejano durante el cortocircuito. De igual forma si la conexión a tierra se realiza en punto lejano, se introduce el mismo aumento de potencial, pero en esta ocasión dentro de la subestación.

Neutros de alimentadores o circuitos secundarios de baja tensión. Para estos elementos su conexión tampoco debe realizarse a la red de tierra de la estación, ya que cuando se incrementa la tensión de la red durante el cortocircuito, la tensión es transferida a los puntos lejanos como una tensión peligrosa entre el hilo conectado a tierra y la propia tierra del lugar.

Es posible eliminar esto aislando el hilo neutro de baja tensión, pero tratando de no reducir el tiempo de libranza de falla de baja tensión. Cuando se aísla el neutro se pueden introducir potenciales remotos a la estación, por lo tanto el neutro debe de considerarse como un conductor vivo aislado de la red de tierra, y debe evitarse el contacto con este principalmente para el personal que labora dentro de la subestación.

Edificios. Todo edificio que este construido dentro del área de la subestación se considera como parte de la misma, y aun con mayor razón si se encuentra unida a través de tuberías, cables, teléfonos, etc. Si los edificios se encuentran alejados de la subestación, este debe de tener sus propias redes locales. En caso de que el edificio sea alimentado eléctricamente por la subestación el edificio debe de tener sus propios transformadores de distribución, de este, deberán conectarse a la tierra local de cada uno de los edificios que estén en ese caso.

Bardas metálicas. En estos elementos se presentan tensiones de contacto muy peligrosas, ya que por encontrarse en la periferia de la red de tierra aparecen los máximos gradientes de potencial superficiales. Es recomendable que la malla de tierra se extienda de 1 metro a 1.5 metros afuera de la reja, para así evitar las tensiones de contacto peligrosas para personas ajenas a la subestación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.4.1.7 Revisión del diseño.

Habiendo calculado todos los elementos necesarios hasta ahora mostrados, podemos ver si los resultados obtenidos son correctos o todavía son peligrosos; si se presenta el último caso es necesario ajustar la longitud calculada por la ecuación 18 y revisar de nuevo el diseño para ver si resulta seguro.

Para mejorar la operación de la red de tierra, además de realizar los procedimientos anteriores, pueden seguirse las siguientes recomendaciones:

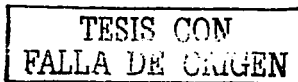
- a) Se debe de reducir la resistencia total de la red reduciendo el aumento de potencial máximo y por lo tanto, el potencial máximo de trasferencia. Esto se puede lograr realizando lo siguiente: aumentando el área de la red, o si el área esta limitada se debe de usar varillas enterradas y conectar a la red a tubos de pozos profundos.
- b) También se debe de reducir el espaciamiento de los conductores que forman la malla de manera que se acerque a la condición de placa metálica. Esto permitirá eliminar los potenciales peligrosos.
- c) Se pueden agregar capas de roca triturada con el fin de aumentar la resistividad en serie del terreno con el cuerpo.
- d) Suministrar pasos adicionales a las corrientes de falla mediante los cables de guarda de las líneas de transmisión, conectándolos a la red de tierra.
- e) Cuando es posible se deben de limitar las corrientes de falla a tierra sin aumentar los tiempos de interrupción, pues este hecho tiene un efecto adverso.
- f) También se puede prohibir el paso a ciertas áreas en donde no hubo la posibilidad de limitar las diferencias de potencial, y pueden presentarse estas diferencias durante las fallas a tierra.

5.4.2 Mecanización por computadora.

Otra forma de realizar el diseño, y por lo tanto, los cálculos de las redes de tierra, es mediante programas computacionales.

Estos programas se basan en el desarrollo de los cálculos descritos con anterioridad, pero no contemplan todas las consideraciones que se comprenden en el método clásico; aun y que no se toman en cuenta todas las consideraciones los resultados que arrojan son muy satisfactorios y la ventaja de este método es que se obtienen con mayor rapidez.

Básicamente emplea el mismo procedimiento hasta ahora descrito y se obtendrán cada uno de los parámetros que se han estudiado.



CONCLUSIONES.

El presente trabajo nos permite llegar a una serie de conclusiones muy peculiares. Hablando sobre la coordinación de aislamiento observamos una cuestión muy interesante, que para el análisis de la misma, así como para la realización de algún diseño de coordinación de aislamiento, las consideraciones importantes se basan en la probabilidad; con esta probabilidad nos referimos a la posibilidad de que algunos fenómenos se presenten como son: el estudio de la frecuencia con que se presentan las lluvias en las diferentes zonas y regiones, además de estas la periodicidad con que presentan las descargas de rayos directo sobre las líneas o indirectos, entre otros factores.

El conocer todas esas características determina ciertos factores de protección, en lo que corresponde a la implementación de los hilos de guarda, pararrayos y apartarrayos; ahora bien el sistema manejado en este trabajo es de una tensión correspondiente a 230 KV., y para estos sistemas la coordinación de aislamiento se basa en las sobretensiones presentadas por las descargas de los rayos, por lo cual se deben de conocer perfectamente los niveles isokeraunicos.

En la determinación de las distancias dieléctricas y el blindaje se obtuvieron valores, que al ser comparados con los que nos indican las normas, estos se encontraban por encima de los indicados por las mismas, pero dentro de la normatividad se especifica que deben de ser los valores que la norma indica o cualquier otro que se encuentre por encima del especificado. Por lo cual las distancias pueden ser superiores, ya que proporcionan una mayor protección sobre posibles arcos, además de que el incrementar la distancia no determina un incremento en el costo; el mayor gasto que se realiza en la subestación eléctrica es la adquisición del transformador, y de ahí equipos para su control y medición, entre otros.

Los valores de protección de los equipos ya se encuentran determinados en la normatividad y la elección de ellos, para implementarse en los equipos, se basan en la aplicación de algunas ecuaciones; el análisis práctico resulta ser más complejo, pues en cada región las características climatológicas son distintas, además la altura a la que se implementen provoca cambios en los valores aquí obtenidos.

La altitud de la localidad, en metros sobre el nivel del mar, determina drásticamente las dimensiones que debe de tener la subestación, ya que a mayor altitud mayores deberán ser las distancias dieléctricas que se implementen en esta. Nosotros realizamos los cálculos para una altitud de 1000 m.s.n.m y para 2300 m.s.n.m., pues la ciudad de México se encuentra a esta última altura.

Al comparar los resultados obtenidos, nos dimos cuenta de que la norma oficial mexicana establece ciertos valores que son menores a los obtenidos para una altitud de 1000 m.s.n.m y con respecto a una altitud de 2300 m.s.n.m la separación entre estos valores se hace mayor. Por lo tanto, podemos decir, que los valores obtenidos son seguros y se pueden implementar con la mayor confiabilidad; ya que haciendo referencia a la norma,

esta nos permite emplear valores por arriba del especificado, esto en cuanto a las distancias dieléctricas se refiere.

Durante la búsqueda de la normalización de la alta tensión encontramos pequeños avances en materia tecnológica, que aunque no son muchos si son significativos; estos avances se han llevado a cabo por empresas del ramo de la electricidad y en especial de la alta tensión que se han dado a la tarea de realizar investigaciones sobre mejores elementos para la coordinación de aislamiento.

Ahora bien hablando de la normatividad, nos encontramos con grandes dificultades para su localización, ya que la información sobre alta tensión no es muy accesible y básicamente la poseen las empresas dedicadas a su investigación y las compañías de generación de la electricidad.

La normatividad que pudimos localizar fue la norma national electrical safety code (NESC) y, la norma oficial mexicana (NOM) de 1999 y de 1994. Ahora un aspecto importante en la norma oficial mexicana en su edición de 1999 se excluyen muchos artículos que si se tomaron en cuenta en la edición de 1994, posiblemente dan por hecho, que los artículo ya son conocidos, pero consideramos que contiene mayor información la del año 1994, ya que en ella se incluye información para tensiones hasta 230 KV. y otras características importantes, esta última la que mayor información nos brinda junto con el national electrical safety code.

Dentro de la normatividad no han existido cambios con respecto a la coordinación de aislamiento, ya que el nivel de aislamiento al impulso, así como las distancias dieléctricas, siguen siendo las mismas desde hace ya bastante tiempo ya que se hicieron comparaciones de la NESC de 1984 con la NOM de 1994 y ambas contienen la misma información.

Así mismo existen algunos datos que no se encuentran bien delimitados pues mientras algunos textos consideran que la coordinación del aislamiento, para sistemas mayores de 300 KV., se basan en las sobretensiones generadas por las maniobras de los interruptores, en otros textos consideran que la coordinación de aislamiento, basada en estas sobretensiones, son para sistemas mayores de 330 KV. o hasta 400 KV. Estos detalles no se hallan bien definidos en las diferentes normas existentes, siendo esto un factor muy importante y al cual se le debe de poner un mayor énfasis.

Los parámetros mostrados sirven de igual forma para sistemas de diferentes tensiones, por lo que es aplicable en muchos casos. Ya que se mostraron las consideraciones generales aplicadas a una tensión específica, no deberá de existir problema alguno, si se desea implementar a una tensión diferente y si se siguen los procedimientos adecuados.

Los sistemas de protección deben de brindar la seguridad necesaria y la prioridad que se debe de establecer es primeramente hacia el personal que labora dentro de alguna instalación eléctrica, sea esta de cualquier nivel de tensión y con mayor razón cuando se trata de alta tensión pues los gradientes de tensión que se presentan son más peligrosos.

Después de la seguridad del personal que labora o circula dentro de la subestación le sigue la protección de los equipos, en un caso muy extremo podemos decir que es preferible que una línea de transmisión se dañe pues el costo de los equipos de las subestaciones, son de un precio considerable.

Mencionamos un caso muy extremo, pero debemos de realizar, con la implementación de los equipos de protección, que los sistemas eléctricos de cualquier instalación incluyendo a la subestación no sufran daño alguno.

Por lo cual se debe de tratar de proveer de los medios necesarios a las instalaciones eléctricas, para que operen de manera correcta y que la protección contra las diversas fallas que se presenten en los sistemas sean las adecuadas, por lo que tanto para el equipo como para el personal deben ser realmente las correctas; y convertir con esto a los las instalaciones eléctricas en recintos con gran seguridad para laborar.

Analizados los factores y fenómenos que nos llevan a la coordinación de aislamiento, es innegable que se requiere de la participación de una diversidad de profesionistas que conjuntamente aporten su conocimiento para la realización de esta tarea, a fin de desarrollar proyectos de manera económica, con calidad y excelencia. La mejora de los sistemas se refleja directamente en un menor costo para la aplicación de nuevas tecnologías, siendo un beneficio directo la generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía de calidad.

Con todo lo que se ha mostrado y comentado anteriormente el presente trabajo no pretende ser un tema completamente terminado, sino por el contrario, solo es una parte de la gran complejidad que encierra el diseño y estudio de la coordinación de aislamiento; ya que de el se pueden derivar diversos enfoques para el estudio de la misma. Por ello se encuentra abierto a aquellas personas que se interesen en la investigación y el progreso, y que con sus aportaciones, críticas y comentarios se puedan realizar mejoras, o actualizaciones las cuales serán de gran importancia.

TESIS CON
FALLA DE URGEN

APÉNDICE

SUMINISTRO Y USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

656

Para evitar estos riesgos deben aislarse uno o mas pares de juntas de los rieles donde estos salen del área de la red de tierras.

b) Tuberías de agua. Las tuberías metálicas de agua que estén enterradas dentro de la subestación deben ser conectadas al sistema de tierras de la misma subestación, preferentemente en varios puntos.

La misma regla debe seguirse con tuberías de gas y con las cubiertas metálicas de los cables que están en contacto con el terreno.

2403-5 Puestas a tierra de partes no conductoras de corriente.

a) Las partes metálicas expuestas que no conducen corriente, del equipo eléctrico, deben conectarse a tierra en forma permanente, tales como armazones de generadores y motores, cubierta de tableros, tanques de transformadores e interruptores, así como las defensas metálicas del equipo eléctrico (incluyendo barreras, cercas de alambre, etc.).

b) Con excepción de equipo instalado en lugares húmedos o lugares peligrosos, las partes metálicas que no conducen corriente, pueden no conectarse a tierra, siempre que sean normalmente inaccesibles o que se protejan por medio de resguardos, o bien, por las distancias que se señalan para protección de partes vivas en la Sección 2404-1 a)

Esta última protección debe impedir que se puedan tocar inadvertidamente las partes metálicas mencionadas y, simultáneamente, algún objeto conectado a tierra.

c) Las estructuras de acero de la subestación, en general, deben conectarse a tierra.

2403-6 Comandón a tierra durante reparaciones.

El equipo o los conductores que operen a más de 600 V entre fases y que se tengan que reparar cuando se desconocen de su fuente de abastecimiento, deben conectarse a tierra por algún medio apropiado, antes y durante la reparación.

2403-7 Detectores de tierra.

Las subestaciones que alimentan circuitos que no estén permanentemente conectados a tierra deben tener un detector, que pueda usarse para determinar la existencia de tierra en cualquiera de los circuitos que salgan de ella.

ARTÍCULO 2404 - RESGUARDO Y ESPACIOS DE SEGURIDAD

A. Resguardo de partes vivas

2404-1 Requisitos generales.

a) Todas las partes vivas que operen a una tensión mayor de 150 V a tierra sin un recubrimiento aislante adecuada, deben protegerse de acuerdo con su tensión contra el contacto accidental de personas, ya sea que se usen resguardos especiales como los indicados en la Sección 2404-2 o bien localizando las partes vivas respecto a los sitios donde puedan circular o trabajar personas, a una altura y con una separación horizontal igual o mayor que las indicadas en la Tabla 2404.1a), columnas 2 y 3 respectivamente.

Tabla 2404.1a)
Distancias mínimas a partes vivas descubiertas

| 1 <i>Tensión nominal entre fases, V.</i> | 2 <i>Altura mínima m</i> | 3 <i>Distancia horizontal mínima, m.</i> | 4 <i>Distancia mínima de resguardo a partes vivas m.</i> |
|---|---------------------------------|---|---|
| Hasta 600 | 2.60 | 1.00 | 0.05 |
| Más de 600 | | | |
| Hasta 6 600 | 2.70 | 1.00 | 0.10 |
| 13 800 | 2.70 | 1.07 | 0.15 |
| 23 000 | 2.80 | 1.14 | 0.23 |
| 34 500 | 2.90 | 1.20 | 0.30 |
| 46 000 | 3.20 | 1.30 | 0.58 |
| 85 000 | 3.30 | 1.70 | 0.90 |
| 115 000 | 3.50 | 1.85 | 0.94 |
| 138 000 | 3.70 | 2.00 | 1.12 |
| 161 000 | 3.90 | 2.25 | 1.32 |
| 230 000 | 4.50 | 2.80 | 1.90 |

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Nota:

1) Véase la Figura 2404.1a).
2) Los valores de la columna 4 no fijan un requisito para diseñar el equipo, sino que fijan una norma mínima para la instalación del resguardo. Por ejemplo, no es un requisito que se coloque el espacio entre las partes vivas y paredes de estibas metálicas, compartimientos o similares, ni el espacio entre barras conductoras y sus soportes, ni entre cubiertas y sus bases, ya que en estos casos intervienen múltiples factores que deciden el diseño del fabricante.

3) Los valores de la columna 4 fueron calculados para las condiciones atmosféricas normalizadas: Temperatura $T_0 = 20^{\circ}\text{C}$, presión: $p_0 = 101.32\text{Pa}$ (1013mbars), humedad absoluta: $h_0 = 11\text{ g/m}^3$.

En la columna 4 de la misma tabla se muestran las distancias mínimas de resguardo a partes vivas desubrotadas que representan los límites de la "zona de resguardo mínimo". Véase la Figura 2404.1 a).

b) Cuando las partes vivas están localizadas sobre o cerca de lugares de tránsito con aceros de materiales o bien en espacios destinados a trabajo no eléctricos, deben usarse resguardos más sólidos o conservarse distancias mayores que las distancias mínimas indicadas en la Tabla 2404.1 a).

c) Todos los elementos que tengan un potencial indeseado, tales como circuitos telefónicos expuestos a inducción de líneas de alta tensión, armamentos de equipo no conectados a tierra, cables no puestos a tierra de instrumentos conectados directamente a circuitos de alta tensión, etc., deben resguardarse de acuerdo con la tensión máxima que puedan adquirir.

d) Resistencia mecánica de los resguardos. Cuando se utilizan defensas o barreras como resguardo, deben ser lo suficientemente fuertes y sujetarse firmemente para evitar que sean movidas o dobladas por alguna persona que pudiera resbalar o caer encima ellas. Además, si son metálicas, estas defensas deben conectarse a tierra como se indica en la Sección 2403-3.

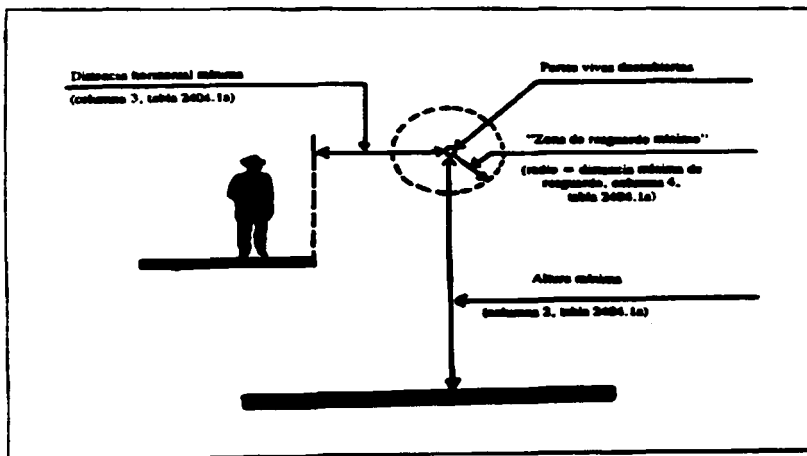


Fig. 2404.1a) Distancias mínimas a partes vivas desubrotadas.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

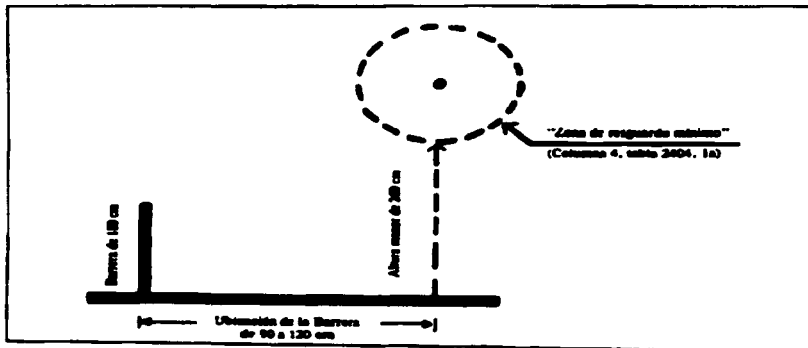


Figura 2404.2 c).- Uso de barras como resguardo

2404-3 Tipos de resguardo de partes vivas.

a) Por sus separaciones o por su encierro en un local. Las partes vivas que tienen separaciones iguales o mayores que las indicadas en la Tabla 2404.1 a), columnas 2 y 3, están resguardadas por las mismas separaciones.

Las partes vivas están resguardadas por su encierro en un local, cuando se encuentran en lugares cerrados, donde todas las entradas, pasillos, escaleras, etc., que continúan acceso a dichos lugares, están cerrados con llave o se encuentran con cerradura y son accesibles solamente a personas autorizadas.

b) Defensas. Las defensas para el resguardo completo de las partes vivas están constituidas por cercas u otras construcciones rígidas de diversos tipos, sólidas o con malla metálica, que cubran todo el espacio que se requiere resguardar.

Ningún punto de las defensas debe quedar a una distancia con respecto a las partes vivas, menor que la indicada en la columna 4 de la Tabla 2404.1a), a menos que se use el material aislante adecuado, en circuitos hasta de 2 500 V a tierra.

Las defensas situadas a menos de 10 cm., fuera de la "zona de resguardo mínimo" deben proteger a las partes vivas hasta la altura que se indica en la columna 2 de la tabla antes citada.

Si las defensas se encuentran a más de 10 cm., de la "zona de resguardo mínimo", no necesitan tener una altura mayor de 250 cm. sobre el piso.

Todas las defensas que tengan que quitarse cuando las partes que protegen están vivas, deben colocarse de tal modo que, cuando se quitan de su lugar, no puedan hacer fácilmente contacto con las partes vivas.

c) Barreras. Cuando no pueda obtenerse la altura suficiente indicada en la Tabla 2404.1 a), columna 2, deben usarse barreras de material no conductor para resguardo, situadas a una distancia horizontal mínima de 90 cm ó 120 cm mínima, con respecto al punto más cercano de la "zona de resguardo mínimo", con altura de 180 cm., como se indica en la Figura 2404.2 c). Las barreras no son substitutas de otro tipo de resguardos más seguros como las cercas con malla o cercas de alfileres, que protegen en forma más completa a las partes vivas descubiertas.

d) Ferro aislante de conductores u otras partes vivas. El ferro aislante de partes vivas no debe considerarse como protección por tensiones mayores de 2 500 V a tierra.

e) Cubiertas metálicas de cables conectadas a tierra. Estas cubiertas constituyen un resguardo adicional a zonas que están expuestas a daños mecánicos. Cuando sea así el caso, los cables pueden colocarse en un ducto metálico (canal) o protegérseles mecánicamente por algún otro medio.

2404-3 Terminas y tapetes aislantes.

Las terminas y tapetes aislantes son necesarios que proporcionen una seguridad adicional a las personas encargadas de la operación del equipo eléctrico. Estos medios de protección no deben usarse como substitutos de algunos de los resguardos indicados en la Sección anterior.

Las terminas pueden consistir de madera, fibra de vidrio u otro material aislante aprobado para tal uso, su extremo debe ser sin puntas agudificas, con superficie antideslizante y con orillas biseladas. Los tapetes pueden ser de hule o de otro material aislante adecuado.

En substancias de tipo interior, las terminas y tapetes deben instalarse cubriendo la parte frontal de los equipos de accionamiento manual, tales como palancas de interruptores, cuchillas desconectadoras, etc., que operen a más de 1000 V entre conductores; su colocación debe ser tal que no presenten obstáculo en la apertura de las puertas de los gabinetes.

Para substancias tipo pedestal o exteriores no se requieren tapetes o terminas aislantes.

B. Conductores instalados en substancias

2404-7 Distancia mínima entre fases y de fase a tierra para conductores.

La distancia entre fases y la de fase a tierra depende de la tensión de aguanie al impulso (BIL), la tensión de fase dependiente de la tensión nominal del sistema, de las condiciones climáticas del lugar, de la contaminación y de las características del equipo de protección utilizado. La Tabla 2404.7 muestra la separación mínima entre fases o de fase a tierra en conductores desnudos para los diferentes niveles de tensión.

Las normas de esta tabla se aplican a las instalaciones hechas en el lugar y no constituyen valores para diseño o construcción del equipo en sí mismo.

Tabla 2404.7
Distancias mínimas entre fases y a tierra, en conductores desnudos

| nominal entre fases kV | Tensión de aguanie al impulso en kV | | Distancia mínima en cm | | | |
|------------------------------|--|----------|------------------------|----------|------------------|----------|
| | | | Entre fases | | De fase a tierra | |
| | | | Interior | Exterior | Interior | Exterior |
| | Interior | Exterior | o Columna | Abierta | o Columna | Abierta |
| 2.4 | 60 | 90 | 12 | 18 | 8 | 15 |
| 4.16 | 60 | 90 | 12 | 18 | 8 | 15 |
| 6.6 | 75 | 95 | 14 | 18 | 10 | 15 |
| 13.8 | 90 | 110 | 19 | 31 | 13 | 18 |
| 23 | 125 | 150 | 27 | 38 | 19 | 26 |
| 34.5 | 150 | 180 | 32 | 38 | 24 | 26 |
| | 200 | 250 | 46 | 46 | 28 | 29 |
| 69 | | 250 | | 54 | | 63 |
| 85 | | 300 | | 79 | | 84 |
| 115 | | 450 | | 107 | | 108 |
| 138 | | 500 | | 135 | | 109 |
| | | 550 | | 150 | | 109 |
| | | 600 | | 160 | | 127 |
| 161 | | 600 | | 160 | | 127 |
| 230 | | 750 | | 180 | | 140 |
| | | 750 | | 185 | | 140 |
| | | 900 | | 220 | | 150 |
| | | 1000 | | 267 | | 211 |

Nota: Los valores de esta tabla deben considerarse como valores mínimos aplicables en condiciones atmosféricas normales, hasta 1000 metros.

Temperatura 20° C

Presión 101.3 kPa o 760 mm Hg.

Humedad absoluta $h_0 = 11$ g/m.

Para condiciones desfavorables de servicio, estos valores deben aumentarse.

2404-8 Protección contra sobretensiones.

a) Los conductores deben estar protegidos contra sobretensiones excesivo mediante los dispositivos de sobretensiones adecuados.

b) Los conductores puestos a tierra (nudos) deben dejarse fuera de la protección contra sobretensiones, a fin de que en ningún caso puedan interrumpirse su continuidad hacia tierra.

2404-9 Instalación aislada.

Los conductores deben estar separados y sujetos para resistir las fuerzas ocasionadas por la máxima corriente de cortocircuito a que pueden quedar sometidos. Esto es particularmente aplicable a barras colectoras y-a conductores de gran sección que están de transformadores.

2404-10 Resguardo de conductores y barras.

Los conductores aislados, sin cubierta metálica, de más de 2 300 V a tierra y las conductores desnudas de más de 130 V a tierra, deben quedar inaccessibles por elevación o resguardos de acuerdo con la Sección 2404-1 a).

2404-11 Terminales y uniones de conductores.

a) Las terminales y uniones de conductores aislados, a menos que estén resguardadas, deben tener un aislamiento equivalente, por lo menos, al de los mismos conductores.

b) En las terminales y uniones, el aislamiento de los conductores, cuando se le haya desprovisto de la cubierta o armadura metálica, debe quedar protegido completamente contra daño mecánico, humedad y defensas eléctricas, por medio de mallas u otro medio adecuado.

C. Espacio y equipo para trabajos de mantenimiento

2404-12 Espacio para trabajar.

Los equipos deben tener espacio libre suficiente para su correcta operación y mantenimiento (grupos y ajuste periódicos del equipo que lo requiera, o modificaciones, etc.).

Debe proveerse, además, el espacio necesario para la operación con pátiga del equipo que lo requiera, así como para el mínimo espacio de equipo voluntarios. En cualquier caso deben conservarse las distancias de protección a partes vivas que se indican en el Artículo 2404 A.

La longitud y altura de dicho espacio libre deben estar de acuerdo con las dimensiones del fuso y con la altura del equipo.

2404-13 Separación arriba de partes vivas no protegidas.

Las separaciones para espacio de trabajo arriba de partes vivas no protegidas deben ser como mínimo las indicadas en la Tabla 2404. 14 y suplementarias se deben colocar cubiertas que eviten daños al caso extremo.

Tabla 2404. 14
Separaciones para espacio de trabajo arriba de partes vivas no protegidas

| Tensión nominal entre fases V | Separación arriba cm |
|-------------------------------|------------------------------------|
| 1001 - 7300 | 269.0 |
| 7301 - 33000 | 274.0 |
| Mayor de 33000 | 274.0 + 1.0 cm POR kV ARRIBA DE 35 |

2404-17 Equipo para trabajar en partes vivas.

Cuando las operaciones exigen que manipule o maneje una parte de un cuerpo, materiales o herramientas, a la zona de resguardo correspondiente a partes vivas debe usarse equipo de protección especial adecuado a la tensión de que se trate tales como guantes, mangas, cubiertas de hule, herramientas aisladas, dispositivos para pruebas y para conexión a tierra, pátigas, manillas o plomoformas aisladas, etc. El equipo debe ser inspeccionado periódicamente, conservado en buenas condiciones, proporcionar un amplio margen de seguridad y ser conservado de tal modo que al usarse, el cuerpo del operario quede fuera de la zona de resguardo.

BIBLIOGRAFÍA.

- **ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO.**
"Elementos de diseño de subestaciones eléctricas".
México, Ed. Limusa, 1996.
- **ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO.**
"Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión".
México, Ed. Limusa, 1980.
- **RAUL MARTIN, JOSE.**
"Diseño de subestaciones eléctricas".
México, Ed. McGraw Hill, 1996.
- **VIQUEIRA LANDA, JACINTO.**
"Redes eléctricas".
México, Ed. Alfaomega, 1993.
- **SIEGERT C. LUIS A.**
"Alta tensión y sistemas de transmisión".
México D.F. Ed. Limusa S.A. de C.V. 1989.
- **ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO.**
"Técnica de las altas tensiones Vol. I".
México D.F., Ed. Limusa, 1980.
- **ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO.**
"Técnica de las altas tensiones Vol. II. Estudio de sobretensiones transitorias en sistemas eléctricos y coordinación de aislamiento".
México D.F., Ed. Limusa, 1978.
- **GAUDENCIO ZOPPETTI JUDEZ.**
" Estaciones transformadoras y de distribución (su estudio, montaje, regulación y ensayo)".
México D.F. Ed. Gili 1982.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO.
 "Técnicas computacionales con ingeniería de alta tensión".
 México D.F., Ed. Limusa, 1980.
- WEEDY B. M.
 "Sistemas eléctricos de gran potencia".
 México D.F. Ed. Reverté S.A. 1978.
- PEREZ RAMIREZ EMILIO.
 "Tecnología eléctrica aplicada".
 México D.F. Ed. Numancia.
- AMERICAN NATIONAL STANDARD.
 "National Electrical Safety Code".
 The Institute of Electrical and Electronics Engineer Inc. 1984.
- DONALD G. FINK, H WAYNE BEATI.
 "Standard Handbook for Electrical Engineers".
 Ed. McGraw-Hill. 40ª edición. 2000.
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994:
 Relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica.
 México, Instituto Politécnico Nacional, 1995.
- ENRIQUEZ HARPER GILBERTO.
 "El ABC de las instalaciones eléctricas industriales".
 México, Ed. Limusa : Noriega, 1985c1994
- <http://www.sam.usace.army.mil/so/manuals/EM385-1-1/Secc11.doc>
- <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/altatens/at-00/introtat.htm>
- <http://www.abb.com/global/abbzh/abbzh251.nsf?OpenDatabase&db=/GLOBAL/ABBZH/abbzh254.nsf&v=5952&e=us&c=93F95FEC031D8934C1256BA6003344B0>
- http://www.cfe.gob.mx/www2/queescfe/notaqueescfe.asp?seccion=queescfe&seccion_id=2272&seccion_nombre=Transmisi%F3n+y+distribuci%F3n
- <http://www.elprisma.com>

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN