

110
29.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

Conversión de una Subestación
Convencional de 115 KV a una de
230 KV con un Nivel de
Aislamiento Reducido

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
AREA ELECTRICA ELECTRONICA
p r e s e n t a n

MENDEZ CAMACHO JAIME
REYES SANCHEZ ENRIQUE
TERREROS MUNGUIA ARTURO
TORRES VALADEZ MIGUEL ANGEL



Director de Tesis:
Ing. Francisco Cuevas Arteaga

Ciudad Universitaria Octubre 1998

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

265 921



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.

ESTA TESTA NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

[Faint, illegible text]

[Faint, illegible text]

[Faint, illegible text]

[Faint, illegible text]

[Faint, illegible text]

AGRADECIMIENTOS:

A la Universidad Nacional Autónoma de México y principalmente a la Facultad de Ingeniería por habernos abierto sus puertas y brindarnos una formación profesional.

Al Ing. Francisco Cuevas Arteaga, por su ayuda en la dirección de esta tesis, siempre toda nuestra gratitud y nuestra admiración de amigo.

A los Profesores de la Facultad de Ingeniería, por darnos la oportunidad de recibir una parte importante de sus conocimientos.

CONVERSIÓN DE UNA SUBESTACIÓN CONVENCIONAL DE 115KV A UNA DE 230KV CON UN NIVEL DE AISLAMIENTO REDUCIDO

Í N D I C E

| | Página |
|---|---------------|
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAPÍTULO 1 SOBREVOLTAJES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS | |
| 1.1 VOLTAJE CONTINUO | 5 |
| 1.2 SOBREVOLTAJE TRANSITORIO | 5 |
| 1.2.1 Sobrevoltaje de Tiempo de frente lento | 5 |
| 1.2.2 Sobrevoltaje de frente rápido | 6 |
| 1.2.3 Sobrevoltaje de frente muy rápido | 8 |
| 1.3 SOBREVOLTAJES TEMPORALES | 9 |
| 1.3.1 Fallas a tierra | 10 |
| 1.3.2 Rechazo de carga | 12 |
| 1.3.3 Pérdida de carga con una línea corta | 13 |
| 1.3.4 Resonancia y Ferresonancia | 16 |
| 1.4 SOBREVOLTAJES POR MANIOBRA DE INTERRUPTORES | 18 |
| 1.5 COMBINACIONES DE SOBREVOLTAJES TEMPORALES DE ORIGEN DIFERENTE | 21 |
| 1.5.1 Rechazo de carga con falla a tierra | 22 |
| 1.6 FORMAS DE ONDA DE VOLTAJE NORMALIZADAS | 23 |

CAPÍTULO 2 DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

| | |
|--|----|
| 2.1 DIMENSIONAMIENTO | 25 |
| 2.2 DISTANCIAS ELÉCTRICAS DE NO FLAMEO EN EL AIRE | 26 |
| 2.2.1 Aislamiento de fase a tierra | 26 |
| 2.2.2 Aislamiento de fase a fase | 26 |
| 2.2.3 Relación de Aislamiento de fase a tierra y de fase a fase | 27 |
| 2.2.4 Criterios para la determinación de las distancia dieléctricas en aire | 27 |
| 2.2.5 Factor de Electrodo (K_3) | 29 |
| 2.3 EFECTOS METEOROLÓGICOS | 33 |
| 2.4 EFECTOS AMBIENTALES | 35 |
| 2.5 BASES PARA EL DIMENSIONAMIENTO GENERAL | 37 |
| 2.5.1 Distancias de diseño | 38 |
| 2.5.2 Alturas mínimas de las barras sobre el nivel del suelo | 42 |
| 2.5.3 Alturas de los Equipos | 42 |
| 2.5.4 Llegada de líneas a Subestaciones | 43 |
| 2.6 DISTANCIAS DE SEGURIDAD | 43 |
| 2.6.1 Maniobras de operadores o personal en cualquier punto de la instalación | 48 |
| 2.6.2 Circulación del personal en la subestación | 49 |
| 2.6.3 Circulación de vehículos por la subestación | 50 |
| 2.7 EQUIVALENCIA DE EQUIPOS Y DISTANCIAS DIELÉCTRICAS EN AIRE | 52 |

CAPÍTULO 3 SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

| | |
|--|----|
| 3.1 INTRODUCCIÓN | 53 |
| 3.2 CONCEPTOS BÁSICOS | 54 |
| 3.2.1 Voltaje de operación continua (U_c) | 55 |
| 3.2.2 Voltaje nominal (U_r) | 55 |
| 3.2.3 Procedimiento simplificado para obtener el voltaje nominal del Apartarrayo | 56 |
| 3.2.4 Procedimiento Completo | 57 |
| 3.2.5 Corriente de descarga nominal | 62 |
| 3.2.6 Niveles de Protección | 63 |
| 3.3 LOCALIZACIÓN DE LOS APARTARRAYOS Y EFECTO DE LA DISTANCIA | 65 |
| 3.4 CLASIFICACIÓN DE LOS APARTARRAYOS | 69 |
| 3.4.1 Apartarrayos tipo entrehierro (gap) sin función de limitación de Corriente | 70 |
| 3.4.2 Apartarrayos tipo entrehierro (gap) con características de limitación de Corriente | 70 |
| 3.4.3 Apartarrayos de Óxidos de Zinc | 72 |
| 3.5 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE APARTARRAYOS | 74 |
| 3.5.1 Ejemplo de la selección de apartarrayos, para una subestación cuyo voltaje nominal es de 230 kv. | 80 |

CAPÍTULO 4 ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES

85

CAPÍTULO 5 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

| | |
|--|-----|
| 5.1 GENERALIDADES | 95 |
| 5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS AISLAMIENTOS | 97 |
| 5.2.1 Aislamiento externo | 97 |
| 5.2.2 Aislamiento interno | 98 |
| 5.2.3 Aislamiento autorecuperable | 98 |
| 5.2.4 Aislamiento no autorecuperable | 101 |
| 5.2.5 Aislamiento mixto | 102 |
| 5.2.6 Terminal aislada | 102 |
| 5.3 RIGIDEZ DIELECTRICA DEL AISLAMIENTO | 102 |
| 5.3.1 Cambios en el aguante eléctrico | 103 |
| 5.4 NIVELES DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS | 105 |
| 5.5 DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE AISLAMIENTO | 108 |
| 5.5.1 Tensión de Arqueo de 1.2/50 microsegundos (μ s) | 110 |
| 5.5.2 Tensión de Arqueo por Maniobra de Interruptores (switchco) | 110 |
| 5.6 PROTECCIÓN DEL EQUIPO | 113 |
| 5.7 MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO | 118 |
| 5.8 CONSIDERACIÓN DE LA CONTAMINACIÓN | 121 |
| 5.9 ENVEJECIMIENTO | 122 |
| 5.9.1 Factores de Seguridad recomendados | 123 |

| | |
|---|------------|
| CAPÍTULO 6 DISEÑO FINAL DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 230 KV | 125 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 126 |
| APÉNDICES: | |
| A.- Dimensionamiento de una S.E. de 230 kV para diferentes Niveles Básicos de Aislamiento (BIL) y alturas. | 129 |
| B.- Cálculo de Corto Circuito para una falla de fase a tierra en una S.E. de 230 kV, considerando: | |
| B.1 Diferentes reactancias limitadoras de corriente | 132 |
| B.2 Neutro sólidamente aterrizado con diferentes valores de resistencia de arco | 141 |
| GLOSARIO | 151 |
| BIBLIOGRAFÍA | 156 |

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Debido al desarrollo y crecimiento de las grandes ciudades, en todos sus aspectos como son: poblacional, servicios, industria, etc. Es necesario hacer diferentes estudios para dar alternativas de solución y resolver los diversos problemas que se presentan por esta causa.

En el presente trabajo se plantea una posible solución para resolver el problema que existe con el incremento de demanda de energía eléctrica, ya que como es sabido la energía eléctrica es una de las bases imprescindibles para el uso doméstico, industrial, comercial y para la creación, avance y desarrollo de nuevas tecnologías, que contribuyen por ende al desarrollo de las ciudades.

Dicha demanda provoca un gran crecimiento de carga, el cual tiene varias consecuencias negativas en las subestaciones de distribución, entre las que destacan: deficiencia en la regulación de voltaje, mayores pérdidas en las subestaciones y líneas de transmisión, sobrecarga del equipo primario por tiempos más prolongados, afectando su aislamiento y reduciendo con ello su vida útil.

La solución a estos problemas se puede resolver con:

- La construcción de nuevas Subestaciones y Líneas de transmisión con los problemas asociados al derecho de vía y adquisición de terreno, ó
- La conversión de Subestaciones Eléctricas

En la actualidad el ampliar o construir nuevas subestaciones de potencia en las ciudades resulta demasiado costoso o imposible debido a su situación geográfica (construcciones cercanas a la subestación), quedando como opción la conversión de subestaciones que proporcionen máxima confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio, con costos de inversión más bajos que satisfagan las necesidades del sistema.

Esta solución está basada en una tecnología que recientemente fue aplicada en los E.U.A. y se refiere a la conversión y compactación de subestaciones eléctricas, donde podemos convertir una subestación de bajo voltaje a una de mayor voltaje, sin realizar una reconstrucción completa, pero si con una correcta coordinación de aislamiento y optimización de las distancias dieléctricas de conductores entre fases y de fase a tierra, para ello, se realizaran los estudios necesarios para llevar a cabo este propósito, como: selección de niveles de aislamiento, dimensionamiento de la subestación, selección de apartarrayos, etc.

Dentro de la conversión de Subestaciones existe la modalidad del UPGRADING, que es la conversión de una Subestación de un voltaje bajo a uno más alto conservando el mismo nivel de aislamiento, y el UPRATING que es el dimensionamiento de una Subestación de un voltaje bajo a uno más alto con un nivel de aislamiento superior que el existente en el equipo de bajo voltaje.

Comparando la conversión contra la construcción de una subestación, se tienen las siguientes ventajas:

- Se evita la adquisición del terreno para la nueva subestación
- Se utiliza parte del equipo e infraestructura de la subestación a convertir (aisladores de pedestal, cableado y equipo de control, protección, medición y de comunicaciones, tableros, red de tierras, trincheras, bancos de baterías, edificios, etc.)

Una desventaja que se podría vislumbrar a primera vista son las distancias entre fases y de fase a tierra, que tendrán que ser más cortas, es decir se tendría una subestación compacta, para esto se debe de hacer el estudio que asegure la distancia mínima para evitar algún arqueo y además cumplir con las normas de seguridad para el personal y equipo recomendadas por diversas asociaciones.

Aunque esta desventaja se puede resolver fácilmente haciendo un cálculo correcto de las distancias mínimas requeridas en base a las normas establecidas actualmente para el diseño de subestaciones y teniendo una correcta selección de apartarrayos, ya que la tecnología en cuanto a estos equipos ha avanzado demasiado, permitiendo máxima protección a los equipos de la subestación. Por lo tanto las subestaciones compactas cumplen los estándares de seguridad y las normas establecidas para su diseño dando por resultado que el diseño de subestaciones compactas o convertidas sea factible de ser realizado.

1.- SOBREVOLTAJES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

CAPÍTULO I

SOBREVOLTAJES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Se entiende como Sobrevoltajes a cualquier valor de voltaje entre un conductor de fase y tierra, o entre conductores de fase, que tienen un valor pico que excede el voltaje máximo del equipo, es decir, es un voltaje anormal entre dos puntos de un sistema, ya que es mayor al valor nominal que aparece entre estos dos puntos en condiciones normales de operación.

Se habla de sobrevoltajes de una red eléctrica, cuando ésta se manifiesta con un valor de voltaje (función del tiempo) entre una fase y tierra o entre fases, que tenga un valor de cresta igual o mayor a:

$$\frac{\sqrt{2} V_m}{\sqrt{3}} \quad \text{y} \quad \sqrt{2} V_m$$

donde:

V_m = Voltaje máximo de diseño.

Clasificación de Voltajes y Sobrevoltajes

De acuerdo a su forma de onda y duración, los voltajes y sobrevoltajes son divididos en:

- a) Voltaje Continuo
- b) Sobrevoltaje Transitorio
- c) Sobrevoltaje Temporal
- d) Sobrevoltaje por maniobra de interruptores (switching)
- e) Sobrevoltaje Combinado

1.1 VOLTAJE CONTINUO (a frecuencia del sistema)

En condiciones de operación normal puede esperarse que el voltaje a la frecuencia del sistema varíe en magnitud y sea diferente en algún punto del sistema con respecto a otro. Para propósitos de diseño y coordinación de aislamiento, el voltaje continuo representativo debe considerarse constante e igual al voltaje máximo del sistema, el cual casi no difiere del voltaje máximo del equipo.

1.2 SOBREVOLTAJE TRANSITORIO

Sobrevoltaje de corta duración de pocos milisegundos o μs , el cual puede ser oscilatorio o no oscilatorio, por lo general altamente amortiguado. Puede estar sobrepuesto a un sobrevoltaje temporal. Estos sobrevoltajes se clasifican en la forma siguiente:

1.2.1 Sobrevoltaje de Tiempo de frente lento (maniobra)

Es un sobrevoltaje transitorio usualmente unidireccional, con tiempo de pico (T_p), $20\mu\text{s} < T_p \leq 5000 \mu\text{s}$ y tiempo de cola $T_2 \leq 20 \mu\text{s}$.

Estos tienen duraciones de frente y de cola desde algunos decimos hasta miles de microsegundos, generalmente se originan por:

- ◇ Energización y reenergización de líneas.
- ◇ Fallas y libramiento de fallas.
- ◇ Rechazos de carga.
- ◇ Desconexión de corrientes inductivas pequeñas y capacitivas.
- ◇ Incidencia de rayos en la cercanía de conductores de líneas aéreas.

La forma de voltaje normalizada es de 250/2500 μs

1.2.2 Sobrevoltaje de frente rápido (rayo)

Es un sobrevoltaje transitorio, usualmente unidireccional, con un tiempo de frente entre $0.1 \mu\text{s}$ y $20 \mu\text{s}$ y un tiempo de cola de $T_2 < 300 \mu\text{s}$. Estos son causados ya sea por rayos directos a los conductores de fase, flameos inversos o descargas a tierra cercanas a las líneas, que producen disturbios inducidos. Estas últimas generalmente causan sobrevoltajes menores de 400 kV en líneas aéreas y sólo se consideran en sistemas con voltajes nominales o menores a esta.

Las descargas de rayo o voltajes transitorios por rayo que llegan a la entrada de la línea de una subestación son causadas entre otras cosas por:

- 1.- Un relámpago en el hilo de guarda o estructura con un subsecuente flameo al conductor de fase (denotado como back flashovers) o por
- 2.- Un relámpago de lleno en el conductor de fase (denotado como falla del hilo de guarda).

La magnitud del transitorio por rayo y forma de onda que entran a la subestación son funciones de la magnitud, polaridad, y forma del golpe de corriente del rayo, la torre e impedancia transitoria, la impedancia de la torre, y el voltaje crítico de flameo del impulso de rayo (lighting impulse critical flashover voltaje CFO) del aislamiento de la línea.

El sobrevoltaje representativo tiene la forma de onda del sobrevoltaje por rayo normalizada ($1.2/50 \mu\text{s}$) y su amplitud corresponde a un índice de ocurrencia estimado por año.

Los sobrevoltajes por rayo entre fases tienen aproximadamente las mismas amplitudes que las de fase a tierra, debido a que se considera que el efecto del sobrevoltaje de operación y acoplamiento entre conductores se cancelan entre sí.

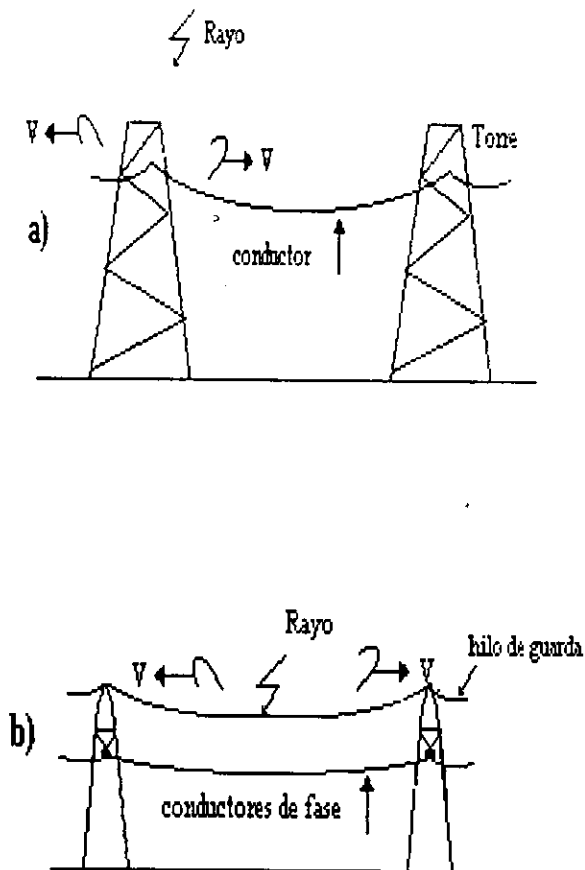


Figura 1.1 a) Descarga atmosférica a la torre
b) Descarga al hilo de guarda

Existen también sobrevoltajes de frente rápido, cuando el equipo se conecta o desconecta del sistema a través de conexiones cortas, principalmente dentro de las subestaciones. Aunque generalmente son oscilatorias, para propósitos de coordinación de aislamiento la forma de onda del sobrevoltaje representativo puede considerarse que corresponde a la de impulso por rayo normalizada (1.2/50 μ s).

Las amplitudes de los sobrevoltajes representativos dependen del tipo y comportamiento del equipo de maniobra. Como las amplitudes de los sobrevoltajes por maniobra generalmente son más pequeñas que las causadas por descargas atmosféricas, su importancia se restringe a casos especiales.

Como la ocurrencia simultánea de sobrevoltajes de maniobra de frente rápido en más de una fase es altamente improbable, no existen sobrevoltajes de fase a fase mayores que las de fase a tierra; por lo anterior, se puede suponer que las amplitudes máximas determinan la importancia de tales sobrevoltajes:

- ◆ maniobra del interruptor, sin reencendido: 2 p.u
- ◆ maniobra del interruptor , con reencendido: 3 p.u

1.2.3 Sobrevoltajes de frente muy rápido

Es un sobrevoltajes transitorio, usualmente unidireccional con un tiempo de pico menor o igual a $0.1 \mu\text{s}$ y un tiempo de duración total $< 3 \mu\text{s}$, con oscilaciones superimpuestas a frecuencias $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$. Se originan por operaciones de desconectores o fallas dentro de subestaciones en SF_6 debidas a la ruptura dieléctrica rápida del gas entre los entrehierros y a la propagación prácticamente amortiguada de la onda dentro de la subestación. Sus amplitudes se amortiguan rápidamente a la salida de la subestación, por ejemplo en una boquilla, y el tiempo de frente de onda se incrementa hacia la gama de los sobrevoltajes de frente rápido.

La forma de onda del sobrevoltaje es un incremento rápido de voltaje casi a su amplitud resultante en un tiempo de frente menor de $0.1 \mu\text{s}$. Para operaciones de desconexión este frente es típicamente seguido por una oscilación de frecuencia mayor de 1 MHz . La duración de los sobrevoltajes de frente muy rápido es menor de $3 \mu\text{s}$, pero puede ocurrir varias veces. La amplitud de los sobrevoltajes depende

de la construcción del interruptor y de la configuración de la subestación y se puede suponer que se alcanzan amplitudes máximas de 2.5 p.u.

Los sobrevoltajes pueden sin embargo, crear sobrevoltajes altos locales, en transformadores conectados directamente a la subestación. Debido a los cambios de voltaje rápidos, el equipo no puede ser protegido por apartarrayos.

Los sobrevoltajes representativos no pueden establecerse ya que no se dispone en la actualidad de una normalización adecuada; sin embargo, se espera que estos sobrevoltajes no influyan en la selección de los voltajes de aguante.

1.3 SOBREVOLTAJES TEMPORALES

Sobrevoltaje a la frecuencia del sistema de relativa larga duración. Consisten en oscilaciones de frecuencia de energía de voltaje ligeramente amortiguado, a menudo con armónicos usualmente de un período duradero de cientos de milisegundos o mayores. Situaciones que pueden elevar a estos sobrevoltajes incluyen fallas monofásicas de línea a tierra, ferresonancia, rechazo de carga, pérdida de tierra, líneas largas de transmisión sin carga (Efecto Ferranti), acoplamiento de resonancia de línea.

Las fallas monofásicas de línea a tierra son el tipo más común de disturbios en el sistema. La magnitud de estos sobrevoltajes están relacionados al sistema aterrizado y puede ser estimado por el coeficiente de aterrizamiento (COG).

Los apartarrayos en un sistema con buen aterrizamiento están normalmente expuestos a sobrevoltajes temporales de baja magnitud durante fallas monofásicas de línea a tierra, mientras están expuestos a voltajes mayores cuando el sistema es no aterrizado o aterrizado a través de una impedancia.

Los sobrevoltajes temporales se caracterizan por su amplitud, forma de onda y un tiempo de duración. Estos sobrevoltajes son los que presentan el tiempo de duración más largo, que varía de algunos ciclos hasta algunos segundos y su forma

de onda resulta ser una oscilación no amortiguada o ligeramente amortiguada a una frecuencia igual o cercana a la del sistema.

La severidad de los sobrevoltajes temporales está precisamente caracterizada por su amplitud y duración. La importancia de los sobrevoltajes temporales en la coordinación de aislamiento tiene dos aspectos:

- Por un lado las características de los sobrevoltajes temporales, se tienen que considerar en la selección de los apartarrayos.
- La repetición de picos sucesivos de sobrevoltajes de polaridad opuesta, así como la disminución de la amplitud de algunos sobrevoltajes, pueden determinar el diseño del aislamiento interno de los equipos así como el aislamiento externo (superficies expuestas a contaminación).

Los sobrevoltajes temporales, generalmente se originan debido a:

- a) Fallas a tierra
- b) Cambios súbitos de carga o rechazo de carga
- c) Efectos de ferresonancia y resonancia.
- d) por conductores abiertos

1.3.1 Fallas a tierra.

Los sobrevoltajes temporales debidos a fallas a tierra, son sobrevoltajes que ocurren en dos de las fases sanas de un sistema trifásico. Los sobrevoltajes temporales entre fases o a través del aislamiento longitudinal no se presentan. La forma de onda del sobrevoltaje representativo es la del voltaje a la frecuencia del sistema.

Las amplitudes dependen del sistema de aterrizamiento del neutro y de la localización de la falla. En configuraciones normales del sistema se recomienda suponer la amplitud del sobrevoltaje igual a su máximo valor. En configuraciones anormales del sistema, por ejemplo partes del sistema con neutro no aterrizado dentro de un sistema con neutro normalmente aterrizado, se debe tratar en forma separada tomando en cuenta su probabilidad de ocurrencia simultáneamente con la falla a tierra.

La duración de los sobrevoltajes es igual al tiempo en el que se inicia la falla y su liberación. En sistemas con neutro aterrizado, generalmente es menor de 1s. Para sistemas con neutro aterrizado resonante, la liberación de la falla, generalmente es menor de 10 s y en sistemas sin libramiento de fallas a tierra, la duración puede ser de hasta 8h o más.

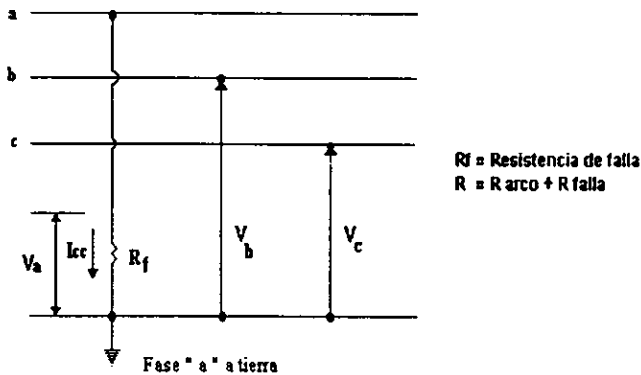


Figura 1.2 Falla de fase a tierra

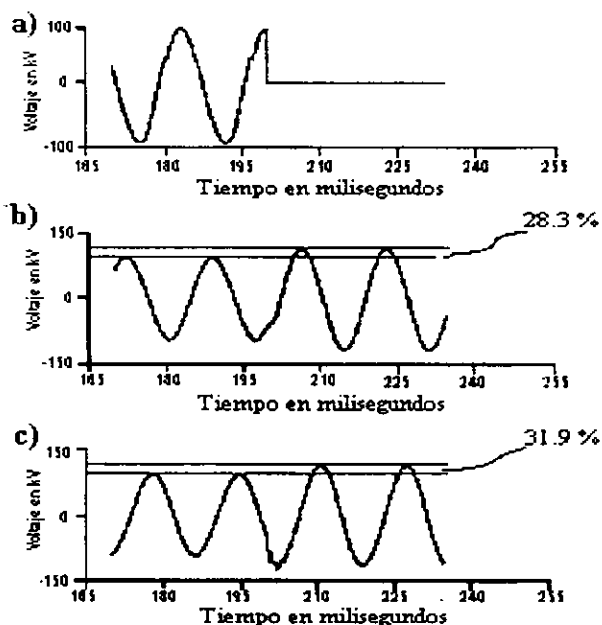


Figura. 1.3 Muestra un sobrevoltaje debido a una falla de fase a tierra en una línea de 40 millas (64.37 km) de longitud y 115 kV a) fase fallada, el voltaje es cero en el momento de la falla b) y c) representan a las fases sanas y presentan un sobrevoltaje diferente de 28.3% y 31.5% respectivamente debido a que el sistema no es simétrico.

1.3.2 Rechazo de carga

Cuando se pierde en forma súbita una gran cantidad de carga en el sistema, se presentan los sobrevoltajes denominados por pérdida súbita o rechazo de carga, el problema de rechazo de carga normalmente ocurre en un sistema donde la generación alimenta a una carga a través de una línea de transmisión. En el momento en que se abre el interruptor que alimenta la carga aparece el problema, debido a que el voltaje en las terminales del generador y transformador se elevan inmediatamente a un valor tal que depende de la capacitancia de la línea o cable. Como consecuencia de la pérdida de carga el generador eleva su velocidad, presentando los sobrevoltajes

y como consecuencia de los sobrevoltajes los transformadores pueden saturarse inmediatamente, limitando la magnitud de los sobrevoltajes.

El voltaje al final de la línea de transmisión puede ser mucho mayor que la del generador debido a la presencia del efecto Ferranti.

1.3.3 Pérdida de carga con una línea corta.

Supóngase que se tiene un circuito como el de la figura siguiente:

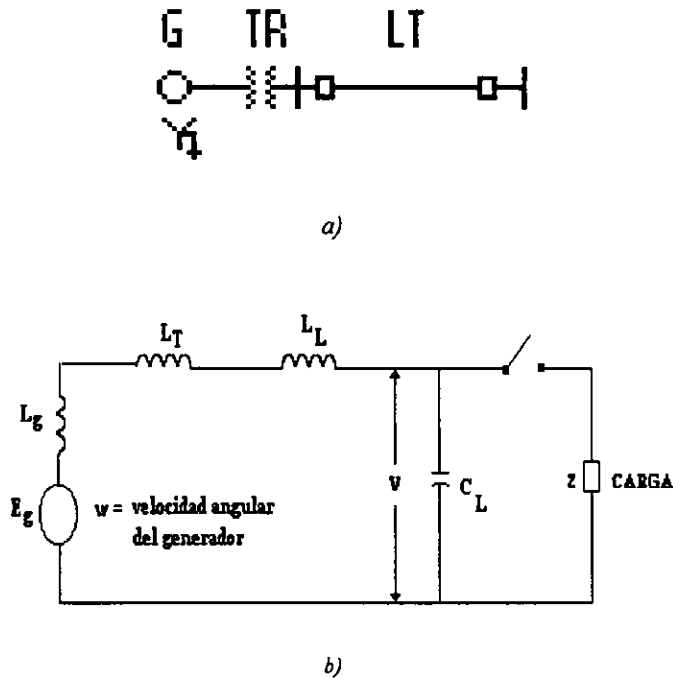


Figura. 1.4 Diagrama equivalente de una línea corta : a) diagrama unifilar de una línea corta b) circuito equivalente de una línea corta.

E_g - Voltaje del generador

L_g - Inductancia del generador

L_T - Inductancia del transformador

L_l - Inductancia de la línea corta

C_l - Capacitancia de la línea corta

En el momento en que se pierde la carga Z se incrementa la velocidad del generador a un valor instantáneo W' por lo que cambia la fem a esta velocidad, siendo:

$$E'_g = W'/W E_g$$

$W'/W = W_u =$ Velocidad unitaria de la máquina.

$$E'_g = W_u E_g$$

Al aumentar la velocidad del generador se alternan en forma instantánea las reactancias inductivas y capacitivas del sistema.

$$X'_{lg} = W_u X_{lg} \quad X'_{LT} = W_u X_{LT} \quad X'_{LL} = W_u X_{LL}$$

$$X'_{CL} = X_{CL} / W_u$$

X - Valores en estado normal.

X' - Valores en estado transitorio.

Los sobrevoltajes temporales debidas a rechazo de carga dependen de la carga rechazada en la configuración del sistema después de su desconexión y de las características de las fuentes (potencia de corto circuito en la subestación, regulación de voltaje y velocidad de los generadores, etc.)

Esta elevación de voltaje puede ser importante en el caso de rechazo de carga al final de una línea larga (Efecto Ferranti). Esto afecta principalmente a los

equipos de la subestación conectados por el lado de la fuente del interruptor remoto abierto.

El sobrevoltaje es un voltaje trifásico simétrico a la frecuencia del sistema, por lo tanto, ocurren los mismos sobrevoltajes relativos, fase-tierra y fase-fase.

Se recomienda considerar sus valores máximos para las amplitudes representativas.

Como guía se pueden aplicar los valores siguientes:

- Transformadores del sistema:

Para un rechazo de carga total el sobrevoltaje temporal generalmente es menor de 1.2 veces el voltaje del sistema en sistemas moderadamente extendidos. La duración depende del control del voltaje en operación y puede ser de hasta varios minutos.

En sistemas extendidos los sobrevoltajes pueden alcanzar 1.5 veces el voltaje del sistema o aún más cuando ocurren efectos de resonancia o Ferranti. Su duración puede estar en el orden de algunos segundos. Los sobrevoltajes longitudinales generalmente es igual a la de fase a tierra a menos que se haga intervenir a motores o generadores en lado del rechazo y tiene que considerarse la oposición de fases.

- Transformador del generador:

Para un rechazo completo el sobrevoltaje en el transformador puede alcanzar hasta 1.5 veces el voltaje del sistema. La duración depende del control del generador y puede ser de hasta 3 s. El sobrevoltaje temporal longitudinal está compuesto por el voltaje de operación fase a tierra en una de las terminales y el sobrevoltaje temporal fase-tierra en oposición de fase en la otra terminal es decir 2.5 veces, el voltaje de operación fase-tierra.

1.3.4 Resonancia y Ferroresonancia

El fenómeno de ferroresonancia se define como un fenómeno oscilatorio creado por la capacitancia del sistema, en conjunto con la inductancia no lineal de un elemento con núcleo magnético. Este podría ser un transformador de potencia, de medición, o un reactor de compensación. Este fenómeno se observa por lo general en sistemas de alta tensión ya que es precisamente la capacitancia de líneas muy largas la que induce la ferroresonancia, siempre y cuando la inductancia del circuito asociado se encuentre en condiciones favorables para entrar en resonancia (reactancia inductiva = reactancia capacitiva). La ferroresonancia es un fenómeno de inestabilidad asociado con el sistema eléctrico que contenga:

- Resistencia (R)
- Capacitancia (C)
- Inductancia no lineal (L_n)

Consiste en un cambio sustancial repentino del voltaje o corriente del sistema y se puede presentar en un sistema de transmisión o de distribución. Existen dos formas generales como se puede presentar la ferroresonancia (figura 1.5) que son:

- Serie ó
- Paralelo

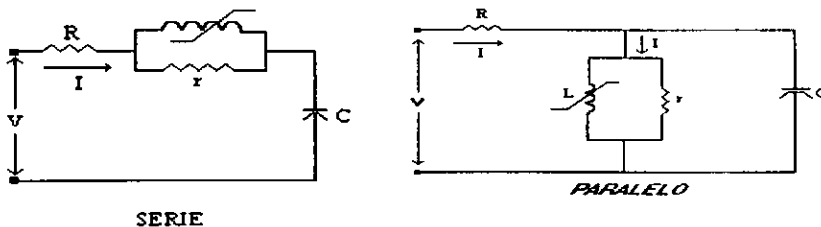


Figura 1.5 Formas generales de Ferroresonancia

El fenómeno de ferresonancia generalmente ocurre a la frecuencia de las armónicas (múltiplos de 60 Hz), pero se han encontrado algunos casos de ferresonancia con frecuencia menor que la fundamental de 60 Hz (Subarmónica).

Dicho fenómeno se puede presentar en los términos siguientes:

- a) Monofásico.- Cuando el circuito ferresonante involucrado (trifásico) puede ser reducido a un equivalente monofásico, mediante la aplicación de los teoremas de redes.

- b) Trifásico.- Cuando el circuito ferresonante no es posible reducirlo a un equivalente monofásico.

Los sobrevoltajes temporales debidos a estas causas generalmente se alcanzan cuando circuitos con grandes elementos capacitivos (líneas, cables, líneas compensadas en serie) y elementos inductivos (transformadores, reactores derivadores) con características de magnetización no lineal se energizan, o como resultado de rechazos de carga.

Estos sobrevoltajes pueden llegar a valores extremadamente altos y deberán prevenirse o limitarse. Por lo tanto, pueden no considerarse como base para la selección de apartarrayos o para el diseño de aislamientos internos.

Las manifestaciones físicas del fenómeno de ferresonancia pueden ser visibles, como por ejemplo en fallas de apartarrayos, transformadores etc., estos provocan efectos de envejecimiento de los aislamientos de los equipos, estos sobrevoltajes llegan alcanzar hasta 6 veces su valor nominal dependiendo de la relación X_c/X_m el tiempo de interrupción o energización del sistema, resistencia efectiva del circuito, Etc..

La siguiente tabla muestra los problemas más frecuentes que pueden suceder dependiendo del sobrevoltaje sostenido causado por el fenómeno de ferresonancia.

TABLA 1.1

Problemas más frecuentes causados por el fenómeno de ferresonancia

| Voltaje en % del nominal | Problema probable |
|--------------------------|---------------------------------------|
| 110 | Ninguno |
| 110 a 125 | sobre excitación o inversión de fases |
| 125 a 300 | fallas de apartarrayos |
| mas de 300 | fallas de aislamientos |

1.4 SOBREVOLTAJES POR MANIOBRA DE INTERRUPTORES (SWITCHEO)

Los sobrevoltajes por maniobra de interruptores ocurren en todos los sistemas y usualmente resulta de la operación de un circuito interruptor o la ocurrencia de una falla. Generalmente estos sobrevoltajes son una importante consideración en sistemas por arriba de 115 Kv y en todos los sistemas donde la impedancia transitoria efectiva que va desde la localización del apartarrayos es baja (ejemplo cable y circuitos del banco de capacitores).

El interruptor es un dispositivo destinado a suspender o establecer la continuidad en un circuito eléctrico bajo carga.

La operación de interruptores es frecuente en un sistema de energía. Se efectúan una gran variedad de operaciones de desconexión o conexión para los trabajos de rutina o bien en forma automática por los sistemas de control y protección. Las operaciones típicas de interruptores son la conexión o desconexión de:

- ◆ Líneas de transmisión o distribución
- ◆ Cables
- ◆ Capacitores en derivación / serie
- ◆ Reactores en derivación
- ◆ Transformadores
- ◆ Generadores / motores

Los sobrevoltajes que resultan de las operaciones de interruptores son típicamente proporcionales al voltaje de la frecuencia de la energía. Por ejemplo, la energización de una línea trifásica puede resultar en un sobrevoltaje en el extremo abierto que puede ser muy alto, hasta de 5 p.u., dependiendo de la sincronización de la operación de los interruptores con respecto a la fuente.

La siguiente figura ilustran curvas de distribución de probabilidad de los sobrevoltajes medidos por interrupción de la línea. Se nota que existe una probabilidad sustancial para los sobrevoltajes mayores de 5.0 p.u.

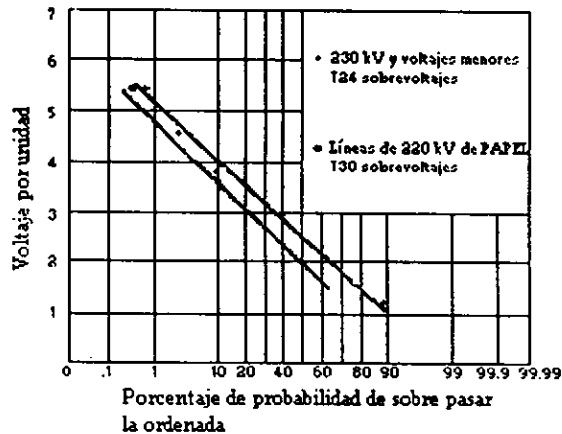


Figura 1.6 Probabilidad de sobrevoltajes por interrupción de la línea.

En los sobrevoltajes causados por maniobra de interruptores se generan oscilaciones de alta frecuencia (de 400 a 3000 ciclos / s) que se amortiguan en un tiempo de $1000 \mu\text{s}$.

La amplitud de las oscilaciones dependen entre otros factores, del voltaje de operación del sistema. En los casos más desfavorables se encuentran por ejemplo desconexión de transformadores o líneas largas, dicha amplitud transitoria pueden alcanzar valores del orden de 3.5 veces del voltaje normal de operación si no se toman las medidas necesarias para limitarla.

Los transitorios ocasionados por operación de interruptores en sistemas de voltaje de 230 KV o más, pueden ser bastante altos y deben controlarse para evitar la necesidad de aislamiento de más alto grado. Existen dos métodos para controlar la magnitud los sobrevoltajes de esta clase: (1) el uso de interruptores con resistencia de preinserción y (2) el uso de resistores de apertura o transformadores de potencial del tipo devanado para descargar la carga atrapada en las líneas.

Los interruptores con resistencia de preinserción colocan un resistor entre la fuente y la línea bajo energización por una duración breve (por ejemplo $8\mu\text{s}$) antes de que se haga una conexión directa de la fuente a la línea. La selección correcta de los valores de los resistores y el tiempo de inserción permite obtener el control efectivo de los sobrevoltajes máximos de operación de interruptores.

La carga atrapada en una línea de transmisión puede ocasionar sobrevoltajes excesivos por operación de interruptores (por desincronización específica de la energización de la línea con respecto a la fase de la fuente). Además la carga atrapada puede ocasionar repetición de la operación del interruptor porque contribuye a sobreforzar el aislamiento del mismo interruptor. Los transformadores de potencial del tipo devanado o los resistores de apertura proporcionan un mecanismo para el drenado rápido de la carga atrapada en las líneas.

El procedimiento más eficaz para limitar la amplitud de estos sobrevoltajes a valores de 2 o 2.5 veces el voltaje de operación es la inserción de resistencias, incorporadas a los interruptores durante la operación de apertura y cierre.

Los sobrevoltajes más elevados se producen al efectuar la apertura de líneas largas o cables de potencia en vacío, apertura de corriente de excitación de transformadores o reactores, y sobre todo cuando se efectúan recierres en las líneas que pueden haber quedado cargadas a un voltaje elevado al producirse la conexión inicial. Los elementos usados para disminuir los sobrevoltajes producidos por maniobra va de acuerdo con el tipo y diseño de cada interruptor.

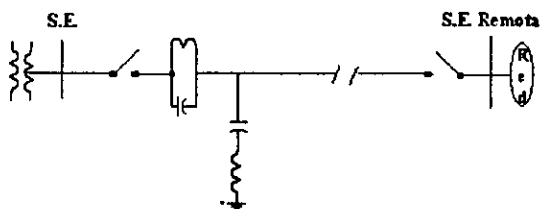


Figura 1.7 Diagrama Unifilar con el Interruptor en Posición Abierta.

1.5 COMBINACIONES DE SOBREVOLTAJES TEMPORALES DE ORIGEN DIFERENTE

Consiste de dos componentes de voltaje simultáneos aplicadas entre las terminales, está es clasificada por la componente del valor pico más alto.

Los sobrevoltajes temporales de orígenes diferentes deben combinarse sólo después de un examen cuidadoso en cuanto a su probabilidad de ocurrencia simultánea. Estas combinaciones conducen al empleo de apartarrayos, con características nominales más altas, con la consecuente sobreprotección y

sobreaislamiento, los cuales se justifican sólo técnica y económicamente si la probabilidad de ocurrencia es simultáneamente alta.

1.5.1 Rechazo de carga con falla a tierra

Esta combinación puede existir cuando se desconecta una carga grande presentándose un sobrevoltaje temporal y debido a este se origina una falla a tierra en el resto del sistema. La probabilidad de este evento es pequeña, ya que los sobrevoltajes debidos al cambio de carga son en si mismas pequeñas y pueden causar fallas sólo en extremos, tales como alta contaminación. La combinación puede existir, cuando durante una falla en la línea, el interruptor del lado de la carga abre primero y la desconexión de la carga produce un sobrevoltaje por rechazo de carga en el sistema hasta que abre el interruptor del lado del circuito de la fuente. La combinación también puede ocurrir como resultado de una falla en la línea seguida por la falla de apertura de un interruptor. La probabilidad de tal combinación, sin embargo es pequeña pero no puede despreciarse ya que estos no son eventos estadísticamente independientes.

Los sobrevoltajes constan de un transitorio de frente lento y de un sobrevoltaje temporal variable y prolongado.

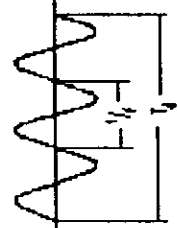
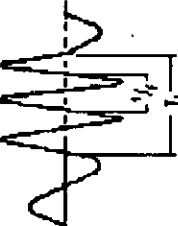
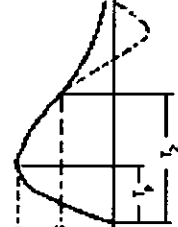
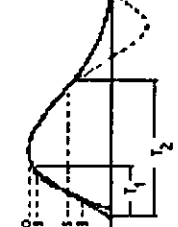

Otras combinaciones.

Ya que el fenómeno de resonancia debe evitarse, su combinación con otros orígenes sólo debe considerarse como causa adicional de estas resonancias. En algunos sistemas, sin embargo, no es realmente posible evitar el fenómeno de resonancia y por lo tanto es importante realizar estudios detallados.

1.6 FORMAS DE ONDA DE VOLTAJE NORMALIZADAS

- a) Voltaje a la frecuencia del sistema de corta duración normalizada: Voltaje sinusoidal con frecuencia entre 48 y 62 Hz y duración de 60 s.
- b) Impulso por maniobra de interruptores normalizado: un impulso de voltaje que tiene un tiempo de pico de 250 μ s y un tiempo de cola de 250 μ s.
- c) Impulso por rayo normalizado: un impulso de voltaje que tiene un tiempo de pico de 1.2 μ s y un tiempo de cola de 50 μ s.
- d) Impulso por maniobra de interruptores combinado normalizado: Impulso de voltaje combinado.

Tabla 1.1 Clases y formas de tensiones de esfuerzo y sobretensiones

| Clases | Baja frecuencia | | | Transitoria | |
|-------------------------------------|---|--|--|---|--|
| | Permanente | Temporal | Frente Lento | Frente Rápido | Frente muy Rápido |
| Forma de tensión |  |  |  |  |  |
| Intervalos de las formas de tensión | $f = 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$ | $10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0.03 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$ | $20 \mu\text{s} < T_1 \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$ | $0.1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$ | $3 \text{ ns} < T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0.3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_2 \leq 3 \text{ ms}$ |
| Forma de Tensión normalizada | $f = 60 \text{ Hz}$ $T_1 (*)$ | $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$ | $T_1 = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$ | $T_1 = 1.2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$ | . |
| Prueba de agudante normalizada | . | Prueba a la frecuencia del sistema de corta duración | Prueba de impulso por maniobra | Prueba de impulso por rayo | . |

(*) Se especifica en la norma del equipo correspondiente

2.- DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

CAPÍTULO 2

DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

2.1 DIMENSIONAMIENTO

Básicamente existen cuatro distancias que gobiernan la separación de componentes y conductores en una subestación eléctrica y son:

- a).- DISTANCIAS A TIERRA: Entre partes vivas (energizadas) y estructuras a tierra, muros, rejas y tierra.
- b).- DISTANCIAS ENTRE FASES: Entre partes vivas de fases diferentes.
- c).- DISTANCIAS DE AISLAMIENTOS: Entre las terminales de un aislador, o también entre conexiones a las terminales de un interruptor.
- d).- DISTANCIAS ENTRE SECCIONES: Entre partes vivas y los límites de las zonas de mantenimiento (zonas de trabajo). Los límites de las zonas de mantenimiento pueden ser tierra o una plataforma sobre la cual trabajen los operadores.

Si se considera que en una subestación eléctrica los hombres deben caminar libremente bajo las zonas con equipo energizado, es necesario dar una distancia adecuada entre el punto más bajo sobre cada aislador (donde se conectan a tierra las partes metálicas) y tierra, para asegurar que un hombre no sufrirá los efectos del campo eléctrico. Esta distancia está basada en las denominadas *distancias de seguridad* que serán explicadas posteriormente.

Con excepción de las distancias de seguridad, las distancias dieléctricas en una subestación eléctrica están determinadas por los máximos sobrevoltajes a que estará sometido el equipo por los contornos de los mismos.

El aislamiento de un sistema, el cual incluye explosores o gaps en los cuales el aire es el dieléctrico están sujetos a esfuerzos de sobrevoltaje debido a los voltajes continuos a la frecuencia del sistema y a los voltajes transitorios causadas por efecto de descargas atmosféricas y las maniobras de interruptores.

2.2 DISTANCIAS ELÉCTRICAS DE NO FLAMEO EN EL AIRE

2.2.1 Aislamiento de Fase a Tierra

Se refiere al aislamiento de una fase cualquiera con relación a los puntos conectados a tierra y está caracterizado por un voltaje relacionado con una distancia a tierra que se verifica por medio de procedimientos convencionales y reproducibles en laboratorios que se expresa en las normas como una distancia de aislamiento en el aire y que es necesaria para definir los aspectos de seguridad.

2.2.2 Aislamiento de Fase a Fase

El aislamiento entre fases debe garantizar un comportamiento dieléctrico, que relacione el voltaje con la distancia en aire y sin considerar ningún elemento a tierra entre los conductores de fase.

En las subestaciones, la distancia de aislamiento entre fases resulta de las condiciones de la instalación y frecuentemente se refiere a los equipos aunque no depende de éstos. Para las líneas de transmisión se debe distinguir entre el aislamiento entre fases y la distancia entre centros de los apoyos de las fases.

2.2.3 Relación de Aislamiento de Fase a Tierra y de Fase a Fase

Estos aislamientos no son independientes uno del otro. En los equipos que tienen sus fases separadas por algún elemento conectado a tierra (por ejemplo en subestaciones blindadas, cables, etc.) el esfuerzo dieléctrico entre fases resulta de la suma de los esfuerzos dieléctricos de fase a tierra.

En las instalaciones que por diferentes razones no se pueden someter a las pruebas de impulso es recomendable establecer las distancias necesarias para prevenir flameos con valores de voltaje debajo del nivel de impulso resistente, que se especifica para los equipos bajo prueba, con el propósito de dar un cierto margen de protección.

2.2.4 Criterios para la determinación de las distancias Dieléctricas en Aire

Las distancias en aire de fase a tierra y de fase a fase deben garantizar estadísticamente una probabilidad de flameo tal que resulte baja desde el punto de vista de los criterios de diseño adoptados. Esto conduce al establecimiento de distancias mínimas de no flameo entre fase y tierra ó entre fases y que se determina principalmente para los impulsos por rayo y por maniobra según los niveles de aislamiento.

El concepto de distancia dieléctrica en aire es general y desde el punto de vista de diseño parte de la relación entre el voltaje crítico de flameo por rayo al 50% (VCF) o por maniobra (VCS) y el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (BIL.- Basic Insulation Level) o por maniobras (BSL.- Basic Switching Level).

El voltaje crítico de flameo al 50 % es el valor de voltaje al cual se tiene una probabilidad de flameo del 50% y los valores usados para diseño corresponden a los niveles básicos de aislamiento (por impulso de rayo o de maniobra) que son

cantidades inferiores al VCF o el VCS y que darían probabilidades de flameo máximas del 10%, es decir se *espera que no se produzca flameo por lo menos en un 90% de las veces de las aplicaciones de los sobrevoltajes.*

La relación entre los niveles básicos de aislamiento al impulso y los voltajes críticos de flameo se indican a continuación:

a) Por Impulso de Rayo:

$$BIL = VCF_{50\%}(1 - 1.3\sigma)$$

donde:

σ es la desviación estándar referida al valor de $VCF_{50\%}$.

Se recomienda usar un valor de $\sigma = 3\%$

Con lo que:

$$BIL = 0.961 * VCF_{50\%}$$

b) Por Impulso de Maniobra:

$$BSL = VCS(1 - 1.3 \sigma)$$

Se recomienda usar un valor de $\sigma = 6\%$

Con lo que:

$$BSL = 0.922 * VCS$$

Estos métodos son semiprobabilísticos, la razón es que se aplican fórmulas determinísticas basadas en métodos probabilísticos de tipo general y se llegó a la conclusión de que la probabilidad de falla en el BIL es del 10% si se usa una desviación estándar del 3% para la curva del $VCF_{50\%}$ o bien también una probabilidad de falla del 10% para el BSL si se emplea una dispersión mayor de $\sigma = 6\%$.

Lo anterior tiene un límite de confianza que se establece al hacerse una serie de pruebas, la distribución probabilística que se obtiene corresponde más o menos a los datos obtenidos en la forma experimental y se aproximan más a medida que se aumenta el número de experimentos de tal forma que haciendo extrapolaciones es posible determinar estadísticamente los límites de validez de las distribuciones. Una muestra de la validez de las distribuciones obtenidas en forma experimental son la media y la desviación estándar, en estas cantidades se observa que a mayor número de experimentos se obtiene mayor aproximación de aquí que los valores de desviación estándar recomendadas por las normas sea del 3% para impulsos de rayo y de 6% para impulsos por maniobra, estos son los resultados de un gran número de experimentos realizados sobre elementos con aislamientos autorecuperables y en condiciones estándar lo más controladas posibles.

Por otra parte en voltajes nominales hasta 230 KV, las distancias dieléctricas de fase a tierra hasta 1000 m.s.n.m. (metros sobre el nivel del mar) y en condiciones estándar se calculan básicamente por efecto de impulso de rayo y solo se verifican para los sobrevoltajes por maniobra de interruptores.

El voltaje crítico de flameo (VCF) puede expresarse como:

$$VCF_{50\%} = K_3 * d \text{ [KV]}$$

donde:

d = es la distancia entre electrodos expresada en m.

K_3 = factor de electrodos (factor de gap).

2.2.5 Factor de Electrodos (K_3)

El factor de electrodos (K_3) toma los siguientes valores según las siguientes configuraciones:

$K_3 = 550$ Para conductor a estructura, conductor de fase exterior en líneas de transmisión a estructura, conductor a estructura en línea de transmisión con cadena de aisladores en “ V ”, conductor objeto a tierra (vehículos, tableros, etc.), conductor a conductor, anillo equipotencial y conductor a ventana en línea de transmisión.

$K_3 = 480$ Para la configuración punto - plano.

Las distancias de fase a tierra para las configuraciones conductor estructura, conductor ventana en L.T., conductor objeto a tierra, y punta plana para las tensiones nominales de 34.5, 69, 115, 138, 161 y 230 kV. hasta 1000 m.s.n.m. y en condiciones estandar serían las siguientes:

TABLA 2.1
Distancias de Fase a Tierra, para diferentes configuraciones.

| Tensión Nominal (KV) (eficaz) | 34.5 | 69 | 115 | 138 | 161 | 230 |
|---|---|-------|--------|--------|--------|---------|
| NBI (KV.) | 200 | 350 | 550 | 650 | 750 | 1050 |
| $VCF = \frac{NBI}{0.961} (KV)$ | 208.12 | 364.2 | 572.32 | 676.38 | 780.44 | 1092.67 |
| CONFIGURACIÓN DE ELECTRODOS | DISTANCIAS DE FASE A TIERRA (m) $d = \frac{VCF}{K_3}$ | | | | | |
| 1. Conductor - Estructura $K_3 = 550$ | 0.38 | 0.66 | 1.04 | 1.23 | 1.42 | 1.99 |
| 2. Conductor - ventana $K_3 = 550$ | 0.38 | 0.66 | 1.04 | 1.23 | 1.42 | 1.99 |
| 3. Conductor - objeto a tierra $K_3 = 550$ | 0.38 | 0.66 | 1.04 | 1.23 | 1.42 | 1.99 |
| 4. Punta - plano $K_3 = 480$ | 0.44 | 0.76 | 1.20 | 1.41 | 1.63 | 2.29 |

En voltajes nominales superiores a 230 kV las distancias dieléctricas de fase a tierra hasta 1000 m.s.n.m. y en condiciones estandar se calculan básicamente por efecto de impulso de maniobra de acuerdo con la expresión:

$$VCS = 500 K_2^{0.6} (kV)$$

Donde:

VCS = Voltaje crítico de flameo por impulso de maniobra en kV

K_2 = Factor de Gap

d = Distancia de fase a tierra (m)

$$VCS = \frac{3400K_2}{1 + \frac{8}{d}}$$

Los factores de Gap recomendados para diferentes configuraciones son los siguientes:

TABLA 2.2

Factores de Gap recomendados

| | |
|--|--------------|
| Varilla - Varilla | $K_2 = 1.40$ |
| Conductor de fase exterior a torres | $K_2 = 1.35$ |
| Conductor de fase interior a torre (ventana) | $K_2 = 1.20$ |
| Fase - Fase | $K_2 = 1.50$ |
| Punta - plano | $K_2 = 1.00$ |

La determinación de distancias mínimas de fase a fase y las distancias de fase a tierra por impulso de rayo y de maniobra, se calculan para una altitud de hasta 1000 m.s.n.m. de acuerdo con las siguientes expresiones:

- a) Por impulso de rayo para tensiones nominales de hasta 230 kV.

$$VCF = 520.29 d$$

Donde :

VCF = voltaje crítico de flameo de fase a fase expresado en kV.

d = Distancia entre fases, expresada en (m).

- b) Por impulso de maniobra para tensiones superiores a 230 kV.

$$d_{f-f} = 1.8 VCS^{1.6} \quad (1)$$

$$d_{f-f} = 2.0 VCS^{1.7} \quad (2)$$

VCS expresada en MV.

Las distancias obtenidas con las expresiones (1) y (2) se pueden considerar de diseño en el caso de subestaciones eléctricas que usan barras. La expresión (1) se emplea para configuraciones simétricas entre electrodos por ejemplo: conductor a conductor en paralelo, conductor a conductor cruzado y punta a punta.

La expresión (2) se emplea para configuraciones asimétricas entre electrodos por ejemplo: punta - conductor, o bien en configuraciones simétricas cuando la simetría se neutraliza por efecto de irregularidad de los electrodos como es el caso de las barras soportadas de aisladores con herrajes.

2.3 EFECTOS METEOROLÓGICOS

Los aislamientos externos (autorecuperables) se ven afectados por los efectos meteorológicos como son: presión barométrica, temperatura y humedad, de tal forma que el voltaje crítico de flameo en condiciones estándar se modifica de acuerdo con la siguiente expresión:

$$VCF \text{ no estandar} = \frac{\delta \eta}{Kh} VCF \text{ estandar}$$

Para prueba en laboratorios instalados a una altura superior a 1000 m.s.n.m.

Kh = Factor de corrección por humedad.

δ = Factor de corrección por presión barométrica.

η = Exponente que depende de la configuración de los electrodos teniendo un valor máximo de 1.0.

En condiciones estándar

$$Kh = 11 \text{ g/m}^3$$

se obtiene de la expresión

$$\delta = \frac{3.92 \text{ b}}{273 + t}$$

siendo:

b = la presión barométrica en cm. de mercurio

t = temperatura en °C.

Las condiciones estándar

b = 76 cm. de mercurio a 0 m.s.n.m.

t = 25°C.

Tomando como referencia el nivel del mar y la temperatura ambiente de 25°C, los factores de corrección para diferentes altitudes tomados por rangos se indican en la tabla 2.3.

TABLA 2.3

Factores de corrección por presión barométrica para diferentes altitudes con respecto a 0 m.s.n.m.

| | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Rangos de altura sobre el nivel del mar en metros | 0 | 501 | 1001 | 1501 | 2001 | 2501 |
| | a | a | a | a | a | a |
| | 500 | 1000 | 1500 | 2000 | 2500 | 3000 |
| Factor de corrección | 0.942 | 0.885 | 0.834 | 0.775 | 0.732 | 0.688 |

Los factores de corrección por humedad se obtienen aplicando los valores de la gráfica de la figura 2.1.

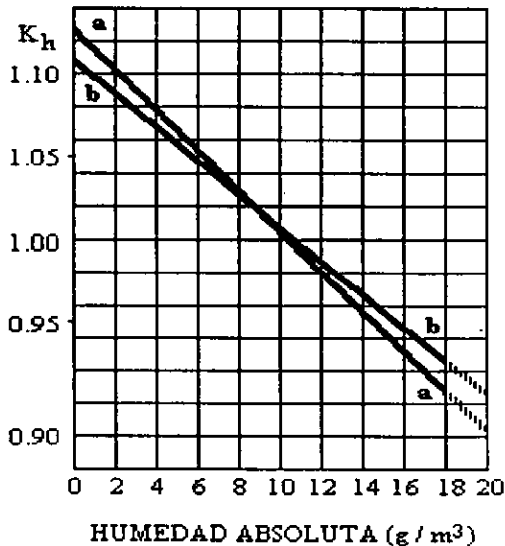


Figura 2.1. Factor de Corrección K_h por Humedad

Nota: Los valores de humedad relativa expresada en % se refiere con relación al valor estandar ($11 g/m^3$)

El voltaje crítico de flameo para distancias en aire utilizadas en diseño para condiciones diferentes a las estándar se calcula entonces de la siguiente expresión:

$$VCF \text{ diseño} = \frac{Kh}{\delta\eta} VCF \text{ estandar}$$

$$VCF \text{ diseño} = \frac{Kh}{\delta\eta} VCS \text{ estandar}$$

2.4 EFECTOS AMBIENTALES

Se entiende por efectos ambientales a los producidos por la contaminación ambiental sobre los aislamientos externos. Lamentablemente se carece de información de los niveles de contaminación de las diferentes zonas del país con aplicaciones al diseño de aislamiento, por lo que se hará uso de las recomendaciones de la IEC (*Comisión Electrotécnica Internacional*), para identificar las características contaminantes de una región y establecer las distancias de fuga correspondientes para fines de diseño.

En la tabla 2.4 se indica la escala provisional de niveles de contaminación natural.

TABLA 2.4
Distancia de Fuga para diferentes Niveles de Contaminación.

| Nivel de Contaminación | Características ambientales | Distancia mínima específica cm/ kV (3) |
|------------------------|---|--|
| I Ligero | <ul style="list-style-type: none"> ● Areas sin industria y con baja densidad de casas con equipo de calefacción. ● Areas con baja densidad de industrias o de casas pero sujetas a vientos frecuentes o aguaceros. ● Areas agrícolas (1) ● Areas montañosas <p>Todas estas áreas deberán estar situadas entre 10 y 20 km del mar y no deberán estar expuestas a los vientos directos del mar. (2)</p> | 1.6 |
| II Medio | <ul style="list-style-type: none"> ● Areas con industrias que no produzcan particularmente humo contaminante y/o con un promedio alto-bajo de densidad de casas equipadas con calefacción. ● Areas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o aguaceros. ● Areas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilometros de distancia) (2). | 2.0 |
| III Alto | <ul style="list-style-type: none"> ● Areas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de equipos de calefacción que producen contaminación. ● Areas cercanas al mar o en algún caso expuestas a vientos del mar relativamente fuertes. (2) | 2.5 |
| IV Muy Alto | <ul style="list-style-type: none"> ● Areas generalmente de extensión moderada, sujetas a polvos conductivos y a humo industrial que producen particularmente depósitos conductivos densos. ● Areas generalmente de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a la brisa del mar o a vientos provenientes del mar muy fuertes y contaminados. ● Areas desérticas, caracterizadas por largos periodos sin lluvia, expuestas a vientos fuertes que llevan arena y sal y sujetos a condensación regular. | 3.1 |

1) El uso de fertilizantes por rociado o la quema de caña pueden llevar a niveles altos de contaminación debido a la dispersión por vientos.

- 2) Distancias del mar dependiendo de la topografía de la costa y de las condiciones extremas del viento.
- 3) De acuerdo a IEC 815-1986, la distancia mínima de fuga de aisladores entre fase-tierra, respecto a la tensión máxima del sistema (fase - fase).

La tabla no cubre algunas situaciones ambientales tales como nieve y hielo en altas contaminaciones, tormentas, zonas áridas, etc.

La distancia de fuga total se obtiene como:

$$d_{fuga} = \frac{Kv_{max}}{\sqrt{3}} \times cm / Kv$$

2.5.BASES PARA EL DIMENSIONAMIENTO GENERAL

La base del dimensionamiento dieléctrico se encuentra en los estudios relacionados con la ruptura dieléctrica en diferentes tipos de electrodos, con aplicación de ondas de impulso de rayo y maniobra de interruptores, desarrolladas en la forma experimental.

En el caso de las subestaciones eléctricas se han hecho una serie de investigaciones para el establecimiento de las distancias de diseño más convenientes de fase a tierra y fase a fase basadas en configuraciones propias de electrodos, llegándose a identificar de esta manera tres tipos principales de distancias en aire.

- Distancias entre conductores.
- Distancia de aislamiento entre conductores y aparatos.
- Distancias entre aisladores y aparatos.

El primer tipo de distancia se localiza entre las fases de los conductores de llegada o salida a la subestación y en las barras de la misma, el segundo tipo incluye la distancia en aire entre conductor y elementos de desconexión y el tercer tipo considera las distancias en aire entre polos de interrupción, entre polos de transformadores de corriente, entre trampas de onda y algunos otros equipos.

En cada uno de los tipos de distancias anteriores presenta una configuración de electrodos difícil de ubicar dentro de cualquiera de las configuraciones estudiadas y consideradas como estandares en los laboratorios, no obstante esto, las tablas de distancias entre fases para configuraciones de electrodos en subestaciones eléctricas se elaboran para las condiciones que se aproximan más a la realidad y que son:

- a) Anillo - anillo.
- b) Punta - punta.
- c) Punta - placa.
- d) Conductor - estructura.

2.5.1. Distancias de Diseño

Se entenderán como tales a las distancias entre centros de fases de las subestaciones, a las distancias mínimas de no flameo de fase a tierra, y a las distancias de seguridad.

Las distancias mínimas de fase a tierra y las de fase a fase hasta 1000 m.s.n.m. se considerará 1.25 % para cada 100 m, en exceso.

Pudiendose aplicar para este cálculo la expresión siguiente:

$$d_h = d_{1000} + \left(0.0125 \left(\frac{h - 1000}{100} \right) \right) d_{1000}$$

Donde:

d_h = Distancia de fase a tierra a la altura h en m.s.n.m.

d_{1000} = Distancia de fase a tierra hasta 1000 m.s.n.m. obtenida de la tabla 2.4

h = Altura de la instalación en metros.

Las distancias de aislamiento entre fases están indicadas también en la tabla 2.5, pero en general se pueden tomar de un 10% al 15 % de las distancias de fase a tierra hasta la tensión 230 kV y en tensiones superiores de un 20% a un 40 % como máximo.

TABLA 2.5

Distancias mínimas de fase a tierra y de fase a fase en aire hasta 1000 m.s.n.m y condiciones estándar. ***

| Tensión nominal Kv | Tensión máxima Kv | NBI Kv | NBS Kv | NBI de fase a fase | NBS de fase a fase | Distancia de fase a tierra mm. | Distancia de fase a fase mm. |
|--------------------|-------------------|-----------|--------|--------------------|--------------------|--------------------------------|------------------------------|
| 4.4 | 4.4 | 75 | | 75 | | 120 | 120 |
| 6.9 | 7.2 | 95 | | 95 | | 160 | 160 |
| 13.8 | 15.5 | 110 | | 110 | | 220 | 220 |
| 24.0 | 26.4 | 150 | | 150 | | 320 | 320 |
| 34.5 | 38.0 | 200 | | 200 | | 480 | 480 |
| 69.0 | 72.5 | 350 | | 350 | | 630 | 630 |
| 115.0 | 123.0 | 450 | | 450 | | 900 | 900 |
| | | 550 | | 550 | | 1100 | 1100 |
| 138.0 | 145.0 | 450-550 | | 550 | | 1100 | 1100 |
| | | 550-650 | | 650 | | 1300 | 1300 |
| 161.0 | 170.0 | 550-650 | | 650 | | 1100-1300 | 1300 |
| | | 650-750 | | 750 | | 1300-1500 | 1500 |
| 230.0 | 245.0 | 650 | | 750 | | 1300 | 1500 |
| | | 750 | | 850 | | 1500 | 1700 |
| | | 850 | | 950 | | 1700 | 1900 |
| | | 950 | | 1050 | | 1900 | 2100 |
| | | 1050 | | 1125 | | 2100 | 2400, 2800 |
| 400.0 | 420.0 | 1050-1175 | 950 | | 1425 | 2200*, 2900** | 3100*, 3600 |
| | | 1175-1300 | 1050 | | 1550 | 2600*, 3400** | 3500*, 4100** |
| | | 1425 | | | | | |

* Para configuración conductor - estructura.

** Para configuración asimétrica

*** Presión barométrica de 760 mm de Hg y temperatura de 25°C

Las distancias de diseño entre centros de fases en las subestaciones eléctricas, así como las distancias de fase a tierra en las mismas se pueden determinar de acuerdo con lo siguiente:

- Las distancias mínimas de fase a tierra son las indicadas en la tabla 2.5 (corregidas para las condiciones atmosféricas y ambientales). Estas distancias se podrán aumentar de acuerdo a las características constructivas de la subestación.
- Las distancias entre centros de fases en las barras colectoras de las subestaciones eléctricas se calculan para dos casos:

a) Subestaciones con barras y conexiones rígidas.

En estas subestaciones las distancias entre centros de fases se obtiene a partir de las distancias dieléctricas de fase a fase, tomando en consideración el diámetro de las barras o conectores adicionalmente a las distancias dieléctricas.

d = Distancia dieléctrica.

d_f = Distancia de diseño.

Para las distancias de diseño deberán ser considerados también otros aspectos adicionales como son los efectos electrodinámicos por corrientes de corto circuito, la configuración de las barras, las distancias mínimas por mantenimiento y las dimensiones generales de los equipos. En base a lo anteriormente expuesto se puede obtener la tabla 2.6.

TABLA 2.6
Subestaciones con barras o conexiones rígidas

| CLASE DE AISLAMIENTO | DISTANCIAS ENTRE CENTROS DE FASES |
|----------------------|---|
| 24 KV o menor | 1.67 veces la distancia de fase a tierra a la altura correspondiente. |
| 34.5 hasta 115 KV | 1.60 veces la distancia de fase a tierra a la altura correspondiente. |
| 230 KV | 1.37 veces la distancia de fase a tierra a la altura correspondiente. |
| 400 KV | 1.80 veces la distancia de fase a tierra a la altura correspondiente. |

b) Subestaciones con barras colectoras flexibles.

Las distancias entre centros de fases para las subestaciones con cables no sólo dependen de los aspectos dieléctricos, sino que también de los arreglos adoptados para las subestaciones, de los claros entre soportes, así como de las dimensiones y disposición de algunos equipos. Deben ser considerados también como elementos de dimensionamiento las condiciones atmosféricas del lugar de la instalación, como son cargas por viento y hielo, temperatura ambiente y nivel sísmico. A manera de recomendación se pueden adoptar como distancias de diseño las indicadas en la tabla 2.7 válidas hasta 1000 m.s.n.m. en condiciones estándar.

TABLA 2.7
 Subestaciones con Barras Colectoras Flexibles
 Distancias de diseño recomendadas

| Clase de Aislamiento KV | Distancia entre Centros de Fases |
|-------------------------|--|
| 34.5 a 115 | 1.80 a 2.0 Veces la distancia de fase a tierra |
| 230 | 1.72 a 2.0 Veces la distancia de fase a tierra |
| 400 | 2.0 a 2.25 Veces la distancia de fase a tierra |

2.5.2 Alturas mínimas de las barras sobre el nivel del suelo.

La altura mínima de los sistemas de barras colectoras en subestaciones eléctricas en el punto medio del claro se calcula por medio de la expresión:

$$h = 5.0 + 0.0125 \times kV \text{ (metros)}$$

KV = La tensión máxima de diseño entre fases de la instalación.

La expresión anterior es aplicable en tensiones de 115 kV o mayores y válida hasta una altura de 1000 m.s.n.m.

2.5.3 Alturas de los Equipos

La altura de otras partes en tensión tales como transformadores de potencia, interruptores, transformadores de instrumento, conexiones entre estos aparatos y, en general, la de los elementos bajo tensión más próximos a tierra

no debe ser inferior en ningún caso a 3.00 m y se puede calcular de acuerdo con la expresión:

$$h_e = 2.25 + 0.00105 \times kV \text{ (metros)}$$

siendo:

kV = La tensión máxima de diseño.

La expresión anterior es válida hasta 1000 m.s.n.m. y aplicable en instalaciones de 69 KV o mayores.

2.5.4 Llegada de Líneas a Subestaciones

La altura de las líneas de transmisión que rematen en subestaciones eléctricas deberán tener una altura no inferior a la obtenida por la siguiente expresión:

$$h = 5.0 + 0.006 \times kV \text{ (metros)}$$

kV = Tensión máxima de diseño.

Sin que sea inferior en ningún caso a 6.0 metros.

2.6 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Además de las distancias eléctricas de fase a tierra y de fase a fase calculadas como se indicó anteriormente, las normas nacionales e internacionales recomiendan las denominadas distancias de seguridad en base a los trabajos reportados por los Comités de Estudios como el No. 23 de la IEC, donde se hacen consideraciones relacionadas con la seguridad del personal para la operación y

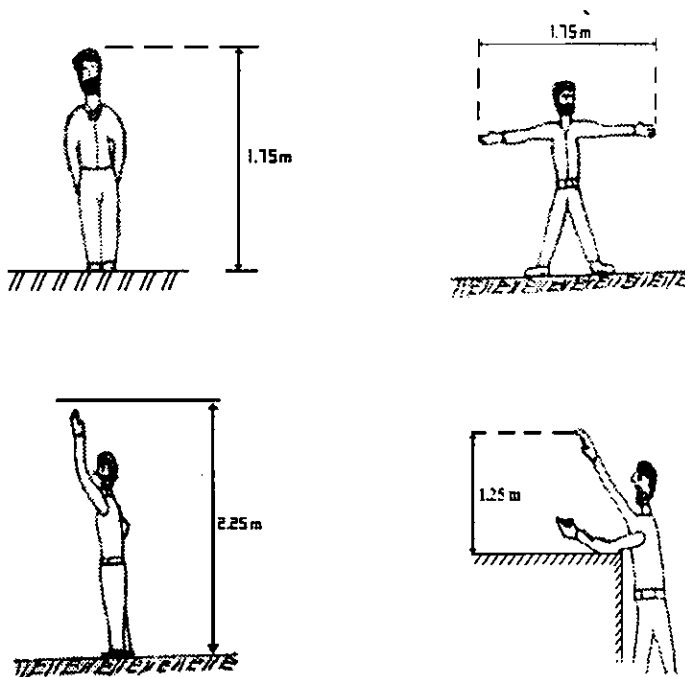
mantenimiento de una subestación eléctrica, especialmente las de alta tensión; partiendo de la base de que las denominadas partes vivas (con potencial) deben quedar *siempre* fuera del alcance del personal por lo que:

- i. Las partes vivas se pueden colocar fuera del alcance del personal usando distancias de las zonas de trabajo y circulación suficientemente grandes para evitar contactos eléctricos.
- ii. Las partes vivas se pueden hacer inaccesibles por medio del uso de barreras o cerca de aislamiento al equipo o partes vivas de la instalación.
- iii. El uso de equipo en el que las partes vivas queden encerradas.

Para calcular las distancias de seguridad se parte de la base que estas se constituyen de dos términos:

- La distancia de fase a tierra (mínima de no flameo) calculada de acuerdo con las fórmulas indicadas al principio de este capítulo o bien tomadas de la tabla 2.5 que está basada en la norma IEC-71 de 1976, estas distancias recuérdese que deben ser corregidas por altitud y temperatura en el lugar de la instalación.
- El segundo término se obtiene sumando a la distancia de fase a tierra una distancia que depende de aspectos fisiológicos como la talla de las personas y las características de los trabajos de mantenimiento y operaciones a realizar.

El Comité de Estudios No. 23 de la Comisión Internacional de Electrotecnia recomienda considerar las dimensiones que se indican a continuación tanto para operadores como para maniobras en las subestaciones eléctricas.



AISLAMIENTO CON BARRERA DE PROTECCIÓN

Figura 2.2. Dimensiones recomendadas por la IEC para operadores y maniobras en las subestaciones eléctricas

$d_f - t$ = distancia de fase a tierra

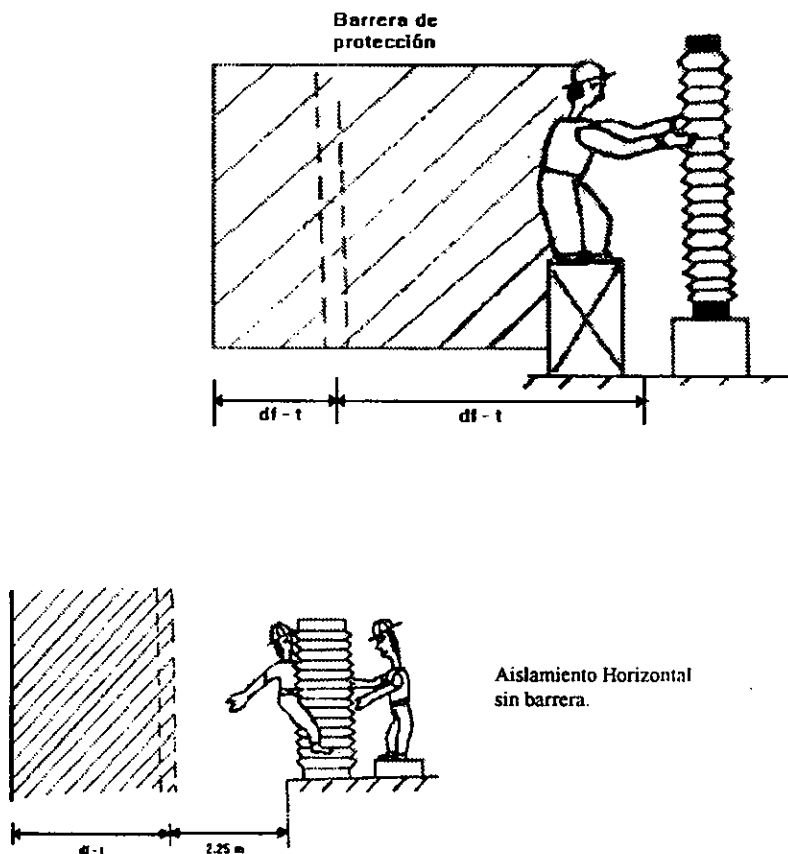
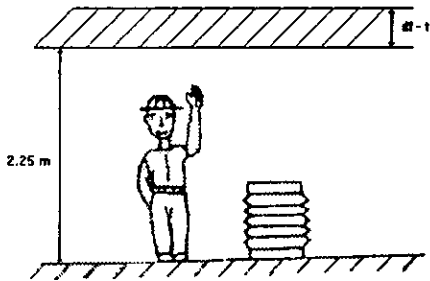


Figura 2.2. Dimensiones recomendadas por la IEC para operadores y maniobras en las subestaciones eléctricas



Distancia vertical de seguridad.

Obra de trabajo con barrera de protección.

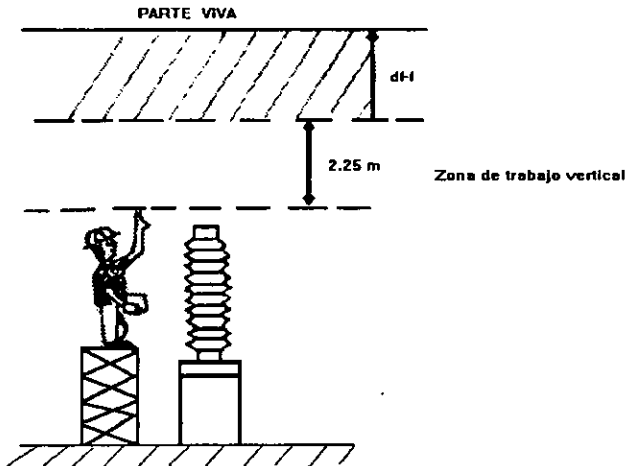


Figura 2.2. Dimensiones recomendadas por la IEC para operadores y maniobras en las subestaciones eléctricas

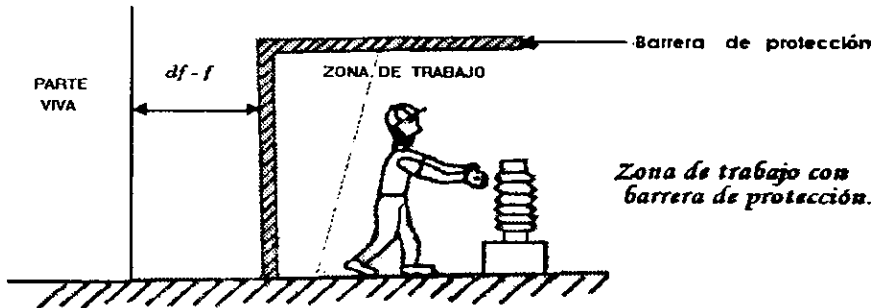


Figura 2.2. Dimensiones recomendadas por la IEC para operadores y maniobras en las subestaciones eléctricas

Para el establecimiento de las distancias de seguridad se debe considerar lo siguiente:

- 1) Maniobras de los operadores o personal en cualquier punto de la instalación.
- 2) Circulación del personal en la subestación.
- 3) Circulación de vehículos por la subestación.

2.6.1 Maniobras de los operadores o personal en cualquier punto de la instalación

Cualquier maniobra para realizar trabajos de mantenimiento, reparaciones o modificaciones en cualquier punto de una subestación eléctrica se deben hacer hasta que se halla efectuado la apertura de interruptores y cuchillas para asegurar el libramiento en la sección de trabajo, considerando que cualquier trabajo se debe realizar con el máximo de seguridad, las distancias de seguridad en las zonas de trabajo se obtienen con el principio general de aumentar a la distancia mínima de fase a tierra por lo que la mínima debe ser de 3.0 metros del suelo a parte viva.

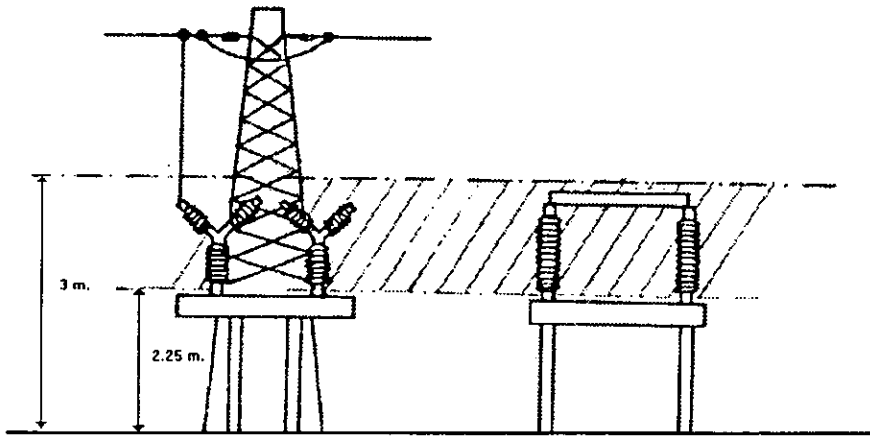


Figura 2.3. Alturas mínimas sobre nivel del suelo de las partes vivas, para protección del personal, en subestaciones eléctricas que no usen barreras o cercas de protección.

2.6.2 Circulación del personal en la subestación

Es frecuente que en algunos diseños de subestaciones eléctricas no se usen barreras o cercas de protección, en estos casos la altura mínima sobre el nivel del suelo de las partes vivas debe ser adecuada como para que el personal pueda circular por la subestación con seguridad, a este respecto se recomienda lo siguiente:

- La altura mínima debe ser igual a la distancia mínima de fase a tierra, que es función de la clase de aislamiento para el cual existe un nivel básico de aislamiento al impulso y aumentada en 2.25 metros que es la altura recomendada por el comité No. 23 de la IEC para un operador con los brazos en alto, esta altura mínima no deberá ser menor en ningún caso a 3.00 metros.

- Cualquier aislador o porcelana de equipo como apartarrayos, transformador de corriente o potencial no deberá tener una altura mínima sobre el nivel del suelo (altura de la base) en zonas no protegidas por barreras inferior a 2.25 m., en el caso de que por alguna razón las alturas de los equipos o aisladores fueran menores a 2.25 m. se deberán poner barreras de protección ya que los aisladores o porcelanas se consideran que están sometidas a una diferencia de potencial.

Cuando se usen barreras o barandales, estos deberán tener 1.20 m. de altura mínima y la distancia a las partes energizadas no deberá ser inferior a la distancia de fase a tierra para el nivel de aislamiento correspondiente aumentada en 90 centímetros.

$$\text{Altura mínima} = \text{Dist. fase a tierra} + 2.25 \text{ m.}$$

$$\text{Dist. Horizontal} = \text{Dist. fase a tierra} + 0.90 \text{ m.}$$

2.6.3 Circulación de vehículos por la subestación

En las subestaciones eléctricas grandes (que normalmente corresponden a las de alta tensión) existen, debido a la necesidad de maniobras de operación y labores de mantenimiento, zonas de circulación de vehículos, los espacios para la circulación de estos vehículos se calculan de acuerdo a las dimensiones de los que se decidan podrán circular dentro de estas zonas, las distancias horizontales por razones de seguridad se consideran 10 centímetros mayores que las verticales.

El reglamento de obras e instalaciones eléctricas de México en su artículo 66 recomienda respetar las distancias mínimas de seguridad dadas en la tabla siguiente:

TABLA 2.8
DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

| TENSION DE FASE A FASE. KV | ALTURA MINIMA DE LAS PARTES VIVAS DESCUBIERTAS EN (m) | DISTANCIA HORIZONTAL MINIMA A LAS PARTES VIVAS DESCUBIERTAS mts. |
|----------------------------------|--|--|
| 6.6 | 2.40 | 1.00 |
| 11 | 2.70 | 1.05 |
| 22 | 2.80 | 1.15 |
| 33 | 2.90 | 1.20 |
| 44 | 3.00 | 1.30 |
| 66 | 3.20 | 1.50 |
| 88 | 3.35 | 1.70 |
| 110 | 3.50 | 1.85 |
| 132 | 3.70 | 2.00 |
| 230 | 4.70 | 3.00 |

En la siguiente tabla, se presenta un resumen de equivalencias de los equipos para diferentes altitudes a distintos Niveles Básicos de Aislamiento (BIL).

2.7 EQUIVALENCIA DE LOS EQUIPOS Y DISTANCIAS DIELECTRICAS EN AIRE

TABLA 2.9

Equivalencia de Equipos y Distancias Dieléctricas en Aire de Fase a Tierra Instalados a Diferentes Alturas sobre el Nivel del Mar.

| CASO | S.E. a Nivel del mar | S.E. a 1000 s.m.n.m. | S.E. a 2000 s.m.n.m. | S.E. a 3000 s.m.n.m. |
|------|---------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| 1 | BIL = 550 kV d = 1.04 | BIL = 621.5 kV d = 1.18 | BIL = 702.9 kV d = 1.33 | BIL = 792 kV d = 1.50 |
| 2 | BIL = 650 kV d = 1.23 | BIL = 734.5 kV d = 1.40 | BIL = 830.7 kV d = 1.60 | BIL = 936 kV d = 1.80 |
| 3 | BIL = 750 kV d = 1.42 | BIL = 847.5 kV d = 1.61 | BIL = 958.5 kV d = 1.81 | BIL = 1080 kV d = 2.05 |
| 4 | BIL = 850 kV d = 1.61 | BIL = 960.5 kV d = 1.82 | BIL = 1086.3 kV d = 2.06 | BIL = 1224 kV d = 2.33 |
| 5 | BIL = 900 kV d = 1.70 | BIL = 1017 kV d = 1.92 | BIL = 1150.2 kV d = 2.17 | BIL = 1296 kV d = 2.46 |
| 6 | BIL = 950 kV d = 1.80 | BIL = 1073.5 kV d = 2.03 | BIL = 1214.1 kV d = 2.30 | BIL = 1368 kV d = 2.60 |
| 7 | BIL = 1050 kV d = 1.98 | BIL = 1186.5 kV d = 2.24 | BIL = 1341.9 kV d = 2.53 | BIL = 1512 kV d = 2.86 |

Nota .- Distancias de fase a tierra en metros (m)

Ejemplo:

- Subestación Dimensionada o Equipo con BIL de 1080 kV instalado a 3000 m sobre el nivel del mar (m.s.n.m.), es equivalente a una Subestación Dimensionada o Equipo con el BIL de 750 kV Instalada a nivel del mar.

- La Distancia Dieléctrica en Aire de 2.05 m a 3000 m.s.n.m., equivale a una distancia Dieléctrica en Aire de 1.42 m a Nivel del mar.

3.- SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

CAPÍTULO 3

SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

3.1 INTRODUCCIÓN

Los sobrevoltajes temporales se presentan en los sistemas de energía eléctrica por varias causas como: fallas, condiciones de resonancia, flujo de corrientes armónicas, conexión y desconexión de bancos de capacitores, transformadores y líneas de transmisión, y por descargas atmosféricas. Sin comparación, para sistemas hasta 230 kV los sobrevoltajes más severos son los que resultan de las descargas atmosféricas que inciden en el sistema de energía eléctrica. Los sobrevoltajes muy altos aplicados a los diversos equipos pueden dar lugar a fallas de los mismos dando como resultado flameos y daños serios a los equipos que al operar correctamente las protecciones ocasionan interrupciones de la energía eléctrica. Es por tanto imperativo que se diseñen los sistemas de energía eléctrica de tal manera que los sobrevoltajes esperados queden por debajo de la capacidad de aguante del aislamiento del equipo de energía eléctrica. Muchas veces, este requisito básico se traduce en un costo excesivo. Por esta razón, se busca una solución de compromiso, en la que los sistemas de energía eléctrica se diseñen de tal manera que se pueda hacer mínima la posibilidad de falla destructiva del equipo de energía eléctrica debida a sobrevoltajes. Este procedimiento se basa en la coordinación de aislamiento para que se cuente con la capacidad de aguantar los sobrevoltajes esperados en el sistema de energía eléctrica. Típicamente intervienen dos pasos: (1) el diseño apropiado del sistema de energía para controlar y llevar al mínimo los posibles sobrevoltajes y (2) la aplicación de dispositivos de protección contra sobrevoltajes.

Por lo anterior, es esencial evitar ésto mediante una coordinación apropiada entre los apartarrayos y los aislamientos. Se recomienda usar apartarrayos cuando exista la posibilidad de sobrevoltajes por descargas atmosféricas o sobrevoltajes debidas a maniobra de interruptores, que pudieran dañar el aislamiento del equipo. Sin embargo, éstos apartarrayos en si mismo deben ser una parte confiable del sistema, por lo que deberán soportar, con una probabilidad suficientemente alta los voltajes y las corrientes resultantes a través de ellos. Debe tenerse en cuenta la Contaminación y otras particularidades del sitio (humedad, altitud, insolación etc.).

3.2 CONCEPTOS BÁSICOS

El apartarrayos, es el dispositivo primario de protección, usado en la coordinación de aislamiento contra los efectos de los sobrevoltajes de alta frecuencia en los equipos eléctricos, las funciones específicas de los apartarrayos son :

1. Operar sin sufrir daño por sobrevoltajes en el sistema y corrientes que circulen por el.
2. Reducir la magnitud de las ondas de sobrevoltaje a valores tales que queden por debajo del nivel básico de aislamiento (BIL) del equipo o equipos que se desean proteger, por lo que para cumplir con lo anterior se debe seleccionar el aislamiento apropiado..

Las características básicas de los apartarrayos son: el voltaje de operación continuo, el voltaje nominal, la corriente de descarga nominal, el voltaje residual a la corriente de descarga, el voltaje residual a la corriente de frente lento (maniobra) y a la corriente de frente rápido.

Para un voltaje nominal y de operación continua dado, existen diferentes tipos de apartarrayos y por lo tanto, diferentes niveles de protección.

3.2.1 Voltaje de operación continua (U_c)

Es el valor máximo permitido de un voltaje senoidal a la frecuencia del sistema, que se puede aplicar continuamente entre las terminales del apartarrayos. El requisito básico es que el pico del voltaje de operación continuo del apartarrayos debe ser mayor al pico del voltaje de operación del sistema. El valor pico del voltaje de operación se determina del voltaje más alto del sistema (60 Hz) y por posibles voltajes armónicos. En los sistemas usuales el incremento del voltaje pico por armónicas se puede tomar en cuenta por un factor de seguridad de 1.05 a 1.10 del voltaje de 60 Hz.

El U_c para un apartarrayo de óxido de metal (MO) esta dado por el fabricante que tiene que considerar, el fenómeno de envejecimiento, la posible distribución de voltaje no uniforme y esfuerzos energéticos causados por rayos y sobrevoltajes por maniobra de interruptores, además estabilidad térmica.

3.2.2 Voltaje nominal (U_r)

Cuando esta determinado el voltaje de operación continuo requerido, el sobrevoltaje temporal (TOV) combinado con la energía de posibles transitorios precedentes, determinarán el voltaje nominal del apartarrayo. El voltaje nominal del apartarrayo se tiene que seleccionar de acuerdo a los sobrevoltajes temporales del sistema en el punto donde se encuentra instalado el apartarrayos, teniendo en cuenta sus amplitudes así como sus duraciones.

3.2.3 Procedimiento simplificado para obtener el voltaje nominal del Apartarrayo

Conociendo:

- Amplitud y duración del TOV.

Para duraciones ≤ 10 seg. seleccionar $U_r \geq \text{TOV}$

Para duraciones ≤ 100 seg. seleccionar $U_r \geq 1.05 \times \text{TOV}$

Para duraciones < 2 hrs consultar las curvas de TOV del fabricante.

Para duraciones ≥ 2 hrs considerar al TOV como continuo y seleccionar un U_c

(voltaje de operación continua) igual a TOV.

TOV no conocido

Para sistemas con neutro directamente aterrizado:

Asumir el $\text{TOV} = 1.5 \text{ p.u}$ ($1 \text{ p.u} = U_m \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$) con una duración de 10 seg. y seleccionar $U_r \geq \text{TOV}$. Esto cubrirá la mayoría de los casos incluyendo algunos efectos combinados de fallas de tierra y rechazo de carga debido a las razones siguientes:

La duración de las fallas a tierra son usualmente menores a 1 seg.

El U_m es usualmente 5-10 % mayor que el voltaje de operación normal

El U_r esta definido por 10 seg, y así la capacidad del TOV de 1 seg será aproximadamente 5% mayor.

Para aterrizamiento resonante y sistemas con neutro aislado:

Asumir el $\text{TOV} = 1.73 \text{ p.u}$ ($1 \text{ p.u} = U_m \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$)

Para un tiempo de libramiento de falla ≤ 10 seg, seleccionar $U_r \geq \text{TOV}$.

Para un tiempo de libramiento de falla ≤ 100 seg, seleccionar $U_r \geq 1.05 \times \text{TOV}$.

Para un tiempo de libramiento de falla < 2 hrs, consultar las curvas del TOV del fabricante.

Para un tiempo de libramiento de falla ≥ 2 hrs, considerar el TOV como continuo y seleccionar el U_c igual al voltaje de operación normal del sistema.

3.2.4 Procedimiento completo

Para aplicar este método es necesario tener un conocimiento detallado de las magnitudes y duraciones de los TOV. Además puesto que la frecuencia básica de los TOV puede diferir considerablemente de la frecuencia del sistema se consideran dos casos, el primero con un TOV con frecuencia de oscilación igual a la frecuencia del sistema y el segundo con frecuencia diferente a la frecuencia del sistema.

Selección considerando el TOV con una frecuencia de oscilación igual o cercana a la frecuencia del sistema

Aplicando la definición de TOV_{10} para el voltaje nominal es posible comparar directamente un punto en una curva de distribución de TOV, con la capacidad del apartarrayo.

Como un primer paso en el procedimiento de selección del rango de voltaje del apartarrayo, este deberá ser igual o mayor que el sobrevoltaje a 10 seg (TOV_{10}).

Si el TOV_{10} no es conocido, pero algún otro TOV con duraciones en el rango de 0.1 - 100 seg. es conocido la figura 3.1 puede ser usada para recalculer aproximadamente el TOV conocido para TOV_{10} .

La energía disipada en el apartarrayos durante un TOV senoidal es:

$$W = T \times K_1 \times u \times i$$

Donde:

T = Duración del sobrevoltaje Temporal (TOV)

K₁ = Constante

u = Voltaje de Cresta

i = Corriente de Cresta.

Además $i = K_2 \times u^\alpha$

Con α igual a 50, que es algo razonable para un apartarrayos que pase la prueba del IEC y para el rango de corriente de interés, la duración de energía en 10 seg (TOV₁₀) puede ser recalculada por algún tiempo y amplitud del TOV en el rango de 0.1 - 100 seg. usando la ecuación:

$$TOV_T = TOV_{10} \times \left(\frac{10}{T} \right)^{\frac{1}{\alpha+1}}$$

Donde:

TOV_T = TOV con una duración de T segundos.

T = duración en segundos.

Para periodos de enfriamiento más largos, los cuales dependen del diseño del apartarrayos, y que se deben considerar, el usuario debe entonces consultar los catálogos del fabricante.

El dato del fabricante puede diferir de esta curva debido a un coeficiente diferente de no linealidad, en la figura 3.1 se muestran las curvas para $\alpha = 45$ y $\alpha = 55$, pueden diferir en el margen para el voltaje nominal de acuerdo a las pruebas IEC.

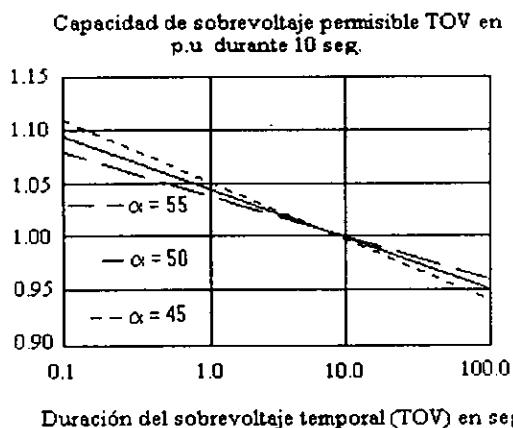


Figura 3.1 Curvas para diferentes coeficientes de no linealidad

La verificación final debe ser hecha comparando el TOV conocido con las curvas del fabricante, las cuales deben haber sido establecidas acorde a los principios usados para verificar el rango de voltaje a la prueba del IEC con el estado de energía anterior.

Usando la figura 3.1, otro TOV conocido puede ser verificado y si es necesario reconsiderar la selección del voltaje nominal. Adicionalmente el TOV de diferentes amplitudes que ocurren en el mismo instante de la falla, pueden ser recalculados y sumados para dar un TOV equivalente de solo una amplitud y una sola duración.

Ejemplo:

Primero: Recalcular una amplitud (en este caso por ejemplo 1.5 p.u)

1.3 p.u durante 9 seg corresponde a 1.5 p.u en $(1.3/1.5)^{51} \times 9 = 0.006$ seg.

1.4 p.u durante 0.9 seg. corresponde a 1.5 p.u en $(1.4/1.5)^{51} \times 0.9 = 0.03$ seg.

Un equivalente de TOV con amplitud de 1.5 p.u tendrá así una duración aproximada de $0.1 + 0.03 + 0.006 = 0.14$ seg.

Segundo: Recalcular un sobrevoltaje equivalente de 10 seg. (TOV_{10})

$$\begin{aligned} TOV_{10} &= 1.5 \times \left(\frac{0.14}{10} \right) \\ &= 1.38 \text{ p.u} = \left(\frac{420}{\sqrt{3}} \right) (1.38) = 335 \text{ kV} \end{aligned}$$

Tercero: Selecciona un apartarrayos estándar con un rango de voltaje más próximo al superior de 335 kV rms o aún apartarrayos con una capacidad de TOV de 10 seg. mas grande que o igual a 335 kV rms.

Después de la selección preliminar del rango de voltaje, la posible disipación de energía antes del TOV se debe considerar. Para estimar la energía una selección preliminar del nivel de protección debe también ser hecha después de la disipación de energía debida al sobrevoltaje por switcheo o caída de rayo es una función del nivel de protección del apartarrayos.

Conocer el mínimo rango de voltaje (TOV_{10}) y la energía requerida de catálogos de fabricante puede ser consultada para la selección final del rango de voltaje del apartarrayo y también para la verificación de la capacidad del TOV específica.

Selección considerando un TOV con una frecuencia diferente a la frecuencia del sistema

Generalmente los orígenes de los TOV con frecuencias diferentes a la frecuencia del sistema, por ejemplo armónicas, son condiciones resonantes las cuales deben ser evitadas en el diseño del sistema. Usualmente tal TOV ocurre solo en casos especiales y por lo tanto no sería considerado cuando se selecciona el voltaje nominal del apartarrayos.

Abajo del punto de rodilla de las características de voltaje - corriente de un apartarrayos MO, la energía pérdida depende de la temperatura, así como de la frecuencia del voltaje aplicado.

Sin embargo un apartarrayos diseñado para pasar, las pruebas de IEC y que solo cumplan con los requisitos del voltaje nominal aplicado durante 10 seg, probablemente tendrá un voltaje nominal definido arriba del punto de la rodilla.

El mecanismo de conducción es diferente en la región arriba de " Punto de la rodilla " comparada con la región de la corriente de fuga e independiente de la temperatura y frecuencia.

Para un TOV mayor a la capacidad de sobretensión temporal de 10 seg., por ejemplo el voltaje nominal acorde a IEC se puede suponer, por lo tanto, que la relación entre las energías W_1 y W_2 absorbidas durante un medio ciclo a las frecuencias f_1 y f_2 es:

$$\frac{W_1}{W_2} = \frac{f_1}{f_2} = \frac{\tau_1}{\tau_2}$$

para la misma amplitud de voltaje, donde τ es la duración de un medio ciclo.

La consecuencia de esto es que para la misma amplitud de voltaje, la capacidad del apartarrayos en segundos es la misma, independientemente de la frecuencia, si la duración es menor a 10 seg, por ejemplo el TOV debe estar por arriba del voltaje nominal acorde a la suposición hecha.

Aplicando el método simplificado y usando la relación entre energías a diferentes frecuencias, un sobrevoltaje equivalente a 10 seg (TOV_{10}) a la frecuencia del sistema puede ser determinado, en el cual la base es la selección de U_r .

3.2.5 Corriente de descarga nominal

Se usa para clasificar los apartarrayos, es el parámetro principal para la característica de protección y para la capacidad de absorción de energía del apartarrayo.

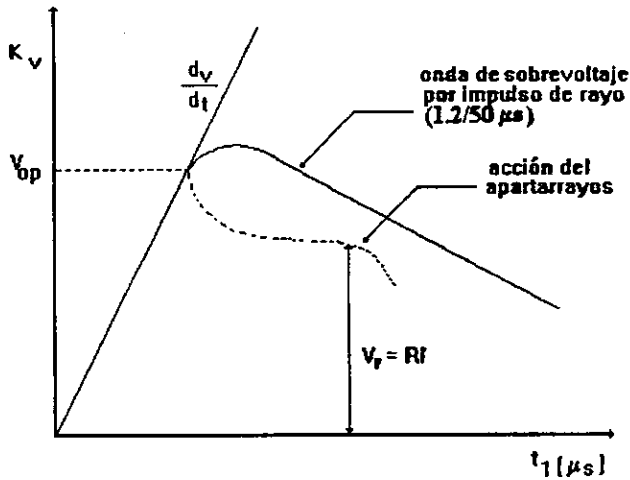
Las características de protección del apartarrayos se pueden dividir en dos partes:

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

a) .- La tensión de arqueo o magnitud de la tensión a la cual se produce el arqueo en el apartarrayos es una función de la forma de onda y la tensión aplicada.

b) .- La tensión de descarga o voltaje residual es causada por el flujo de corriente a través del apartarrayos (se refiere a la caída de tensión IR en el apartarrayos), es la magnitud del voltaje que causa el flameo de los explosores y por lo tanto la descarga a través del apartarrayos, es una de las características del apartarrayos la forma de onda de voltaje aplicado y la magnitud de la corriente.

En la siguiente figura se muestran los conceptos relacionados con el apartarrayos.



R = resistencia del apartarrayos

I = corriente del rayo

V_r = caída de tensión del apartarrayos o tensión residual.

Figura 3.2 Acción del apartarrayos

3.2.6 Niveles de protección.

El nivel de protección de un apartarrayo, es el valor máximo de:

- Para descargas atmosféricas (frente rápido) el voltaje residual a la corriente de descarga nominal.
- Para sobrevoltajes de maniobra (frente lento) el voltaje residual a las corrientes de impulso de maniobras especificadas.
- Para protección el comportamiento de los apartarrayos con sobrevoltajes atmosféricas, se debe considerar el tiempo de retardo, en el mecanismo de conducción de los varistores como cuando se hace la prueba de impulso de corriente escarpado.

Para la protección contra sobrevoltajes por rayo, generalmente se aplican apartarrayos con las corrientes de descarga nominal siguientes :

- a) Sistemas con tensiones máximas de hasta 52 kV de 5 kA a 10 kA.
- b) Sistemas con tensiones máximas ≤ 300 kV, $I_n = 10$ kA
- c) Sistemas con tensiones máximas >300 kV, $I_n = 10$ kA a 20 kA

Cuando las corrientes que pasan por los apartarrayos son mayores que la corriente de descarga nominal esperada, tiene que asegurarse que la tensión residual correspondiente todavía proporcione un límite de sobretensión adecuada.

Las características de protección del apartarrayos dependen de la forma de onda del sobrevoltaje real en sus terminales.

La tensión en el equipo a proteger depende fuertemente de la forma de onda y amplitud de la descarga incidente, de la configuración de la subestación y equipo. A mayor distancia de separación entre el equipo a proteger y el apartarrayos, se reduce la eficiencia de este último. De hecho, cuando el apartarrayos está separado del objeto a proteger, está sujeto a una sobretensión que probablemente exceda el nivel de protección del apartarrayos.

Los apartarrayos deben cumplir con las siguientes características:

- Deben reportar durante toda su vida de operación la tensión normal de fase a tierra del sistema, aún en el caso de contaminación y descargas repetidas de alta energía.
- Debe soportar sin daño los sobrevoltajes temporales causados por fallas de línea a tierra u otras condiciones transitorias del sistema.

- La capacidad de absorción de la energía debe ser tal que, aún después, de los sobrevoltajes por maniobra más severas o las temporales, la temperatura no se eleve a valores que destruyan el apartarrayos.
- El nivel de protección debe ser tan bajo como sea posible.

3.3 LOCALIZACIÓN DE LOS APARTARRAYOS Y EFECTOS DE LA DISTANCIA

La localización de los apartarrayos con respecto al equipo que se pretende proteger tiene una gran influencia en el nivel de protección.

Considérese el caso de la subestación cuyo diagrama unifilar se muestra en la figura 3.3, Se trata de una subestación reductora de 230 a 23 kV, alimentada por una línea de 230 kV.

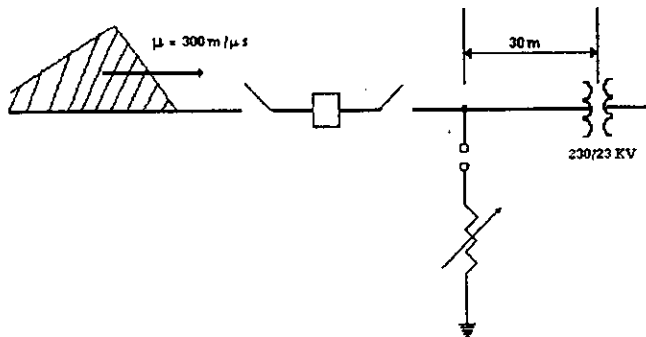


Figura 3.3 Diagrama unifilar de una Subestación de 230 kV

Se han instalado apartarrayos de 195 Kv para protegerse contra sobrevoltajes transitorios al transformador. Los apartarrayos están conectados a

30 mts. del transformador y tienen un voltaje de flameo de 500 kV. Supóngase que por la línea de transmisión entre a la subestación una onda de voltaje de las características mostradas en la figura 3.4

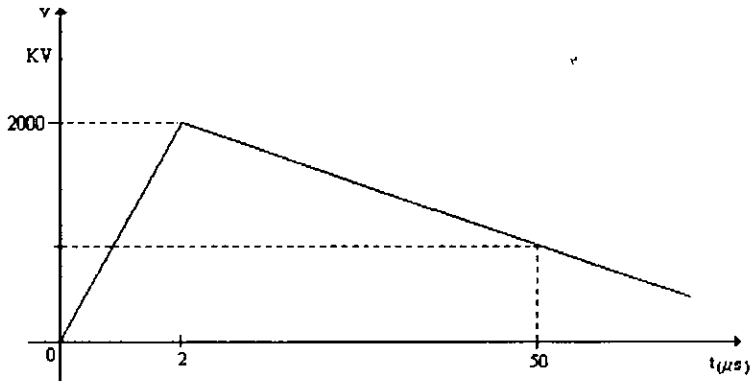


Figura 3.4 Onda de voltaje entrante a la Subestación

Mientras el voltaje aplicado al apartarrayos no alcance el valor de flameo, el apartarrayos se comportará como un aislador. Al alcanzar el voltaje aplicado el valor de flameo, el apartarrayos empieza a descargar a tierra, ofreciendo una resistencia muy baja al paso de la corriente. Supóngase que el voltaje de descarga del apartarrayos es también de 500 Kv.

En la figura 3.5 se muestran los oscilogramas del voltaje en el apartarrayos y en el transformador, y pueden analizarse de la siguiente forma:

Supóngase que se empieza a contar el tiempo en el instante en que el principio de la onda llega al apartarrayos. Como se muestra en los oscilogramas de la figura 3.5, se tendrá el siguiente proceso :

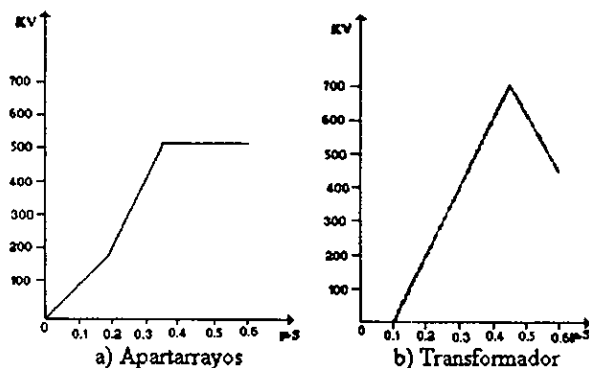


Figura 3.5 Oscilogramas de voltaje a) Apartarrayos b) Transformador

- a) A partir de $t = 0$ el voltaje aplicado al apartarrayos empieza a crecer con una pendiente de $1000 \text{ kV}/\mu\text{s}$.
- b) Al cabo de $0.1 \mu\text{s}$, el principio de la onda ha llegado al transformador. Este presenta una impedancia muy alta y puede tratarse como una línea terminada en circuito abierto. Por lo tanto se produce una onda reflejada de la misma magnitud y la misma polaridad que la incidente, que se superpone a ésta; el voltaje aplicado al transformador aumenta a razón de $2000 \text{ kV}/\mu\text{s}$.
- c) Al cabo de $0.2 \mu\text{s}$, la onda reflejada llega al apartarrayos; la superposición de esta onda con la incidente hace que el voltaje aplicado al apartarrayos crezca a razón de $2000 \text{ kV}/\mu\text{s}$.
- d) Al cabo de $0.35 \mu\text{s}$, el voltaje aplicado al apartarrayos alcanza el valor de 500 kV y el apartarrayos empieza a descargar a tierra y el voltaje en ese punto queda limitado a 500 kV . Desde el punto de vista de la propagación de la onda, el apartarrayos puede tratarse como un corto circuito a tierra. Por lo tanto dará

origen a una onda reflejada hacia el transformador, de la misma magnitud y de polaridad contraria a la procedente del transformador.

- e) Al cabo de 0.45 μ s. la onda reflejada por el apartarrayos llega al transformador, en el cual mientras tanto el voltaje aplicado ha alcanzado el valor de 700 kV; a partir de este momento el voltaje aplicado al transformador empieza a disminuir y después de una serie de reflexiones, la onda de sobrevoltaje se elimina, descargada a tierra por el apartarrayos.

El ejemplo anterior muestra que el hecho de que los apartarrayos estén separados 30 m del transformador causa que el voltaje aplicado a éste llegue a ser 40% mayor que el voltaje de descarga del apartarrayos.

El análisis hace ver la importancia que tiene instalar los apartarrayos lo más cerca posible del equipo que se va proteger. Este equipo lo constituyen, principalmente, los transformadores, que es el equipo más costoso de la subestación; por lo tanto los apartarrayos deben instalarse lo más cerca posible de los transformadores.

El voltaje que se alcanza en un punto P localizado a una distancia dada de un apartarrayos , que tenga un voltaje de descarga determinado puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$E = E_d + 2 \left(\frac{d_v}{d_t} \right) \frac{L}{300}$$

donde:

E = voltaje que aparece en el punto P en kV

E_d = voltaje de descarga del apartarrayos en kV

L = distancia entre el apartarrayos y el punto P.

$\frac{d_v}{d_t}$ = pendiente del frente de onda incidente en kV/ μ s.

Cuando se realiza el cálculo de los sobrevoltajes en los diferentes equipos, se modela la subestación considerando: resistencias, reactancias y capacitancias de los equipos, distancias dieléctricas, el número, la localización y las características de los dispositivos de protección, ya que la sobretensión en los equipos puede sufrir una acentuada amplificación con relación al nivel de protección de los apartarrayos debido al efecto de la distancia. La propagación de la onda de tensión continua en dirección de los equipos a pesar de ser limitada por los apartarrayos. Una onda de tensión que llega a la terminal del transformador de potencia es reflejada casi totalmente y la tensión resultante generalmente es mayor que la tensión en las terminales del apartarrayos. Cuanto mayor sea la distancia entre el apartarrayos y el transformador, mayor es la probabilidad de la amplificación de la tensión en las terminales del mismo transformador. La localización de los apartarrayos debe ser tal que a todos los equipos de la subestación tengan tensiones inferiores a la de aguante cuando se aplique una onda de impulso por rayo en algún punto cercano a la misma subestación, considerando el margen de seguridad adecuado. El efecto de la distancia es proveniente de un fenómeno de propagación de ondas y por lo tanto, son de importancia solo para ondas de impulso por rayo.

3.4 CLASIFICACIÓN DE LOS APARTARRAYOS

Hay cuatro clases de apartarrayos: estación, intermedio, distribución y secundario. Los apartarrayos de estación, tienen la construcción más robusta, son diseñados para la selección de rangos más grandes y tienen mejores características de protección. Los apartarrayos de intermedio son de construcción moderada diseñados para sistemas con voltajes nominales de 138 KV y menores. Los apartarrayos de distribución son empleados en líneas y transformadores de bajo voltaje, donde hay una necesidad de economía. Los apartarrayos secundarios son usados para sistemas de voltaje nominal abajo de 1kV.

De acuerdo a su estructura interna, los apartarrayos se clasifican en tres tipos:

- 1) Apartarrayos tipo entrehierro (gap) sin función de limitación de corriente.
- 2) Apartarrayos tipo entrehierro (gap) con características de limitación de corriente.
- 3) Apartarrayos de óxido de zinc sin gaps.

3.4.1 Apartarrayos tipo entrehierro (gap) sin función de limitación de corriente

A estos se les conoce principalmente como Tnyrite, Magnaválvula, Autoválvula, etc., cada uno de estos nombres esta asociado con su fabricante. El material empleado es una resistencia no lineal de carburo de silicio y esta diseñado para disipar la energía generada por las corrientes de corta duración y las corrientes a la frecuencia del sistema que se seguira esta corriente cuando los entrehierros en serie conducen. La corriente se interrumpe cuando esta pasa por cero.

3.4.2 Apartarrayos tipo entrehierro (gap) con características de limitación de corriente

Este es el tipo limitador de corriente (apartarrayo autovalvular), esta formado por una serie de explosores conectados en serie con discos hechos de una mezcla de carburo de silicio y un aglutinante moldeados a presión y cocidos que constituyen el elemento válvular del apartarrayo. Estos discos se comportan como una resistencia variable tal que para los voltajes aplicados bajos su resistencia es muy alta y para voltajes altos su resistencia es baja.

Todos estos elementos van protegidos por una cubierta de porcelana hermética, que permite instalar el apartarrayos a la intemperie.

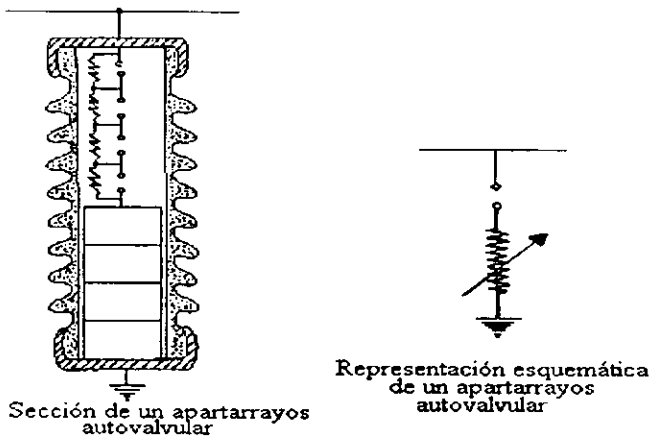


Figura 3.6 Apartarrayos tipo Autovalvular

Funcionamiento: El apartarrayo debe conectarse entre fase y tierra, el apartarrayo debe comportarse como un aislador no solo cuando tiene aplicado el voltaje normal de fase a tierra, sino también para los mayores sobrevoltajes de baja frecuencia que puedan producirse en ese punto del sistema, los cuales se presentan en caso de una falla monofásica o bifásica a tierra, en las fases no afectadas por el corto circuito, esta condición es sumamente importante y condiciona la elección del apartarrayos, ya que estos aparatos tienen una capacidad térmica limitada, que les permite descargar las corrientes de corta duración debidas a sobrevoltajes producidos por rayos y corrientes debidas a sobrevoltajes de alta frecuencia por la operación de interruptores, que tienen duraciones del orden de $1000 \mu s$ pero tiene capacidad térmica suficiente para descargar corrientes cuando se le aplica al apartarrayos un sobrevoltaje transitorio de magnitud suficientemente alta para producir el cebado o flameo de los explosores, el apartarrayos se convierte en conductor y la energía asociada con la onda de voltaje transitorio se descarga a tierra a través de los discos de material cerámico que constituyen el elemento válvular. Estos discos presentan una resistencia baja al paso de la corriente cuando el voltaje aplicado es alto, esta resistencia va aumentando a medida que el voltaje aplicado

disminuye, lo que limita la corriente de baja frecuencia que circula por el apartarrayo al convertirse este en un conductor, como para limitar la magnitud de la caída de voltaje a través del apartarrayos durante el período de descarga.

El comportamiento de los elementos valvulares como una resistencia no lineal puede representarse mediante la siguiente ecuación que relaciona la corriente que circula por el elemento valvular i y la caída de voltaje a través del mismo v :

$$i = kv^a$$

donde: k es una constante y " a " tiene valores de 4 a 6 para los discos de carburo de silicio.

3.4.3 Apartarrayos de Oxidos de Zinc

Los apartarrayos de óxidos metálicos están constituidos básicamente por óxido de zinc compactado en forma de elementos han constituido un avance revolucionario en la protección de los sistemas eléctricos de potencia particularmente en 230kV y tensiones superiores que son los valores de tensión en donde tienen actualmente su rango de aplicación.

Ventajas de los apartarrayos de óxidos metálicos con respecto a los autovalvulares:

- 1.- Una reducción considerable en el tamaño.
- 2.- Rápida respuesta para descarga de corrientes con pendiente alta.
- 3.- Características de protección superiores en general.
- 4.- Mayor durabilidad para un ciclo de trabajo múltiple.
- 5.- En general las porcelanas empleadas cubren satisfactoriamente los problemas por la contaminación .

En adición a lo anterior se puede mencionar que en los apartarrayos de óxido de zinc sin gaps existe una corriente de dispersión muy pequeña que fluye continuamente ya que como se sabe un elemento de óxido de zinc es de resistencia negativa, la eliminación de los gaps significa que no hay necesidad de poner especial atención a problemas de irregularidades o retrasas en la descarga como ocurre en los de tipo convencional con sobrevoltajes por maniobra de baja pendiente lo que lo hace más confiable.

Es importante considerar las ventajas de este tipo de apartarrayos ya que aunque su costo es superior a los de tipo convencional en forma ligera (de un 30 a 40%) las propiedades de protección ofrecidas permiten reducir los niveles de aislamientos internos de los equipos.

3.5 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE APARTARRAYOS

La selección de un apartarrayos para protección contra sobretensiones de origen atmosférico y por maniobra de interruptores debe estar de acuerdo con el criterio de protección establecido para una instalación en función del criterio de coordinación de aislamiento adoptado, es decir se debe verificar que un tipo de apartarrayos cumpla con los requerimientos de la línea, transformador, aisladores, etc; en la subestación.

Los pasos a seguir para la selección de apartarrayos según la Norma ASEA ELECTRIC son los siguientes:

Paso 1.- Selección del rango de voltaje.

Paso 2.- Verificación de la capacidad de sobrevoltaje temporal.

Paso 3.- Selección del tipo de apartarrayo.

Paso 4.- Verificar las características de protección.

Paso 5.- Verificar la capacidad de absorción de energía.

Paso 6.- Verificar la capacidad de presión de alivio.

Paso 7.- Selección final.

Paso 1.- Determinación del rango de voltaje del apartarrayo

La selección apropiada del rango de voltaje del apartarrayo se hace considerando el voltaje de operación más alto del sistema.

Se dice que un incremento en el rango de voltaje, incrementa la capacidad, pero reduce el margen de protección para un nivel de aislamiento dado.

La tabla siguiente especifica los rangos de voltaje recomendados para varios sistemas de voltaje.

TABLA 3.1

Rangos Minimos de voltaje recomendados en Apartarrayos para Varios Sistemas de Voltaje.

| Voltaje Nominal del sistema [Kv] | Rangos Minimos Recomendados [Kv] | |
|----------------------------------|---|-------------------------|
| | Sistemas con Neutro sólidamente aterrizados | Sistemas no aterrizados |
| 4.16 | 3 | 6 |
| 4.80 | 6 | 6 |
| 6.90 | 6 | 9 |
| 8.32 | 9 | 12 |
| 12.00 | 9 | 15 |
| 12.47 | 9 | 15 |
| 13.20 | 10 | 15 |
| 13.80 | 10 | 15 |
| 20.78 | 15 | 24 |
| 22.90 | 18 | 27 |
| 29.94 | 18 | 27 |
| 34.50 | 30 | 39 |
| 46.00 | 38 | 48 |
| 69.00 | 54 | 75 |
| 115 | 90 | |
| 138 | 108 | |
| 161 | 132 | |
| 230 | 180 | |
| 345 | 258 | |
| 525 | 396 | |
| 765 | 588 | |

Paso 2.- Verificar la capacidad de sobrevoltaje temporal (TOV)

La presencia de sobrevoltajes temporales, puede ser resultado de una de estas causas:

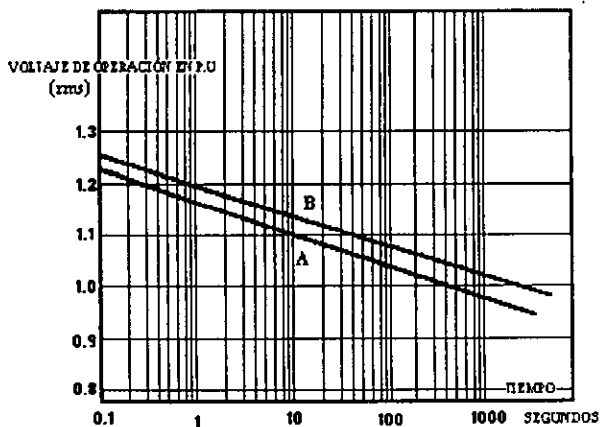
- Fallas a tierra en sistemas aterrizados y no aterrizados.
- Switcheo de líneas largas sin carga y sin compensación.
- Ferroresonancia.
- Pérdida de carga en forma inesperada.
- Voltajes armónicos en los sistemas.

El primer caso: consiste en determinar si el apartarrayo tiene la suficiente capacidad para un sobrevoltaje temporal, cuando implica la suposición de una falla de línea a tierra o una falla efectiva en el sistema de tierra. Para esto se debe recurrir a un circuito de apertura o interrupción que libere la falla en un tiempo mínimo, pues según la Norma ANSI C62.2, dice que el máximo voltaje generado no puede durar mas de 0.8 segundos de voltaje nominal del sistema.

Segundo caso: Se refiere a la protección frente a fallas sobre un sistema no aterrizado, aquí se hace la suposición de que la falla puede ser librada en un segundo. Sin embargo con un sistema no aterrizado esto no es muy simple, pues no se puede anticipar que sobrevoltaje se va a tener.

Tercer caso: Implica fallas de más de un segundo de duración y magnitudes más grandes que 0.8 por voltaje del sistema.

| Duración del Sobrevoltaje en segundos | Multiplicador en p.u. |
|---------------------------------------|-----------------------|
| 0.1 | 1.220 |
| 0.3 | 1.190 |
| 0.5 | 1.177 |
| 1.0 | 1.160 |
| 3.0 | 1.130 |
| 5.0 | 1.115 |
| 10.0 | 1.095 |
| 30.0 | 1.065 |
| 50.0 | 1.052 |
| 100.0 | 1.035 |
| 300.0 | 1.010 |
| 500.0 | 0.995 |
| 1000.0 | 0.980 |
| 3000.0 | 0.096 |



- A: Apartarrayos de fase a tierra con un sobrevoltaje permisible (7.0 kJ / kV)
- B: Apartarrayos de fase a tierra sin sobrevoltaje de por maniobra de interruptores

TABLA 3.2

Figura. 3.7

Paso 3.- Selección correcta del tipo de apartarrayo

Se refiere a escoger el tipo correcto de apartarrayos tomando en cuenta tres características importantes.

- Presión de alivio.
- Capacidad de energía.
- Nivel de protección a 10 kA.

La ASEA ofrece cuatro tipos de apartarrayos de oxidos metálicos (ZnO) que son :

TABLA 3.3

Tipos de Apartarrayos

| TIPO | XAQ | XAP-A | XAP-C | XAP-B |
|------------------------------|-----------|-----------|-----------|----------|
| Presión de alivio | 65 kA | 40 kA | 65 kA | 65 kA |
| Capacidad de Energía | 4.5 kJ/kV | 7.0 kJ/kV | 7.0 kJ/kV | 13 kJ/kV |
| Nivel de protección a 10 kA. | 2.45 | 2.3 | 2.3 | 2.175 |

dependiendo del rango de voltaje del apartarrayos, se escoge el tipo:

- 4.16 a 3.45 kv _____ XAQ
- 34.5 a 115 kv _____ XAP-A
- 115 kv o más _____ XAP-A
- XAP-C
- XAP-B

Paso 4.- Verificación de las características de protección del apartarrayos

Se refiere a verificar las características de protección con respecto a las descargas atmosféricas. BIL del equipo y sobrevoltajes por maniobra de interruptores. Para esto se necesita saber:

- Voltaje del sistema
- Nivel básico de aislamiento (BIL)
- Tipo de apartarrayos
- Rango de voltaje del apartarrayos

Es necesario hacer uso de las tablas con factores en p.u que nos van ayudar a obtener el voltaje de descarga en el apartarrayo y con esto se obtiene el margen de protección, mismo que se obtiene de la siguiente manera:

$$M.P \% = \frac{(\text{Nivel de aislamiento del equipo}) - (\text{Voltaje de descarga en el apartarrayos})}{\text{Voltaje de descarga en el apartarrayos}} \times 100$$

El margen de protección mínimo recomendado por Norma ANSI C62.2 es 20% en el caso de fallas generadas por rayo y del 15% por maniobra de interruptores.

TABLA 3.4

| Voltaje de descarga en p.u del apartarrayos | | XAQ | XAP-A | XAP-C | XAP-B |
|---|--------------------------------------|------|-------|-------|-------|
| Onda cortada | 10 kA, 1 μs tiempo de frente de onda | 2.67 | 2.51 | 2.51 | 2.35 |
| BIL | 10 kA, 8 x 20μs | 2.45 | 2.3 | 2.3 | 2.175 |
| Sobrevoltaje por Switcheo | 1 kA, 30 μs tiempo de frente de onda | 2.03 | 1.945 | 1.945 | 1.9 |

Paso 5.- Verificación de la capacidad de absorción de energía

Los apartarrayos son diseñados de manera que para aplicaciones dentro de su rango de operación, su capacidad de absorción de energía debe ser la adecuada.

La siguiente tabla proporciona la capacidad de absorción en kJ/kV, para cada tipo de apartarrayos, como lo establecen las pruebas y el campo de experiencia. Esta tabla esta basada en los parámetros ANSI y asume 2 líneas consecutivas cargadas.

TABLA 3.5

| tipo de apartarrayo | kJ/kV |
|---------------------|-------|
| XAQ | 4.5 |
| XAP-A | 7.0 |
| XAP-C | 7.0 |
| XAP-B | 13.0 |

Paso 6.- Verificación de la capacidad adecuada de presión de alivio

Se refiere a la habilidad y seguridad que debe haber respecto a la presión interna dentro del apartarrayos, asociada a una falla.

Básicamente este parámetro depende de la corriente de falla esperada.

Para un apartarrayo tipo:

XAQ > 65 kA

XAP-A > 40 kA

XAP-C > 65 kA

XAP-B > 65 kA

Paso 7.- Selección final

Cuando los apartarrayos son montados directamente sobre o a unos metros del equipo a proteger, la selección del proceso debe ser la más adecuada. Bajo algunas circunstancias es admisible la utilización de un sofisticado análisis de

computo, para determinar con certeza, el tipo, número y sitio de los apartarrayos. Además el análisis por computadora nos permite analizar configuración y aterrizamiento de las torres, BIL a la entrada de la línea, BIL de la subestación, y además trazar o planear la subestación.

Incorporando todos estos valores en el proceso de selección, el modelado por computadora reduce la necesidad de márgenes de seguridad.

3.5.1 Ejemplo de la selección de un apartarrayos, para una subestación cuyo voltaje nominal es de 230 kV

Tomando como base los pasos propuestos por ASEA Electric para la selección de apartarrayos:

Paso 1

Para determinar el voltaje de operación del apartarrayos, podemos hacer uso de la siguiente expresión:

$$\text{Voltaje de Operación del apartarrayo} = \frac{V_{\text{max.sist.}}}{(\sqrt{3})(0.8)}$$

Donde 0.8 es un factor establecido por ANSI C62.2 que nos indica el máximo voltaje generado y que no puede ser mayor al voltaje nominal del sistema.

$$V.O. = \frac{245}{(\sqrt{3})(0.8)} = 176.8 \text{---} [Kv]$$

Otra forma de determinar el voltaje de operación, es consultando la tabla 3.1 que nos da el rango de voltaje para un sistema sólidamente aterrizado.

Nota: los valores que nos proporciona esta tabla son valores redondeados.

Por lo anterior se puede considerar que el valor del voltaje de operación sea de 180 kV.

Paso 2

Se hará la suposición de una falla de línea a tierra con una duración de 1seg, considerando que este tiempo es un caso extremo, cuando sabemos que la liberación de las fallas son el orden de los milisegundos. En base a esto utilizaremos la tabla 3.2 de esta sección que nos proporciona un multiplicador en p.u., correspondiente al tiempo de duración de la falla.

Estos valores están basados sobre una condición por la cual los apartarrayos están sujetos a una tensión máxima permisible de switcheo antes de que ocurra el sobrevoltaje temporal. Es decir los apartarrayos tendrán la capacidad de sostener un voltaje de pico de por lo menos 16% para un periodo de un segundo.

Cálculo del sobrevoltaje Temporal (TOV)

De la curva A de la figura 3.7 el factor en p.u para un tiempo de un segundo es de 1.16, dicha curva, es aplicable a una falla de fase a tierra, con un sobrevoltaje máximo de switcheo del orden de los 7 kJ/kV.

Por lo tanto: $1.16 \times 180 \text{ kV} = 208.80 \text{ kV (TOV)}\text{-----}(1)$

Para encontrar el Máximo voltaje de operación continua (MCOV) simplemente restaremos un 20% al voltaje de operación del apartarrayos es decir:

$$180 \times 0.8 = 144 \text{ kV}$$

El máximo voltaje de diseño del sistema se calcula de la siguiente forma:

$$1.065 \times 230 = 245 \text{ kV}$$

El 6.5% es un factor de seguridad a 60 Hz, que se debe al incremento del voltaje pico debido a los voltajes armónicos.

$$\text{El máximo voltaje del apartarrayos es: } 0.8 \times 245 = 196 \text{ Kv} \text{-----(2)}$$

Comparando los valores obtenidos en (1) y (2), podemos concluir que la capacidad a un sobrevoltaje causado por una falla de fase a tierra es adecuada.

Paso 3

Sabemos que la potencia de corto-circuito de nuestra subestación es de 10,000 MVA, por lo tanto con la $I_{CC} = 25 \text{ kA}$; se puede seleccionar un apartarrayos tipo XAP-A que cuenta con una capacidad de alivio de presión de 40 kA (tabla 3.3).

Hay que recordar que la presión de alivio, es la habilidad del apartarrayos para conducir la corriente de corto-circuito a través de él, sin una explosión violenta que pueda dañar el equipo cercano o al personal.

Paso 4.-

Se tienen los siguientes datos:

- Voltaje de sistema = 230 kV
- Tipo de apartarrayos XAP-A
- Voltaje nominal del apartarrayos = 180 kV
- BIL = 750 kV
- Sobretensión por descargas atmosféricas = 750 kV y 1000 kV
- Sobrevoltajes por maniobra = 2 p.u = 460 kV
- Sobrevoltajes temporales = 1.2 p.u = 276 kV

Utilizando la tabla 3.4, obtenemos los valores en por unidad, para los voltajes de descarga del apartarrayos:

$$\text{Sobretensión por rayo} = 2.51 \times 180 = 452 \text{ kV}$$

$$\text{BIL} = 2.3 \times 180 = 414 \text{ kV}$$

$$\text{Sobretensión por maniobra} = 1.945 \times 180 = 350 \text{ kV}$$

Utilizando la formula para márgenes de protección tenemos :

$$\text{MP sobretensión por rayo \%} = \left[\frac{750 - 452}{452} \right] 100 = 66\%$$

$$\text{MP sobretensión por rayo \%} = \left[\frac{1000 - 452}{452} \right] 100 = 121\%$$

$$\text{MP BIL \%} = \left[\frac{750 - 414}{414} \right] 100 = 81\%$$

$$\text{MP sobretensión por maniobra \%} = \left[\frac{460 - 350}{350} \right] 100 = 31.4\%$$

Los márgenes de protección son adecuados, pues superan el 20% para el caso de fallas generadas por rayo y el 15% para fallas por switcheo.

Paso 5

Capacidad de absorción de energía.

$$\text{XAP - A -----} 7.0 \text{ kJ/kV}$$

Paso 6.-

Verificación de la capacidad adecuada de presión de alivio

$$25 \text{ kA} < 40 \text{ kA} \therefore (*)$$

(*) Debido a que la corriente de corto circuito I_{cc} es de 25 kA y el apartarrayo tipo XAP-A, soporta corrientes menores a 40 kA, entonces la presión interna que generaría este apartarrayo al pasar una corriente de 25 kA, no proporcionaría ningún daño pues estaríamos a un 62.5% del máximo valor permitido de corriente.

4.- ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES

CAPÍTULO 4

ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES

A continuación se presentan algunos resultados obtenidos en el análisis de la subestación eléctrica de 230 kV por la incidencia de rayo con y sin la aplicación de apartarrayos de Oxido de Zinc, con el motivo de observar el comportamiento de los sobrevoltajes en los diferentes puntos de la Subestación. Para realizar el análisis se aplica una onda de voltaje de impulso para 1000 kV y 2000 kV de $1.2 \times 50 \mu\text{s}$ utilizando apartarrayos tipo 180 kV y para el último caso se considero la onda de voltaje de impulso de 2000 kV de $1.2 \times 50 \mu\text{s}$ utilizando apartarrayos tipo 172 kV. Los valores de las secciones del bus se muestran en la tabla 4.1.

El estudio se realizo a través del simulador digital ATP.

Para el análisis de las dos diferentes magnitudes de la onda de voltaje de impulso (1000 kV y 2000 kV) se estudian los seis casos que son:

- 1.- Estudio sin la aplicación de apartarrayos.
- 2.- Estudio con la aplicación de apartarrayos en el nodo 1.
- 3.- Estudio con la aplicación de apartarrayos en el nodo 5.
- 4.- Estudio con la aplicación de apartarrayos en el nodo 1 y 5.
- 5.- Estudio con la aplicación de apartarrayos en el nodo 4.
- 6.- Estudio con la aplicación de apartarrayos en el nodo 1 y 4.

TABLA 4.1

Valores de las secciones del bus

| NODO | | RESISTENCIA | INDUCTANCIA | CAPACITANCIA |
|------|----|-------------|-------------|--------------|
| DEL | AL | Ω | mH | μF |
| 1 | 2 | 0.00120 | 0.002180 | 0.000106278 |
| 2 | 3 | 0.00096 | 0.001744 | 0.000085022 |
| 3 | 4 | 0.00330 | 0.005995 | 0.000292265 |
| 4 | 5 | 0.00216 | 0.003924 | 0.000191300 |

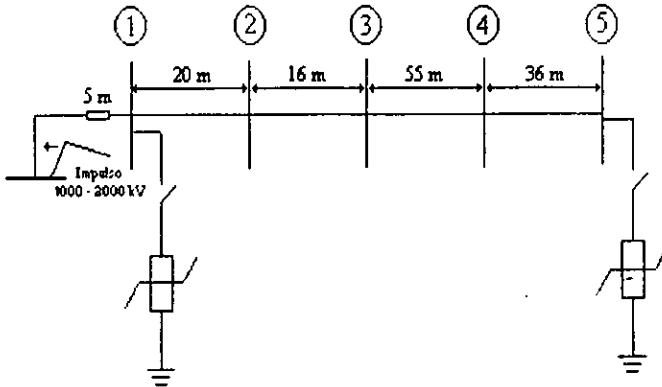


Figura 4.1 Diagrama unifilar de la subestación eléctrica de 230 Kv.

| NODO | TIEMPO [μs] | VOLTAJE [kV] |
|------|-----------------------|-----------------|
| 1 | 1.23 | 1009.31 |
| 2 | 1.29 | 1137.80 |
| 3 | 3.21 | 1236.25 |
| 4 | 1.50 | 1461.15 |
| 5 | 1.50 | 1509.12 |

Tabla 4.2.- Resultados sin la aplicación de apartarrayos con la onda de voltaje de 1000 kV.

| NODO | TIEMPO [μs] | VOLTAJE [kV] |
|------|-----------------------|-----------------|
| 1 | 46.74 | 533.75 |
| 2 | 42.81 | 621.37 |
| 3 | 37.89 | 688.83 |
| 4 | 40.35 | 825.15 |
| 5 | 35.43 | 866.34 |

Tabla 4.3.- Resultados con apartarrayos en el nodo 1 con la onda de voltaje de 1000 kV.

| NODO | TIEMPO [μs] | VOLTAJE [kV] |
|------|----------------|-----------------|
| 1 | 1.29 | 1001.04 |
| 2 | 1.29 | 991.56 |
| 3 | 1.29 | 951.70 |
| 4 | 54.36 | 777.43 |
| 5 | 50.22 | 435.34 |

Tabla 4.4.- Resultados con apartarrays en el nodo 5 con la onda de voltaje de 1000 kV.

| NODO | TIEMPO [μs] | VOLTAJE [kV] |
|------|----------------|-----------------|
| 1 | 46.72 | 533.66 |
| 2 | 42.39 | 571.49 |
| 3 | 41.19 | 578.54 |
| 4 | 49.05 | 527.14 |
| 5 | 60.00 | 419.56 |

Tabla 4.5.- Resultados con apartarrays en el nodo 1 y 5 con la onda de voltaje de 1000 kV.

| NODO | TIEMPO [μs] | VOLTAJE [kV] |
|------|----------------|-----------------|
| 1 | 1.32 | 2034.68 |
| 2 | 1.29 | 2148.20 |
| 3 | 1.32 | 2207.77 |
| 4 | 1.14 | 2164.87 |
| 5 | 2.52 | 2246.83 |

Tabla 4.6.- Resultados sin la aplicación de apartarrays con la onda de voltaje de 2000 kV.

| NODO | TIEMPO [μs] | VOLTAJE [kV] |
|------|----------------|-----------------|
| 1 | 50.10 | 530.06 |
| 2 | 46.41 | 696.30 |
| 3 | 46.44 | 799.89 |
| 4 | 43.95 | 903.83 |
| 5 | 48.93 | 990.98 |

Tabla 4.7.- Resultados con apartarrays en el nodo 1 con la onda de voltaje de 2000 kV.

| NODO | TIEMPO [μs] | VOLTAJE [kV] |
|------|----------------|-----------------|
| 1 | 1.23 | 1974.10 |
| 2 | 1.26 | 1850.82 |
| 3 | 1.26 | 1714.35 |
| 4 | 7.59 | 1050.94 |
| 5 | 50.34 | 458.47 |

Tabla 4.8.- Resultados con apartarrays en el nodo 5 con la onda de voltaje de 2000 kV.

| NODO | TIEMPO [μs] | VOLTAJE [kV] |
|------|----------------|-----------------|
| 1 | 50.10 | 529.95 |
| 2 | 47.16 | 588.90 |
| 3 | 33.84 | 602.85 |
| 4 | 34.44 | 545.87 |
| 5 | 60.00 | 418.74 |

Tabla 4.9.- Resultados con apartarrays en el nodo 1 y 5 con la onda de voltaje de 2000 kV.

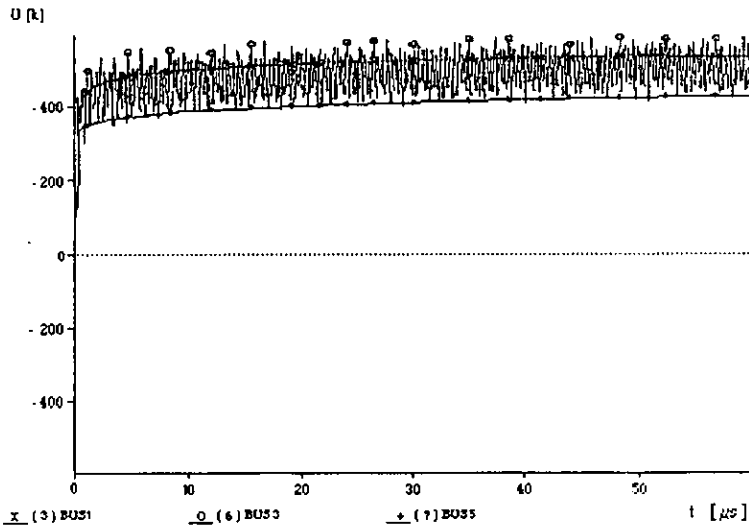


Figura 4.2 Energía disipada por apartarrayos en los nodos 1,3 y 5.

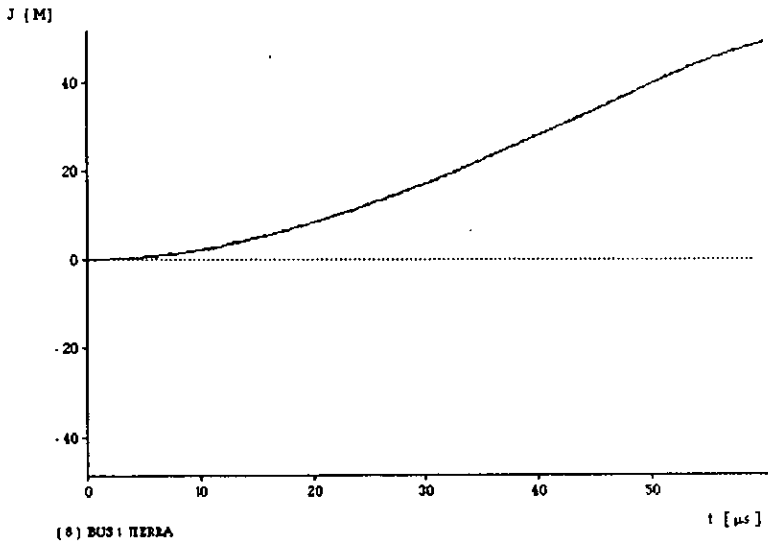


Figura 4.3 Energía disipada por apartarrayos del nodo 1, considerando una onda de impulso de 1000 kV, apartarrayos en nodos 1 y 5.

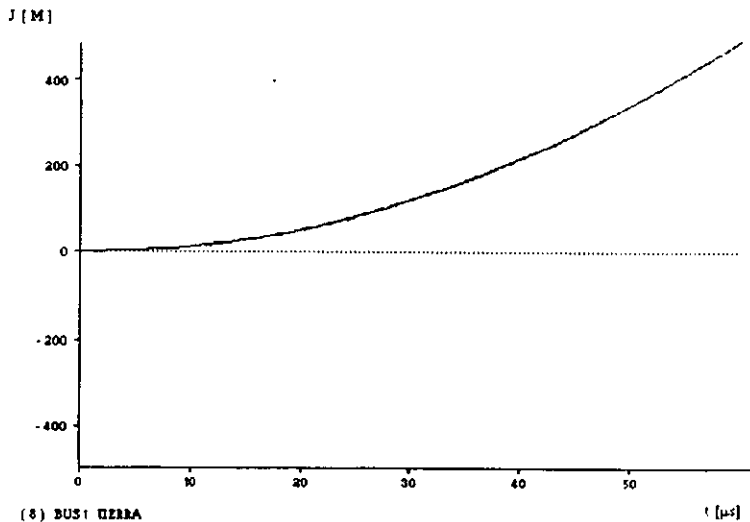


Figura 4.4 Energía disipada por apartarrayos del nodo 5, considerando una onda de impulso de 1000 kV, apartarrayos en nodos 1 y 5.

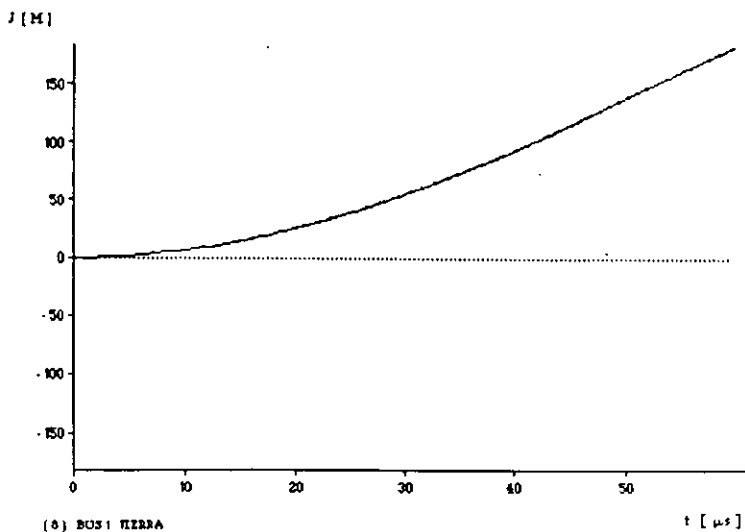


Figura 4.5 Energía disipada por apartarrayos del nodo 1, considerando una onda de impulso de 2000 kV, apartarrayos en nodos 1 y 5.

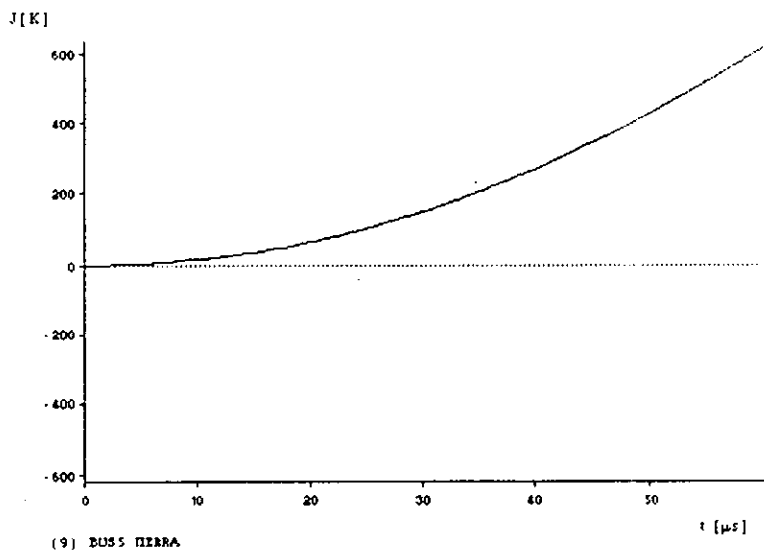


Figura 4.6 Energía disipada por apartarrayos del nodo 5, considerando una onda de impulso de 2000 kV, apartarrayos en nodos 1 y 5.

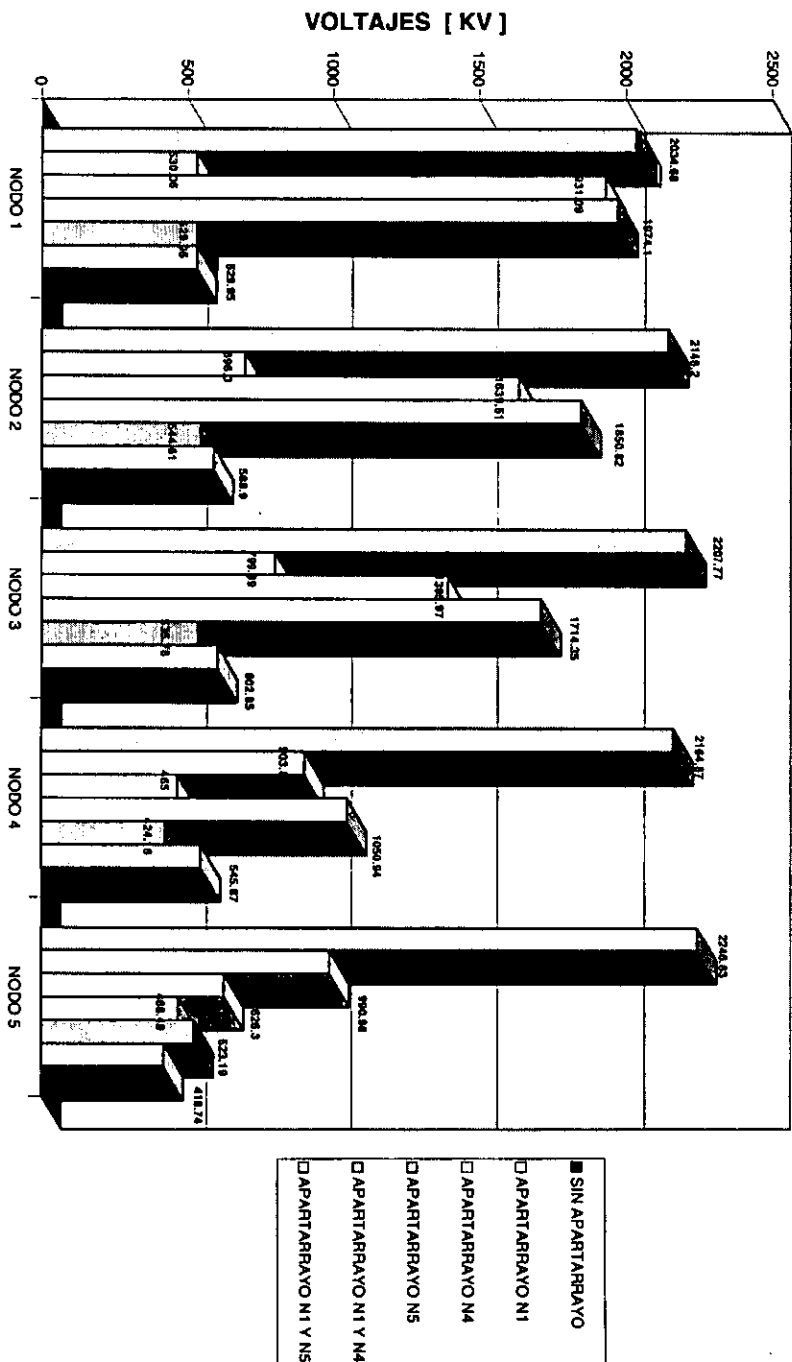


Figura 4.8 Ilustración de las magnitudes de los voltajes máximos obtenidos en cada uno de los nodos en el análisis transitorio a causa de la incidencia de un rayo para la onda de voltaje de impulso de 2000 KV de 1.2/50 μ s con la aplicación de apartarrayos de oxidó de zinc tipo 180 KV.

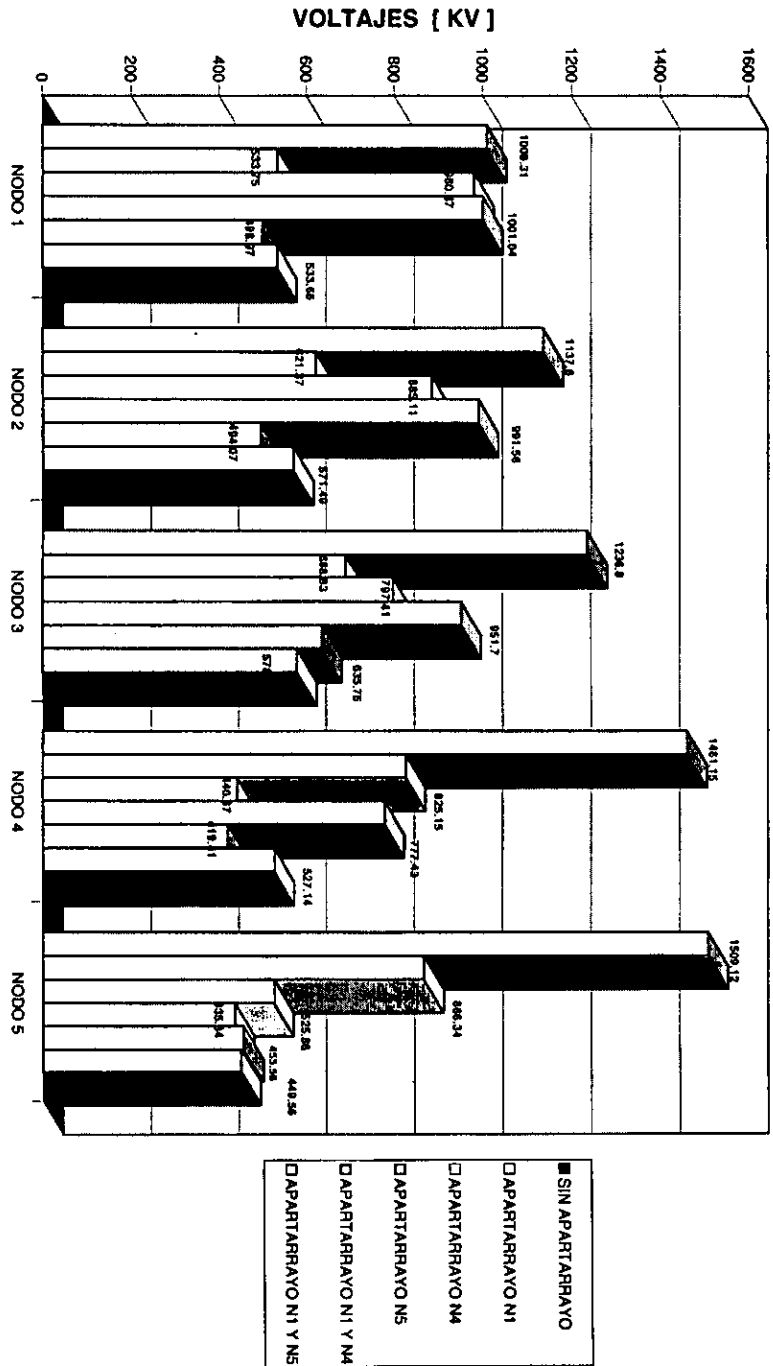


Figura 4.7 Ilustración de las magnitudes de los voltajes máximos obtenidos en cada uno de los nodos en el análisis transitorio a causa de la incidencia de un rayo para la onda de voltaje de impulso de 1000 KV de 1.2/50 μ s con la aplicación de apartarrayos de óxido de zinc tipo 180 KV.

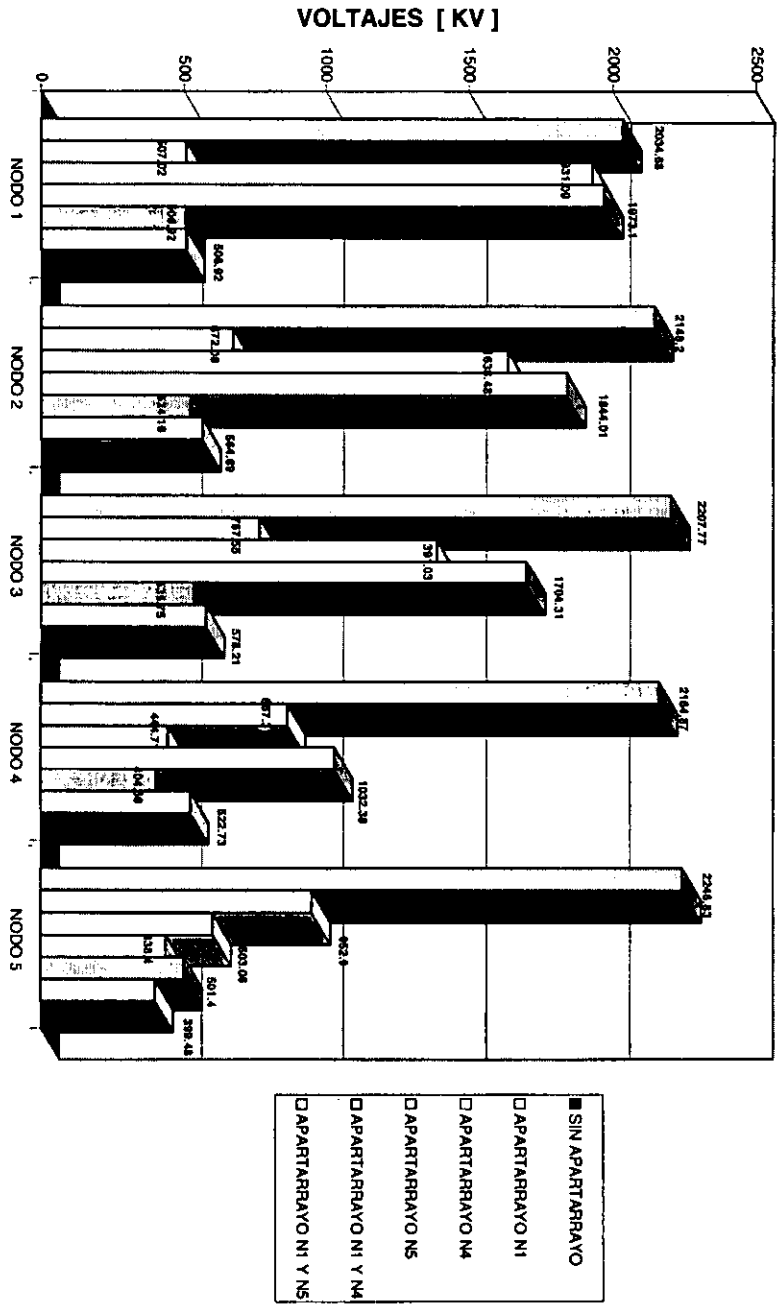
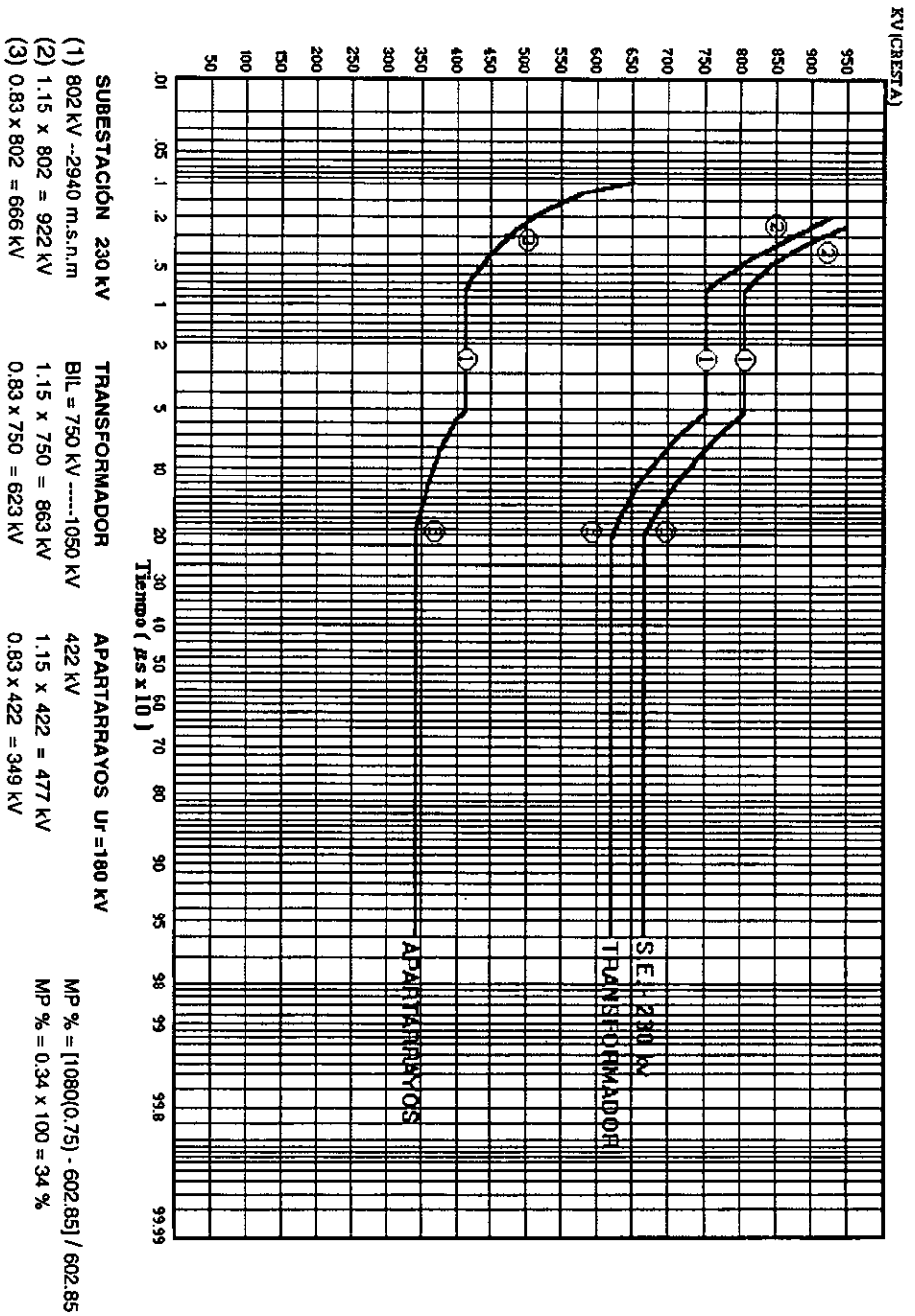


Figura 4.9 Ilustración de las magnitudes de los voltajes máximos obtenidos en cada uno de los nodos en el análisis transitorio a causa de la incidencia de un rayo para la onda de voltaje de impulso de 2000 kV de 1.2/50 µs con la aplicación de apartarrayos de óxido de zinc tipo 172 kV.



5.- COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

CAPÍTULO 5

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

5.1 GENERALIDADES

Se puede entender la coordinación del aislamiento, como el conjunto de acciones que pueden tomarse en el diseño de las instalaciones eléctricas, las cuales deben considerarse expuestas a sobrevoltajes a fin de evitar que se presenten daños en los aislamientos de las máquinas y equipos en general.

Se trata por lo tanto, de mantener estos sobrevoltajes dentro de límites tolerables tratando de equilibrar por un lado la salida del sistema eléctrico por fallas frecuentes y por otro lado el costo de los aislamientos y de los equipos de protección.

Por consiguiente, para el desarrollo del proyecto en instalaciones eléctricas, es necesario, establecer una relación entre la tensión nominal de operación, la tensión de ruptura dieléctrica de los aparatos y las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones.

El término “ Coordinación de Aislamiento ” da idea de relacionar un aislamiento con respecto a otro. En efecto, inicialmente se consideraba la coordinación, como el diseño de los aislamientos en orden del costo de tal manera que al presentarse una falla, se rompiera el más barato para proteger al más caro; se empleaba así un aislamiento para proteger a otro.

La filosofía actual es:

- a) Diseñar el aislamiento para que se mantenga a un nivel adecuado, bajo todos los esfuerzos dieléctricos durante todo el tiempo de servicio.

- b) Coordinar el aislamiento no con otro aislamiento, sino con adecuados medios de protección, tales como los explosores y los apartarrayos.
- c) Definir a cual tipo de pruebas y a cuales valores de tensión se debe someter el aislamiento para demostrar que se cumple el diseño.

§

Una consideración muy importante sobre la cual se basan las normas existentes, es que si se diseña un aislamiento para que soporte cualquier esfuerzo de tensión no presente falla, se puede llegar a un aislamiento muy costoso comparado con un aislamiento que por lo regular no presente falla. En cambio, este último puede resultar más económico si el costo capitalizado de las fallas es menor que la diferencia entre su costo y aquel precedente.

En base al criterio anteriormente considerado podríamos definir la coordinación del aislamiento como:

La selección del aislamiento dieléctrico del equipo y su aplicación, en función de los voltajes que pueden presentarse en el sistema y para el cual el equipo se seleccionó, tomando en cuenta las características de los dispositivos de protección, los cuales reducirán a un nivel económico y operacionalmente aceptable la probabilidad de que el esfuerzo de tensión impuesto al equipo no provoque daño en el aislamiento del mismo o afecte la continuidad del servicio.

En términos generales, la coordinación de aislamiento que se hace en el diseño de subestaciones permite lo siguiente:

- 1.- Protección contra descargas directas.
 - Diseño adecuado del blindaje, con instalación de bayonetas.
 - Uso de hilos de guarda, especialmente en áreas grandes.

2.-Selección de apartarrayos.

- Determinación de los sobrevoltajes temporales máximos.
- Ciclo térmico del apartarrayos, para sobrevoltajes por rayo y por maniobra.
- Selección de la clase de apartarrayo.
- Numero y localización de los apartarrayos, se deben localizar tan cerca como sea posible del transformador a proteger. La selección del nivel de aislamiento del transformador debe estar de acuerdo a las características y margen de protección (10 a 20%) proporcionado por el apartarrayos.

5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS AISLAMIENTOS

5.2.1 Aislamiento externo

Comprende las superficies externas de los equipos, el aire, el medio ambiente que los rodea y las distancias en aire. La tensión de aguante del aislamiento externo depende de las condiciones atmosféricas (presión, temperatura, humedad, etc.) y de otras condiciones de intemperie (contaminación, niebla, lluvias, rayos ultravioleta, etc.). Los aislamientos externos se clasifican en dos tipos:

Aislamiento externo tipo exterior.- Es el aislamiento diseñado para operar fuera de los edificios y consecuentemente está expuesto a las condiciones atmosféricas y de intemperie.

Aislamiento externo tipo interior.- Es el aislamiento externo diseñado para operar dentro de los edificios y consecuentemente no está expuesto a las condiciones de intemperie.

5.2.2 Aislamiento interno

Comprende los aislamientos internos sólidos, líquidos o gaseosos que forman parte del aislamiento de los equipos, los cuales están protegidos de los efectos de las condiciones atmosféricas y algunas otras condiciones externas como son: contaminación, humedad, etc..

Los aislamientos por sus características se clasifican en:

5.2.3 Aislamiento autorecuperable

Es un arreglo de aislamiento, generalmente externo o no confinado que recupera completamente y en un tiempo relativamente corto sus características aislantes, después de la aplicación de un esfuerzo de tensión aunque haya o no ocurrido una descarga disruptiva (por lo general, pero no necesariamente ocurre en la parte externa del aislamiento). Tal aislamiento consistirá de una superficie cerámica o de material plástico expuesto al aire o de aire propiamente dicha. Por el contrario, el aislamiento no autorecuperable es generalmente interno en los aparatos y después de una descarga disruptiva, queda permanentemente dañado y no recupera su aguante eléctrico.

El aislamiento autorecuperable es general, pero no necesariamente un aislante externo utilizado para aislar las estructuras energizadas. Puede consistir de superficies aislantes usadas en las estructuras de soporte o el propio aire. Tanto la longitud de la superficie aislante como los claros en el aire se diseñan para proporcionar suficiente aguante eléctrico para minimizar la ruptura del aislamiento en condiciones prácticas de operación.

La ruptura del aislamiento autorecuperable depende del tipo de esfuerzo por tensión así como la polaridad, duración y forma de la onda de la variedad de ondas que aparecen en el sistema de potencia.

La contaminación de las superficies del aislamiento pueden reducir drásticamente el aguante eléctrico del mismo, particularmente a tensiones de frecuencia nominal. El aguante eléctrico del aire depende de la humedad y de la densidad relativa.

En los sistemas de potencia son dos las formas más dominantes de aislamiento autorecuperable continuamente expuesto a tensiones de frecuencia nominal: el aire y las superficies aislantes expuestas al aire. *Cuando existe contaminación la respuesta del aislamiento externo a las tensiones de frecuencia nominal (60 Hz) se vuelve importante, y de hecho, puede dictar el diseño del aislamiento externo.* La ruptura del aislamiento (sometido a la tensión de frecuencia nominal) ocurre cuando la superficie está contaminada y se torna húmeda debido a las lluvias ligeras, nieve o niebla. Las condiciones que más provocan ruptura son el humedecer completamente la película contaminante sin que se tenga un efecto de lavado significativo. La corriente de fuga al circular por la película conductora crea bandas secas que incapaces de aguantar la tensión aplicada, son puenteadas por las descargas parciales, hasta que ocurre la descarga.

A esfuerzos originados por ondas de frente lento el aislamiento externo autorecuperable exhibe una tensión de aguante apreciablemente menor que la originada por ondas de frente rápido. Dentro de las ondas de frente rápido, los impulsos de polaridad positiva, presentan una respuesta lineal y puede ser calculada en forma aproximada con la siguiente ecuación empírica, desarrollada para impulsos estándar por rayo y aplicable a longitudes de gap de hasta 10 m.

$$V_{50} = 530 KD \quad (\text{KV de cresta})$$

Donde:

D = Longitud del gap en m.

V_{50} = Voltaje que representa 50% de probabilidad de flameo.

Para impulsos negativos, existe una reducción en el aguante por m de longitud de gap con el incremento de la longitud del gap. Una fórmula empírica para el rango es :

$$V_{50} = 950 D^{0.3} / K$$

Para ambas polaridades: $K = 1$ punta - plano

$K \approx 1.2$ punta - plano

En el diseño de aislamientos autorecuperables se deben aceptar algunos flameos, porque cuando el aislamiento está expuesto a frentes de onda rápidos iniciados por descargas atmosféricas, sería impráctico proporcionar suficiente aislamiento para prevenirlos completamente, en particular para sistemas de tensiones más bajas. La habilidad de un aislamiento dado para aguantar los esfuerzos eléctricos provocados por la aplicación de una forma de onda y pico dados es por naturaleza aleatorio.

En una subestación los aislamientos autorecuperables pueden ser divididos en dos grupos dependiendo el tipo de utilización. El primer grupo lo forman la parte externa de boquillas de transformadores de potencia, reactores y transformadores de medición, así como también la parte externa de equipos de maniobra y medición (interruptores, cuchillas y transformadores de potencial capacitivos), este grupo se relaciona con las partes internas de los equipos que son del tipo no recuperable, por lo tanto, obsérvese que los equipos citados anteriormente poseen los dos grupos de aislamientos. En el segundo grupo se incluyen los aislamientos en aire, correspondientes a los espaciamientos conductor-estructura, barra-estructura, parte

viva de equipos-estructura y conductor-conductor, aisladores soporte, cadenas de aisladores y las columnas aisladoras de trampas de onda.

5.2.4 Aislamiento no autorecuperable

Es un aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o que no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de un esfuerzo de tensión; el aislamiento no autorecuperable normalmente es parte de la estructura interna de cada pieza de los aparatos eléctricos encontrados en los sistemas de potencia.

El aislamiento se diseña para proporcionar barreras de separación adecuadas entre los diferentes elementos conductores y debe tener un aguante eléctrico suficientemente alto para evitar que ocurra la ruptura del aislamiento durante condiciones prácticas de operación.

Los equipos más importantes de una subestación son constituidos de este tipo de aislamiento, principalmente en su parte interna como son los transformadores de potencia y los reactores. El aislamiento interno consiste de una combinación de materiales de diferente tipo: sólidos, líquidos o gaseosos. En algunos casos puede consistir de un material principal como mica, aceite o hexafluoruro de azufre (SF₆). Sin embargo, en todos los casos el aislamiento también contiene impurezas e imperfecciones. El aguante eléctrico de un aislante no autorecuperable es la tensión más alta que puede soportar sin ruptura o falla, depende de la forma de onda, de la duración de la tensión aplicada y del estado físico de sus elementos.

Las magnitudes y las formas de onda de la tensión que están esforzando la estructura del aislamiento de algún aparato eléctrico depende en gran parte de la característica de la tensión aplicada. La distribución real del esfuerzo de tensión correspondiente a una tensión aplicada se determina por las magnitudes de las

resistencias, inductancias y capacitancias internas y como se distribuyen entre ellas las diversas estructuras dentro del aparato.

Se sigue entonces que la especificación del aguante eléctrico de un aparato debe corresponder a una tensión aplicada de una forma determinada, así como de una magnitud determinada. Así un aparato puede tener más de una tensión nominal.

5.2.5 Aislamiento mixto

Para equipos que tienen aislamiento autorecuperables y no autorecuperables, en los que no puede probarse separadamente su aislamiento no autorecuperable (por ejemplo boquillas y transformadores de instrumento).

5.2.6 Terminal aislada

Es cualquiera de los electrodos (conductor de fase, núcleo magnético, tanque metálico o estructura, plano de tierra, etc.) entre los cuales se aplica la tensión que esfuerza al aislamiento. En la práctica se divide en terminales de fase y de tierra.

5.3 RIGIDEZ DIELECTRICA DEL AISLAMIENTO

Para que puedan ser diseñados los sistemas de coordinación de aislamiento, es necesario tener un conocimiento general del comportamiento de varios medios aislantes bajo esfuerzos eléctricos.

Mecanismos de ruptura:

En todos los materiales, la conducción se origina por la migración de partículas cargadas. Los conductores tienen un gran número de electrones relativamente libres, los cuales son arrastrados bajo un campo eléctrico aplicado y

produciendo una baja resistividad ($<1\text{m}\Omega\text{-cm}$), mientras que los aislantes tienen muy pocos electrones libres que ocasionan una resistividad alta ($>10^{10}\ \Omega\text{-cm}$). Debido a la alta resistividad de los aislantes, los efectos de polarización determinan el flujo de corriente alterna permanente y transitoria. Sin embargo, cuando se incrementa el esfuerzo eléctrico en un aislante a un nivel suficientemente alto, la resistividad cambiará repentinamente de un valor alto a un valor bajo, comparable al de los conductores. Este cambio recibe el nombre de *ruptura dieléctrica*.

La ruptura se presenta en tres etapas principales:

- a) La ionización inicial en uno o varios puntos.
- b) El crecimiento de un canal ionizado a través de los electrodos.
- c) El puenteo de los electrodos y la transición a una descarga autosostenida.

El aguante eléctrico de un aislante depende de la frecuencia (o forma de onda de un impulso) y duración de la tensión aplicada. Los factores que influyen en la tensión de ruptura de un aislante son: la tensión aplicada, la distribución del esfuerzo en el aislamiento, impurezas y regiones no homogéneas, el estado físico del aislante, temperatura, la historia del aislamiento, esfuerzos mecánicos, la longitud y volumen del aislante bajo esfuerzos, los efectos químicos y los efectos de superficie del conductor. La rigidez dieléctrica (a frecuencia del sistema y a temperatura normalizada) de algunos aislantes comunes se dan en la tabla 5.1.

5.3.1 Cambios en el Aguante Eléctrico

Cualquier sistema se verá debilitado y su aguante eléctrico reducido, como resultado de cada ciclo térmico y mecánico. No es posible proporcionar una medida cuantitativa de esta reducción en el aguante eléctrico, pero se puede diseñar un

sistema de aislamiento con una vida útil satisfactoria basándose en la experiencia y en pruebas de aceleramiento.

No es posible determinar las características de aguante del aislamiento interno de una pieza o aparato particular, debido a que un aislamiento no autorecuperable después de haber sufrido una descarga disruptiva no recobra sus características de aguante eléctrico; lo único que se puede determinar mediante pruebas es que el aguante eléctrico del aislamiento es cuando menos, igual a su valor nominal de aguante.

TABLA 5.1

Rigidez dieléctrica de algunos aislamientos usuales (a frecuencia del sistema, temperatura normalizada y campo uniforme) ¹

| AISLANTE | CONDICIONES DE MEDICIÓN | Valores en Mv/m |
|-------------------------------------|---|-----------------|
| Aire | Separación de los electrodos 1 cm a 100 kPa | 3.11 |
| Aire | Separación de los electrodos 1 cm a 600 kPa | 15.16 |
| SF6 | Separación de los electrodos 1 cm a 600 kPa | 7.87 |
| Aceite mineral para transformadores | ASMT | 0.87 a 1.18 |
| Porcelana seca | ASMT | 1.6 a 9.5 |
| Porcelana húmeda | ASMT | 3.5 a 16.0 |
| Nylon | ASMT | 18.5 |
| Polietileno | ASMT | 18.1 |
| | | |

¹ Estos valores fueron tomados de la Norma CSA-C308, no son para diseño, únicamente se dan como información

5.4 NIVELES DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS

El conjunto de tensiones de aguante (definidos por norma) aplicados a un equipo durante las pruebas, definen su característica de aislamiento. Las tensiones definidas por norma aplicadas en el laboratorio para comprobar el nivel de aislamiento del equipo son las siguientes: tensión de aguante estadístico o convencional de impulso de rayo y/o maniobra (10% de probabilidad de ocurrencia de descarga) y tensión de aguante nominal a frecuencia industrial de corta duración (1 Min.).

La norma IEC 71-1, establece de acuerdo a la tensión máxima del equipo (U_m) los niveles de aislamiento normalizados; por lo tanto, la tabla 5.2 especifica los niveles de aislamiento para equipos de $1 < U_m < 245$ KV, definiendo solo las tensiones de aguante al impulso atmosférico (valor pico) y a frecuencia industrial de corta duración (valor RMS), y la tabla 5.3 especifica los niveles de aislamiento para equipos > 245 KV, definiendo las tensiones de aguante al impulso por maniobra y por rayo (valores pico).

TABLA 5.2

Valores de los tipos de Niveles de Aislamiento para $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$, para equipos U_m de alto voltaje no estandarizados por IEC basados en ensayos de corrientes en algunos países.

| ALTO VOLTAJE PARA EL EQUIPO U_m Kv (valor r.m.s.) | VOLTAJE DE AGUANTE A UNA FRECUENCIA FUNDAMENTAL DE CORTA DURACION kV (valor r.m.s.) | VOLTAJE DE AGUANTE AL IMPULSO DE RAYO NORMALIZADO kV (valor pico) |
|--|---|---|
| 2.75 | 15 | 30 45 60 |
| 5.5 | 19 | 45 60 75 |
| 8.25 | 27 | 60 75 95 |
| 15.5 | 35 | 75 85 110 |
| 27 | 50 | 95 125 150 |
| 30 | 70 | 160 |
| 38 | 70 | 125 150 200 |
| 40.5 | 80 | 190 |
| 48.5 | 105 | 150 200 250 |
| 82.5 | 150 | 380 |
| | 150 | 380 |
| 100 | 185 | 450 |
| | 275 | 650 |
| 204 | 325 | 750 |

TABLA 5.3

Niveles de Aislamiento normal para el rango I
(1 kV < Um ≤ 245 kV)

| ALTO VOLTAJE PARA EQUIPO Um (valor r.m.s.) | VOLTAJE DE AGUANTE A UNA FRECUENCIA FUNDAMENTAL DE CORTA DURACION. kV (valor r.m.s.) | VOLTAJE DE AGUANTE AL IMPULSO DE RAYO NORMALIZADO kV (valor r.m.s.) |
|--|--|---|
| 3.6 | 10 | 20 |
| | | 40 |
| 7.2 | 20 | 40 |
| | | 60 |
| 12 | 28 | 60 |
| | | 75 |
| | | 95 |
| 17.5 | 38 | 75 |
| | | 95 |
| 24 | 50 | 95 |
| | | 125 |
| | | 145 |
| 36 | 70 | 145 |
| | | 170 |
| 52 | 95 | 250 |
| 72.5 | 140 | 325 |
| 123 | 185 | 450 |
| | 230 | 550 |
| | 185 | 450 |
| 145 | 230 | 550 |
| | 275 | 650 |
| | 230 | 550 |
| 170 | 275 | 650 |
| | 325 | 750 |
| | 275 | 650 |
| 245 | 325 | 750 |
| | 360 | 850 |
| | 395 | 950 |
| | 460 | 1050 |
| | 275 | 650 |

NOTA: Estos valores de rompimiento son considerados en aislamientos de fase a fase.

5.5 DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE AISLAMIENTO

El problema en la protección de redes eléctricas contra sobrevoltajes por rayo o por maniobra de interruptores involucra la técnica de construcción de las máquinas y aparatos que deben soportar tensiones elevadas a la frecuencia del sistema y por impulso de acuerdo a valores definidos por las normas.

Evidentemente la selección del nivel de aislamiento es un problema técnico económico ya que el nivel de aislamiento seleccionado debe ser tal que no permita disturbios muy frecuentes durante la operación.

Para mantener las sobretensiones de origen atmosféricas dentro de límites tolerables es necesario que en las instalaciones se utilicen dispositivos de protección adecuados coordinando sus características de protección con las de los aislamientos.

Un concepto de coordinación de aislamiento se basa en la correlación del aguante del aislamiento del equipo eléctrico con las características del dispositivo de protección para que dicho equipo quede protegido contra las sobretensiones esperadas. La selección del nivel de aislamiento del equipo y el nivel de voltaje proporcionado por los dispositivos de protección dependen del criterio de la ingeniería y costo.

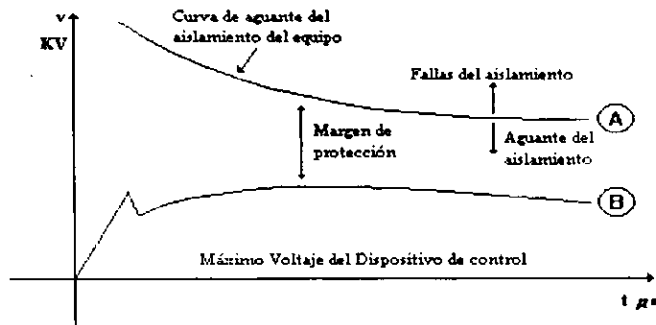


Figura 5.1. Nivel de aislamiento del equipo

La curva (A) de la figura, muestra el aguante del aislamiento del equipo en función del tiempo. El aislamiento del equipo generalmente puede soportar altas sobretensiones transitorias solo si son lo suficientemente de corta duración. No obstante, la determinación del nivel de aislamiento es algo complicado. Durante la repetición de pruebas con formas de onda de voltaje idénticas, el aislamiento del equipo puede fallar en una prueba y soportar otra. La curva (B) representa el dispositivo de protección en función de descarga Kv/tiempo. El margen de seguridad representa la diferencia entre las dos curvas y debe ser de un valor adecuado para que garantice la protección del equipo.

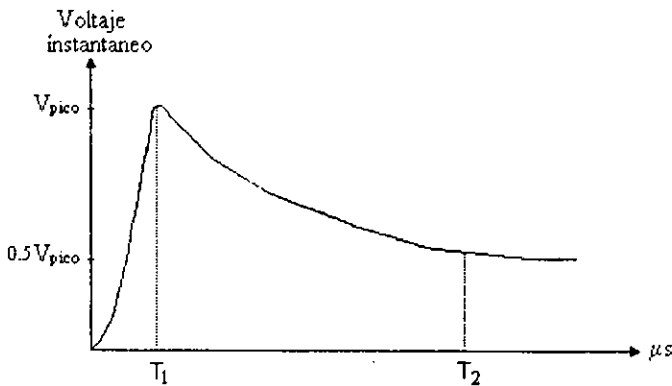


Figura 5.2 Forma de la onda de voltaje de impulso estándar

Para propósitos de pruebas de aislamiento, es definido una onda de voltaje de impulso estándar, como se muestra en la figura 5.2. La forma de onda de impulso es especificada por el tiempo T_1 dado en microsegundos que es cuando el voltaje alcanza su valor pico y el tiempo T_2 para cuando el voltaje decae a la mitad del pico. Una onda estándar de 1.2 x 50, alcanza el valor pico en $T_1 = 1.2 \mu s$ y decae a la mitad del pico en $T_2 = 50 \mu s$

5.5.1 Tensión de Arqueo de 1.2/50 microsegundos (μs)

Es la mayor magnitud de un impulso de 1.2/50 μs cortado a 3 μs o más que pueda aplicarse al apartarrayos sin que se produzca el arco, o bien la mayor magnitud de una onda de impulso de 1.2/50 μs para que el apartarrayos produzca el arco en 3 μs o más.

Impulso estándar de rayo. Un impulso completo que tiene un tiempo frontal de 1.2 μs y un tiempo a valor medio de 50 μs . Se describe como un impulso 1.2/50.

Se introdujeron los impulsos estándar porque de manera remota se parecen a las formas de onda de los rayos y las maniobras de interrupción, pero básicamente porque se pueden generar con facilidad en un laboratorio por medio de un generador de impulsos.

5.5.2 Tensión de Arqueo por Maniobra de Interruptores (switcheo)

Es la máxima tensión de arqueo para ondas de impulso por switcheo que tienen un frente entre 30 y 2000 μs . Una prueba no normalizada aún es la siguiente:

Tensión de descarga al impulso del rayo (voltaje residual del apartarrayos).

Es la máxima tensión a través del apartarrayos cuando el apartarrayos está descargado una onda de impulso de corriente de 8/20 μs . que tiene magnitudes de cresta de 1.5, 3, 5, 10 y 20 KA.

La formas de onda se ilustran a continuación

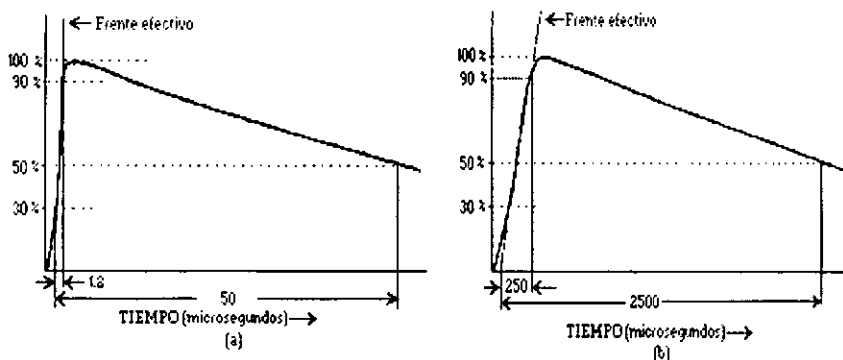


Figura N° 5.3. Forma de onda estándar: (a) impulso estándar de rayo
(b) impulso estándar de interrupción.

El nivel básico de aislamiento o BIL es definido como el valor pico de la onda de voltaje de impulso estándar. Los BIL estándar adoptado por la IEEE son mostrados en la tabla 5.4. El equipo conformado por estos BIL deberá ser capaz de soportar aplicaciones repetidas de la forma de onda estándar de polaridad positiva y negativa sin fallas del aislamiento. También, estos BIL estándar son aplicables a equipos sin considerar su aterrizamiento. Para sistemas de voltaje nominal de 115 Kv y superiores, equipo sólidamente aterrizado con el BIL reducido como se muestra en la tabla podría ser usado.

TABLA 5.4

Nivel básico de aislamiento estándar y reducido.

| Voltaje nominal del sistema Kv rms | BIL Estándar Kv | BIL* Reducido Kv |
|---------------------------------------|--------------------|------------------------|
| 1.2 | 45 | |
| 2.5 | 60 | |
| 5.0 | 75 | |
| 8.7 | 95 | |
| 15 | 110 | |
| 23 | 150 | |
| 34.5 | 200 | |
| 46 | 250 | |
| 69 | 350 | |
| 92 | 450 | |
| 115 | 550 | 450 |
| 138 | 650 | 550 |
| 161 | 750 | 650 |
| 196 | 900 | 750 |
| 230 | 1050 | 825-900 |
| 287 | 1300 | 1000-1100 |
| 345 | 1550 | 1175-1300 |
| 500 | | 1300-1800 |
| 765 | | 1675-2300 |

* Para sistemas sólidamente aterrizados.

Estos BIL's son basados en formas de onda de voltaje de $1.2 \times 50 \mu s$. Se aplica tanto a aislamientos internos (aislamiento de transformadores) como externos (aislamiento de líneas de transmisión).

Los BIL's son frecuentemente expresados en por unidad, donde el voltaje base es el valor máximo del voltaje nominal de fase a tierra del sistema. Considere por ejemplo un sistema de 345 Kv, para el cual el valor pico de voltaje nominal de fase a tierra es:

$$\sqrt{2} \left(\frac{345}{\sqrt{3}} \right) = 281.70 Kv$$

El BIL estándar de 1550 Kv (mostrado en la tabla 5.4) es equivalente a :

$$\frac{1550}{281.7} = 5.5 P.U.$$

Note que el aislamiento de una línea de transmisión aérea, el cual es aislamiento externo autorecuperable. Cuando en una cadena de aisladores de una línea de transmisión ocurre una descarga, un corto circuito sucede, en seguida abren los interruptores para desenergizar la línea, el aislamiento de la cadena se recupera y la línea puede ser rápidamente reenergizada. Sin embargo, el aislamiento de un transformador, el cual es interno, éste no se recupera. Cuando el aislamiento del transformador falla, el transformador debe ser removido para reparación o reemplazarlo.

5.6 PROTECCIÓN DEL EQUIPO

Para proteger equipo tal como un transformador contra sobrevoltajes mayores que su BIL, un dispositivo de protección tal como se muestra en la figura 5.4 es empleado. Tales dispositivos de protección son generalmente conectados en paralelo con el equipo a proteger, de cada fase a tierra. La función del dispositivo de protección es para mantener su voltaje a un valor menor que el BIL del equipo que protege. La diferencia entre el voltaje de falla del equipo y el voltaje máximo del dispositivo de protección es el margen de protección.

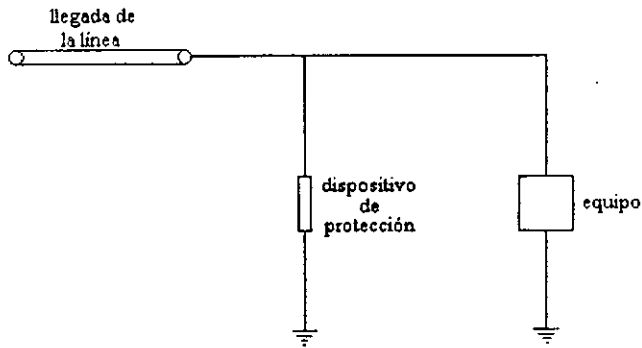


Figura 5.4 Diagrama unifilar del equipo y dispositivo de protección

Los dispositivos de protección deberán satisfacer los siguientes cuatro criterios:

1. Proporcionar una impedancia muy grande o infinita durante los voltajes de operación normal del sistema para minimizar las pérdidas en estado estable.
2. Proporcionar un baja impedancia durante sobrevoltajes, para limitar el voltaje residual.
3. Disipar o almacenar la energía durante el sobrevoltaje sin dañarse.
4. Regresar a condiciones de circuito abierto después del paso de un sobrevoltaje.

Uno de los dispositivos de protección más simples es el cuerno de arco, dos electrodos de metal con un entrehierro fijo de aire, el cual es diseñado para descargar a sobretensiones especificadas. A pesar de satisfacer los dos primeros criterios de dispositivo de protección, disipa muy poca energía y no puede abrir el arco.

Un apartarrayo, consiste de un entrehierro de aire en serie con una resistencia de carburo de silicio, que satisface los cuatro criterios. El entrehierro elimina pérdidas a voltaje normal de operación y arquea durante las sobretensiones. La resistencia tiene la propiedad que decrece rápidamente con el incremento de la

corriente, de este modo limita el voltaje a través de la resistencia para un máximo especificado. La resistencia también disipa la energía en el sobrevoltaje. Finalmente, siguiendo el paso de un sobrevoltaje, se elimina el arco del entrehierro y se restablece el apartarrayo a condiciones de circuito abierto normal.

Apartarrayos sin entrehierro, consiste en una resistencia no lineal de óxido metálico sin entrehierro de aire, también satisface los cuatro criterios. La resistencia a voltaje normal es extremadamente alta, limitando las corrientes en estado estable a microamperes y pérdidas en estado estable a pocos watts. Durante la sobretensión, la resistencia decrece rápidamente, de este modo limita las sobretensiones mientras disipa la energía. Después del paso del sobrevoltaje, la resistencia naturalmente regresa a su alto valor original. Una ventaja del apartarrayo sin entrehierro es que su voltaje máximo es cercano al voltaje de operación normal que es el apartarrayo convencional, que permite reducir el BIL reduciendo los costos del equipo. En el capítulo 3, se hace una referencia más amplia sobre las características de los apartarrayos.

Un complemento de las características de protección de los apartarrayos tipo estación es dado en la tabla 5.5. Este complemento es basado en la información de los catálogos de los fabricantes.

Note que las corrientes del apartarrayo debido a falla por rayo son generalmente menores que las corrientes de rayo mostrado en la figura 5.6. En el caso de incidencia directa a conductores de fase de la línea de transmisión, las ondas viajeras parten en ambas direcciones del punto de incidencia. La descarga a través del aislamiento de la línea desvía parte de la corriente de rayo desde el apartarrayo. **Solo en el caso de una incidencia directa a un conductor de fase muy cercana al apartarrayo, donde no existe descarga en la línea, el apartarrayo descarga toda la corriente de rayo.** La probabilidad de esta ocurrencia puede ser significativamente baja debido a uso de los hilos de guarda que proporcionan el blindaje a las líneas de transmisión y subestaciones. La práctica recomendada para

subestaciones con líneas sin blindaje es seleccionar un apartarrayo con corriente de descarga de al menos 20 kA (aun más alto si el nivel de isoceraúnico es mayor de 40 días tormenta por año). Para subestaciones con líneas blindadas, apartarrayos de corrientes de descarga más bajas, desde 5 a 20 kA, han sido satisfactorios en muchos casos.

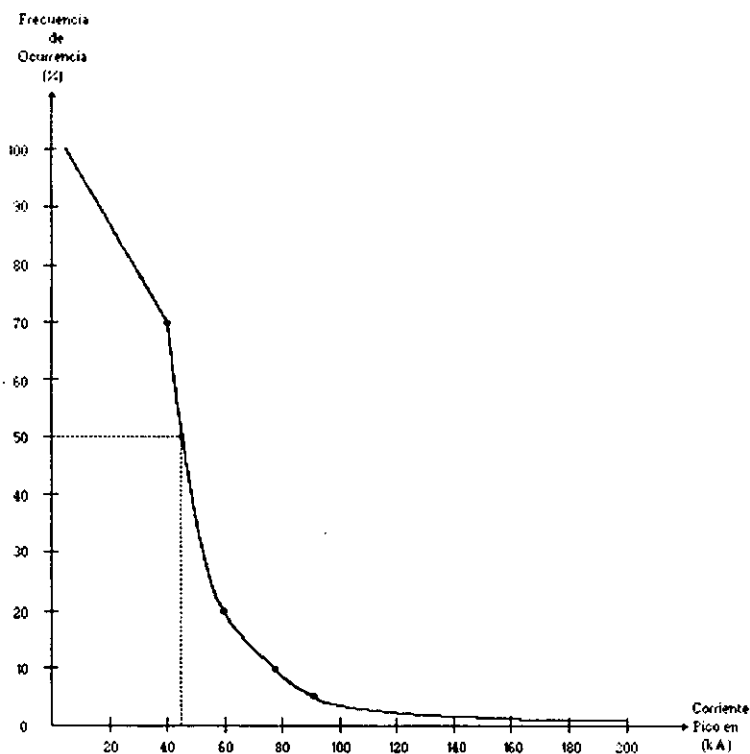


Figura 5.6 Frecuencia de Ocurrencia de corrientes de rayo que exceden un valor pico determinado.

TABLA 5.5
CARACTERÍSTICAS DE APARTARRAYOS TIPO ESTACIÓN

| VOLTAJE NOMINAL DEL APARTARRAYOS | IMPULSO SPARKOVER VOLTAGE | | SOBRE-VOLTAJE DE DESCARGA POR MANOBRAS | | VOLTAJE DE DESCARGA DE 3 x 20 µs ONDA DE CORRIENTE DE DESCARGA | | | | | | | |
|----------------------------------|--|------------------------|--|------------------------|--|--------------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------------|-----------|
| | FRENTE DE ONDA | | KV CRESTA | | KV CRESTA | | KV CRESTA PARA 10 000 A | | KV CRESTA PARA 20 000 A | | KV CRESTA PARA 40 000 A | |
| | RELACION DE VOLTAJE CON RESP AL TIEMPO (µs, B) | KV CRESTA (RANGO MAX.) | KV CRESTA (RANGO MAX.) | KV CRESTA (RANGO MAX.) | PARA 1000 A (RANGO MAX.) | PARA 3000 A (RANGO MAX.) | PARA 6000 A (RANGO MAX.) | PARA 10 000 A (RANGO MAX.) | PARA 20 000 A (RANGO MAX.) | PARA 40 000 A (RANGO MAX.) | | |
| 3 | 25 | 10-16 | 10-14 | 4.7-6 | 5.3-6.5 | 6-7 | 6.7-7.5 | 7.4-8.3 | 7.4-8.3 | 7.4-8.3 | 7.4-8.3 | 7.4-8.3 |
| 6 | 50 | 19-28 | 18-23 | 9.3-11 | 10-12 | 12-13 | 13.4-14.3 | 15.3-16.3 | 15.3-16.3 | 15.3-16.3 | 15.3-16.3 | 15.3-16.3 |
| 9 | 75 | 28.5-38 | 24-32 | 13.9-17 | 16-18 | 18-19 | 20.2-21.5 | 22.9-24.3 | 22.9-24.3 | 22.9-24.3 | 22.9-24.3 | 22.9-24.3 |
| 12 | 100 | 36-48 | 32-41 | 15.5-22 | 21.3-24 | 23.5-25.5 | 26.7-28.5 | 30.1-32.1 | 30.1-32.1 | 30.1-32.1 | 30.1-32.1 | 30.1-32.1 |
| 15 | 125 | 45-57 | 40-51 | 23.1-27.5 | 28.6-30 | 29.5-32 | 33.4-36 | 38.2-40 | 38.2-40 | 38.2-40 | 38.2-40 | 38.2-40 |
| 21 | 175 | 63-76 | 54-68 | 32.3-38.5 | 37.2-42 | 41-45 | 48.8-50.5 | 53.4-55.5 | 53.4-55.5 | 53.4-55.5 | 53.4-55.5 | 53.4-55.5 |
| 24 | 200 | 71-86 | 62-77 | 38.9-44 | 47.5-48 | 47-51 | 53.4-57 | 58.9-64 | 58.9-64 | 58.9-64 | 58.9-64 | 58.9-64 |
| 30 | 250 | 89-103 | 77-93 | 48.1-55 | 53.1-60 | 59-64 | 66.9-72 | 78.3-79 | 78.3-79 | 78.3-79 | 78.3-79 | 78.3-79 |
| 36 | 300 | 107-118 | 92-106 | 55.3-68 | 63.7-72 | 70.5-76 | 80-85 | 91.5-94.5 | 91.5-94.5 | 91.5-94.5 | 91.5-94.5 | 91.5-94.5 |
| 39 | 325 | 115-123 | 100-114 | 60-71.5 | 69-78 | 76.6-82.5 | 86.5-92 | 99-1-102 | 99-1-102 | 99-1-102 | 99-1-102 | 99-1-102 |
| 48 | 400 | 143-148 | 122-132 | 73.8-88 | 84.9-96 | 94-100 | 108-114 | 122-126 | 122-126 | 122-126 | 122-126 | 122-126 |
| 60 | 600 | 170-190 | 141-165 | 95-109 | 110-120 | 118-130 | 132-143 | 150-150 | 150-150 | 150-150 | 150-150 | 150-150 |
| 72 | 600 | 204-228 | 169-190 | 114-131 | 130-144 | 141-155 | 169-170 | 188-189 | 188-189 | 188-189 | 188-189 | 188-189 |
| 90 | 750 | 254-275 | 210-235 | 142-163 | 162-180 | 178-194 | 199-213 | 240-253 | 240-253 | 240-253 | 240-253 | 240-253 |
| 96 | 800 | 270-296 | 218-245 | 151-174 | 173-192 | 188-218 | 212-227 | 270-284 | 270-284 | 270-284 | 270-284 | 270-284 |
| 108 | 900 | 304-325 | 245-270 | 170-196 | 194-216 | 216-240 | 235-272 | 285-285 | 300-316 | 300-316 | 300-316 | 300-316 |
| 120 | 1000 | 338-360 | 272-300 | 188-218 | 216-240 | 235-272 | 285-285 | 300-316 | 300-316 | 300-316 | 300-316 | 300-316 |
| 144 | 1200 | 400-430 | 328-346 | 226-262 | 260-288 | 285-311 | 318-342 | 360-378 | 360-378 | 360-378 | 360-378 | 360-378 |
| 168 | 1400 | 460-525 | 380-404 | 263-306 | 303-336 | 328-362 | 371-399 | 420-442 | 420-442 | 420-442 | 420-442 | 420-442 |
| 180 | 1500 | 490-568 | 400-430 | 281-327 | 324-360 | 353-388 | 397-455 | 450-505 | 450-505 | 450-505 | 450-505 | 450-505 |
| 192 | 1600 | 520-600 | 428-455 | 300-346 | 348-384 | 378-414 | 424-427 | 480-495 | 480-495 | 480-495 | 480-495 | 480-495 |
| 240 | 2000 | 620-735 | 535-577 | 374-438 | 470-518 | 530-570 | 605-630 | 650-668 | 650-668 | 650-668 | 650-668 | 650-668 |
| 256 | 2000 | 768-790 | 675-670 | 402-438 | 465-474 | 505-515 | 569-575 | 600-608 | 600-608 | 600-608 | 600-608 | 600-608 |
| 288 | 2000 | 870-940 | 815-684 | 428-468 | 488-507 | 540-570 | 609-615 | 690-714 | 690-714 | 690-714 | 690-714 | 690-714 |
| 294 | 2000 | 975-935 | 615-684 | 458-472 | 528-532 | 578-595 | 653-653 | 735-756 | 735-756 | 735-756 | 735-756 | 735-756 |
| 312 | 2000 | 1078-1100 | 690-750 | 485-530 | 562-574 | 614-620 | 688-693 | 760-805 | 760-805 | 760-805 | 760-805 | 760-805 |
| 396 | 2000 | 1140-1178 | 825-850 | 599-672 | 665-680 | 728-738 | 809-826 | 932-955 | 932-955 | 932-955 | 932-955 | 932-955 |
| 420 | 2000 | 1200-1250 | 880-1005 | 670-753 | 738-770 | 818-830 | 861-880 | 990-1015 | 990-1015 | 990-1015 | 990-1015 | 990-1015 |
| 444 | 2000 | 1265-1320 | 1035-1056 | 707-794 | 823-860 | 878-900 | 913-930 | 1070-1115 | 1070-1115 | 1070-1115 | 1070-1115 | 1070-1115 |
| 468 | 2000 | 1326-1390 | 1090-1110 | 802-1045 | 865-925 | 950-1000 | 985-1000 | 1173-1195 | 1173-1195 | 1173-1195 | 1173-1195 | 1173-1195 |
| 492 | 2000 | 1385-1425 | 1180-1166 | 1046-1090 | 1145-1200 | 1225-1265 | 1251-1285 | 1440-1480 | 1440-1480 | 1440-1480 | 1440-1480 | 1440-1480 |
| 540 | 2000 | 1515-1555 | 1274-1280 | 1145-1200 | 1145-1200 | 1225-1265 | 1251-1285 | 1440-1480 | 1440-1480 | 1440-1480 | 1440-1480 | 1440-1480 |
| 576 | 2000 | 1616-1665 | 1359-1380 | 1225-1265 | 1225-1265 | 1225-1265 | 1225-1265 | 1440-1480 | 1440-1480 | 1440-1480 | 1440-1480 | 1440-1480 |
| 612 | 2000 | 1790-1865 | 1525-1570 | 1390-1370 | 1390-1370 | 1390-1370 | 1390-1370 | 1619-1670 | 1619-1670 | 1619-1670 | 1619-1670 | 1619-1670 |
| 648 | 2000 | 1860-1960 | 1610-1680 | 1455-1525 | 1455-1525 | 1455-1525 | 1455-1525 | 1709-1765 | 1709-1765 | 1709-1765 | 1709-1765 | 1709-1765 |
| 684 | 2000 | | | | | | | | | | | |

Ejemplo 5.1. Apartarrayo: Voltaje de descarga y margen de protección

Determinar el margen de protección para un apartarrayo tipo estación de 120 KV empleado en un sistema trifásico de 115 KV con un BIL de 450 KV, basado en una onda de voltaje de impulso estándar de $1.2 \times 50 \mu s$. También determinar el voltaje de descarga máximo a través del apartarrayo para una corriente de descarga del apartarrayo de 20 KA.

Solución:

De la tabla 5.5 para un apartarrayo de 120 KV, el rango de voltaje máximo de descarga es de 272 a 300 KV para una onda de voltaje de impulso de $1.2 \times 50 \mu s$, dependiendo del fabricante del apartarrayo. Por lo tanto, el rango del margen de protección es de: $(450 - 300) = 150$ KV a $(450 - 272) = 178$ KV. También de la tabla 5.5, para una corriente de descarga de 20 KA, el rango de voltaje de descarga máximo a través del apartarrayo clase 120 KV es de 300 a 316 KV.

5.7 MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La coordinación de aislamiento se puede realizar por el método convencional o por el estadístico. El convencional o determinístico esta basado en la selección de los niveles de aislamiento considerándose los mayores sobrevoltajes esperados y un margen de seguridad especificado. El método convencional compara la tensión máxima representativa supuesta con la tensión de aguante mínima del equipo. Ninguna información disponible de posibles índices de falla en el equipo puede esperarse en servicio. Ejemplos típicos son:

- * La coordinación de aislamiento en aislamientos internos contra sobrevoltajes de frente lento, cuando el aislamiento está protegido por apartarrayos.
- * La protección por apartarrayos contra los sobrevoltajes por rayo para equipos conectados a líneas aéreas, para la cual experiencias con equipos similares están disponibles.

El estadístico esta basado en la selección de niveles de aislamiento a través de un determinado riesgo de falla seleccionado, teniendo en consideración la estadística de sobrevoltajes y de aguante del dieléctrico. Su utilización se limita anormalmente a aislamientos autorecuperables y para tensiones arriba de 245 KV. Para la aplicación del método estadístico, se deben de obtener las magnitudes y probabilidad de ocurrencia de los sobrevoltajes, las características de aguante del aislamiento y las características climatológicas de la región de la instalación. Las distribuciones estadísticas son normalmente caracterizadas por un valor medio y una desviación estándar.

La aplicación de la coordinación de aislamiento estadístico da la posibilidad de estimar la frecuencia de falla directamente como una función de los factores de diseño del sistema seleccionado. En principio, la optimización del aislamiento podría ser posible, si los costos pudieran relacionarse con los diferentes tipos de falla. Esto es en la práctica muy difícil debido a la dificultad de evaluar las consecuencias de una falla del aislamiento óptimo en diferentes estados de operación de la red y debido a la incertidumbre del costo de la energía no entregada.

La coordinación de aislamiento de una subestación es un término que significa la relación o especificación de la rigidez dieléctrica de todo el equipo eléctrico que la componen, las distancias de fase a fase y de fase a tierra, y la distancia de fuga de porcelana (aislamientos externos). En adición, la tensión nominal, el número y la localización de los apartarrayos si se requieren también deben especificarse.

El procedimiento usual para el estudio de coordinación de aislamiento es el siguiente:

- 1) Calcular los Sobrevoltajes máximos temporales.
- 2) Seleccionar la tensión nominal del apartarrayos.
- 3) Determinar los requerimientos del aislamiento externo o recuperable (porcelana, resina) basado en las condiciones de contaminación y convertir esto al nivel básico del aislamiento al impulso por rayo y por maniobra.
- 4) Localizar el apartarrayos inmediatamente adyacente al transformador y determinar el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo y maniobra del transformador y de las boquillas, de este, usando las características de protección del apartarrayos.
- 5) Determinar el BIL de otros equipos y las distancias de fase a tierra por sobrevoltajes por rayo, considerando solamente un apartarrayos en el transformador. Si el BIL y las distancias son "excesivas", incluir otros apartarrayos y determinar el BIL y las distancias correspondientes.
- 6) Determinar el nivel básico de aislamiento al impulso por maniobra (BSL) de otros equipos, las distancias de fase a tierra y fase a fase, tomando en cuenta las sobretensiones por maniobra.

En la siguiente figura se muestra una gráfica típica de coordinación de aislamiento del devanado de 230 Kv de un transformador con un nivel de aislamiento al impulso de 900 Kv y la característica de protección de un apartarrayos de 195 Kv (apartarrayos de 80 %).

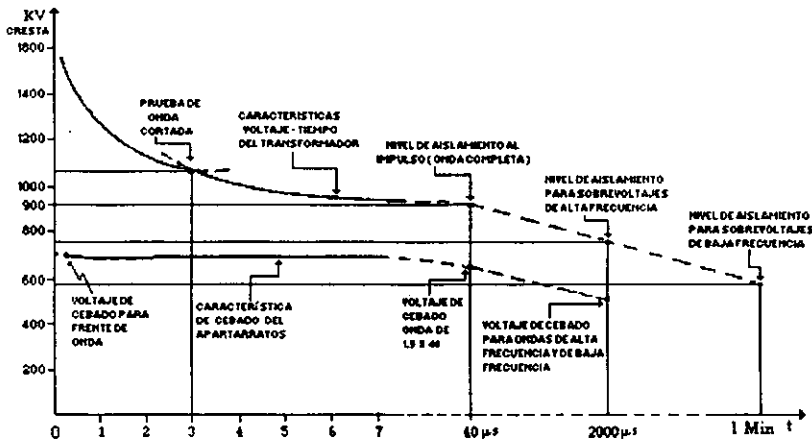


Figura 5.7. Curvas características de Coordinación de Aislamiento, para un transformador de 230 kv con un BIL de 900 kv.

5.8 CONSIDERACIÓN DE LA CONTAMINACIÓN

Un complemento de los estudios de coordinación de aislamiento es tomando en consideración la contaminación para la selección de la distancia de fuga para las superficies aislantes expuestas al medio ambiente como son las boquillas y aisladores.

El comportamiento de estos aisladores es bastante influenciado por los parámetros de humedad y densidad del aire, ocurriendo una reducción de la tensión de aguante a frecuencia industrial cuando disminuyen aquellos parámetros, principalmente en presencia de sustancias contaminantes. La presencia de la

contaminación es un factor determinante para este proyecto. El aguante del aislamiento crece con la humedad hasta el punto donde la condensación se forma en la superficie del aislamiento. El aguante del aislamiento decrece al disminuir la densidad del aire, es decir, a grandes altitudes.

La aplicación de aislamiento autorecuperable adicional a elevaciones más altas es recomendada para considerar la reducción de la densidad del aire. Las condiciones meteorológicas estándar en Norte América para pruebas de aislamientos autorecuperables en aire son:

| | |
|---------------------|------------------------|
| Temperatura | 25° Celcius |
| Presión barométrica | 101.3 kilopascales |
| Humedad | 15 gm / m ³ |

En condiciones ambientales limpios la corriente de fuga por estos aisladores es del orden de miliamperes, tendiendo a aumentar debido a la contaminación de la superficie por depósitos de sal, residuos químicos o suciedad. Este fenómeno se ve agravado cuando la superficie es contaminada y humedecida por lluvia fina, creando secciones de mayor conductividad y propicia la descarga a través del aislamiento.

5.9 ENVEJECIMIENTO

Cualquier sistema de aislamiento se puede debilitar y su rigidez dieléctrica reducir como resultado de los efectos eléctricos, químicos, térmicos y mecánicos. Es difícil proporcionar una medida cuantitativa para esta reducción en la rigidez dieléctrica pero los aislamientos de sistemas que proporcionan una vida satisfactoria, pueden diseñarse en base a la experiencia y pruebas de envejecimiento acelerado.

Para propósitos de coordinación de aislamiento, los aislamientos externos se supondrán que no están sujetos a envejecimiento. Se aceptan aislamientos que

contengan materiales orgánicos, cuyo envejecimiento necesita investigaciones cuidadosas especialmente cuando se utilizan en condiciones de intemperie.

Para aislamientos internos el envejecimiento puede ser significativo y debe, para propósitos de coordinación de aislamiento, ser cubiertos por el factor de seguridad.

5.9.1 Factores de seguridad recomendados

Los factores de seguridad siguientes deben ser aplicados si no especifica otra cosa el Comité de Aparatos:

- ◆ aislamiento interno: 1.15
- ◆ aislamiento externo: 1.05

Estos factores cubren todas las influencias en la tensión de aguante requerida.

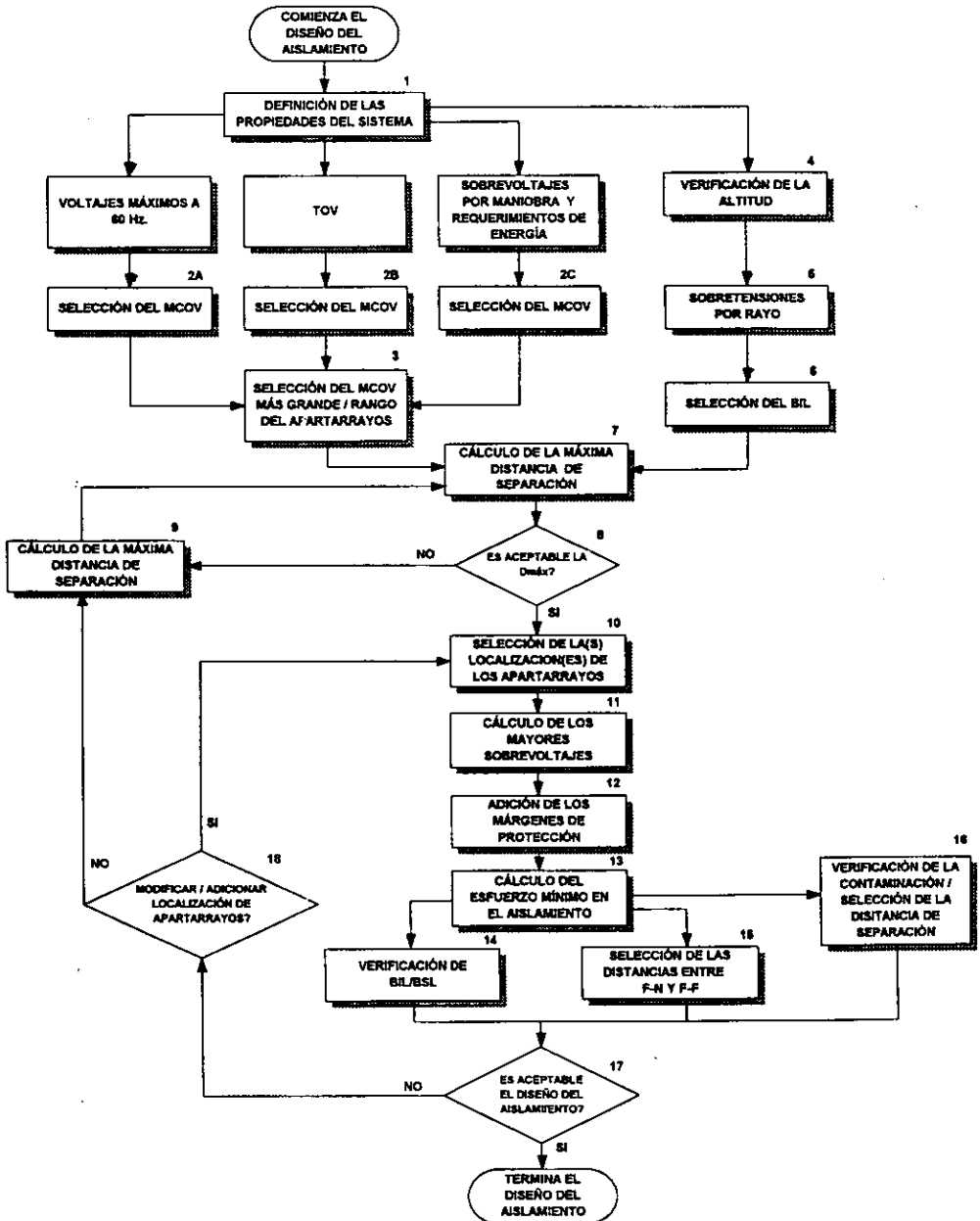
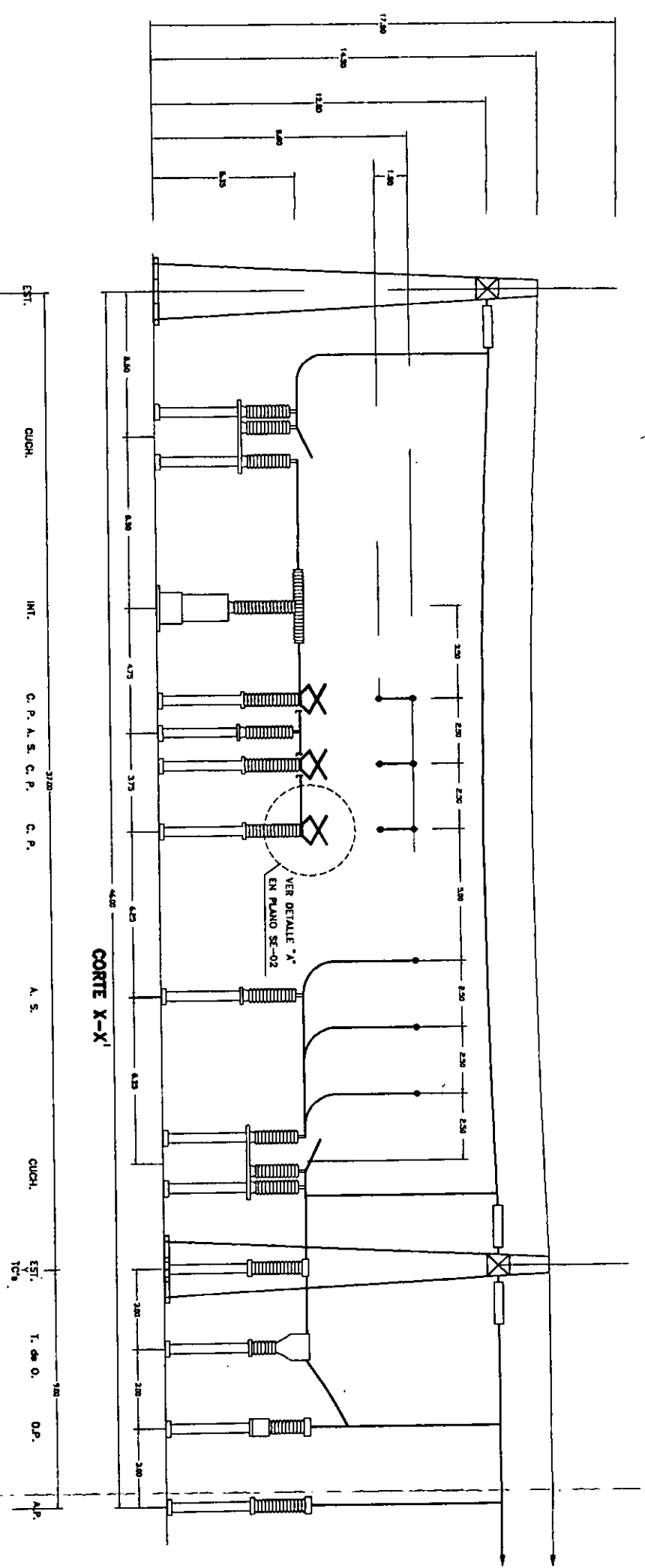


Figura 5.8 Diagrama de Flujo para el diseño de aislamiento de Subestaciones

**6.- DISEÑO FINAL DE LA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA DE 230 KV**



EST. CUCH. INT. C. P. A. S. C. P. C. P. A. S. CUCH. EST. T. de O. D.P. A.P.

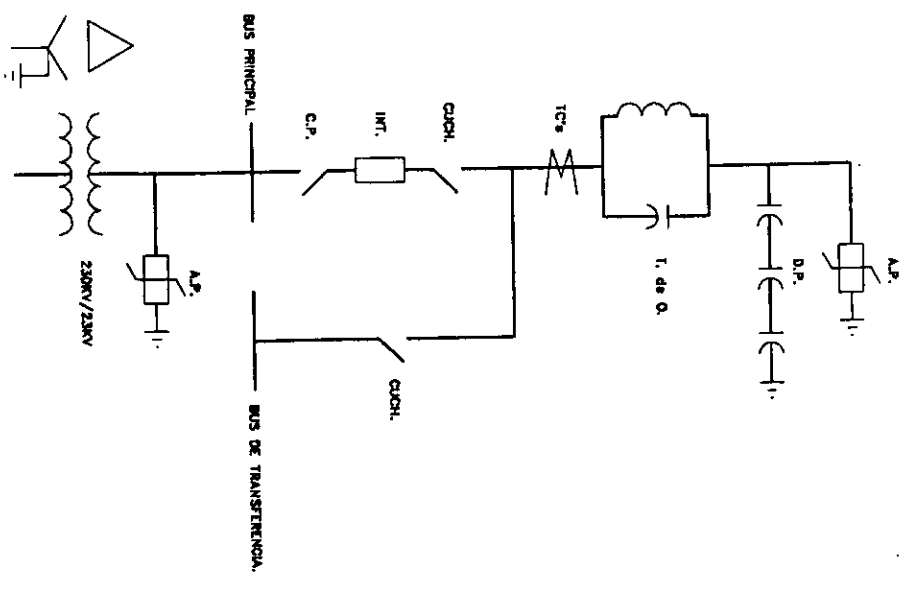
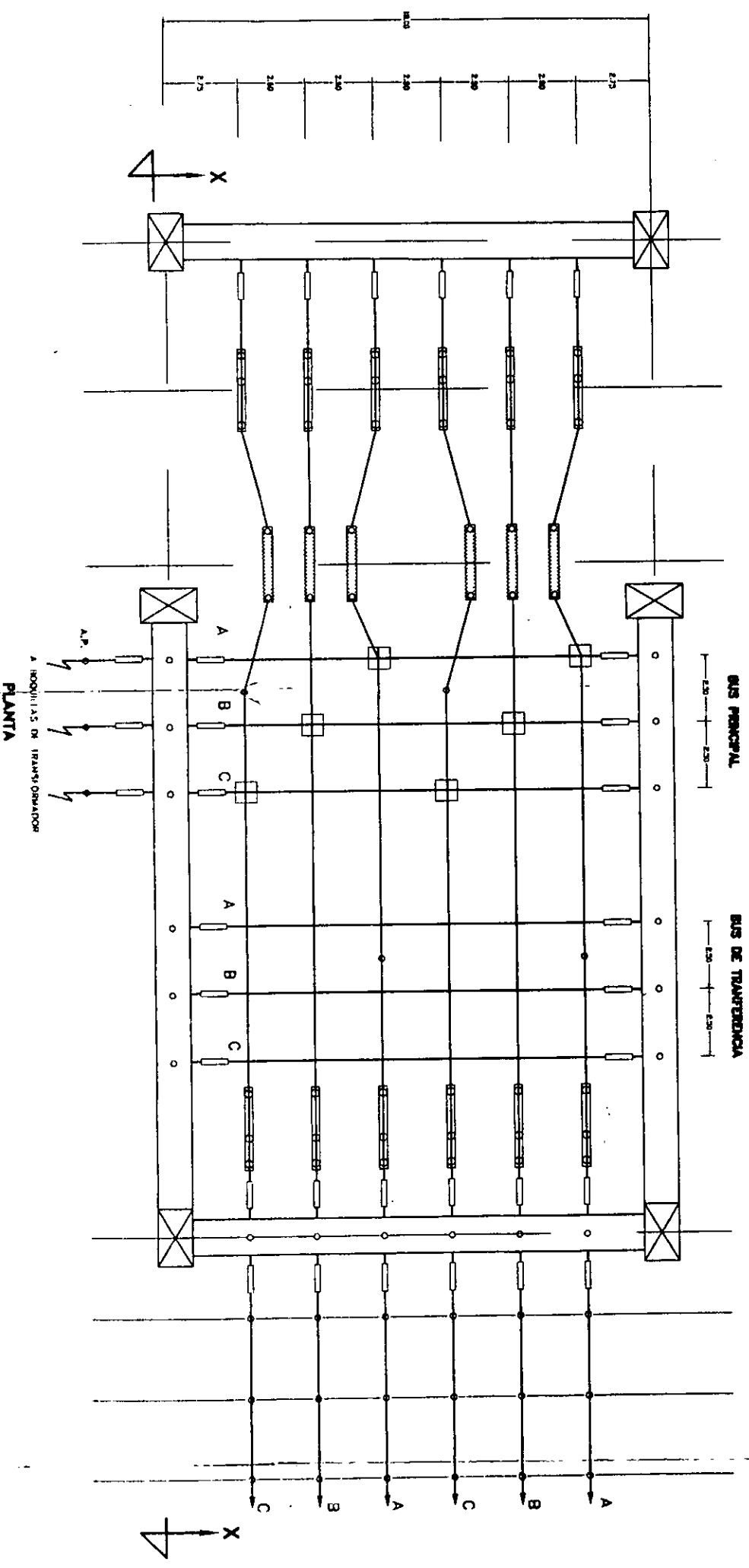


DIAGRAMA UNIFILAR



A. ISONIVELAS DE TRANSFORMADOR PLANTA

NOMENCLATURA:

- EST. ESTRUCTURAL.
- CUCH. CUBIERTA.
- INT. INTERRUPTOR.
- C.P. CARRILLO PORTANTE.
- T. de O. TRAMPA DE OMO.
- D.P. DEPOSITIVO DE POTENCIAL.
- A.P. APARTAVIVOS.
- TC⁹ TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

NOTAS

1. TODOS LOS CONDUCTORES UTILIZADOS SON IC-ACSR-1113MCM.

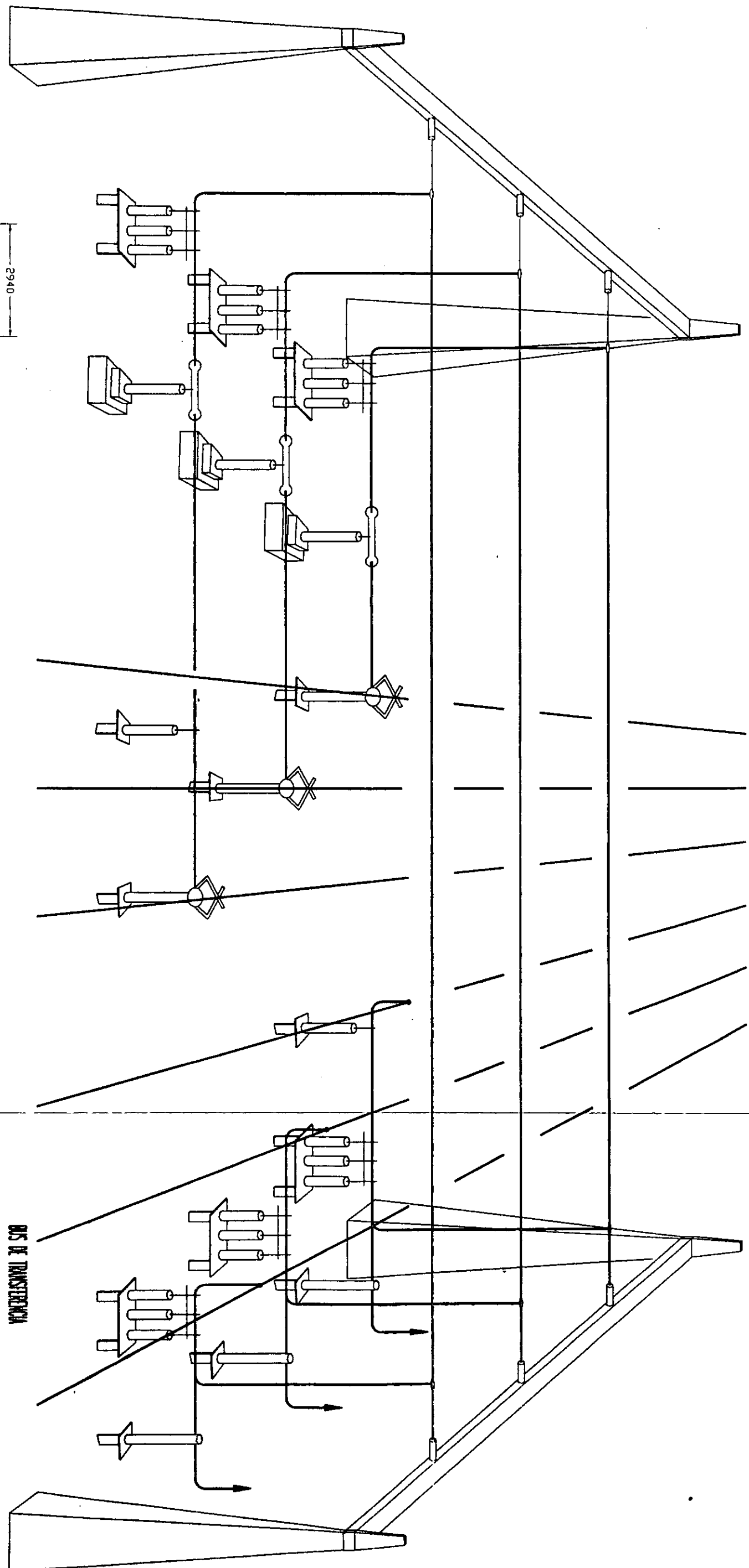
2. EL DETALLE 'A' SE VERA EN EL PLANO SE-02



FACULTAD DE INGENIERIA
SUBESTACION DE 230 KV

TITULO
CONVERSION DE S.E. CONVENCIONAL DE 115 KV A 230 KV CON UN NIVEL DE AISLAMIENTO REDUCIDO. LOCALIZADA A 3000 m.s.n.m.

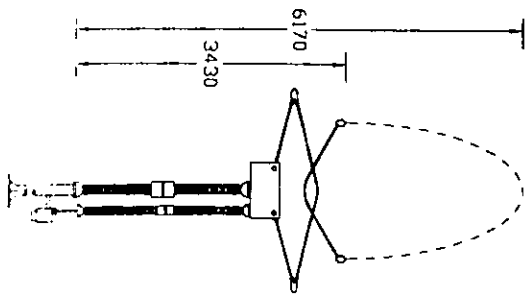
| | | | |
|------------|---------------|-------|-----------------|
| ACOT. MTS. | FECHA 9/07/98 | ANEXO | PLANO No. SE-01 |
| ESC. S/E | GRUPO | | |



BUS PRINCIPAL

BUS DE TRANSFERENCIA

• NOTA: PARA DIMENSIONES DE LA SUBESTACION VER PLANO SE-01



DETALLE "A"
 CACHILLA PANTORRADO
 MOD. 3062 MCA. SIEMENS

FACULTAD DE INGENIERIA
 SUBESTACION 230 KV

TITULO
 CONVERSION DE S.E. CONVENCIONAL
 DE 115 KV A 230 KV CON UN NIVEL
 DE AISLAMIENTO REDUCIDO.
 LOCALIZADA A 3000 m.s.n.m.

| | | | | |
|------|------|--------|-------|-----------|
| ADT. | MTS. | TCOM | ANEXO | PLANO No. |
| ESC. | S/E | TRILLO | | SE-02 |

**CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES**

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En varios lugares de la República Mexicana se ha presentado un desmesurado crecimiento de la demanda de energía eléctrica, tal es el caso del D.F., Monterrey, Cd. Juárez y Guadalajara entre otras, debido a este fenómeno algunas de las Subestaciones de distribución de estos lugares, están llegando a su máxima capacidad para proporcionar energía eléctrica pudiendo ser rentable la aplicación de esta tecnología.

En la conversión de subestaciones eléctricas existe la modalidad del UP-RATING (conversión de un voltaje bajo a uno más alto conservando el mismo nivel de aislamiento) y el UPGRADING (dimensionamiento de una S.E de un voltaje bajo a uno más alto con un nivel de aislamiento superior al existente en el equipo de bajo voltaje).

Por ejemplo:

Es factible la conversión de una subestación de 69 kV con un BIL de 350 kV a una de 115 Kv con un BIL de 350 kV, o conversión de subestaciones de 115 kV con un BIL de 550 kV a una de 230 kV con un BIL de 550 kV. Seleccionando adecuadamente el número y colocación de los apartarrayos dentro de la subestación.

Si por contaminación o altura sobre el nivel del mar no es posible la conversión (UP-RATING), después de pruebas de laboratorio, estudios de simulación con el ATP y coordinación de aislamiento, se puede realizar la conversión de la subestación de un voltaje menor a uno mayor con un nivel de aislamiento reducido, que es el caso de nuestro proyecto: convertir una subestación de 115 kV con un BIL de 550 kV a una de 230 kV con un BIL de 750 o 950 kV.

La conversión se basa en el estudio de sobrevoltajes temporales, la selección de apartarrayos, el dimensionamiento preliminar, el modelado y la simulación de la subestación con el programa ATP (para calcular número y localización de apartarrayos y sobrevoltajes que aparecen en los equipos cuando se aplica una descarga atmosférica), la coordinación de aislamiento y el diseño final de la subestación.

Para poder llevar a cabo la conversión de una subestación de 115 kV/BIL 550 kV a una de 230 kV/BIL de 750 kV localizada a 3000 m.s.n.m. Se han realizado pruebas de impulso, simulación con el ATP y coordinación de aislamiento para ver la factibilidad de dicha conversión, lo anterior, con el siguiente procedimiento:

- ◆ Ubicar la S.E de 230 Kv en los mismos nodos y terreno donde se ubica la S.E de 115 kV
- ◆ Aprovechar LT'S que pudieran estar sobredimensionadas.

BENEFICIOS:

- ◆ Se incrementa la capacidad de la S.E.
- ◆ Se aprovechan los mismos interruptores de Potencia del lado de baja tensión (13.8 kV o 23 kV).
- ◆ Reducción de Pérdidas al 25% para una carga dada.
- ◆ Se aprovecha *parte* de la infraestructura de la S.E. de 115 kV (Estructuras, Trincheras, Cable y Equipos de Control, Protección y Medición, Sala de tableros, Bancos de Baterías, etc.)
- ◆ Se reubicaría el equipo primario de 115 kV y se compraría equipo primario para 230 kV con un nivel de aislamiento a voltaje reducido.

DESVENTAJAS:

- ◆ Aumento del efecto corona (visible y audible) y la radio - interferencia.
- ◆ Si la contaminación es muy fuerte en la S.E a convertir, habría que analizar el caso por contaminación.

Finalmente para el proyecto completo de conversión es requerida la siguiente Información:

- 1.- Plano de control, Protección y Medición de la S.E. (Unifilar y Trifilar)
- 2.- Plano de Planta y cortes de la S.E
- 3.- Plano de trincheras.
- 4.- Plano de Red de Tierras.
- 5.- Información del equipo de control, protección y medición.
- 6.- Capacidad de bancos de capacitores.
- 7.- Información sobre comunicaciones de la S.E.
- 8.- Curvas de demanda diaria de la S.E.

APENDICE A

Dimensionamiento de una Subestación de 230 Kv, con un nivel básico de aislamiento (BIL) de 650 Kv y altura de 3000 mts.

- Calculo de la Tensión Crítica de Flameo (CFO)

$$U_{50\%} = CFO = \frac{U_A}{1 - 1.8 (t)} = \frac{U_A}{0.962}$$

t = 3 % para descargas atmosféricas

$$U_{50\%} = 650 / 0.962 = 675.67 \text{ Kv} - \text{Referida al nivel del mar.}$$

- Calculo de las distancias

$$U_{50\%} / d = 360 + 150 K = \text{cte.}$$

Donde :

K = Factor de gap - calculado a partir de pruebas de laboratorio y varia dependiendo de la configuración de la subestación.

$$1.0 < K < 1.35$$

$$510 < \text{cte.} < 562.5$$

Para fines prácticos se utiliza un valor constante de 550

por lo tanto:

$$d = \frac{U_{50\%}}{550} = \frac{675.67}{550} = 1.23 \text{ mts} - \text{Referida al nivel del mar.}$$

- Corrección por Altitud.

$$d = e^{h/8150}; \quad h = \text{Altura de la subestación}$$

$$d = e^{3000/8150} = 1.44$$

$$d_{3000 \text{ mts}} = d_{f-t} = 1.23 (1.44) = 1.77 \text{ mts}$$

- Distancias entre fases

Subestación con clase de aislamiento de 230 Kv

bus rígido

$$d_{f-f} = 1.37 d_{f-t} = 1.37 (1.77) = 2.42 \text{ mts}$$

bus no rígido

$$d_{f-f} = 1.72 d_{f-t} = 1.72 (1.77) = 3.04 \text{ mts}$$

- Altura mínima de los conductores de fase

$$A_{\text{min.}} = 2.25 + d_{f-t} = 2.25 + 1.77 = 4.02 \text{ mts}$$

- Distancia horizontal

$$D_{\text{horz}} = 0.90 + d_{f-t} = 0.90 + 1.77 = 2.67 \text{ mts}$$

**DIMENSIONAMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN DE 230 KV
PARA DIFERENTES NIVELES DE AISLAMIENTO
(550, 650, 750, Y 950 KV)**

BIL 550 KV.

| ALTITUD | DISTANCIA DE $\phi - \tau$ | DISTANCIAS DE $\phi - \phi$ | | ALTURA MINIMA DE LOS CONDUC. | DISTANCIA HORIZONTAL |
|---------|-------------------------------|-----------------------------|---------------|---------------------------------|-------------------------|
| | | BUS RIGIDO | BUS NO RIGIDO | | |
| 1000 | 1.17 | 1.60 | 2.01 | 3.42 | 2.07 |
| 2000 | 1.33 | 1.82 | 2.29 | 3.58 | 2.23 |
| 3000 | 1.50 | 2.05 | 2.58 | 3.75 | 2.40 |

BIL 650 KV.

| ALTITUD | DISTANCIA DE $\phi - \tau$ | DISTANCIAS DE $\phi - \phi$ | | ALTURA MINIMA DE LOS CONDUC. | DISTANCIA HORIZONTAL |
|---------|-------------------------------|-----------------------------|---------------|---------------------------------|-------------------------|
| | | BUS RIGIDO | BUS NO RIGIDO | | |
| 3000 | 1.77 | 2.42 | 3.04 | 4.02 | 2.67 |

BIL 750 KV.

| ALTITUD | DISTANCIA DE $\phi - \tau$ | DISTANCIAS DE $\phi - \phi$ | | ALTURA MINIMA DE LOS CONDUC. | DISTANCIA HORIZONTAL |
|---------|-------------------------------|-----------------------------|---------------|---------------------------------|-------------------------|
| | | BUS RIGIDO | BUS NO RIGIDO | | |
| 1000 | 1.60 | 2.19 | 2.75 | 3.85 | 2.50 |
| 2000 | 1.80 | 2.46 | 3.10 | 4.05 | 2.70 |
| 3000 | 2.04 | 2.79 | 3.51 | 4.29 | 2.94 |

BIL 900 KV.

| ALTITUD | DISTANCIA DE $\phi - \tau$ | DISTANCIAS DE $\phi - \phi$ | | ALTURA MINIMA DE LOS CONDUC. | DISTANCIA HORIZONTAL |
|---------|-------------------------------|-----------------------------|---------------|---------------------------------|-------------------------|
| | | BUS RIGIDO | BUS NO RIGIDO | | |
| 1000 | 1.92 | 2.63 | 3.30 | 4.17 | 2.82 |
| 2000 | 2.17 | 2.97 | 3.70 | 4.42 | 3.07 |
| 3000 | 2.45 | 3.36 | 4.20 | 4.70 | 3.35 |

NOTA: DISTANCIAS EN METROS

APENDICE B

Se tiene una subestación de distribución cuyo diagrama unifilar se muestra en la figura.

La subestación tiene un transformador trifásico de 230/23 Kv, 12 MVA, con unas reactancias $X_1=X_2=X_3 = j 0.09$, conectado en delta en el lado de 230 Kv y en estrella en el de 23 Kv, con el neutro de la estrella conectado a tierra a través de una reactancia limitadora de corriente $X_n = j 1$ ohms.

El circuito trifásico en las barras colectoras de 230 Kv puede alcanzar el valor de 1000 MVA.

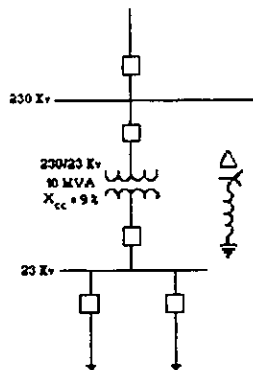


Figura...- Subestación de distribución

Calcular :

- 1) La magnitud de la corriente de corto circuito en el punto F de la fase " a " a tierra, localizado en las barras colectoras de 23 Kv.
- 2) Las magnitudes de los voltajes en cada una de las fases del transformador para el mismo punto.
- 3) Repetir los puntos 1 y 2, considerando una reactancia limitadora de corriente de :
 - a) 10 ohms
 - b) 100 ohms
 - c) 1000 ohms

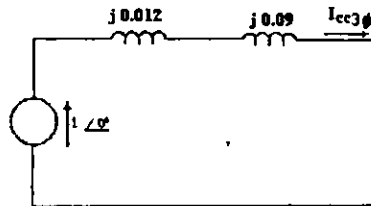
Solución:

Impedancia Equivalente del sistema:

$$[X_s] = \frac{S_{B3\phi}}{S_{CC3\phi}} = \frac{12}{1000} = 0.012$$

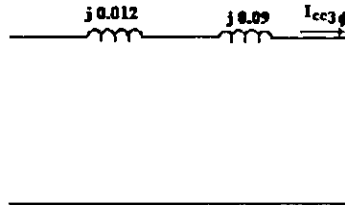
$$X_s = j 0.012$$

SECUENCIA POSITIVA



Circuito equivalente de secuencia positiva

SECUENCIA NEGATIVA



Circuito equivalente de secuencia negativa

SECUENCIA CERO

BASES:

$$V_B = 230 \text{ Kv}$$

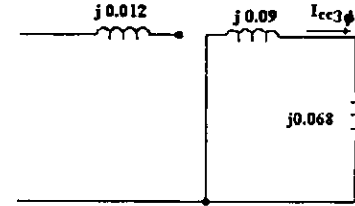
$$S_B = 12 \text{ MVA}$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}(V_B)} = \frac{12 \times 10^3}{\sqrt{3}(23)} = 301.22 [\text{A}]$$

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} = \frac{(23)^2}{12} = 44 \Omega$$

$$Z_n = \frac{Z_{LC}}{Z_B} = \frac{1}{44} = 0.0227 \text{ p.u.}$$

$$3 Z_n = 0.068$$



Circuito equivalente de secuencia cero

FALLA SIMPLE DE LÍNEA A TIERRA

1) cálculo de la corriente en el punto de falla

En el circuito 4.b se verifica:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} \quad (1)$$

$$I_{a1} = \frac{V_f \angle 0^\circ}{z_1 + z_2 + z_0}$$

$$z_1 = z_2 = 0.102$$

$$z_3 = 0.158$$

$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.102) + 0.158} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.362}$$

$$I_{a1} = -j2.76 \text{ p.u.}$$

Utilizando componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix}$$

La corriente de falla en la fase a :

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (2)$$

Sustituyendo la ecuación (1) en (2):

$$I_a = 3I_{a1} = -j 8.29 \text{ p.u.}$$

multiplicando la corriente en p.u por la corriente base tenemos :

$$I_a = I_F = 8.29 (301.22) = 2496.29 = 2.5 [\text{KA}]$$

De la matriz de componentes simétricas.

$$\bar{I}_b = a^2 \bar{I}_{a1} + a \bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0}$$

$$\bar{I}_b = 1 \angle 240^\circ (2.76) + 1 \angle 120^\circ (2.76) + (2.76) = 0$$

$$\bar{I}_c = a \bar{I}_{a1} + a^2 \bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0}$$

$$\bar{I}_c = 1 \angle 120^\circ (2.76) + 1 \angle 240^\circ (2.76) + (2.76) = 0$$

$$\therefore I_b = I_c = 0$$

2) calculo de voltajes de fases

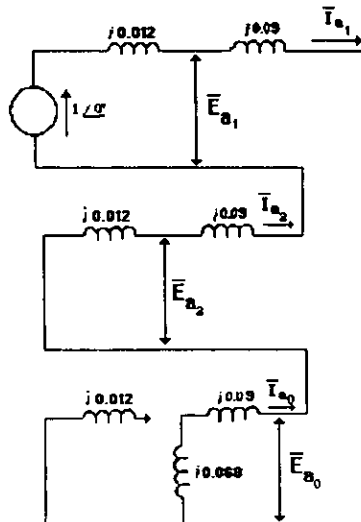


Figura. -Interconexión de los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero.

$$\bar{E}_a = \bar{E}_{a1} + \bar{E}_{a2} + \bar{E}_{a0}$$

$$\bar{E}_{a1} = 1 - Z_1 I_{a1} = 1 - (0.102)(2.76) = 0.71848$$

$$\bar{E}_{a2} = -Z_2 I_{a2} = -(0.102)(2.76) = -0.2815$$

$$\bar{E}_{a0} = -Z_3 I_{a3} = -(0.158)(2.76) = -0.4361$$

$$\therefore E_a = 0.71848 - 0.2815 - 0.4361 \approx 0$$

$$\begin{bmatrix} \bar{E}_a \\ \bar{E}_b \\ \bar{E}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{E}_{a1} \\ \bar{E}_{a2} \\ \bar{E}_{a0} \end{bmatrix}$$

$$\bar{E}_b = \bar{E}_{b1} + \bar{E}_{b2} + \bar{E}_{b0}$$

$$\bar{E}_b = a^2 \bar{E}_{a1} + a \bar{E}_{a2} + \bar{E}_{a0}$$

$$\bar{E}_b = 1 \angle 240^\circ (0.71848) + 1 \angle 120^\circ (-0.2815) + (-0.4361) = 1.085 \angle -127^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{E}_c = a \bar{E}_{a1} + a^2 \bar{E}_{a2} + \bar{E}_{a0}$$

$$\bar{E}_c = 1 \angle 120^\circ (0.71848) + 1 \angle 240^\circ (-0.2815) + (-0.4361) = 1.085 \angle 127^\circ \text{ p.u.}$$

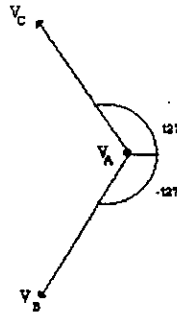
multiplicando \bar{E}_b y \bar{E}_c por el voltaje fase obtenemos:

$$V_a = \bar{E}_a (23 / \sqrt{3}) = 0 \text{ Kv}$$

$$V_b = \bar{E}_b (23 / \sqrt{3}) = 1.085 (13.28) = 14.41 \text{ Kv}$$

$$V_c = \bar{E}_c (23 / \sqrt{3}) = 1.085 (13.28) = 14.41 \text{ Kv}$$

haciendo un diagrama fasorial de voltajes



3).- Para $Z_{LC} = 10 \text{ Ohms}$

$$Z_n = \frac{Z_{LC}}{Z_b} = \frac{10}{44} = 0.227 \text{ p.u.}$$

$$3 Z_n = 0.68$$

$$z_1 = z_2 = 0.102$$

$$z_3 = 0.77$$

$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.102) + 0.77} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.974}$$

$$I_{a1} = -j1.03 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3I_{a1} = -j3.08 \text{ p.u.}$$

$$I_a = I_F = 3.08 (301.22) = 927.78 \text{ [A]}$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$\bar{E}_{a1} = 1 - Z_1 I_{a1} = 1 - (0.102)(1.03) = 0.895$$

$$\bar{E}_{a2} = -Z_2 I_{a2} = -(0.102)(1.03) = -0.1051$$

$$\bar{E}_{a0} = -Z_3 I_{a3} = -(0.77)(1.03) = -0.7931$$

$$\therefore E_a = 0.895 - 0.1051 - 0.7931 \approx 0$$

$$\bar{E}_b = 1 \angle 240^\circ (0.895) + 1 \angle 120^\circ (-0.105) + (-0.7931) = 1.47 \angle -144^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{E}_c = 1 \angle 120^\circ (0.895) + 1 \angle 240^\circ (-0.105) + (-0.7931) = 1.47 \angle 144^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_a = \bar{E}_a (23 / \sqrt{3}) = 0 \text{ Kv}$$

$$V_b = \bar{E}_b (23 / \sqrt{3}) = 1.47 (13.28) = 19.52 \text{ Kv}$$

$$V_c = \bar{E}_c (23 / \sqrt{3}) = 1.47 (13.28) = 19.52 \text{ Kv}$$

Para $Z_{L,C} = 100 \text{ Ohms}$

$$Z_n = \frac{Z_{L,C}}{Z_n} = \frac{100}{44} = 2.27 \text{ p.u.}$$

$$3 Z_n = 6.81$$

$$z_1 = z_2 = 0.102$$

$$z_3 = 6.9$$

$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.102) + 6.9} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j7.104}$$

$$I_{a1} = -j0.141 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3I_{a1} = -j0.422 \text{ p.u.}$$

$$I_a = I_F = 0.422 (301.22) = 127.20 \text{ [A]}$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$\bar{E}_{a1} = 1 - Z_1 I_{a1} = 1 - (0.102)(0.141) = 0.9856$$

$$\bar{E}_{a2} = -Z_2 I_{a2} = -(0.102)(0.141) = -0.0144$$

$$\bar{E}_{a0} = -Z_3 I_{a3} = -(6.9)(0.141) = -0.9729$$

$$\therefore E_a = 0.9856 - 0.0144 - 0.9729 \approx 0$$

$$\bar{E}_b = 1 \angle 240^\circ (0.9856) + 1 \angle 120^\circ (-0.0144) + (-0.9729) = 1.69 \angle -149.3^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{E}_c = 1 \angle 120^\circ (0.9856) + 1 \angle 240^\circ (-0.0144) + (-0.9729) = 1.69 \angle 149.3^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_a = \bar{E}_a (23 / \sqrt{3}) = 0 \text{ Kv}$$

$$V_b = \bar{E}_b (23 / \sqrt{3}) = 1.69 (13.28) = 22.44 \text{ Kv}$$

$$V_c = \bar{E}_c (23 / \sqrt{3}) = 1.69 (13.28) = 22.44 \text{ Kv}$$

Para $Z_{LC} = 1000 \text{ Ohms}$

$$Z_n = \frac{Z_{LC}}{Z_B} = \frac{1000}{44} = 22.73 \text{ p.u.}$$

$$3 Z_n = 68.18$$

$$z_1 = z_2 = 0.102$$

$$z_3 = 68.18$$

$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.102) + 68.27} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j68.47}$$

$$I_{a1} = -j0.0146 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3I_{a1} = -j0.0438 \text{ p.u.}$$

$$I_a = I_F = 0.0438 (301.22) = 13.19 \text{ [A]}$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$\bar{E}_{a1} = 1 - Z_1 I_{a1} = 1 - (0.102)(0.0146) = 0.9985$$

$$\bar{E}_{a2} = -Z_2 I_{a2} = - (0.102)(0.0146) = -0.00149$$

$$\bar{E}_{a0} = -Z_3 I_{a3} = - (68.27)(0.0146) = -0.9967$$

$$\therefore E_a = 0.9985 - 0.00149 - 0.9967 \approx 0$$

$$\bar{E}_b = 1 \angle 240^\circ (0.9985) + 1 \angle 120^\circ (-0.00149) + (-0.9967) = 1.73 \angle -149.92^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{E}_c = 1 \angle 120^\circ (0.9985) + 1 \angle 240^\circ (-0.00149) + (-0.9967) = 1.73 \angle 149.92^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_a = \bar{E}_a (23 / \sqrt{3}) = 0 \text{ Kv}$$

$$V_b = \bar{E}_b (23 / \sqrt{3}) = 1.73 (13.28) = 22.97 \text{ Kv}$$

$$V_c = \bar{E}_c (23 / \sqrt{3}) = 1.73 (13.28) = 22.97 \text{ Kv}$$

RESUMEN:

| <i>Reactancia limitadora de corriente (ohms)</i> | <i>Ia [A]</i> | <i>Ib [A]</i> | <i>Ic [A]</i> | <i>Va [Kv]</i> | <i>Vb [Kv]</i> | <i>Vc [Kv]</i> |
|--|---------------|---------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| 1 | 2500 | 0 | 0 | 0 | 14.41 | 14.41 |
| 10 | 927.78 | 0 | 0 | 0 | 19.52 | 19.52 |
| 100 | 127.20 | 0 | 0 | 0 | 22.44 | 22.44 |
| 1000 | 13.19 | 0 | 0 | 0 | 22.97 | 22.97 |

Nota. con fines ilustrativos se considero la falla en la fase " a " del secundario del transformador.

Conclusión:

De la tabla, se observa claramente que a medida que la reactancia limitadora de corriente aumenta, la corriente de corto circuito disminuye y la magnitud de los voltajes en las fases no falladas aumentan hasta un valor cercano a $\sqrt{3} (V_B)$.

En general:

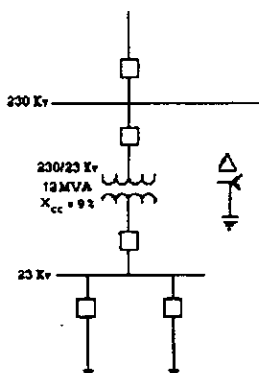
$$\approx \Omega = \sqrt{3} V_N = 1.732 (13.28) = 23 \text{ Kv (voltaje máximo)}$$

condición de una subestación con neutro flotante.

Se tiene una subestación de distribución cuyo diagrama unifilar se muestra en la figura 2.a

La subestación tiene un transformador trifásico de 230/23 Kv, 12 MVA, con unas reactancias $X_1=X_2=X_3 = j 0.09$, conectado en delta en el lado de 230 Kv y en estrella en el de 23 Kv, con el neutro solidamente aterrizado a tierra.

El circuito trifásico en las barras colectoras de 230 Kv puede alcanzar el valor de 1000 MVA.



Subestación de distribución

Calcular :

- 1) La magnitud de la corriente de corto circuito en el punto F de la fase " a " a tierra, localizado en las barras colectoras de 23 Kv, considerando una resistencia de arco (R_A) de 1 ohms.
- 2) Las magnitudes de los voltajes en cada una de las fases del transformador para el mismo punto.
- 3) Repetir los puntos 1 y 2, considerando una resistencia de arco de :
 - a) 10 ohms
 - b) 100 ohms
- 4) Repetir los puntos 1 y 2, considerando una resistencia de arco de 10 Ω y una reactancia limitadora de corriente de 10 Ω en el neutro del secundario del transformador.

Solución:

Impedancia Equivalente del sistema:

$$[X_s] = \frac{S_{B3\phi}}{S_{CC3\phi}} = \frac{12}{1000} = 0.012$$

$$X_s = j 0.012$$

SECUENCIA POSITIVA

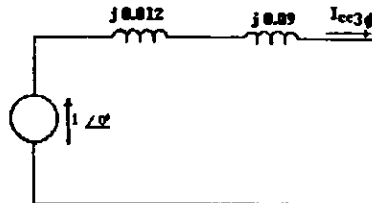
BASES:

$$V_B = 230 \text{ kV}$$

$$S_B = 12 \text{ MVA}$$

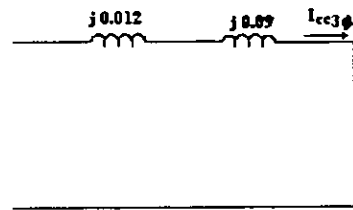
$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}(V_B)} = \frac{12 \times 10^3}{\sqrt{3}(23)} = 301.22 [A]$$

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} = \frac{(23)^2}{12} = 44 \Omega$$



Circuito equivalente de secuencia positiva

SECUENCIA NEGATIVA



Circuito equivalente de secuencia negativa

SECUENCIA CERO



Circuito equivalente de secuencia cero

FALLA SIMPLE DE LINEA A TIERRA

1) cálculo de la corriente en el punto de falla

En el circuito 2.b se verifica:

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} \quad (1)$$

$$I_{a1} = \frac{V_f \angle 0^\circ}{z_1 + z_2 + z_0 + z_{RA}}$$

$$z_{RA} = \frac{1}{44} = 0.0227 \text{ P.U.}$$

$$3z_{RA} = 0.068$$

$$z_1 = z_2 = 0.102$$

$$z_0 = 0.09$$

$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.102) + 0.09 + 0.068} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.362}$$

$$I_{a1} = -j2.76 \text{ pu.}$$

Utilizando componentes simétricas :

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a1} \\ I_{a2} \\ I_{a0} \end{bmatrix}$$

La corriente de falla en la fase a :

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (2)$$

Sustituyendo la ecuación (1) en (2):

$$I_a = 3I_{a1} = -j 8.29 \text{ p.u.}$$

multiplicando la corriente en p.u. por la corriente base tenemos :

$$I_a = I_F = 8.29 (301.22) = 2,497.11 = 2.49 \text{ [KA]}$$

De la matriz de componentes simétricas.

$$\bar{I}_b = a^2 \bar{I}_{a1} + a \bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0}$$

$$\bar{I}_b = 1 \angle 240^\circ (2.76) + 1 \angle 120^\circ (2.76) + (2.76) = 0$$

$$\bar{I}_c = a \bar{I}_{a1} + a^2 \bar{I}_{a2} + \bar{I}_{a0}$$

$$\bar{I}_c = 1 \angle 120^\circ (2.76) + 1 \angle 240^\circ (2.76) + (2.76) = 0$$

$$\therefore I_b = I_c = 0$$

2) calculo de voltajes de fases

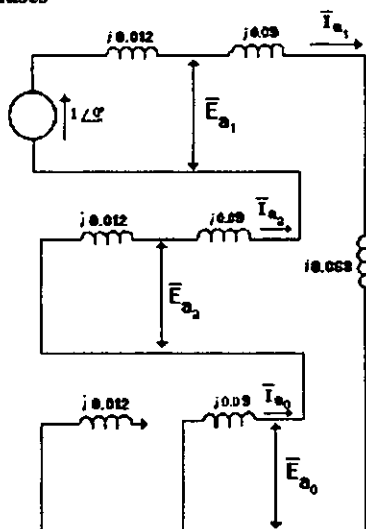


Figura Interconexión de los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero.

$$\bar{E}_a = \bar{E}_{a1} + \bar{E}_{a2} + \bar{E}_{a0}$$

$$\bar{E}_{a1} = 1 - Z_1 I_{a1} = 1 - (0.102)(2.76) = 0.71848$$

$$\bar{E}_{a2} = -Z_2 I_{a2} = -(0.102)(2.76) = -0.28152$$

$$\bar{E}_{a0} = -Z_3 I_{a3} = -(0.09)(2.76) = -0.2484$$

$$\therefore E_a = 0.71848 - 0.28152 - 0.2484 = 0.18856$$

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ea_1 \\ Ea_2 \\ Ea_0 \end{bmatrix}$$

$$\bar{E}_b = \bar{E}_{b1} + \bar{E}_{b2} + \bar{E}_{b0}$$

$$\bar{E}_b = a^2 \bar{E}_{a1} + a \bar{E}_{a2} + \bar{E}_{a0}$$

$$\bar{E}_b = 1 \angle 240^\circ (0.71848) + 1 \angle 120^\circ (-0.28152) + (-0.2484) = 0.984 \angle -118^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{E}_c = a \bar{E}_{a1} + a^2 \bar{E}_{a2} + \bar{E}_{a0}$$

$$\bar{E}_c = 1 \angle 120^\circ (0.71848) + 1 \angle 240^\circ (-0.28152) + (-0.2484) = 0.984 \angle 118^\circ \text{ p.u.}$$

multiplicando \bar{E}_b y \bar{E}_c por el voltaje fase obtenemos:

$$V_a = \bar{E}_a (23 / \sqrt{3}) = 0.18856 (13.28) = 2.5 \text{ Kv}$$

$$V_b = \bar{E}_b (23 / \sqrt{3}) = 0.984 (13.28) = 13.07 \text{ Kv}$$

$$V_c = \bar{E}_c (23 / \sqrt{3}) = 0.984 (13.28) = 13.07 \text{ Kv}$$

3).- Para $Z_{RA} = 10 \text{ Ohms}$

$$Z_{RA} = \frac{10}{44} = 0.227 \text{ P.U.}$$

$$3 Z_{RA} = 0.68$$

$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.102) + 0.09 + 0.68} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.974}$$

$$I_{a1} = -j1.027 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3I_{a1} = -j3.081 \text{ p.u.}$$

$$I_a = I_F = 3.081 (301.22) = 928.06 \text{ [A]}$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$\bar{E}_{a1} = 1 - Z_1 I_{a1} = 1 - (0.102)(1.027) = 0.8952$$

$$\bar{E}_{a2} = -Z_2 I_{a2} = -(0.102)(1.027) = -0.1047$$

$$\bar{E}_{a0} = -Z_3 I_{a3} = -(0.09)(1.027) = -0.0924$$

$$\therefore E_a = 0.8952 - 0.1047 - 0.0924 = 0.6981$$

$$\bar{E}_b = 1 \angle 240^\circ (0.8952) + 1 \angle 120^\circ (-0.1047) + (-0.0924) = 0.994 \angle -119.4^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{E}_c = 1 \angle 120^\circ (0.8952) + 1 \angle 240^\circ (-0.1047) + (-0.0924) = 0.994 \angle 119.4^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_a = \bar{E}_a (23 / \sqrt{3}) = 0.6981 (13.28) = 9.27 \text{ Kv}$$

$$V_b = \bar{E}_b (23 / \sqrt{3}) = 0.994 (13.28) = 13.20 \text{ Kv}$$

$$V_c = \bar{E}_c (23 / \sqrt{3}) = 0.994 (13.28) = 13.20 \text{ Kv}$$

Para $Z_{RA} = 100 \text{ Ohms}$

$$Z_{RA} = \frac{100}{44} = 2.27 \text{ P.U.}$$

$$3 Z_A = 6.81$$

$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.102) + 0.09 + 6.81} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j7.104}$$

$$I_{a1} = -j0.141 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3I_{a1} = -j0.423 \text{ p.u.}$$

$$I_a = I_F = 0.423 (301.22) = 127.42 \text{ [A]}$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$\bar{E}_{a1} = 1 - Z_1 I_{a1} = 1 - (0.102)(0.141) = 0.98562$$

$$\bar{E}_{a2} = -Z_2 I_{a2} = -(0.102)(0.141) = -0.0144$$

$$\bar{E}_{a0} = -Z_3 I_{a3} = -(0.09)(0.141) = -0.0127$$

$$\therefore E_a = 0.98562 - 0.0144 - 0.0127 = 0.9585$$

$$\bar{E}_b = 1 \angle 240^\circ (0.98562) + 1 \angle 120^\circ (-0.0144) + (-0.0127) = 0.9992 \angle -120^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{E}_c = 1 \angle 120^\circ (0.98562) + 1 \angle 240^\circ (-0.0144) + (-0.0127) = 0.9992 \angle 120^\circ \text{ p.u.}$$

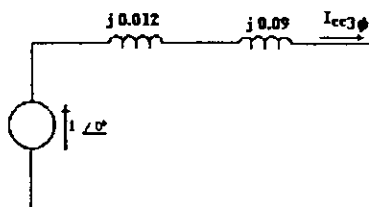
$$V_a = \bar{E}_a (23 / \sqrt{3}) = 0.9585 (13.28) = 12.73 \text{ Kv}$$

$$V_b = \bar{E}_b (23 / \sqrt{3}) = 0.9992 (13.28) = 13.27 \text{ Kv}$$

$$V_c = \bar{E}_c (23 / \sqrt{3}) = 0.9992 (13.28) = 13.27 \text{ Kv}$$

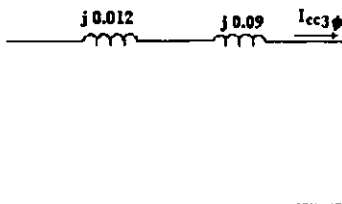
4).- Para $Z_{RA} = 10 \text{ Ohms}$ y $Z_{LC} = 10 \text{ Ohms}$

SECUENCIA POSITIVA



Circuito equivalente de secuencia positiva

SECUENCIA NEGATIVA

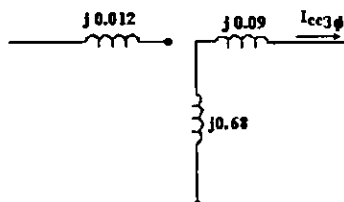


Circuito equivalente de secuencia negativa

SECUENCIA CERO

$$Z_n = \frac{Z_{LC}}{Z_B} = \frac{10}{44} = 0.227 \text{ P.U}$$

$$3 Z_n = 0.68$$



Circuito equivalente de secuencia cero

$$z_1 = z_2 = 0.102$$

$$z_3 = 0.158$$

$$I_{a1} = \frac{1 \angle 0^\circ}{2(0.102) + 1.58 + 0.68} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j1.042}$$

$$I_{a1} = -j0.9597 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3I_{a1} = -j 2.8791 \text{ p.u.}$$

$$I_a = I_F = 2.8791 (301.22) = 867.24 \text{ [A]}$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$\bar{E}_{a1} = 1 - Z_1 I_{a1} = 1 - (0.102)(0.9597) = 0.9021$$

$$\bar{E}_{a2} = -Z_2 I_{a2} = - (0.102)(0.9597) = - 0.0979$$

$$\bar{E}_{a0} = -Z_3 I_{a3} = - (1.158)(0.9597) = - 0.1516$$

$$\therefore E_a = 0.9021 - 0.0979 - 0.1516 = 0.6526$$

$$\bar{E}_b = 1 \angle 240^\circ (0.9021) + 1 \angle 120^\circ (-0.0979) + (-0.1516) = 1.028 \angle -122.6^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{E}_c = 1 \angle 120^\circ (0.9021) + 1 \angle 240^\circ (-0.0979) + (-0.1516) = 1.028 \angle 122.6^\circ \text{ p.u.}$$

$$V_a = \bar{E}_a (23 / \sqrt{3}) = 06526 (13.28) = 8.66 \text{ Kv}$$

$$V_b = \bar{E}_b (23 / \sqrt{3}) = 1.028 (13.28) = 13.65 \text{ Kv}$$

$$V_c = \bar{E}_c (23 / \sqrt{3}) = 1.028 (13.28) = 13.65 \text{ Kv}$$

RESUMEN:

| Resistencia de Arco (ohms) | I_a [A] | I_b [A] | I_c [A] | V_a [Kv] | V_b [Kv] | V_c [Kv] |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| 1 | 2497.11 | 0 | 0 | 2.5 | 13.07 | 13.07 |
| 10 | 928.06 | 0 | 0 | 9.27 | 13.20 | 13.20 |
| 100 | 127.42 | 0 | 0 | 12.73 | 13.27 | 13.27 |
| $R_{RA}=10$ y $R_{LC}=10$ | 867.24 | 0 | 0 | 8.66 | 13.65 | 13.65 |

Nota: con fines ilustrativos se considero la falla "a" del secundario del transformador.

TABLA GENERAL DE RESULTADOS

Situación: Falla de línea a tierra, en el lado de 23 kV, con resistencia limitadora de corriente.

| R _{LC} (Ohms) | I en p.u. | I _{base} | I _a (A) | I _b (A) | I _c (A) | V en p.u. | V _{base} | V _a (KV) | V _b (KV) | V _c (KV) |
|------------------------|-----------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 8.29 | 301.22 | 2500 | 0 | 0 | 1.085 | 13.28 | 0 | 14.41 | 14.41 |
| 10 | 3.08 | 301.22 | 927.78 | 0 | 0 | 1.47 | 13.28 | 0 | 19.52 | 19.52 |
| 100 | 0.422 | 301.22 | 127.2 | 0 | 0 | 1.69 | 13.28 | 0 | 22.44 | 22.44 |
| 1000 | 0.0438 | 301.22 | 13.19 | 0 | 0 | 1.73 | 13.28 | 0 | 22.97 | 22.97 |

Situación: Falla de línea a tierra, en el lado de 23 kV, considerando, resistencia de arco (R_A)

| R _A (Ohms) | I en p.u. | I _{base} | I _a (A) | I _b (A) | I _c (A) | V en p.u. | V _{base} | V _a (KV) | V _b (KV) | V _c (KV) |
|-----------------------|-----------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 8.29 | 301.22 | 2497.11 | 0 | 0 | 0.18856 (V _a), 0.984 | 13.28 | 2.5 | 13.07 | 13.07 |
| 10 | 3.081 | 301.22 | 928.06 | 0 | 0 | 0.6981 (V _a), 0.994 | 13.28 | 9.27 | 13.2 | 13.2 |
| 100 | 0.423 | 301.22 | 127.42 | 0 | 0 | 0.9585 (V _a), 0.9992 | 13.28 | 12.73 | 13.27 | 13.27 |

Situación: Falla de línea a tierra, en el lado de 23 kV, considerando R_A y R_{LC}

| R _A =10 | I en p.u. | I _{base} | I _a (A) | I _b (A) | I _c (A) | V en p.u. | V _{base} | V _a (KV) | V _b (KV) | V _c (KV) |
|---------------------|-----------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| R _{LC} =10 | 2.8791 | 301.22 | 867.24 | 0 | 0 | 0.6526 (V _a), 1.028 | 13.28 | 8.66 | 13.65 | 13.65 |

Situación: Falla de línea a tierra, en el lado de 230 kV, considerando Resistencia de Arco (R_A)

| R _A (Ohms) | I en p.u. | I _{base} | I _a (A) | I _b (A) | I _c (A) | V en p.u. | V _{base} | V _a (KV) | V _b (KV) | V _c (KV) |
|-----------------------|-----------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 111.09 | 30.12 | 3346.03 | 0 | 0 | 0.035 (V _a), 1.013 | 132.8 | 4.64 | 134.51 | 134.51 |
| 10 | 107.13 | 30.12 | 3226.75 | 0 | 0 | 1.239 (V _a), 1.017 | 132.8 | 31.73 | 135.04 | 135.04 |
| 40 | 76.92 | 30.12 | 2316.83 | 0 | 0 | 0.673 (V _a), 1.02 | 132.8 | 89.36 | 135.44 | 135.44 |

GLOSARIO

GLOSARIO

Aislamiento : Se denominará aislamiento de una instalación exterior o de un aparato eléctrico al elemento que tiene la aptitud de soportar la tensión, o más general los esfuerzos dieléctricos que le son aplicados sin dañar los equipos.

Apartarrayo : Es el dispositivo primario de protección usado en la coordinación de aislamiento, su función es limitar el sobrevoltaje aplicado al equipo para dar protección al aislamiento, además limita los sobrevoltajes transitorios aplicados al equipo eléctrico, mediante la descarga a tierra de las cargas eléctricas asociadas a los sobrevoltajes producidos en los conductores por descargas eléctricas atmosféricas o por operación de interruptores.

Coordinación de Aislamiento : Es el proceso de correlaciones entre el esfuerzo del aislamiento del equipo eléctrico con sobrevoltajes esperados y con las características de los dispositivos de protección contra transitorios (apartarrayos).

Descarga Atmosférica: Es la descarga producida por la ionización de nubes y suelo, que da efecto al rayo.

Descarga de corriente del Apartarrayos : Es el voltaje que aparece al lado de las terminales de un apartarrayos durante el paso de la corriente de descarga.

Descarga Disruptiva : Es un gran incremento repentino de la corriente a través de un medio aislante debido a la falla completa del medio bajo esfuerzo eléctrico.

Elemento válvular : Es un resistor que debido a su característica no lineal corriente-voltaje, limita el voltaje a través de la terminales del apartarrayos durante el flujo de descarga de corriente y contribuye a la limitación de la corriente en condiciones normales de voltaje .

Estimación del ciclo de trabajo del apartarrayo : Es el máximo valor designado, permitido de voltaje entre sus terminales de línea y tierra en la que esta designado a realizar su ciclo de trabajo.

Flameo (Flashover) : Es una descarga disruptiva alrededor o sobre la superficie de un aislador sólido o líquido.

Frente de onda de un impulso : Es aquella parte de un impulso que ocurre antes de el valor cresta.

Impulso : Es un transitorio de polaridad unidireccional.

Máximo Voltaje de Operación Continua (MCOV) : Es el valor máximo de voltaje admisible que se prevé en condiciones normales de operación (sin falla) en una instalación o sistema eléctrico.

Máximo Voltaje del Sistema : Es el voltaje mayor en que un sistema es operado (este voltaje excluye voltajes transitorios, sobrevoltajes temporales causados por condiciones anormales del sistema como fallas, rechazo de carga, etc.).

Nivel de aislamiento : Es una combinación de valores de voltaje que caracteriza el aislamiento de un equipo respecto a su capacidad de aguante del dieléctrico a esfuerzos.

Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (BIL) : Es un nivel de aislamiento específico expresado como el valor cresta de un impulso por rayo estándar.

Nivel básico de aislamiento al impulso por Switcheo (BSL) : Es un nivel de aislamiento específico expresado como el valor cresta de un impulso de switcheo .

Onda cola : Es aquella parte entre el valor cresta y el fin del impulso.

Onda Viajera : Es la onda resultante cuando una variación eléctrica en un circuito, tal como una línea de transmisión, toma la forma de traslación de energía a lo largo de un conductor, tal energía aparece siempre igualmente dividida entre formas de corriente y potencial .

Rayo : Es una descarga atmosférica, que provoca una sobretensión transitoria en un sistema eléctrico.

Sistema de Voltaje : Es el voltaje rms de línea a línea que se distingue del voltaje de línea a neutro.

Sobretensión : Es una onda transitoria de corriente, potencial o de energía en un circuito eléctrico.

Sobretensión por maniobra de interruptores: Es un disturbio eléctrico transitorio severo, sobreamortiguado asociado con una interrupción, cuando el sistema de aislamiento flamea puede preceder o seguir el switcheo en algunos casos pero no en todos.

Sobrevoltaje : Es un voltaje anormal entre dos puntos de un sistema que es más grande que el valor mayor que aparece entre esos mismos dos puntos bajo condiciones normales de operación. Estos sobrevoltajes pueden ser de baja frecuencia, temporales, y transitorios.

Sobrevoltaje por Rayo : Es un voltaje cresta que aparece cerca a un apartarrayos o aislamiento causado por un rayo.

Sobrevoltaje temporal : Es un sobrevoltaje oscilatorio asociado a una interrupción o falla por ejemplo pérdida de carga, falla de una fase a tierra y/o no linealidades (efectos de ferresonancia, armónicas) además son relativamente de larga duración y además que no es amortiguado o levemente amortiguado.

Subestación eléctrica : Es el conjunto de máquinas, aparatos y circuitos 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.

Tensión Máxima de diseño del Equipo (V_m) : Es el valor de tensión entre fases máxima para la cual este diseñado el equipo con relación a su aislamiento, además es el valor máximo de la tensión más alta del sistema para la cual el equipo se puede usar.

Tensión Nominal del Apartarrayo: Es el valor efectivo de la tensión alterna de frecuencia fundamental (60 Hz) a la cual se efectúa la prueba de trabajo, y que puede aparecer en forma permanente en el apartarrayos sin dañarlo.

Valor cresta o pico de un impulso : Es el valor máximo que un impulso puede alcanzar .

Voltaje Crítico de Flameo (VCF) : Se define como el valor de la onda que causa el flameo del aislador en la cola de la onda el 50 % de la veces que se aplica una onda normalizada de dicha magnitud. Son los voltajes de tensión al impulso que producen descarga en el aire entre electrodos y que tienen la finalidad de probar los aislamientos de los equipos, como son cadenas de aisladores, boquillas de transformadores etc.

Voltaje de Aguante : Es el voltaje que el equipo eléctrico es capaz de resistir sin falla o descarga disruptiva cuando es probado bajo condiciones específicas.

Voltaje Nominal del Sistema : Es un valor nominal asignado para designar un sistema de una clase de voltaje dado el voltaje nominal de un sistema esta cerca del nivel de voltaje en que el sistema normalmente opera y provee un voltaje base en por unidad para el propósito del estudio del sistema. Tener en cuenta las contingencias para operación, sistemas operados generalmente a niveles de voltaje aproximadamente del 5% al 10% de bajo del voltaje máximo del sistema para el cual los componentes del sistema son designados.

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFÍA

- “GUIDE FOR THE APPLICATION OF METAL-OXIDE SURGE ARRESTERS FOR ALTERNATING - CURRENT SYSTEMS”
I.E.E Std C62.22-1991
- “COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO”
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
CFE L0000-06
- “GUÍA DE APLICACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO”
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
CFE L0000-41
- “DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”
RAÚLL MARTÍN JOSÉ
Mc GRAW HILL
MÉXICO 1987
- “ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”
ENRÍQUEZ HARPER GILBERTO
LIMUSA, NORIEGA EDITORES
MÉXICO 1997
- “MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES”
ENRÍQUEZ HARPER GILBERTO
COMPAÑÍA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.
MÉXICO, D.F. 1978
- “REDES ELÉCTRICAS”
VIQUEIRA LANDA JACINTO
PRESENTACIONES Y SERVICIOS
MÉXICO 1987

- “METAL OXIDE SURGE ARRESTER IN AC SYSTEMS”
L. STENSTROM
WORKING GROUP 06 OF STUDY COMMITTEE 33
- “PRINCIPLES OF STRESS-RELATED INSULATION COORDINATIONS AND EQUIPMENT”
R. MAIER, SIEMENS AG
- “TRANQUELL SURGER ARRESTER (STATION AND INTERMEDIATE)”
GENERAL ELECTRIC
- “APARTARRAYOS TIPO ESTACIÓN E INTERMEDIO DE ÓXIDOS METÁLICOS PARA SISTEMAS DE 13.8 A 400 Kv”
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
CFE VA400-17
- “MANUAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA”
TOMO II, SECCIÓN 17-1
DONALD G. FINK / H. WAYNE BEATY
Mc GRAW HILL
MÉXICO 1995
- “DISTANCIAS DE SEGURIDAD”
COMITÉ DE ESTUDIOS N° 23
IEC
- NORMAS:
 - ANSI C62.2
 - ANSI C308
 - IEC 71-1976
 - IEC 71_1-1976
 - IEC 815-1986