

ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA
TENSIÓN

KARINA ATENCIO CORONADO
IBETH PALACIO HERRERA

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRÓNICA
AREA DE SUBESTACIONES
CARTAGENA D.T. Y C
2008

ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA
TENSIÓN

KARINA ATENCIO CORONADO
IBETH PALACIO HERRERA

Monografía para optar al título de Ingeniero Electricista

Director:
JORGE ELIECER DUQUE PARDO
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ÁREA DE SUBESTACIONES
CARTAGENA D.T Y C
2008

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Cartagena D.T. y C, Mayo de 2008

Señores

COMITÉ CURRICULAR
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
La ciudad

Respetados señores:

Con toda atención me dirijo a ustedes con el fin de presentarles a su consideración, estudio y aprobación la monografía titulada **ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSION** como requisito para obtener el título de ingeniero electricista.

Atentamente,

KARINA ATENCIO CORONADO
CC 1.128.046.915 de Cartagena

IBETH PALACIO HERRERA
CC 1.128.045.667 de Cartagena

Cartagena D.T. y C, Mayo de 2008

Señores

COMITÉ CURRICULAR
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
La ciudad

Cordial saludo:

A través de la presente me permito ratificar la asesoría prestada para la monografía titulada **ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSION** la cual fue realizada por los estudiantes KARINA ATENCIO CORONADO E IBETH PALACIO HERRERA, como requisito para la aprobación del “Minor de Sistemas de Potencia”, y optar el título de Ingeniero Electricistas.

Atentamente,

ING. JORGE DUQUE PARDO
Ingeniero electricista
Director

AUTORIZACIÓN

Por medio de la presente, autorizamos la utilización en las bibliotecas de la Universidad Tecnológica de Bolívar, y la publicación en el catalogo on-line de la con fines exclusivamente académicos la monografía **ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSION**, realizadas por Karina Atencio Coronado e Ibeth Palacio Herrera como requisito para obtener el título de ingeniero electricista.

Atentamente,

KARINA ATENCIO CORONADO
CC 1.128.046.915 de Cartagena

IBETH PALACIO HERRERA
CC 1.128.045.667 de Cartagena

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a Dios que es mi guía y mi luz en este camino que he recorrido, y brindarme la fuerza interior para seguir adelante.

A mis padres por haberme apoyado tanto y darme el ánimo necesario para seguir adelante acompañarme en el camino y apoyarme en todas mis decisiones, por haber confiado en mí y por darme la vida que llevo.

A mis hermanos por guiarme y apoyarme siempre y demostrarme que las cosas si se pueden cuándo se quieren.

A mis profesores por indicarme el camino del conocimiento, a mis amigos y compañeros por estar siempre dándome ánimo

Karina Atencio Coronado

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi madre por ser el soporte incondicional en el camino al éxito y por apoyarme y dedicar todo su amor, comprensión y cariño en el sendero de las angustias, melancolías, atropellos y por darme la felicidad en los momentos en que más lo necesitaba.

A mi padre y hermanas por apoyarme siempre.

A mis profesores por mostrarme el camino del conocimiento, a mis amigos y compañeros por estar siempre dándome ánimo

Ibeth Palacio Herrera

TABLA DE CONTENIDO

	PAG
INTRODUCCIÓN	
1. GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS	2
1.1 INTRODUCCION.	2
1.2 EQUIPOS DE PATIO.	3
1.2.1 Equipos de maniobra de alta tensión.	4
1.2.2 Transformadores de potencia.	5
1.2.3 Celdas o instalaciones de distribución.	5
1.2.4 Equipos de servicios auxiliares.	5
1.2.5 Tablero de control y medidores.	6
1.2.6 Equipos de automatización (RTU) y protecciones.	7
2. ESQUEMAS DE CONFIGURACION DE LAS SUBESTACIONES	8
2.1 BARRAJE SIMPLE O SENCILLO.	8
2.2 BARRAJE EN ANILLO O MALLA.	9
2.3 BARRAJE PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA.	10
2.4 DOBLE BARRA.	11
2.5 INTERRUPTOR Y MEDIO.	11
3. ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS DE PATIO	14
3.1 INTERRUPTOR DE POTENCIA	14
3.1.1 Interruptores según el medio de interrupción	15
3.1.2 Interruptores según el medio de operación	16
3.1.3 Características para la selección de los interruptores	17
3.2 SECCIONADORES	18
3.2.1 Tipos de seccionadores	19
3.2.2 Tipos constructivos de seccionadores	20
3.2.3 Características para la selección de los seccionadores	23
3.3 TRANSFORMADORES DE TENSION (TP)	24
3.3.1 Características para la selección de los TP's	25
3.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)	27
3.4.1 Clasificación de los transformadores de corriente	28
3.4.2 Características para la selección de los TC's	28
3.5 TRAMPAS DE ONDA	30
3.5.1 Características para la selección de las Trampas de Ondas	31
3.6 PARARRAYOS	32
3.6.1 Características para la selección de los Pararrayos	32
4. ELEMENTOS DE SEGURIDAD DE LAS SUBESTACIONES	35

4.1	COORDINACION DE AISLAMIENTO	35
4.1.1	Procedimientos para la coordinación de aislamiento	38
4.2	DISTANCIAS MINIMAS EN EL AIRE Y DISTANCIAS DE SEGURIDAD	40
4.2.1	Dimensionamiento de las distancias mínimas en el aire	40
4.2.2	Distancias de seguridad	40
4.2.3	Distancias para el dimensionamiento de la subestación	46
4.3	APANTALLAMIENTO	55
4.3.1	Dispositivos de apantallamiento	57
4.3.2	Métodos de diseño	57
5.	SISTEMAS DE MONITOREO Y PROTECCION DE LAS SUBESTACIONES	66
5.1	SISTEMAS DE CONTROL	66
5.1.1	Requerimientos generales de un sistema de control	66
5.1.2	Clasificación de sistemas de control de subestaciones de acuerdo con su ubicación física	68
5.2	SISTEMAS DE PROTECCION	71
5.2.1	Fallas	71
5.2.2	Clasificación de los sistemas de protección	72
5.2.3	Requerimientos de protección	72
5.2.4	Especificación de los sistemas de protección	75
5.2.5	Protecciones de los equipos de patio principales	76
5.3	MALLA DE TIERRA	78
5.3.1	Tensiones de paso y de contacto	78
5.3.2	Tamaño de los conductores	80
5.3.3	Uniones	81
5.3.4	Diseño de los sistemas de puesta a tierra	82
5.4	SERVICIOS AUXILIARES	86
5.4.1	Características Generales	86
6.	CONCLUSIONES	
	BIBLIOGRAFIA	

LISTA DE FIGURAS

	PAG
Figura 1. Configuración Barra sencilla	8
Figura 2. Configuración Barraje en Malla o en Anillo	9
Figura 3. Configuración Barra principal y de transferencia	10
Figura 4. Configuración Doble Barra	11
Figura 5. Configuración Interruptor y medio	12
Figura 6. Interruptor de Potencia	14
Figura 7. Seccionador de Potencia	19
Figura 8. Seccionador de apertura central	20
Figura 9. Seccionador de apertura vertical	21
Figura 10. Seccionador de doble apertura o rotación central	22
Figura 11. Seccionador de pantógrafo	22
Figura 12. Transformador de potencial	24
Figura 13. Transformador de Corriente	28
Figura 14. Trampa de Onda	30
Figura 15. Pararrayos	32
Figura 16. Dimensiones medias de un operador	41
Figura 17. Movimiento del personal	42
Figura 18. Circulación de Vehículos	43
Figura 19. Mantenimiento de rutina	44
Figura 20. Trabajo utilizando maquinaria pesada	45,46
Figura 21. Anchos de Barras- barras rígidas	47
Figura 22. Efecto de deflexión de aisladores	48
Figura 23. Ancho de campo determinado por los equipos	49
Figura 24. Ancho de campo con seccionadores de apertura central	50
Figura 25. Altura de barras con seccionador tipo pantógrafo	51
Figura 26. Altura de templa superior	52
Figura 27. Distancias mínimas al cerco o al muro	53
Figura 28. Altura del barraje	53
Figura 29. Conceptos generales de las dimensiones de las SE	55
Figura 30. Proceso de la descarga atmosférica	56
Figura 31. Ángulos fijos para cables de guarda	58
Figura 32. Ángulos fijos para mástiles	58
Figura 33. Cubrimiento con mástiles	60
Figura 34. Protección con un mástil	61
Figura 35. Protección con dos mástiles	61
Figura 36. Protección con cable de guarda	61
Figura 37. Protección con dos cables de guarda	62

Figura 38. Concepto de la esfera de radio igual a la distancia de descarga S_m	63
Figura 39. Principios de los sistemas de control centralizado	69
Figura 40. Principios de los sistemas de control distribuidos	70
Figura 41. Esquema de protección de transformadores	77
Figura 42. Protección barras- doble barra	77
Figura 43. Protección de líneas	78
Figura 44. Tensiones de toque, paso, lazo y transferencia en una subestación	79
Figura 45. Situaciones típicas de potenciales transferidos	80
Figura 46. Diferentes tipos de conexión	82
Figura 47. Diagrama de flujo para el cálculo de la malla a tierra	85
Figura 48. Banco de Baterías	88
Figura 49. Grupo Electrogeno	89

LISTA DE TABLAS

	PAG
Tabla 1. Niveles de Aislamiento Normalizados Para Las Tensiones Asignadas Del Rango I ($1\text{kV} < U_m < 245\text{kV}$)	36
Tabla 2. Niveles de Aislamiento Normalizados Para Las Tensiones Asignadas Del Rango II ($U_m < 245\text{kV}$)	37
Tabla 3. Distancias típicas entre equipos de patio	54
Tabla 4. Angulo de apantallamiento	59
Tabla 5. Constantes de materiales	81

LISTA DE ABREVIATURAS

DPS	Descargador de sobretensión
COV	Tensión continua de operación
V_{MAX}	Tensión máxima
TOV	Sobretensión temporal
K_e	Factor de falla a tierra
R_o	Resistencia de tierra
R_e	Resistencia de ser humano
K_o	Factor de diseño del pararrayo (0,8)
K_t	Capacidad del pararrayo (1,1)
MP	Margen de protección
BIL	Tensión soportada al impulso tipo rayo
NPR	Nivel de protección del descargador o tensión residual
L	Máxima distancia de protección del DPS
Y_k	Rango del movimiento del conductor
Y_o	Flecha máxima estática
a	Separación entre fases
a_{MIN}	Distancia fase – fase
GFD	Densidad de rayo a tierra
N_i	Nivel ceraunico
h_{av}	Altura promedio de los barrajes
h_{max}	Altura de conexión del cable de fase [m]
h_{min}	Altura en la mitad del vano [m]
ω	Constante que relaciona la flecha máxima Y_c con la longitud del vano L, (0.02-0,06)
L	Longitud del vano [m]
Z_o	Impedancia características del barraje a proteger [Ω]
r	Radio del cable
R_c	Radio corona [m]
I_c	Corriente crítica
CFO	Tensión crítica de flameo de los aisladores [KV]
S_m	Distancia de descarga crítica o radio de la esfera
h_e	Altura efectiva del cable de guarda
d	La mitad de la distancia entre cables de guarda (2d)
d_{max}	Limite practico de separación entre cables de guarda adyacentes
x	Distancia máxima horizontal desde la punta hasta el objeto que se desea proteger a una altura [m]
h	Altura del mástil [m]
d_e	Altura del equipo a proteger [m]

y	Diferencia de elevación entre el mástil y el equipo [m]
E	Diferencia de elevación entre el mástil y el centro de la esfera [m]
J	Distancia horizontal entre el mástil y el centro de la esfera [m]
K	Distancia diagonal entre mástiles [m]
S	Distancia horizontal entre mástiles [m]
Es	Tensión de paso
Et	Tensión de contacto
Em	Tensión de lazo o malla
Etrrd	Tensión de transferencia
Cs	Factor de reducción
ρ_s	Resistencia de la capa de acabado de la superficie de la subestación
t_s	Duración de la corriente de choque [s]
I	Corriente eficaz
Ac	Área del conductor
TCAP	Factor de capacidad térmica [J/(cm ³ °C)]
t_c	Tiempo que fluye la corriente [s]
α_r	Coefficiente térmico de resistividad a la temperatura T_r (1/°C)
ρ_r	Resistividad el conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r
k_o	$1/\infty_o$ o $(1/\alpha_r) - T_r$ [°C]
T_m	Temperatura máxima permitida
T_a	Temperatura ambiente
ρ	Valor de resistividad del terreno o resistividad del suelo
a	Distancia entre electrodos adyacentes
R	Resistencia resultante de la medida [Ω]
b	Profundidad de enterramiento de los electrodos [m]
R_g	Resistencia de tierra de la subestación [Ω]
A	Área ocupada por la malla de tierra [m ²]
L	Cantidad total de cable enterrado incluyendo la longitud de las varillas
h	Profundidad de enterramiento de la malla [m]
R_1	Resistencia de la malla
R_2	Resistencia de todas las varillas
L_c	Longitud total del conductor de la malla [m]
k_2	Constantes relacionadas con la geometría del sistema
k_1	Constantes relacionadas con la geometría del sistema
n	Numero de varillas localizada en el área de la malla
L_r	Longitud promedio de las varillas [m]
I_G	Corriente máxima de la malla
k_m	Factor de geometría para tensiones de lazo
k_i	Factor de corrección por geometría de la malla
L_M	Longitud efectiva de $L_c + L_R$ para tensión de lazo [m]
k_S	Factor de geometría para tensiones de paso
L_S	Longitud efectiva de $L_c + L_R$ para tensión de paso [m]
$I_{kc.a}$	Corriente trifásica de cortocircuito del barraje [A]

$S_{3\phi}$	Potencia asignada del transformador [VA]
U_r	Tensión asignada fase – fase del barraje [V]
Z_T	Impedancia de cortocircuito del transformador [%]
I_r	Corriente asignada de diseño del barraje [A]
k	Factor de diseño (típico 1,4)
A	Capacidad del cargador
n	Constante para compensar las pérdidas durante la carga
A_h	Amperios – horas del banco de baterías seleccionado
t	Tiempo de recarga de la batería
A_o	Corriente de consumo continuo demandada por las cargas [A]
$P_{c.c}$	Potencia de salida del cargador en corriente continua
$U_{c.c}$	Tensión del cargador en corriente continua
$P_{c.a}$	Potencia activa en corriente continua
$S_{c,a}$	Potencia aparente de entrada del cargador

RESUMEN

Las subestaciones de alta y extra alta tensión son el punto de enlace de las cargas dentro de un sistema de potencia, el diseño de cada una de las subestaciones está basado en las necesidades de alimentación o en la función que esta cumplirá dentro del sistema, los factores más importantes dentro del diseño de las subestaciones son: la Confiabilidad, la Flexibilidad, y la Seguridad.

En este trabajo se presenta un estudio conceptual de los parámetros y los conocimientos básicos que se deben tener en cuenta al momento de diseñar una Subestación como: las distancias mínimas de seguridad, los equipos de patio, coordinación de aislamiento, entre otros.

El proyecto de grado está compuesto por cinco capítulos los cuales se resumen de la siguiente manera:

- El primer capítulo trata sobre la concepción básica de las subestaciones y hace una descripción general sobre los equipos y elementos que se deben tener en cuenta la momento de diseñar una subestación.
- El segundo capítulo hace referencia a los diferentes tipos de configuraciones existentes, sus ventajas y desventajas, para así escoger la más adecuada de acuerdo a las necesidades del diseño.
- El tercer capítulo presenta los valores de diseño para la selección de los equipos de una Subestación
- El cuarto y el quinto capítulo presentan los temas relacionados con las protecciones, tanto de los equipos como de las personas, y como escogerlas adecuadamente, es decir muestran los ítems necesarios para finalizar el diseño de una subestación.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la aplicación de tecnologías de punta permite incrementar la confiabilidad y disponibilidad de las subestaciones, tanto para la actualización o extensión de subestaciones existentes como para la construcción de subestaciones nuevas, basándose en la utilización de modernos sistemas de control, monitoreo y protección, así como en el empleo de soluciones innovadoras relativas a los equipos de patio de subestaciones.

En los equipos de alta tensión, la innovación ha estado limitada en las últimas décadas. Algunos elementos como los interruptores, pararrayos, transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP), han experimentado algunos cambios tecnológicos sin cambios sustanciales en sus dimensiones externas (cambio en el medio de extinción de los interruptores de aceite y soplado magnético a SF6).

Todos estos cambios que se han venido realizando a través del tiempo en cuanto a tecnologías y cambios físicos, permite tener una convicción de unir elementos de protección, como Interruptores y seccionadores, en un solo elemento que posea ambas funciones para así reducir costos en mantenimiento y reducir el espacio disponible de la subestación.

Con las nuevas evoluciones en desarrollo e investigación, orientadas a atender el usuario final, se está creando una nueva concepción para el diseño de las subestaciones con soluciones innovadoras, tanto del punto de vista de los sistemas secundarios como los equipos de patio, que llevará a reducir los costos de ciclo de vida de la instalación e incrementará la confiabilidad de la subestación, mediante la consideración de ésta como un sistema único y no como un conjunto complejo de equipos y sistemas como se ha considerado hasta ahora.

Sabiendo que el sistema eléctrico nacional colombiano siempre está en crecimiento, se ha propuesto la elaboración de un trabajo acerca de los elementos de diseño de subestaciones de alta y extra alta tensión basados en la metodología para diseñar subestaciones, esto como un elemento para el aprendizaje y el desarrollo de la Ingeniería Eléctrica.

1. GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

1.1. INTRODUCCIÓN

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión con determinados requisitos de calidad, básicamente una subestación se puede describir como un conjunto de circuitos de entrada y salida conectados a un punto común.

La energía eléctrica es una industria o negocio, que como cualquier otro requiere la fabricación de un producto, el traslado de éste a los centros de distribución y la distribución al usuario final, en nuestro caso la energía eléctrica es el artículo de interés, el cual necesita ser producido (GENERACIÓN), transportado (TRANSMISIÓN), y distribuido hasta el usuario final (DISTRIBUCIÓN).

Normalmente la generación eléctrica se realiza al niveles de tensión de bajo voltaje, el cual para los sistemas eléctricos de mayor magnitud, como el sistema interconectado de Colombia o de cualquier otro país donde se necesite alimentar puntos lejanos, se debe aumentar a un voltaje adecuado para transmitir y distribuir, esto ayuda a la regulación o caída de voltaje, y evita las pérdidas ocurridas en las líneas por efecto Joule. Para superar este problema se requiere de las Subestaciones que son el conjunto de aparatos y dispositivos que transforman y adecuan la energía (Potencia, Voltaje, Corriente) para ser transmitida y distribuida.

Las subestaciones pueden ser:

- **Transformadoras:** Destinadas a recibir la energía de una generadora o de una línea de transmisión y transformar el voltaje para distribuirlo a un voltaje diferente. Estos voltajes normalmente son 500.000, 220.000, 110.000, 66.000, 34.500 y 13.800 Voltios.

- **Distribución:** Destinadas a distribuir la energía sin modificar sus características, es decir, el nivel de tensión que llega es el mismo que sale.
- **Interconexión:** Destinadas a enlazar líneas de transporte de la misma tensión o por medio de transformadores si las líneas son de voltajes diferentes.

Si las queremos clasificar de acuerdo al medio en que se han dispuesto los equipos, las podríamos describir así:

- **Intemperie:** son las convencionales, cuyos equipos están en los patios al aire libre.
- **Metalclad o Extraíbles:** Aquellas en las que sus equipos se encuentran en las celdas metálicas ocupando espacios más reducidos, sin seccionadores y con disyuntores o interruptores deslizables.
- **Blindadas o Encapsuladas:** son las que tienen todos sus equipos encapsulados en campos aislados con hexafloruro de azufre (SF₆), con espacios mucho más reducidos. Son confiables y prácticamente libres de mantenimiento.

El término subestaciones de alta tensión se la adjudica a aquellas subestaciones que superan el nivel de tensión de 110.000 voltios, ya para aquellas que superan los 500.000 voltios se le denomina subestaciones de extra alta tensión. Por lo general estas subestaciones son utilizadas para transmisión ya que permiten transportar muy grandes potencias con pocas pérdidas.

1.2. EQUIPOS DE PATIO

Son el conjunto de aparatos y dispositivos para transformar y adecuar la energía eléctrica para ser transmitida y distribuida. A continuación se mencionan los componentes de las subestaciones:

1.2.1 **Equipos de maniobra de alta tensión:** Nos permiten hacer cortes y medidas de magnitudes eléctricas del sistema de protección, a continuación se mencionan algunos.

- **Aisladores:** Son elementos no conductores de la energía eléctrica utilizados para soporte mecánico de cables y partes de los equipos de las subestaciones. Los hay de porcelana, resinas, poliméricos y otros, su resistencia eléctrica esta en el orden de los giga ohmios.
- **Descargadores de Sobretensión:** Son equipos destinados a descargar sobretensiones producidos por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas. En caso de no estar el descargador, estas sobretensiones producirían flameo en las cadenas de aisladores de los equipos, ocasionando fallas e interrupciones en el sistema eléctrico y daños en los equipos como generadores, transformadores y equipos en general.
- **Transformadores de medida de corriente y de tensión:** En las generadoras y subestaciones es necesario conocer las magnitudes eléctricas que se manejan tales como la intensidad (amperios), tensiones (volt), frecuencia (hertz), factor de potencia ($\cos\Phi$), potencia (VA), y energía (kilovatio hora).

Los aparatos de medida no están contruidos para soportar altas tensiones ni altas intensidades de corriente, además han de estar protegidos contra las altas tensiones para evitar accidentes a las personas encargadas de la operación de la Subestación. Por esta razón, los instrumentos de medida se conectan a través de los transformadores de medida que pueden ser de Intensidad o de Tensión.

También existen transformadores de corriente y tensión utilizados en los equipos de protección, que facilitan la medida de las señales enviadas por los equipos para verificar su funcionamiento.

- **Seccionadores:** Son dispositivos que se utilizan para abrir o cerrar circuitos. Con los seccionadores se pueden hacer maniobras como cambios de barraje, o aislar equipos para reparaciones.

La característica más importante que los distingue de los interruptores es que sus maniobras tienen que ser en vacío, sin carga, esto se debe a que sus contactos no están diseñados para extinguir el arco que se produce cuando se cierra o abra con carga o cuando se produce un cortocircuito. Los seccionadores bajo carga se diseñan para abrir o cerrar cargas con corriente nominal y de ninguna manera con corriente de falla.

- **Interruptores:** Los interruptores automáticos son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales y condiciones de fallas. Son aparatos de corte que permiten efectuar maniobras con corrientes de carga y de cortocircuito ya que están provistos de sistemas de extinción del arco. De acuerdo a la capacidad pueden aislar corrientes de cortocircuito de 20.000 a 40.000 amperios durante un periodo de 3 segundos.
- **Módulos o Bahías:** Es el conjunto de equipos o elementos necesarios para maniobrar, proteger y medir magnitudes de un circuito que se conecte a ella.
- **Barraje:** Son cables, barras de cobre o tubos de aluminio que permiten la interconexión de diferentes módulos o bahías.

1.2.2 **Transformadores de potencia:** El transformador es un dispositivo estático, es decir, sin partes móviles, destinado a transferir energía eléctrica de un circuito a otro, siendo el enlace común entre ambos circuitos un flujo magnético común en el cual varían las magnitudes de voltajes y corrientes de un sistema.

1.2.3 **Celdas o instalaciones de distribución:** El suministro de energía eléctrica a los consumidores se realiza por medio de las celdas de distribución. El elemento esencial de las celdas de distribución es el barraje generalmente construido en cobre duro electrolítico y es el que alimenta todas las celdas. En uno de los extremos del barraje se encuentran los TP's para medidas de voltaje y la celda con el seccionador bajo carga de alimentación del transformador de servicios auxiliares.

1.2.4 **Equipos de servicios auxiliares:** Toda subestación requiere de una infraestructura para sus propios servicios de energía eléctrica. Para esto se tiene una serie de equipos de servicios auxiliares que proporcionan los elementos necesarios para que esto se lleve a cabo.

- **Transformador de servicios auxiliares:** Generalmente es un transformador trifásico de mediana o pequeña potencia, con una relación de transformación de 13.800 V a.c a 220/127 Va.c, su objetivo es alimentar el tablero de distribución con 220/127 voltios, de donde se energiza el cargador de batería, la iluminación y tomacorrientes, al aire acondicionado, ventiladores y las bombas. La potencia del transformador debe ser la adecuada para la carga de la Subestación y debe ser prevista para alimentar cualquier maquina que sea posible conectar.

 - **Tablero de servicios auxiliares 220/127 VAC:** Este tablero recibe la tensión de 220/127 VAC del transformador de servicios auxiliares y por medio de un interruptor alimenta un barraje de donde salen los interruptores que alimentan el cargador de batería, alumbrado exterior e interior, tomacorrientes aires acondicionados, ventiladores, bombas y compresores donde hay accionamiento neumático o extinción del arco por soplado.

 - **Cargador de baterías de 125 VDC y Banco de baterías de 125VDC:** El objetivo de estos dispositivos es alimentar los sistemas como las protecciones eléctricas, los mecanismos de los interruptores y seccionadores (cuando son motorizados), las señalizaciones luminosas, alarmas sonoras y alumbrado de emergencia, entre otros.

 - **Tablero de servicios auxiliares de corriente continua 125 VDC:** el cargador de batería alimenta el barraje de un tablero de 125 VDC a través de un interruptor. De este barraje se alimenta el cargador de baterías, los sistemas de protecciones, mando, señalización, alarmas y alumbrado de emergencia.
- 1.2.5 **Tablero de control y medidores:** Los tableros de control son los gabinetes donde se encuentran los Switches de discrepancia que envían la señal eléctrica de 125VDC para ejecutar el cierre y la apertura de los interruptores desde la sala de control y la señal luminosa de los seccionadores. También encontramos en ellos los instrumentos de medida como son los amperímetros, los voltímetros, watímetros, contadores de energía, entre otros.

1.2.6 **Equipos de automatización (RTU) y protecciones:** Remote Transmission Unit (RTU) es el equipo principal del sistema de telecontrol o SCADA, este es el equipo que hace el enlace entre la subestación y el centro de control vía satélite, microondas o fibra óptica, para abrir o cerrar los interruptores y seccionadores (cuando es motorizado). También envía medidas de los parámetros como amperios, voltaje, potencia, energía y señalización del estado de los interruptores, seccionadores y taps.

Los relés de protección son los que detectan cuando hay una falla en los circuitos de alta o media tensión la cual se manifiesta por una sobrecorriente, bajo o alto voltaje, baja o alta frecuencia. Estos relés al detectar la falla envían una señal de 125VDC a la bobina de disparo de los interruptores para abrirlos y aislar la falla.

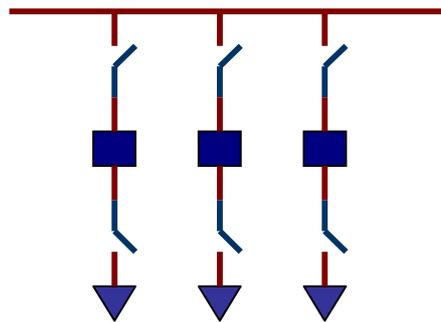
2. ESQUEMAS DE CONFIGURACIÓN DE LAS SUBESTACIONES¹

Se denomina configuración al arreglo de los elementos de interrupción (equipos electromecánicos) constitutivos de un patio de conexiones o pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una subestación, de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes gradas de confiabilidad seguridad o flexibilidad para el manejo, transformación y distribución de la energía.

2.1 BARRAJE SIMPLE O SENCILLO

Este es el más sencillo y económico de todas las configuraciones, ya que cada circuito solamente tiene asociado un interruptor con sus respectivos juegos de seccionadores. Este esquema se utiliza principalmente cuando en una subestación eléctrica se requiere alimentar circuitos con baja en pequeñas subestaciones de subtransmisión y distribución o en aquellos sitios donde la continuidad de servicio no es un factor primordial. (Ver Figura 1)

Figura 1. Configuración Barra Sencilla



Fuente: Introducción a las Subestaciones de Alta Tensión.

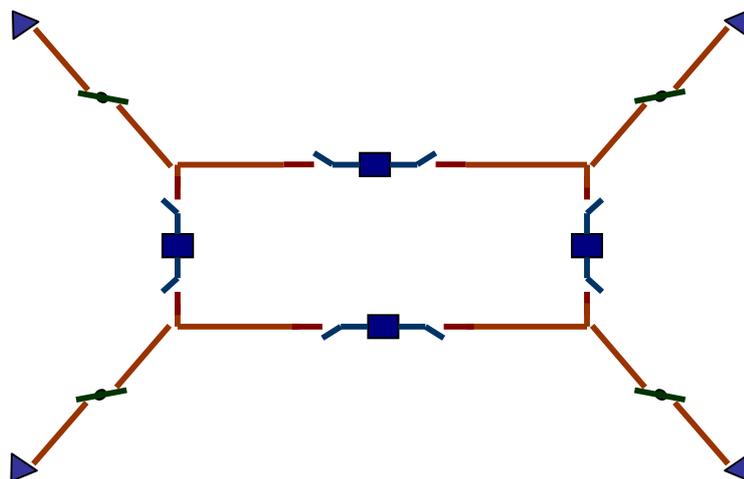
¹ Introducción a las subestaciones de alta tensión. ELECTRICARIBE.S.A. E.S.P. Subestaciones de alta y extra alta tensión, editorial Mejía Villegas S.A, segunda edición.

Una de las ventajas de esta configuración es que ocupa espacio reducido, emplea pocos equipos y estructura, facilidad de instalación, operación y mantenimiento, y simplicidad en sus sistemas de control y protecciones. Dentro de sus desventajas está que una falla en barras, en el interruptor, o en el seccionador del lado de barras, saca de servicio todos los circuitos de la Subestación, que el mantenimiento de un interruptor saca de servicio el circuito asociado, las expansiones de la Subestación no se pueden efectuar sin suspensiones importantes de servicio en todos los circuitos, y es imposible alimentar independiente un grupo de circuitos.

2.2 BARRAJE EN ANILLO O MALLA

Este esquema utiliza un interruptor por salida por lo cual es muy económico desde el punto de vista del equipo empleado. Sin embargo, debido a la localización física de los equipos, para conectar y desconectar un circuito se requiere de la operación simultánea de dos interruptores y con ello se perdería una de las principales ventajas de este esquema, para evitar esto cada circuito debe estar provisto de un seccionador de salida, normalmente motorizado, el cual permita aislar el circuito deseado y restablecer la continuidad en el anillo, ver (Figura 2).

Figura 2. Configuración Barraje en Malla o Anillo



Fuente: Introducción a las Subestaciones de Alta Tensión.

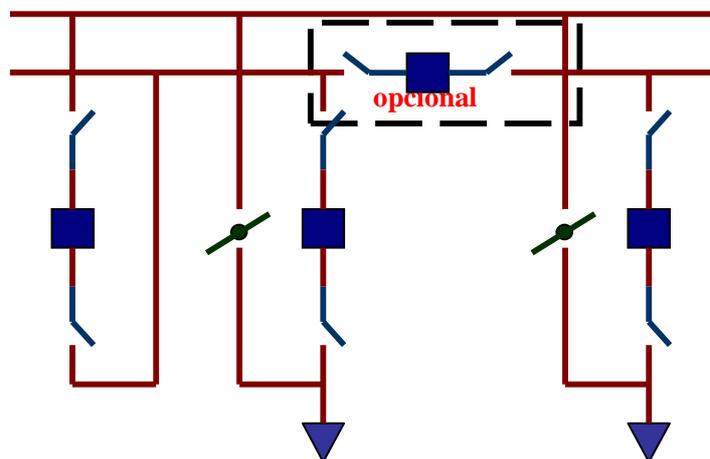
Este esquema no requiere protección de barras ya que las zonas de protección de las líneas se pueden trasladar dando una cobertura completa, por esta razón una

falla en barra se ve como si fuera una falla en el circuito asociado y solo se pierde este circuito. Este esquema permite el mantenimiento de cualquier interruptor sin tener que sacar de servicio ningún circuito y sin necesidad de utilizar seccionadores “by pass”. Durante esta operación se disminuye la confiabilidad del esquema ya que el anillo opera en abierto. Al fin de maximizar la confiabilidad de este esquema se debe en lo posible, alternar los circuitos de carga y los de alimentación y procurara que el número total de circuitos no sea superior a seis.

2.3 BARRAJE PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA

Este esquema es un barraje sencillo el cual se le ha agregado la posibilidad de transferir en servicio cualquier circuito del barraje principal a un barraje adicional llamado de transferencia, permitiendo así efectuar el mantenimiento al interruptor del circuito sin pérdida de confiabilidad, ya que los circuitos de protección y control se transfieren del interruptor del circuito a un interruptor que sirve de acople entre los dos juegos de barras, para esto se requiere la instalación de un seccionador “by pass” del interruptor de línea. (Ver figura 3).

Figura 3. Configuración Barra principal y de transferencia



Fuente: Introducción a las Subestaciones de Alta Tensión.

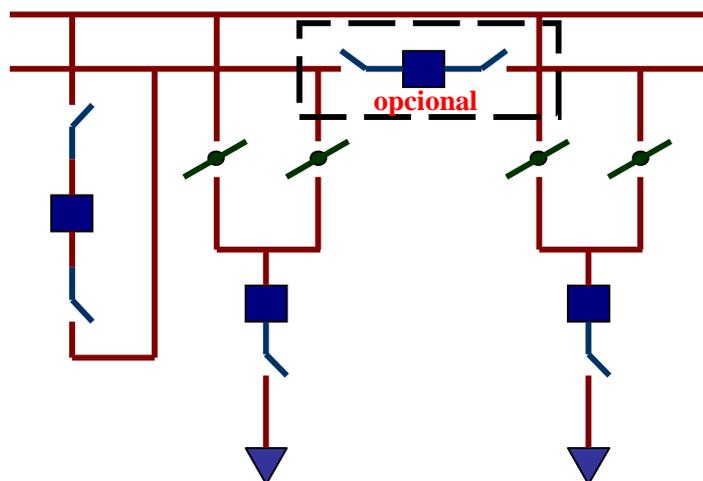
Para aumentar la confiabilidad se puede utilizar el interruptor de barras, el cual permite, que en caso de falla, solo se pierdan los circuitos conectados a la sección

de la falla. Este esquema es útil cuando los interruptores de la Subestación se tienen que someter a un mantenimiento más frecuente que lo normal, ya que permite efectuar dicha operación sin la pérdida del servicio en ningún circuito.

2.4 DOBLE BARRA

Este esquema consiste en dos seccionadores por cada circuito, la diferencia con el esquema anterior es que ambas barras pueden ser tomadas como principales, este esquema se recomienda en Subestaciones de alta y Extra alta tensión en las que la confiabilidad y continuidad del servicio sean factores primordiales. (Ver Figura 4).

Figura 4. Configuración Doble Barra



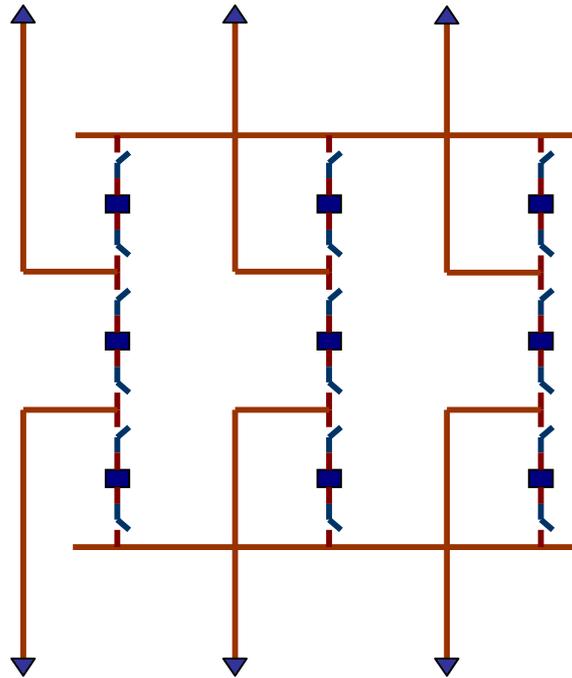
Fuente: Introducción a las Subestaciones de Alta Tensión.

2.5 INTERRUPTOR Y MEDIO

Este esquema es particularmente útil en subestaciones de alta y extra alta tensión, dadas sus características de confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio. El esquema a diferencia de todos los demás utiliza tres interruptores por cada dos

salidas, lo cual si bien es cierto que aumenta notablemente las principales características de operación de la Subestación. (Ver Figura 5).

Figura 5. Configuración Interruptor y medio



Fuente: Introducción a las Subestaciones de Alta Tensión.

Este esquema combina gran parte de las ventajas de los esquemas en malla y doble barraje, al fin de maximizar los beneficios de este tipo de configuración, se debe tratar en lo posible que quede enfrentado un circuito de carga con uno de alimentación. Una falla en barras puede ser aclarada sin sacar de servicio ninguno de los circuitos, y también se puede efectuar mantenimiento en cualquier interruptor sin afectar ningún circuito. Desde el punto de vista de futuras ampliaciones es tal vez uno de los esquemas que más fácilmente permite hacerlas, ya que no requiere interrupción en el servicio, la gran flexibilidad de este esquema hace que los sistemas de protección y control sean más complicados.

Actualmente en Bolívar podemos encontrar subestaciones de Barra sencilla como son subestación Bocagrande, subestación Bosque, subestación Chambacu, subestación Bayunca, subestación Calamar, subestación El Carmen, subestación

Gambote, subestación Magangue, entre otras, en configuración doble barra encontramos subestación Cospique, subestación Mamonal, y subestación Zaragocilla, en configuración anillo encontramos la subestación Nueva Cospique, y en configuración de interruptor y medio encontramos la subestación Nueva Candelaria, según estas configuraciones se puede observar que para configuraciones tipo anillo y tipo interruptor y medio presentan requerimientos mas estrictos de confiabilidad, seguridad, flexibilidad, entre otros, ya que son las cargas alimentadas por estas subestaciones requieren tener presente siempre el suministro de energía, un ejemplo es la subestación Cospique que alimenta circuitos industriales.

3. ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS DE PATIO²

Para decidir que equipos son los más apropiados para escoger es necesario tener en cuenta sus principales características físicas y eléctricas, y definir los criterios de selección de acuerdo a las necesidades y requerimientos del sistema donde serán utilizados. A continuación se presentan las especificaciones de los diferentes parámetros eléctricos de los elementos de subestaciones de alta y extra alta tensión, basados en la publicación IEC 60694³.

3.1. INTERRUPTORES DE POTENCIA

Su función principal es conectar o desconectar un elemento o equipo de un sistema o circuito energizado, líneas de transmisión, transformadores, reactores o barrajes. En la figura 6 se observa un interruptor de Potencia

Figura 6. Interruptor de Potencia



Fuente: Subestaciones de Alta Tensión Bolívar

Los interruptores se pueden clasificar de diferentes formas, según el sitio de instalación, ya sean exteriores o interiores, donde las características y el tipo de

² Subestaciones de alta y extra alta tensión, editorial Mejía Villegas S.A, segunda edición.

³ *Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards*. Establece las características comunes para equipos de corte o maniobra de alta tensión, operando a una frecuencia de 60Hz.

protecciones físicas (como daños causados por lluvias acidas, polvo, húmedas, etc.) varían; según el diseño externo, desde el punto de vista de la estructura física, la forma del interruptor, según su medio de interrupción, y según el mecanismo de operación, estas dos últimas se explicarán mejor a continuación.

3.1.1 Interruptores según el medio de interrupción: esta clasificación está basada en cual es el mecanismo que usan los interruptores para extinguir el arco, es decir de qué forma o medio extingue el arco en caso de una falla.

- **Interruptores de Aceite:** Cuando se produce el arco eléctrico el aceite entra en contacto y se vaporiza rápidamente formando un gas compuesto por hidrogeno, el cual se convierte en el medio de extinción y refrigeración, debido a que sus propiedades permiten un tiempo de desionización bajo, que favorece la extinción del arco. Esta gasificación crea una turbulencia en el aceite que contribuye a desionizar el medio, se utilizan aceites nafténicos derivados del petróleo que han sido refinados para evitar sedimentos o corrosión que pueda producir sulfuro u otros contaminantes.

Existen interruptores de gran y pequeño volumen de aceite, donde el primero utilizan a una presión normal para extinguir el arco y refrigeración de los contactos, además es un interruptor del tipo tanque muerto lleno de aceite, provee aislamiento eléctrico y sirve como medio de extinción del arco, entre sus desventajas esta: el requerimiento gran volumen de aceite, al ser combustible y debido a las altas presiones que se pueden presentar en el recipiente existen riesgos de explosión , y debido a la carbonización del aceite produce perdidas en la rigidez eléctrica, y por tanto requiere mantenimiento constante.

El segundo cumple las mismas funciones del interruptor de gran volumen de aceite, siendo que este es más pequeño y requiere menor cantidad de aceite, pero a una alta presión, la cual es producida por la cámara de corte generalmente del tipo auto-soplado. Actualmente en las subestaciones de bolívar, como subestación Bayunca, subestación Magangué, entre otras, existen a nivel de 13,8 kV interruptores en aceite

- **Interruptores de Aire Comprimido:** Los más utilizados hasta la aparición del SF₆, podía operar en tensiones hasta de 345KV, con el desarrollo de estos interruptores se elimino el riesgo de explosión de los

interruptores de aceite. El mecanismo de extinción consiste en la desaparición del arco por medio de la acción de un chorro de aire comprimido que barre el aire ionizado del arco. Su gran desventaja es el costo de las instalaciones neumáticas y el mantenimiento frecuente que requiere por el gran número de válvulas, además el gran ruido que se produce por causa de las altas presiones a las que está sometido el aire. En las subestaciones de Bolívar como subestación Calamar, subestación Cospique, existen a nivel de 13,8 kV y 66 kV interruptores en Aire comprimido.

- **Interruptores de Hexafloruro de azufre SF₆:** Las propiedades químicas del hexafloruro de azufre gaseosos los hacen los más utilizados en las subestaciones de alta y extra alta tensión, ya que poseen un excelente medio de aislamiento y enfriamiento del arco eléctrico, cuando se utilizan estos interruptores en climas muy fríos se debe tener cuidado con la temperatura, ya que el gas SF₆ sometido a bajas temperaturas y presiones se puede licuar. A nivel de 66 kv subestaciones como Nueva Cospique, Candelaria, Bayunca, entre otras interruptores en extinción de arco por SF₆.

Anteriormente se utilizaban los interruptores en Vacío, los cuales utilizan grandes presiones de vacío en las botellas o cámaras de vacío, al no haber presencia de oxígeno dentro de la cámara, el arco es extinguido por este. También se utilizaban los interruptores Soplado Magnético que emplean unas bobinas en la cámara de corte que produce un campo magnético que alarga y extingue el arco, el cual también es soplado por un fuelle en la cámara de extinción. En Bolívar podemos encontrar interruptores en soplado magnético en la subestación Mompox.

3.1.2 **Interruptores según el medio de operación:** Almacenan energía para su accionamiento, ya sea para la apertura o cierre. Existen varios tipos de acuerdo a los mecanismos de operación: resortes, neumático, hidráulico y hexafloruro de azufre (SF₆).

- **Resortes:** la energía es almacenada en resortes, tanto para la apertura como para el cierre del interruptor. La principal ventaja de este tipo de mecanismo de operación es que al efectuarse la operación de cierre del interruptor se carga el resorte de apertura, asegurándose así el disparo del interruptor, esta acción se realiza mediante un motor o manualmente. Este mecanismo es más económico y requiere menos mantenimiento que otros.

- **Neumático:** La energía se almacena en forma de aire comprimido (en interruptores de aire comprimido), con el objetivo de aprovechar el aire presurizado por la extinción, sin embargo también es utilizado en otros tipos de interruptores como SF₆ o aceite, donde la presión se mantiene constante por medio de un motor – compresor existiendo diferentes alarmas de acuerdo con los niveles de presión.
- **Hidráulico:** Similar al neumático pero como su nombre lo indica, opera con base a la presión de aceite y es utilizado cuando se requiere tiempos de operación muy cortos debido a su rápida reacción.
- **Hexafloruro de Azufre:** el interruptor utiliza su propio gas aislante como acumulador de energía para la maniobra.

3.1.3 **Características para la selección de los interruptores:** Para la selección del tipo de interruptor a utilizar se debe tener en cuenta la norma IEC 60694, la cual establece las siguientes características para los interruptores:

- **Corriente Asignada de Servicio Continuo (I_r):** es el valor eficaz de corriente que el equipo debe soportar continuamente bajo condiciones específicas de funcionamiento y comportamiento. Estos valores se pueden tomar de la publicación de la IEC 60059 (1999), y están entre el rango de 1-1,25-1,6-2-2,25-3,15-4-5-6,3-8 A y sus productos por 10ⁿ.
- **Corriente de corta duración admisible asignada (I_k):** Es el valor eficaz de corriente que el equipo de corte es capaz de soportar en la posición cerrada durante un corto tiempo especificado, bajo condiciones específicas de utilización y funcionamiento, y debe ser igual al valor asignado de cortocircuito, o entre el rango de 1-1,25-1,6-2-2,25-3,15-4-5-6,3-8 A y sus productos por 10ⁿ.
- **Valor pico de la corriente admisible asignada (I_p):** Es el valor pico de corriente en el primer ciclo de corriente de corta duración admisible, que un equipo debe soportar en posición cerrada bajo condiciones

específicas de utilización y funcionamiento, para 60 Hz es igual a 2,6 veces la corriente de corta duración admisible.

- **Duración asignada del cortocircuito:** Es el intervalo de tiempo el cual un equipo debe soportar, en posición cerrada una corriente igual a la corriente de corta duración admisible asignada. Los valores más usados son 1 segundo 0.5, 2 y 3 segundos
- **Poder de corte asignado en cortocircuito:** corresponde a la capacidad del equipo de extinguir el arco.
- **Frecuencia asignada:** Es la frecuencia a la cual trabaja el equipo (50 Hz o 60 Hz), actualmente los equipos vienen diseñados para trabajar a cualquiera de las dos frecuencias.
- **Tensión asignada:** Corresponde al límite superior de la tensión más elevada del sistema para el cual se previó el equipo.
- **Tensión soportada al impulso tipo rayo (Valor pico):** nivel de aislamiento de los equipos al momento de caer una descarga eléctrica, BIL.
- **Tensión transitoria de restablecimiento, TTR:** Es la tensión que aparece entre los contactos de un interruptor después de la interrupción del arco eléctrico.

3.2. SECCIONADORES

En la selección y adecuada utilización de los seccionadores en sistemas de alta y extra alta tensión deben observarse las características del sistema en el cual serán aplicados y la función que deben desempeñar, además del tipo de configuración escogida. En la figura 7 se observa un seccionador de potencia apertura horizontal.

Figura 7. Seccionador de Potencia



Fuente: Subestaciones de Alta Tensión Bolívar

Los seccionadores en las redes eléctricas pueden desempeñar varias funciones, siendo la más común el seccionamiento de circuitos por necesidades de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema para realizar su mantenimiento. Cabe resaltar que para la correcta aplicación de los seccionadores se debe tener en cuenta las normas técnicas referenciadas a estos equipos como es la IEC 62271-102.

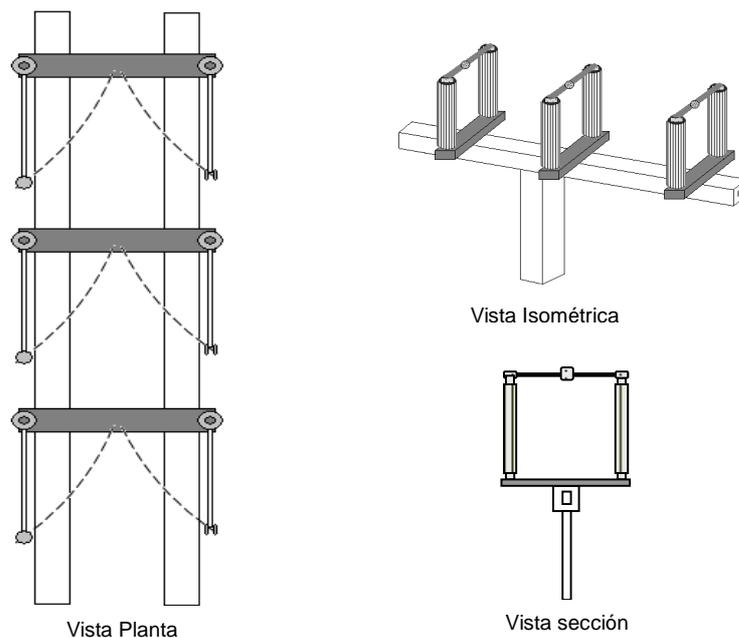
3.2.1 Tipos de seccionadores: Dependiendo de las funciones de los seccionadores se pueden clasificar en seccionadores de maniobra, seccionadores de tierra, seccionadores de operación en carga, y seccionadores de puesta a tierra rápida.

- **Seccionadores De Maniobra:** Sirven para realizar transferencias de circuitos entre barrajes de una subestación, aislar los diferentes equipos de la subestación para la ejecución de mantenimiento, realizar by-pass o paso directo a equipos como interruptores y capacitores en serie para la ejecución de mantenimiento o por necesidades operativas.
- **Seccionadores de Tierra:** sirven para colocar a tierra componentes del sistema en mantenimiento como líneas de transmisión, barrajes, bancos de condensadores o de transformadores y reactores en derivación.
- **Seccionadores de Operación en Carga:** sirven para abrir y/o cerrar circuitos en carga: reactores, capacitores o generadores.
- **Seccionadores de Puesta a Tierra Rápida:** sirven para poner a tierra componentes energizados del sistema, en caso de fallas en reactores no maniobrables asociados a líneas de transmisión, o en caso de líneas terminadas en transformador sin interruptor en el terminal de línea del transformador y para protección de generadores contra sobretensiones y autoexcitación.

3.2.2 **Tipos constructivos de seccionadores:** Son muchos los factores que influyen en la selección del tipo de seccionador a ser utilizados, nivel de tensión, esquemas de maniobras, limitaciones de área o de separación, función del seccionador, entre otros. Entre los diversos tipos se encuentran:

- **Seccionadores De Apertura Central :** Requieren una mayor frecuencia de mantenimiento, su principal ventaja es que originan mas espaciamientos entre las fases que los demás, garantizando la separación fase a fase especificada. Es considerado como seccionador de cuchilla giratoria, y es llamado también como seccionador de apertura horizontal. (Ver figura 8).

Figura 8. Seccionador de apertura central

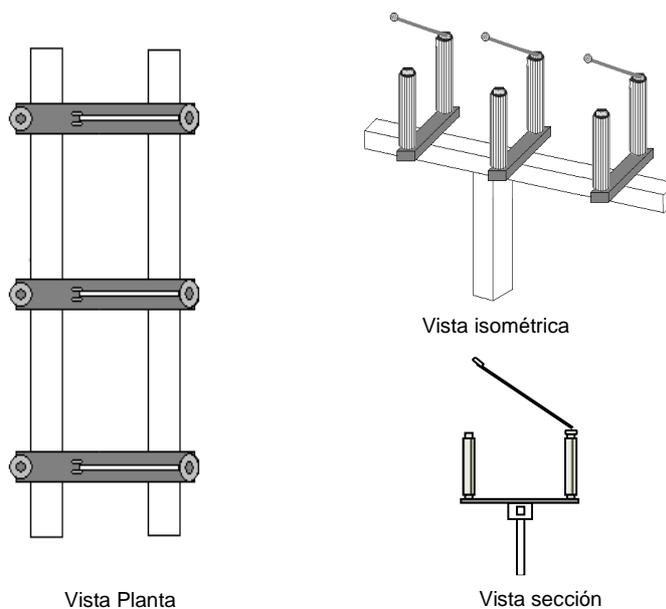


Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

- **Seccionadores De Apertura Vertical:** Estos son utilizados en subestaciones de la gama II (300kV a 800kV), por conllevar reducidos

anchos de campo. Estos seccionadores también son llamados como seccionadores de cuchillas deslizantes. (Ver figura 9)

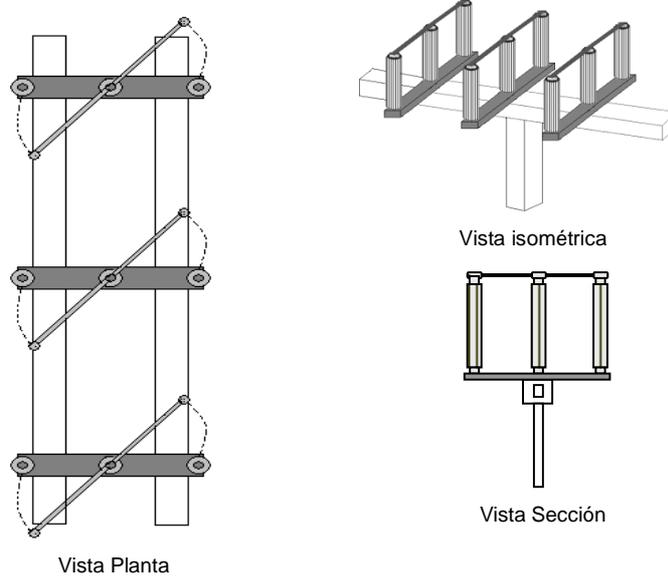
Figura 9. Seccionador de apertura vertical



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

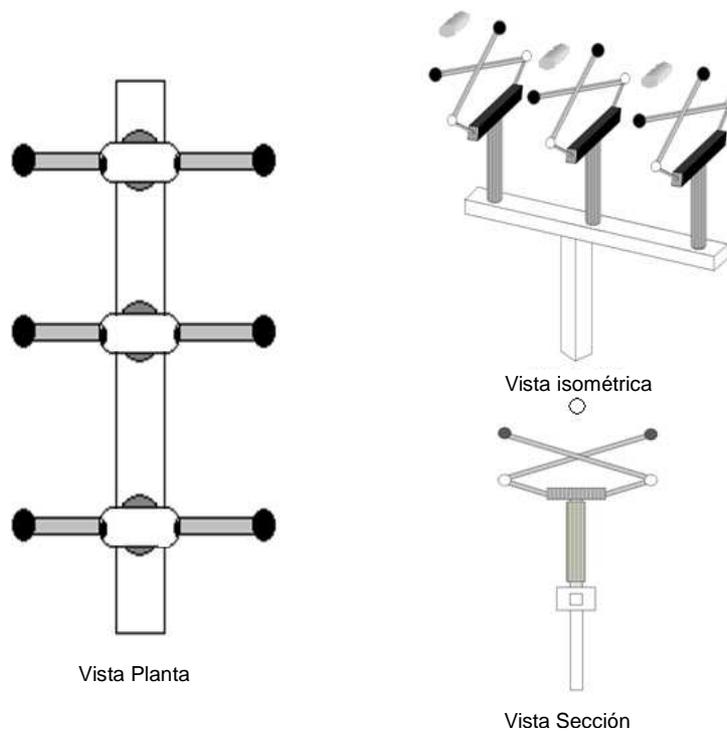
- **Seccionadores De Doble Apertura o Rotación Central:** Estos no son usados en subestaciones con tensiones mayores de 345kV, sus cuchillas son muy largas y tienden a sufrir deformaciones, principalmente cuando operan normalmente abiertos. (Ver figura 10).
- **Seccionadores Tipo Pantógrafo y Semipantógrafo:** Ellos presentan la economía del área, son utilizados frecuentemente como seccionadores de by-pass o paso directo y selectores de barra, además presentan una mayor frecuencia de mantenimiento para ajustes de articulaciones. (Ver figura 11)

Figura 10. Seccionador de doble apertura o rotación central



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Figura 11. Seccionador de pantógrafo



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

3.2.3 **Características para la selección de los seccionadores:** Para la selección del tipo de seccionador a utilizar se debe tener en cuenta la norma IEC 62271-102, la cual establece las siguientes características para los seccionadores:

- **Tensión asignada:** Corresponde a la tensión máxima del sistema en la cual operara el seccionador.
- **Niveles de aislamiento asignado:** Los seccionadores, están constituidos por aislamientos auto-regenerativos (aire y porcelana), es decir la capacidad de recuperar sus características dieléctricas después de una descarga a tierra, entre terminales o polos.
- **Corriente asignada en servicio continuo:** es el valor eficaz de corriente que el equipo debe soportar continuamente bajo condiciones específicas de funcionamiento y comportamiento. Estos valores se pueden tomar de la publicación de la IEC 60059 (1999), y son validos únicamente para seccionadores, no para seccionadores de puesta a tierra.
- **Corriente de corta duración admisible asignada:** Es el valor eficaz de corriente que el equipo de corte es capaz de soportar en la posición cerrada durante un corto tiempo especificado, bajo condiciones específicas de utilización y funcionamiento y debe ser igual al valor asignado de cortocircuito, o entre el rango de 1-1,25-1,6-2-2,25-3,15-4-5-6,3-8 A y sus productos por 10^n .

Si el seccionador de puesta a tierra esta combinado con el seccionador en un mismo equipo, la corriente de corta duración admisible asignada al seccionador de puesta a tierra debe ser como mínimo igual a la del seccionador a menos que se especifique otra cosa.

- **Valor pico de la corriente admisible asignada:** Es el valor pico de corriente en el primer ciclo de corriente de corta duración admisible, que un equipo debe soportar en posición cerrada bajo condiciones específicas de utilización y funcionamiento, para 60 Hz es igual a 2,6 veces la corriente de corta duración admisible.

Si el seccionador de puesta a tierra esta combinado con el seccionador en un mismo equipo, el valor pico de la corriente admisible asignada del seccionador de puesta a tierra, debe ser como mínimo igual a la del seccionador, a no ser que se especifique otra cosa.

- **Duración asignada del cortocircuito:** Es el intervalo de tiempo el cual un equipo debe soportar, en posición cerrada una corriente igual a la corriente de corta duración admisible asignada. Los valores más usados son 1 segundo 0.5, 2 y 3 segundos
- **Poder de cierre asignado en corto circuito:** Los seccionadores de puesta a tierra a los cuales se les especifica el poder de cierra asignado a corto circuito, deben ser capaces de establecer, a valores de tensión por debajo o iguales a la tensión asignada, cualquier corriente inferior o igual a su valor de poder de cierre asignado en corto circuito. Si a un seccionador de puesta a tierra se le especifica el poder de cierre asignado en corto circuito, este valor debe ser igual al valor pico de la corriente admisible asignada.

3.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)

Normalmente las mediciones en los sistemas superiores a los 600V no se realizan directamente en la red, sino son utilizados equipos denominados transformadores de potencial o tensión. En la figura 12 se observa un transformador de potencial.

Figura 12. Transformador de potencial



Fuente: Subestaciones de Alta Tensión Bolívar

Dentro de sus funciones se encuentran, aislar los equipos de baja tensión con los circuitos de alta tensión, procurar que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo más fielmente posible en el circuito de baja tensión.

Los transformadores de tensión pueden ser capacitivos, inductivos, diversos resistivos y diversos mixtos (capacitivo/resistivo). Los inductivos pueden conectarse fase-tierra o fase-fase, esta conexión fase-fase se utiliza en subestaciones de media tensión entre 600 V y 72,5 KV. Para tensiones mayores de 72,5KV y menores 145kV no existe preferencias en la utilización, pero en los sistemas que poseen onda portadora, la utilización del transformador capacitivo es necesaria. Los transformadores tipo resistivos y mixtos se utilizan en circuitos de pruebas e investigaciones en laboratorios.

3.3.1 Características para la selección de los TP's: Para la selección de los transformadores de tensión se deben tener en cuenta las normas descritas en la IEC 60186, entre otras. Además se debe tener en cuenta la necesidad de utilización de potencia, su precisión, los esquemas de control y protección como también los costos del transformador. A continuación los siguientes requisitos mínimos que se deben tener en cuenta para la escogencia de un TP.

- **Tensión primaria asignada:** es igual a la tensión asignada del sistema. Para transformadores monofásicos conectados entre líneas y tierra o conectados entre neutro y tierra, la tensión asignada primaria es la tensión asignada del sistema dividida por $\sqrt{3}$.
- **Tensión secundaria asignada:** Se selecciona de acuerdo a la necesidad del sistema, 100/110 V, 200V, 120/115/130 V. Para transformadores monofásicos conectados fase-tierra en sistemas trifásicos donde la tensión primaria es dividida entre $\sqrt{3}$, la tensión secundaria debe ser dividida entre $\sqrt{3}$.
- **Potencia de precisión:** Es el valor de la potencia aparente (VA) que suministra el transformador en el secundario con la tensión secundaria asignada y la carga de precisión conectada, en conformidad con los requerimientos de precisión.

- **Factor de tensión asignado:** Es el factor que multiplica la tensión primaria asignada para determinar la tensión máxima, a la cual el transformador deberá cumplir los requerimientos de exactitud especificados.
- **Requerimientos de aislamiento:** Los niveles de aislamiento deben ser seleccionados de acuerdo con lo estipulado en la norma IEC 60186: los niveles de aislamiento se especifican independientemente para el devanado primario y para el devanado secundario.
- **Frecuencia asignada:** : Es la frecuencia a la cual trabaja el equipo (50 Hz o 60 Hz), actualmente los equipos vienen diseñados para trabajar a cualquiera de las dos frecuencias.
- **Clase de precisión:** Define los límites de error de tensión y desfase
- **Cantidad de devanados secundarios:** Depende del tipo de TP, ya que de acuerdo a la cantidad de devanados se pueden utilizar o proporcionar diversas medidas, para diferentes usos dentro de la subestación, entre esos esta la medida y la protección.
- **Relación de transformación asignada:** Valor de relación para que en el secundario salga en voltaje necesario para medidas o protección.
- **Conexión de los devanados secundarios:** Tipo de conexión sea Y o Δ , esto afecta directamente la relación del transformador de tensión.
- **Límites del error de tensión y de desplazamiento:**
 - Error de tensión: es el error que introduce en la medida de una tensión la cual refleja que la relación de transformación real difiere de la asignada.

- Error de desplazamiento: Es la diferencia del ángulo de fase entre las tensiones primarias y secundarias.
- **Capacitancia mínima (solo para divisores capacitivos):** es el valor de capacitancia mínima para dejar pasar o no, las señales enviadas por la onda PLC.
- **Rango de frecuencia para PLC (solo para divisores capacitivos):** Rango para el cual el dispositivo sea capaz de filtrar las señales enviadas por la onda PLC, sin interferir la señal de energía, esto es con el fin de obtener una medida lo más real posible, sin interferencias o picos causados por la onda PLC
- **Variación de la frecuencia asignada (solo para divisores capacitivos):** Capacidad de tomar diversas ondas de señales que viajan por una misma onda, en una onda pueden viajar varias señales de diferentes frecuencias debe ser capaz de adecuarse y filtrar la señal requerida para su funcionamiento.
- **Tipo de instalación (interior o exterior):** Lugar en el que va a ser usado el transformador de potencial.

3.4. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)

Estos equipos son utilizados para realizar las mediciones de corrientes en sistemas eléctricos. Tienen el devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La corriente que circula por el primario del transformador está determinada por el circuito de potencia. En la figura 13 se observa un transformador de corriente.

Los transformadores de corriente reducen las grandes corrientes de alta tensión a baja corriente, 1 o 5 amperios para poder ser llevados a un amperímetro de baja tensión.

Para la selección de los equipos se tiene en cuenta las especificaciones de la norma IEC 60044 y 60044-1.

Figura 13. Transformador de corriente



Fuente: Subestaciones de Alta Tensión Bolívar

3.4.1. **Clasificación de los transformadores de corriente:** Los TC se pueden clasificar de la siguiente manera.

- **Según Su Construcción Eléctrica:** Pueden ser con varios núcleos y secundario de relación múltiple o multi-relación. Los transformadores con varios devanados secundarios independientes y montados cada uno en su propio núcleo, formando conjunto con un único devanado primario, cuyas espiras enlazan todos los núcleos secundarios. Los transformadores de relación múltiple o multi-relación pueden variar su relación de transformación por medio de tomas (taps) en las vueltas del devanado secundario.
- **Según Su Utilización:** Se clasifican en TC's para Medidas, los cuales son utilizados para alimentar instrumentos de medida, contadores de energía y otros instrumentos análogos. También existen TC's para protección los cuales alimentan los relés de protección, y dependiendo de las funciones del TC existen varios tipos de núcleos así: Núcleos convencionales clase P, Núcleos convencionales clase PR, Núcleos convencionales clase PX, y núcleos linealizados o de respuesta transitoria los cuales pueden ser tipo TPS, TPX, TPY, TPZ.

3.4.2 **Características para la selección de los TC's:** Para la especificación de los principales requisitos eléctricos de un transformador de corriente deberán describirse, como mínimo las siguientes características:

- **Corriente primaria asignada:** Para los TC con una sola relación de transformación se utiliza la norma IEC 60044-1 (2003), son 10-12,5-15-20-25-30-40-50-60-75 A o sus múltiplos o sub-múltiplos decimales. Para los TC con múltiples relaciones de transformación se utiliza la norma IEEE Std C 57.13 (1993).
- **Corriente secundaria asignada:** Los valores comúnmente asignados son: 1A, 2A y 5A, esto depende del equipo de medida o protección a utilizar
- **Corriente de cortocircuito térmica asignada:** Es el valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar durante 1 segundo, con el secundario cortocircuitado, sin que sufra daños.
- **Valor normal de la corriente dinámica asignada:** Es el valor de la cresta de la corriente primaria que el transformador puede soportar sin sufrir daños eléctricos o mecánicos debido a los esfuerzos electromecánicos resultantes estando el secundario cortocircuitado, y debe ser de $2.5 I_{TH}$.
- **Potencia de precisión:** La carga de un transformador de corriente es la impedancia del circuito secundario expresada en ohm, indicando en factor de potencia.
- **Límites de calentamiento:** Los transformadores de corriente no deben exceder los límites de calentamiento establecidos en la norma IEC 60085.
- **Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento:** Es la tensión eficaz fase-fase, más elevada para la cual el transformador está diseñado en relación con su aislamiento. Los niveles de aislamiento depende de la tensión máxima del equipo y se conoce como BIL.
- **Frecuencia asignada:** Es la frecuencia a la cual trabaja el equipo (50 Hz o 60 Hz), actualmente los equipos vienen diseñados para trabajar a cualquiera de las dos frecuencias.

- **Clase de precisión:** Los transformadores de corriente para protección convencional están caracterizados por la letra "P"(indica protección), la clase de precisión indica el límite superior del error compuesto para la corriente limite de precisión asignada y la carga de precisión. Para los TC's de medidas su precisión está dada en 0.5, 0.1, 0.2, en su clase.
- **Numero de devanados secundarios:** De acuerdo a su utilización, ya sea de medida o protección o ambos, se debe definir cuantos núcleos debe tener el TC
- **Tipo de instalación (interior o exterior):** Lugar en el que va a ser usado el transformador de corriente.

3.5. TRAMPAS DE ONDA

Su función principal es bloquear las señales transportadas en la portadora para que solo pasen al equipo de comunicaciones y prevenir el paso de estas señales a la subestación. Las bobinas de bloqueo pueden ser de varios tipos. En la figura 14 se observa una trampa de Onda.

Figura 14. Trampa de Onda



Fuente: Subestaciones de Alta Tensión Bolívar

- **No sintonizables:** son las más simples ya que constan solamente de una bobina principal. Requieren de una inductancia alta, del orden de 1mH o 2mH, la cual las hace costosas.

- **De frecuencia única:** Acoplando un condensador en paralelo a un inductancia se obtiene un circuito resonante, el cual a la frecuencia de resonancia tiene la mayor impedancia. Este arreglo posee un ancho de banda muy reducido lo cual la hace muy simple y económica.
- **De doble frecuencia:** Similar a la anterior pero con un circuito sintonizador más complejo que le permite trabajar en una doble frecuencia. A pesar de ello su característica de bloqueo la hace similar a la de frecuencia única.
- **De banda ancha:** Posee un circuito sintonizador que permite bloquear varios canales de comunicación. Es la más empleada

3.5.1 **Características para la selección de las Trampas de Onda:** Las especificaciones para la selección de las bobinas de bloqueo se describen la norma IEC 60353, donde se deben especificar las siguientes características como mínimo:

- **Tensión máxima del sistema:** Corresponde a la tensión máxima del sistema en la cual operara el seccionador.
- **Corriente permanente asignada:** La corriente asignada en servicio continuo es el valor eficaz (rms) de la corriente que circula por la bobina principal a la frecuencia industrial especificada sin que exceda los límites de calentamiento.
- **Inductancia asignada de la bobina a 100kHz:** Valores asignados por la IEC 60353, 0,2-0,25-0,315-0,4-0,5-1,0-2,0mH.
- **Ancho de banda del dispositivo de sintonización:** establecer las frecuencias en las cuales se quiere que el dispositivo opere.
- **Corriente asignada de corta duración:** corresponde al valor eficaz de la componente en estado estable de la corriente de corto circuito, que fluye a través de la bobina principal durante un tiempo especificado, sin que cause daños térmicos o mecánicos.

3.6. PARARRAYOS

Estos equipos son utilizados para la protección de las subestaciones contra sobretensiones. Algunas de las normas técnicas, con las recomendaciones y especificaciones de los pararrayos son: IEC 60099-4 y 60099-5. En la figura 15 se observa un pararrayo.

Figura 15. Pararrayos



Fuente: Subestaciones de Alta Tensión Bolívar

El pararrayo más utilizado se denominaba tipo convencional y es llamado tipo válvula y son descargadores fabricados con resistencias no lineales de carburo de silicio (SiC), actualmente se emplean los pararrayos de óxido de zinc (ZnO), ya que proporcionan una mejor efectividad, al momento de una descarga eléctrica.

3.6.1 Características para la selección de los Pararrayos: Las siguientes son algunas definiciones de las características eléctricas necesarias para la selección de los pararrayos de ZnO, según las normas IEC 60099-4 y 60099-5.

- **Tensión asignada:** Es el valor eficaz máximo permisible de la tensión a frecuencia industrial aplicado entre los terminales del pararrayo para el cual debe operar correctamente, bajo condiciones de sobretensiones temporales.

- **Tensión de operación continuúa:** Es el mayor valor de la tensión eficaz a frecuencia industrial que soporta el pararrayos continuamente.
- **Frecuencia asignada:** Es la frecuencia del sistema de potencia para el cual está prevista la instalación del pararrayos.
- **Impulso:** Es una onda unidireccional de tensión o corriente que sin oscilación apreciable crece rápidamente a un valor máximo y cae, usualmente menos rápido a cero.
- **Impulso de corriente de maniobra:** El valor pico de una corriente de descarga que tiene un tiempo virtual de frente mayor de $30\mu\text{s}$ pero menor de $100\mu\text{s}$ y un tiempo virtual para el valor medio de la cola de aproximadamente el doble del tiempo virtual de frente.
- **Corriente continua de un pararrayo:** Es la corriente que circula a través del pararrayos cuando se energiza con la tensión de operación.
- **Corriente de referencia del pararrayo:** Es el valor pico de la componente resistiva de la corriente a la frecuencia industrial utilizada para determinar la tensión de referencia de un pararrayos.
- **Tensión de referencia de un pararrayo:** Es el valor pico más alto, independiente de la polaridad de tensión a frecuencia industrial, dividido por 2, medido a la corriente de referencia de pararrayos.
- **Tensión residual de un pararrayo:** Es el valor pico de tensión que aparece entre los terminales de un pararrayo durante el paso de la corriente de descarga.
- **Características de protección de un pararrayo:** El nivel de protección al impulso tipo rayo de un pararrayos es la máxima tensión residual para la corriente nominal de descarga. El nivel de protección al impulso tipo maniobra de un pararrayo es la máxima tensión residual para el impulso de corriente de maniobra especificada.

- **Capacidad de absorción de energía:** La capacidad de absorción de energía de un pararrayos es de gran importancia especialmente en los sistemas de extra alta tensión, donde la energía es elevada debido a la poca posibilidad de repartición de energía entre los pararrayos de una subestación, y es una función de la tensión asignada y de la corriente de descarga del pararrayos.

Cabe resaltar que el aislador del pararrayo (la superficie aislante) debe especificar niveles de aislamiento como cualquier equipo de subestación.

4. ELEMENTOS DE SEGURIDAD EN LAS SUBESTACIONES

4.1. COORDINACION DE AISLAMIENTO

Para el diseño de las subestaciones de alta y extra alta tensión se necesitan determinar los niveles de aislamiento y la coordinación de aislamiento, estas se especifican según las recomendaciones dadas en las publicaciones de la IEC como: IEC 60071-1, IEC 60071-2, IEC 60694.

La determinación consiste en seleccionar el valor más bajo de las tensiones soportadas por el aislamiento que cumpla en condiciones de sobre tensiones representativas en caso de servicio. Se utilizan dos métodos para la coordinación de aislamiento como son el determinístico y el estadístico; el primero se utiliza cuando no existe información estadística de las posibles fallas del equipo que se pondrá en servicio. El segundo método, el estadístico se basa en la frecuencia de ocurrencia de un origen específico, las probabilidades de sobretensiones y descargas del aislamiento, se determina por cálculos de sobretensión y descargas simultáneas; este método permite estimar la frecuencia de falla directamente como una función del diseño del sistema.

Cabe resaltar que todos los datos de las tensiones de soportabilidad requeridas y normalizadas se determinan o especifican por medio de las tablas mostradas en las normas: IEC 60071-1, IEC 60071-2, dentro de las cuales va incluida la tensión de soportabilidad al impulso del rayo (BIL) la cual se especifica teniendo en cuenta la tensión máxima a la que está expuesto el equipo, entre otras tensiones.

Las tensiones normalizadas de soportabilidad están asociadas con las tensiones máximas para equipos de acuerdo a la (tabla1) para el rango I y con la tabla 2 para el rango II. Las tablas 1 y 2 fueron tomadas de la norma IEC 60071-1.

Tabla 1 - Niveles de Aislamiento Normalizados Para Las Tensiones Asignadas Del Rango I ($1\text{kV} < U_m < 245\text{kV}$)

Tensión Máxima del equipo U_m [kV] valor eficaz	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial [kV] valor eficaz	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] valor pico
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	90	250
72.5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Fuente: Norma IEC 60071-1.

Tabla 2 - Niveles de Aislamiento Normalizados Para Las Tensiones Asignadas Del Rango II ($U_m > 245\text{kV}$)

Tensión Máxima del equipo U_m [kV] valor eficaz	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] valor pico
	Aislamiento Longitudinal [kV] (Valor pico)	Fase- Tierra [kV] (Valor pico)	Fase- Fase (Relación con el valor pico fase- tierra)	
300	750	750	1,5	850
	750	850	1,5	950
362	850	850	1,5	950
	850	950	1,5	1050
420	850	850	1,6	1050
	950	950	1,5	1175
	950	1050	1,5	1300
525	950	950	1,7	1300
	950	1050	1,6	1425
	950	1175	1,5	1550
765	1175	1300	1,7	1675
	1175	1425	1,7	1800
	1175	1550	1,6	1950
				2100

Fuente: Norma IEC 60071-1.

Se requieren únicamente dos tensiones de soportabilidad normalizadas para definir el nivel de aislamiento del equipo:

- Para equipo en rango I: Se necesita la tensión de soportabilidad al impulso atmosférico y la tensión de soportabilidad normalizada a frecuencia industrial de corta duración.
- Para equipo en rango II: Se necesita la tensión de soportabilidad normalizada al impulso de maniobra y la tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico.

Las distancias mínimas en aire fase a fase y fase a tierra son determinadas teniendo en cuenta la tabla mostrada en la norma IEC 60071-2, la cual se especifica con el nivel de aislamiento al impulso tipo rayo.

4.1.1. Procedimientos para la coordinación de aislamiento: Consiste en seleccionar el valor más bajo soportado por el aislamiento que cumpla con el criterio de desempeño cuando está sujeto a las sobretensiones representativas en condiciones de servicio. Algunas de las protecciones contra el impulso tipo rayo son los descargadores de sobretensión (DPS). Para la selección adecuada del BIL se realiza el siguiente procedimiento.

1. Se determina la tensión continua de operación (COV) por medio de la ecuación 1, así:

$$COV = \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} \quad (1)$$

2. Se calcula la sobretensión temporal (TOV) por medio de la ecuación 2, donde K_e es el factor de falla a tierra, el cual para sistemas solidamente aterrizados o puestos a tierra es igual a 1,4 y para sistemas aislados es igual a 1,73:

$$TOV = K_e \times COV \quad (2)$$

3. Para seleccionar la tensión nominal del descargador se escoge el mayor valor entre R_o y R_e , donde las constantes K_o (factor de diseño del pararrayo) y K_t (capacidad del pararrayo) son de 0.8 y 1.1 respectivamente:

$$R_o = \frac{COV}{K_o} \quad (3)$$

$$R_e = \frac{TOV}{K_t} \quad (4)$$

De acuerdo a la norma IEC 99-3 se especifica el valor normalizado de tensión nominal del descargador, teniendo en cuenta el calculado.

4. Luego de calcular la tensión nominal se define el margen de protección por medio de la ecuación 5, así:

$$MP = \left(\frac{BIL}{NPR} - 1 \right) * 100\% \quad (5)$$

Donde NPR es el nivel de protección del descargador o el nivel de protección para el impulso tipo rayo, es la máxima tensión residual y se obtiene de la tabla del fabricante del descargador para una corriente nominal de descarga específica.

5. Se calcula de la máxima distancia de protección de DPS, por medio de la ecuación 6:

$$L = \frac{BIL - NPR}{2 \times de/dt} v \quad (6)$$

Cabe resaltar que el descargador de sobretensión se debe colocar lo más cerca posible del equipo o el área a proteger.

6. Por último se debe calcular la energía de disipación del descargador de sobretensión, para esto se debe considerar la maniobra de cierre con carga atrapada en una línea con el descargador instalado en el extremo abierto de la línea y esta se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$W = \frac{(U_{ov} - U_p) * U_p * 2I * n}{Z} \text{ en kJ} \quad (7)$$

4.2. DISTANCIAS MINIMAS EN EL AIRE Y DISTANCIAS DE SEGURIDAD

En este capítulo se realiza un análisis sobre el dimensionamientos de las distancias mínimas que se deben mantener en las subestaciones exteriores, para garantizar un nivel adecuado de aislamiento

- 4.2.1. **Dimensionamiento de las distancias mínimas en el aire:** Estas distancias mínimas son las que deben de existir entre los equipos energizados, es decir la distancia mínima existente para que a cualquier impulso, ya sea tipo maniobra o tipo rayo, no se cree un arco entre los equipos. Estos valores están determinados por las distancias mínimas de fase-fase, fase-tierra, conductor-estructura, conductor – conductor, entre otros, y varían dependiendo del nivel de tensión que soporta (un impulso tipo rayo, o impulso tipo maniobra)

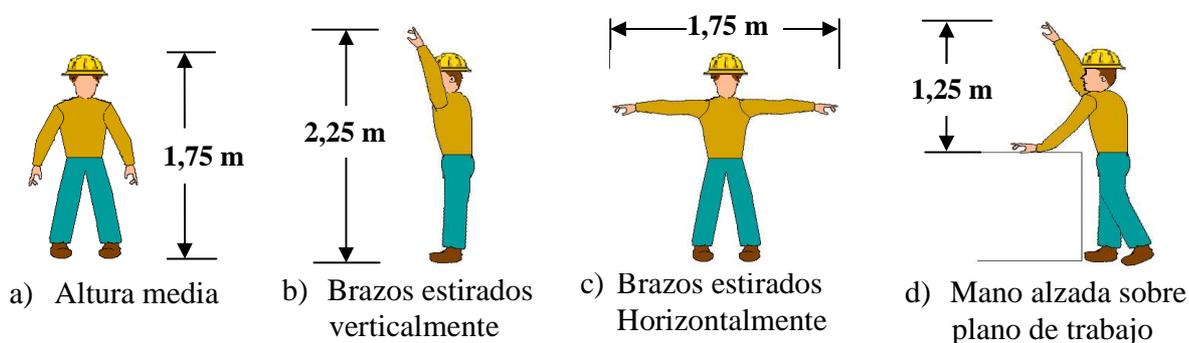
En la publicación de la IEC 60071-2 se definen los valores establecidos para las separaciones mínimas en el aire, para los diferentes niveles normalizados de aislamiento.

- 4.2.2. **Distancias de Seguridad:** Estas son los valores establecidos de distancias que deben ser mantenidas en el aire entre partes energizadas de equipos (conductores) y tierra o entre equipos donde se lleven a cabo trabajos, o entre personal de mantenimiento, y son los llamados valores básicos. Estos valores se basan en lo publicado por el comité numero 23 de la CIGRÉ, la cual determina que se deben tener en cuenta consideraciones generales como las distancias desde tierra, distancias a vehículos, distancias a cercos o muros, además de establecer que la

distancia mínima de seguridad corresponde a la suma de un valor básico + un valor que es función del movimiento del personal de mantenimiento, así como el tipo de trabajo o maquinaria usada.

- **Valor Básico:** Este valor debe garantizar el espaciamiento adecuado para prevenir cualquier riesgo de flameo aun bajo condiciones más desfavorables, y se determina teniendo en cuenta las distancias mínima en aire fase- tierra y correspondiente al nivel de aislamiento determinado para la instalación incrementado un 5% ó 10% como un factor de seguridad para tener en cuenta tolerancias en la fabricación y montaje del equipo así como diferencias de un fabricante a otro.
- **Zona de seguridad:** Este es un valor establecido para incrementar el valor básico y depende de la altura del personal de mantenimiento y del tipo de trabajo a realizar, incluyendo movimientos voluntarios e involuntarios. En la figura 10 se muestran estos valores.

Figura 16. Dimensiones medias de un operador

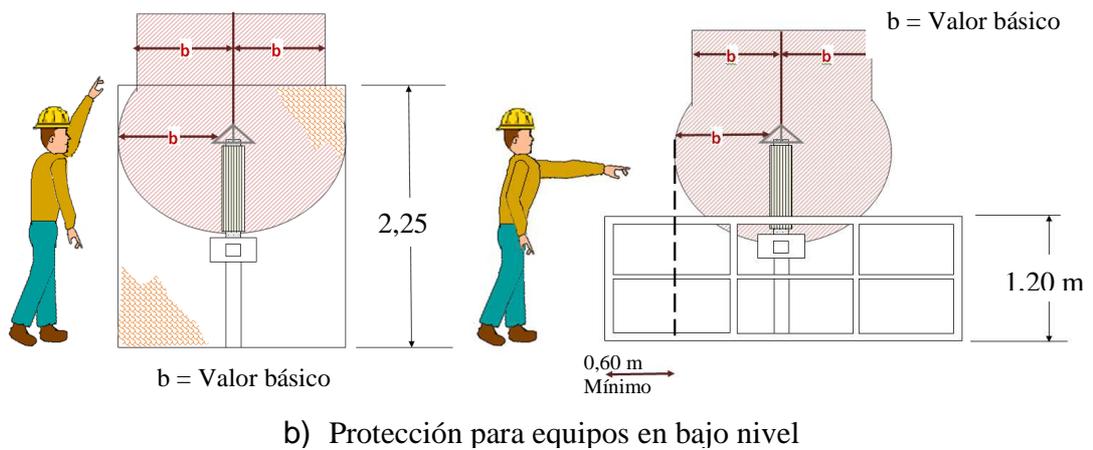
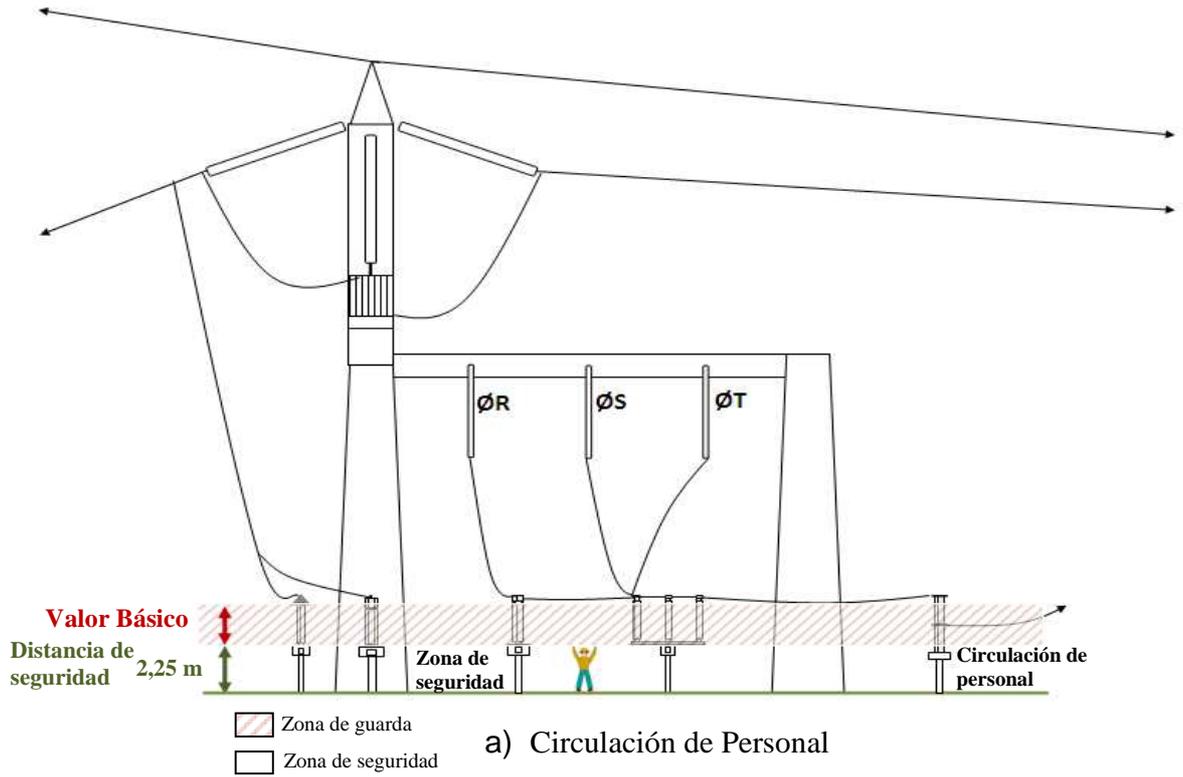


Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

- **Movimiento del Personal:** Cuando no existen marcaciones, barreras o mallas protectoras, delimitando la distancia entre la tierra y la parte energizada más baja de la subestación y existe circulación de personal en dicha área, se debe tener en cuenta medida de seguridad. Esta distancia corresponde al valor básico incrementado en 2,25m como se muestra en la figura 10.b; así la distancia entre la base de cualquier aislador de poste o buje y tierra debe ser mayor a 2,25m. En el caso que algún equipo energizado este a una distancia menor de 2,25m a tierra

esta debe estar delimitada por mallas, compartimientos o barandas (Figura 17b). El valor de las distancias de seguridad varía de acuerdo al movimiento del personal y al tipo de trabajo que se debe desarrollar, en la figura 17 se ilustran estas distancias.

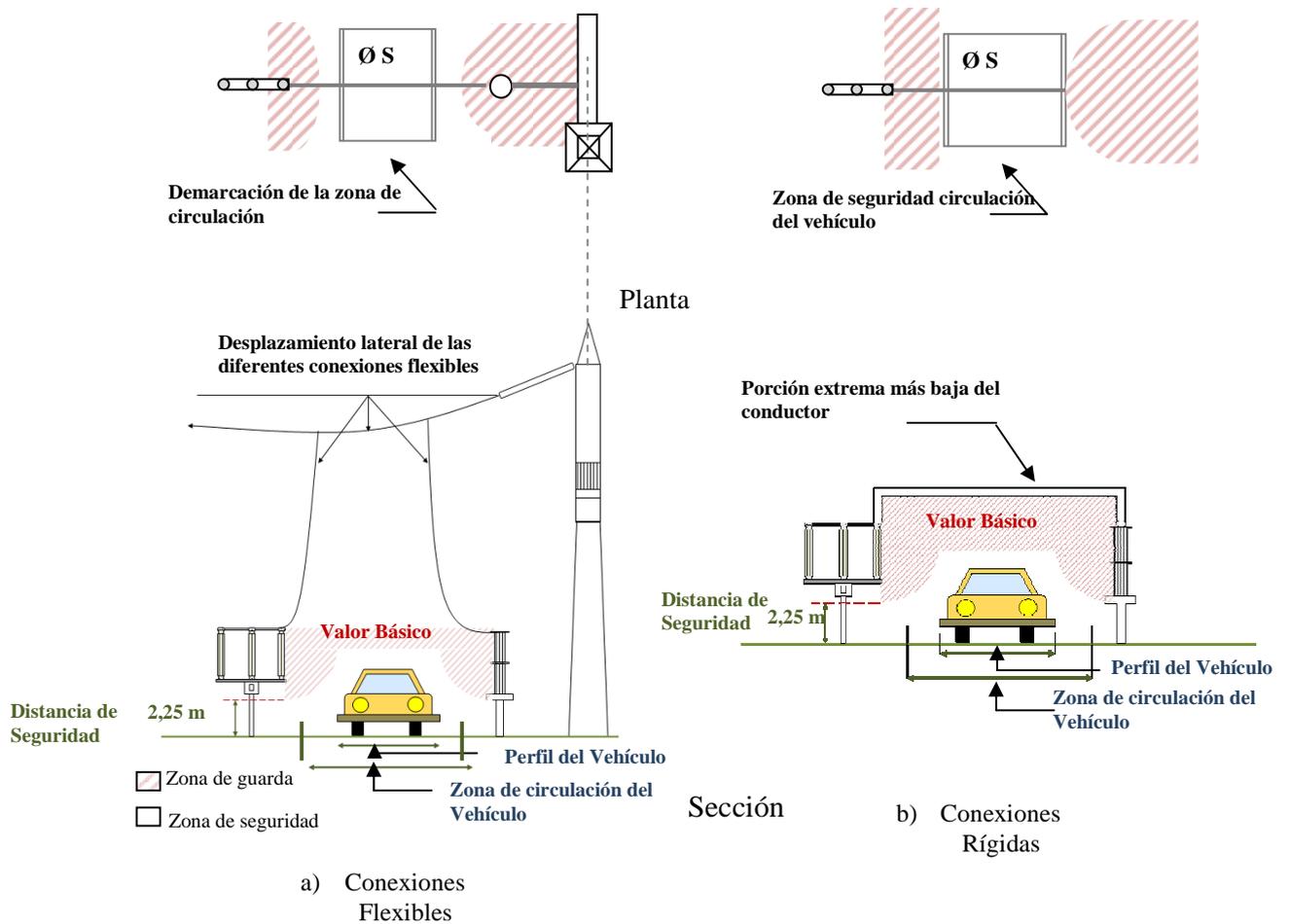
Figura 17. Movimiento del personal



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

- Movimiento de Vehículos:** para el mantenimiento y montaje de algunos equipos como interruptores, es necesario la utilización de maquinaria pesada como grúas, y por tanto, se debe delimitar una zona de seguridad para estos casos, la cual se determina por el perfil del vehículo más 0,7m para permitir inevitables imprevistos en la conducción, de igual forma se debe prever una zona de circulación perimetral, en la figura 18 se muestra este caso.

Figura 18. Circulación de Vehículos

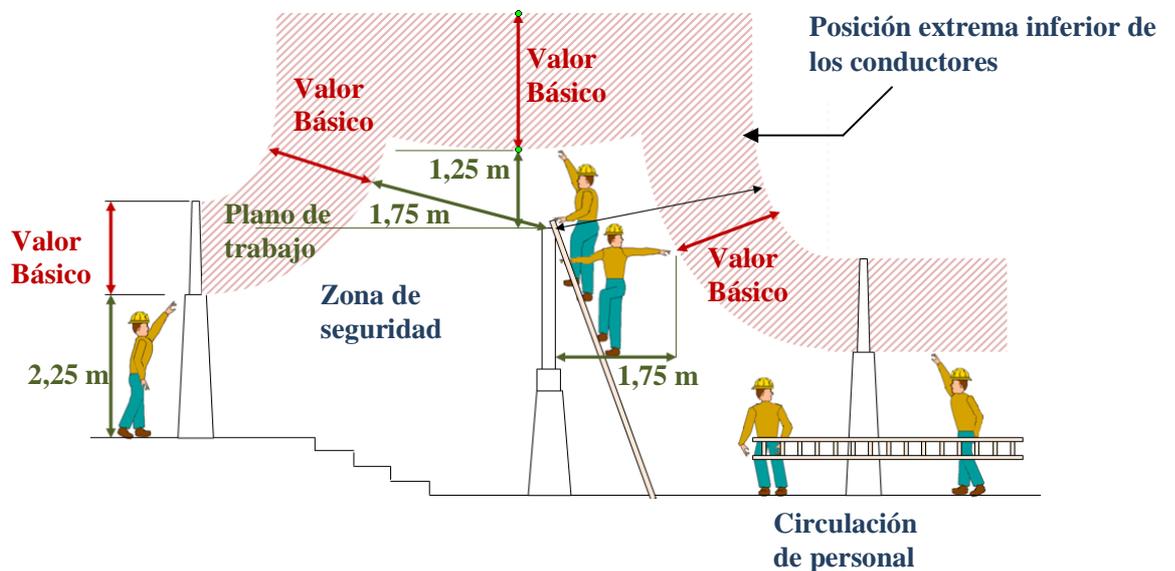


Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

- **Trabajos sobre equipos o sobre conductores:** Para determinar las zonas de seguridad de este tipo de actividades hay que hacer un recopilación de la información dada en los casos anteriores y combinarlos, de acuerdo al trabajo de mantenimiento, al vehículo y las herramientas que normalmente se utilizan, teniendo en cuenta que en ningún movimiento se debe llegar o penetrar en la zona de valor básico.

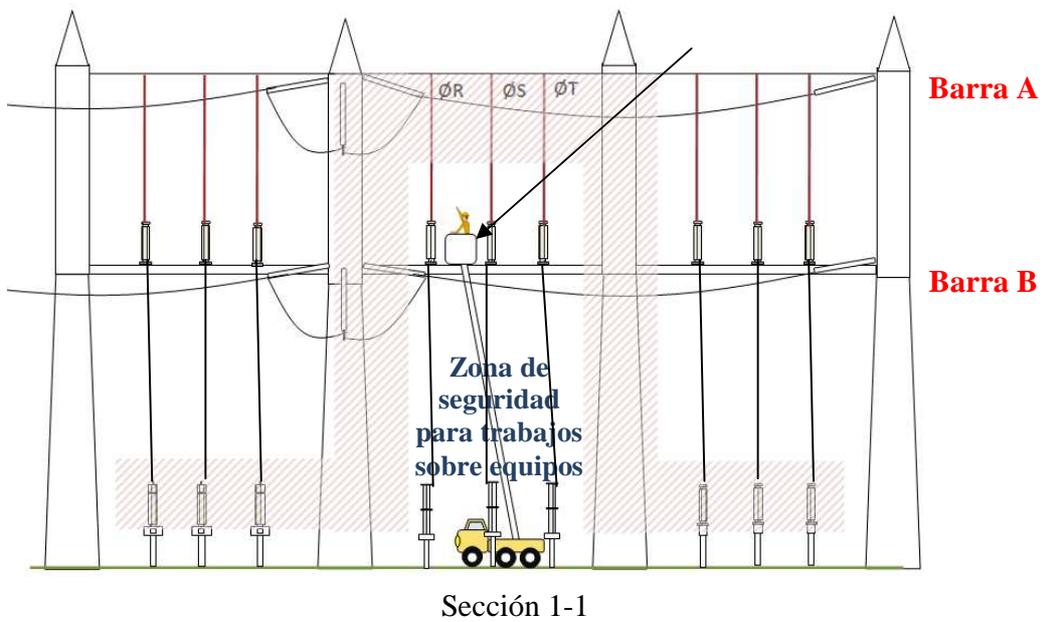
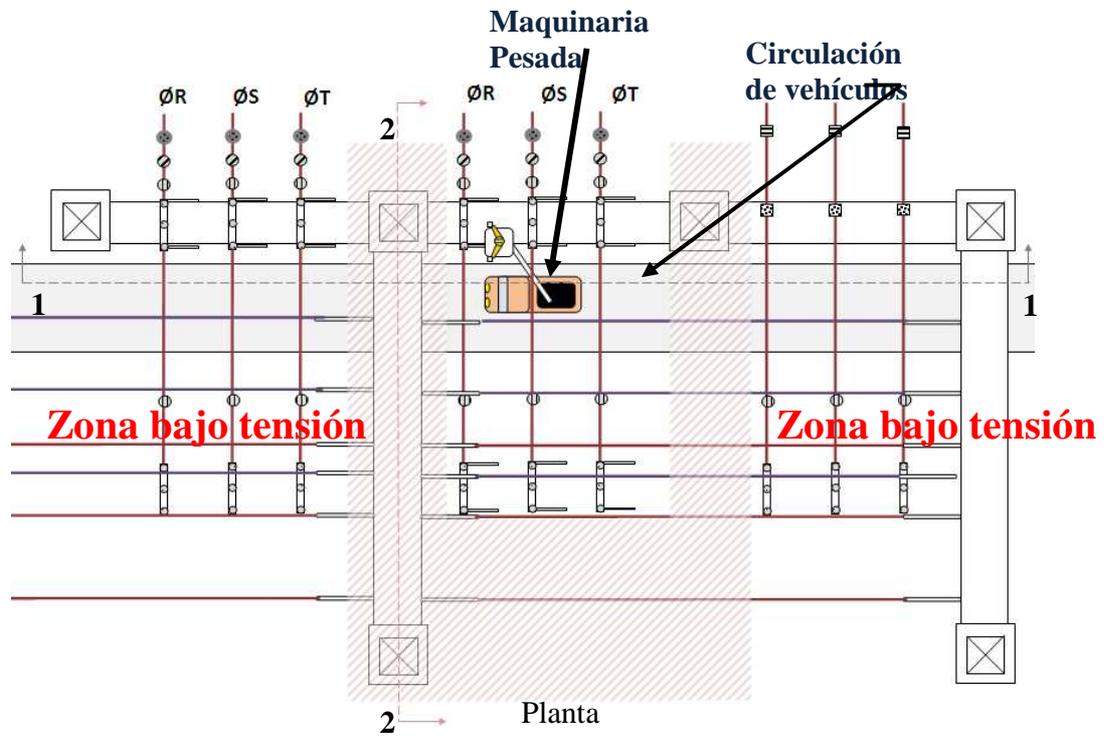
En el caso de mantenimientos de rutina solo se requieren herramientas livianas como se muestra en la figura 19, y se debe tener en cuenta un valor adicional al valor básico de 1,75m horizontalmente y 1,25m verticalmente, que serian los movimientos del personal como se mostró en la figura 16. En el caso de uso de herramientas pesadas o vehículos se debe tener en cuenta los parámetros anteriores, más la zona de seguridad determinada para el movimiento de vehículos, como se muestra en la figura 20.

Figura 19. Mantenimiento de rutina



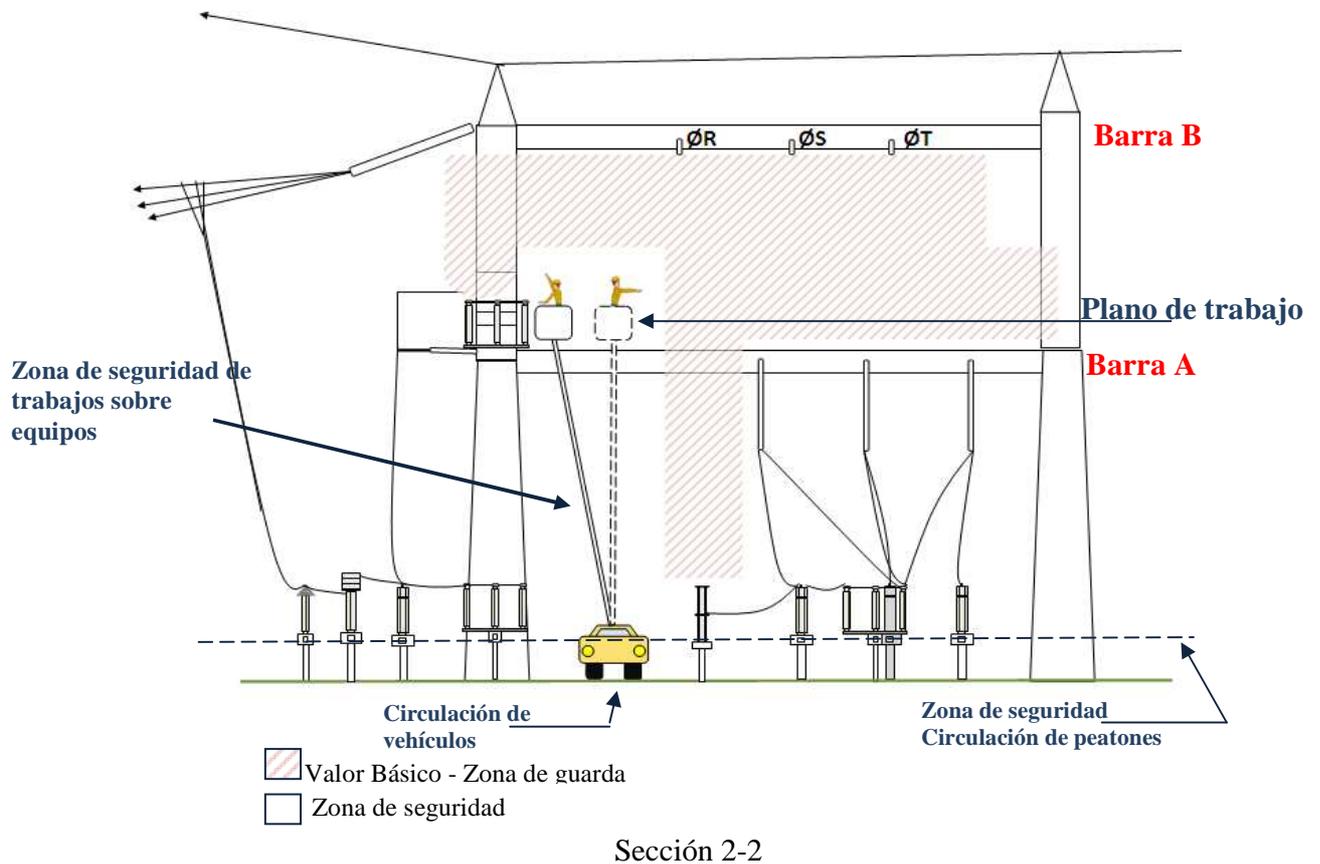
Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión

Figura 20.a Trabajo utilizando Maquinaria pesada



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión

Figura 20.b Trabajo utilizando Maquinaria pesada



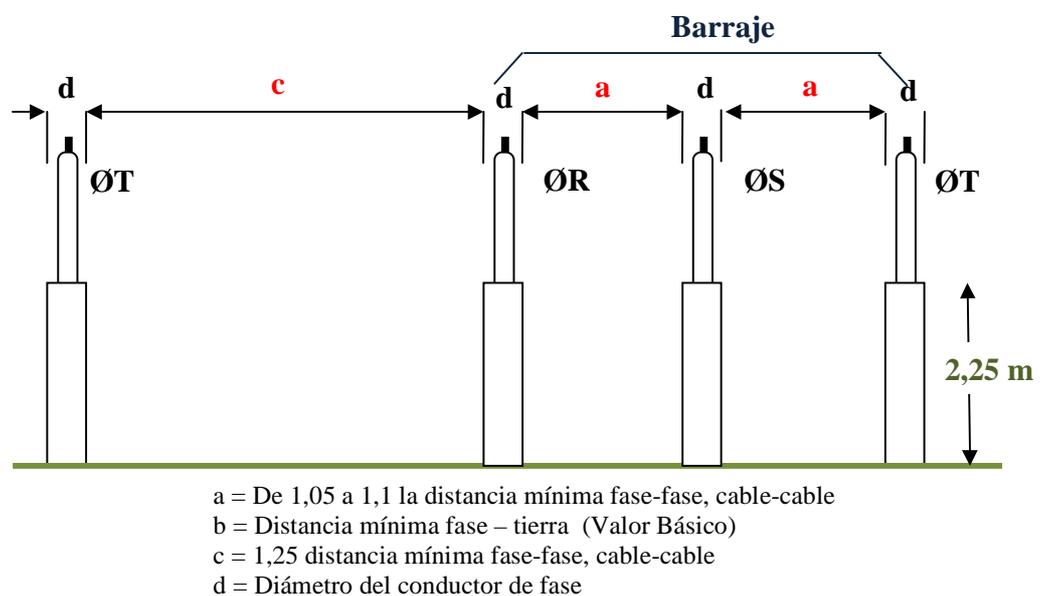
Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

4.2.3. **Distancias para el dimensionamiento de la subestación:** El dimensionamiento de una subestación con una configuración, disposición física y nivel de tensión determinado, está condicionado básicamente por lo siguiente: ancho de barras, ancho del campo, altura del campo, longitud del campo, y son una aplicación directa de las distancias mínimas y las distancias de seguridad, además de otros factores como estética y facilidades de mantenimiento.

- **Ancho de barras:** Las barras de una subestación pueden ser de tipo rígido o flexible, y dependiendo de esto se determina la distancia.

Para barras tipo rígido se utilizan las distancias mínimas fase-fase en el aire entre conductores, tomando un factor de seguridad de 5% y 10%, en las fases exteriores de la barra se conservan la distancia mínima de fase-tierra con cualquier objeto alrededor de esta, en el caso que exista un barraje adyacente entre las fases se conserva la distancia fase-fase y se incrementa en un 25% según la norma IEC, ver figura 21.

Figura 21. Ancho de barras – barras rígidas.



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Para barras tipo flexible es necesario tener en cuenta el desplazamiento horizontal durante cortocircuitos, para razones de diseño se determina el rango de movimiento del conductor Y_k , el cual está en función de la flecha máxima estática Y_o , y así determinar la separación entre fases (a_{Min}) como se muestra en la ecuación 7.

$$a = a_{min} + 2Y_k, m \quad (8)$$

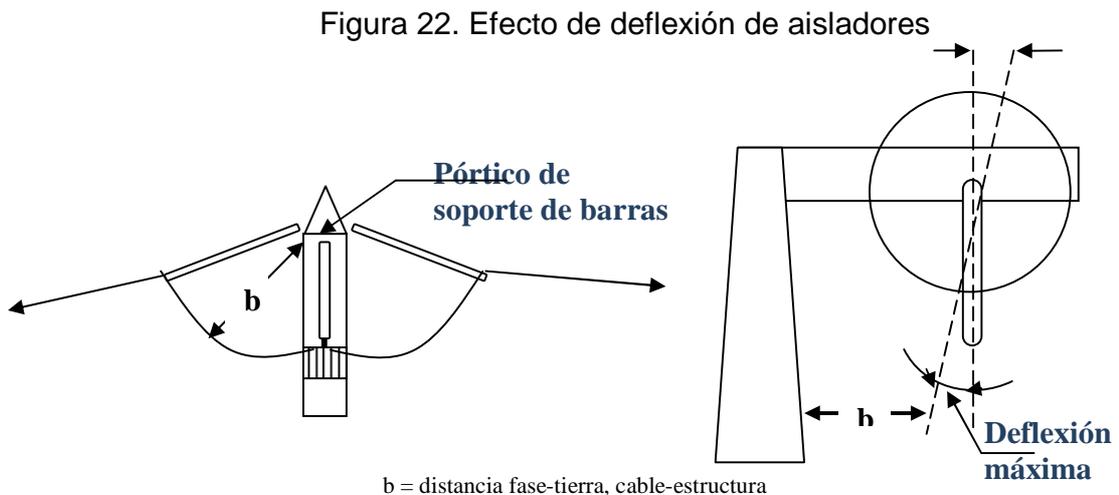
donde

$$Y_k = 0,7713Y_o, m \quad (9)$$

También se puede diseñar los barrajes con una flecha máxima del 3% del vano, L, pudiendo representar la separación entre fases(a) como se muestra en la ecuación 10:

$$a = a_{\min} + 0,0463L, m \quad (10)$$

La deflexión de los conductores también puede ser considerada en los barrajes soportados por cadenas de aisladores. Esto es debido a que se debe tener en cuenta el paso inferior por los pórticos intermedios, tal como se muestra en la figura 22. Para calcular el ángulo de deflexión de las cadenas de aisladores es necesario tener en cuenta la longitud, el área equivalente y la velocidad máxima. Es normal utilizar ángulos de 15° para el cálculo del ancho de barras.

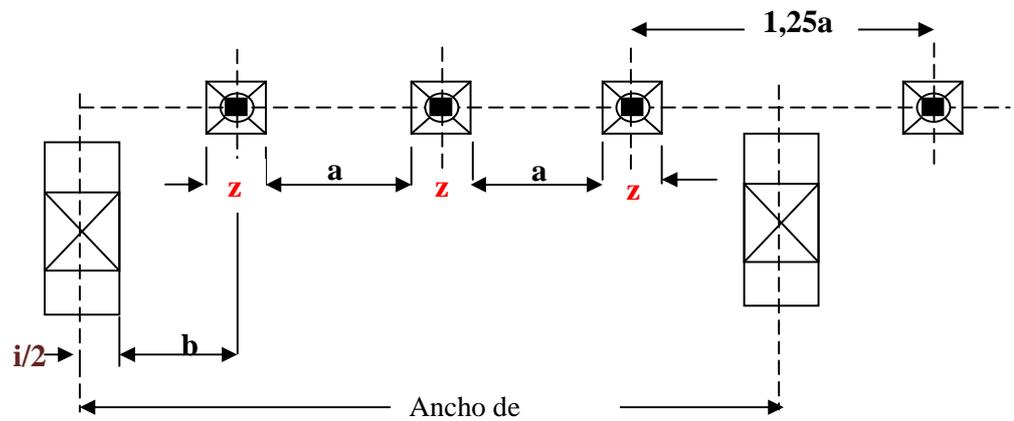


Fuente: Libro *Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión*.

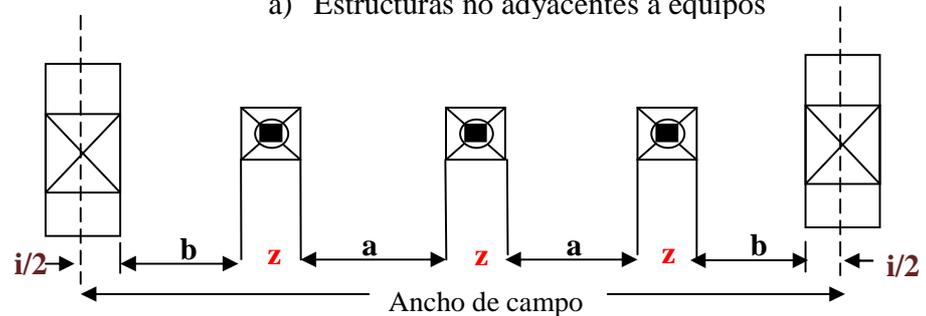
- **Ancho De Campo:** se designa ancho de campo a la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de líneas y está determinado por la configuración de la subestación, las dimensiones de los equipos y de los barrajes utilizados.

- Templas o barrajes superiores a lo largo del campo, cuya separación entre fases se calcula mediante la ecuación 8 o 10.
- Dimensionamiento de los equipos como se muestra en la figura 23.

Figura 23. Ancho de campo determinado por los equipos



a) Estructuras no adyacentes a equipos



b) Estructuras adyacentes

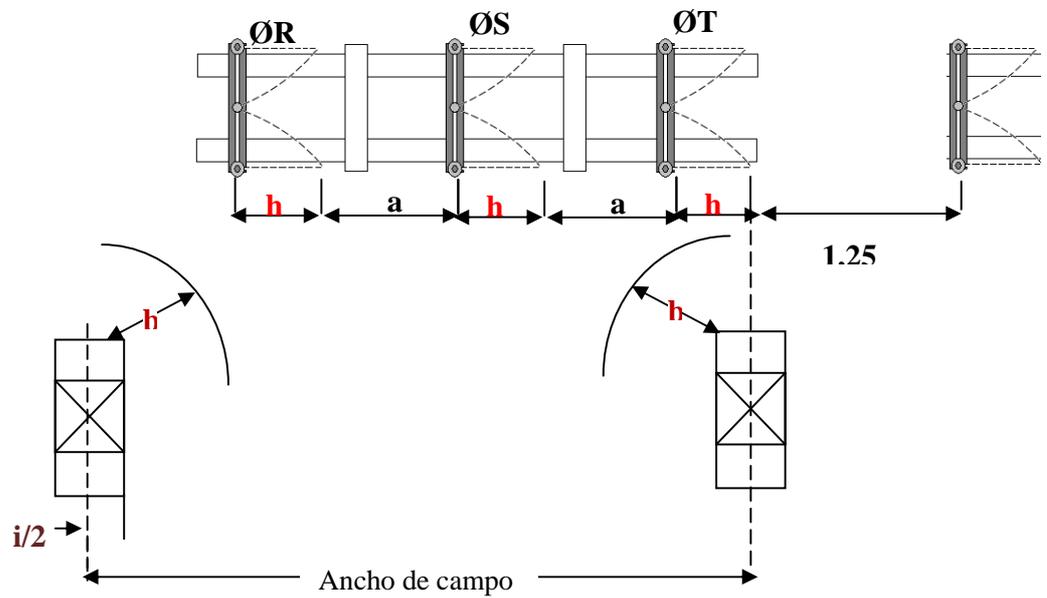
a = Distancia mínima fase-fase i = Ancho de la estructura
 b = Distancia mínima fase-tierra z = Ancho del equipo más ancho del campo

Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

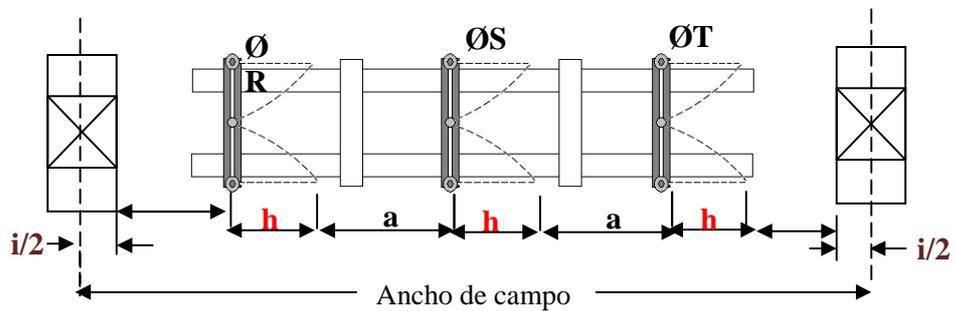
- Cuando se tienen seccionadores de apertura central, es necesario tener en cuenta cuando se encuentran en posición abierta, ya que sus cuchillas permanecen energizados, ver figura 24.

Para reducir el ancho del campo se recomienda utilizar aisladores tipo poste en los puentes de soporte de barras, seccionadores de apertura vertical o rotación central, además no utilizar seccionadores adyacentes a estructuras y pórticos, evitar pórticos interiores o intermedios, entre otros.

Figura 24. Ancho de campo con seccionadores de apertura central



a) Estructuras no adyacentes a seccionadores



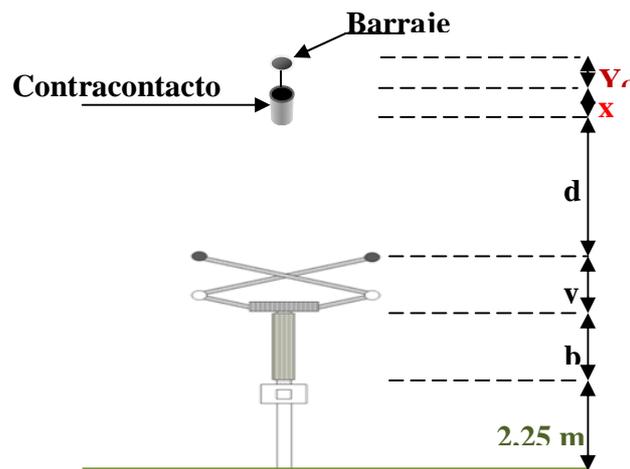
b) Estructuras adyacentes a equipos

Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

- **Altura de campo:** La altura de los pórticos de un campo están directamente relacionados por el tipo de conductor y los niveles de conexión que requiera la subestación.

El **primer nivel**, está conformado por la conexión entre los equipos, cuya altura está determinada por las distancias de seguridad descritas anteriormente. El **segundo nivel**, está conformado por barrajes cuya altura debe ser mayor que el nivel de los equipos en distancias, por lo menos igual a la distancia mínima fase-fase, cable-cable, cuando se utiliza seccionadores tipo pantógrafo, estos son los que determinan la altura del barraje, figura 25.

Figura 25. Altura de barras con seccionador tipo pantógrafo



d = Distancia fase-fase mínima dada por el nivel de aislamiento entre contactos abiertos del seccionador según normas IEC-62271-102 e IEC-60694
 b = Valor básico x = Longitud del contracontacto y = Altura del pantógrafo en posición abierto Y_0 = Flecha máxima

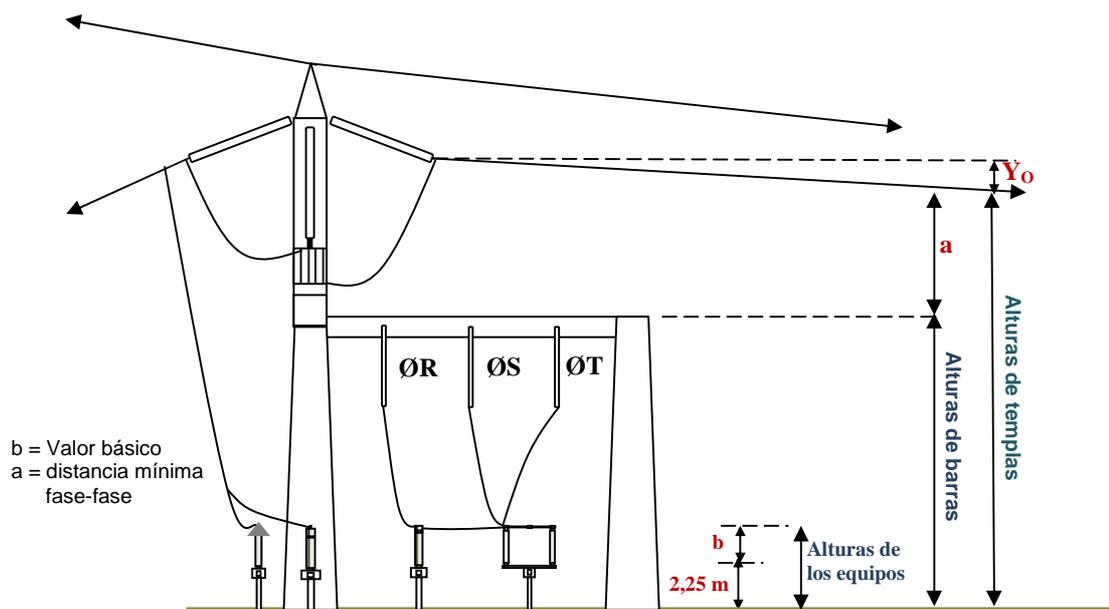
Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

El **tercer nivel**, está conformado por templas superiores cuya altura debe ser mayor que la del barraje, como mínimo, en la distancia fase-fase, cable-cable, aumentada en la flecha máxima de la templa; teniendo en cuenta los bajantes de las templas superiores como se muestra en la figura 26.

También es necesario considerar las distancias mínimas de las salidas de líneas que pasan por encima de cercas o muros, como se muestra en la figura 27.

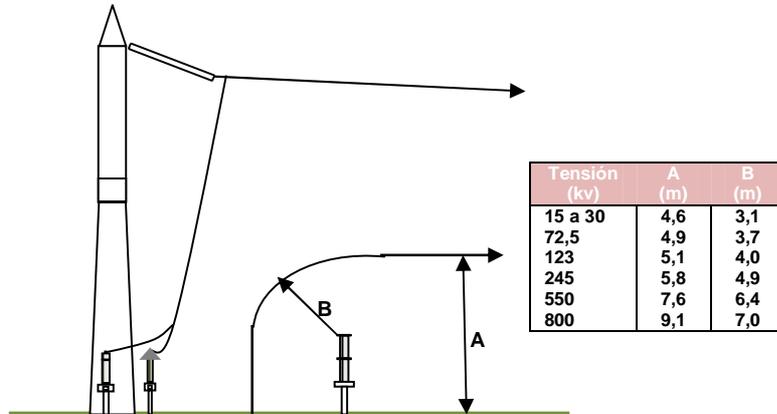
Cuando se tienen conductores flexibles es necesario tener en cuenta la flecha de los barrajes, la conexión de los seccionadores de campo de la fase más apartada del barraje y el acercamiento de estas conexiones a los puentes más bajos, por esto en algunos casos se recomienda instalar un aislador tipo poste en la conexión del barraje del seccionador más alejada, figura 28. Cuando se utiliza seccionador vertical hay que considerar la distancia entre el brazo del seccionador cuando está abierto y la templa superior con flecha máxima con una distancia mínima fase-fase, punta-cable, para determinar la altura de dicha templa.

Figura 26. Altura de templa superior



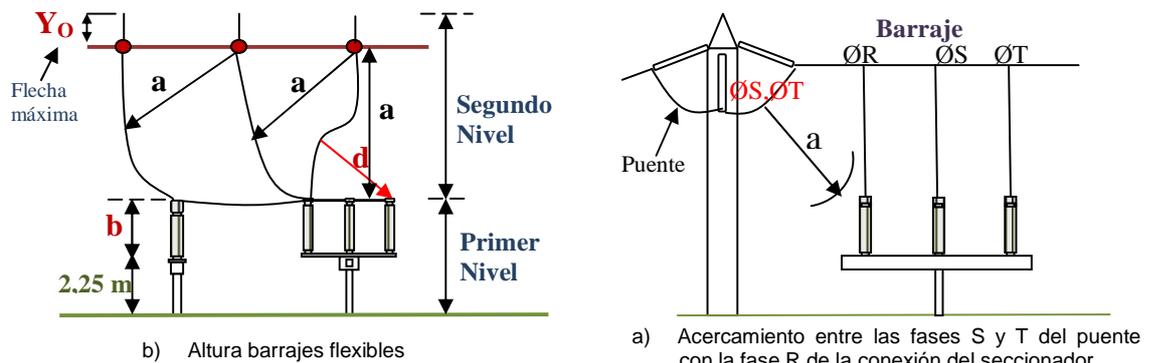
Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Figura 27. Distancias mínimas al cerco o muro



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Figura 28. Altura de barraje



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

- Longitud Del Campo:** Está determinada por la configuración de la subestación y por las distancias entre los diferentes equipos, pero por razones de mantenimiento, estética y montaje, ya que es necesario que los terminales de los equipos sean accesibles al personal desde cualquier punto. Además de las distancias entre los equipos es necesario considerar vía e iluminación perimetral, espacio entre cárcamos de control y espacio para cunetas y obras civiles, claro está teniendo en cuenta las distancias mínimas y de seguridad entre partes energizadas y cerco perimetral. La tabla 3 muestra las distancias de separación entre equipos.

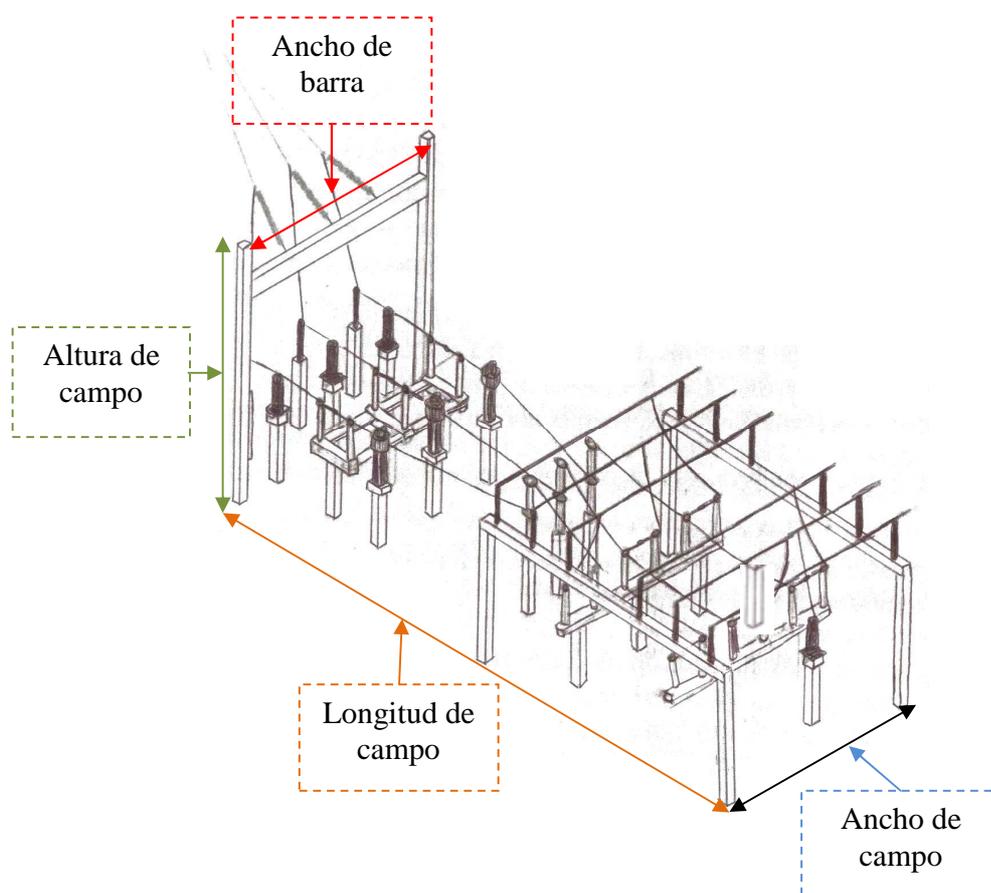
Tabla 3. Distancias típicas entre equipos de patio

Equipos (entre equipo y equipo)		Distancia Típica [m]				
		72,5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
1	Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
2	Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5-5,0	7,0-8,0	9,0-10,0
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,5	7,5	8,0-9,5	12,0-14,0	14,0-16,0
4	Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5-4,5	6,5	8,5
5	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	10,0-12,0	12,0-14,0
6	Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	7,0-8,0	9,0-10,0
7	Seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5	8,0
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
9	Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0	13,0
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	7,5-9,0	11,0-13,0	13,0-15,0
11	Seccionador y seccionador pantógrafo	-	3,5	4,5	7,0	9,0
12	Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	4,0-5,0	6,0
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0	6,0
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral (IEEE Std 1119)	3,7	4,0	4,9	6,4	7,0

Fuente: Subestaciones de alta y extra alta tensión, Mejía Villegas S.A 2 Ed,

En la figura 29 se observa un concepto general y permite aclarar las distancias y medidas explicadas anteriormente.

Figura 29. Conceptos generales de las dimensiones de las SE



Fuente: Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

4.3 APANTALLAMIENTO

El Apantallamiento en una subestación eléctrica de alta y extra alta tensión es el conjunto de elementos instalados con el objetivo principal de proteger a los equipos y elementos de la subestación, contra descargas atmosféricas directas (rayos).

Las condiciones de aislamiento de una subestación requiere la consideración de la magnitud, frecuencia de ocurrencia y tipo de sobretensiones que pueden presentarse durante su operación. Para el diseño también es importante conocer

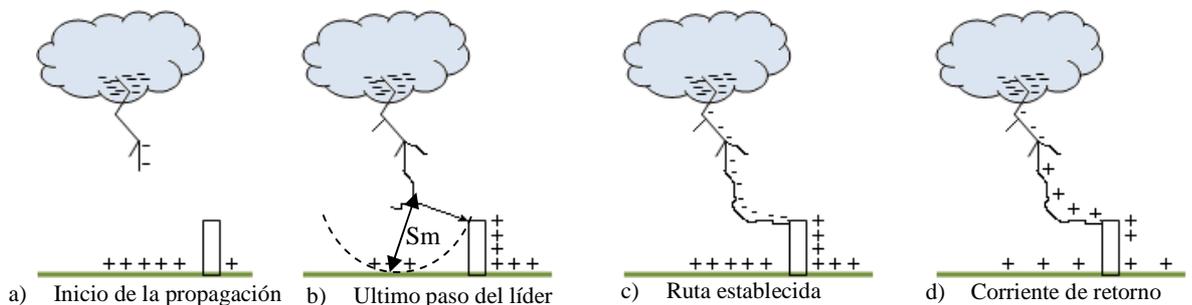
el nivel cerámico de la zona, para determinar las probabilidades de lluvias y rayos existentes.

Una de las características de los rayos es la Densidad de Rayos a Tierra (GFD), que es el número promedio de descargas en un área de un kilómetro cuadrado durante un periodo de un año y está relacionada con el nivel Cerámico por medio de la siguiente ecuación:

$$GFD = 0.12 N_i \quad (11)$$

El conocimiento de la formación de descargas eléctricas es de gran utilidad para entender como los diversos elementos ofrecen protección. La guía de un rayo (trayectoria del rayo en el aire), originada en una nube cargada (positiva o negativa), progresa en forma de pasos discretos de una longitud variable (entre 10m y 80m) y en un tiempo aproximado de $50\mu s$ por paso, cada paso tiene una dirección variable de acuerdo con las condiciones atmosféricas (Figura 30).

Figura 30. Proceso de la descarga atmosférica



Fuente: Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Cuando la cabeza de la guía del rayo llega a una distancia de descarga (S_m) de un cuerpo con polaridad contraria, empieza a progresar en dirección de este. Para ese momento se genera una pequeña descarga eléctrica desde el objeto, dirigida al encuentro de la guía del rayo (Figura 30b y 30c). Cuando la guía del rayo toca el objeto, se establece una ruta ionizada entre la nube y el objeto, por la cual circula una corriente hacia la nube llamada corriente de retorno, que intenta neutralizar la carga de la misma (Figura 30d).

4.3.1. **Dispositivos apantalladores:** Generalmente se utilizan tres dispositivos con fines de apantallamiento en subestaciones.

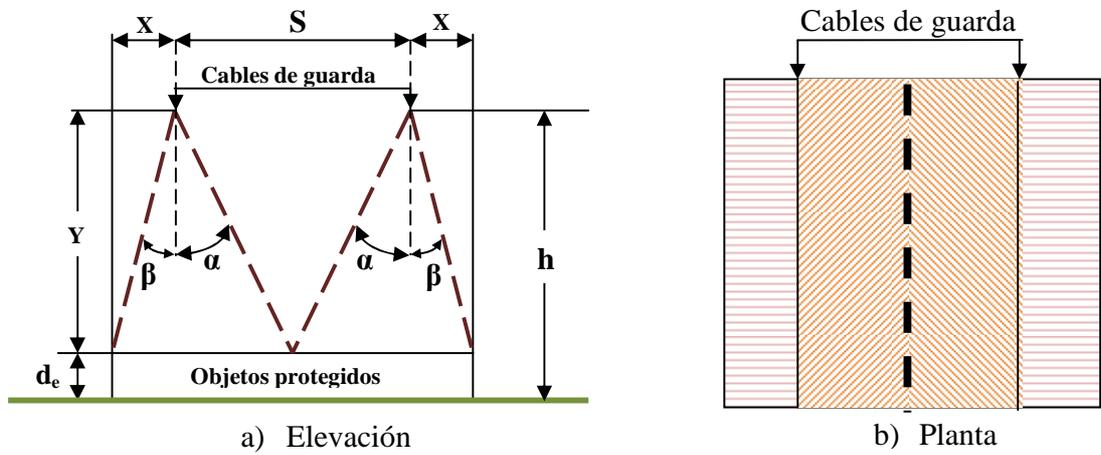
- **Cables de guarda:** Son cables ubicados por encima del equipo a proteger y conectados a tierra a través de los pórticos de la subestación, entre sus características están: protegen a lo largo de todo el cable, son económicos en cuanto a que son conductores livianos, la impedancia característica presentada al rayo es muy baja, reduciendo el riesgo de flameo, entre otras.
- **Puntas:** Están colocadas sobre los pórticos y requieren como estructura adicional un castillete, una de las desventajas es que a medida que la subestación aumenta el apantallamiento con puntas se hace más costoso que con cables de guarda, ya que sus distancias de protección son muy cortas.
- **Mástiles:** Requieren estructura propia por lo que son más costosos, su utilización se restringe a casos especiales, en los que se requiere proteger equipos que no tengan pórticos aledaños.

4.3.2 **Métodos de diseño:** Para el diseño de apantallamiento existen varias metodologías⁴ como son: Método clásico de ángulos fijos, Método clásico de curvas empíricas y Método electrogeométrico.

- **Método clásico de ángulos fijos:** Este método utiliza ángulos verticales para determinar la cantidad, posición y altura de los cables de guarda o mástiles, como se muestra en las figuras 31 y 32.

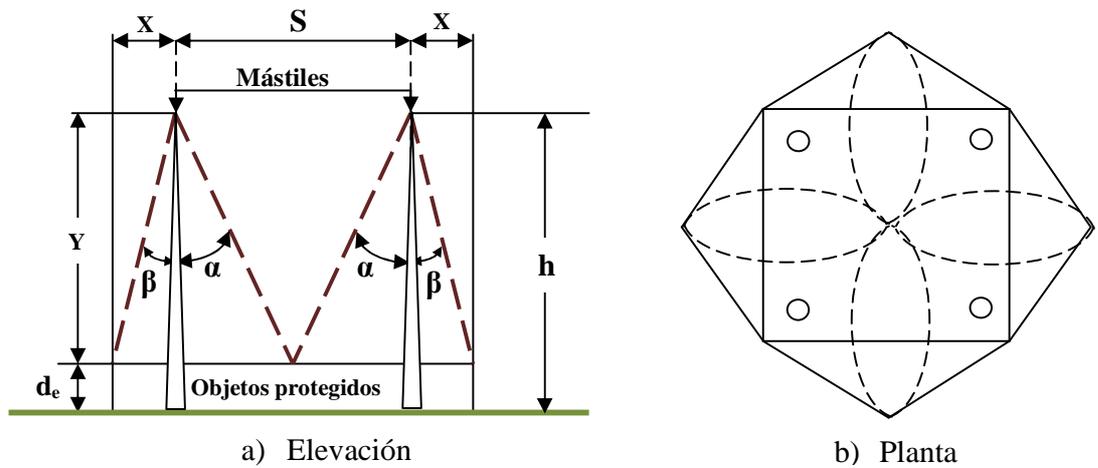
⁴ “Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations” IEEE Std 998 (1996).

Figura 31. Ángulos fijos para cables de guarda



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Figura 32. Ángulos fijos para mástiles



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

El diseño se hace de tal forma que se reducen los ángulos de apantallamiento a medida que la altura de las estructuras de la subestación se incrementa, para mantener una baja rata de falla, como se muestra en la tabla 4; donde los ángulos de apantallamiento están determinados por el grado de exposición a las descargas, la importancia de la subestación y el área ocupada por la misma.

Tabla 4. Angulo de Apantallamiento

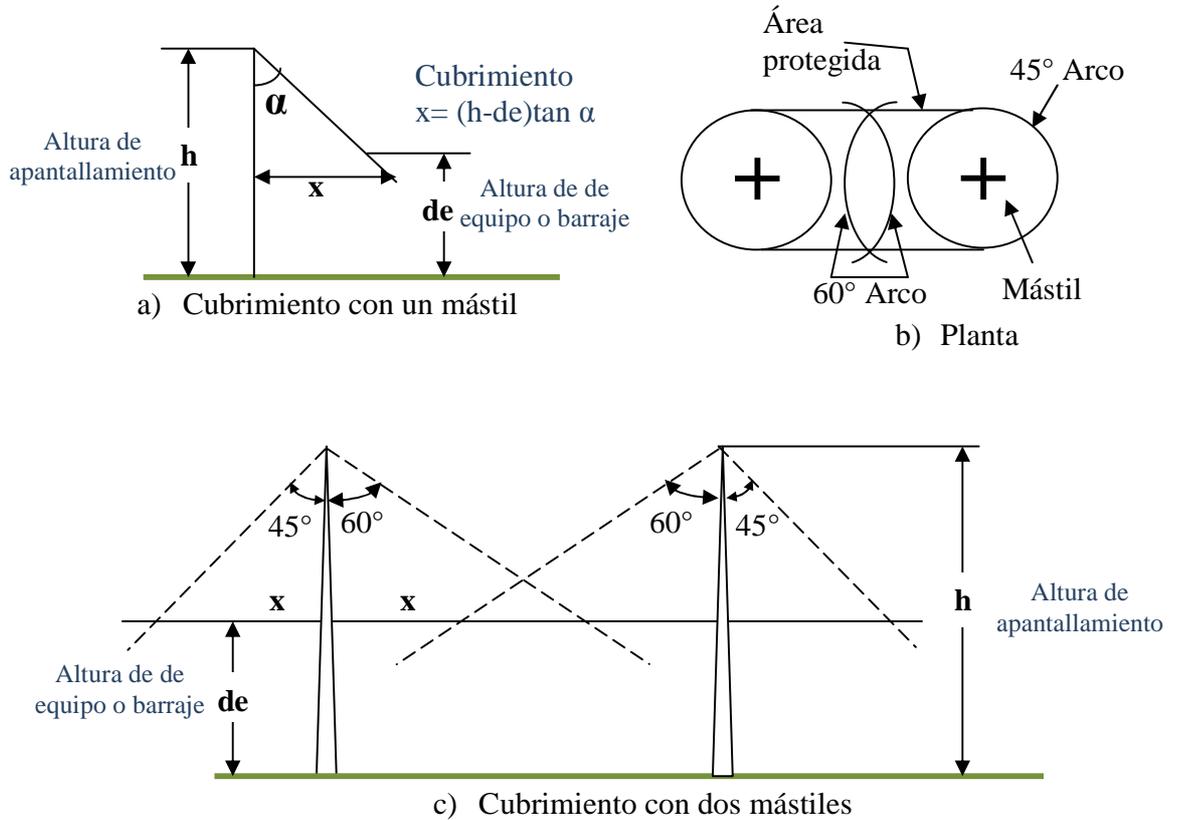
Altura del cable de guarda (m)	Falla de apantallamiento por cada 100 km/año (método del ángulo de protección)						
	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
10	0	0	1,1E-4	0,0087	0,0383	0,1032	0,2285
15	0	6,4E-5	0,0068	0,0351	0,0982	0,2182	0,4483
20	8,3E-6	0,0026	0,0214	0,0711	0,1695	0,3466	0,6903
25	0,0011	0,0087	0,0404	0,1123	0,2468	0,4819	0,9429
30	0,0035	0,0170	0,0620	0,1565	0,3275	0,6208	1,2008
35	0,0069	0,0269	0,0853	0,2024	0,4100	0,7616	1,4608
40	0,0109	0,0378	0,1096	0,2494	0,4936	0,9035	1,7214
45	0,0155	0,0493	0,1345	0,2969	0,5776	1,0462	1,9820
50	0,0204	0,0612	0,1598	0,3447	0,6619	1,1892	2,2423

Fuente: Libro Subestaciones de alta y extra alta tensión, Mejía Villegas S.A 2 Ed,

La aplicación del método es el siguiente:

- a. Se supone una altura del mástil o cable de guarda y su localización.
- b. Se determina el cubrimiento para equipos o barrajes de acuerdo con los ángulos supuestos figura 33.

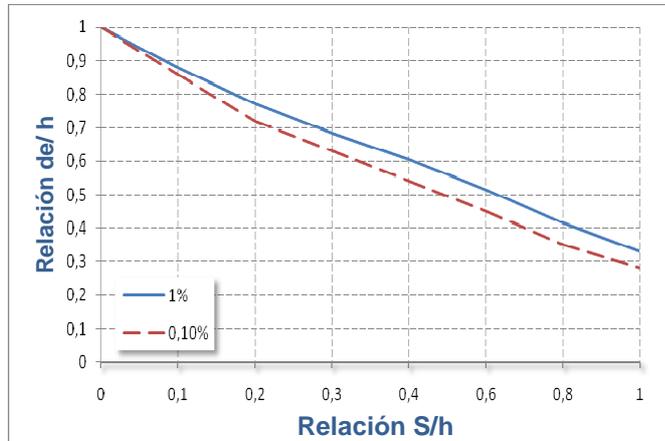
Figura 33. Cubrimiento con mástiles



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

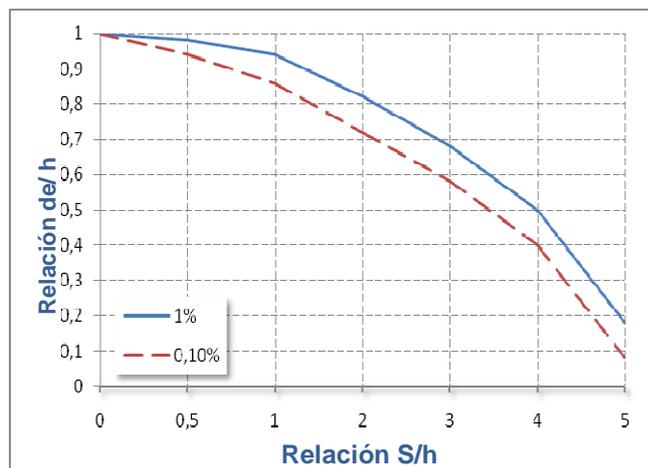
- c. Se incrementa la altura del mástil o de ubicación de los cables de guarda, se relocalizan los mástiles o se adicionan para obtener un cubrimiento completo.
- **Método clásico de curvas empíricas:** Las curvas a seguir para este método de apantallamiento según los diferentes elementos empleados como cables de guarda o mástiles se muestran en las figuras 34 a 37, en las cuales se emplean niveles de exposición P_e de 0,1 y 1%. El procedimiento para este método es el siguiente:

Figura 34. Protección con un mástil



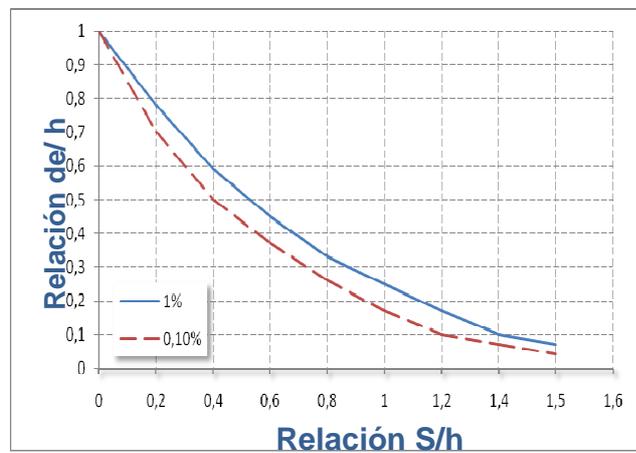
Fuente: IEEE Std 998 (1996)

Figura 35. Protección con dos mástiles



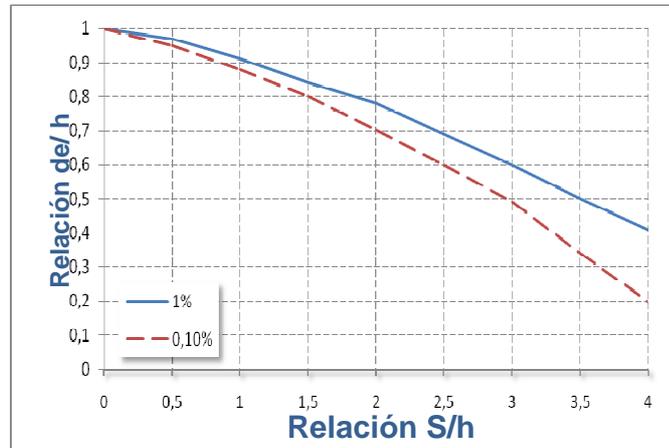
Fuente: IEEE Std 998 (1996)

Figura 36. Protección con cable de guarda



Fuente: IEEE Std 998 (1996)

Figura 37. Protección con dos cables de guarda



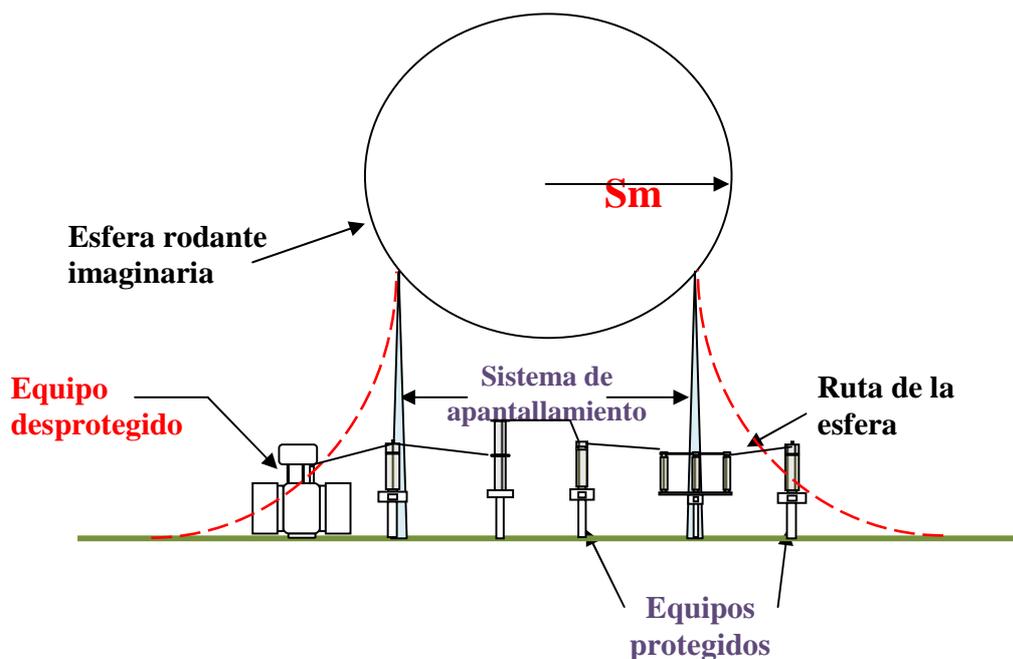
Fuente: IEEE Std 998 (1996)

- a. Se selecciona un nivel de exposición P_e ; generalmente para diseño se considera una exposición de 0,1%.
 - b. Se determina la altura de cables, equipos o estructuras a proteger, d_e , y el ancho del campo, S , o la distancia horizontal desde el mástil o cable de guarda hasta el equipo a proteger, x , según sea el caso (tipo de apantallamiento).
 - c. Se asigna una altura del cable de guarda o mástil h .
 - d. Se calcula el valor de $y=h-d_e$, el cual se localiza en la ordenada de la grafica empírica aplicable y se desplaza horizontalmente hasta interceptar la curva aplicable (la cual se puede interpolar en caso necesario), en dicha intersección se desciende verticalmente hasta interceptar el eje de las abscisas, en el cual se obtendrá la distancia S o x hasta la cual se tendrá cobertura del apantallamiento.
 - e. En caso de no obtenerse el cubrimiento deseado, se modifican la altura o localización de mástiles o cables de guarda se adicionan elementos hasta lograr el resultado deseado.
- **Método electrogeométrico:** Este método es el más utilizado, con el se pretende que los equipos a ser protegidos sean menos atractivos a los rayos o descargas atmosféricas, el cual está relacionado directamente con la distancia de descarga.

La distancia de descarga es la que determina la posición de la estructura apantalladora con respecto a los equipos a proteger, teniendo en cuenta la altura de cada uno respecto a tierra. Esta distancia de descarga relaciona directamente la carga del canal de la guía del rayo y por ende la corriente de retorno del mismo.

Para hallar la altura mínima de los dispositivos de protección se trazan arcos de circunferencia con radio igual a la distancia de descarga S_m a los objetos a ser protegidos como se muestra en la figura 38.

Figura 38. Concepto de la esfera de radio igual a la distancia de descarga S_m



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Para el cálculo del apantallamiento se realiza teniendo en cuenta el siguiente procedimiento:

- **Con Cables de Guarda:**

- a. Se calcula la altura promedio de los barajes h_{av} , por medio de la ecuación 12 teniendo en cuenta H_{min} como se expresa en la ecuación 13, así:

$$h_{av} = \frac{1}{3}h_{max} + \frac{2}{3}h_{min}, (m) \quad (12)$$

$$H_{min} = H_{max} - \omega L \quad (13)$$

- b. El cálculo de la impedancia impulso del barraje teniendo en cuenta el radio de corona, Z_0 , por medio de la ecuación 14 así:

$$Z_0 = 60 \sqrt{\ln \frac{2h_{av}}{R_c} \ln \frac{2h_{av}}{r}} \quad [\Omega] \quad (14)$$

- c. La corriente crítica de descarga I_c se calcula teniendo en cuenta la ecuación 15 así:

$$I_c = \frac{2.068CFO}{Z_0} \quad (15)$$

- d. La distancia de descarga que se convierte en el radio de la esfera S_m se encuentra por medio de la ecuación 16, así:

$$S_m = 8kI_c^{0.65} \quad [m] \quad (16)$$

- e. La altura efectiva del cable de guarda h_e se calcula por medio de la ecuación 17 así:

$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2} \quad [m] \quad (17)$$

- f. Por último se calcula la máxima separación de los cables de guarda $2d_{max}$ por medio de la ecuación 18, así:

$$2d_{max} = 1,5S_m \quad [m] \quad (18)$$

- o **Con Mástiles:** se sigue el mismo procedimiento que con cables de guarda hasta el ítem d. y se continúa así:

a. Se asigna una altura inicial del mástil, h .

b. El área de protección de un solo mástil x , se determina por medio de la ecuación 19 así:

$$x = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h)^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - d_e)^2}, m \quad (19)$$

Donde d_e es la altura del equipo a proteger en metros. Y x es la distancia máxima horizontal desde la punta hasta el objeto que se desea proteger a una altura d_e .

c. La máxima separación entre mástiles S , se determina teniendo en cuenta las siguientes ecuaciones relacionadas entre sí:

$$y = h - d_e, m \quad (20)$$

$$E = S_m - y, m \quad (21)$$

$$J = \sqrt{S_m^2 - E^2}, m \quad (21)$$

$$K = 2J, m \quad (23)$$

$$S = \frac{K}{\sqrt{2}}, m \quad (24)$$

d. Con toda esta información los mástiles pueden ser ubicados en la subestación, ajustando su localización hasta obtener el diseño más óptimo.

5. SISTEMAS DE MONITOREO Y PROTECCIÓN DE LAS SUBESTACIONES

5.1. SISTEMAS DE CONTROL

Un sistema de control se define como un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a gobernar un sistema de potencia.

La función principal de un sistema de control es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Durante condiciones anormales y cambios intencionales de las condiciones de operación, el sistema de control deberá, hasta donde sea posible, asegurar la continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica.

5.1.1. **Requerimientos generales de un sistema de control:** A continuación se enuncian los requerimientos más importantes para el diseño de un sistema de control.

- **Facilidad de expansión:** Las subestaciones tienen una vida útil relativamente larga; por lo tanto, es necesario diseñar la subestación de tal manera que sean fácilmente realizables las adiciones de nuevos equipos de control debido a cambios en la configuración y las expansiones de los sistemas de control existentes con los nuevos equipos.
- **Automatización de funciones:** La operación automatizada en subestaciones se basa normalmente en información disponible dentro de la misma subestación, donde la acción que tomen los dispositivos de control puede ser ordenada o inclusive modificada local o remotamente.

A continuación se pueden mencionar algunos conceptos que han sido desarrollado a lo largo de los años en las subestaciones: Recierre

Automático, Seccionalización automáticas en zonas con fallas, conmutación automática de equipos de respaldo, restauración automática del sistema después de pérdida del suministro, maniobras automáticas de equipos, desconexión automática de carga por baja frecuencia, control automático de cambiadores de derivaciones y control de potencia reactiva, ajuste automático de relés, mando sincronizado de interruptores, entre otros.

- **Seguridad:** Las fallas en los sistemas secundarios de los equipos de patio y de control pueden afectar directamente la seguridad de todo el sistema. Fallas de este tipo no pueden evitarse en su totalidad y, por lo tanto, se deben tomar precauciones tales como la redundancia de los principales equipos, para asegurar que el efecto de una falla se reduzca a unas proporciones adecuadas.
- **Disponibilidad:** Ya que la seguridad del equipo de la subestación depende en mucha parte de la confiabilidad del equipo de control utilizado, un nivel alto de disponibilidad es necesario en tales sistemas. Cualquier interrupción se considera de importancia, y por tal motivo, se debe minimizar el tiempo requerido para el reconocimiento, diagnóstico y corrección de las fallas del sistema de control.

El sistema de control no debe tener un punto único de falla que cause que la subestación quede fuera de la operación, lo cual puede minimizar por medio de arquitecturas redundantes y tolerantes a fallas.

- **Flexibilidad:** el sistema de control debe ser flexible para acomodarse a condiciones de contingencia, tanto en el sistema de control como en el de potencia. La flexibilidad es esencial para mantener la seguridad del sistema de potencia y debe permitir efectuar cambios en el equipo de control o en el interfaz con el equipo de patio, de tal manera que se mantenga la seguridad de la instalación. Los siguientes puntos se deben tener en cuenta para el diseño del sistema de control en lo referente a la flexibilidad.
 - Prever facilidades para permitir la extensión o modificación parcial del sistema de control.
 - Prever la posibilidad de intercambiar equipos de diferentes fabricantes.
 - Efectuar el diseño inicial de tal manera que disminuyan los gastos cuando se realicen las expansiones o modificaciones futuras.

- Para el caso de sistemas de control digitales, prever el cumplimiento de estándares industriales para sistemas abiertos con el fin de permitir ampliar o modificar el sistema, minimizando los costos de integración. El cumplimiento con los estándares de sistemas abiertos permitirá que el sistema de control y los diferentes equipos puedan intercambiar y compartir recursos de información.
- **Simplicidad:** Se debe tener en cuenta en el diseño general que la confiabilidad total de los equipos de control dentro de un sistema simple es mayor que la de un sistema complejo, el cual necesita demasiada información de los equipos de patio o requiere llevar a cabo un gran número de operaciones de maniobra para cambiar el estado de la subestación o aislar un sector se ésta cuando hay fallas.
- **Mantenimiento:** La confiabilidad de toda una instalación debe depender del grado de eficiencia del trabajo de mantenimiento, ya que de esta forma la seguridad del sistema no dependerá de los errores humanos durante el mantenimiento. Se debe evitar que la instalación dependa de la confiabilidad de un solo elemento cuya vida útil no corresponda a la del sistema, ya que estos elementos sobrecargan innecesariamente el trabajo de mantenimiento.

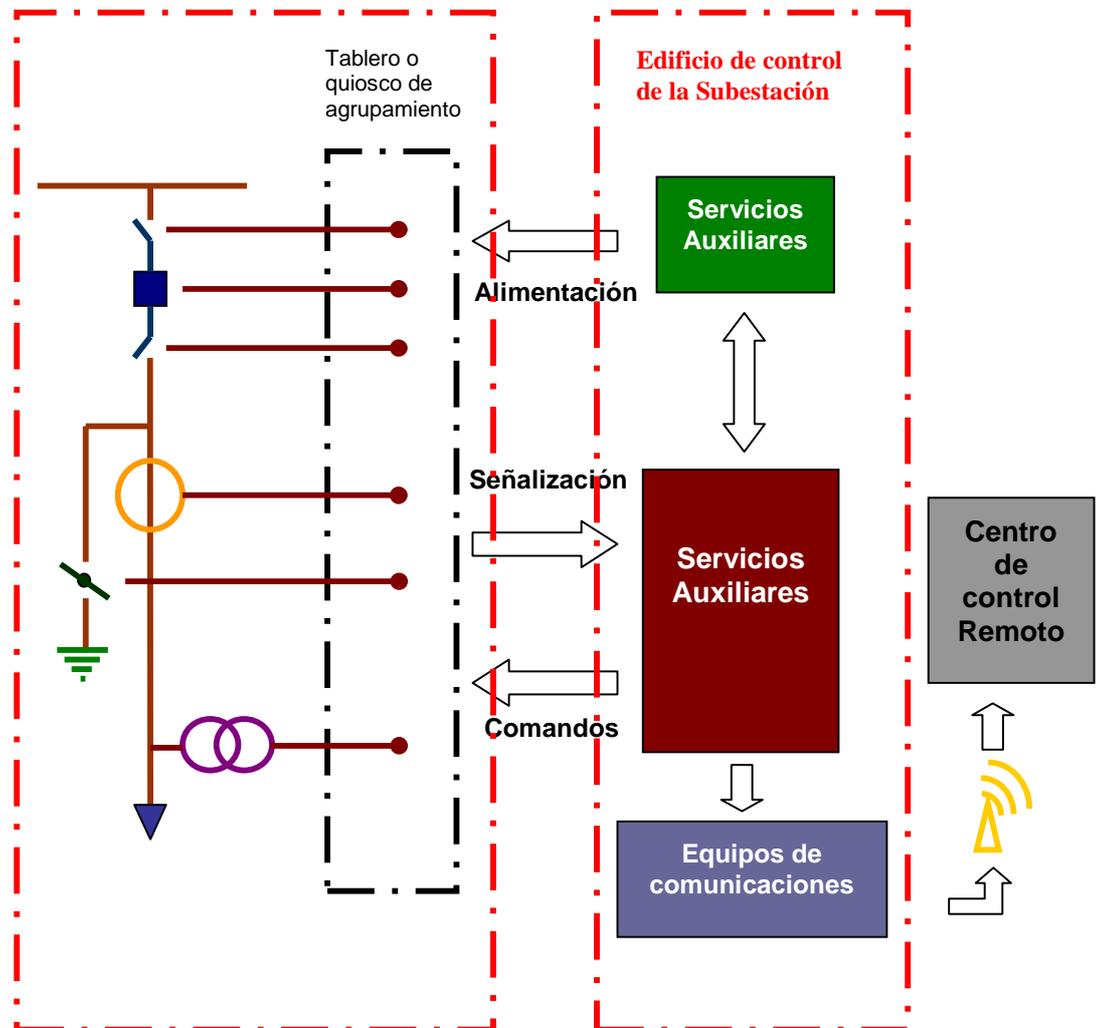
El mantenimiento debe ser simplificado y práctico para permitir disponibilidad del sistema. Para lograr puede ser necesario en sistemas complejo, prever un sistema automático de supervisión y reconocimiento de fallas. Es además necesario efectuar una evaluación del costo del procedimiento de mantenimiento del posible inventario de partes de repuestos y del efecto consecuente sobre la disponibilidad y confiabilidad de la instalación.

5.1.2. **Clasificación de sistemas de control de subestaciones de acuerdo con su ubicación física:** Según su ubicación se clasifican en dos sistemas: sistemas de control centralizado y sistemas de control distribuido.

- **Sistemas de control centralizado:** En este sistema se tienen todo centralizado, en un solo sitio, usualmente en un edificio o caseta de control y componentes auxiliares como controladores, protecciones, estaciones de trabajo, equipos de comunicación, entre otros. En el

sistema de control centralizado, las señales provenientes del patio de la subestación generalmente se agrupan en cajas o quioscos de agrupamiento tipo intemperie, localizados en el patio y adyacentes a los equipos. Estas señales generalmente son llevadas al edificio de control por los cárcamos, generalmente a través de bandejas metálicas portacables, estos llegan al edificio y distribuyen a los diferentes tableros. Es también una práctica común, cablear directamente las señales desde los equipos de apto hasta la sala de control, cuando las distancias entre patio y sala no son muy grandes y las condiciones atmosféricas lo permitan. En la figura 39 se puede observar un esquema de los sistemas de control centralizados.

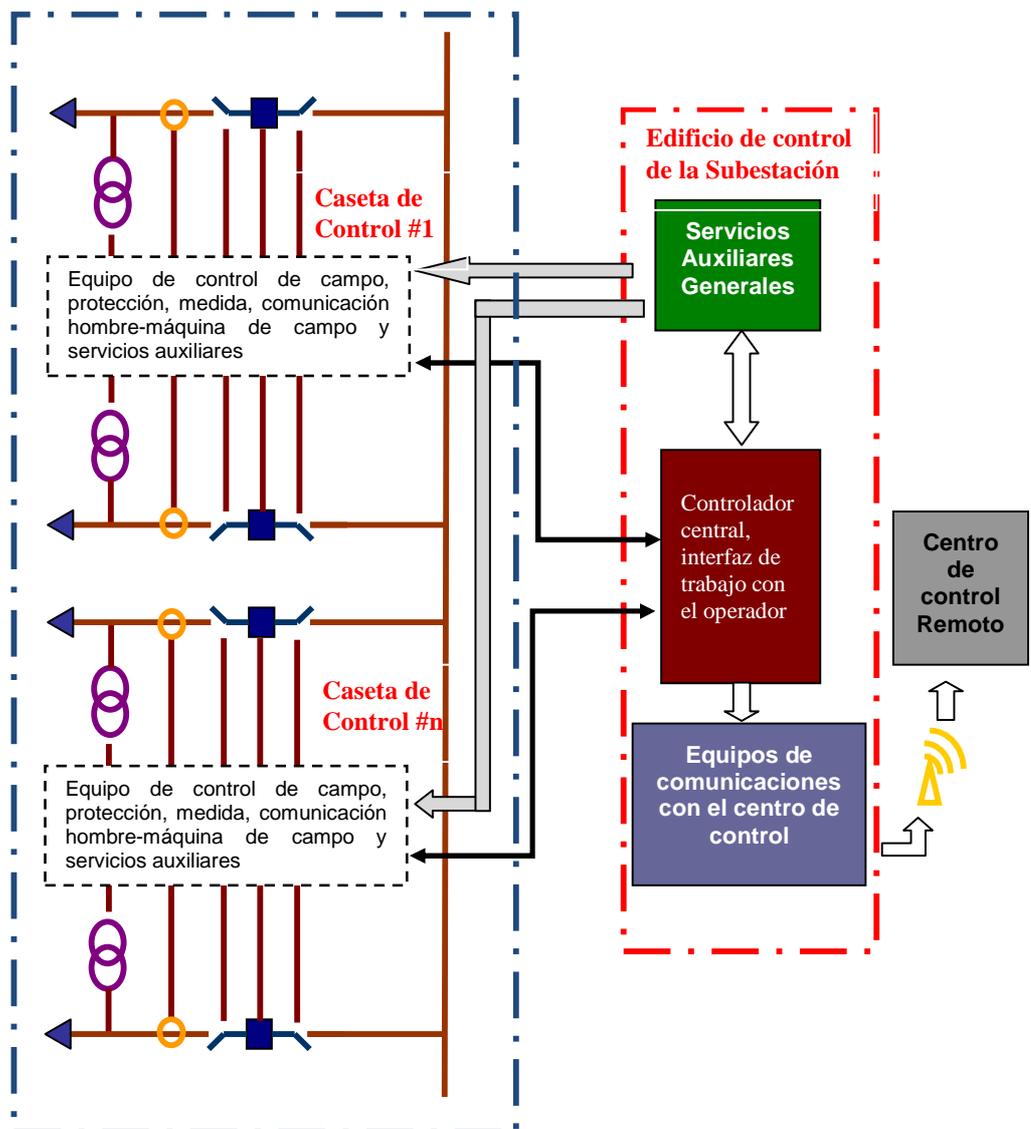
Figura 39. Principio de los sistemas de control centralizados



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

- Sistemas de control distribuido:** El control distribuido consiste en repartir en casetas de control en el patio de la subestación, los controladores de campo, protecciones y equipos de comunicación, aproximándolos a los equipos para reunir las señales de información emitir comandos y efectuar procesamiento de datos (Figura 40). En el edificio de control se instalan un controlador central y la estación de trabajo del operador, los cuales se conectan con los controladores de campo ubicados en las casetas de control mediante enlaces de fibra óptica, medio altamente inmune a las interferencias. El sistema de servicios auxiliares puede dejarse centralizado en el edificio de control o también distribuirse en las casetas de control

Figura 40. Principio de los sistemas de control distribuidos



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

5.2. SISTEMAS DE PROTECCION

Los esquemas de protección pueden variar de sistema a sistema, de acuerdo con los niveles de tensión, importancia de la instalación y prácticas de la empresa de transmisión.

Los sistemas de protección se clasifican de acuerdo con el equipo principal que protegen: Transformadores de potencia, reactores, condensadores, barrajes y líneas. El objetivo principal de un sistema de protección, consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, hasta tal punto que no se afecte su funcionamiento o se produzcan daños relativamente importantes en él, ni tampoco ponga en peligro seres humanos o animales. Esto solo se puede conseguir cubriendo de una manera ininterrumpida los sistemas de potencia mediante el uso de esquemas de protección y relés que hayan sido diseñados con la atención requerida, de tal forma que se remueva del servicio algún elemento del sistema cuando sufre un cortocircuito o cuando empieza operar de manera anormal. Las protecciones trabajan en asocio con los interruptores los cuales desconectan el equipo luego de la “orden” del relé, por esto frecuentemente se involucra el interruptor como parte del sistema de protección.

Otra función importante de los sistemas de protección consiste en suministrar la mayor información posible sobre el evento: fecha y hora (frecuentemente con precisión de ± 1 ms), localización, tipo de falla, variables involucradas y su magnitud, y tiempos de operación de los mismos relés y de los interruptores, su importancia radica en aportar los datos para estimar las causas, si existió la falla o se trata de un disparo erróneo, si es temporal o definitiva y si se reconecta o no el equipo desconectado antes de hacer más pruebas.

5.2.1. **Fallas:** Un evento no planeado puede ocurrir en cualquier sistema de potencia, y es imposible diseñar económicamente un sistema libre de fallas. Las principales causas de fallas varían de sistema a sistema y entre niveles de tensión.

- **Fallas propias al sistema de potencia:** Estas involucran un equipo primario (transformador, línea, etc.) y requieren de su desconexión. Las más comunes se suelen clasificar en:

- **Fallas en paralelo o derivación:** comúnmente un corto circuito a tierra o entre fases.
- **Fallas en serie:** apertura de la conexión, polo abierto de un interruptor o ruptura de un conductor de fase.
- **Combinación serie – paralelo:** si una falla tipo derivación ocurre en diferentes puntos de la red, la condición combinada se llama falla a campo traviesa.
- **Fallas ajenas al sistema de potencia:** son disparos no deseados y que ocurren en ausencia de una falla propia del sistema de potencia, es decir, que antes del disparo no había condiciones anormales de corriente, tensión, etc. Sus causas principales son fallas en el cableado o en los elementos secundarios (relés, indicadores, etc.), ajustes indebidos o errores humanos.

5.2.2. **Clasificación de los sistemas de protección:** los sistemas de protección normalmente se dividen en dos grupos con respecto a su función principal. Uno es llamado protección absolutamente selectiva (protección de unidad) cuyo alcance es claramente limitado a un equipo; el otro es conocido como protección relativamente selectiva (protección escalonada) donde se protegen dos o más elementos.

5.2.3. Requerimientos de protección

- **Estabilidad del sistema de potencia y velocidad de aclaración de fallas:** Normalmente los sistemas están diseñados de tal forma que una o varias líneas de transmisión puedan perderse sin que ocurra ningún apagón importante, siempre y cuando se desconecta el elemento fallado en un tiempo oportuno; de lo contrario e desbalance de energía se hace tan pronunciado en los generadores que se hace imposible recuperar su sincronismo, lo que equivale a la pérdida de estabilidad, por lo tanto entre más cerca se encuentre la falla del sistema de generación, se requerirá unas exigencias mayores en cuanto a la selectividad y rapidez del disparo.

Los tiempos requeridos para la aclaración de fallas por estabilidad están entre los 120ms y 400ms, tiempos iguales o menores a 100ms son fácilmente encontrados en subestaciones de alta y extra alta tensión, considerando interruptores de 40ms, y tiempos de envío y recibo de señales de teleprotección hasta de 20 ms.

- **Seguridad, selectividad y estabilidad:** Se entiende por seguridad de la protección la probabilidad de no tener un disparo indeseado, que puede ocurrir espontáneamente, por ejemplo si un componente del sistema de protección falla o existe un mal ajuste. Normalmente un buen sistema de transmisión debe soportar al menos un disparo indeseado. La selectividad consiste en que solo la parte fallada debe ser desconectada y la parte sana debe permanecer en operación, ya que puede ocurrir que dispare la línea adyacente a la línea fallada, es muy importante que el sistema de protección sea selectivo. El concepto de estabilidad de los sistemas de protección, frecuentemente usado en protecciones diferenciales, se aplica para indicar que la protección no debe disparar cuando ocurre una falla externa, o sea fuera de su zona de protección.
- **Fiabilidad:** se entiende por fiabilidad de la protección la probabilidad de no tener una omisión de disparo. La peor de las operaciones incorrectas es normalmente la falla u omisión de disparo durante un cortocircuito, lo cual puede ser debido a una falla en el sistema de protección o del interruptor y usualmente lleva a problemas de estabilidad y apagones.
- **Confiabilidad:** se entiende por confiabilidad de la protección la probabilidad de que sea segura y fiable, es decir, la probabilidad de no tener una operación incorrecta. Generalmente hay un compromiso entre la seguridad y la fiabilidad: el número de disparos indeseados se incrementa con aumentos de la fiabilidad y el número de omisiones de disparo incrementa cuando aumenta la seguridad.
- **Respaldo:** la interrupción selectiva de una falla en el sistema eléctrico origina la intervención de los siguientes aparatos:
 - Equipo para la medida de la magnitud (T_c , T_p , etc.)
 - Elementos que establecen y procesan las magnitudes medidas dando respuesta según valores predeterminados (relés, dispositivos de disparo).

- Equipo de interrupción (interruptores incluyendo su mecanismo de control)
- Los auxiliares correspondientes (batería y sistemas de corriente continua, compresores de aire, etc.)
- Equipos de comunicaciones y de teleprotección.

Si uno de los elementos de la cadena falla el sistema de protección no trabaja y la falla continua hasta presentarse la destrucción de la parte afectada, para evitar esto, la mayoría de las compañías utilizan el sistema de respaldo en el cual otro sistema de protección y, si es del caso, otros interruptores, toman las funciones, debe haber sistemas de protección e interruptores de respaldo, el asunto es definir qué tan sofisticado debe ser el sistema de respaldo.

- **Respaldo remoto:** En este esquema los interruptores y las protecciones que se encuentran en las subestaciones vecinas cumplen también la función de respaldo, un ejemplo típico es el respaldo remoto de la protección de barras, realizada por la segunda zona de las protecciones de distancias de las líneas en las subestaciones vecinas.
- **Respaldo local:** El respaldo local, se dio como consecuencia de que el respaldo remoto no era satisfactorio en tiempos de despeje, selectividad entre otros, por esto se introdujo el respaldo local donde las protecciones y los interruptores se encuentran dentro de la misma subestación.
 - **Respaldo local de circuito:** se caracteriza por usar un sistema de protección paralelo con el sistema de protección principal y es llamado sistema redundante.
 - **Respaldo local por falla interruptor:** contra una falla de apertura del interruptor que debió aclarar una falla del sistema de potencia, se utiliza una protección de falla que asegura el disparo de los interruptores adyacentes necesarios para despejar la falla.
 - **Respaldo local de subestación:** en este esquema el respaldo se encuentra en los otros circuitos de la misma subestación y, por tanto, no depende del mismo circuito fallado.

- **Criterios de selección: falla n-1 en sistemas de protección:** las condiciones a seguir son las siguientes:
 - Suponer que una línea o un transformador esta fuera de servicio.
 - Suponer que un corto circuito aparece en el sistema de potencia: trifásico, bifásico o monofásico.
 - Suponer que se presenta una de las siguientes fallas asociadas al sistema secundario de protecciones: perdida de señal desde un TP o TC, falla en el relé que debería disparar, falla en un circuito de corriente continua, entre otras.
 - Verificar que la falla sea aclarada, sea que ocurra en cualquier parte.
 - Verificar que sean aclaradas en un tiempo satisfactorio, de acuerdo a los requerimientos de estabilidad y de soporte de los equipos.
 - Adicionar protecciones principales o de respaldo hasta que todas las fallas sean aclaradas oportunamente.

- **Posibilidades de mantenimiento:** Debe ser indispensable realizar pruebas a las protecciones sin sacar de servicio los equipos, para esto existen bloques de pruebas que permiten aislar las señales de corriente y tensión y aislar los disparos.

5.2.4. **Especificación de los sistemas de protección:** al momento de elegir una protección es necesario al menos indicar las siguientes características de acuerdo con las previsiones de la instalación.

- Equipo destinado a proteger: línea, transformador, etc.
- Característica de operación: sobrecorriente, inversa extremadamente inversa, etc.
- Otras funciones incluidas: diferencial, etc.
- Tensión de alimentación 125 Vcc o 110 Vcc.
- Tipo: Numérico
- Corriente asignada de entrada: 1 o 5 A

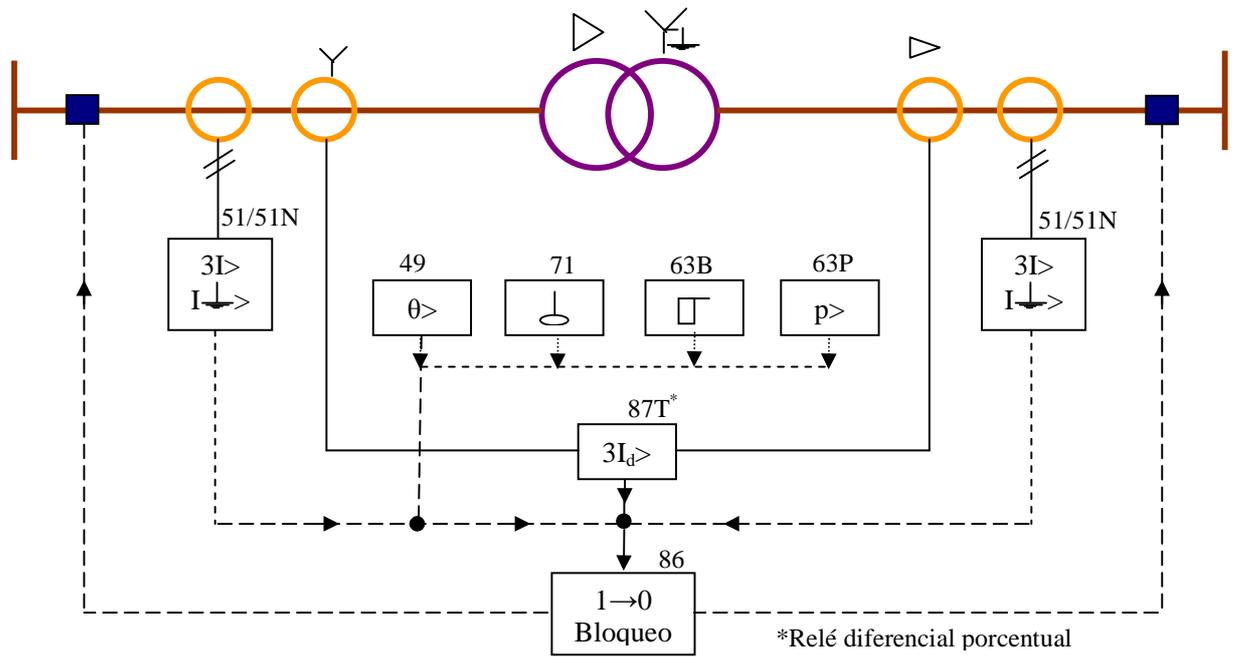
- Tensión asignada de entrada: 115V \pm 10%, 220, etc.
- Rango mínimo de ajuste.
- Numero de contactos de disparo para mínimo 10 A y contante de tiempo de 5ms.
- Numero de contactos para señalización y control, programables
- Mínimo número de grupos de ajustes
- Puerto de acceso frontal
- Puerto de acceso posterior
- Protocolo para la integración al sistema de control
- Protocolo para el sistema de gestión
- Registro de evento, de fallas y osciloperturbografía.
- Monitoreo continuo y contacto de señalización
- Incluye todos los programas de supervisión y análisis de fallas
- Incluye bloques de prueba
- Montaje

El proveedor debe confirmar esta información y, por tanto, indicar marca, modelo, referencia, país de origen, entre otros.

5.2.5. Protecciones de los equipos de patio principales: a continuación se muestran algunas de las protecciones mininas de cada uno de los equipos principales presentes en una subestación.

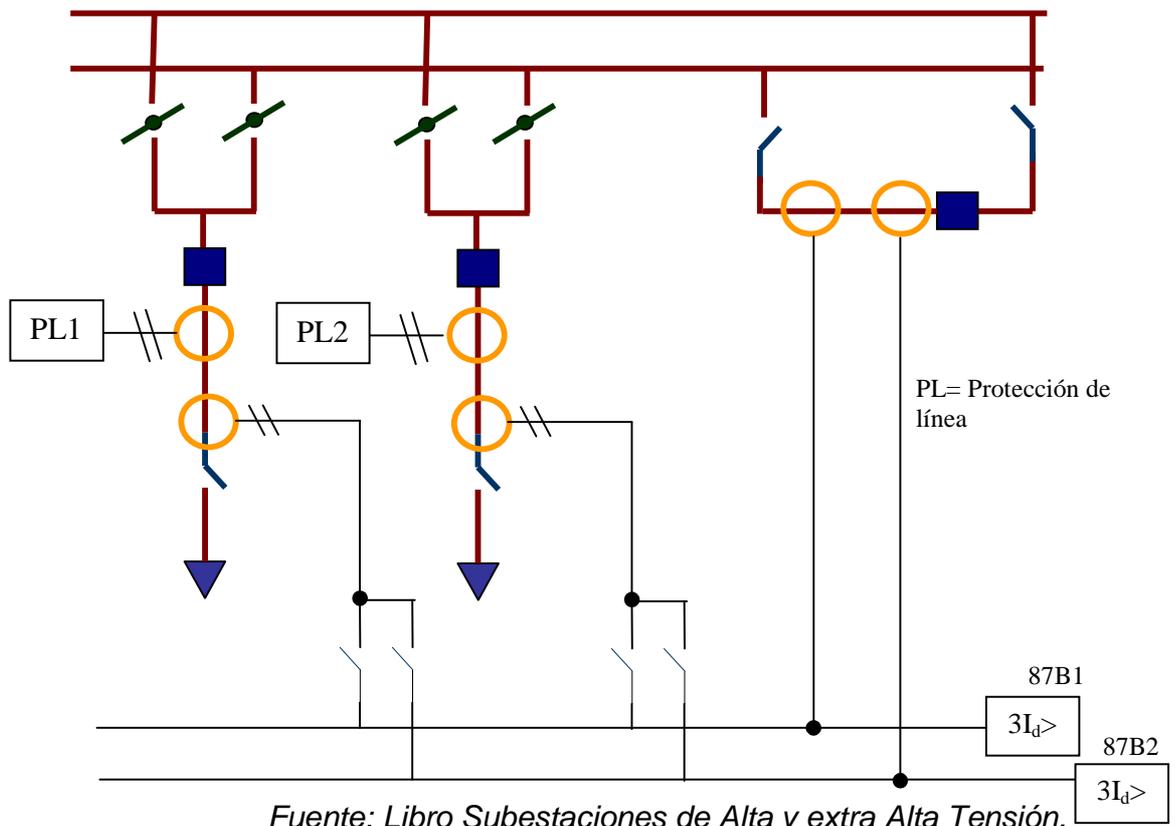
Mientras más importante sea el equipo se debe tener mayor cuidado en la selección de sus protecciones, además de la tecnología a usar.

Figura 41. Esquema de protección de transformador



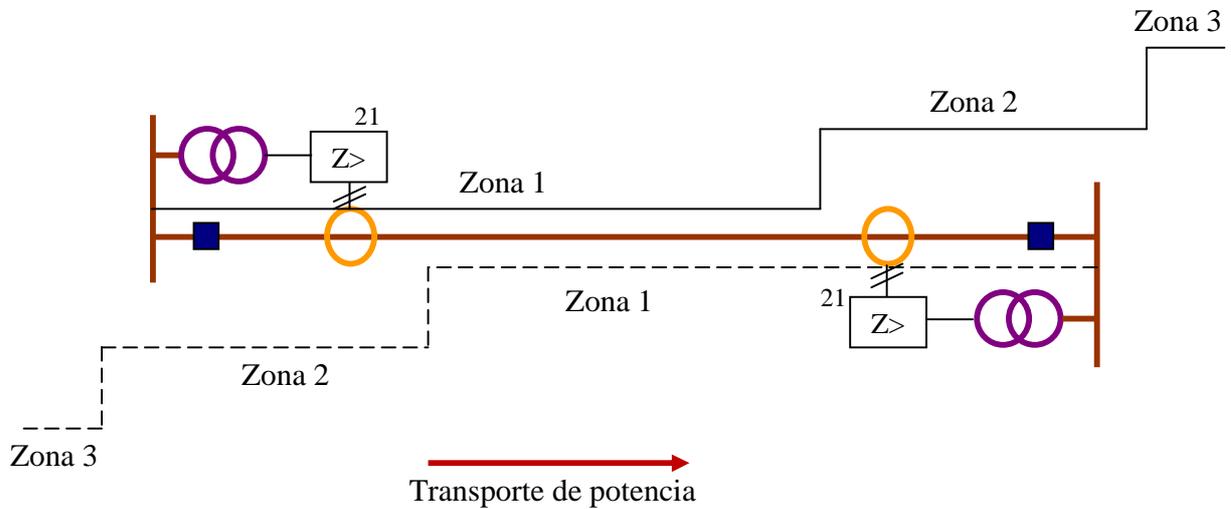
Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Figura 42. Protección de barras- doble barra



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Figura 43. Protección de líneas



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

5.3 MALLA DE TIERRA

La malla a tierra, brinda protección a las personas y a los equipos en la subestación, los cuales pueden quedar expuestos a tensiones peligrosas cuando ocurren fallas a tierra en la instalación, las cuales dependen básicamente de dos factores: corriente de falla a tierra y la resistencia de puesta a tierra de la malla. La primera depende del sistema de potencia al cual está conectada la subestación y el segundo de algunos factores como la resistividad del terreno, el calibre de los conductores de la malla, entre otros.

5.3.1 **Tensiones de Toque y de Paso:** Como se muestra en la figura 44 y 45, los individuos se encuentran expuestos a tensiones peligrosas como son las tensiones de toque E_t , de lazo E_m y transferencia E_{trrd} .

Estas tensiones máximas permisibles se determinan teniendo en cuenta las corrientes máximas permitidas por el cuerpo humano y el circuito equivalente que forma el cuerpo cuando está de pie o toca un objeto; están dadas por las ecuaciones 24, 25, 26 y 27 donde el subíndice indica el peso en kg de la persona:

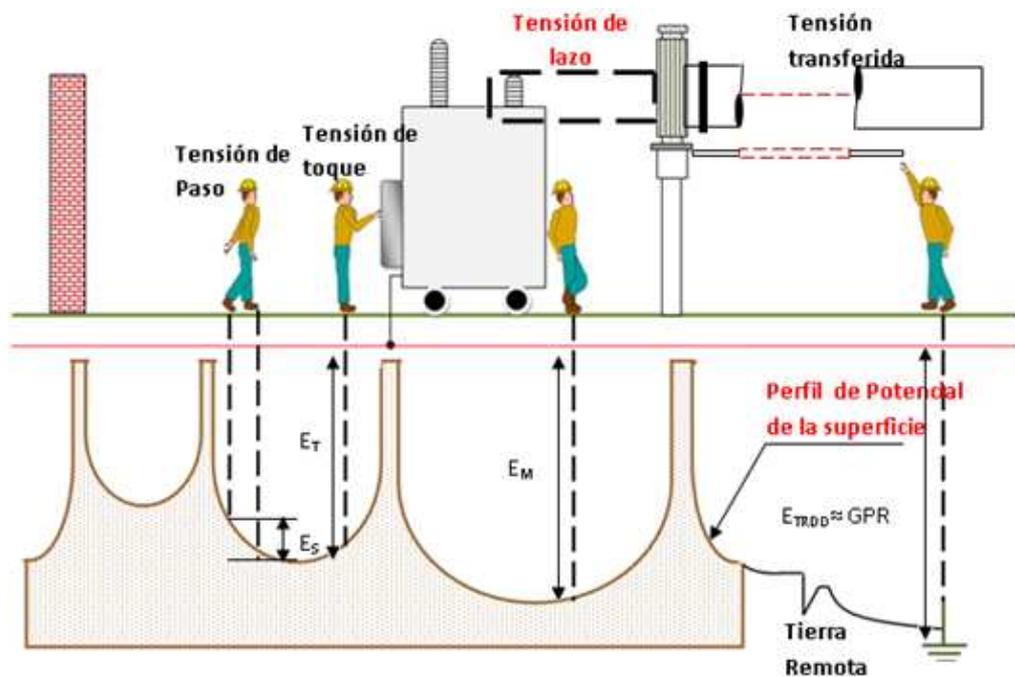
$$E_{s-50} = (1000 + 6C_s \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}, V \quad (25)$$

$$E_{s-70} = (1000 + 6C_s \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}, V \quad (26)$$

$$E_{t-50} = (1000 + 1.5C_s \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}, V \quad (27)$$

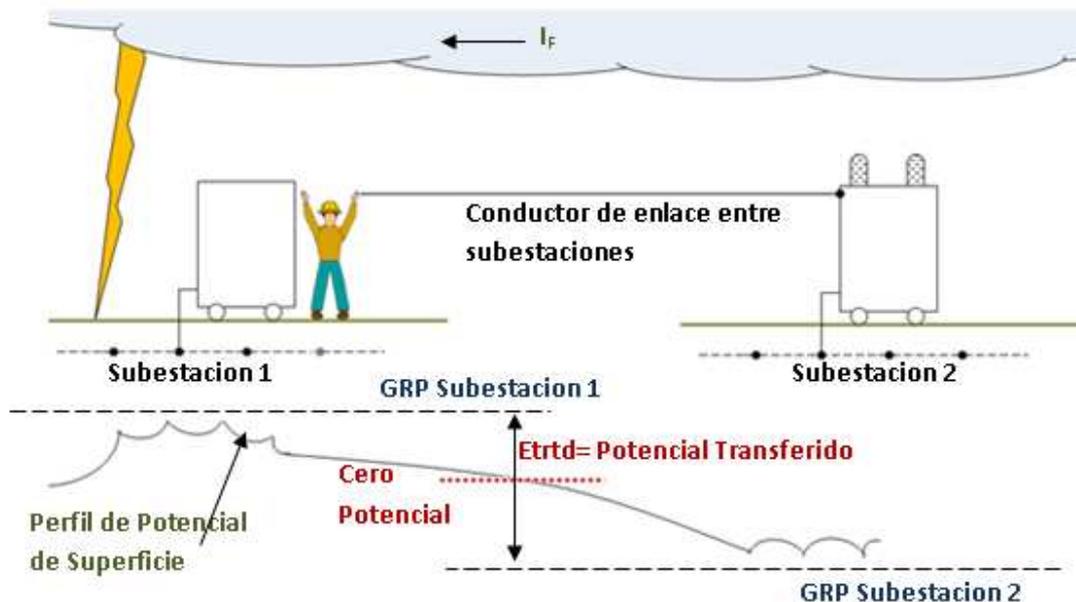
$$E_{t-70} = (1000 + 1.5C_s \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}, V \quad (28)$$

Figura 44. Tensiones de toque, paso, lazos y transferencia en una subestación.



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Figura 45. Situaciones típicas de potenciales transferidos



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

Las tensiones de lazo y transferidas tienen como límite las tensiones máximas de toque, dadas por las ecuaciones anteriores.

5.3.2 **Tamaño de los conductores:** La capacidad de corriente de cualquier conductor se determina a través de la ecuación 29, teniendo en cuenta las características del material, mostradas en la tabla 4:

$$I = A_c \sqrt{\left[\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right] \ln \left[\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right]} \quad (29)$$

Tabla 5. Constantes de materiales

Descripción	Conductividad [%]	α , a 20°C [1/°C]	K_0 a 0°C [°C]	Temperatura de Fusión, T_m [°C]	ρ , a 20°C [$\mu\Omega\text{cm}$]	Factor TCAP [$\text{J}/\text{cm}^3\text{°C}$]
Cobre recocido	100,0	0,003 93	234	1083	1,72	3,42
Cobre estirado en frío	97,0	0,003 81	242	1084	1,78	3,42
Acero cobrizado	40,0	0,003 78	245	1084	4,40	3,85
Acero Cobrizado	30,0	0,003 78	245	1084	5,86	3,85
Aluminio Comercial EC	61,0	0,004 03	228	657	2,86	2,56
Aleación de aluminio 5005	53,5	0,003 53	263	652	3,22	2,60
Aleación de aluminio 6201	52,5	0,003 47	268	654	3,28	2,60
Acero aluminizado	20,3	0,003 60	258	657	8,48	3,58
Acero Galvanizado	8,6	0,003 20	293	419	20,1	3,93
Acero Inoxidable	2,4	0,001 30	749	1400	72,0	4,03

Fuente: Subestaciones de alta y extra alta tensión, Mejía Villegas S.A 2 Ed,

5.3.3 Uniones: Las uniones que se utilizan para el SPT (sistema de puesta a tierra), más comunes son: la soldadura exotérmica, los conectores a presión y las abrazaderas. Cabe resaltar que todos los conectores que se utilicen en la malla a tierra deben satisfacer la norma IEEE Std 837 (1989).

Figura 46. Diferentes tipos de conexión



Conector Pernado

Conector de compresión

Soldadura exotérmica

Fuente: www.sirioed.com

5.3.4 **Diseño de los Sistemas de Puesta a Tierra:** La norma IEEE Std 80, supone que el diseño de puesta a tierra corresponde a una malla horizontal de conductores enterrados, con un número de varillas verticales conectadas a la malla. Para realizar el diseño se deben tener en cuenta los siguientes ítems:

1. Con el diseño preliminar de la subestación, se determina el área de cubrimiento de la malla (A). Además se define la resistividad del suelo⁵ (ρ) por medio de la ecuación 30 y el modelo del suelo a utilizar:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (30)$$

2. Se determina el tamaño del conductor por medio de la ecuación 28, teniendo en cuenta la estimación de corriente de falla $3I_0$, el cual es la máxima corriente que puede conducir un conductor del SPT y el tiempo máximo de interrupción t_c .
3. Se determina las tensiones de paso y de toque, por medio de las ecuaciones 31 y 32.

⁵ El método de las cuatro picas de Werner, es el más utilizado actualmente.

4. S debe agregar en el diseño preliminar un conductor alrededor de la periferia del área y conductores paralelos para brindar acceso a la conexión de equipos.
5. Se calcula la resistencia de la malla, por medio del método simplificado de la norma IEEE Std 80, expresado en la ecuación 31

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} \quad (31)$$

Para profundidades de la malla entre 0.25m y 2.5m, se utiliza la ecuación 32 que incluye una corrección de la profundidad, que resulta de la formula de Sverak.

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (32)$$

En un sistema combinado donde se utilizan electrodos horizontales (malla) y verticales (varillas) se utiliza la ecuación 32 por la formula de Schwarz.

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}} \quad (33) \quad R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{a'} \right) + k_1 \frac{L_c}{\sqrt{A}} - k_2 \right] \quad (34)$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi L_r} \left[\ln \left(\frac{4L_r}{b'} \right) - 1 + \frac{2k_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n} - 1)^2 \right] \quad (35)$$

$$R_{12} = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{k_1 L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right] \quad (36)$$

6. Luego se calcula la corriente I_G .

7. Se calcula el $GPR=I_G R_g$, si su valor es menor que la tensión de toque no se requiere de un análisis más profundo.
8. Se calculan la tensiones de retícula (E_m) o de la lazo y de paso (E_s) de la malla por medio de las ecuaciones 37 y 38

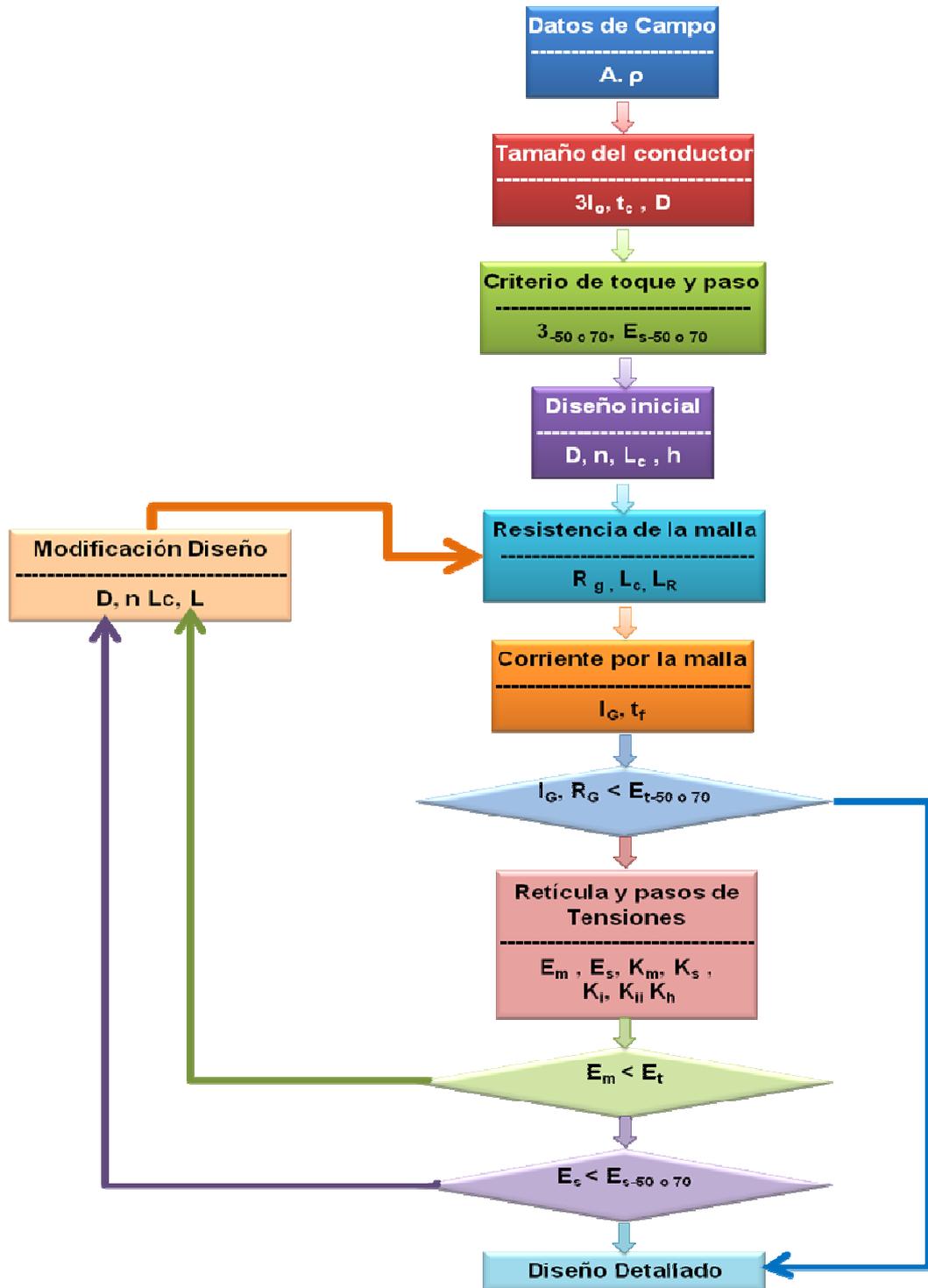
$$E_m = \frac{\rho I_G k_m k_i}{L_M} \quad (37)$$

$$E_s = \frac{\rho I_G k_s k_i}{L_s} \quad (38)$$

9. Si la tensión de retícula es menor que la tensión de toque, se continúa con el siguiente con el paso 10; si no, se requiere la revisión del diseño de la malla, paso 11.
10. si la tensión de paso es menor que la tensión tolerable correspondiente, se continúa al paso 12; si no, se revisa el diseño preliminar.
11. En el caso que cualquiera de las tensiones tolerables se excede, se revisa el diseño, el cual incluye el estudio de aspectos como: menor espaciamiento de conductores, un mayor número de varillas, etc.
12. Luego de que se cumplan con las tensiones tolerables de toque y de paso, el diseño se complementa adicionando conductores para la puesta a tierra de los equipos y otros detalles.

Estos pasos se detallan con más claridad en la figura 41. Actualmente existen software que facilitan el diseño de las mallas de puesta a tierra.

Figura 47. Diagrama de flujo para el cálculo de la malla de tierra



Fuente: Libro Subestaciones de Alta y extra Alta Tensión.

5.4 SERVICIOS AUXILIARES

Para diseñar el sistema de servicios auxiliares es necesario tener en cuenta condiciones, ligadas con la instalación y operación de la subestación, tales como: la confiabilidad, cargas, modularidad, flexibilidad, simplicidad, mantenibilidad y optimización de costos.

En las subestaciones se disponen de servicios auxiliares de corriente alterna y de corriente continua, las primarias para alimentar las cargas de mayores consumos, sistemas complementarios de la subestación; con las segundas se utilizan las baterías como respaldo, además es un sistema confiable encargado de alimentar los sistemas secundarios de la subestación tales como: protección, medida y comunicaciones.

Las fuentes de alimentación de los servicios auxiliares la toman de los niveles de media tensión, los cuales dependen de la red de media tensión. De acuerdo a la ubicación de la subestación en el sistema se presentan los siguiente casos: Primero la subestación en extremo central de generación, normalmente los servicios auxiliares de la subestación estén interconectados con los de la central. Segundo la subestación en extremo de carga, donde se cuenta con una fuente externa independiente y confiable en media tensión. Tercero subestación en punto intermedio de línea de transmisión, en este caso pueda que no se utilicen fuentes externas cercanas por lo que se debe recurrir a instalaciones basadas en alimentadores con grupos electrógenos.

Los alimentadores principales provienen de fuentes como: devanados terciarios de transformadores de potencia, transformador reductor, grupo electrógeno y líneas aéreas de distribución trifásicas urbanas o rurales.

Para el diseño o especificaciones de los servicios auxiliares se deben especificar los siguientes aspectos:

5.4.1 **Características generales:** Primero que todo se debe especificar características como; Diferentes sistemas de tensión a corriente alterna (monofásico o trifásica) y los diferentes sistemas a corriente continúa con sus tensiones y márgenes de tensión asignados respectivamente.

- **Análisis de carga:** Se realiza para dimensionar la potencia necesaria para los equipos de alimentación de los servicios auxiliares y así calcular y estipular la carga o consumos para cada uno de los niveles y barrajes del sistema.
- **Análisis de cortocircuito:** Este análisis se establece tanto para los sistemas de corriente continua y corriente alterna.

La corriente de cortocircuito a corriente alterna (trifásica) se determina por medio de la ecuación 39 así:

$$I_{k.c.a} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}U_r} \frac{100\%}{Z_T} \quad (39)$$

- **Corriente asignada en barrajes:** Esta corriente se determina por medio de la ecuación 40 así:

$$I_r = k \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}U_r} \quad (40)$$

- **Inversores:** La carga que alimenta el sistema inversor, desde el cual se conectan los equipos de control y comunicaciones, se calcula sumando las cargas individuales con su factor de potencia, y así se determina la potencia que exigirá el inversor al sistema de corriente continua. La potencia de salida del inversor, se determina por medio de la ecuación 41, donde la corriente de salida del inversor se calcula con la ecuación 42, así:

$$\cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{kW}{kVA} \quad (41)$$

$$I_{salida} = \frac{S}{U_r \cos \phi} \quad (42)$$

El cálculo de la potencia de entrada del inversor se realiza mediante la ecuación 43:

$$P_e = \frac{P_s}{\eta} \quad (43)$$

- **Banco de baterías:** Para dimensionar este banco se debe de tener en cuenta las siguientes características: ciclo de trabajo de un banco de baterías, cargas permanentes o fijas, cargas no permanentes o de emergencia, cargas momentáneas o transitorias, amperios-horas, diagrama de ciclo de trabajo, corriente de cortacircuito y resistencia interna. En la figura 48 se observa un banco de baterías.

Figura 48. Banco de Baterías



Fuente: Subestaciones de alta tensión Bolívar

- **Cargadores de baterías:** La capacidad del cargador de batería se considera después de una falla en la alimentación, para ser capaz de alimentar el banco de baterías en un lapso no superior al tiempo deseado para la recarga, esta capacidad de corriente se determina por medio de la ecuación 44, así:

$$A = \frac{nA_h}{t} + A_0 \quad (44)$$

La potencia de salida del cargador en corriente continúa, corriente alterna, y potencia aparente de entrada del cargador se determinan por medio de las ecuaciones 45, 46, 47, así:

$$P_{c.c} = AU_{c.c} \quad (45) \quad P_{c.a} = \frac{P_{c.c}}{\eta} \quad (46) \quad S_{c.a} = \frac{P_{c.a}}{\cos \phi} \quad (47)$$

- **Equipos de alimentación de media tensión:** Para alimentar los servicios auxiliares se usan equipos para llevar la alimentación de media tensión hasta el transformador de distribución de media/baja tensión

como son: los cortacircuitos con fusible y los seccionadores bajo carga con fusible, los cuales se utilizan como medio de protección.

- **Transformador de distribución:** Para determinar el transformador se debe tener en cuenta las siguientes características: kVA necesarios, nivel de tensión, relación de transformador, nivel y medio de aislamiento, tipo de enfriamiento, y la impedancia. Cabe resaltar que los transformadores pueden soportar sobrecargas durante lapsos de varias horas, por esto no se considera el calentamiento de los transformadores de demandas de corta duración, tales como el arranque de motores.
- **Grupo electrógeno:** Estos grupos de emergencia se utilizan como una fuente auxiliar de suministro de potencia para garantizar la correcta operación del sistema de servicios auxiliares. En la figura 49 se observa un grupo electrógeno.

Figura 49. Grupo Electrónico



Fuente: Fuente: Subestaciones de alta tensión Bolívar

- **Interruptores de baja tensión:** Sus principales características son sus condiciones de mando y de servicio, protección ante sobrecargas, propia ante cortocircuitos y de sobrecorrientes. Para dimensionarlos se debe tener en cuenta: corriente máxima de servicio I_e , corriente de corto circuito en el punto de instalación, tensión de servicio, capacidad de ruptura límite ICU, capacidad de ruptura nominal de servicios ICS, capacidad de cierre asignada.

La corriente de interrupción se determina teniendo en cuenta la carga a proteger y el factor de protección de 1,25 y llevada al valor de corriente normalizado próximo superior según la norma IEC 60059.

- **Cables:** Para la selección de los conductores se tiene en cuenta el cálculo de regulación para el caso más crítico y luego se procede a verificar la capacidad de corriente asignada y de cortocircuito. Teniendo en cuenta el factor de seguridad del 25% dimensionado para los cables. Cabe resaltar que el porcentaje de regulación permitido para los circuitos de fuerza es menor del 3% y para los arranques de motores debe ser menor del 10%.
- **Medición de energía:** La medición de la energía se realiza considerando la reglamentación de las empresas distribuidoras de energía, los costos de inversión inicial en equipos y los costos por consumo de energía.

CONCLUSIONES

Este trabajo es una visión general que ayuda al lector a tener una idea clara de aquellas cosas importantes que se deben tener en cuenta los elementos de diseño de una subestación de alta y extra alta tensión presentando la información detallada y necesaria, mostrando los elementos principales, así como las protecciones, distancias de seguridad, características y especificaciones de los elementos, entre otros, estableciendo pautas y parámetros a seguir para lograr el diseño. Adicionalmente se mostraron las normas técnicas utilizadas en los equipos, y las normas utilizadas para obtener los valores de algunas variables necesarias para el desarrollo del diseño.

Durante el desarrollo del trabajo se observó que una de las deficiencias más notorias actualmente es la identificación en campo de los elementos que pertenecen a una subestación, así como la identificación de las configuraciones de estas, por eso este trabajo es una guía que permite por medio de imágenes y explicaciones ampliar los conceptos de los elementos de las subestaciones, permitiendo al lector el reconocimiento e identificación de ellos.

Una de las características esenciales de este trabajo es que está enfocado al entendimiento del estudiante, ya que está estructurado de manera que cualquier persona que esté dando la materia de subestaciones lo pueda ver de una forma práctica y sencilla de aplicar los conocimientos.

BIBLIOGRAFIA

- Enrique Harper, Gilberto, Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión, México D. F. : Limusa, 1963
- Enrique Harper, Gilberto, Elementos de diseño de subestaciones eléctricas, México D. F : Limusa, 1990
- Hermanos Mejia Villegas Ingenieros, Subestaciones de alta y extra alta tensión EDICIÓN 2 ed., Bogotá D. C. : HVM ingenieros, 2003
- Introducción a las Subestaciones, Electrificadora de Santander S.A
- Capacitación Subestaciones, Electrocosta S.A, 2002