



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

**DISEÑO DE LA ESTRUCTURA VIRTUAL DEL CURSO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS,  
BAJO EL MODELO CONSTRUCTIVISTA DE EDUCACIÓN EN LA ESCUELA DE  
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA, USAC**

**Danilo Aroldo López Fetzer**

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, marzo de 2021



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE LA ESTRUCTURA VIRTUAL DEL CURSO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS,  
BAJO EL MODELO CONSTRUCTIVISTA DE EDUCACIÓN EN LA ESCUELA DE  
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA, USAC**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**DANILO AROLDO LÓPEZ FETZER**

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MARZO DE 2021



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López



## HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**DISEÑO DE LA ESTRUCTURA VIRTUAL DEL CURSO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS,  
BAJO EL MODELO CONSTRUCTIVISTA DE EDUCACIÓN EN LA ESCUELA DE  
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA, USAC**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 7 de noviembre del 2016.



**Danilo Aroldo López Fetzer**

Guatemala 22 de agosto de 2018

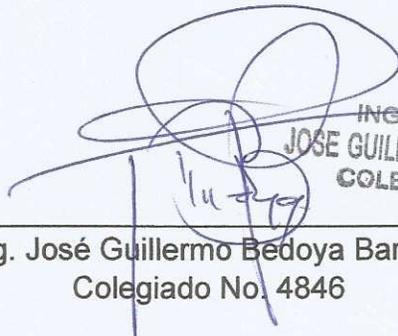
Ingeniero  
Saúl Cabezas Duran  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
USAC

Estimado Coordinador:

Por este medio me dirijo a usted para informarle que he llevado a cabo la revisión final del trabajo de graduación titulado, **"DISEÑO DE LA ESTRUCTURA VIRTUAL DEL CURSO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, BAJO EL MODELO CONSTRUCTIVISTA DE EDUCACIÓN EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA, USAC."**, presentado por el estudiante **DANILO AROLDO LÓPEZ FETZER** con carné estudiantil **201020873**, llenando este los objetivos trazados, extendiendo la aprobación del mismo.

Por lo tanto, el autor de este trabajo de graduación y yo como asesor, nos hacemos responsables del contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me suscribo atentamente.

  
ING. ELECTRICISTA  
JOSE GUILLERMO BEDOYA BARRIOS  
COLEGIADO No. 4846

---

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios  
Colegiado No. 4846



REF. EIME 78. 2019.  
11 de JUNIO 2019.

Señor Director  
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE LA ESTRUCTURA VIRTUAL DEL CURSO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, BAJO EL MODELO CONSTRUCTIVISTA DE EDUCACIÓN EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA FACULTAD DE INGENIERÍA, USAC**, del estudiante; Danilo Aroldo López Fetzer, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
**ID Y ENSEÑAD A TODOS**



Ing. Saúl Cabezas Durán  
Coordinador de Potencia





REF. EIME 78. 2019.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: **DANILO AROLDO LÓPEZ FETZER** titulado: **DISEÑO DE LA ESTRUCTURA VIRTUAL DEL CURSO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, BAJO EL MODELO CONSTRUCTIVISTA DE EDUCACIÓN EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA FACULTAD DE INGENIERÍA, USAC,** procede a la autorización del mismo.

Ing. ~~Armando Alonso Rivera Carrillo~~



GUATEMALÁ, 14 DE NOVIEMBRE 2019.

DTG. 094.2021.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE LA ESTRUCTURA VIRTUAL DEL CURSO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, BAJO EL MODELO CONSTRUCTIVISTA DE EDUCACIÓN EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA, USAC**, presentado por el estudiante universitario: **Danilo Aroldo López Fetzer**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
DECANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
★

Inga. Anabela Cordova Estrada  
Decana

Guatemala, marzo de 2021.

AACE/asga



## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Mi padre</b>	Aroldo López Perdomo, por ser la persona con la que más he compartido mi tiempo.
<b>Mi madre</b>	Érica Fetzter Leal, por apoyarme incondicionalmente.
<b>Mi hermano</b>	Daniel López Fetzter, por ser un consejero para mi vida.
<b>Mi hermano</b>	Damián López Fetzter, por ser mi mejor amigo y mi mentor.
<b>Mi tía</b>	Thelma López, por siempre ayudarme en mi vida.
<b>Mi abuelita</b>	Ericka Perdomo, por ayudarme en mi auto determinación.
<b>Mi abuelita</b>	Imelda Leal, por su sinceridad al darme sus consejos.
<b>Mis amigos</b>	Juan Carlos Morales y Kevin Hernández, por apoyarme en mi trabajo y en mis objetivos.

Los alumnos de la carrera de Ingeniería Eléctrica, que este trabajo les pueda ayudar a tener un mejor entendimiento de las subestaciones eléctricas.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

<b>Mi padre</b>	Por ser mi maestro. Por el sacrificio que hizo para bríndame mis estudios y brindarme su confianza.
<b>Mi madre</b>	Por ser un ejemplo de vida para mí, por todos sus consejos y su apoyo durante toda la carrera.
<b>Mis hermanos</b>	Damián Estuardo Fetzer y Daniel Ernesto López Fetzer, por su apoyo incondicional.
<b>Mis amigos</b>	Álvaro Xico, Luis Hernández, Rubén Pérez, Edgardo Alvarado, Kevin Hernández y Juan Carlos Morales, por todo el apoyo y su amistad.
<b>Mi asesor</b>	Por su colaboración incondicional para alcanzar este triunfo.
<b>Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Por darme la oportunidad de estudiar en la institución.





	2.1.3.1.	Diagramas unifilares.....	9
	2.1.4.	Sistemas y componentes de una subestación .....	17
2.2.		Equipos .....	18
	2.2.1.	Transformador de potencia .....	18
	2.2.2.	Interruptores de potencia.....	24
	2.2.3.	Seccionador .....	30
	2.2.4.	Transformadores de instrumento .....	34
	2.2.5.	Pararrayos.....	40
	2.2.6.	Reactores .....	42
	2.2.7.	Reconectores .....	43
2.3.		Coordinación de aislamiento .....	45
	2.3.1.	Tensiones normalizadas.....	58
	2.3.2.	Aislamiento interno y externo .....	63
	2.3.3.	Consideraciones atmosféricas .....	64
	2.3.4.	Determinación de distancias en subestaciones.....	66
	2.3.5.	Distancia fase-tierra .....	68
	2.3.6.	Distancia fase-fase .....	69
	2.3.7.	Primer nivel de barras (hs) .....	69
	2.3.8.	Segundo nivel de barras .....	70
	2.3.9.	Remate de líneas .....	71
	2.3.10.	Distancias de seguridad .....	73
		2.3.10.1. Distancias para la circulación de personas tamaño promedio.....	75
		2.3.10.2. Distancia de maniobras de los operadores en cualquier punto de la instalación .....	77
	2.3.11.	Distancia en subestación eléctrica con vehículos ...	78
	2.3.12.	Cálculo de las barras colectoras en subestaciones .....	79

2.3.13.	Esfuerzos en barras colectoras .....	82
2.3.14.	Blindaje de subestaciones .....	84
2.3.15.	Ángulos fijos .....	85
2.3.16.	Método electrogeométrico .....	90
2.3.17.	Selección y ubicación de pararrayos .....	95
2.4.	Sistemas de tierra.....	103
2.4.1.	Disposiciones básicas de sistema de tierra .....	103
2.4.2.	Elementos de una red de tierras.....	104
2.4.3.	Las corrientes de falla y el ser humano .....	105
2.4.4.	Factores de diseño .....	109
2.4.5.	Métodos de cálculo.....	116
3.	EJERCICIOS Y APLICACIONES CONCEPTUALES.....	123
3.1.	Diagramas .....	123
3.1.1.	Dibujos de unifilar y perfil de un arreglo de barra simple .....	123
3.1.2.	Dibujo del unifilar y perfil de un arreglo de doble barra .....	124
3.1.3.	Dibujo del unifilar y perfil de doble barra con seccionador de <i>bay pass</i> .....	125
3.2.	Transformador de potencia.....	126
3.2.1.	Definir la corriente asignada en servicio continuo, utilizando definición de género próximo y diferencia específica.....	126
3.2.2.	¿El transformador de potencia trae incorporados transformadores de corriente?.....	126
3.2.3.	¿En cuál norma se pueden encontrar los valores de tensión asignada para los valores en los cuales se prevé los equipos?.....	126

3.2.4.	¿Cuál es la función del cambiador de derivación en un transformador de potencia?.....	127
3.2.5.	Mencione algunos de los equipos que traen los transformadores de potencia para la verificación del estado normal de operaciones .....	127
3.3.	Interruptor de potencia .....	127
3.3.1.	Definir un interruptor de potencia con definición por género próximo y diferencia específica.....	128
3.3.2.	¿Cuáles son los principios de funcionamiento de los interruptores de potencia? .....	128
3.3.3.	¿Cuáles son los accesorios básicos de un interruptor de potencia? .....	128
3.4.	Seccionador de potencia.....	129
3.4.1.	¿Cómo se pueden clasificar los seccionadores de potencia?.....	129
3.4.2.	¿Cuál será la distancia entre las fases de los seccionadores trifásicos? .....	129
3.4.3.	¿Por qué razón se cierra un seccionador con tensión nominal? .....	129
3.5.	Transformador de instrumento .....	129
3.5.1.	En una subestación eléctrica, ¿qué magnitudes se deben conocer?.....	130
3.5.2.	¿Cuáles son las funciones del transformador de instrumento?.....	130
3.6.	Pararrayos.....	130
3.7.	Distancia en subestaciones.....	133
3.8.	Distancia de seguridad.....	137
3.9.	Barras colectoras .....	141

3.9.1.	¿Qué tipos de conductores eléctricos existen en las barras colectoras?.....	141
3.9.2.	¿Qué tipo de aisladores se utilizan en las barras colectoras? .....	141
3.9.3.	¿Cuál es la función de los herrajes en las barras colectoras? .....	141
3.9.4.	¿Cuáles son los elementos que componen la barra colectora?.....	142
3.10.	Ángulo fijo.....	142
3.11.	Método electrogeométrico .....	147
3.11.1.	¿En que difieren los métodos de descarga y de esfera rodante?.....	149
3.11.2.	La distancia crítica de flameo, ¿qué factores la determinan?.....	149
3.11.3.	La ecuación para encontrar el radio crítico de flameo, ¿de qué relación de valores se obtiene? .....	150
3.12.	Sistema de tierras.....	150
3.12.1.	¿Cuáles son las condiciones que influyen en la medición de resistividad del suelo? .....	150
3.12.2.	¿Cuáles son los diferentes arreglos del método de Wenner y cómo se diferencian matemáticamente? .....	150
3.12.3.	¿De qué factores depende la alteración del potencial eléctrico en la superficie del terreno? ....	151
4.	EJERCICIOS.....	153
4.1.	Transformador de instrumento .....	153
4.2.	Aplicación de las protecciones a los transformadores.....	164

4.2.1.	Cálculo de las características generales de los transformadores de potencial .....	168
4.3.	Los aisladores en las subestaciones eléctricas.....	170
4.4.	Coordinación de aislamiento .....	172
4.5.	Método electrogeométrico .....	186
4.5.1.	Margen de protección.....	186
4.6.	Localización de pararrayos .....	187
4.7.	Diseño de barras rígidas para subestación .....	188
5.	EXAMEN.....	193
CONCLUSIONES.....		199
RECOMENDACIONES .....		201
BIBLIOGRAFÍA.....		203
APÉNDICES.....		207

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Diagrama unifilar, barra simple .....	10
2.	Diagrama de perfil, barra simple .....	10
3.	Diagrama unifilar, barra principal y barra de transferencia .....	11
4.	Diagrama de perfil, barra principal y barra de transferencia.....	11
5.	Diagrama unifilar, barra doble .....	12
6.	Diagrama de perfil, barra doble .....	13
7.	Diagrama unifilar, barra doble con <i>by-pass</i> .....	14
8.	Diagrama de perfil, barra doble con <i>by-pass</i> .....	14
9.	Diagrama unifilar, barra doble con seccionador de transferencia .....	15
10.	Diagrama de perfil, barra doble con seccionador de transferencia .....	15
11.	Diagrama unifilar, barra anillo .....	16
12.	Diagrama unifilar, interruptor y medio .....	17
13.	Relé de sobrepresión, transformador de potencia, 10 PSI, Fairporta ..	23
14.	Transformador de potencia .....	24
15.	Tanque vivo tripolar .....	25
16.	Tanque vivo monopolar .....	26
17.	Tanque muerto tripolar .....	26
18.	Tanque muerto monopolar .....	27
19.	Principios de funcionamiento .....	27
20.	Cámara de extinción .....	29
21.	Interruptor de potencia .....	30
22.	Apertura central.....	32
23.	Apertura vertical .....	32

24.	Seccionador de doble apertura .....	33
25.	Seccionador de pantógrafo .....	33
26.	Seccionadores 230KV .....	34
27.	Transformador, 0,3 WXYZ , Tipo UTE-72, ARTECHE.....	38
28.	Transformador de potencial, tipo 249A616G06, marca Westinghouse .....	40
29.	Pararrayos 230 KV.....	41
30.	Pararrayo, corriente de descarga nominal 10 KA, tipo: 3 EK2 060- 2PF31 .....	42
31.	Curva del reconectador, tiempo-amperaje.....	44
32.	Reconectores, tipo: CP571 301100 .....	45
33.	Evaluación del factor de coordinación estadístico .....	52
34.	Dependencia del exponente m en la coordinación conmutación de tensión soportada por impulso .....	55
35.	Mapa isoceraunico de Guatemala .....	65
36.	Diagrama de perfil, nivel de barras de remate .....	72
37.	Pórtico de 230 KV .....	72
38.	Distancias mínimas en conductores .....	75
39.	Distancia para la circulación del operador .....	76
40.	Distancia de maniobra de los operadores.....	78
41.	Distancia para la circulación del operador .....	79
42.	Herraje, conector a 90° cable M45 a platina 100x100 .....	81
43.	Barras tipo soleras .....	84
44.	Cono típico de protección 30° por medio de mástil y bayoneta sencilla.....	85
45.	Cono típico de protección 30° por medio de mástil y bayoneta sencilla.....	86
46.	Ángulo fijo para bayoneta .....	87
47.	Ángulo fijo de un hilo de guarda .....	88

48.	Ángulo fijo de dos hilos de guarda .....	89
49.	Ángulo fijo de hilos de guarda .....	89
50.	Ángulo fijo de dos hilos de guarda a distancia l .....	90
51.	Dos conductores .....	92
52.	Radio crítico de flameo.....	94
53.	Bayoneta .....	95
54.	Factor de falla a tierra k en una base de para $X_1 = R = 0$ ....	99
55.	Relación entre y para valores constantes de factor de falla a tierra k donde 0 .....	100
56.	Relación entre y para valores constantes de factor de falla a tierra k donde .....	101
57.	Relación entre y para valores constantes de factor de falla a tierra k donde $X_1$ .....	101
58.	Relación entre y para valores constantes de factor de falla a tierra k donde $X_1$ .....	102
59.	Factor de reducción como una función del factor de reflexión K y el espesor de la capa de casajo $h_s$ . .....	107
60.	Gráfica de variación de la resistividad con respecto a la humedad....	117
61.	Gráfica de variación de la resistividad con respecto a la temperatura.....	117
62.	Medición de campo dividido en 4 perfiles.....	118
63.	Medición de campo dividido en 4 perfiles, Wenner .....	119
64.	Medición de campo dividido en 4 perfiles, Schlumberger .....	121
65.	Diagrama unifilar y perfil de un arreglo de barra simple .....	123
66.	Diagrama de perfil y perfil de un arreglo de barra simple.....	123
67.	Diagrama unifilar y perfil de un arreglo de doble barra.....	124
68.	Diagrama de perfil y perfil de un arreglo de doble barra .....	124
69.	Diagrama unifilar y perfil de doble barra con seccionador de bay pass.....	125

70.	Diagrama de perfil y perfil de doble barra con seccionador de <i>bay pass</i> .....	125
71.	Ángulo fijo .....	142
72.	Ángulo fijo, cálculo de protección.....	143
73.	Ángulo fijo de dos hilos de guarda a distancia $l$ , cálculo de protección .....	144
74.	Ángulo fijo de dos hilos de guarda a altura $H$ , cálculo de protección ..	146
75.	Cálculo de transformador de corriente.....	155
76.	Cálculo de la corriente promedio .....	157
77.	Cálculo de la corriente promedio para 230 KV .....	161
78.	Protección de transformadores.....	164
79.	Cálculos generales de los transformadores.....	169
80.	Evaluación del factor de coordinación estadístico $K_{cd}$ .....	181

## TABLAS

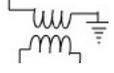
I.	Tipo de enfriamiento de transformadores sumergidos en aceite aislante .....	21
II.	Valores de las presiones efectivas del gas SF <sub>6</sub> corregidas en temperatura .....	29
III.	Clases de precisión estándar para el servicio de medición y los límites correspondientes del factor de corrección del transformador [factor de potencia 0,6 a 1,0] .....	37
IV.	Carga estándar para transformadores de corriente con devanados secundarios de 5 A .....	37
V.	Clases de precisión estándar para el servicio de medición y los límites correspondientes del factor de corrección del transformador [factor de potencia 0,6 a 1,0] .....	39
VI.	Cargas estándar para transformadores de tensión.....	39

VII.	Sobretensiones temporales.....	46
VIII.	Sobretensiones de frente lento .....	47
IX.	Clases y formas de tensión y sobretensiones.....	47
X.	Las diferentes distancias específicas mínimas para los diferentes niveles de contaminación.....	49
XI.	Nivel básico de aislamiento.....	50
XII.	Valores normales de tensión entre fases .....	58
XIII.	Factores de conversión para pruebas para rango I, para convertir tensión, requeridas de soportabilidad al impulso de maniobra a tensiones de soportabilidad.....	61
XIV.	Factores de conversión para pruebas para rango II, para convertir tensiones de soportabilidad a frecuencias industriales de corta duración requeridas a tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra .....	61
XV.	Nivel de aislamiento estándar para el rango I ( $1KV < U_m \leq 245 KV$ )..	62
XVI.	Nivel de aislamiento normalizado para las tensiones asignadas del rango II $U_m > 245 KV$ .....	63
XVII.	Los aisladores externos que están instalados en equipos necesitan un factor de corrección a partir de los 1 000 metros .....	66
XVIII.	Distancias mínimas a partes energizadas descubiertas.....	74
XIX.	Características de aislamiento tipo columna en intemperie, temperatura 10 C a 40 C.....	80
XX.	Característica de aisladores para cadenas .....	81
XXI.	Propiedades físicas de los cables de cobre .....	82
XXII.	Propiedades físicas de los cables ACSR más usados .....	83
XXIII.	Propiedades de las soleras .....	83
XXIV.	Clasificación de los sistemas de aterrizamiento .....	97
XXV.	Factor de decremento .....	109
XXVI.	Carga .....	153

XXVII.	Los valores correspondiente de $K_a$ para aislamiento externo.....	177
XXVIII.	Aplicando los factores de seguridad se obtienen los siguientes resultados .....	177
XXIX.	Resultados obtenidos .....	180
XXX.	Valores alternativos de apartarrayos .....	182
XXXI.	Diseño de barras rígidas para subestación.....	188
XXXII.	Primer examen 1.....	193
XXXIII.	Primer examen 2.....	194
XXXIV.	Segundo examen 1 .....	195
XXXV.	Segundo examen 2.....	196
XXXVI.	Examen final 1 .....	197
XXXVII.	Examen final 2 .....	198

## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
	Distancia del objeto a la posición del hilo de guarda.
	Distancia en horizontal.
	Distancia fase-fase.
	Distancia fase-tierra.
	Distancia para la circulación de vehículos.
	Distancia vertical.
	Factor de humedad atmosférica.
	Factor de reducción.
	Interruptor de potencia.
	Pararrayos.
	Resistividad.
	Resistividad del suelo.
	Seccionador.
	Sobretensión representativa, KV.
	Tensión base.
	Tensión de coordinación soportada del equipo, KV.
	Tiempo de duración de falla.
	Tensión de malla.

$E_s$	Tensión de paso.
$U_{rw}$	Tensión de soportabilidad requerida, KV.
$E_{S-50}$	Tensión para una persona de 50 kg.
$E_{S-70}$	Tensión para una persona de 70 kg.
$U_m$	Tensión máxima, KV.
$U_s$	Tensión máxima del sistema, KV.
$t_s$	Tiempo durante la corriente de paso.
	Transformador de corriente.
	Transformador de potencial.
$U_{pt}$	Valor de corte de la distribución acumulativa de la sobretensión fase-fase KV.
$U_{et}$	Valor de corte de la distribución acumulativa de la sobretensión fase-tierra, KV.

## GLOSARIO

<b>ANSI</b>	American National Standards Institute.
<b>Blindaje</b>	Conjunto de materiales que se utilizan para proteger una cosa o lugar.
<b>Bornes</b>	Son terminales normalmente metálicas para la conexión eléctrica de un aparato con el exterior.
<b>Ceraunico</b>	El número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta.
<b>Desenergizar</b>	Dejar sin energía totalmente uno o más conductores de corriente eléctrica, para realizar reparaciones, adiciones o extensiones de los mismos de manera segura.
<b>DIN</b>	Deutsches Institut fur Normung.
<b>Factor de potencia</b>	Es la relación entre la potencia eficaz y la potencia aparente.
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission.
<b>Manómetro</b>	Instrumento para medir la presión de los fluidos.

- Nivel básico al impulso** Es el voltaje máximo instantáneo que puede soportar un equipo o maquina eléctrica.
- Precisión** La capacidad de dar el mismo resultado en mediciones diferentes.
- Relevador** Es un aparato eléctrico que funciona como un interruptor, para abrir y cerrar el paso de la corriente eléctrica.
- TAPS** Es el nombre común que se le da a los bornes de conexión de los transformadores de potencia.

## **RESUMEN**

El presente trabajo es una herramienta para el curso de subestaciones eléctricas, al existir las plataformas virtuales estas se pueden utilizar para la enseñanza-aprendizaje, obteniendo mejores resultado en el curso. El contenido del curso de subestaciones eléctricas es muy extenso, por lo que no es posible recibir todo el contenido en el tiempo de duración del mismo, es por lo que debe existir un autoestudio de los contenidos por parte de los alumnos.

En el primer capítulo se pueden encontrar temas del curso de subestaciones eléctricas que están enfocados en el diseño y que contienen temas muy específicos que se reciben en el aula. En el segundo capítulo se encuentra el mecanismo que se puede implementar para lograr un mejor resultado de enseñanza-aprendizaje del curso, al utilizar la herramienta de plataforma virtual se definen a los involucrados que deben participar en la implementación del proyecto.

En el tercer capítulo se tiene una aplicación de tecnología para implementar en la plataforma virtual, es el contenido escrito de videos que complementan el contenido del curso de subestaciones eléctricas, esto para proporcionar un mayor apoyo al alumno en contenidos que se reciben en la clase.



## **OBJETIVOS**

### **General**

Diseñar una propuesta para la implementación de plataforma virtual del curso de subestaciones eléctricas, según el modelo constructivista de educación.

### **Específicos**

1. Entregar contenido del diseño del curso de subestaciones eléctricas con el objetivo de implementarlos como publicaciones electrónicas a la plataforma virtual.
2. Proporcionar a los involucrados en la implementación de la plataforma virtual las herramientas para obtener los mejores resultados.
3. Crear videos de aprendizaje, como aplicaciones tecnológicas de la plataforma virtual, para complementar el contenido del curso.



## INTRODUCCIÓN

El curso de subestaciones eléctricas tiene una gran importancia en la carrera de ingeniería eléctrica. Contiene un número muy diverso de temas, los cuales se deben profundizar, pero esto no se logra recibir en su totalidad en una clase presencial, por lo que se aboga por un autoestudio de algunos temas del curso, así como tener la información más veraz que se pueda obtener de cada tema. Para ello se plantea la utilización de plataformas virtuales que da la oportunidad de un modelo constructivista de enseñanza de algunos temas del curso.

En las múltiples aplicaciones de tecnología que se tienen para utilizar en la plataforma virtual están dos que se plantea utilizar dentro de esta propuesta: publicaciones electrónicas y videos.

Dentro del curso de subestaciones eléctricas, existen temas que se pueden enfocar en diversas aplicaciones, las cuales pueden ser las publicaciones electrónicas. Los videos que se presentan como parte de este trabajo son complemento de la clase presencial, ya que buscan darle un panorama distinto a algunos temas del curso.



# 1. TEORÍAS DE APRENDIZAJE

Los factores que influyen en el estudio dependen principalmente de cuatro aspectos:

- Aptitudes intelectuales
- Conocimientos previos
- Motivación
- Técnicas y hábitos de estudio

En el presente trabajo se plantea mejorar las técnicas y hábitos de estudio.

## 1.1. Asíncronos

Las herramientas de comunicación asíncronas son aquellas en las que el emisor envía el mensaje y la respuesta del receptor es mediática. Pueden transcurrir varias horas o días antes de recibir respuesta al mensaje, lo cual dependerá de la dinámica que se tenga sobre los temas.

### 1.1.1. Las plataformas de formación virtual

Las nuevas tecnologías de la información y de las comunicaciones posibilitan la creación de nuevos espacios sociovirtuales para la interrelación humana, estas posibilitan nuevas técnicas de aprendizaje y transmisión del conocimiento a través de las redes modernas de comunicación.

### **1.1.1.1. Características de entornos virtuales de aprendizaje**

El estudiante se ve involucrado en una nueva experiencia social y de aprendizaje que puede incluir comunicaciones directas con su profesor de una manera asíncrona, diálogos con sus compañeros de curso o estudiar individualmente el contenido del curso a un ritmo propio en donde pueda comprender los temas. Desde cualquier lugar y a cualquier hora, los estudiantes pueden tener acceso a la plataforma virtual.

### **1.1.1.2. Obstáculos en la implementación de los entornos virtuales de aprendizaje**

Para las dificultades organizativas se debe tener apoyo de parte del departamento de mecánica eléctrica, ya que es necesario que se encuentre involucrado y se tenga seguimiento para la búsqueda de mejorar la educación a nivel universitario. Los involucrados en la educación a nivel universitario son los estudiantes, los catedráticos y la universidad, para que se logre implementar el sistema es necesario que se tenga el mismo objetivo: mejorar el nivel de educación con las plataformas virtuales.

### **1.1.2. Rol de docentes en la plataforma virtual**

Con la implementación de la plataforma virtual la enseñanza supone un incremento en el esfuerzo y el tiempo que el catedrático tendrá que dedicar al curso, ya que la plataforma virtual precisa la actualización de los temas durante el curso.

### **1.1.2.1. Calidad de información**

La información que los estudiantes deben adquirir en la plataforma virtual tiene que ser amplia sobre el contenido del curso, para lograr que el estudiante adquiera un criterio del tema. Para lograr que el modelo constructivista se pueda aplicar es necesario aprovechar el medio para que realicen investigaciones como parte del curso.

### **1.1.2.2. La calidad didáctica**

La plataforma virtual debe buscar el autoestudio facilitando documentos con que se puede localizar la información más adecuada, para lograr una mejor comprensión de los temas vistos en el aula. Es necesario que la clase presencial se complemente con las plataformas virtuales, haciéndolas atractivas para el alumno, de esa manera se logrará tener una mejor comprensión de los temas, esto se puede lograr realizando pruebas cortas cada determinado tiempo.

### **1.1.2.3. Características pedagógicas**

El tipo de enseñanza que se plantea es una enseñanza mixta, la cual ha tenido mejores resultados al utilizar CV (campus virtuales) y con relación a la pedagogía de enseñanza de la USAC se pudo implementar el sistema mixto sin mayor modificaciones a las clases tradicionales, lo cual incluye una formación virtual y clases presenciales. Las plataformas virtuales son lugares para la enseñanza-aprendizaje e investigación, con múltiples aplicaciones de tecnología como comunicación electrónica, videos y publicaciones electrónicas, todos estos con fundamentos.

Para lograr que el alumno utilice la plataforma es necesario que el contenido de las evaluaciones tenga un enfoque de comprensión de los temas.

### **1.1.3. Rol del estudiante en el aula virtual**

Es necesario por parte del estudiante que se tenga una cierta exigencia al utilizar tanto las clases presenciales como las plataformas virtuales, para lograr mejores resultados de aprendizaje. La utilización de las plataformas virtuales es un recurso de apoyo al docente para la formación de los alumnos.

## **2. CONCEPTOS**

### **2.1. Conceptos generales de subestaciones**

En un sistema de potencia una subestación eléctrica es un medio de interconexión que tiene como función principal crear derivaciones en circuitos de potencia y variación de potencia.

#### **2.1.1. Generalidades de subestaciones eléctricas**

Es necesario al momento de realizar un proyecto, como es el caso de crear una subestación eléctrica, tener claros los principios de funcionamiento y cómo están compuestos los equipos, ya que el 50 % de un proyecto es la planificación, siendo parte de esta el diseño, para esto se tiene que tener claro las funciones que desempeñarán las diferentes subestaciones eléctricas, satisfaciendo algunas condiciones técnicas y económicas.

Es necesario tener definido qué función realizará la subestación eléctrica dentro del sistema eléctrico de potencia, así como la inversión que requiere. Y que el diseño de barras y equipos cumplan mejor con la seguridad, flexibilidad y confiabilidad para tener una subestación eléctrica, lo mejor diseñada para los motivos deseados.

Existen mejoras en la tecnología digital y de aislamiento que buscan crear subestaciones más eficientes y seguras, dentro de la tecnología digital está la creación de equipos como los relés, estos actualmente se componen por tarjetas digitales que tienen una programación de rangos más amplia, los

interruptores de potencia tienen mayor cantidad de parámetros de medición en su protecciones, de esta manera se puede tener un mejor diagnóstico al momento de detección de falla, ya que los equipos están en un constante cambio para mejorar su funcionamiento.

### **2.1.2. Tipos de subestaciones**

Para el buen funcionamiento del sistema eléctrico es necesario que los valores de la tensión permanezcan dentro de las capacidades de aislamiento de los equipos, con el fin de evitar la aparición de fallas de aislamiento, las tensiones asignadas de un sistema se definen según la norma IEC 60038.

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar de acuerdo a la función que desarrollan:

- Subestación de variadores de tensión en transformadores

Este tipo de subestación se puede subclasificar en:

- Subestación de centrales eléctricas

La generación de electricidad tiene lugar en las centrales de producción que pueden ser de diversos tipos, según la tecnología que empleen: nuclear, hidráulica, térmica, solar, eólica, entre otras. La función es llevar la tensión de generación, la cual está generalmente en el orden de los 13,8 KV, a valores de transmisión de 69KV, 85 KV, 138 KV, 230 KV y 400 KV. Estos valores elevados de tensión y reducidos de corriente son para disminuir las pérdidas que tiene en mayor medida la corriente.

- Subestaciones receptoras primarias

Por medio de una línea de transmisión se recibe potencia en la subestación eléctrica, su función principal es disminuir el voltaje a valores de 69 KV y 34,5 KV.

- Subestaciones receptoras secundarias

La subestación eléctrica recibe líneas de 69KV para alimentar líneas de distribución a niveles hasta 13,8 KV.

- Subestación de maniobra o seccionadora de circuito

Subestación que tiene la función de interrumpir o desviar el flujo de potencia, por diferentes circuitos, esto lo logra por medio de las barras en la subestación eléctrica.

- Subestaciones mixtas

Estas subestaciones eléctricas tienen la capacidad tanto de transformación de potencia como de distribución de los circuitos de potencia.

De acuerdo a su tipo de aislamiento se pueden clasificar como:

- Subestación cuyos componentes se instalan de tal forma que los aislamientos están al aire a presión atmosférica.

Son también denominadas AIS (Air Insulated Substation), es decir subestaciones aisladas al aire.

- Subestación encapsulada

Subestación cuyos componentes se instalan en ductos metálicos, de forma que el aislamiento es con gas, normalmente SF6 a presión por encima de la atmosférica. Son también denominadas GIS (Gas Insulated Substation) es decir subestaciones aisladas en gas.

Los fabricantes normalizan su diseño, de forma que haya un equipo común para un cierto rango de tensiones. Por ejemplo, la zona entre 66KV y 800KV puede ser cubierta con cuatro diseños de la forma siguiente:

- Rango 1: 66 KV – 170 KV
- Rango 2: 200 KV – 362 KV
- Rango 3: 400 KV – 500 KV
- Rango 4: 700 KV – 800 KV

La norma IEC 60376 trata todo los aspectos relacionados con el gas utilizado en las GIS.

### **2.1.3. Diagramas unifilares de planta y perfiles**

El diagrama unifilar muestra las conexiones entre los equipos, las barras, las protecciones, medición, entre otros componentes, estos representados por símbolos. El diagrama unifilar muestra los circuitos de la subestación, así como los diseños de cómo están compuestas las configuraciones de conexión. El diagrama de perfil muestra los circuitos de la subestación eléctrica, de forma constructiva de disposición física.

### **2.1.3.1. Diagramas unifilares**

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

- Confiabilidad
- Flexibilidad
- Seguridad
- Cantidad y costo del equipo eléctricos

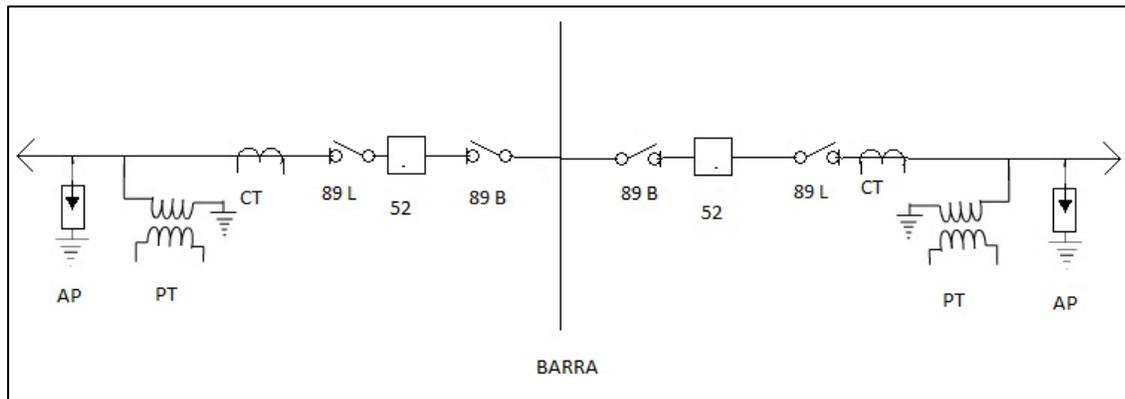
Existen varias normas de simbologías para los diagramas unifilares de las subestaciones eléctricas, ya que no existe en Guatemala una norma oficial a utilizar, las normas más utilizadas a nivel internacional son IEC, DIN y ANSI (anexo 1). En los presentes diagramas unifilares se utilizará la norma IEC 60617.

- Barra simple

Es el diseño más sencillo, en el que el flujo de potencia se distribuye desde una sola barra. Al momento de activarse la protección diferencial de la barra toda la subestación se desenergiza. Para realizar mantenimiento a la subestación eléctrica es necesario desenergizar toda la subestación.

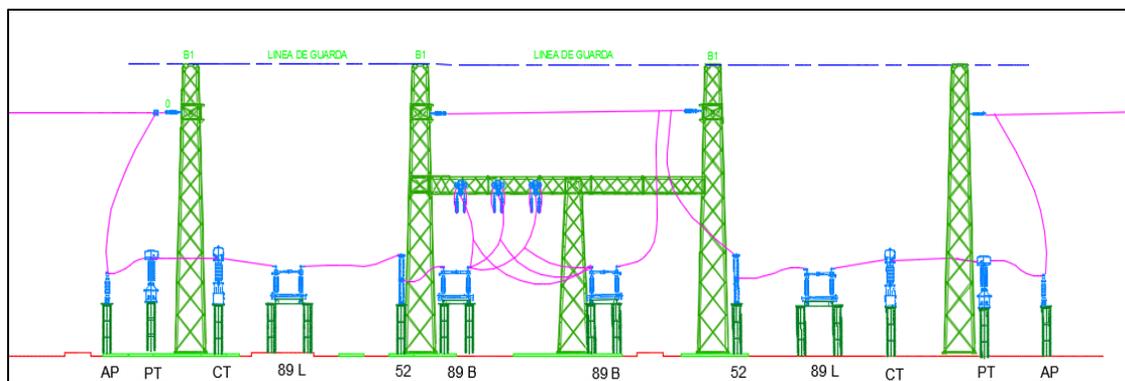
Es el más económico de los diseños de subestaciones eléctricas, además de ser el menos flexible.

Figura 1. Diagrama unifilar, barra simple



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 2. Diagrama de perfil, barra simple



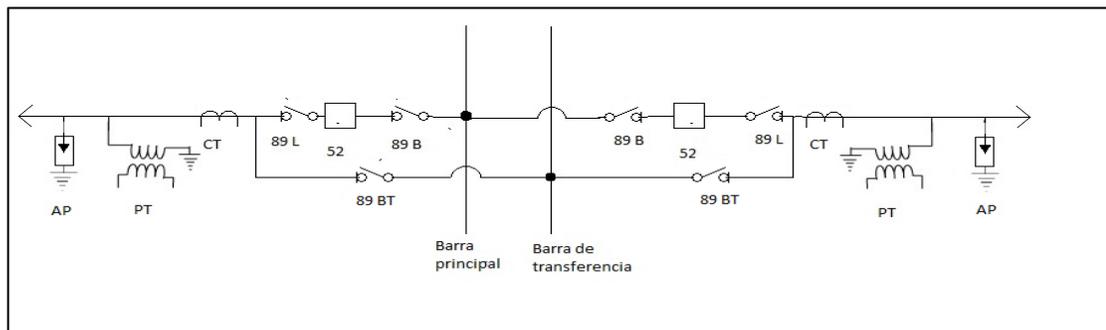
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

- Barra principal y barra de transferencia

Este diseño de subestación eléctrica es una barra simple, a la que se añade una barra de transferencia, la barra de transferencia se añade por algún imprevisto como una falla que marque algún equipo y pueda coordinar las

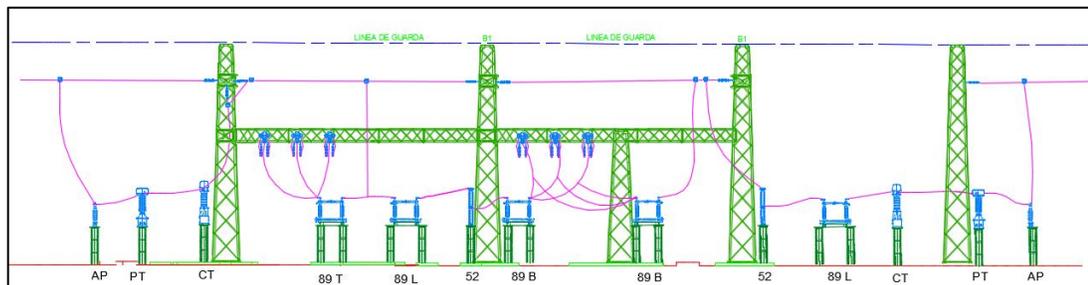
maniobras o mantenimiento en la subestación eléctrica. Este diseño tiene una mayor flexibilidad y seguridad que la barra simple, aunque tienen un costo mayor.

Figura 3. **Diagrama unifilar, barra principal y barra de transferencia**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 4. **Diagrama de perfil, barra principal y barra de transferencia**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

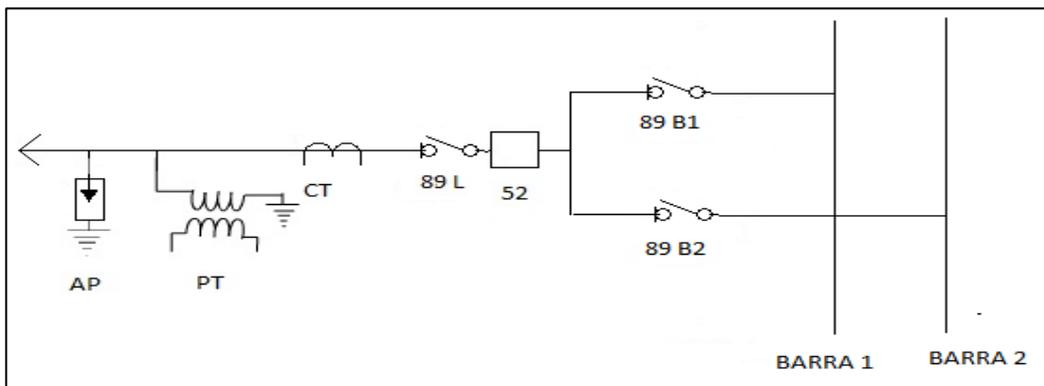
- Barra doble

El diseño de barra doble permite separar circuitos en cada una de las barras, logrando así dividir sistemas. Aunque este diseño posee menos

seguridad que la barra simple con barra de transferencia, el diseño tiene una cantidad de flujo de potencia establecida a cada barra, por lo cual no se puede transferir su carga entre ellas.

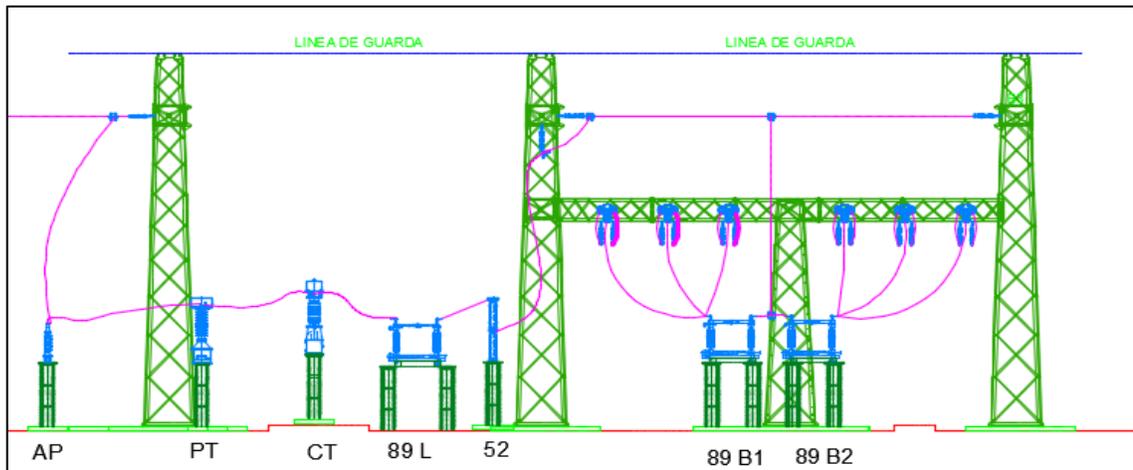
Este tipo diseño de subestaciones eléctricas tiene la facilidad de coordinar el mantenimiento de una barra, teniendo la segunda barra energizada, esto da una mayor flexibilidad a la subestaciones que otros diseños.

Figura 5. **Diagrama unifilar, barra doble**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 6. Diagrama de perfil, barra doble

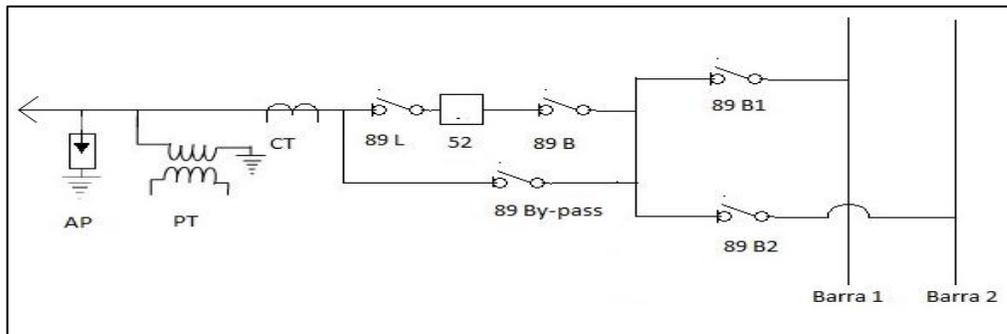


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

- Barras con seccionador de *by-pass*

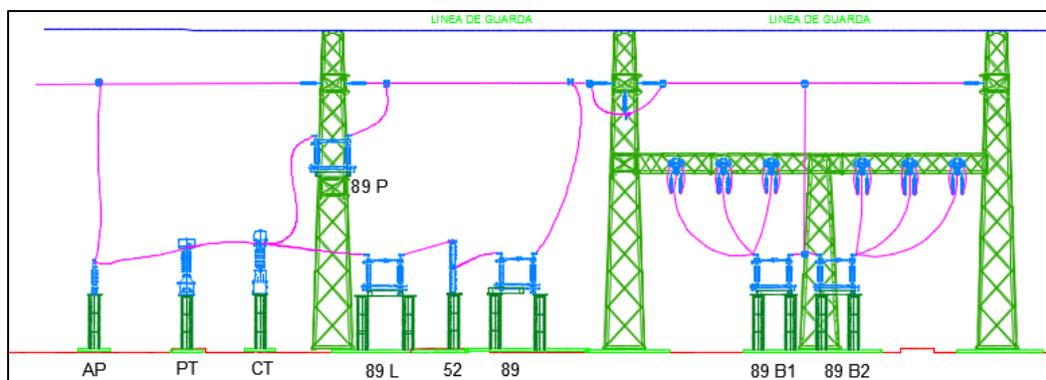
Agregar un seccionador de *by-pass* es frecuente en las subestaciones eléctricas, ya que pueden adaptarse a varios diseños, dándoles una mayor flexibilidad y confiabilidad. Al interruptor de potencia se le puede hacer mantenimiento o verificación de fallas sin tener que dejar las barras desenergizadas. Como desventajas están una mayor posibilidad de operación incorrecta durante las maniobras y un mayor costo de la construcción de la subestación eléctrica.

Figura 7. **Diagrama unifilar, barra doble con *by-pass***



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 8. **Diagrama de perfil, barra doble con *by-pass***



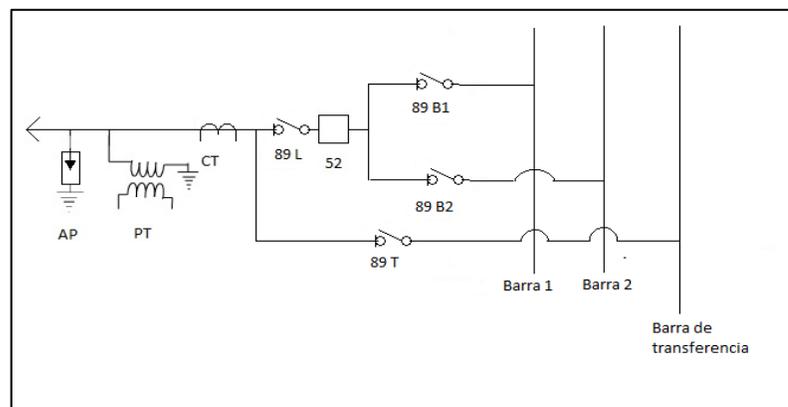
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

- Barra doble con seccionador de transferencia

Este diseño de la subestación eléctrica tiene una mayor seguridad y flexibilidad que las barras dobles, ya que la barra de transferencia se añade por imprevistos, como una falla que marque algún equipo, esto ayuda a coordinar las maniobras de mantenimiento en la subestación eléctrica. Tiene como

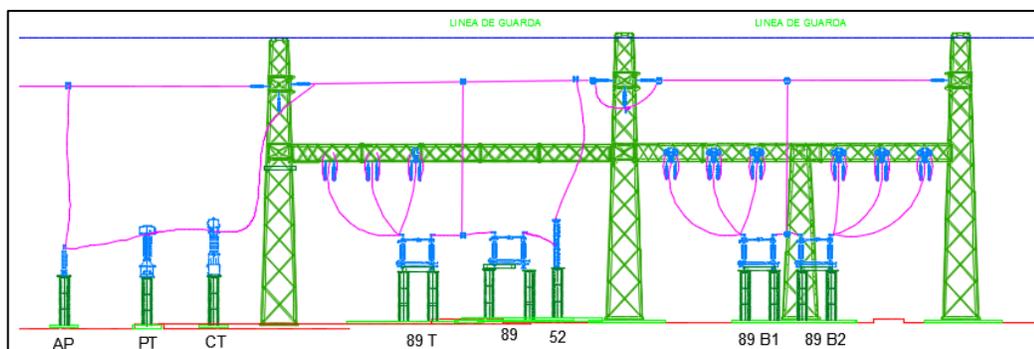
desventaja el aumento de los costos, debido a que amplía el tamaño de la subestación eléctrica, así como la cantidad de equipos, esto comparado con las subestaciones eléctricas de barra doble.

Figura 9. **Diagrama unifilar, barra doble con seccionador de transferencia**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 10. **Diagrama de perfil, barra doble con seccionador de transferencia**

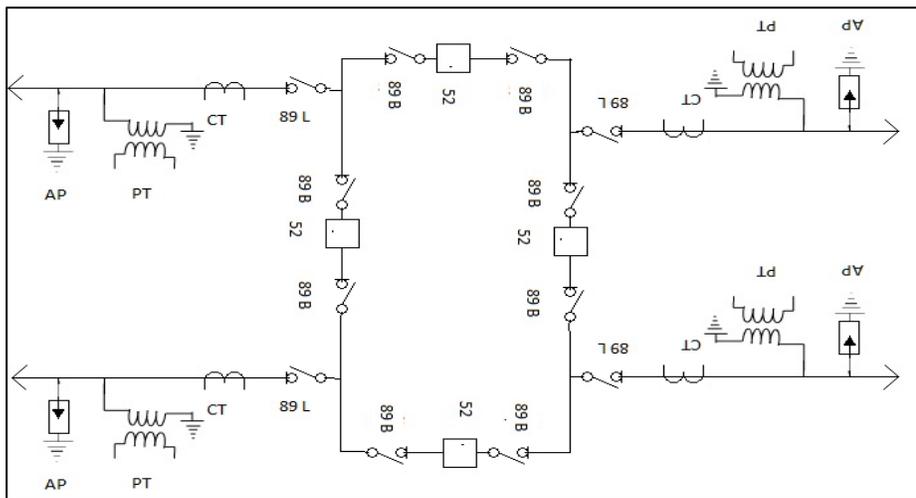


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

- Barra en anillo

Este diseño de subestación eléctrica es de tendencia estadounidense, utilizado para voltajes mayores de 230 KV. Cada interruptor de potencia alimenta a 2 líneas y opera para falla en cualquiera de las dos. El principal inconveniente consiste en el caso de falla en un circuito, mientras se hace mantenimiento en otra, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio o perderse la seguridad en el sistema. Es necesario operar con todos los interruptores cerrados, por lo que pierde flexibilidad.

Figura 11. Diagrama unifilar, barra en anillo



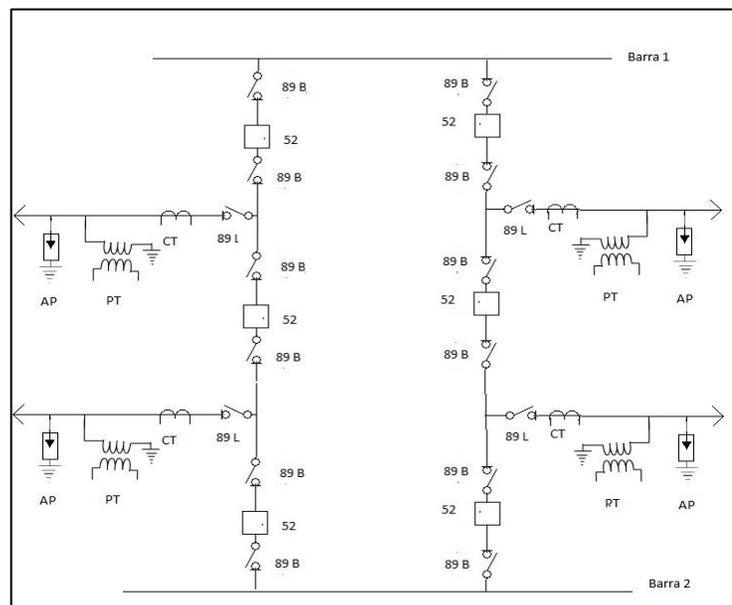
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

- Interruptor y medio

Este diseño de subestación eléctrica también es de tendencia estadounidense, utilizado para voltajes mayores de 230 KV.

Este diseño utiliza mayor cantidad de interruptores de potencia que el de barra en anillo. Cada línea se alimenta desde las dos barras por medio de un interruptor que sale de cada una de las barras y adicionalmente el interruptor del centro alimenta a dos líneas. Cualquier falla en las líneas dispara todos los interruptores relacionados con la falla, pero deja en servicio el resto. Este diseño, comparado con doble barra y barra de transferencia, requiere una cantidad ligeramente mayor de interruptores, aunque una cantidad bastante menor de seccionadores, lo que al final representa un costo total menor.

Figura 12. Diagrama unifilar, interruptor y medio



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

#### 2.1.4. Sistemas y componentes de una subestación

Un sistema en una subestación eléctrica es un conjunto de componentes que van relacionados y conectados para desarrollar una función común, cada

sistema tiene una función definida que se forma por medio de los componentes. La subestación eléctrica se puede dividir en sistemas, los cuales se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- Blindajes y sistema de tierras
- Equipos primarios
- Medios de comunicación
- Protección control y medición (PC y M)
- Servicios auxiliares VAC, VDC
- Obras civiles, mecánicas, electromecánicas

## **2.2. Equipos**

Las subestaciones eléctricas están compuestas por equipos con diferentes funciones aunque trabajan en conjunto, los equipos que se presentan en este trabajo son aquellos que por la función que desempeñan tienen una mayor importancia, para el correcto diseño de una subestación eléctrica es necesario conocer ciertos detalles como las características físicas y eléctricas de los equipos. Los equipos de patio son los que serán descritos a continuación.

### **2.2.1. Transformador de potencia**

Es la máquina electromagnética que tiene como función principal cambiar la magnitud de las tensiones en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia constante. Los transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas son sumergidos en aceite dieléctrico, ya que estos transformadores se encuentran en el exterior y tienen una alta potencia a transformar.

Para el diseño de una subestación eléctrica los aspectos que se deben analizar en un transformador de potencia no son los del diseño del transformador, ya que estos aspectos los analiza el fabricante, el diseñador de las subestaciones eléctricas examina algunas condiciones que debe cumplir este transformador de potencia. Los requerimientos que se deben evaluar en los transformadores de potencia para el diseño de una subestación eléctrica son:

- Potencia trifásica S [KVA]

La potencia del transformador tiene que tener un 25 % mayor a la potencia nominal. La capacidad máxima es la potencia que el mismo puede transportar bajo la máxima etapa de enfriamiento y considerando las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde cada subestación esté ubicada.

- Tensión asignada

Los valores de tensión asignada son los valores de tensión más elevada del sistema para la cual se previó el equipo. Los voltajes para equipos según norma IEC60071-1:2016 son:

Rango I:

3,6 KV, 7,2 KV, 12 KV, 17,7 KV, 24 KV, 36 KV, 52 KV, 72,5 KV, 100 KV, 123 KV, 145 KV, 170 KV, 245 KV.

Rango II:

300 KV, 362 KV, 420 KV, 525 KV, 765 KV.

- Frecuencia  $f$  [HZ]

Las frecuencias que se utilizan normalmente son de 50 y de 60 Hz, en Guatemala específicamente se utiliza la frecuencia a 60 Hz.

- Pruebas

Es recomendable solicitar las pruebas de análisis de respuesta al barrido de frecuencia SFRA de fábrica, por sus siglas en inglés es un método útil y sensible para probar la integridad mecánica de los núcleos del transformador, los devanados y los bastidores de presión de los transformadores de potencia. Cada red eléctrica tiene una respuesta en frecuencia única denominada huella digital. Se recomienda probar la respuesta en frecuencia especialmente después de transportar los transformadores y posteriormente a fallas.

El SFRA es un método no invasivo, permite la evolución confiable de la integridad del transformador de potencia sin aplicar alta tensión. Ningún otro método es tan sensible a las deformaciones mecánicas de la parte activa de los transformadores de potencia como el SFRA.

- Grupo de conexiones

La conexión de los transformadores va a depender del tipo de transformador que se desee instalar:

- Los bancos de transformadores de potencia

Están compuestos por tres unidades monofásicas, el devanado primario en 230 KV debe tener conexión estrella aterrizada y en el devanado secundario

en 69KV debe tener una conexión estrella aterrizada y en el terciario con un voltaje 13,8 KV de una capacidad como mínimo de un tercio de la capacidad nominal de cada unidad, y la conexión de los devanados terciarios en delta.

- Los transformadores de potencia 230 / 69 KV

Estos transformadores deben tener, en el devanado primario en 230 KV o 69 KV una conexión delta y en devanado secundario 13,8 KV una conexión estrella aterrizada, y deberán estar dotados de cambiadores.

- Tipo de refrigeración

Tabla I. **Tipo de enfriamiento de transformadores sumergidos en aceite aislante**

<b>Tipo de enfriamiento de transformadores sumergidos en aceite aislante</b>	
Designación	Descripción
ONAN	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento natural.
ONAN/ONAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado.
ONAN/ODAF/ODAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural / aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado.
OFAF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado.
ONWN	Sumergido en líquido aislante y con enfriamiento por agua.
OFWF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada.

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00- 2000. *Distribución inmerso-líquido, de potencia y transformadores de regulación.* p. 15.

- Cambiador de derivaciones

Es un método para la regulación de voltaje en las líneas, es el uso de los cambiadores de derivación que están conectados en los devanados de los transformadores para cambiar la relación de espiras o relación de transformación ligeramente. El cambio en la relación de transformación es normalmente +/- 10 %, aun cuando se pueden encontrar disponibles cambios de +/- 5 % o +/- 7,5 %, los pasos de variación varían desde 2,5 % hasta 32 pasos para cubrir el rango normal de +/- 10 %.

Normalmente los cambiadores de derivación o *taps* están localizados en los devanados primarios (de alto voltaje), debido a que se tiene que manejar en los cambios de menor corriente de la que se manejaría si se localizaran en el devanado de bajo voltaje. Los cambiadores de derivación accionados por motor eléctrico se requieren cuando se tiene una regulación de voltaje con cargas ampliamente fluctuantes, estos cambiadores de derivación se conocen como cambiadores bajo carga, estos solo son recomendados cuando se justifica mejorar sustancialmente la localidad del servicio, ya que su costo puede ser hasta el 5 % del costo del transformador.

- Protecciones del transformador

Estos son los equipos que tienen los transformadores para la verificación de estado normal de operación:

- Válvula mecánica de sobrepresión.
- Relevador de sobrepresión súbita y módulo de sellos de contactos.

- Indicador de temperatura del líquido aislante con contactos de alarma.
- Indicador de punto más caliente de los devanados.
- Indicador de nivel de aceite.
- Deshidratador de SILICA- GEL.
- Válvula de muestra de aceite.
- Relevador *buchholz*.

Figura 13. **Relé de sobrepresión, transformador de potencia, 10 PSI,  
Fairporta**



Fuente: elaboración propia.

Figura 14. **Transformador de potencia**



Fuente: elaboración propia.

### **2.2.2. Interruptores de potencia**

Los interruptores de potencia o disyuntores son equipos que protegen la subestación eléctrica de sobrecorrientes, tienen un sistema de medición y disparo, el cual funciona por medio de los transformadores de corriente que tienen incorporado para verificar el flujo de carga que pasa por el interruptor de potencia.

La capacidad de cortar el suministro de corriente se da por medio de una cámara que extingue los arcos eléctricos, la cual tiene como aislante más frecuente el  $SF_6$  (hexafluoruro de azufre). Los interruptores de potencia tienen la

capacidad de realizar maniobras de forma local o remota, su accionamiento puede ser de forma tripolar o monopolar.

- Tipos de Interruptor de potencia

Son los siguientes:

Figura 15. **Tanque vivo tripolar**



Fuente: elaboración propia.

Figura 16. **Tanque vivo monopolar**



Fuente: elaboración propia.

Figura 17. **Tanque muerto tripolar**



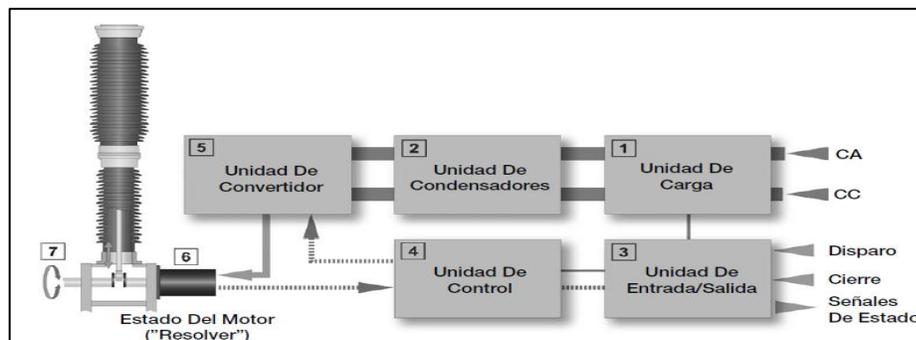
Fuente: elaboración propia.

Figura 18. **Tanque muerto monopolar**



Fuente: elaboración propia.

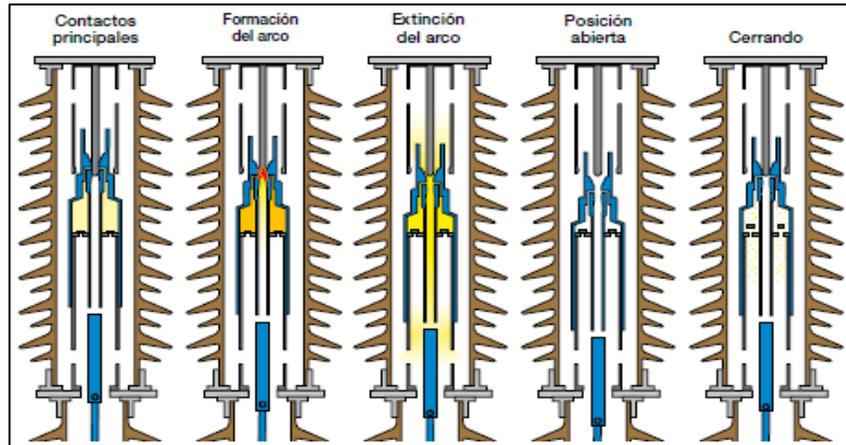
Figura 19. **Principios de funcionamiento**



Fuente: ABB. *Interruptores de tanque vivo. Guía para el comprador.* p. H-4.

- Carga de energía: acepta entrada de fuentes de alimentación redundantes de CA y CD y proporciona una fuente de energía externa a la unidad de condensadores, la unidad entrada/salida y la unidad de control. Los requisitos de carga de alimentación son muy reducidos, menos de 1 A en el funcionamiento normal.
- Almacenamiento intermedio de energía: la unidad proporciona aislamiento entre la necesidad de energía a corto plazo para el motor durante operaciones y el suministro auxiliar de la subestación.
- Control y señalización: la unidad E/S recibe todos los comandos operativos para el interruptor y proporciona una indicación de señalizadores de retorno al sistema de control de la subestación.
- El control lógico permisivo de comandos de operación es regulado en la unidad de control. La unidad de control contiene y ejecuta la curva de desplazamiento programada para el interruptor.
- Recibiendo alimentación CC de la unidad de condensador. La unidad convertidor enviará entonces tensión y corriente CA controlada digitalmente al estado del motor (6).
- El rotor del motor.

Figura 20. **Cámara de extinción**



Fuete: ABB. *Interruptores de tanque vivo. Guía para el comprador.* p. C-1.

- Manómetro

Los valores de presión SF6 para llenado se leerán en el manómetro del interruptor de potencia. Los valores de presión el manómetro los trae en la unidad de presión internacional que es el pascal (Pa).

Tabla II. **Valores de las presiones efectivas del gas SF<sub>6</sub> corregidas en temperatura**

$t \text{ } ^\circ \text{C}$	$P_{re}$	$P_{se}$	$P_{me}$
20	0,75	0,64	0,61
21	0,754	0,643	0,613
22	0,757	0,646	0,616
23	0,761	0,649	0,619
24	0,765	0,652	0,622
25	0,768	0,656	0,625

Fuente: ALSTON. *Manual de instrucciones. Interruptores de SF6.* Consulta: Febrero de 2019.

$P_{re}$  = presión efectiva asignada de llenado para el aislamiento

$P_{ae}$  = presión efectiva de alarma para el aislamiento

$P_{me}$  = presión efectiva mínima para el aislamiento

Figura 21. **Interruptor de potencia**



Fuente: elaboración propia.

### **2.2.3. Seccionador**

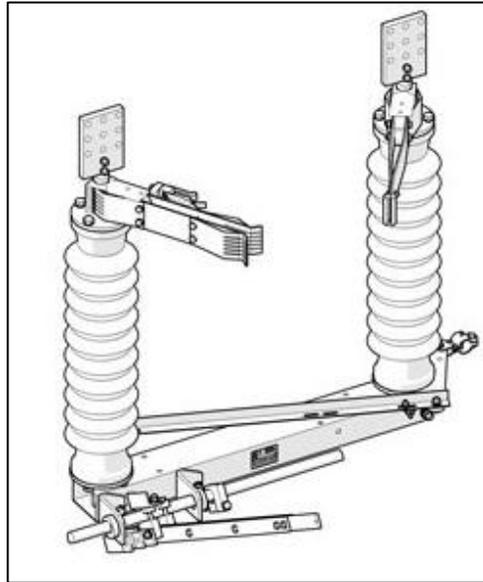
El seccionador tiene la función de aislar un circuito por medio del aire a presión atmosférica. El seccionador no tiene la capacidad de proteger el sistema a fallas de cortocircuito, es utilizado para mantenimientos o maniobras prolongadas.

Ya que los seccionadores en las subestaciones eléctricas son trifásicos, la distancia entre fases va a variar y dependerá de la tensión a la que están

siendo sometidos los seccionadores y a las condiciones ambientales como humedad y presión atmosférica.

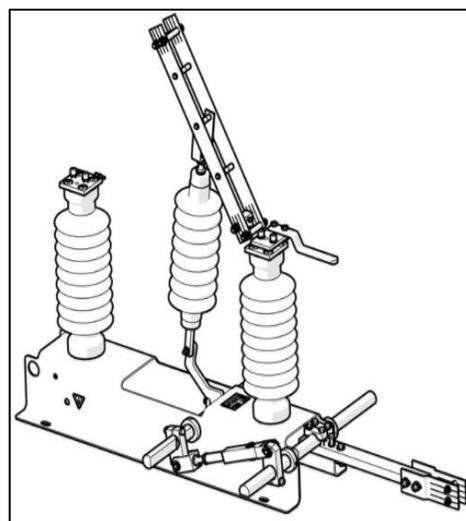
- Tipos de seccionadores
  - Seccionadores de apertura central (figura 22): son los más económicos aunque necesitan una distancia mayor entre las fases, estas requieren ajuste periódico y no se recomiendan para tensiones por encima de 245 KV.
  - Seccionador de apertura vertical (figura 23): es utilizado en extra alta tensión, ya que no necesita mucha distancia entre las fases, necesita estar a una altura mayor que otros tipos de seccionadores.
  - Seccionador de doble apertura (figura 24): también llamado de rotación central, aunque más costoso que el seccionador de apertura central, tiene la ventaja de necesitar menos distancia entre las fases.
  - Seccionador tipo pantógrafo (figura 25): es utilizado en subestaciones eléctricas donde se requiera la conexión y desconexión entre dos niveles.

Figura 22. **Apertura central**



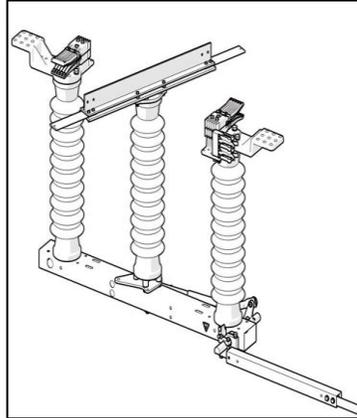
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 23. **Apertura vertical**



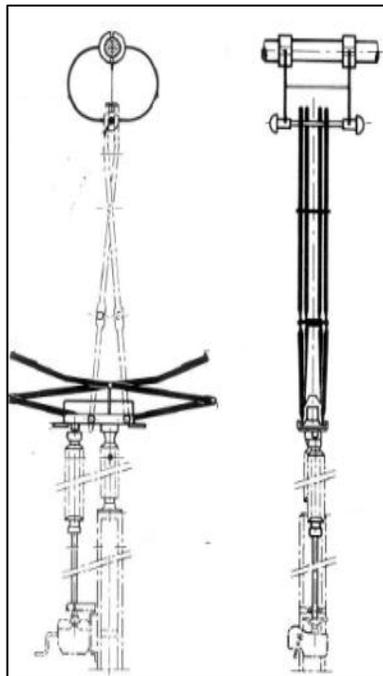
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 24. **Seccionador de doble apertura**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 25. **Seccionador de pantógrafo**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 26. **Seccionadores 230KV**



Fuente: elaboración propia.

#### **2.2.4. Transformadores de instrumento**

Los transformadores de instrumento tienen la función de reducir la magnitud de tensión y corriente que se utiliza, para la protección y medición de los circuitos de una subestación.

Estos equipos de protección y de medición no están diseñados para soportar voltaje y corriente muy elevados, por lo que se utilizan los transformadores de medida con el objetivo de evitar peligros como corrientes altas que crean perturbaciones electromagnéticas.

- Magnitudes eléctricas

En una subestación eléctrica es necesario conocer las siguientes magnitudes eléctricas:

- Corriente
  - Tensión
  - Frecuencia
  - Factor de potencia
  - Potencia activa y reactiva
  - Energía
- Sistemas de medición

El sistema de medición en las subestaciones eléctricas puede ser.

- Local
- Remoto

En las instalaciones eléctricas existe la necesidad de conectar aparatos para tener un control del estado de la subestación para lograr obtener valores de medición, protección de equipos, avisos, enclavamientos, entre otros.

Los transformadores de instrumento tienen la función de reducir la magnitud de tensión y corriente de alta tensión para la protección y medición de los circuitos de una subestación, en corriente y tensión con valores moderados en el secundario, que normalmente son de 5 amperios en las bobinas de corriente y 120 voltios en la bobina de tensión.

Los transformadores evitan perturbaciones electromagnéticas de las corrientes altas y reducen corrientes de cortocircuito a valores admisibles en delicados aparatos de medida.

El proceso de obtener intensidades de corriente o tensión proporcionales de algunas zonas a las que se desea medir o vigilar y transmitirlos a los aparatos adecuados se puede dividir en dos partes: las mediciones de corriente y otra que cubre las mediciones de tensión.

Las zonas donde normalmente se encuentran instalados transformadores de instrumentó en una subestación eléctrica son:

- Transformadores de potencia
- Líneas
- Barras colectoras
- Alimentación de distribución
- Banco de capacitores
- Baterías de la subestación
- Interruptores de potencia
- Relevadores

Diferentes presentaciones de los transformadores de instrumento:

- Combinados
  - Tienen transformadores tanto de medición como de protección
  - Medidor de dos y medio elementos de potencia
- Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente utilizados para la medición buscan la mayor exactitud en las condiciones normales de operación, ya que la medición ocurre durante el funcionamiento normal de operaciones y es el instrumento

que se utiliza para obtener los valores de energía. Los transformadores de corriente para la protección tienen la mayor exactitud en condiciones de corriente de falla, ya que es el rango de valores donde las protecciones se activan.

Tabla III. **Clases de precisión estándar para el servicio de medición y los límites correspondientes del factor de corrección del transformador [factor de potencia 0,6 a 1,0]**

Clase de precisión de medición	Transformador de corriente	
	Al 100 % de corriente nominal	Al 10 % de corriente nominal
0,3	0,994	1,006
0,6	0,988	1,012
1,2	0,976	1,024

Fuente: Norma IEEE Std C57.13-1993. *Requisitos estándar para transformadores de instrumentos.* p. 18.

Tabla IV. **Carga estándar para transformadores de corriente con devanados secundarios de 5 A**

Burdens	Burden designación	Resistencia ( $\Omega$ )	Inductancia (m $\Omega$ )	Impedancia ( $\Omega$ )	Voltamperes ( a 5 A)	Factor de potencia
Medición de burdens	B-0,1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
	B-0,2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9
	B-0,5	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9
	B-0,9	0,81	1,040	0,9	22,5	0,9
	B-1,8	1,62	2,080	1,8	45,0	0,9
Relación de burden	B-1	0,5	2,300	1,0	25,0	0,5
	B-2	1,00	4,600	2,0	50,0	0,5
	B-4	2,00	9,200	4,0	100,0	0,5
	B-8	4,00	18400	8,0	200,0	0,5

Fuente: Norma IEEE Std C57.13-1993. *Requisitos estándar para transformadores de instrumentos.* p. 18.

Figura 27. Transformador, 0,3 WXYZ , Tipo UTE-72, Arteche



Fuente: elaboración propia.

- Transformadores de voltaje

También llamado transformador de potencial, estos equipos tienen la siguiente finalidad:

- Aislar el circuito de baja tensión del circuito 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.

En el transformador de voltaje es muy importante la exactitud y está en función del *burden* que tiene conectado en sus terminales. La tensión secundaria normalmente es de 120 voltios, la exactitud está en función del *burden* que tiene conectado en sus terminales.

Se utilizan para alimentar bobinas voltimétricas como:

- Contadores
- Voltímetros
- Registradores
- Reles

Tabla V. **Clases de precisión estándar para el servicio de medición y los límites correspondientes del factor de corrección del transformador [factor de potencia 0,6 a 1,0]**

Clase de precisión de medición	Transformadores de tensión (de 90 % a 100 % de rango de voltaje)	
	Mínimo	Máximo
0,3	0,997	1,003
0,6	0,994	1,006
1,2	0,988	1,012

Fuente: Norma IEEE Std C57.13-1993. *Requisitos estándar para transformadores de instrumentos.* p. 18.

Tabla VI. **Cargas estándar para transformadores de tensión**

Características de burden estándar			Características básicas en 120 V		
Designación	VA	Factor de potencia	Resistencia ( $\Omega$ )	Inductancia	Impedancia ( $\Omega$ )
W	12,5	0,10	115,2	3,0400	1 152
X	25,0	0,70	403,2	1,0900	576
M	35,0	0,20	82,3	1,0700	411
Y	75,0	0,85	163,2	0,2680	192
Z	200,0	0,85	61,2	0,1010	72
ZZ	400,0	0,85	30,6	0,0503	36

Fuente: Norma IEEE Std C57.13-1993. *Requisitos estándar para transformadores de instrumentos.* p. 18.

Figura 28. **Transformador de potencial, tipo 249A616G06, marca Westinghouse**



Fuente: elaboración propia.

### **2.2.5. Pararrayos**

Son equipos que tienen la función de proteger contra sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operaciones de interruptores o desbalanceo de sistemas. Los pararrayos tienen tres características de protección:

- Actuar como un aislante para condiciones normales de tensión que no superen valores predeterminados.
- Actuar como un conductor al momento de existir una perturbación que tenga voltajes elevados, que superen los valores predeterminados.

- Al actuar como conductor el pararrayos conduce a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

El pararrayos actúa como conductor, este lo hace por un tiempo corto, luego de descargar la corriente transitoria el pararrayos vuelve a actuar como un aislante para evitar el flujo de energía del sistema.

Figura 29. **Pararrayos 230 KV**



Fuente: elaboración propia.

Los pararrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

- Cuernos de arco
- Pararrayos autovalvulares
- Pararrayos de óxidos metálicos

Figura 30. **Pararrayo, corriente de descarga nominal 10 KA, tipo: 3  
EK2 060-2PF31**



Fuente: elaboración propia.

### **2.2.6. Reactores**

El reactor contiene bobinas que se utilizan para limitar una corriente de cortocircuito, es utilizado para varios propósitos como utilizar interruptores de potencia de menor capacidad, en las subestaciones eléctricas los reactores se utilizan en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra, así como los reactores en serie con cada una de las fases, esto es para limitar la corriente de cortocircuito trifásica que pueda llegar a los transformadores de potencia. Los reactores en derivación son utilizados para regular la tensión de una red en líneas muy largas. Se conectan

normalmente en las líneas de alta tensión de tal forma que compensen la generación de reactivos.

### **2.2.7. Reconectores**

El recierre automático tiene como fin mejorar la continuidad del servicio de las instalaciones. Las fallas pueden ser de tres tipos:

- Falla transitorias: según datos estadísticos de Estados Unidos el 60 % de las fallas son transitorias del total de las fallas en media tensión que se presentan en las líneas aéreas. En esta falla se considera que el tiempo de deionización del trayecto de un arco eléctrico en el aire, varía desde unas centésimas de segundo hasta unas dos décimas (curva rápida).

En los casos de transitorios y semipermanentes se puede restaurar el servicio una vez que ha cesado la falla.

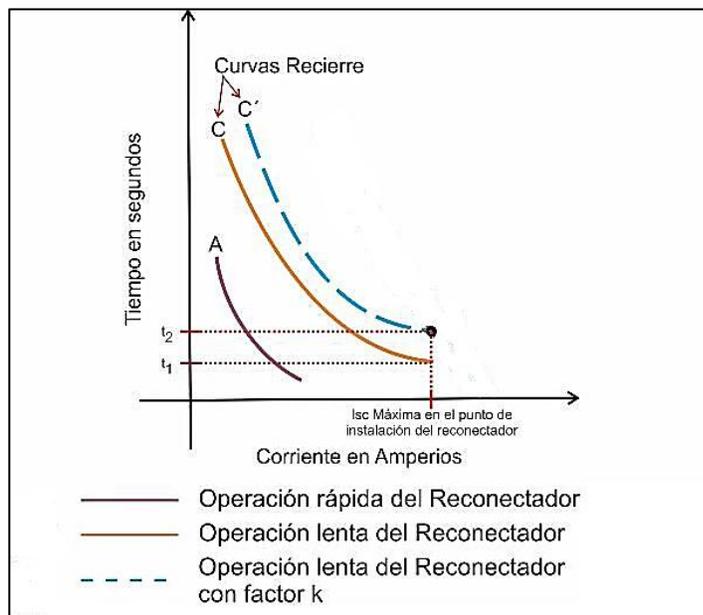
- Falla semipermanentes: esta falla es de mayor duración que el caso anterior y solo se elimina con un recierre automático lento de varios segundos o menos (curva lenta).
- Falla permanentes: en este caso el cortocircuito una vez iniciado se establece en forma franca y es necesaria la intervención de personal para corregir la falla.

En el caso permanente solo se puede restaurar el servicio, después de una reparación de la zona dañada. Al reconector también se le llama restaurador o recloser, es un equipo de protección para corrientes de falla, que tiene la capacidad para detectar los niveles de corriente que pasan por el

equipo y detectar el nivel de corriente al que debe iniciar la apertura del circuito (disparo), así como establecer el tiempo que debe tardar en abrir, y dependiendo del valor de la falla establecer el tiempo de reenganche.

A estos equipos se les programa las capacidades de amperaje a las cuales se desea que se realicen los disparos, para lo cual se programan para que realice una o dos operaciones de apertura en curva rápida y normalmente dos o tres operaciones de apertura en curva lenta, tienen como máximo 4 operaciones de apertura.

Figura 31. **Curva del reconectador, tiempo-amperaje**



Fuente: ROJAS, Nicolás. *Ejercicios para analizar el desempeño de la coordinación de protecciones en un sistema de distribución usando el software Neplan*. p. 76.

Figura 32. **Reconectores, tipo: CP571 301100**



Fuente: elaboración propia.

### **2.3. Coordinación de aislamiento**

Es la selección de la rigidez dieléctrica de un equipo en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema, en el cual el equipo operará tomando en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles.

En las subestaciones eléctricas, una vez determinada la tensión nominal de operación, se puede encontrar los valores del nivel de aislamiento, la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico para soportar sobretensiones y se debe establecer la tensión de ruptura dieléctrica.

Las sobretensiones que se presentan en los sistemas eléctricos pueden ser:

- Tensiones permanentes de frecuencias industriales: son tensiones de frecuencias industriales que son originadas por la explotación de la red en condiciones normales y al ser tensiones permanentes su duración puede corresponder al tiempo de vida de los equipos, su tensión es considerada la tensión más elevada de la red. Para propósitos de coordinación de aislamiento son consideradas igual al voltaje más alto del sistema, en este caso corresponde a la máxima tensión de diseño de los equipos de patio  $U_s = U_m$  y la tensión base,  $U_{base}$ .

$$U_{base} = U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

- Sobretensiones temporales: la tensión soportada de coordinación para la tensión permanente a frecuencia industrial de duración relativamente larga (1 minuto), es igual a la tensión más elevada fase a fase de la red y esta tensión, dividida por  $\sqrt{3}$ , para aislamientos fase a tierra.

Tabla VII. **Sobretensiones temporales**

<b>Falla fase a tierra</b>	<b>Rechazo de carga</b>	
<b>Fase a tierra</b>	<b>Fase a tierra</b>	<b>Fase a Fase</b>
$U_{rp}(KV) = (1.5U_s)/\sqrt{3}$	$U_{rp}(KV) = (1.4U_s)/\sqrt{3}$	$U_{rp}(KV) = (1.5U_s)$

Fuente: elaboración propia.

- Sobretensión transitoria: de corta duración de unos pocos milisegundos o menos, oscilatoria o no, por lo general altamente amortiguada. Esta se divide en:

- Sobretensiones de frecuencia lenta. Puede ser originada por faltas, maniobras o descargas directas de rayo sobre los conductores de líneas aéreas.

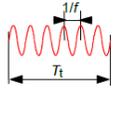
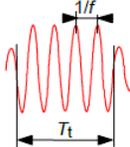
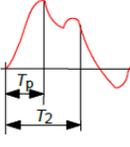
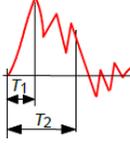
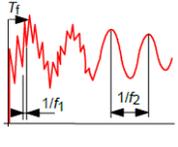
Tabla VIII. **Sobretensiones de frente lento**

$U_{et}(KV)$	$U_{pt}(KV)$
Fase a tierra	Fase a Fase
$U_{et} = 1.25 U_p2 - 0.25(p.u)$	$U_{pt} = 1.25 U_p2 - 0.43(p.u)$

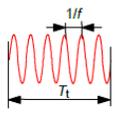
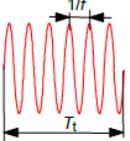
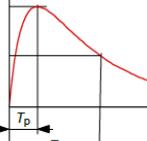
Fuente: elaboración propia.

- Sobretensiones de frente rápido: pueden ser originadas por maniobras, descargas de rayo o faltas.
- Sobretensiones de frente muy rápida: pueden ser originadas por faltas o maniobras en las celdas de aislamiento de gas de las subestaciones (GIS).

Tabla IX. **Clases y formas de tensión y sobretensiones**

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Continuo	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de tensión o sobretensión					
Rangos de tensión o sobretensión	$f = 50\text{hz}$ o $60\text{ Hz}$ $T_t \geq 3600\text{s}$	$10\text{ Hz} < f < 500\text{ Hz}$ $0.02\text{s} \leq T_t \leq 3600\text{s}$	$20\mu\text{s} \leq T_p \leq 5000\mu\text{s}$ $T_2 \leq 20\text{ ms}$	$0.1\mu\text{s} < T_1 \leq 20\mu\text{s}$ $T_2 \leq 300\mu\text{s}$	$T_f \leq 100\text{ns}$ $0.3\text{MHz} < f_1 < 100\text{MHz}$ $30\text{kHz} < f_2 < 300\text{k Hz}$

Continuación de la tabla XI.

Formas estándar de tensión	 $f = 50\text{Hz}$ $0$ $60\text{Hz}$ $T_t^a$	 $48\text{Hz} \leq f \leq 62\text{Hz}$ $T_t = 60\text{s}$	 $T_p = 250\ \mu\text{s}$ $T_2 = 500\ \mu\text{s}$	 $T_1 = 1.2\ \mu\text{s}$ $T_2 = 50\ \mu\text{s}$	A
Prueba de soportabilidad normalizada	A	Prueba de corta duración a frecuencia industrial	Prueba con impulso de maniobra	Prueba con impulso atmosferico	A
a será especificado para cada equipo en particular					

Fuente: Norma IEC 60071-1: 2006. *Coordinación de aislamiento*. p. 11.

- Contaminación

Cuando existe contaminación, la respuesta del aislamiento externo a los voltajes de frecuencia de potencia se vuelve importante y puede dictar el diseño de aislamiento externo.

Para propósitos de estandarización se especifican cuatro niveles cualitativos de contaminación. En la tabla X se da para cada nivel de contaminación una descripción de algunos entornos típicos correspondientes.

Tabla X. **Las diferentes distancias específicas mínimas para los diferentes niveles de contaminación**

Nivel de polución	Ejemplos de entornos típicos	Distancia específica mínima nominal (mm/KV)
Ligero I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zona sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con plantas de calefacción.</li> <li>• Áreas con baja densidad de industria o casas pero sometidas a vientos frecuentes o lluvia.</li> <li>• Áreas de agriculturas</li> <li>• Áreas montañosas</li> <li>• Todas estas áreas están situadas al menos a 10 km a 20 km de mar y no estarán expuestas a los vientos directamente del mar.</li> </ul>	16,0
Medio II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y con densidad promedio de casas equipadas con plantas de calefacción.</li> <li>• Áreas con alta densidad de casas o industrias pero sometidas a vientos frecuentes y lluvias.</li> <li>• Área expuesta al viento del mar, pero no demasiado cerca de las costas.</li> </ul>	20,0
Alto III	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción que producen contaminación.</li> <li>• Áreas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a relativamente fuerte viento del mar.</li> </ul>	25,0
Muy alto VI	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductivos y al humo industrial que produce depósitos conductivos particularmente espesos.</li> <li>• Áreas generalmente de extensión moderada, muy cerca de la costa y expuestas a la pulverización marina, vientos muy fuertes y contaminantes del mar.</li> <li>• Zonas desérticas, caracterizadas por la falta de lluvias durante largos periodos, expuestas a vientos fuertes que transportan arena y sal, y sometidas a condensación.</li> </ul>	31,0
<p>Nota: esta tabla debe aplicarse solo al aislamiento de vidrio o porcelana y no cubre situaciones ambientales como nieve y hielo en condiciones del alta contaminación.</p>		

Fuente: Norma IEC 60071-2: 1996. *Evaluación de la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 kv y 500 kv en altitudes entre 2.500 M.S.N.M y 5.500 M.S.N.M.* p. 25.

- Tipos de tensión y sobretensiones

Para cada clase de tensión y sobretensión se tiene una representación, teniendo en cuenta las características de aislamiento con respecto a los diferentes comportamientos en las formas de tensión o sobretensión en el sistema.

Tabla XI. Nivel básico de aislamiento

Tensión máxima para el equipo (KV)	Nivel de aislamiento al impulso		Nivel de aislamiento de baja frecuencia	
	Aislamiento pleno (KV) cresta	Aislamiento reducido (KV) cresta	Aislamiento pleno (KV)	Aislamiento reducido (KV)
100	400	380	185	150
123	550	450	230	230
145	650	550 450	275	230 185
170	750	650 550	325	275 230
245	1050	900 825 750	460	395 360 325
300		1 175 1 050 900		510 460 395
362		1 300 1 175 1 050		570 510 460
420		1 675 1 550 1 425 1 300		750 660 630 570
525		1 800 1 675 1 550 1 425		790 740 680 640

Fuente: Norma IEC 60071-1: 2006. *Coordinación de aislamiento*. p. 11.

Características de los mecanismos de protección contra sobretensiones:

Existen dos tipos normalizados de mecanismos de protección contra sobretensiones:

- Pararrayos del tipo resistencia no lineal con descargadores (*gaps*) en serie.
- Pararrayos de óxido metálico sin descargadores.

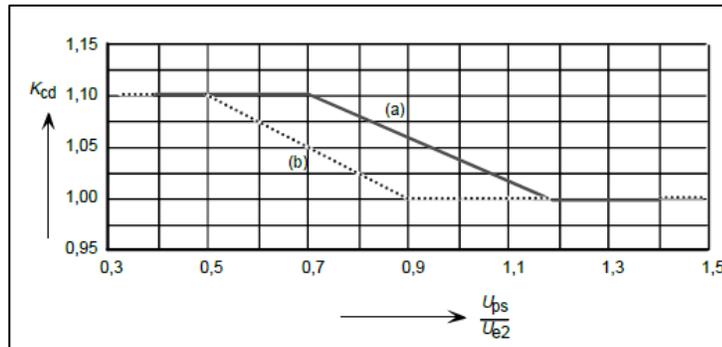
Procedimiento de coordinación de aislamiento para sobretensiones de frente lento.

- Método determinista

Este método implica determinar el voltaje máximo que enfatiza el equipo para posteriormente elegir la resistencia dieléctrica mínima de este equipo con un margen de incertidumbres inherentes a la determinación de estos valores. La sobretensión máxima supuesta es igual a la conmutación del nivel de protección de impulso hacia arriba del descargador.

Sin embargo, se pueden producir sesgos en la distribución estadística de las sobretensiones. Este sesgo es más pronunciado cuando menor es el nivel de protección en comparación con las amplitudes de la sobretensión de frente lento, para cubrir este efecto se evalúa el factor de coordinación  $K_{cd}$  y la relación del descargador de sobretensión que conmuta el nivel protector de impulso  $U_{ps}$  al valor del 2 % de sobretensiones de fase a tierra  $U_e$ . La figura 33 establece esta dependencia:

Figura 33. Evaluación del factor de coordinación estadístico  $K_{cd}$



Fuente: Norma IEC 60071-2: 1996. *Evaluación de la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 kv y 500 kv en altitudes entre 2.500 M.S.N.M y 5.500 M.S.N.M.* p. 25.

- Factor de coordinación aplicado al nivel de protección del pararrayos para obtener la tensión de coordinación soportada fase-tierra (aplica también a aislamiento longitudinal).
- Factor de coordinación aplicada al doble del nivel de protección del pararrayos para obtener la tensión de coordinación soportada fase-fase.
- Determinación de las sobretensiones de soportabilidad requerida

Las tensiones de soportabilidad requerida son obtenidas aplicando a las tensiones dos factores de corrección:

- $K_a$  = factor de correcciones de altitud de las instalaciones
- $K_s$  = factor de seguridad

- Factor de seguridad ( $K_S$ )

El factor de seguridad es aplicable a cualquier tipo de sobretensión fase-fase y fase-tierra (temporal, frente lento, frente rápido).

- Para aislamiento interno  $K_S = 1,15$
- Para aislamiento externo  $K_S = 1,05$

- Factor de corrección por altitud ( $K_a$ )

Esta corrección de altitud está realizada hasta altitudes de 2 000 m.s.n.m., la norma IEC 60060-1 establece las siguientes recomendaciones:

- Para distancias en aire y aislamiento limpio, la corrección se debe realizar para los voltajes soportados ante sobretensiones originadas por maniobras y por impulso atmosférico.
- Para la aplicación de factor de corrección atmosférico, se puede asumir que los efectos de la temperatura ambiente y la humedad tienen a cancelarse entre sí. Por lo tanto, para los propósitos de la coordinación de aislamiento solo se debe tener en cuenta la presión atmosférica correspondiente a la altitud del sitio tanto para aislamiento seco como húmedo. La norma anota que esta suposición puede considerarse correcta para formas de aisladores para los cuales la lluvia no reduce de manera sustancial el voltaje soportado.

La norma IEC 60071-1 recomienda realizar la siguiente corrección:

Corrección de altitud ( $K_a$ ). El factor de corrección  $K_a$  se basa en la dependencia de la presión atmosférica en la altitud como en IEC 60071-1. El factor de corrección se puede calcular a partir de:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

Donde:

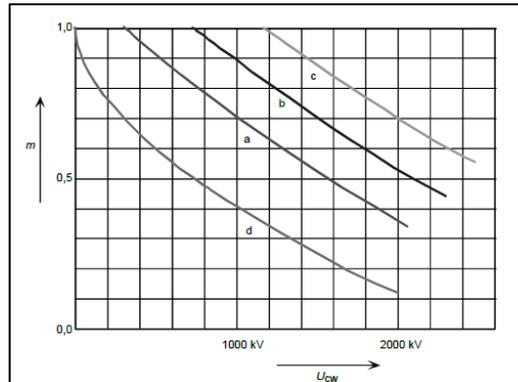
$H$  = es la altura sobre el nivel del mar, en metros

$m$  = el valor del exponente  $m$  es:

- 1,0 para coordinación del aislamiento a impulso tipo atmosférico.
- De acuerdo con la figura # 30, para la coordinación aislamiento a impulso tipo maniobra, en función de la tensión.
- 1,0 para tensiones soportadas de frecuencia de corta duración, de espacios libres de aire y aisladores limpios.

Para los aisladores contaminados, el valor del exponente  $m$  es tentativo. A los efectos de larga duración de pruebas para la tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial de aislamiento como contaminación,  $m$  puede variar desde 0,5 para aisladores normales hasta 0,8 para diseño antiniebla.

Figura 34. **Dependencia del exponente m en la coordinación conmutación de tensión soportada por impulso**



Fuente: Norma IEC 60071-2: 1996. *Evaluación de la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 kv y 500 kv en altitudes entre 2.500 M.S.N.M y 5.500 M.S.N.M.* p. 25.

- Aislamiento fase a tierra
- Aislamiento de longitudinal
- Aislamiento de fase a fase
- Espacio entre la varilla y el plano (espacio de referencia)

Para voltajes que constan de dos componentes, el valor de voltaje es la suma de las dos componentes.

- Factor de coordinación ( $K_c$ )

$K_c = 1$ , el aislamiento se caracteriza por su tensión de soportabilidad asumida convencional.  $K_c = 0,9$ , el aislamiento externo, es caracterizado por la tensión de soportabilidad estadística.

Para estos fines de sobretensiones la tensión de soportabilidad de coordinación ( $U_{cw}$ ) es igual a la sobretensión representativa temporal ( $U_{rp}$ ), por lo tanto el factor de coordinación  $K_c$  es igual a 1.

$$\text{Fase a tierra: } U_{cw} = U_{rp} \cdot K_c \text{ [KV]}$$

$$\text{Fase a fase: } U_{rp} = U_{rp} \cdot K_c \text{ [KV]}$$

Los valores para las tensiones de soportabilidad requeridas son obtenidos aplicando las siguientes ecuaciones:

- Para sobretensiones temporales:

- Aislamiento externo

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a \text{ [KV]}$$

$$\text{Fase a fase } U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a \text{ [KV]}$$

- Aislamiento interno

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \text{ [KV]}$$

$$\text{Fase a fase } U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \text{ [KV]}$$

- Para sobretensión de frente lento:

Equipos a la entrada de la línea.

- Aislamiento externo

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a \text{ [KV]}$$

Fase a fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

Para otros equipos:

- Aislamiento externo

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

Fase a fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

- Aislamiento interno

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

Fase a fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

- Para sobretensiones de frente rápido:

- Aislamiento externo

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

Fase a fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

- Aislamiento interno

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

Fase a fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

### 2.3.1. Tensiones normalizadas

Los valores normalizados de las tensiones nominales entre fases se presentan en la siguiente tabla:

Tabla XII. Valores normales de tensión entre fases

Tensión nominales del sistema KV	Tensión máxima de diseño de los equipo KV
13,8	15,5
23,0	27
34,5	38,0
66-69	72,5
110-115	123
132-138	145
150-161	170
220-230	245
275-287	300
330-345	362
380-400	420
500	525
700-750	765

Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones*. p. 18.

Las tensiones normalizadas de soportabilidad están asociadas con la tensión máxima para los equipos. Los niveles de aislamiento están separados en tablas con niveles de voltajes de  $1KV \leq U_m \leq 245 KV$  y  $U_m \geq 245 KV$  de los equipos, en las tablas rango I y rango II respectivamente.

- Para aislamiento de fase a fase, rango I, las tensiones fase a fase de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración e impulso atmosférico son iguales a las tensiones de soportabilidad fase a tierra respectivamente.

- Para aislamiento fase a fase, rango II, la tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico es igual al impulso atmosférico fase a tierra.
- Para aislamiento longitudinal, rango I, las tensiones de soportabilidad normalizadas a frecuencia industrial de corta duración y al impulso atmosférico son iguales a las respectivas tensiones de soportabilidad fase a tierra.
- Para aislamiento longitudinal, rango II, el componente del impulso de maniobra normalizada de la tensión de soportabilidad combinada, el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta ( $\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$ ), y el componente normalizado del impulso atmosférico de la tensión de soportabilidad, es igual a la respectiva tensión de soportabilidad fase a tierra, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta ( $0.7U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}$ ).

Se requiere únicamente dos tensiones de soportabilidad normalizadas para definir el nivel de aislamiento del equipo.

- Para equipos en el rango I
  - La tensión soportabilidad normalizada al impulso atmosférico.
  - La tensión de soportabilidad normalizada a frecuencia industrial de corta duración.
- Para equipos en el rango II
  - La tensión de soportabilidad normalizada al impulso de maniobra.

- La tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico.

Factores para conversión de pruebas:

- Rango I

Si los factores adecuados no están disponibles (especificados por los equipos respectivos), se pueden aplicar los factores de convención indicando en la tabla XII a las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra requeridos.

- Rango II

Si los factores adecuados no están disponibles (especificados por los equipos respectivos), se puede aplicar los factores de conversión de prueba indicados en la tabla XIII a las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra requerido.

Tabla XIII. **Factores de conversión para pruebas para rango I, para convertir tensión, requerida de soportabilidad al impulso de maniobra a tensiones de soportabilidad**

Aislamiento	Tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial	Tensión de soportabilidad al impulso atmosférico
Aislamiento externo Distancias en aire y aislamientos limpios, secos		
Fase a tierra	$0,6 + U_{cw}/8500$	$1,05 + U_{cw}/6\ 000$
Fase a fase	$0,6 + U_{cw}/12700$	$1,05 + U_{cw}/9\ 000$
Aisladores limpios, húmedos	0,6	1,3
Aislamiento interno		
GIS	0,7	1,25
Aislamiento inmerso en líquido	0,5	1,10
Aislamiento sólido	0,5	1,00

Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones*. p. 20.

Tabla XIV. **Factores de conversión para pruebas para rango II, para convertir tensiones de soportabilidad a frecuencias industriales de corta duración requeridas a tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra**

Aislamiento	Tensión de soportabilidad al impulso de maniobra
Aislamiento externo	
Distancia en aire y aisladores limpios, seco	1,4
Aisladores limpios, húmedos	1,7
Aislamiento interno	
GIS	1,6
Aislamiento inmerso en líquido	2,3
Aislamiento sólido	2,0

Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones*. p. 21.

Tabla XV. Nivel de aislamiento estándar para el rango I ( $1KV < U_m \leq 245 KV$ )

Voltaje más alto para equipo ( $U_m$ ) KV (valor eficaz)	Estándar con calificación de corta duración de frecuencia de poder de tensión soportada KV (valor eficaz)	Estándar de impulso clasificado de tensión de rayo soportada KV (valor pico)
3.6	10	20 40
7.2	20	40 60
12	28	60 75 95
17.7	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72.5	140	325
100	(150)	325
	185	(450)
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
Nota: los valores entre paréntesis se consideran voltaje, los cuales no se pueden asegurar.		

Fuente: Norma IEC 60071-1: 2006. *Coordinación de aislamiento*. p. 15.

Tabla XVI. **Nivel de aislamiento normalizado para las tensiones asignadas del rango II ( $U_m > 245 \text{ KV}$ )**

Más alto voltaje para equipo ( $U_m$ ) KV (valor eficaz)	Voltaje de soportabilidad normalizada del impulso tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [KV] (valor pico)
300	750	750	1,50	850
				950
	750	850	1,50	950
362				1 050
	850	850	1,50	950
				1 050
	850	950	1,50	1 050
420				1 175
	850	850	1,60	1 050
				1 175
	950	950	1,50	1 175
	950	1 050	1,50	1 300
525				1 450
	950	950	1,70	1 175
				1 300
	950	1 050	1,60	1 300
				1 424
	950	1 176	1,50	1 550
765				1 550
	1 175	1 300	1,70	1 675
				1 800
	1 175	1 425	1,70	1 800
	1 175	1 550	1,60	1950
				2 100

Fuente: Norma IEC 60071-1: 2006. *Coordinación de aislamiento*. p. 11.

### 2.3.2. Aislamiento interno y externo

- Aislamiento externo: son las distancias en el aire atmosférico y las superficies en contacto con el aire atmosférico de sólido aislamiento del equipo, que está sujeto a tensiones dieléctricas y a los efectos de

condiciones atmosféricas y otras condiciones ambientales del sitio, como contaminación, humedad, alimañas, entre otros.

- Aislamiento interno: las distancias internas del aislamiento sólido, líquido o gaseoso de los equipos que están protegidos de las condiciones atmosféricas y otras condiciones externas.

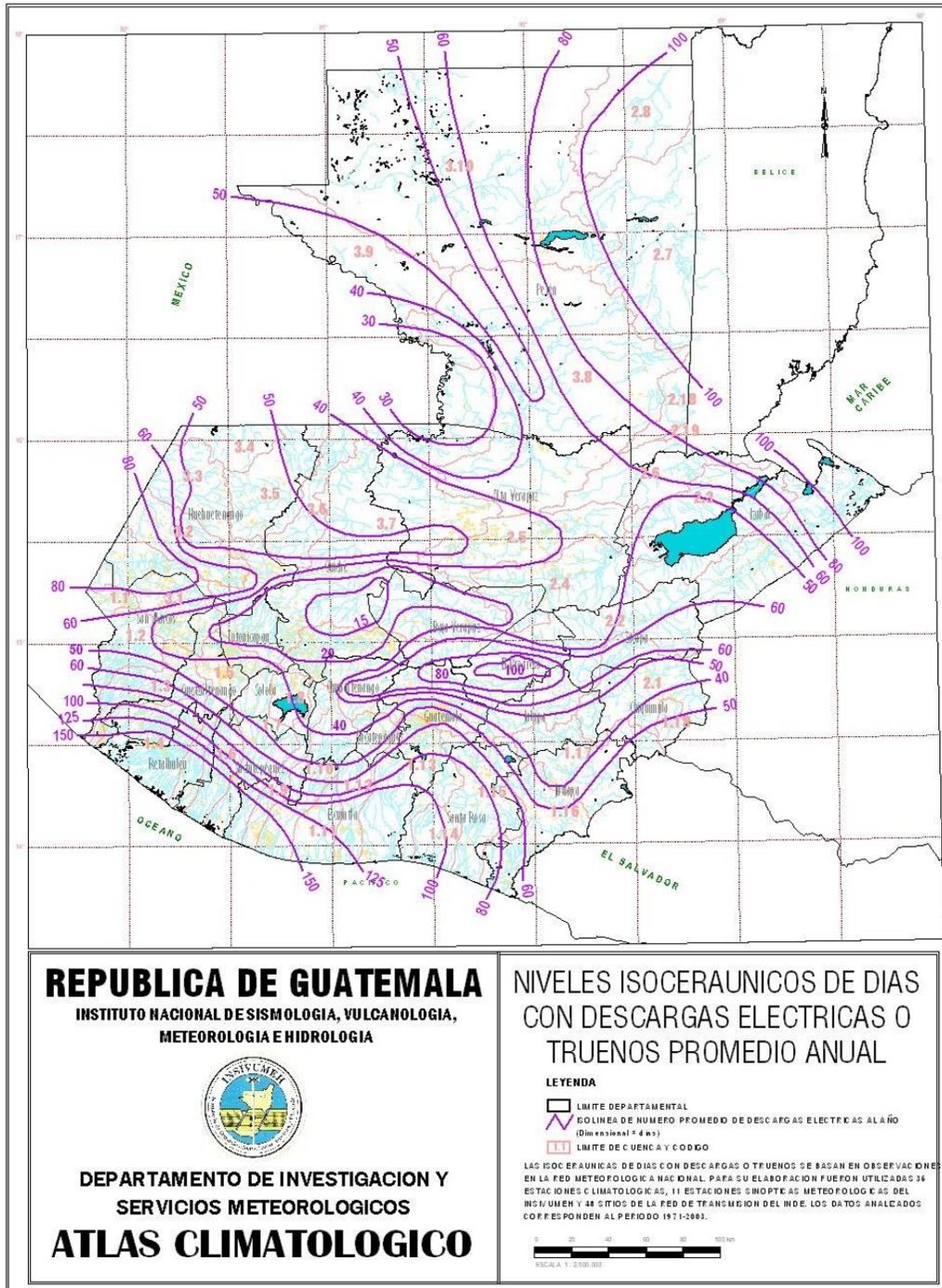
### **2.3.3. Consideraciones atmosféricas**

Para la altitud que no supere los 1000m sobre el nivel del mar las condiciones atmosféricas de referencia estandarizadas son:

- Europeo
  - Temperatura  $t = 20 \text{ } ^\circ \text{C}$
  - Presión  $b = 101,3 \text{ KPa}$  (1 013 mbar)
  - Humedad absoluta  $h = 11 \text{ g/m}^3$
- Estadounidense
  - Temperatura  $t = 25 \text{ } ^\circ \text{C}$
  - Presión  $b = 101,3 \text{ KPa}$  (1 013 mbar) o 76 cm Hg
  - Humedad absoluta  $h = 15 \text{ g/m}^3$

El nivel cerámico: el nivel cerámico (NC) se define como el número de días al año en los que se presentan descargas atmosféricas.

Figura 35. Mapa isoceráunico de Guatemala



Fuente: INSIVUMEH. *Atlas climatológico*. <https://insivumeh.gob.gt/>. Consulta: mayo de 2019.

La figura 35 describe las actividades electroatmosféricas en número promedio de días de truenos-relámpagos/año, o la probabilidad de la presencia de las mismas.

Tabla XVII. **Los aisladores externos que están instalados en equipos necesitan un factor de corrección a partir de los 1 000 metros**

Altura en metros	Factor de corrección del nivel de aislamiento
1 000	1,00
1 200	0,98
1 500	0,95
1 800	0,92
2 100	0,89
2 400	0,86
2 700	0,83
3 000	0,80
3 600	0,75
4 200	0,70
4 500	0,67

Fuente: IEEE Std C57.1200-2000. *Proyecto de norma IEEE para características de rendimiento y dimensiones para transformadores y bujes de reactores.* p. 17.

#### **2.3.4. Determinación de distancias en subestaciones**

Para tener un diseño con correcto aislamiento en las subestaciones eléctricas se tienen que fijar las distancias a través del aire entre las fases vivas a tierra, así como la distancia entre una fase viva a otra fase viva.

BIL=NBI= es el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo a nivel del mar (tabla XIV).  $TCF$  = es la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50 %.

Asumiendo que la distribución probabilística de ruptura sigue una distribución normal, de acuerdo con la IEEE Std 1313.1, se calculan los valores de BIL ( $1.28\sigma$ ). La relación entre la TCF y el NBI para una probabilidad de falla del 10 % está dada en forma experimental por:

$$TCF = \frac{BIL}{1-KC} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

Donde:

K = factor del electrodo para una probabilidad de falla

K= 1,3 si la tensión de aguante tiene una probabilidad del 10 %

C = 3 % para impulsos de rayo

C = 6 % para impulsos de maniobra

El criterio para utilizar el porcentaje de impulso de rayo o impulso de maniobra es:

Tensión por rayo ( $U_m < 300 \text{ KV}$ )

Tensión por maniobra ( $U_m > 300 \text{ KV}$ )

Factor de corrección de la densidad del aire ( $\delta$ ). Corrección con respecto a condiciones atmosféricas de referencia (utilizando mbar como sistema de medición de la presión).

- Práctica europea

$$\delta = \frac{0,289 b}{273+f} \quad (\text{Ec. 1.4})$$

- Práctica estadounidense

$$\delta = \frac{0,294 b}{273+f} \quad (\text{Ec. 1.5})$$

Donde:

$b$  = presión atmosférica en mbar

$f$  = temperatura ambiental en grados Celsius

Corrección con respecto a condiciones atmosféricas de referencia con sistema de medición de presión cm Hg, el equivalente sería.

$$\delta = \frac{3,92 b}{273+f} \quad (\text{Ec. 1.6})$$

### 2.3.5. Distancia fase-tierra

Es la configuración de aislamiento trifásico donde no se tiene en cuenta las terminales de dos fases, excepto en casos particulares en que el terminal neutral está conectado a tierra.

Distancia de fase- tierra:

$$d_{f-t} = \frac{TCF * K_h * 1,1}{550 * \delta} \quad (\text{Ec. 1.7})$$

Donde:

$d_{f-t}$  = distancia fase-tierra

$K_h$  = factor de humedad atmosférica

### 2.3.6. Distancia fase-fase

Para los barrajes flexibles hay que tomar los desplazamientos debidos al viento y a sismos. Las distancias mínimas se pueden expresar como el producto de un factor que varía de 1,8 a 2 por la distancia mínima de fase a tierra, de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar, del lugar de la instalación en los niveles de tensión nominales < 230 KV .

$$d_{f-f} = 1,15d_{f-t} \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.8})$$

Donde:

$d_{minf-f}$  = distancia fase-fase

### 2.3.7. Primer nivel de barras ( $h_s$ )

La distancia mínima de los equipos con tensión pueden ser transformadores de potencia, interruptores de potencia, transformadores de instrumentos y entre otros equipos de patio. La altura a la que corresponde la instalación de los aisladores que soportan partes vivas es de 2,25 metros, que es la altura mínima. Pero esta altura dependerá de los cálculos de la siguiente ecuación, para altitud menores o iguales a 1 000 m.s.n.m.

$$h_s = 2,30 + 0,0105 X KV \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.9})$$

Donde:

$KV$ = es la tensión máxima de diseño (tabla VI)

$h_s$  = el primer nivel de barra para alturas iguales o menores a 1000 m.s.n.m

Para altitud de 2 300 m.s.n.m. se utiliza la siguiente expresión:

$$h_{2300} = h_s + \left(0,0125 \left(\frac{h_s - 1\,000}{100}\right) h_s\right) [\text{metros}] \quad (\text{Ec. 1.10})$$

### 2.3.8. Segundo nivel de barras

La altura mínima de los sistemas de barras colectoras en subestaciones eléctricas es en el punto medio del claro, esto se calcula por medio de la siguiente ecuación, que es para altitudes de 0 a 1 000 m.s.n.m.

$$h_{1000} = 5,0 + 0,0125 \times KV [\text{metros}] \quad (\text{Ec. 1.11})$$

Donde:

$KV$  = es la tensión máxima de diseño del equipo

$h_{1000}$  = altura mínima a los 1 000 m.s.n.m.

Para la altitud de 2 300 m.s.n.m.

$$h_{2\,300} = h_{1\,000} + 0,0125 \left(\frac{2\,300 - 1\,000}{100}\right) \times h_{1\,000} [\text{metros}] \quad (\text{Ec. 1.12})$$

Donde:

$h_{1000}$  = altura mínima a los 1 000 m.s.n.m.

$h_{2300}$  = altura mínima a los 2 300 m.s.n.m.

### 2.3.9. Remate de líneas

El remate a la subestación no debe estar a una altura menor de 6 metros sobre el suelo. La ecuación es aplicable a subestaciones con tensiones nominales mayores a los 69 KV.

$$h_l = 5,0 + 0,006 \times KV \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.13})$$

Donde:

$h_l$  = altura de remate de la línea, en la subestación

$KV$  = tensión máxima de diseño

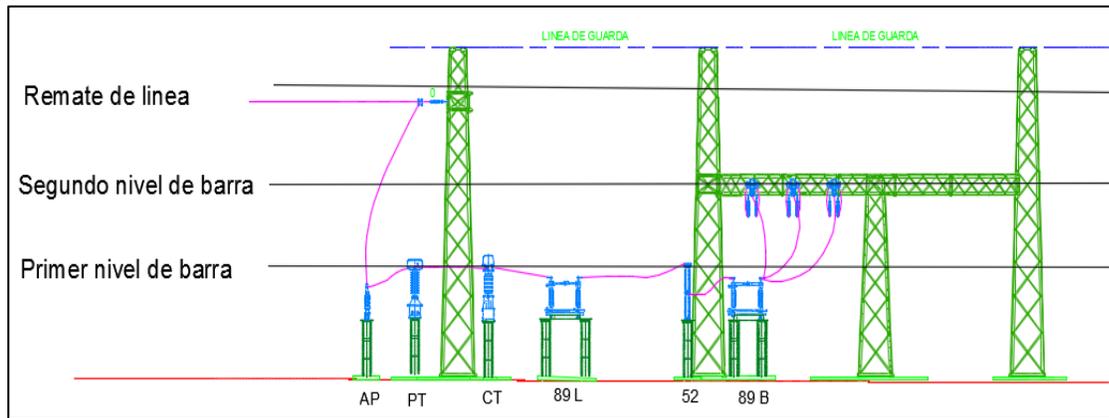
A la misma altura respecto al suelo pero a una altitud de 2 300 m.s.n.m.

$$h_{l\ 2\ 300} = h_l + 0,0125 \left( \frac{2\ 100 - 1\ 000}{100} \right) h_l \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.14})$$

Donde:

$h_{l\ 2\ 300}$  = altura mínima a los 2 300 m.s.n.m.

Figura 36. **Diagrama de perfil, nivel de barras de remate**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 37. **Pórtico de 230 KV**



Fuente: elaboración propia.

### **2.3.10. Distancias de seguridad**

Además de las distancias entre fases y distancia de fase a tierra también se debe tomar en cuenta al realizar el diseño de una subestación eléctrica la distancia de conductor sin aislamiento. Los conductores que operen a una tensión mayor a 150 voltios a tierra que estén descubiertos de aislamiento deben tener una distancia de seguridad para el personal y vehículos dentro de la subestación. Se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- Distancias para la circulación de personas tamaño promedio.
- Distancia de maniobras de los operadores en cualquier punto de la instalación.

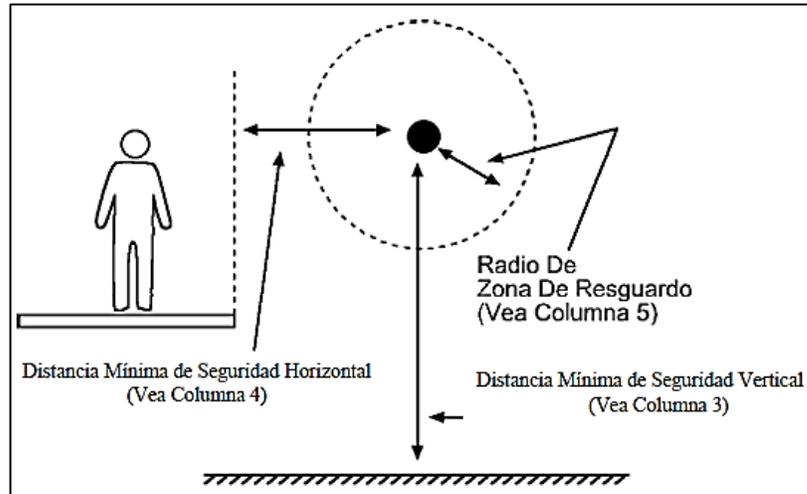
Deberán protegerse de acuerdo con su tensión contra el contacto accidental de personas, ya sea que se usen resguardos especiales o bien localizando las partes energizadas respecto a los sitios donde pueden circular personas, a una altura y con una distancia horizontal igual o mayor que las indicadas en la tabla XXI.

Tabla XVIII. **Distancias mínimas a partes energizadas descubiertas**

1 Máxima tensión de diseño entre fases	2 Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL)	3 Altura mínima	4 Distancia Horizontal mínima	5 Distancia mínima de resguardo a partes energizadas
KV	KV	m	M	m
0,151-0,6	--	2,64	1,02	0,050
2,4	--	2,67	1,02	0,076
7,2	95	2,69	1,02	0,101
15	95	2,69	1,02	0,101
15	110	2,74	1,07	1,152
25	125	2,77	1,09	0,177
25	150	2,82	1,14	0,228
35	200	2,90	1,22	0,304
48	250	3,00	1,32	0,406
72,5	250	3,00	1,32	0,406
72,5	350	3,18	1,50	0,584
121	350	3,18	1,50	0,584
121	550	3,53	1,85	0,939
145	350	3,18	1,50	0,584
145	550	3,53	1,85	0,939
145	650	3,71	2,03	1,117
169	550	3,53	1,85	0,939
169	650	3,71	2,03	1,117
169	750	3,91	2,24	1,320
242	550	3,53	1,85	0,939
242	650	3,71	2,03	1,117
242	750	3,91	2,24	1,320
242	900	4,19	2,51	1,600
242	1 050	4,52	2,84	1,930

Fuente: Resolución CNEE No. 47-99. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución, NTDOID. p. 2.*

Figura 38. Distancias mínimas en conductores



Fuente: Resolución CNEE No. 47-99. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución, NTDOID*. p. 3.

**2.3.10.1. Distancias para la circulación de personas tamaño promedio**

En los casos donde no exista barreras de protección y las líneas vivas no estén aisladas, la distancia entre fase a tierra para la circulación del personal se le suma a una distancia de 2,25 metros, que es la altura de un operador promedio con las manos levantadas.

$$d_v = d_{f-t} + 2,25 \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.15})$$

Donde:

$d_v$  = es la distancia vertical para la zona de circulación del personal y nunca debe ser menor a 3 metros.

$d_{f-t}$  = distancia mínima de fase a tierra correspondiente al BIL de la zona

Para la distancia en horizontal de la zona de circulación del personal, es la distancia de fase a tierra a la que se le suman 90 centímetros, que es la distancia del operador con los brazos extendidos.

La distancia mínima de seguridad se puede expresar con la siguiente relación:

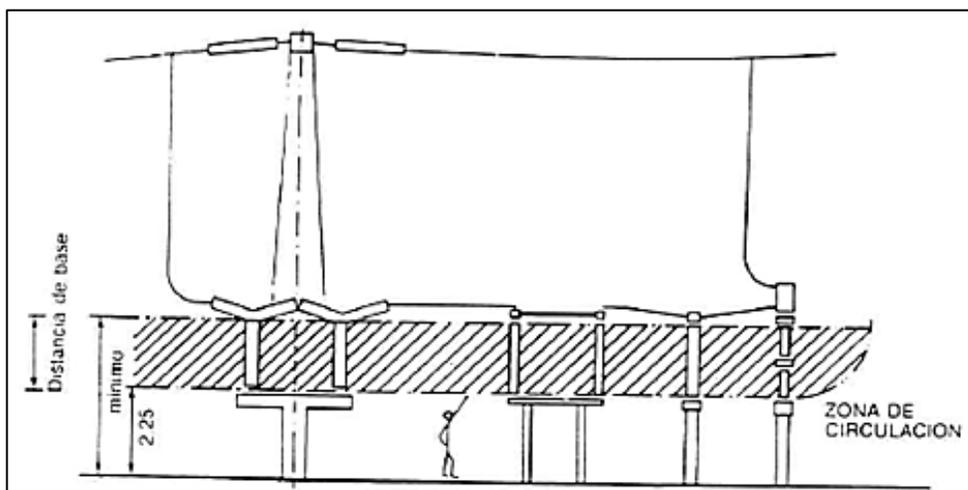
$$d_h = d_{f-t} + 0,9 \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.16})$$

Donde:

$d_h$  = distancia en horizontal en la zona de circulación de personal

$d_{f-t}$  = distancia mínima de fase a tierra correspondiente al BIL de la zona

Figura 39. **Distancia para la circulación del operador**



Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. p. 41.

### **2.3.10.2. Distancia de maniobras de los operadores en cualquier punto de la instalación**

Es la distancia que tiene que existir entre el operador y la tensión en la subestación, para la maniobra de los operadores en cualquier punto de la instalación, la distancia es con el objetivo de evitar accidentes del personal y no tener la necesidad de desenergizar la subestación al momento de realizar algunos trabajos en los equipos de patios o en algún mantenimiento.

Para la distancia en horizontal de la línea viva al operador:

$$h_h = d_{f-t} + 1,75 \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.17})$$

Donde:

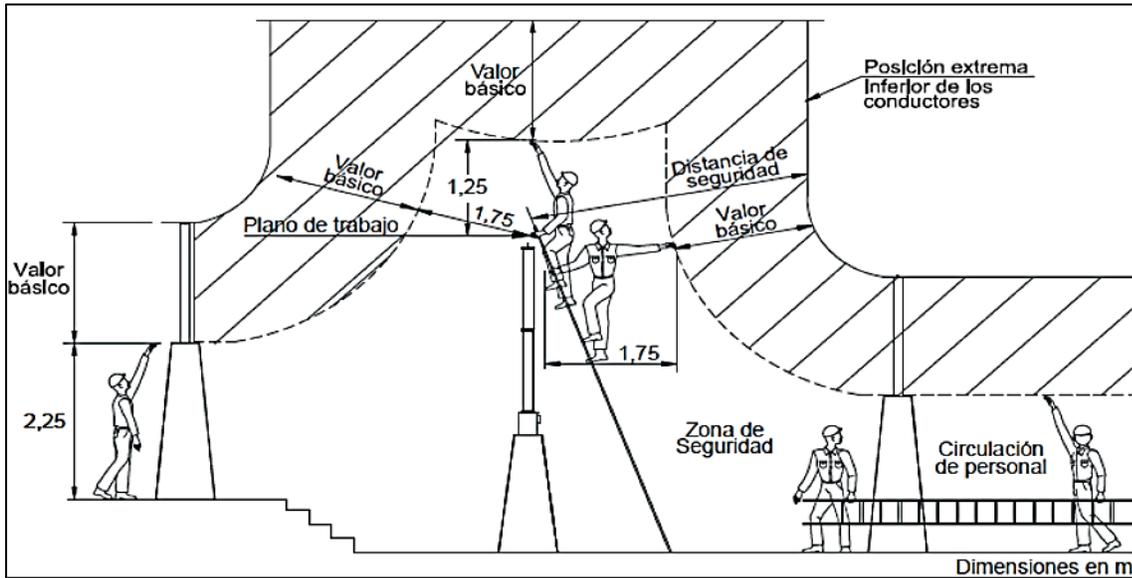
$h_h$  = distancia en horizontal de la línea viva al operador

$$h_v = d_{f-t} + 1,25 \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.18})$$

Donde:

$h_v$  = distancia en vertical de la línea viva al operador

Figura 40. **Distancia de maniobra de los operadores**



Fuente: MEJÍA VILLAGAS, Carlos. *Subestación de alta y extra alta tensión*. p. 85.

### 2.3.11. Distancia en subestación eléctrica con vehículos

Es necesario en las subestaciones eléctricas tomar en cuenta el acceso de vehículos tanto para el mantenimiento como para el acceso o retiro de equipos de patios. La distancia necesaria para el correcto traslado de equipos o la circulación de camiones es agregar a las dimensiones del equipo más grande o ancho de camiones la distancia fase a tierra más 0,70 metros para su maniobra.

$$h_{vm} = d_{f-t} + 0,7 + h_v \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.19})$$

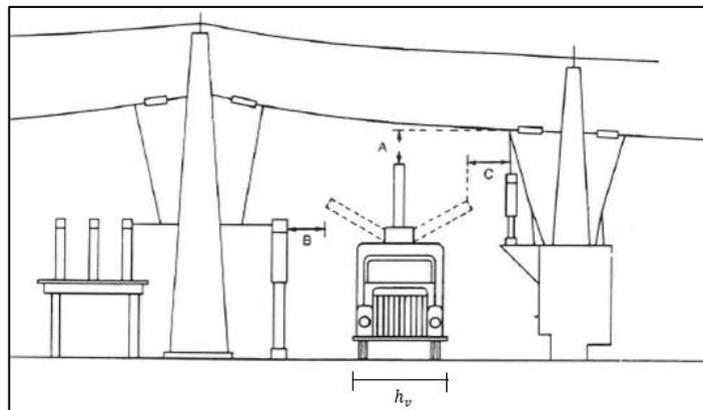
$$h_{vm} = 2(d_{f-t} + 0,5) + h_v \text{ [metros]} \quad (\text{Ec. 1.20})$$

$h_{vm}$  = distancia para la circulación de vehículos

$h_v$  = diámetro del camión o equipo de patio más grande

Se tiene que tomar en cuenta una carretera para el acceso de los camiones.

Figura 41. **Distancia para la circulación del operador**



Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. p. 84.

### 2.3.12. Cálculo de las barras colectoras en subestaciones

Las barras colectoras son el conjunto de elementos que se utilizan para la conexión de diferentes circuitos dentro de una subestación eléctrica, estas barras colectoras pueden encontrarse a diferentes alturas dentro de una misma subestación eléctrica, las cuales dependerán del nivel de tensión de los circuitos del diseño de la subestación.

Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

- Conductores eléctricos (barra): es la parte más importante de la barras colectores, cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos que componen el circuito.

Las barras pueden ser de diferentes tipos:

- Cables
  - Tubos
  - Soleras
- Aisladores para las barras colectoras: son los elementos que fijan las barras conductoras a las estructura (aislamiento eléctrico) y proporcionan además el nivel de aislamiento necesario, así como soporte mecánico del conductor.

Tabla XIX. **Características de aislamiento tipo columna en intemperie con temperatura 10 C a 40 C**

Voltaje (KV)	Dimensiones	Resistencia mecánica		Características eléctricas	
	Altura	Tensión	Compresión(kg)	Nivel de impulso	Distancia de fuga
23	305	908	4 540	150	508
85 y 230	368	3 178	27 240	210	838
85	1 220	817		550	1 970
210	2 650	409		1 175	4 600
400	3 850	617		1 675	6 700

Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. p. 84.

Tabla XX. **Característica de aisladores para cadenas**

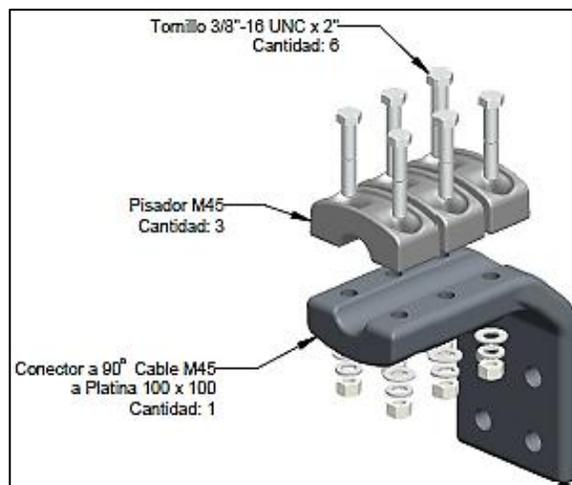
Voltaje nominal KV	Número de unidades a 2500 m.s.n.m	longitud (mm)	Dimensiones de disco (mm)	Voltaje de flameo (kv)	Resistencia mecánica (kg)	Carga máxima sostenida (lbs)
85	6	127	254	235	8 165	9 000
230	16	146	254	615	8 165	9 000
400	23	146	254	880	8 165	9 000

Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. p. 84.

- Conectores y herrajes: sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor a los aisladores.

Existe una gran variedad de herrajes, los cuales dependerán de las conexiones que se requiere hacer y el material del que estén fabricadas.

Figura 42. **Herraje, conector a 90° cable M45 a platina 100x100**



Fuente: Catalogo Fundalco. *Productos*. <https://www.fundalco.com/productos/>. Consulta: mayo de 2019.

### 2.3.13. Esfuerzos en barras colectoras

Los requisitos que debe reunir un buen conector eléctrico son, en general, los siguientes:

- Buena resistencia mecánica para soportar los esfuerzos causados por cortocircuitos, viento y expansión térmica, sin producir deformación visible.
- Alta conductividad eléctrica, que disminuya las pérdidas de protección en la conexión.
- Baja elevación de temperatura, aun con sobrecarga.
- La trayectoria de la corriente deberá ser la más corta y directa posible.
- La resistencia de la corriente deberá ser mínima.
- Baja resistencia de contacto, lo que se logra aumentando el número de puntos de contacto.

Tabla XXI. **Propiedades físicas de los cables de cobre**

Calibre		Número de alambres	Diámetro del alambre (mm)	Diámetro del cable (mm)	Área (mm <sup>2</sup> )	Peso (kg/km)	Capacidad del conductor de corriente de cable desnudo (amperes)	
MCM	AWG						Interior 30 °C	Exterior 30 °C
26,25	6	7	1,554	4,115	13,3	118,3	-	-
41,74	4	7	1,961	5,189	21,15	188,0	100	135
66,37	2	7	2,474	6,543	33,62	299,0	135	185
105,5	1/0	7	1,892	8,543	53,48	475,4	184	248
133,1	2/0	7	2,126	9,266	67,43	599,5	216	286
167,8	3/0	7	2,388	10,404	85,01	755,9	250	335
211,6	4/0	7	2,680	11,684	107,20	953,2	296	388
250	-	12	3,665	15,24	126,64	1148,6	331	434
500	-	19	4,120	20,59	253,35	2297,5	525	670

Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. p. 87.

Tabla XXII. **Propiedades físicas de los cables ACSR más usados**

Calibre		Número se alambres		Diámetro (mm)		Peso total del cable (kg/km)	Carga de ruptura (kg)	Resistencia 25 °C (Ohm/km)	Capacidad del conductor de corriente 30 °C (amperios)
mm <sup>2</sup>	MCM	Aluminio	Acero	Total de cable	Numero acero				
171,36	336	26	7	18,31	6,75	688,0	6373	0,172	420
405,45	795	26	7	28,14	10,36	1633,8	14252	0,072	725
567,63	1113	54	19	32,84	10,94	2126,3	18234	0,052	875

Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. p. 87.

Tabla XXIII. **Propiedades de las soleras**

Dimensiones		Área		Peso Kg/m	Eje vertical	Eje horizontal	Limite elástico (kg)	Resistencia a la c.d 20°C microohms por metro
Espesor	Ancho	MCM	cm <sup>2</sup>		Módulo de sección s=cm <sup>3</sup>	Módulo de sección s=cm <sup>3</sup>		
<b>Solera de cobre</b>								
0,6	5,0	636,6	3,225	2,88	0,3413	2,730	5216	54,18
	6,0	795,8	4,031	3,6	0,4267	4,267	7087	43,32
	8,0	955,0	4,837	4,33	0,5120	6,145	8505	36,11
	10,0	1273	6,450	5,77	0,6826	10,923	11340	27,06
	12,5	1592	8,062	7,21	0,8534	17,075	14175	21,64
<b>Solera de aluminio</b>								
0.6	8,0	955	4,837	1,3	0,5079	6,1451	-	58,41
	10,0	1273	6,450	1,74	0,6882	10,930	-	43,82
	12,5	1592	8,062	2,18	0,8521	17,075	-	35,06

Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. p. 88.

Figura 43. **Barras tipo soleras**



Fuente: elaboración propia.

#### **2.3.14. Blindaje de subestaciones**

Las probabilidades de que una subestación reciba una descarga atmosférica son limitadas, ya que las dimensiones de las subestación no son muy extensas, aunque al existir una descarga atmosférica esta podría causar daños a los equipos, por lo que se necesita proteger la subestación con blindaje contra descargas directas.

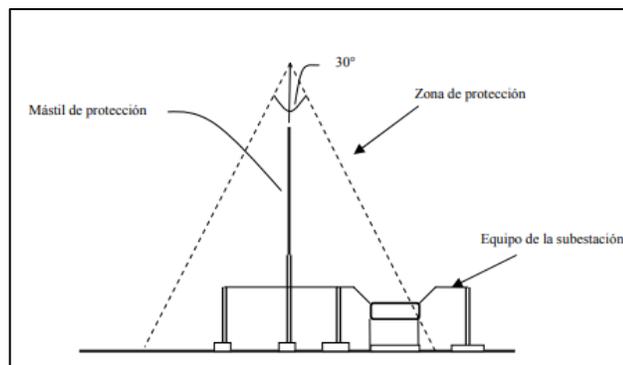
Las subestaciones tipo exterior están blindadas contra descargas directas por medio de cables de guarda y bayonetas. Entre los métodos para el blindaje de la subestación eléctrica los más utilizados son:

- Por medio de ángulos fijos
- Por medio de modelos electrogeométricos

### 2.3.15. Ángulos fijos

Este método de blindaje utiliza ángulos verticales para determinar los cálculos de blindaje con protección de bayonetas, mástiles y con cables de guarda. La protección se realiza en la forma de un cono de aproximadamente 30°, ya que el blindaje es a diferentes alturas y distancias este ángulo puede variar y tiene sus limitaciones al momento de proteger, ya que al tratarse de un cálculo determinístico que no toma en consideración la naturaleza aleatoria de las descargas atmosféricas, esto hace que en ocasiones falle.

Figura 44. **Cono típico de protección 30° por medio de mástil y bayoneta sencilla**

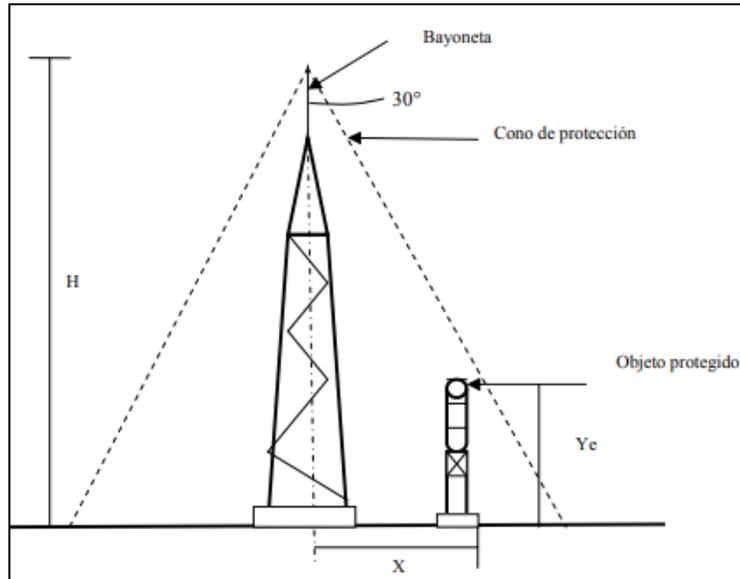


Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 390.

- Cálculo de blindaje

El cálculo de aislamiento del método de ángulos fijos para una bayoneta consiste a partir de la altura máxima obtenida entre estructura y bayoneta asumiendo que el mejor ángulo para la protección es de 30° en la estructura vertical, como se puede ver en la siguiente figura:

Figura 45. **Cono típico de protección 30° por medio de mástil y bayoneta sencilla**



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 391.

La altura efectiva sobre el plano de protección es:

$$Y = H - Y_e \quad (\text{Ec. 1.21})$$

$$\tan 30^\circ = \frac{X}{Y} \quad (\text{Ec. 1.22})$$

Donde:

$Y$  = altura efectiva sobre el plano de protección

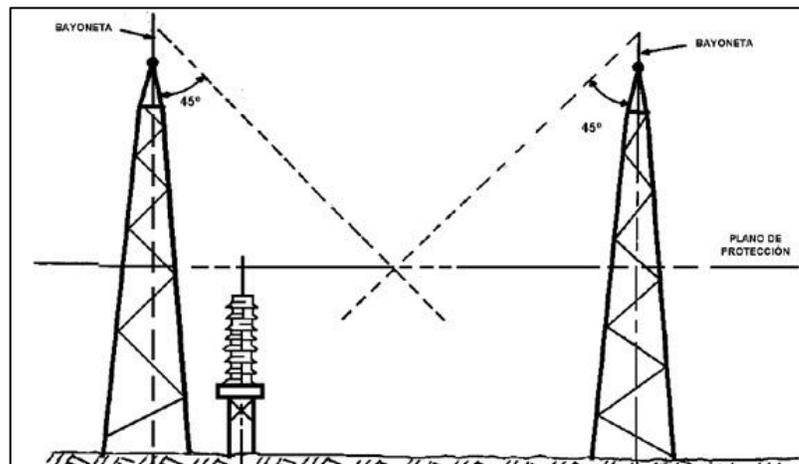
$Y_e$  = altura del equipo a proteger

$H$  = altura del mástil y bayoneta

$X$  = distancia horizontal de protección

Cuando existen dos bayonetas que están a una distancia donde la protección en el suelo está protegida por ambas bayonetas el ángulo de blindaje puede aumentar a  $45^\circ$ , como se puede ver en la figura siguiente:

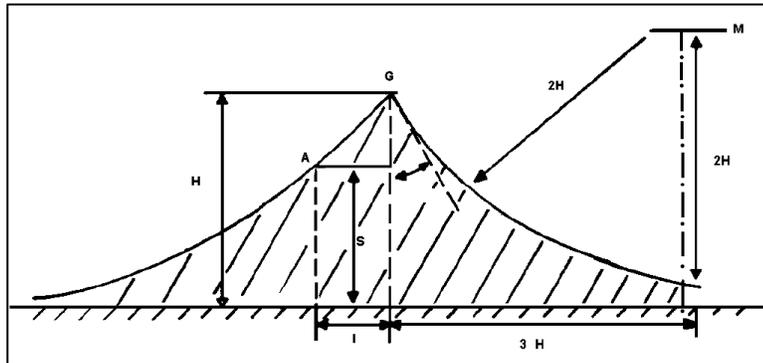
Figura 46. **Ángulo fijo para bayoneta**



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. El blindaje y la coordinación de aislamiento.* p. 7.

El cálculo del blindaje por cable de guarda usando el método de los ángulos fijos, normalmente en las zonas de protección para los equipos requiere una distancia de protección amplia, por lo que a la colocación de la bayoneta se incluye la utilización del cable de guarda en muchos casos.

Figura 47. **Ángulo fijo de un hilo de guarda**



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 394.

Donde:

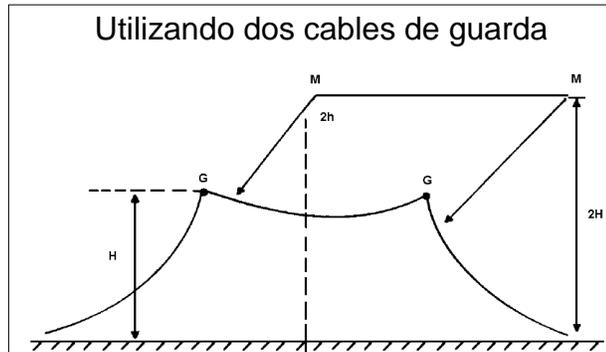
$H$  = altura del hilo de guarda sobre el nivel del suelo

$M$  = centro de la descarga

$S$  = altura del objeto protegido

$G$  = hilo de guarda

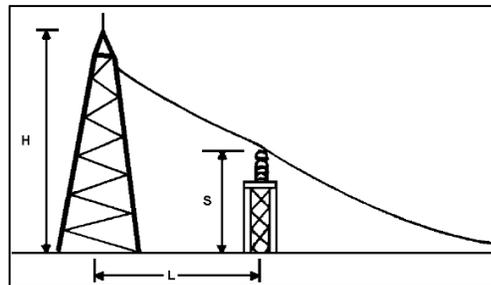
Figura 48. **Ángulo fijo de dos hilos de guarda**



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 394.

La máxima altura protegida en función de la altura del objeto por proteger y la distancia a la torre del hilo de guarda.

Figura 49. **Ángulo fijo de hilos de guarda**



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 395.

$$H = (L, S) \quad (\text{Ec. 1.23})$$

$$H = \frac{1}{3}(2S + 3L) + \frac{1}{3}\sqrt{S^2 + 4\sqrt{3LS}} \quad (\text{Ec. 1.24})$$

Donde:

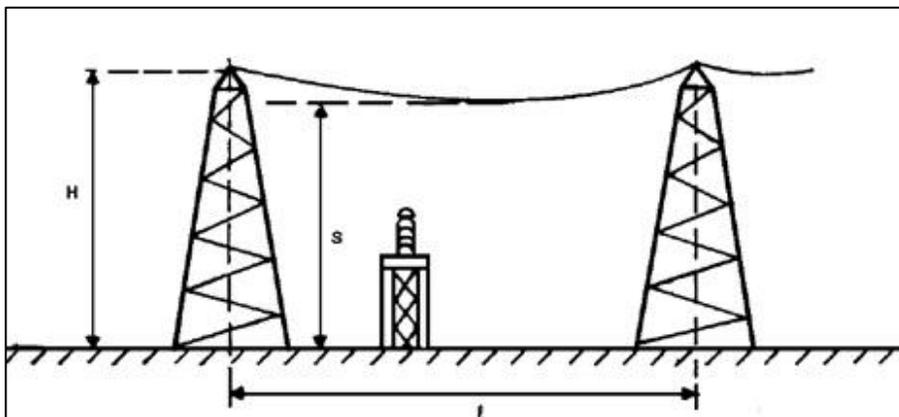
$H$  = altura del hilo de guarda sobre el nivel del suelo

$S$  = altura del objeto protegido

$L$  = distancia del objeto a la posición del hilo de guarda

En caso de que se usen dos hilos de guarda, la representación y expresión correspondiente sería la siguiente:

Figura 50. **Ángulo fijo de dos hilos de guarda a distancia  $l$**



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 395.

$$H = f(l, S) \quad (\text{Ec. 1.25})$$

$$H = \frac{2}{3}S + \sqrt{\frac{1}{9}S^2 + \frac{1}{3}\left(\frac{l}{2}\right)^2} \quad (\text{Ec. 1.26})$$

### 2.3.16. Método electrogeométrico

La tensión que aparece en los conductores se calcula a las líneas de transmisión:

$$V = \frac{z_n I_n}{2} \quad (\text{Ec. 1.27})$$

Donde:

$I_n$  = corriente de rayo obtenida a partir de la curva de distribución de la corriente de los rayos.

$z_n$  = impedancia característica de la línea.

Para obtener la corriente de rayo ( $I_n$ ) se pueden utilizar las ecuaciones:

$$I_n = \frac{2 X (T.C.F)}{Z_n} \quad (\text{Ec. 1.28})$$

Donde:

$T.C.F$  = tensión crítica de flameo

Para obtener la impedancia característica ( $Z_n$ ) se puede utilizar la ecuación:

$$Z_n = 60 \log \frac{2Y}{r_c} \quad (\text{Ec. 1.29})$$

Donde:

$r_c$  = radio interno del conductor.

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

- Cálculo de multiconductores

Para una agrupación de dos conductores:

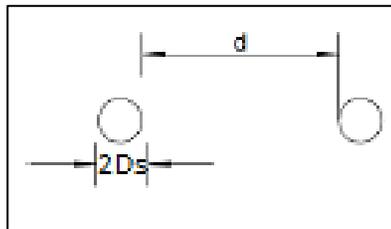
$$r_c = \sqrt[4]{(D_s \times d)^2} = \sqrt{D_s \times d} \quad (\text{Ec. 1.30})$$

Donde:

d= separación de los conductores

Ds =radio del conductor

Figura 51. **Dos conductores**



Fuente: análisis de la coordinación de aislamiento de la líneas Quixal Tactic.

Para una agrupación de tres conductores:

$$r_c = \sqrt[9]{(D_s \times d \times d)^3} = \sqrt[3]{D_s \times d^2} \quad (\text{Ec. 1.31})$$

Para una agrupación de cuatro conductores:

$$r_c = \sqrt[16]{(D_s \times d \times d \times d \times \sqrt{2d})^4} = 1.09 \sqrt[4]{D_s \times d^3} \quad (\text{Ec. 1.32})$$

Para obtener la altura efectiva del conductor ( $Y$ ) se puede utilizar la ecuación:

$$Y = Y_t - \frac{2}{3}f \quad \text{Para terreno plano} \quad (\text{Ec. 1.33})$$

$$Y = Y_t \quad \text{Para terreno ondulado} \quad (\text{Ec. 1.34})$$

$$Y = 2 Y_t \quad \text{Para terreno montañoso} \quad (\text{Ec. 1.35})$$

Donde:

$Y_t$ = altura de remate del conductor en la torre en metros

$f$ = flecha mínima del conductor en metros

Protección del conductor más alto de la subestación

$$r_{cf} = 8k I_n^{2/3} \quad (\text{Ec. 1.36})$$

Donde:

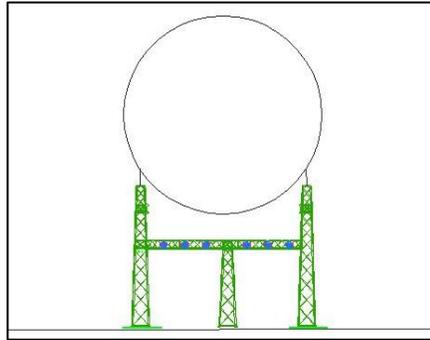
$r_{cf}$ = distancia de radio crítico de flameo

$k$ = coeficiente que tiene en cuenta las diferentes distancias de descarga a un mástil, un cable o el plano de tierra.

- $k = 1,0$  para cable de guarda
- $k = 1,2$  para mástiles y punta de pararrayos

La teoría del EGM, norma IEEE 998.

Figura 52. **Radio crítico de flameo**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

La distancia del radio crítico de flameo es una medida de protección, la cual sirve para realizar los cálculos entre las torres.

$$2 d_{max} = 1,5 S_m \quad (\text{Ec. 1.37})$$

Donde:

$r_{cf}$  = radio crítico de flameo

$d_{max}$  = sistema de apantallamiento

Figura 53. **Bayoneta**



Fuente: elaboración propia.

### **2.3.17. Selección y ubicación de pararrayos**

Para la correcta selección de los pararrayos se tiene que coordinar con la protección de cada sistema y coordinarse con el aislamiento de los transformadores o cables de potencia. La selección de pararrayos debe coordinarse con la protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas al equipo. Las características importantes para la selección de un pararrayos son:

- Tensión nominal
- Corriente nominal de descarga

La tensión nominal es el valor efectivo de la tensión a frecuencia fundamental (60 Hz), esta es la tensión que permanecerá en el pararrayos sin dañarlo. La tensión nominal del pararrayos se calcula de acuerdo con la expresión:

$$V_n = K_e V_{max} \text{ [KV]} \quad (\text{Ec. 1.37})$$

Donde:

$V_{max}$  = tensión máxima del sistema entre fases del equipo en KV

$V_n$  = tensión nominal del pararrayos en KV

$K_e$  = factor de conexión a tierra

- 1,4 para sistemas sólidamente puestos a tierra
- 1,73 para sistemas con neutro aislado

El factor  $K_e$  dependerá de la forma como está conectado el sistema a tierra, la falla de fase a tierra que es la que produce las sobretensiones, a frecuencia nominal de mayor magnitud. De acuerdo con esto la relación de reactancia y la magnitud de las sobretensiones es la relación:

$$\frac{X_o}{X_1} \text{ y } \frac{R_o}{R_1} \quad (\text{Ec. 1.38})$$

Donde:

$X_1$  = reactancia positiva

$X_0$  = reactancia cero

$R_1$  = resistencia de secuencia positiva

$R_0$  = resistencia de secuencia cero

La magnitud de la sobretensión a tierra, expresada en porcentaje con respecto a la tensión nominal entre fases antes de ocurrir la falla, el factor de falla a tierra, se define de acuerdo a la expresión siguiente:

$$K_e = \frac{\text{Valor máximo de la tensión de fase a tierra durante la falla (fases no falladas)}}{\text{Valor eficaz de la tensión de fase a tierra (en condiciones normales de operación)}} \quad (\text{Ec. 1.35})$$

Este factor es una relación numérica (mayor de 1) y caracteriza en términos generales las condiciones de conexión a tierra de un sistema, como es visto desde el punto seleccionado, independientemente del valor de tensión de operación de ese punto, tal como se muestra en la figura 52 y se puede obtener de la familia de curvas mostradas en las figuras 53, 54, 55 y 56. También se utiliza la tabla XXIV.

Tabla XXIV. **Clasificación de los sistemas de aterrizamiento**

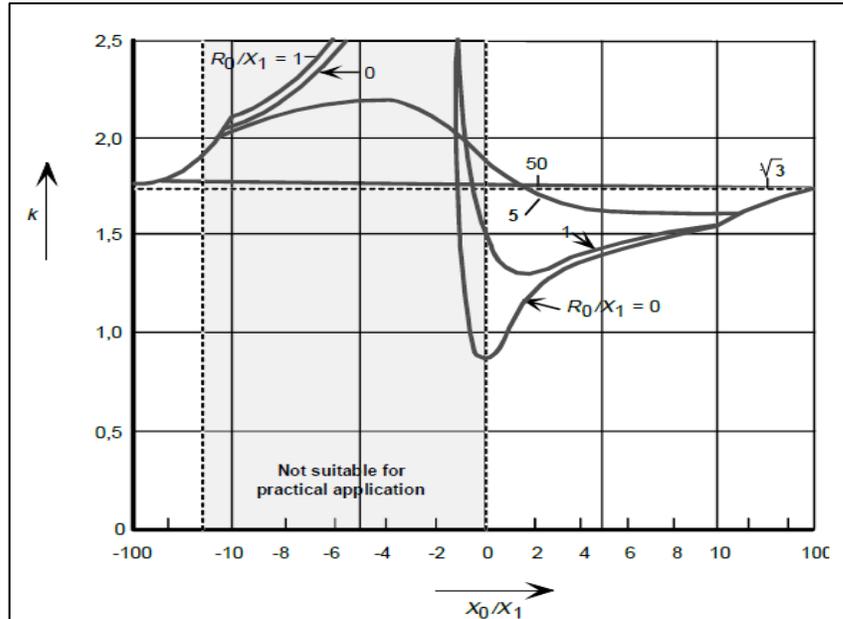
Tipo de sistema		Límite de los valores $X_0/X_1$	Límite de valores $R_0/X_1$	Coefficiente de aterrizamiento en %
Aterrizado	A	$\ll 3$	$\ll 1$	$\approx 70$
	B	$\leq 3$	$\leq 1$	80
	C	$> 3$	$> 1$	100
No Aterrizado	D	$-\infty$ a $-40$	$\cong 0$	100
	E	- 40 a 0	-----	Requiere tensión nominal especial

Fuente: coordinación de aislamiento de especificación CFE L0000-06.

- Tipo A: es un sistema compuesto de 4 hilos, mili aterrizamiento directamente y con neutro común, se utiliza en algunos sistemas de distribución.
- Tipo B: es un sistema conectado en estrella con el neutro efectivamente conectado a tierra.
- Tipo C: es un sistema conectado en estrella y aterrizado a través de resistores, reactores, neutralizadores o transformadores de tierra.
- Tipo D: es un sistema compuesto de circuitos no aterrizados (delta o estrella).
- Tipo E: es un sistema compuesto de circuitos no aterrizados de gran longitud y con capacidad elevada.

La figura 21 muestra la situación general para  $R_1 \ll X_1$  y  $R = 0$ . El rango de valores altos para  $X_o/X_1$  positivo o negativo se aplica a tierra resonante o sistema neutro aislado. El rango de valores bajos de  $X_o/X_1$  positivo es válido para sistemas neutros puestos a tierra. El rango de valores bajos de  $X_o/X_1$  negativos, que se muestra sombreado, no es adecuado para prácticas o aplicación debido a condiciones resonantes.

Figura 54. Factor de falla a tierra  $k$  en una base de  $X_0/X_1$  para  $R_1/X_1 = R=0$



Fuente: Norma IEC 60071-2: 1996. *Evaluación de la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 KV y 500 KV en altitudes entre 2.500 M.S.N.M y 5.500 M.S.N.M.* p. 25.

Para los sistemas neutros puestos a tierra, las figuras 53 a 56 muestran los factores de falla a tierra como una familia de curvas aplicables a valores particulares de  $R_1/X_1$ .

Las curvas se dividen en regiones que representan las condiciones más críticas por los siguientes métodos de presentación:

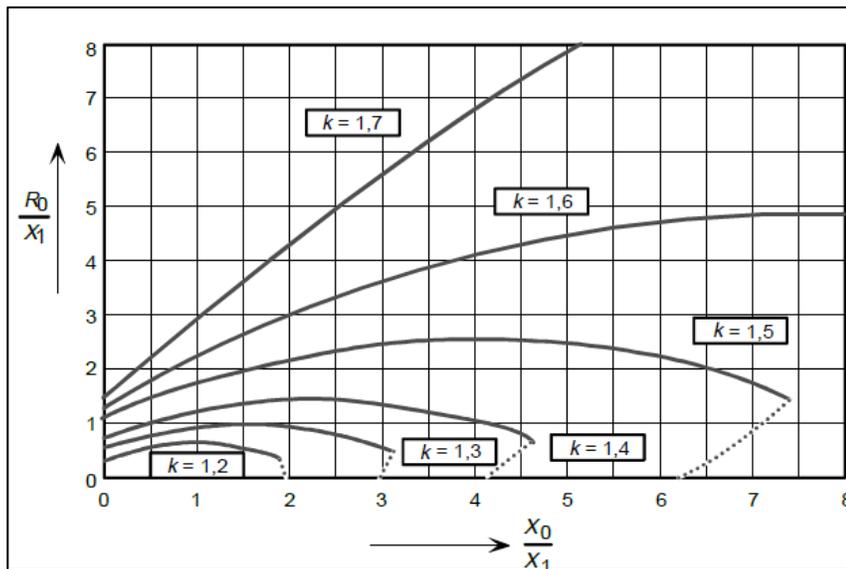
\_\_\_\_\_ El voltaje máximo ocurre en la fase que conduce la fase con falla, durante una falla de fase a tierra.

..... El voltaje máximo ocurre en la fase que retrasa la fase en falla, durante una falla de fase a tierra.

-.-.-.-.-. El voltaje máximo ocurre en las fases sin falla, durante una fase a tierra.

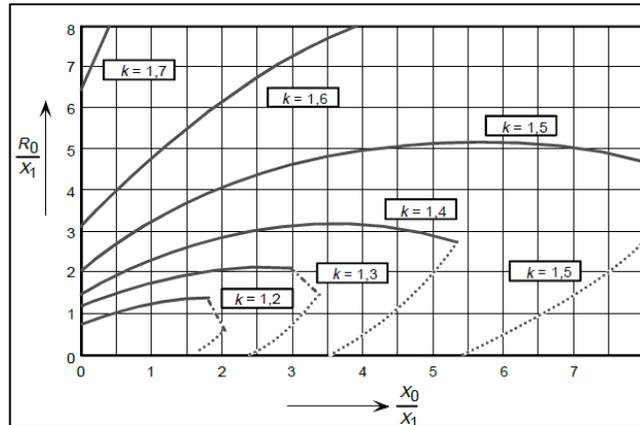
Las curvas son válidas para los valores de resistencia de falla que proporcionan los factores de falla a tierra más alta.

Figura 55. **Relación entre  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$  para valores constantes de factor de falla a tierra  $k$  donde  $R_1 = 0$**



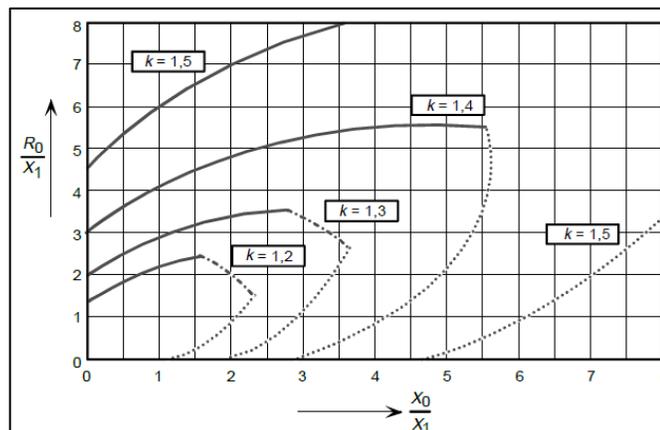
Fuente: Norma IEC 60071-2: 1996. *Evaluación de la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 KV y 500 KV en altitudes entre 2.500 M.S.N.M y 5.500 M.S.N.M.* p. 25.

Figura 56. **Relación entre  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$  para valores constantes de factor de falla a tierra  $k$  donde  $R_1 = 0,5X_1$**



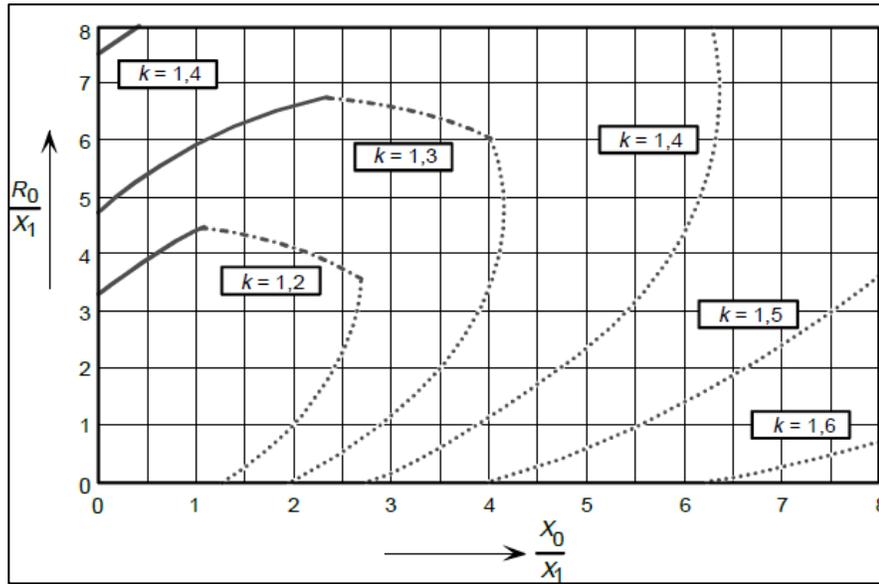
Fuente: Norma IEC 60071-2: 1996. *Evaluación de la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 KV y 500 KV en altitudes entre 2.500 M.S.N.M y 5.500 M.S.N.M.* p. 28.

Figura 57. **Relación entre  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$  para valores constantes de factor de falla a tierra  $k$  donde  $R_1 = X_1$**



Fuente: Norma IEC 60071-2: 1996. *Evaluación de la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 KV y 500 KV en altitudes entre 2.500 M.S.N.M y 5.500 M.S.N.M.* p. 29.

Figura 58. **Relación entre  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$  para valores constantes de factor de falla a tierra  $k$  donde  $R_1 = 2X_1$**



Fuente: Norma IEC 60071-2: 1996. *Evaluación de la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 KV y 500 KV en altitudes entre 2.500 M.S.N.M y 5.500 M.S.N.M.* p. 30.

Para la correcta protección de equipos de sistemas se tiene que tomar en cuenta la ubicación de los pararrayos, ya que disminuye la protección a medida que exista una distancia mayor entre el pararrayos y el equipo protegido, se consideran los siguientes factores para la localización del pararrayos:

- Magnitud y pendiente del frente de la onda de tensión incidente
- Características de protección del pararrayos
- Magnitud y forma de la onda de tensión que pueden resistir los equipos
- Impedancia característica de líneas y buses

La tensión a una distancia del pararrayos creada por una sobretensión transitoria se puede expresar como:

$$V_n = V_o + 2 \left( \frac{dv}{dt} \right) (D/300) \quad (\text{Ec. 1.39})$$

Donde:

$V_n$  = tensión que aparece a una distancia D del pararrayos, originada por una sobretensión transitoria.

$V_o$  = tensión de máxima descarga del pararrayos, en KV.

$\frac{dv}{dt}$  = pendiente del frente de onda incidente en KV  $\mu S$ .

D = distancia entre el pararrayos y el punto donde se encuentra el equipo.

Velocidad de propagación de la onda en m/  $\mu S$ .

## **2.4. Sistemas de tierra**

Es necesario en toda instalación eléctrica que tenga partes metálicas, las cuales se encuentren accesibles al personal, tener un potencial bajo para minimizar la probabilidad de accidentes, en una subestación eléctrica es necesario tener una red de tierra adecuada también para conectar los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas y aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

### **2.4.1. Disposiciones básicas de sistema de tierra**

- Sistema radial: para corrientes de falla muy baja, que produce altos gradientes de potencial.

- Sistema en anillo: para las corrientes de falla de valor medio, los potenciales peligrosos disminuyen al disiparse la  $I_f$  por varios caminos.
- Sistema de malla: para sistemas de muy alta corriente.

#### **2.4.2. Elementos de una red de tierras**

- Conductor: los conductores utilizados en los sistemas de tierras son de cable de cobre en diferentes calibres, el más utilizado es el calibre 4/0 AWG. Se utiliza el cobre por su mejor conductividad, tanto eléctrica como térmica, aunque principalmente por ser resistente a la corrosión.
- Electrodo: son las varillas que se instalan en partes de los terrenos con menos resistividad eléctrica. Los electrodos son de cobre, hierro galvanizado y *copperweld*. Los electrodos tienen una buena conductividad, excelente resistencia a la corrosión, buena resistencia mecánica para ser clavados en el suelo y se conectan al cable de la red de tierra por medio de soldadura exotérmica.
- Conectores y accesorios: son los elementos que se utilizan para unir la red de tierra al sistema.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son principalmente de tres tipos:

- Conectores atornillados: los cuales se utilizan mayormente para la conexión de los equipos de patio para la tierra.
- Conectores a presión: se utilizan mayormente para la unión de cables de tierra.

- Conectores soldados: son los más utilizados ya que garantizan una mejor conexión entre los cables de tierra, las más comunes son autógenos y los exotérmicos.

### 2.4.3. Las corrientes de falla y el ser humano

La corriente que circula por el cuerpo del operador contrae los músculos y si la corriente pasa por algún órgano vital, como el corazón, puede originar fibrilación ventricular y la muerte. Se puede tolerar intensidades de corriente, sin originar fibrilación, si la duración es muy corta. Esta ecuación tiene los parámetros de la intensidad de corriente tolerable en el tiempo que puede tolerarla un organismo, que es igual a 0,0135 para un peso de 50 kg y 0,0246 para un cuerpo de 70 kg.

$$I_c^2 t = 0,0135 \text{ y } I_c^2 t = 0,0246 \quad (\text{Ec. 1.40})$$

Resulta:

$$I_c = \frac{0,116}{\sqrt{t}} \quad (\text{Ec. 1.41})$$

Donde:

$I_c$  = es el valor efectivo de la corriente que circula por el cuerpo

$t$  =es el tiempo de duración del choque eléctrico en segundos

0,0135 es una constante de energía.

La distancia de contacto entre los pies se supone de 1 metro.

Tensión de paso: las tensiones máximas permitidas se determinan teniendo en cuenta principalmente las corrientes máxima permitidas por el cuerpo humano y el circuito equivalente que forma el cuerpo cuando está parado o toca un objeto, están dadas por las siguientes fórmulas (el subíndice indica el peso en kg de la persona):

$$E_{S-50} = (R_C + 2R_T)I_C = (1000 + 6C_S\rho_S) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} [V] \quad (\text{Ec. 1.42})$$

$$E_{S-70} = (1000 + 6C_S\rho_S) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} [V] \quad (\text{Ec. 1.43})$$

Donde:

$t_s$  = tiempo durante la corriente de paso.

$C_S$  = factor de reducción que depende del espesor de la capa de cascajo de la superficie de la subestación  $h_s$ , el factor  $C_S$  se determina en la figura 58.

$$C_S = 1 - \frac{0.09(1-\frac{\rho}{\rho_S})}{2h_s+0.09} \quad (\text{Ec. 1.44})$$

Donde:

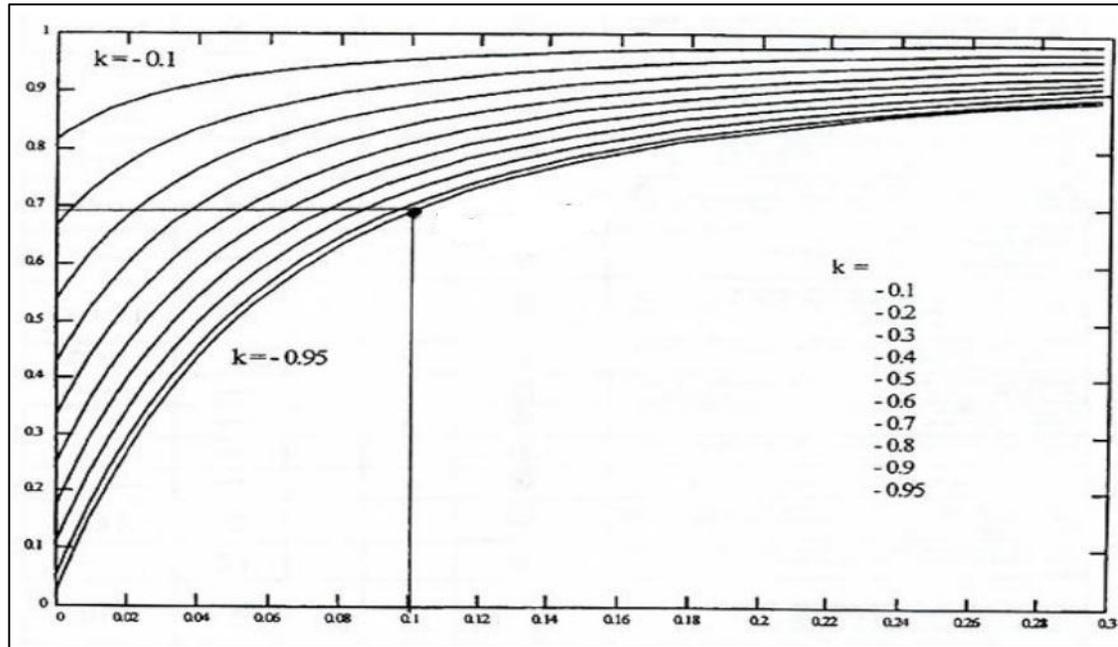
$\rho_s$  = resistividad de la capa de acabado de la superficie de la subestación, por lo general se emplea cascajo, el valor típico se encuentra en el rango entre 2 000  $\Omega\text{m}$  y 5 000  $\Omega\text{m}$  (un valor normalmente utilizado es 3 000  $\Omega\text{m}$ ).

$\rho$  = valor de la resistividad del terreno,  $\Omega\text{m}$ .

$h_s$  = es el espesor de la capa superficial de grava.

$C_S = 1$ ; cuando la resistividad de la capa superficial es igual a la del terreno.

Figura 59. Factor de reducción  $C_S$  como una función del factor de reflexión  $K$  y el espesor de la capa de casajo  $h_s$ .



Fuente: GÓMEZ MARCIAL, Daniel. *Análisis de contingencias eléctricas*. p. 52.

Factor de decremento ( $D_f$ ): un factor de ajuste usado un conjunto con la corriente inicial simétrica de falla en cálculos de diseño de malla de tierra.

Corriente simétrica efectiva de falla: el valor eficaz de la onda de corriente asimétrica, integrada sobre la totalidad del intervalo de duración de la falla.

$$I_g = D_f I_f \quad (\text{Ec. 1.45})$$

Donde:

$I_g$  = corriente asimétrica para una duración de falla

$D_f$  =factor de decremento

$I_f$  = valor eficaz de la corriente simétrica de falla a tierra, A

Factor de división de corrientes:

Corriente simétrica de malla: porción de la corriente simétrica a tierra que circula entre la malla de tierra y la tierra circundante, que se puede expresar como:

$$I_g = S_f I_f \quad (\text{Ec. 1.46})$$

Donde:

$S_f$  = factor de división de la corriente de falla

$I_g$  = corriente simétrica de malla

Corriente máxima de malla: valor de diseño de la corriente máxima de malla.

$$I_G = I_g S_f \quad (\text{Ec. 1.47})$$

Factor  $X/R$ : es la relación de la reactancia a la resistencia del sistema en el punto de la falla. Este factor determina el decrecimiento.

Tabla XXV. **Factor de decremento**

Fault duration, $t_f$		Decrement factor, $D_f$			
Seconds	Cycles at 60 Hz	$X/R = 10$	$X/R = 20$	$X/R = 30$	$X/R = 40$
0.008 33	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Fuente: GÓMEZ MARCIAL, Daniel. *Análisis de contingencias eléctricas*. p. 52.

#### 2.4.4. Factores de diseño

Evaluación de la resistencia de tierra:

En subestaciones más pequeñas de distribución, el rango usualmente aceptado es de 1  $\Omega$  a 5  $\Omega$ . La estimación de la resistencia total a la tierra remota es uno de los primeros pasos para determinar el tamaño y la configuración básica del sistema de tierra.

La ecuación utilizada para profundidades de 0,25 m a 2,5 m en el suelo es:

$$R_s = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{h\sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (\text{Ec. 1.48})$$

Donde:

$R_S$  = resistencia de tierra de la subestación  $\Omega$

$\rho$  = resistividad promedio,  $\Omega\text{m}$

$A$  = área ocupada por la malla de tierra,  $\text{m}^2$

$L$  = cantidad total de cable enterrado incluyendo la longitud de las varilla, m

$h$  = profundidad de enterramiento de la malla, m

La longitud efectiva de cable y varillas enterradas para la tensión de retícula para mallas sin varillas o con pocas varillas en el interior de la malla está dada por la siguiente ecuación:

$$L = L_C + L_R \text{ [m]} \quad (\text{Ec. 1.45})$$

$L$  = longitud efectiva de cable y varillas enterradas para tensión de retícula, m

$L_C$  = longitud total de cable de la malla, m

$L_R$  = longitud total de varillas enterradas, m

Cálculo del calibre del conductor

$$A = \frac{I_g}{\sqrt{\frac{\log \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1}{33T_f}}} \quad (\text{Ec. 1.49})$$

Donde:

$A$  = sección transversal del conductor en Kcmil

$T_m$  = temperatura máxima permisible

$T_a$  = temperatura ambiente en grados Celsius

$I_g$  = corriente de falla de la red en A

$T_f$  = tiempo de liberación de la falla

Efecto de electrodos de la red de tierra:

La longitud efectiva de cable y varillas enterradas para la tensión de retícula para mallas sin varillas o con pocas en el interior de la malla está dada por la siguiente ecuación:

$$L_M = L_C + L_R \quad (\text{Ec. 1.50})$$

Donde:

$L_R$  = longitud total de varillas enterradas, m

$L_C$  = longitud total de cable enterrado, m

Cuando se tienen varillas en las esquinas o en el perímetro, la longitud efectiva de cable y varillas enterradas para la tensión de retícula se convierte en:

$$L_M = L_C + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \quad (\text{Ec. 1.51})$$

Donde:

$L_M$  = la longitud efectiva de cable y varillas enterradas para tensión de retícula, m.

$L_r$  = longitud promedio de cada varilla, m.

Tensión de malla:

La tensión de malla (retícula)  $E_m$  se puede aproximar con la siguiente ecuación:

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_M} \quad (\text{Ec. 1.52})$$

Donde:

$K_m$  = factor de geometría

$K_{ii}$  = factor de corriente por geometría en forma de malla

$I_G$  = corriente máxima de malla, A

$\rho$  = resistividad del suelo,  $\Omega\text{m}$

$L_M$  = longitud efectiva de cable y varillas enterradas para tensión de malla, m

Para encontrar el factor de geometría se utiliza la siguiente ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dh} - \frac{h}{4.d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left[ \frac{8}{\pi(2.n-1)} \right] \right] \quad (\text{Ec. 1.53})$$

Donde:

$$K_{ii} = 1$$

Para mallas con varillas en el perímetro o en las esquinas:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} \quad (\text{Ec. 1.54})$$

Para mallas sin varillas en el perímetro o en las esquinas, pudiendo tener algunas en la parte central:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} \quad (\text{Ec. 1.55})$$

Donde:

$h_o = 1$  metro, referencia de profundidad de la malla

El número de conductores efectivos en paralelo en una malla rectangular o irregular es estimado con la siguiente ecuación.

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad (\text{Ec. 1.56})$$

$$n_a = \frac{2L_C}{L_P} \quad (\text{Ec. 1.57})$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4\sqrt{A}}} \quad (\text{Ec. 1.58})$$

$$n_c = \left[ \frac{L_X L_Y}{A} \right]^{0,7A} L_X L_Y \quad (\text{Ec. 1.59})$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} \quad (\text{Ec. 1.60})$$

Donde:

$L_C$  = longitud total de cable de la malla

$L_P$  = longitud del perímetro de la malla, m

$A$  = área cubierta por la malla,  $m^2$

$L_X$  = máxima longitud de la malla en el eje X, m

$L_Y$  = máxima longitud de la malla en el eje Y, m

$D_m$  = máxima distancia entre dos puntos en la malla, m

$D'$  = espacio entre conductores paralelos

$h$  = profundidad de la malla

$D$  = diámetro del conductor de la malla

Tensión de paso:

Para el enterramiento normal de la malla, en donde  $0,25\text{ m} < h < 2,5\text{ m}$ , se tiene:

$$E_s = \frac{\rho I_G K_S K_i}{L_S} \quad (\text{Ec. 1.61})$$

Donde:

$K_S$  = factor de geometría

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D'} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (\text{Ec. 1.62})$$

Para mallas con o sin varillas, la longitud efectiva de cables y varillas para la tensión de paso se define como:

$$L_S = 0,75L_C + 0,85L_R \quad (\text{Ec. 1.63})$$

Donde:

$L_C$  = longitud total de cable de la malla, m

$L_r$  = longitud promedio de cada varilla, m

Cálculo de la longitud mínima del cable enterrado:

La siguiente ecuación sirve para determinar cuál es la longitud mínima de conductor enterrado necesario para mantener la tensión de tope por debajo de los límites seguros.

Si  $\frac{RTD}{G} < \frac{L}{t}$ , entonces:

$$\frac{L}{t} = \frac{G\sqrt{t}}{RTD} \quad (\text{Ec. 1.64})$$

Si  $\frac{RTD}{G} > \frac{L}{t}$ , entonces:

$$\frac{L}{t} = \frac{RTD}{G} \quad (\text{Ec. 1.65})$$

Para que la red sea segura se debe cumplir que:

Donde  $RTD$  es el valor deseado de la resistencia de la red, que se puede expresar de la siguiente manera:

$$RTD = \frac{L}{t} \quad (\text{Ec. 1.66})$$

#### **2.4.5. Métodos de cálculo**

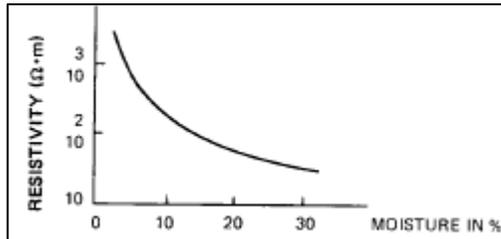
Resistividad del suelo: la resistividad es la capacidad de resistencia al paso de corriente continua entre los puntos en línea recta en un material. Es la resistencia específica de una sustancia.

El suelo no es un material homogéneo, ya que a diferentes profundidades se tiene distintas capas de material. El estudio de resistividad del suelo es un factor importante para usarlo en los cálculos de la red de tierra.

Al momento de hacer las pruebas de resistividad del suelo es necesario verificar que el terreno esté plano y no tenga materiales ajenos al suelo como varillas de hierro, concreto, tubería PVC, entre otros materiales que perjudicarían las mediciones.

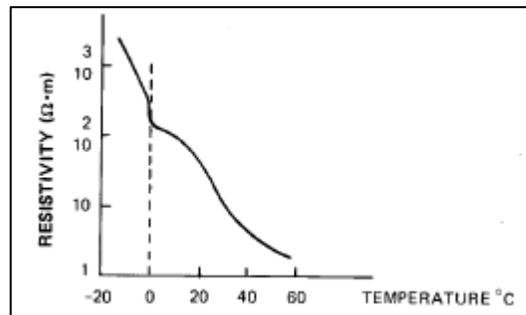
Los factores ambientales que se tienen que tomar en cuenta al momento de realizar las mediciones de resistividad son la humedad y la temperatura. No es recomendable realizar las mediciones con una humedad menor al 15 % y de ser posible es bueno realizar las mediciones en verano, ya que la humedad es un factor determinante en las mediciones y el agua tiene una resistencia menor a la de los suelos. La temperatura del suelo es otro factor ambiental que se debe tomar en cuenta, ya que tiende a aumentar la resistividad al disminuir la temperatura, no se recomienda realizar esta prueba al tener temperaturas del suelo menores a 10 °C, ya que se varía la resistividad de manera muy significativa, como se puede ver en la figura 58.

Figura 60. **Gráfica de variación de la resistividad con respecto a la humedad**



Fuente: IEEE Std 81 1983. *Guía para la medición de resistencias*. p. 5.

Figura 61. **Gráfica de variación de la resistividad con respecto a la temperatura**



Fuente: IEEE Std 81 1983. *Guía para la medición de resistencias*. p. 5.

Métodos para la medición de resistividad de suelo:

El método más exacto en la práctica de la medición de la resistividad en los volúmenes de tierra sin perturbaciones es el método de cuatro puntos.

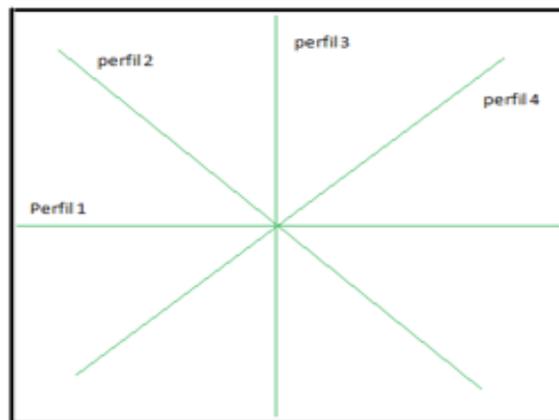
Existen dos variantes del método de cuatro puntos que son las técnicas Wenner y Schlumberger- Palmer.

Método de Wenner:

Procedimiento para medición de la resistividad del terreno. Se recomienda realizar las mediciones en la época de menor humedad anual, como primer paso se debe dividir el terreno en cuadros de  $10\text{ m}^2$ , cada cuadro va a formar cuatro secciones, esta medida se respetará en lo posible ya que la distancia de los terrenos variará.

- Seleccionar aleatoriamente las secciones en donde se van a realizar las mediciones, de preferencia la mayor parte de los cuadros seleccionados deben estar en la periferia del terreno.
- Trazar los perfiles que van a ser el lugar donde se realizarán las mediciones, como se puede observar en la figura 62.

Figura 62. **Medición de campo dividido en 4 perfiles**

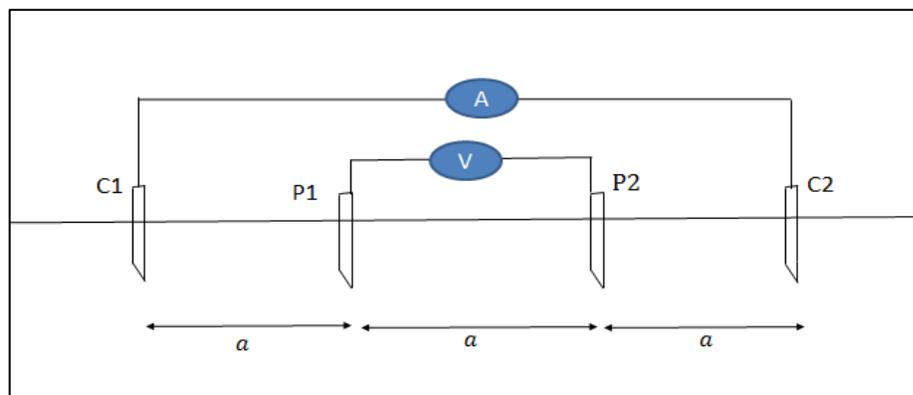


Fuente: elaboración propia.

Partiendo del centro de la diagonal y a lo largo de la misma se deben colocar los cuatro electros de prueba (varillas) en el suelo a una profundidad

mínima de 20 cm, formando una línea recta entre ellas, evitando la existencia de huecos alrededor de la varillas. Las terminales de corriente del instrumento C1 y C2 se conectan a los electrodos de prueba en los extremos y las de potencia P1 y P2 a los electrodos de prueba internos.

Figura 63. **Medición de campo dividido en 4 perfiles, Wenner**



Fuente: elaboración propia.

Se energiza el instrumento y se toma la lectura.

La medición se realiza variando la distancia  $a$ , se realizan 4 pruebas con las distancias de 0,5, 1, 2 y 3 metros. El valor de la resistencia aparente que se calcula para un estrato de terreno será:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (\text{Ec. 1.67})$$

Donde:

$\rho$  = resistividad del suelo,  $\Omega\text{m}$

$R$  = resistencia resultante de la medición,  $\Omega$

$a$  = distancia entre electrodos adyacentes, m

$b$  = profundidad de enterramiento de los electrodos, m

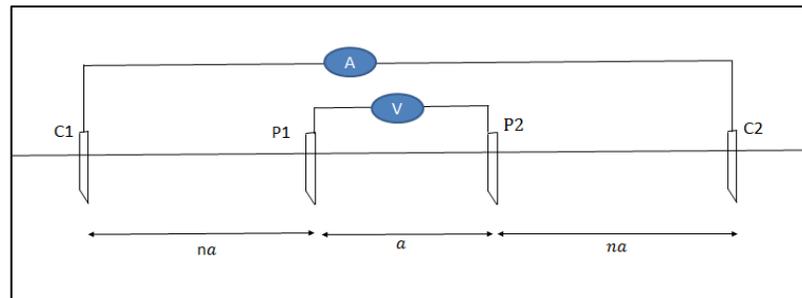
Si la distancia enterrada  $b$  es pequeña comparada con la distancia de separación entre electrodos  $a$ .  $a > 20b$ , la siguiente fórmula simplificada se puede aplicar:

$$\rho = 2rAR \quad (\text{Ec. 1.68})$$

Método Schlumberger:

En el método de Schlumberger-Palmar, al igual que en el método de Wenner, los electrodos se disponen en línea recta a espacios en forma progresiva, la diferencia radica en la separación desigual de los electrodos. Los electrodos de tensión tienen una distancia que no varía y los electrodos de corriente en cambio tienen más distancia como en el método de Wenner, como se puede observar en la figura 64.

Figura 64. **Medición de campo dividido en 4 perfiles, Schlumberger**



Fuente: elaboración propia.

El valor de la resistencia aparente que se calcula para un estrato de terreno será:

$$\rho = \frac{\pi \cdot c \cdot (c+d)}{d} \cdot R \quad [\Omega m] \quad (\text{Ec. 1.69})$$

Donde:

$c$  = distancia horizontal entre los electrodos de corriente

$d$  = distancia horizontal entre los electrodos de tensión

$R$  = resistencia de puesta a tierra medida



### 3. EJERCICIOS Y APLICACIONES CONCEPTUALES

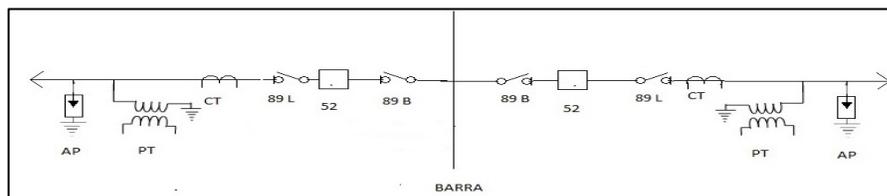
#### 3.1. Diagramas

A continuación, se presentan los diagramas de dibujos de unifilar y perfil de un arreglo de barra simple.

##### 3.1.1. Dibujos de unifilar y perfil de un arreglo de barra simple

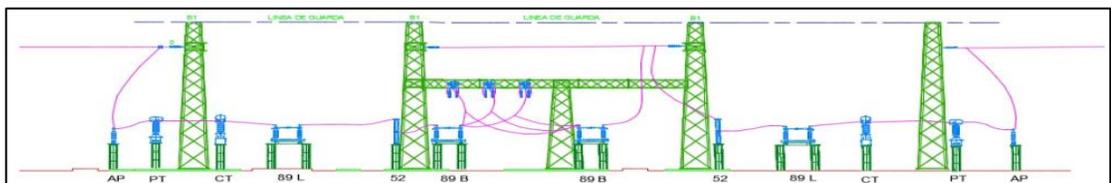
A continuación se presentan los dibujos correspondientes:

Figura 65. Diagrama unifilar y perfil de un arreglo de barra simple



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 66. Diagrama de perfil y perfil de un arreglo de barra simple

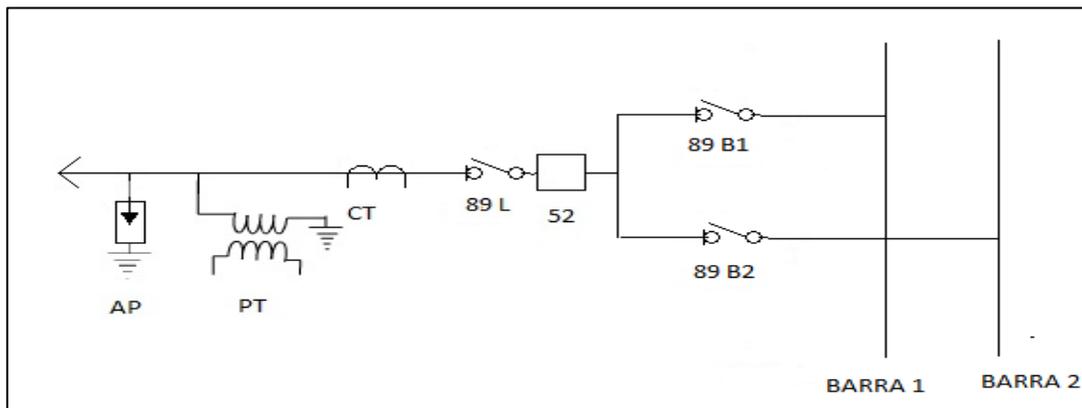


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

### 3.1.2. Dibujo del unifilar y perfil de un arreglo de doble barra

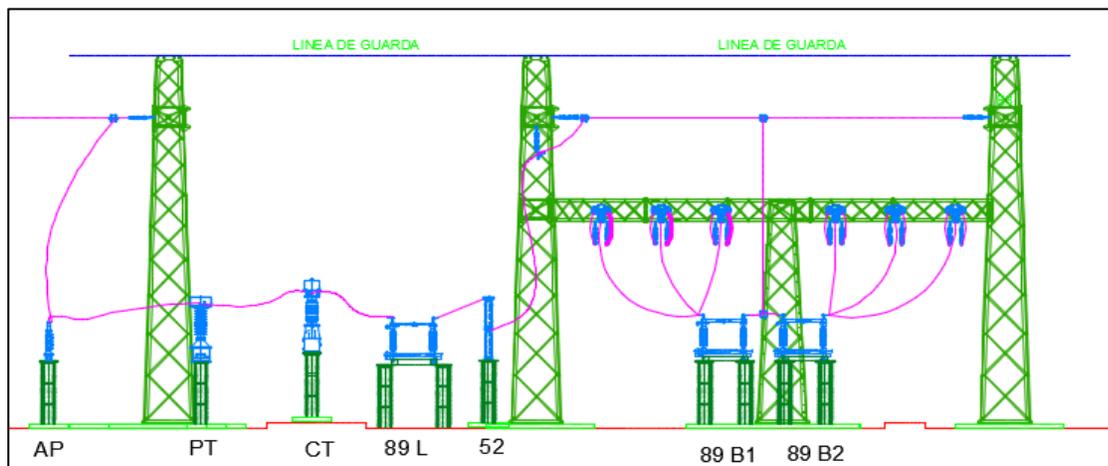
Se presenta el dibujo correspondiente:

Figura 67. Diagrama unifilar y perfil de un arreglo de doble barra



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 68. Diagrama de perfil y perfil de un arreglo de doble barra

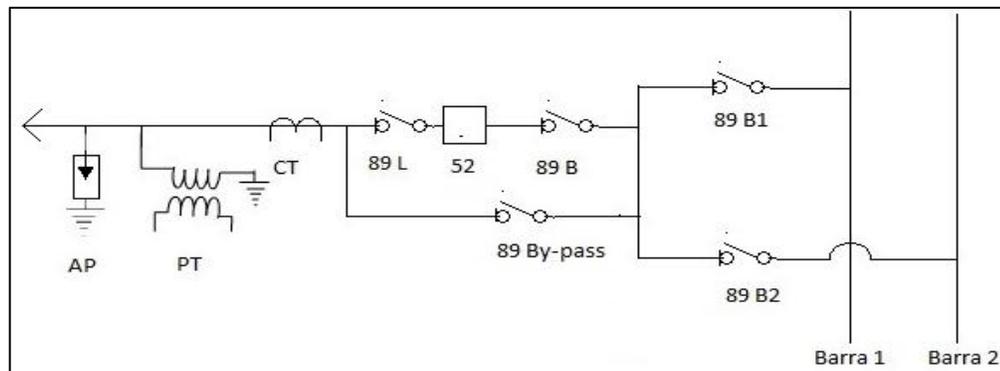


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

### 3.1.3. Dibujo del unifilar y perfil de doble barra con seccionador de *bay pass*

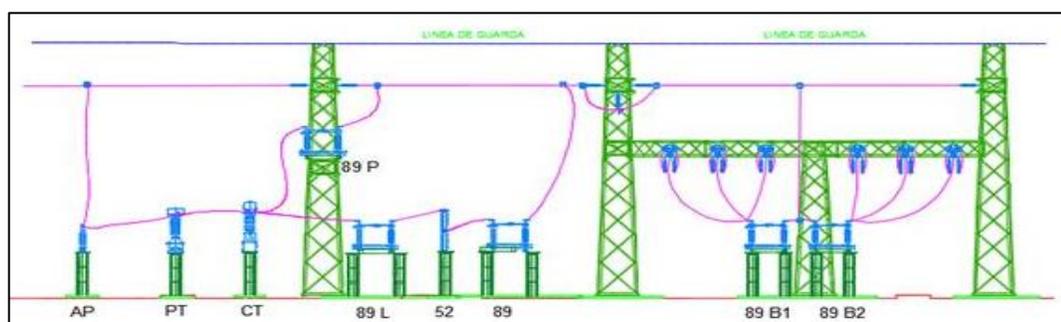
Se presenta el dibujo correspondiente.

Figura 69. Diagrama unifilar y perfil de doble barra con seccionador de *bay pass*



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

Figura 70. Diagrama de perfil y perfil de doble barra con seccionador de *bay pass*



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2016.

## **3.2. Transformador de potencia**

A continuación se trata del transformador de potencia.

### **3.2.1. Definir la corriente asignada en servicio continuo, utilizando definición de género próximo y diferencia específica**

En los equipos eléctricos de una subestación eléctrica la corriente asignada en servicio continuo es la corriente eficaz a la que estos equipos funcionan a frecuencia nominal, teniendo en cuenta que para estos equipos existen valores de corriente asignada en servicio continuo, con valores de corriente distintos entre los equipos.

### **3.2.2. ¿El transformador de potencia trae incorporados transformadores de corriente?**

Dentro de los transformadores de potencia existen un gran número de equipos para el monitoreo y protección del transformador, el cual en la mayoría de ocasiones contiene de fábrica transformadores de corrientes para la medición del transformador de potencia.

### **3.2.3. ¿En cuál norma se pueden encontrar los valores de tensión asignada para los valores en los cuales se prevé los equipos?**

La norma es IEC 60071-1.

#### **3.2.4. ¿Cuál es la función del cambiador de derivación en un transformador de potencia?**

Es variar la corriente que está suministrando el transformador de potencia a la línea a donde se encuentre conectada, esto se realiza ya que la carga a la que se conecta el transformador tiene la tendencia a cambiar, ya que se aumenta el consumo o disminuye y es un costo muy alto cambiar un transformador por este motivo, por esto trae un cambiador de derivación.

#### **3.2.5. Mencione algunos de los equipos que traen los transformadores de potencia para la verificación del estado normal de operaciones**

- Válvula mecánica de sobrepresión
- Relevador de sobrepresión súbita y modelo de sellos de contactos
- Indicador de temperatura del líquido aislante con contactos de alarma
- Indicador de punto más caliente de los devanados
- Indicador de nivel de aceite
- Deshidratador de SILICA – GEL
- Válvula de muestra de aceite

#### **3.3. Interruptor de potencia**

A continuación se habla del interruptor de potencia.

### **3.3.1. Definir un interruptor de potencia con definición por género próximo y diferencia específica**

Dentro de una subestaciones eléctrica los interruptores de potencia son equipos de protección únicos, tienen la función de conectar o desconectar el suministro de energía a la subestación eléctrica, eliminando los arcos eléctricos que se generan al desconectar el flujo de carga.

### **3.3.2. ¿Cuáles son los principios de funcionamiento de los interruptores de potencia?**

- Carga de energía
- Almacenamiento intermedio de energía
- Control y señalización
- El control lógico permisivo de comandos
- Recibir alimentación CC de la unidad de condensador
- El rotor del motor

### **3.3.3. ¿Cuáles son los accesorios básicos de un interruptor de potencia?**

- Cámara de extinción
- Aislador de soporte
- Pilar
- Control
- Operación

### **3.4. Seccionador de potencia**

Se presenta información sobre el seccionador de potencia.

#### **3.4.1. ¿Cómo se pueden clasificar los seccionadores de potencia?**

Al este contener diferentes funciones y una variedad de funciones se clasifican de dos maneras: con respecto a su funcionamiento y a su diseño (construcción).

#### **3.4.2. ¿Cuál será la distancia entre las fases de los seccionadores trifásicos?**

La distancia de fase a fase en las barras.

#### **3.4.3. ¿Por qué razón se cierra un seccionador con tensión nominal?**

Como parte de las pruebas de funcionamiento del equipo, el cual no debe activar ninguna protección con esta maniobra y se debe realizar de forma local y remota.

### **3.5. Transformador de instrumento**

A continuación se habla sobre el transformador de instrumento.

**3.5.1. En una subestación eléctrica, ¿qué magnitudes se deben conocer?**

- Corriente
- Tensión
- Frecuencia
- Factor de potencia
- Potencia activa y reactiva

**3.5.2. ¿Cuáles son las funciones del transformador de instrumento?**

Tienen la función de reducir la magnitud de tensión y corriente que se utiliza, para la protección y medición de los circuitos de una subestación eléctrica.

- Si un transformador de corriente tiene colocado un Burden de 30 VA y se tiene un amperaje en el burden de 5 A, ¿cuál será el valor de la impedancia en Ohms de la carga?

$$Z_b = VA/I^2$$

$$Z_b = 30/5^2 = 1,2 \text{ Ohm}$$

**3.6. Pararrayos**

Se debe determinar las características de un pararrayos para el área de 400 kv de una subestación y el margen de protección considerado que se

encuentra instalado al final de una línea cuya impedancia característica es ( $Z_o = 320 \text{ ohms}$ ). Los datos del sistema son:

Tensión máxima de operación	= 420 KV
Longitud de la línea	= 300 km
NBI para los aislamientos externos	= 1 425 KV
Coefficiente de falla a tierra	= 0,8
Sobretensión permitida por operación de interruptores	= 2,5 p.u.

Solución:

- Tensión nominal del pararrayos ( $V_n$ ) es:

$$V_n = K_e V_{max} [KV]$$

$$K_e = 0,8$$

$$V_{max} = 420$$

$$V_n = 0,8 * 420 = 336 KV$$

- La corriente de descarga a través del pararrayos es:

$$I_d = k \frac{2(NBI)}{Z_o}$$

$$NBI = 1\ 425 \text{ kv}$$

$$Z_o = 320$$

$$K = 2$$

$$I_d = 2 * \frac{2(1\ 425)}{320} = 17,8125$$

$$I_d = 17,8125 \text{ KA}$$

Que lleva a un valor de corriente de descarga de 20 KA, por lo que para la solicitud de un pararrayos de zinc se utilizan los valores siguientes:

Tensión nominal:	336 KV
Tensión máxima de descarga 0,5 $\mu$ S (onda de 1,2/50 $\mu$ S):	1 130 KV
Tensión de descarga con onda de maniobra:	815 KV
Tensión residual con corriente de 20 KA :	1 000 KV

- Cálculo de margen de protección por rayo:

Se utiliza el mayor de cualquiera de los dos valores: el de tensión máxima de descarga o de tensión de 20 KV. En este caso, ese valor corresponde a 1 130 KV.

$$MP = \frac{NBI - V_m}{V_m} \times 100$$

$$NBI = 1 425 \text{ KV}$$

$$V_m = 1 130 \text{ KV}$$

$$MP = \frac{1 425 - 1 130}{1 130} \times 100 = 26,1 \%$$

Para conservar un margen de protección de 26,1 %, la tensión máxima que puede aparecer en el equipo protegido es de:

$$V_m = (1 - 0,2) \times 1 425 = 1 140 \text{ KV}$$

La distancia máxima a que se puede instalar el pararrayos para este MP viene dada por la expresión:

$$V_n = V_o + 2 \left( \frac{dv}{dt} \right) (D/300)$$

$$D = \frac{300(V_m - V_o)}{2 \left( \frac{dv}{dt} \right)}$$

D= distancia en metros entre el pararrayos y el equipo por proteger.

$$V_n = 1\ 140\ KV$$

$$V_o = 1\ 130\ KV$$

$$\frac{dv}{dt} = 1\ 000\ KV/\mu S$$

300 = velocidad de propagación de la onda, en  $m/\mu S$  o sea:

$$D = \frac{300(1\ 140 - 1\ 130)}{2(1\ 000)} = 1,5\ m$$

- Cálculo de margen de protección por maniobras de interruptores:

$$V_m = 2,5 * \sqrt{2} * \frac{420}{\sqrt{3}} = 857\ KV$$

$$MP_m = \frac{857 - 815}{815} * 100 = 5,15\ \%$$

### 3.7. Distancia en subestaciones

En una subestación eléctrica con tensiones nominales a 230 KV, las distancias dieléctricas de fase a tierra hasta 1 000 m.s.n.m., presión

barométrica de 62 cm de mercurio, temperatura promedio d 30 grados Celsius. El BIL de fase a tierra de 1 050 KV. Es útil encontrar la distancia de fase a tierra, fase a fase, primer nivel de barra, segundo nivel de barra y remate de línea.

Solución:

$$b = 62 \text{ cm Hg}$$

$$f = 30 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\delta = \frac{3,92 b}{273+t} = \frac{(3,92)(62)}{273+(30)} = 0,802 \text{ cm Hg}$$

$$K_h = 1$$

$$\delta = 0,802 \text{ cm Hg}$$

$$K = 1,3$$

$$C = 6 \%$$

$$TCF = \frac{BIL}{1 - KC} = \frac{1\ 050}{1 - (1,3)(0,006)} = \frac{1\ 050}{0,9922} \approx 1\ 050$$

$$TCF = 1\ 050$$

$$d_{f-t} = \frac{TCF * K_h * 1,1}{550 * \delta} = \frac{(1\ 050)(1)(1,1)}{(550)(0,802)} = 2,618 \text{ metros}$$

$$d_{f-t} = 2,6 \text{ metros}$$

$$d_{mini\ f-f} = 1,15d_{f-t} = (1,15)(2,6) = 3 \text{ metros}$$

- Primer nivel de barra:

$$Tension\ nominal = 230 \text{ KV}$$

$$KV_{max} = 245 \text{ KV}$$

$$h_s = 2,30 + 0,0105 \times KV = ((2,30) + (0,0105)(245)) =$$

$$h_s = 4,8725 \text{ metro}$$

- Segundo nivel de barra:

$$h_{1000} = 5,0 + 0,0125 \times KV \text{ [metros]}$$

$$h_{1000} = 5,0 + 0,0125 \times KV = (5,0) + 8, (0,0125 \times 245) = 8,06 \text{ metros}$$

- Remate de línea:

$$h_l = 5,0 + 0,006 \times KV \text{ [metros]}$$

$$h_l = 5,0 + (0,006)(245) = 5 + 1,47 = 6,47 \text{ metros}$$

La subestación de 69K KV, con las especificaciones siguientes: altura de montaje 2 100 m.s.n.m., presión barométrica de 55 cm de mercurio, temperatura promedio de 23 grados Celsius, el BIL de fase a tierra de 1 050 KV. Con ello es posible encontrar la distancia de fase a tierra, fase a fase, primer nivel de barra, segundo nivel de barra y remate de línea.

Solución:

$$b = 55 \text{ cm Hg}$$

$$f = 23 \text{ °C}$$

$$\delta = \frac{3,92 b}{273+t} = \frac{(3,92)(55)}{273+(23)} = 0,728 \text{ cm Hg}$$

$$K_h = 1$$

$$\delta = 0,728 \text{ cm Hg}$$

$$K = 1,3$$

$$C = 6 \%$$

$$TCF = \frac{BIL}{1 - KC} = \frac{1\ 050}{1 - (1,3)(0,006)} = \frac{1\ 050}{0,9922} \approx 1\ 050$$

$$TCF = 1\ 050$$

$$d_{f-t} = \frac{TCF * K_h * 1,1}{550 * \delta} = \frac{(1\ 050)(1)(1,1)}{(550)(0,728)} = 2,89 \text{ metros}$$

$$d_{f-t} = 2,9 \text{ metros}$$

$$d_{mini\ f-f} = 1,15d_{f-t} = (1,15)(2,9) = 3,33 \text{ metros}$$

- Primer nivel de barra:

$$Tension\ nominal = 69\ KV$$

$$KV_{max} = 72,5\ KV$$

$$h_s = 2,30 + 0,0105 \times KV = ((2,30) + (0,0105)(72,5)) =$$

$$h_s = 3,06 \text{ metro}$$

- Segundo nivel de barra:

$$h_{1000} = 5,0 + 0,0125 \times KV \text{ [metros]}$$

$$h_{1000} = 5,0 + 0,0125 \times KV = (5,0) + (0,0125 \times 72,5) = 5,9 \text{ metros}$$

- Remate de línea:

$$h_l = 5,0 + 0,006 \times KV \text{ [metros]}$$

$$h_l = 5,0 + (0,006)(72,5) = 5 + 0,435 = 5,435 \text{ metros}$$

### 3.8. Distancia de seguridad

La subestación de 400 KV, con las especificaciones siguientes: altura de montaje 2 100 m.s.n.m., presión barométrica de 52 cm de mercurio, temperatura promedio de 30 grados Celsius, el BIL de fase a tierra de 1 050 KV. Con ello se puede encontrar la distancia de circulación de personal de forma horizontal y vertical, distancia de maniobras y circulación de vehículo.

Solución:

$$b = 52 \text{ cm Hg}$$

$$f = 30 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\delta = \frac{3,92 b}{273+t} = \frac{(3,92)(52)}{273+(30)} = 0,67 \text{ cm Hg}$$

$$K_h = 1$$

$$\delta = 0,67 \text{ cm Hg}$$

$$K = 1,3$$

$$C = 6 \%$$

$$TCF = \frac{BIL}{1 - KC} = \frac{1\ 050}{1 - (1,3)(0,006)} = \frac{1\ 050}{0,9922} \approx 1\ 050$$

$$TCF = 1\ 050$$

$$d_{f-t} = \frac{TCF * K_h * 1,1}{550 * \delta} = \frac{(1\ 050)(1)(1,1)}{(550)(0,67)} = 3,13 \text{ metros}$$

$$d_{f-t} = 3,13 \text{ metros}$$

$$d_{mini\ f-f} = 1,15d_{f-t} = (1,15)(3,13) = 3,6 \text{ metros}$$

Distancias para la circulación de personas:

Distancia vertical:

$$d_v = d_{f-t} + 2,25 \text{ [metros]}$$

$$d_v = 3,13 + 2,25 = 5,38 \text{ metros}$$

Distancia horizontal:

$$d_h = d_{f-t} + 0,9 \text{ [metros]}$$

$$d_h = 3,13 + 0,9 = 4 \text{ metros}$$

Distancia de maniobra de los operadores:

Distancia horizontal:

$$h_h = d_{f-t} + 1,75 \text{ [metros]}$$

$$h_h = 3,13 + 1,75 = 4,88 \text{ metros}$$

Distancia vertical:

$$h_v = d_{f-t} + 1,25 \text{ [metros]}$$

$$h_v = 3,13 + 1,25 = 4,38 \text{ metros}$$

Distancia de circulación de vehículo:

Distancia vertical:

$$h_{vm} = d_{f-t} + 0,7 + h_v \text{ [metros]}$$

$$h_{vm} = 3,13 + 0,7 + 4,38 = 8,21 \text{ metros}$$

En una subestación eléctrica con tensiones nominales a 230 KV, las distancias dieléctricas de fase a tierra hasta 1 000 m.s.n.m., presión barométrica de 51 cm de mercurio, temperatura promedio d 28 grados Celsius, el BIL de fase a tierra de 1 050 KV. Con esos datos es posible encontrar la distancia de circulación de personal de forma horizontal y vertical, distancia de maniobras y circulación de vehículo.

Solución:

$$b = 51 \text{ cm Hg}$$

$$f = 28^\circ\text{C}$$

$$\delta = \frac{3,92 b}{273+t} = \frac{(3,92)(51)}{273+(28)} = 0,65 \text{ cm Hg}$$

$$K_h = 1$$

$$\delta = 0,65 \text{ cm Hg}$$

$$K = 1,3$$

$$C = 6 \%$$

$$TCF = \frac{BIL}{1 - KC} = \frac{1\ 050}{1 - (1,3)(0,006)} = \frac{1\ 050}{0,9922} \approx 1050$$

$$TCF = 1\ 050$$

$$d_{f-t} = \frac{TCF * K_h * 1,1}{550 * \delta} = \frac{(1\ 050)(1)(1,1)}{(550)(0,65)} = 3,23 \text{ metros}$$

$$d_{f-t} = 3,23 \text{ metros}$$

$$d_{mini\ f-f} = 1,15d_{f-t} = (1,15)(3,23) = 3,7 \text{ metros}$$

Distancias para la circulación de personas:

Distancia vertical:

$$d_v = d_{f-t} + 2,25 \text{ [metros]}$$

$$d_v = 3,23 + 2,25 = 5,48 \text{ metros}$$

Distancia horizontal:

$$d_h = d_{f-t} + 0,9 \text{ [metros]}$$

$$d_h = 3,23 + 0,9 = 4,13 \text{ metros}$$

Distancia de maniobra de los operadores:

Distancia horizontal:

$$h_h = d_{f-t} + 1,75 \text{ [metros]}$$

$$h_h = 3,23 + 1,75 = 5 \text{ metros}$$

Distancia vertical:

$$h_v = d_{f-t} + 1,25 \text{ [metros]}$$

$$h_v = 3,23 + 1,25 = 4,48 \text{ metros}$$

Distancia de circulación de vehículo:

Distancia vertical:

$$h_{vm} = d_{f-t} + 0,7 + h_v \text{ [metros]}$$

$$h_{vm} = 3,23 + 0,7 + 4,48 = 8,41 \text{ metros}$$

### **3.9. Barras colectoras**

Sobre las barras colectoras se habla a continuación.

#### **3.9.1. ¿Qué tipos de conductores eléctricos existen en las barras colectoras?**

- Cable
- Tubos
- Soleras

#### **3.9.2. ¿Qué tipo de aisladores se utilizan en las barras colectoras?**

- Los aisladores rígidos
- Las cadenas de aisladores
- Los aisladores de tipo especial

#### **3.9.3. ¿Cuál es la función de los herrajes en las barras colectoras?**

Conexiones eléctricas, unir piezas mecánicas, delimitar espacios de aislamientos.

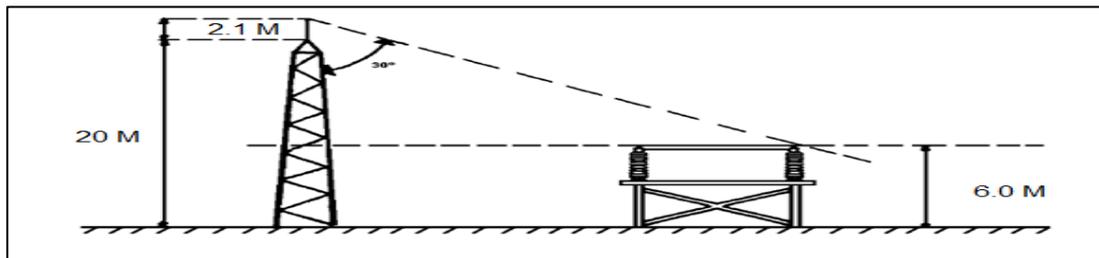
### 3.9.4. ¿Cuáles son los elementos que componen la barra colectora?

- Conductores eléctricos
- Aisladores
- Herrajes

### 3.10. Ángulo fijo

Se debe calcular la distancia horizontal que protege una bayoneta de 2,1 metros montada sobre una estructura que tiene una altura sobre el nivel del suelo de 20,0 metros de altura, si la altura del plano por proteger es de 6,0 metros.

Figura 71. Ángulo fijo



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. El blindaje y la coordinación de aislamiento*. p. 7.

Solución:

La altura efectiva y sobre el plano de protección es:

$$y = 20,0 + 2,1 - 5,0 = 17,1$$

Entonces:

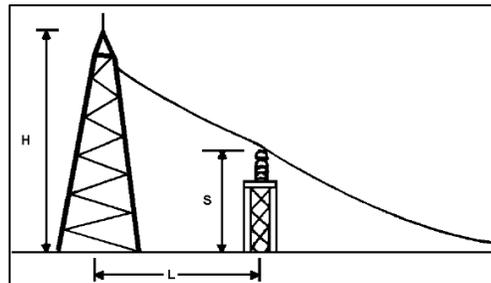
$$\tan 30^\circ = \frac{X}{Y}$$

Siendo X la distancia máxima horizontal al objeto por proteger.

$$X = y \tan 30^\circ = 17,1 \times \tan 30^\circ = 9,87 \text{ metros}$$

Si la altura del objeto por proteger es  $S = 7$  metros y está localizado a 19 metros del mástil que contiene al hilo de guarda, calcular la altura a la que este debería estar.

Figura 72. **Angulo fijo, cálculo de protección**



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 395.

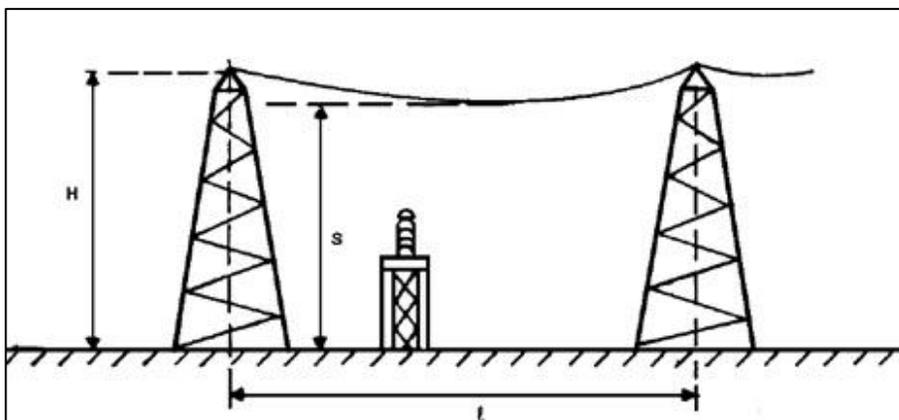
$$H = \frac{1}{3}(2S + 3L) + \frac{1}{3} \sqrt{S^2 + 4\sqrt{3}LS}$$

$$H = \frac{1}{3}(2 \times 7 + 3 \times 19) + \frac{1}{3} \sqrt{7^2 + 4\sqrt{3} \times 19 \times 7}$$

$$H = 34,0 \text{ metros}$$

En una subestación eléctrica, si la distancia entre apoyos de los hilos de guardia es de 18 metros y la altura al punto más bajo de los hilos de guarda de 8 metros, se debe calcular la altura a que deben estar estos hilos de guarda.

Figura 73. **Ángulo fijo de dos hilos de guarda a distancia  $l$ , cálculo de protección**



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 395.

Solución:

$$H = \frac{2}{3}S + \sqrt{\frac{1}{9}S^2 + \frac{1}{3}\left(\frac{l}{2}\right)^2}$$

$H$  = Altura del hilo de guarda sobre el nivel del suelo

$S$  = Altura del objeto protegido

$l$  = Distancia del objeto a la posición del hilo de guarda

$$H = \frac{2}{3} \times 8 + \sqrt{\frac{1}{9} \times 8^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{18}{2}\right)^2} = 11,17 \text{ metros.}$$

Determinar a qué altura se deben localizar los hilos de guarda en una subestación, si se desea proteger un equipo que estará localizado a 15,4 metros con respecto a la posición del hilo de guarda y la altura a la parte viva es de 11,0 metros sobre el nivel del suelo.

Solución:

La máxima altura protegida en función de la altura del objeto por proteger y de su distancia al hilo de guarda se calcula como:

$$H = \frac{1}{3}(2S + \sqrt{3}L) + \frac{1}{3}\sqrt{S^2 + 4\sqrt{3}SL}$$

Donde:

$$S = 11 \text{ metros}$$

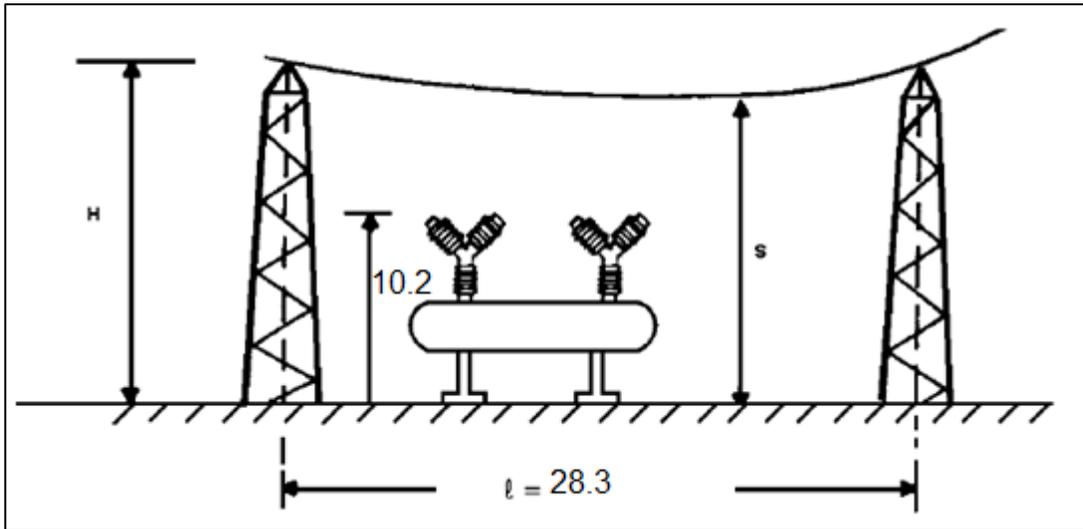
$$\ell = 15,4 \text{ metros}$$

$$H = \frac{1}{3}(2 \times 11 + \sqrt{3} \times 15,4) + \frac{1}{3}\sqrt{(11^2 + 4\sqrt{3} \times 15,4 \times 11)}$$

$$H = 28,22 \text{ metros}$$

Un interruptor se localiza en el espacio entre dos hilos de guarda separados entre sí por una distancia de 28,3 metros, teniendo 10,2 metros sobre el nivel del suelo. Se debe calcular la altura a la que debe instalarse el hilo de guarda, si la altura más baja del hilo de guarda es  $S = 13$  metros.

Figura 74. Ángulo fijo de dos hilos de guarda a altura H, cálculo de protección



Fuente: ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. p. 397.

Solución:

En este ejemplo se observará que para cálculos del blindaje es posible considerar la máxima altura a parte viva con respecto al nivel del suelo del objeto por proteger, como la altura más baja que pueda tener el conductor de guarda, con lo que la fórmula general para este es aplicable sin mucho error, es decir:

$$H = \frac{2}{3}S + \sqrt{\frac{1}{9}S^2 + \frac{1}{3}\left(\frac{l}{2}\right)^2}$$

S= 13,0 metros

l =28,3 metros

$$H = \frac{2}{3} \times 13 + \sqrt{\frac{1}{9} \times 13^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{28,3}{2}\right)^2} = 17,9 \text{ metros}$$

### 3.11. Método electrogeométrico

Para ilustrar los procedimientos para cable de guarda se supone la siguiente subestación a 230 KV, en la cual el barraje superior está conformado por cables aislados por cadenas de aisladores soportadas en pórticos, en donde el ancho de un campo es  $2d = 18 \text{ metros}$  y la impedancia característica del barraje  $Z_o = 312\Omega$ ,  $CFO = 900 \text{ KV}$ .

Calcular la altura efectiva del cable de guarda considerando:

- Apantallamiento de cada campo con dos cables de guarda ( $d = 9m$ ).
- Apantallamiento de cada dos campos con dos cables de guarda ( $d = 18 m$ ).

Corriente crítica de descarga:

$$I_d = \frac{0,94(CFO)1,1}{Z_s/2} = \frac{2,068(CFO)}{Z_s}$$

$$I_d = \frac{2,068 \times (900)}{312} = 5,9 \text{ KA}$$

Distancia de descarga crítica:

$$K = 1$$

$$r_s = 8k(I_d)^{0,65}$$

$$r_s = 8k(I_d)^{0,65} = (8)(1)(5,9)^{0,65} = 25,36 \text{ metros}$$

Altura efectiva del cable de guarda:

Calculando el apantallamiento con un cable de guarda por cada campo, se tiene:

$$h_e = r_s - \sqrt{r_s^2 - d^2}$$

$$h_e = 25,36 - \sqrt{(25,36)^2 - 9^2} = 1,65 \text{ metros}$$

Calculando el apantallamiento con dos cables de guarda cada dos campos, se tiene:

$$h_e = r_s - \sqrt{r_s^2 - d^2}$$

$$h_e = 25,36 - \sqrt{(25,36)^2 - 18^2} = 7,5 \text{ metros}$$

Para ilustrar el procedimiento para mástiles se supone la siguiente subestación a 230 KV, en la cual el barraje superior está conformado por tubos soportados con aisladores de poste apoyados en el piso, en donde la altura del barraje es de  $d_e = 16 \text{ m}$ , impedancia característica del barraje  $Z_o = 341 \Omega$  y tensión soportada al impulso tipo atmósfera de los aisladores poste,  $BIL = 900 \text{ KV}$ . Se debe calcular la máxima separación para mástiles de 29 m de altura con los que se quiere apantallar un campo:

Corriente crítica de descarga:

$$I_d = \frac{1,1(BIL)}{Z/2} = \frac{2,2(BIL)}{Z} = \frac{(2,2)(900)}{341} = 5,806 \text{ KA}$$

Distancia de descarga crítica:

$$k = 1,2$$

$$r_s = 8k(I_d)^{0,65}$$

$$r_s = 8k(I_d)^{0,65} = (8)(1)(5,806)^{0,65} = 25,096 \text{ metros}$$

Distancia entre mástiles:

$$y = h - d_e = 29 - 16 = 13 \text{ m}$$

$$E = r_s - y = 25,096 - 13 = 12,096 \text{ m}$$

$$J = \sqrt{r_s^2 - E^2} = \sqrt{(25,096)^2 - (12,096)^2} = 22 \text{ m}$$

$$K = 2J = 2 \times 22 = 44 \text{ m}$$

$$S = \frac{K}{\sqrt{2}} = \frac{44}{\sqrt{2}} = 31,1 \text{ m}$$

Por lo que se puede apantallar el campo colocando dos mástiles de 29 m de altura cada 31,1 metros.

### **3.11.1. ¿En que difieren los métodos de descarga y de esfera rodante?**

El objetivo es el mismo, la diferencia es la manera de realizar los estudios, por lo cual los cálculos son distintos en los dos métodos.

### **3.11.2. La distancia crítica de flameo, ¿qué factores la determinan?**

La corriente de descarga y del radio del cable.

**3.11.3. La ecuación para encontrar el radio crítico de flameo, ¿de qué relación de valores se obtiene?**

De la curva que se obtiene de la corriente de descarga versus distancia crítica.

**3.12. Sistema de tierras**

A continuación se habla del sistema de tierras.

**3.12.1. ¿Cuáles son las condiciones que influyen en la medición de resistividad del suelo?**

- Temperatura
- Humedad
- Contenido de sal
- Densidad

**3.12.2. ¿Cuáles son los diferentes arreglos del método de Wenner y cómo se diferencian matemáticamente?**

Con la ecuación:

$$V = \frac{I\rho}{K}$$

*Wenner alpha*  $K = 2\pi a$

*Wenner beta*  $K = 6\pi a$

*Wenner alpha*  $K = 3\pi a$

**3.12.3. ¿De qué factores depende la alteración del potencial eléctrico en la superficie del terreno?**

Altura, tamaño y forma del terreno, así como localización y resistividad eléctrica del suelo.



## 4. EJERCICIOS

### 4.1. Transformador de instrumento

Se debe calcular el *burden* o carga para un transformador de corriente que alimenta las cargas siguientes, alimentadas por cable de control del núm. 10 AWG de cobre de 15 metros de longitud total.

Tabla XXVI. Carga

Dispositivo	Resistencia	Reactancia
Wattorimetro	0,0013 ohms	0,044 milihenry
Wattmetro	0,023 ohms	0,260 milihenry
Ampermetro	0,055 ohms	0,270 milihenry

Fuente: elaboración propia.

Solución:

La resistencia de los cables de control de cobre de núm. 10 AWG es:  
 $R_c = 3,27 \Omega \text{ Km}$ , la resistencia total es:

$$R_c = \frac{3,27 \times 15}{1000} = 0,049 \Omega$$

La resistencia total es:

$$R_T = 0,013 + 0,023 + 0,055 + 0,049 = 0,140 \Omega$$

La potencia activa:

$$P = R_T I^2 = 0,140 \times (5)^2 = 3,525 \text{ Watts}$$

La potencia reactiva:

$$Q = X_T I_2 = 2\pi F L_T \cdot I_2$$
$$Q = 2\pi \times 60 \times (0,044 + 0,266 + 0,270) \times (5)^2 = 5,41 \text{ VAR}$$

La potencia aparente total:

$$VA = \sqrt{(3,525)^2 + (5,41)^2} = 6,46$$

El factor de potencia:

$$\cos \theta = P/S = 3,525/6,46 = 0,546$$

El valor total de la impedancia de carga es:

$$Z_T = \frac{VA}{I^2} = \frac{6,46}{(5)^2} = 0,26 \text{ ohms}$$

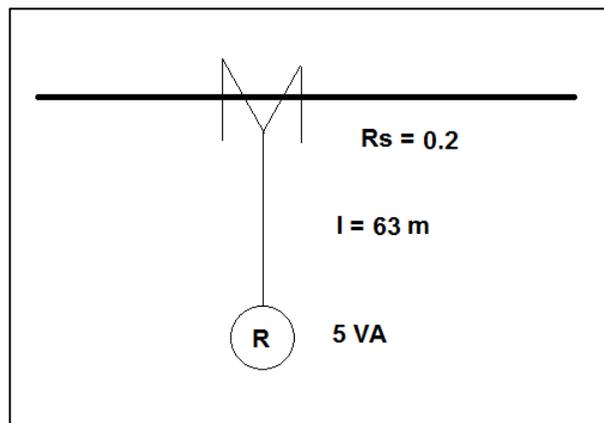
La carga o *burden* del transformador de corriente es entonces:

$$Z_T = 0,26 \text{ ohms, o bien, } 6,46 \text{ VA}$$

Se debe calcular el *burden* de un transformador de corriente (TC) que tiene una relación de transformación de 150/5 y una resistencia en el secundario de 0,2 ohms. Sus terminales del secundario están conectadas a un

relevador cuya carga es de 5 VA, por medio de un cable de cobre de  $10 \text{ mm}^2$  de sección transversal y 63 metros de longitud, y la resistividad del cable es de  $0,0175 \text{ ohm} - \text{mm}^2/\text{m}$ .

Figura 75. **Cálculo del transformador de corriente**



Fuente: elaboración propia.

La carga del devanado secundario del TC es:

$$VA_S = R_S I_S^2 = 0,2 \times 5^2 = 5$$

La carga del cable de control es:  $VA = \frac{2R\ell}{A} I_S^2$

Donde:

R= resistividad del cable en  $\text{ohm} - \text{mm}^2/\text{m}$

A= área del conductor en  $\text{mm}^2$

$\ell$  = longitud del cable en un

$$VA_{cable} = \frac{2 \times 0,0175 \times 63 \times (5)^2}{10} = 5,5VA$$

Los VA del relevador son  $VA_{rel} = 5$

Por lo tanto, el *burden* total es:

$$VA_t = VA_s + VA_{cable} + VA_{rel}$$
$$VA_t = 5 + 5,5 + 5,0 = 15,5$$

Para el sistema mostrado en la figura y los datos indicados, se debe seleccionar la relación de transformación, la clase de precisión y el *burden* de los transformadores de corriente.

Datos de carga:

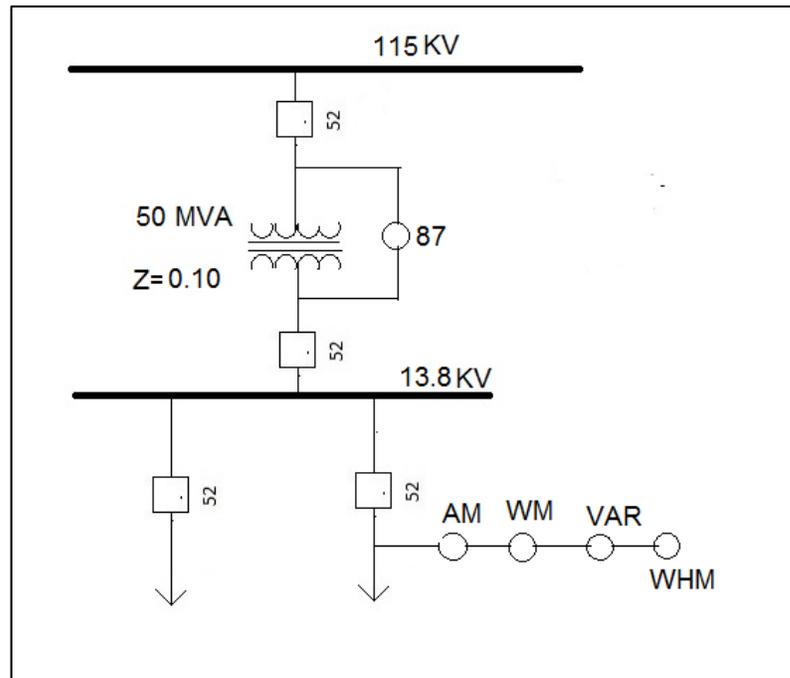
Amperímetro (AM)  $2 VA \cos \theta = 1,0$

Relevador diferencial (87)  $3VA \cos \theta = 0,6$

Wattmetro (WM)  $5VA \cos \theta = 0,6$

Wattorímetro (WHM)  $10 VA \cos \theta = 0,7$

Figura 76. **Cálculo de la corriente promedio**



Fuente: elaboración propia

Soluciones:

Cálculo de la corriente promedio:

$$\frac{P}{3} = \frac{V_{ll}}{\sqrt{3}} I_P; I_P = \frac{\sqrt{3}}{3V_{ll}} = \frac{3(50 * 10^6)}{3(115 * 10^3)} = 251,02 A$$

Para encontrar el *burden* total se necesita la carga del cable de control y la del relevador diferencial, para esto es necesario expresar estos valores en watts o var's.

Relevador diferencial:

$$\cos^{-1} 0,6 = 53,1^\circ$$

$$w = VA * \cos 60 = (3)(0,5) = 1,5 \text{ Watts}$$

$$VAR = VA * \sin 60 = (3)(0,866) = 2,6VAR$$

Cable de control:

$$R_{conductor} = (50 \text{ mts})(0,0038 \Omega/\text{mts}) = 0,19\Omega$$

$$W = R_{conductor} I_s^2$$

$$W = (0,19)(5)^2 = 4,75 \text{ watts}$$

$$Watts_{TOTAL} = Watts_{relevador} + watts_{cable} = 1,5 + 4,75 = 6,25 \text{ watts}$$

$$VAR_{TOTAL} = VAR_{relevador} = 4,33 \text{ VAR}$$

$$VA_{TOTAL} = \sqrt{Watts_{TOTAL}^2 + VAR_{TOTAL}^2} = \sqrt{(6,25)^2 + (4,33)^2}$$

$$VA_{TOTAL} = 7,6003VA$$

El *burden* del T.C. del lado del 115 KV es de 7,6033 VA.

Las especificaciones principales del TC son:

Corriente primaria: 300 A

Corriente secundaria: 5 A

Relación de transformación:  $\frac{300}{5} = 60$

Clase de precisión: 1,2 (normas según ANSI).

Para el lado de 1,8 KV se tiene:

$$I_p = \frac{\sqrt{3P}}{3V} = \frac{\sqrt{3}(50 * 10^6)}{3(13,8 * 10^3)} = 209 \text{ A}$$

Carga del devanado secundario:

$$\text{Cable: } W = R_{\text{conductor}} I_S^2 = 0,19(5)^2 = 4,75 \text{ w}$$

Relevador diferencial:

$$\text{watts} = VA_{\cos 60} = (3)(0,5) = 1,5 \text{ Watts}$$

$$VA = VA_{\cos 60} = (30)(0,866) = 2,6 \text{ VAR}$$

$$\text{Wattps}_T = \sqrt{(6,25)^2 + (4,33)^2} = 7,6033 \text{ VA}$$

$$\text{VAR}_T = 4,33 \text{ VAR}$$

El *burden* del devanado secundario es 7,6033 VA, siendo las mismas especificaciones del lado secundario y primario.

Cálculo para los circuitos conectados en el lado de 13,8 KV:

Se considera que los dos circuitos conectados se encuentran balanceados, es decir, que cada circuito tiene 25 MVA de carga.

$$I_p = \frac{\sqrt{3P}}{3V} = \frac{\sqrt{3}(25 * 10^6)}{3(13,8 * 10^3)} = 1\ 045 \text{ A}$$

Se calcula la carga en Watts y VAR.

Para el cable:

$$W = R_{\text{cond}} I^2 = (90 \text{ metros})(0,0038 \Omega/m) (5)^2 = 8,55 \text{ W}$$

Ampermetro:

$$\begin{aligned}\cos^{-1} 1 &= 0^\circ \\ w &= VA_{\cos} 0^\circ = (2)(1) = 2 \text{ Watts} \\ VAR &= VA_{\sin} 0 = (0) = 0VAR\end{aligned}$$

Varmetro:

$$\begin{aligned}\cos^{-1} 0,3 &= 72,54^\circ \\ w &= VA_{\cos} 72,54 = (5)(0,3) = 1,5 \text{ Watts} \\ VAR &= VA_{\sin} 72,54 = 5(0,9539) = 4,7696VAR\end{aligned}$$

Wattorimetro:

$$\begin{aligned}\cos^{-1} 0,7 &= 45,57 \\ W &= VA_{\cos} 45,57 = 10(0,7) = 7W \\ VAR &= VA_{\sin} 45,57 = 10(0,714) = 7,141 VAR \\ W_T &= 8,55 + 2 + 1 + 1,5 + 7 = 20,05 \text{ Watts} \\ VAR_T &= 1,732 + 4,7696 + 7141 = 13,6426 \text{ Watts} \\ VA &= \sqrt{Watts_{TOTAL}^2 + VAR_{TOTAL}^2} = \sqrt{(20,05)^2 + (13,6426)^2} \\ VA_{TOTAL} &= 24,25 VA\end{aligned}$$

La carga para el transformador es 24,25 VA.

Se tienen las siguientes especificaciones para el TC:

Corriente primaria: 1 200 A

Corriente secundaria: 5 A

Relación de transformación:  $\frac{1\ 200}{5} = 240$

Potencia en el devanado secundario: 25 VA

Para el sistema mostrado en la figura y los datos indicados, se seleccionan las características principales para los transformadores de potencial. Datos de carga:

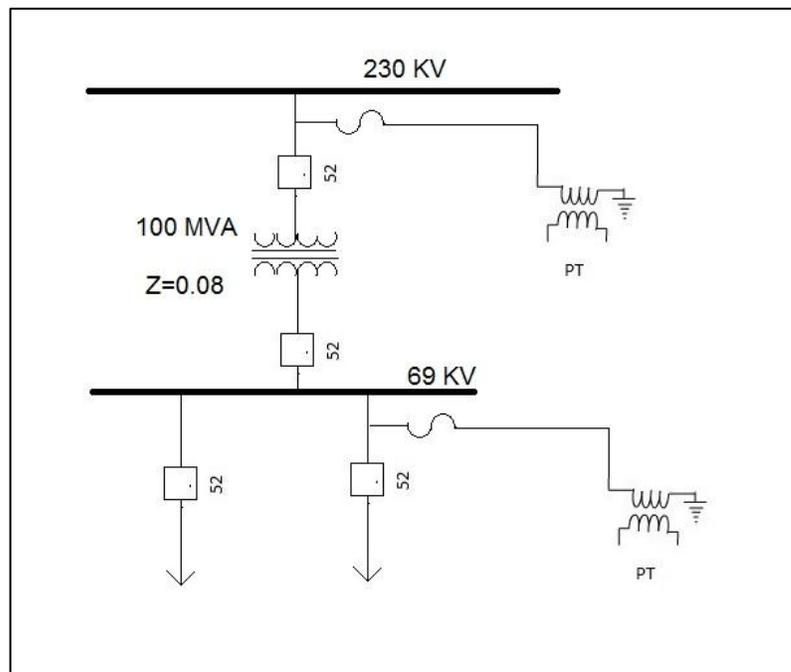
Voltmetro (VM) 3

Frecuencímetro (f)

Wattmetro (WM)

Varmetro (VAR)

Figura 77. **Cálculo de la corriente promedio para 230 KV**



Fuente: elaboración propia.

Para el lado de 230 KV, para encontrar el valor del *burden*, se hace la suma de todas las cargas incluyendo sus componentes en watts y vars.

Voltmetro:

$$\begin{aligned}\cos^{-1} 1 &= 0^\circ \\ w &= VA \cos 0^\circ = 3(1) = 3 W \\ VAR &= VA_{\sin} 0^\circ = (0) = 0 VAR\end{aligned}$$

Wattmetro:

$$\begin{aligned}\cos^{-1} 0,6 &= 53,13^\circ \\ w &= VA \cos 53,13 = 5(0,6) = 3 W \\ VAR &= VA_{\sin} 53,13 = (5)(0,8) = 4 VAR\end{aligned}$$

Varmetro:

$$\begin{aligned}\cos^{-1} 0,3 &= 72,54^\circ \\ w &= VA \cos 72,54 = 5(0,3) = 1,5 W \\ VAR &= VA_{\sin} 72,54 = (5)(0,9539) = 4,7696 VAR \\ W_T &= 3 + 3 + 1,5 + 7,5 W \\ VA &= \sqrt{Watts_{TOTAL}^2 + VAR_{TOTAL}^2} = \sqrt{(7,5)^2 + (8,7696)^2} \\ VA_{TOTAL} &= 11,5393 VA \\ fp &= \frac{W_T}{VA_T} = \frac{7,5}{11,5393} = 0,6499 \cos^{-1} 0,6499 = 49,46^\circ\end{aligned}$$

Las especificaciones del TP son:

Volteje primario:  $230/\sqrt{3}KV$

Voltaje secundario:  $120/\sqrt{3}V$

Relación de transformación:  $\frac{230/\sqrt{3}}{120/\sqrt{3}} = 1,916$

Potencia del devanado secundario: 25 MVA

Designacion: X

Para el lado de 69KV se realiza el mismo cálculo que para el de 230 KV.

Voltmetro:

$$\cos^{-1} 1 = 0^\circ$$

$$w = VA \cos 0^\circ = 3(1) = 3 W$$

$$VAR = VA_{\sin} 0^\circ = (0) = 0VAR$$

Wattmetro:

$$\cos^{-1} 0,6 = 53,13^\circ$$

$$w = VA \cos 53,13 = 5(0,6) = 3 W$$

$$VAR = VA_{\sin} 53,13 = (5)(0,8) = 4 VAR$$

Varmetro:

$$\cos^{-1} 0,1 = 84,26^\circ$$

$$w = VA \cos 84,26 = 5(0,1) = 0,5 W$$

$$VAR = VA_{\sin} 84,26 = (5)(0,9949) = 4,9 VAR$$

$$W_T = 3 + 3 + 0,5 + 6,5 W$$

$$VAR = 4 + 4,9 + 8,9 VAR$$

$$VA = \sqrt{Watts_{TOTAL}^2 + VAR_{TOTAL}^2} = \sqrt{(6,5)^2 + (8,9)^2}$$

$$VA_{TOTAL} = 11,0208 VA$$

$$fp = \frac{W_T}{VA_T} = \frac{6,5}{11,0208} = 0,5897 \cos^{-1} 0,5897 = 53,86^\circ$$

Las especificaciones del TP son:

Voltaje primario:  $69/\sqrt{3}KV$

Voltaje secundario:  $120/\sqrt{3}V$

Relación de transformación:  $\frac{69/\sqrt{3}}{120/\sqrt{3}} = 0,575$

Potencia del devanado secundario: 25 MVA

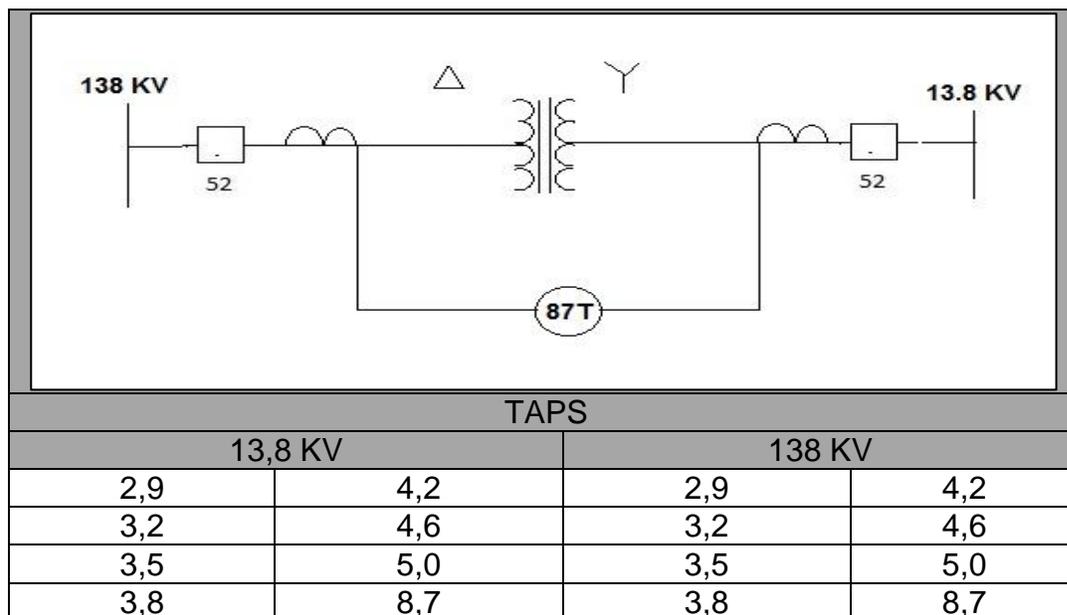
Designación: X

#### 4.2. Aplicación de las protecciones a los transformadores

Para el transformador mostrado en la siguiente figura se usa un relevador diferencial porcentual y se desea calcular lo siguiente:

- La relación de transformación de los TC'S en ambos extremos de la diferencial, así como su conexión.
- Para los taps indicados se debe seleccionar en cada lado el tap correspondiente y calcular el error de la pendiente.

Figura 78. Protección de transformadores



Fuente: elaboración propia.

Solución:

Para calcular la relación de transformación de los TC'S se considera la corriente correspondiente a la potencia del mayor paso de enfriamiento, que en este caso es 60 MVA, por lo tanto:

Para el devanado de 13,8 KV se tiene:

$$I_p = \frac{6 * 10^6 VA}{\sqrt{3} * 13,8 KV} = 2 510,2185 Amps.$$

Para el devanado de 138 KV se tiene:

$$I_p = \frac{6 * 10^6 VA}{\sqrt{3} * 138 KV} = 2 51,2185 Amps.$$

Para determinar las corrientes primarias de los TC'S se aplica la regla simplificada, para evitar la saturación, y esta consiste en multiplicar por 1,5 veces el valor de la corriente nominal, por lo tanto:

Para el devanado de 13,8 KV, los TC's son:

$$1,5 * 2 510,2185 = 3 765,32 Amps,$$

Por lo tanto, el valor más próximo es de:

$$RTC = 4 000/5$$

Para el devanado de 138, los TC's son:

$$1,5 * 251,021 A = 376,5315 \text{ Amps,}$$

Por lo tanto, el valor más próximo es de:

$$RTC = 400/5$$

Las conexiones del TP y los TC's se conectan como sigue:

En el lado de 13,8 KV, los TC's se conectan en estrella.

En el lado de 138 KV, los TC's se conectan en delta.

Pero para calcular las corrientes del secundario de los TC's al relevador, se toma el valor de la potencia del transformador que corresponde al paso de enfriamiento menor, o sea, 50 MVA, esto se debe a que se tiene una mayor sensibilidad.

Para el devanado de 13,8 KV:

$$I_p = \frac{50000KVA}{\sqrt{3} * 13,8KV} = 2\,091,84 \text{ Amps.}$$

Para el devanado de 138 KV:

$$I_p = \frac{50000KVA}{\sqrt{3} * 138KV} = 209,184 \text{ Amps.}$$

Por lo tanto:

$$I_{sp} = \frac{I_p}{RTC} = \frac{2091,84}{4000/5} = 3,1377 \text{ Amps.}$$

La corriente de los TC's en el lado secundario (138KV) del transformador es:

$$I_{sp} = \frac{I_p}{RTC} = \frac{209,184}{400/5} = 2,6147 \text{ Amps.}$$

Este valor corresponde a la corriente en cada fase de la delta, el valor de corriente al relevador es la corriente de línea de la delta y es igual a:

$$I_{rp} = \sqrt{3} * 2,6147$$

$$I_{rp} = 4,52887$$

Pero como los TC's están conectados en estrella, esta corriente de fase es la misma a la corriente del relevador. Los TAP's que se deben seleccionar para el relevador se determinan de acuerdo a los valores indicados en el secundario como sigue:

El TAP máximo próximo a la corriente  $I_{RS} = 2,61 \text{ Amps}$ , es:  $TAP = 2,9$

El TAP para el lado primario es  $I_{rp} = 4,528$  TAP=5,0

Dados estos valores de TAP seleccionados se procede a determinar el error para definir si los cálculos fueron los correctos.

$$Error(\%) = \frac{\frac{TAPs}{TAPp} - \frac{I_{rs}}{I_{rp}}}{\text{menor - de - los - valores}} * 100 = \frac{\frac{2.9}{5} - \frac{2.61}{4.52882}}{\text{menor}} * 100$$

$$Error(\%) = \frac{0.58 - 0.5763026}{0.5763026} * 100 = \frac{0.003697302}{0.5763026} * 100$$

$$Error(\%) = 0.00641555 * 100$$

$Error(\%) = 0.641555 \%$ , que es menor a 15 %

#### 4.2.1. Cálculo de las características generales de los transformadores de potencial

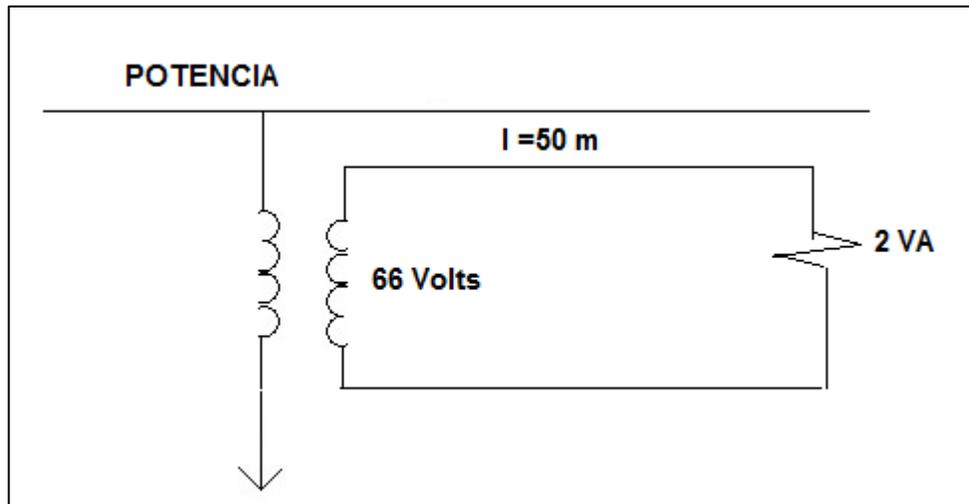
Cálculo de la RTP:

$$RTP = \frac{\frac{230\,000}{\sqrt{3}}}{\frac{115}{\sqrt{3}}} = \frac{230\,000 \times \sqrt{3}}{115 \times \sqrt{3}} = 2\,000/1$$

Número de devanados: dos; uno de 115 volts y otro de 66 volts.

El devanado de 66 volts es el que se usa para la protección de distancia.

Figura 79. **Cálculos generales de los transformadores**



Fuente: elaboración propia.

El relevador que será alimentado por el TP demanda una potencia de 2 VA, la corriente que circulará:

— —

La potencia consumida por los conductores es:

Las especificaciones del TP son:

Tipo: intemperie

Tipo de aislamiento: porcelana y aceite dieléctrico

Potencia = 2,00468 VA

Clase de precisión =1,2

Tensión principal = $230\,000/\sqrt{3}$ Volts

Tensión secundaria =  $115/\sqrt{3}$ Volts

RTP = 2 000/1

Clase de precisión: 1,2

Altura sobre el nivel del mar = 2 200 msnm

Número de devanados = dos

#### 4.3. Los aisladores en las subestaciones eléctricas

Calcular la distancia de fase a tierra y el número de aisladores estándar tipo suspensión de (25,4 X 14,6 cm) para una subestación de 115 KV (con NBI=550 KV), instalada a 500 metros sobre el nivel del mar.

Solución:

La distancia de fase a tierra se calcula como:

$$d = \frac{VCF}{NBI};$$

La tensión crítica de flameo (VFC) o de 50 % de probabilidad de flameo es:

$$VCF = \frac{NBI}{0,961} \frac{550}{0,961} = 572,32 \text{ KV}$$

La distancia en aire de fase a tierra es:

$$d = \frac{572,32}{550} = 1,0406 \text{ metros}$$

Dividiendo entre la altura de un aislador estándar, que es 14,6 cm, y dando un 5 % adicional por efecto de herrajes a la distancia de fase a tierra:

$$d = 1,05 \times 1,0406 = 1,0983$$

$$No, \text{ aisladores} = \frac{d}{\text{altura por aislador}} = \frac{1,0983}{0,146}$$

$$No. \text{ aisladores} = 7,522 \cong 8 \text{ aisladores}$$

Para el ejemplo anterior, suponiendo que la subestación se instala a una altura de 2 400 metros sobre el nivel del mar, se debe calcular el número de aisladores requeridos para conservar el mismo nivel básico de aislamiento al impulso (NBI). De la tabla, para factores de corrección por altitud, para equipos para una altura de 2 400 m.s.n.m., el factor es:

$$\delta = 0,86$$

Por lo tanto:

$$d = \frac{665,488}{550} = 1,21 \text{ metros.}$$

El número de aisladores de suspensión tipo estándar sería ahora:

$$1,21 \times 1,05 = 1,27 \text{ metros,}$$

$$No, \text{ aisladores} = \frac{1,27}{0,146} = 8,70 \cong 9 \text{ aisladores}$$

#### 4.4. Coordinación de aislamiento

Coordinación de aislamiento para los equipos de una subestación a 230 KV ubicados a 1 200 m.s.n.m. en Colomba, departamento de Quetzaltenango.

Condiciones del lugar y áreas cercanas al mar y expuestas relativamente a fuerte viento del mar, corresponde al nivel contaminación III de la tabla VII. De acuerdo con la misma tabla, la distancia mínima de fugo recomendada para aislamiento es de 25 mm/KV.

- Determinación de las tensiones representativas

Para este nivel de tensión se tiene una tensión máxima de operaciones según tabla XI de  $U_s = 245KV$ .

$$U_{base} = U_m \sqrt{2} / \sqrt{3} = (245)(\sqrt{2}) / \sqrt{3} = 200KVp$$

- Sobretensión temporal

Utilizando la tabla VII:

$$\text{Falla de fase-tierra: } U_{rp} = (1,5U_s) / \sqrt{3} = (1,5)(245) / \sqrt{3} = 212 KV$$

$$\text{Rechazo de carga: } U_{rp} = (1,4U_s) = (1,4)(245) = 343 KV$$

- Sobretensiones de frente lento

Todos los equipos están sujetos a sobretensiones de frente lento debido a la línea local de energización y re-energización, estas sobrecargas tienen menor carga que en el extremo receptor, los estudios del sistema dan como resultado  $U_{e2} = 1,9 p.u.$  y  $U_{p2} = 2,9 p.u.$  Impulsos que afectan a todos los equipos de la tabla IX.

$$U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25 (p.u) = (1,25)(1,9) - 0,25 = 2,13 p.u.$$

$$U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43 (p.u) = (1,25)(2,9) - 0,43 = 3,20 p.u.$$

$$\text{Fase - tierra} \quad U_{et} = 2,13 p.u. \times 200 KVp = 425 KV$$

$$\text{Fase - fase} \quad U_{et} = 3,20 p.u. \times 200 KVp = 639 KV$$

Pararrayos en la entrada (energización desde extremo). Se utilizan los valores de protección de los pararrayos a instalar en la subestación que, por ejemplo, pueden considerarse:

$$\text{Nivel de protección al impulso de maniobra:} \quad U_{ps} = 410 KVp$$

$$\text{Nivel de protección al impulso atmosférico} \quad U_{pl} = 500 KVp$$

$$\text{Fase a tierra } (U_{ps}) \text{ para cualquier equipo:} \quad U_{pr} = 410 KV$$

$$\text{Fase a tierra } (2U_{ps}) \text{ para equipo de entrada:} \quad U_{pr} = 820 KV$$

$$\text{Fase a tierra } (U_{pt}) \text{ para cualquier equipo excepto en la entrada} \quad U_{pr} = 639 KV$$

Determinación de las tensiones de coordinación:

- Sobretensiones temporales

Tensión de soportabilidad ( $U_{cw}$ )

Fase a tierra:  $U_{cw} = U_{rp} \cdot K_c = (212)(1) = 212 \text{ KV}$

Fase a fase:  $U_{rp} = U_{rp} \cdot K_c = (343)(1) = 343 \text{ KV}$

- Sobretensión de frente lento

Equipos de entrada:

Fase a tierra:  $U_{ps}/U_{e2} = 410/600 = 0,68$

- Utilizando la figura 64  $K_{cd} = 1,10$

Fase a tierra:  $2U_{ps}/U_{e2} = 820/900 = 0,91$

- Utilizando la figura 64  $K_{cd} = 1,00$

Para todos los equipos:

Fase a tierra:  $U_{ps}/U_{e2} = 410/380 = 1,08$

- Utilizando la figura 64  $K_{cd} = 1,03$

Fase a tierra:  $2 U_{ps}/U_{e2} = 410/380 = 1,41$

- Utilizando la figura 64  $K_{cd} = 1,00$

Fase a tierra  $U_{cw} = K_c U_{rp}$   $U_{cw} = 1.1x 410 = 451 \text{ KVp}$  para equipos de entrada:

$$U_{cw} = 1,03x 410 = 422 \text{ KVp} \text{ para todos los equipos}$$

Fase a fase  $U_{cw} = K_c U_{rp}$   $U_{cw} = 1,1x 410 = 820 \text{ KVp}$  para equipos de entrada:

$$U_{cw} = 1,03 \times 410 = 639 \text{ KVp para todos los equipos}$$

- Sobretensiones de frente rápido:

Considerando los siguientes parámetros:

$$U_{pl} \text{ Pararrayos} = 500 \text{ KV.}$$

La separación máxima para el aislamiento interno es de 30m.

La separación máxima para el aislamiento externo es de 60m.

Dos líneas de torre de acero caracterizadas por el factor A:

$$\text{Factor } A = 4 \text{ 500 KV}$$

Con una longitud de tramo de 300 m están conectados a la estación.

El rendimiento del rayo para tales líneas es una interrupción por 100km por año.

Para un equipo que se instalará, una tasa de falla aceptable es definida como 1 en 400 años.

$$R_{km} = \frac{1}{100 \text{ km año}}$$
$$R_a = \frac{1}{400 \text{ años}}$$

Longitud equivalente de línea que produce un número de salidas iguales a la tasa de fallas aceptables.

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} = 250 \text{ m}$$

Aislamiento interno:

$$U_{cw} = 500 + [(4\ 500/2) \times 30 / (300 + 250)] = 622 \text{ KV}$$

Aislamiento externo:

$$U_{cw} = 500 + [(4\ 500/2) \times 60 / (300 + 250)] = 745 \text{ KV}$$

- Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas:

Factor de seguridad ( $K_s$ ):

- Para aislamiento interno  $K_s = 1,15$
- Para aislamiento externo  $K_s = 1,05$

Factor de corrección por altura  $K_a$

$$K_a = e^{m(\frac{H}{8150})}$$

Fase a tierra  $U_{cw} = 451 \text{KV}$      $m = 0,95$

Fase a fase  $U_{cw} = 820 \text{KV}$      $m = 1$

$H = 1\ 200 \text{ m.s.n.m.}$

Tabla XXVII. **Los valores correspondiente de  $K_a$  para aislamiento externo**

		$H = 1200 [M.S.N.M]$
Soportabilidad a frecuencia industrial	Fase a fase y fase a tierra	1,16
Soportabilidad al impulso de maniobra	Fase a tierra	1,14
	Fase a fase	1,16
Soportabilidad al impulso atmosférico	Fase a fase y fase a tierra	1,16

Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la tensión de soportabilidad requerida:, los valores de tensión de soportabilidad obtenidos después de ser considerados la corrección por altura son:

$$\text{Aislamiento externo: } U_{cw} = U_{cw} K_s K_a$$

$$\text{Aislamiento interno: } U_{cw} = U_{cw} K_s$$

Tabla XXVIII. **Aplicando los factores de seguridad se obtienen los siguientes resultados**

Aislamiento		Equipo	$U_{cw} [KV]$		$U_{cw} [KV]$	
			Ext.	Int.	Ext.	Int.
Sobretensiones temporales	Fase a tierra		212	212	258	246
	Fase a fase		343	343	418	394
Sobretensiones de frente lento	Fase a tierra	Entrada	451	451	540	519
		Otros	422	422	514	485
	Fase a fase	Entrada	820	820	999	943
		Otros	639	639	778	735
Sobretensiones de frente rápida	Fase a tierra		745	622	907	715
	Fase a fase		745	622	907	715

Fuente: elaboración propia.

- Conversión a tensiones de soportabilidad

Para el equipo de entrada de línea:

- Aislamiento externo:

Fase a tierra 540/8

Fase a fase 999/1

- Aislamiento interno

Fase a tierra

Fase a fase

Para otros equipos:

- Aisladores externos

Fase a tierra 517/8

Fase a fase 778/12

- Aislamiento interno

Fase a tierra

Fase a fase

Se debe convertir a tensión soportada por impulso de rayo (LIW).

Para los equipos de entrada de línea:

- Aislamiento externo

$$\text{Fase a tierra } LIW = 540 \times 1,30 = 702 \text{ KV}$$

$$\text{Fase a fase } LIW = 999 \times (1,05 + 999/9\ 000) = 1\ 160 \text{ KV}$$

- Aislamiento interno

$$\text{Fase a tierra } SDW = 519 \times 1,10 = 571 \text{ KV}$$

$$\text{Fase a fase } SDW = 943 \times 1,10 = 1\ 037 \text{ KV}$$

Para otros equipos:

- Aisladores externos

$$\text{Fase a tierra } SDW = 517 \times 1,30 = 672 \text{ KV}$$

$$\text{Fase a fase } SDW = 778 \times (1,05 + 778/9\ 000) = 884 \text{ KV}$$

- Aislamiento interno

$$\text{Fase a tierra } SDW = 485 \times 1,10 = 534 \text{ KV}$$

$$\text{Fase a fase } SDW = 735 \times 1,10 = 809 \text{ KV}$$

- Resumen de los valores de soportabilidad requerida:

Se presenta en la siguiente tabla:

Tabla XXIX. **Resultados obtenidos**

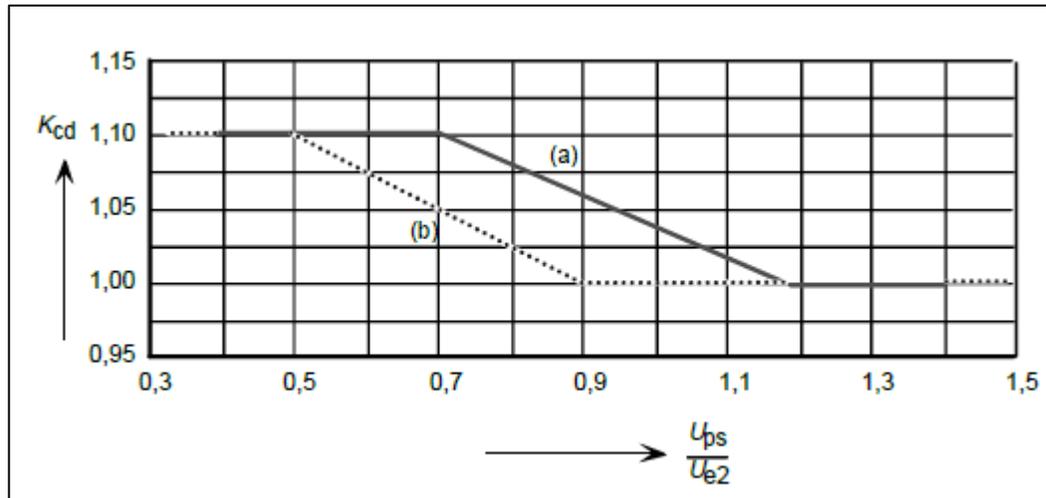
		Externo		Interno	
		No convertido	Convertido	No convertido	Convertido
Impulso atmosférico	Fase a tierra	907	702	715	517
Impulso de maniobra		540	-	519	-
Frecuencia industrial		258	358	246	259
Impulso atmosférico	Fase a fase	907	1 160	715	1 037
Impulso de maniobra		999	-	943	-
Frecuencia industrial		418	678	394	472

Fuente: elaboración propia.

Selección de aislamiento normalizado:

- Interno: el mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial corresponde a 394 KV fase a fase, para aislamiento interno, un nivel de aislamiento estándar aplicable fase a fase y fase a tierra de 395kv/950kv (tabla XIII rango I). Este valor es superior a la tensión de soportabilidad requerida según los cálculos, la cual resultó de 715KV (tabla aplicando los factores de seguridad).
- Externo: para esta subestación ubicada a una altura de 1 200 m sobre el nivel del mar se deben utilizar equipos con una soportabilidad mínima al impulso atmosférico de 950 KV (tabla XIII), que corresponde a una soportabilidad a frecuencia industrial de 395 KV y una  $U_m = 245 KV$ .

Figura 80. Evaluación del factor de coordinación estadístico  $K_{cd}$



Fuente: Norma IEC 60071-2: 1996. *Evaluación de la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 kv y 500 kv en altitudes entre 2.500 M.S.N.M y 5.500 M.S.N.M.* p. 25.

Determinar los niveles básicos de aislamiento (NBI) al impulso de rayo y por maniobra de interruptores (NBS), para el equipo principal de una subestación eléctrica de 230 KV nominales, instalado a 1 000 m.s.n.m., para lo que se determinó que la máxima onda por maniobra de interruptores es de 2,5 p.u., si se supone que se usarán apartarrayos con las características eléctricas que se indican a continuación y que la instalación está sólidamente conectadas a tierra.

Tabla XXX. **Valores alternativos de apartarrayos**

<b>Características del apartarrayos</b>	<b>Alternativa (1)</b>	<b>Alternativa (2)</b>	<b>Alternativa (3)</b>
Tensión nominal	180	192	240
Tensión de arqueo por frente de onda (KV) y onda de 1200kv/(micro seg)	530	560	684
Tensión máxima de arqueo a 100 % con onda de 1.2x50 (KV cresta)	400	427	600
Tensión de arqueo por impulso de maniobra (KV cresta)	400	426	567
Máxima tensión residual (KV) (IR) con una onda de corriente de:			
5KA	358	382	476
10KA	400	427	535
20KA	452	482	605
40KA	550	585	724

Fuente: elaboración propia.

Solución:

- Tensión y corriente nominal de apartarrayos

Para determinar la tensión nominal del apartarrayos entre las tres alternativas posibles que ofrece el fabricante se procede como sigue:

$$V_n = k_e V_{max}$$

Para un sistema efectivamente aterrizado:

$$\frac{R_o}{x_1} \leq 1,0 \text{ y } \frac{X_o}{x_1} \leq 3,0 \text{ el factor } K_e = 0,8$$

Y la tensión máxima para el equipo, según tabla es 242 KV, por lo que:

$$V_n = 0,8 \times 242 = 193,6 \text{ KV}$$

Suponiendo un NBI =900 KV y que la línea de llegada a la subestación tiene una impedancia característica de 300 ohms, en el caso más crítico la corriente de descarga es:

$$I_d = \frac{2 \times NBI}{Z_o}; I_d = \frac{2 \times 900}{300} = 6KA$$

Por lo que se selecciona la alternativa (2) con tensión nominal del apartarrayos de 192 KV y 5 KA, la máxima onda de sobretensión por maniobra de interruptores con un factor de sobretensión de 2,5 es:

$$E_{max} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 245 \times 2.5 = 500,10 KV$$

- Valores para coordinación de aislamiento

Con estos valores se calculan los siguientes valores de coordinación usando apartarrayos:

- Para aislamientos no-autorecuperables (internos) nivel básico por maniobra requerido:

$$NBS = 1,15 \times 426 = 489,9KV \cong 490 KV$$

Los niveles básicos de aislamiento al impulso (rayo) requeridos son:

$$NBI = 1,2 \times 382 = 458,4 KV$$

$$NBI = 1,2 \times 427 = 512,4 KV$$

Y de acuerdo con:

- Para aislamientos auto-recuperables (externos), nivel básico por maniobra requerido:

\_\_\_\_\_

*m.s.n.m.*

A 230 KV, la distancia mínima de no arqueo es:

Para esta tensión se puede tomar un valor de  $n$  ligeramente inferior al valor máximo que es la unidad, o sea del orden de 0,8 a 0,9, por lo que si se hace:

\_\_\_\_\_

Nivel básico por rayo:

Los niveles básicos de aislamiento al impulso (rayo) requeridos son:

$$NBI = 1,2 \times 382 = 458,4 \text{ KV}$$

$$NBI = 1,2 \times 427 = 512,4 \text{ KV}$$

$$NBI = 1,043 \times 560 = 584,08 \text{ KV}$$

Nivel básico por rayo:

En 230 KV se puede despreciar el efecto de humedad, por lo que:

$NBI = \frac{1,2}{\delta r} \times$  (tensión residual del apartarrayos, tensión de arqueo para una anda de 1,2/50)

$$NBI = \frac{1,2}{0,880} \times 382 = 520,90 \text{ KV}$$

$$NBI = \frac{1,2}{0,880} \times 427 = 582,27 \text{ KV}$$

Y también:

$$NBI = \frac{1,043}{\delta r} \times (\text{Tension de arqueo por frente de anda}),$$

$$NBI = \frac{1,043}{0,880} \times 560 = 663,72 \text{ KV}$$

Sin usar apartarrayos para aislamientos auto-recuperables (externos).

Nivel básico por maniobra de interruptores:

$$NBS = \frac{1,2}{\delta r} \times \epsilon_{max}$$
$$NBS = \frac{1,2}{0,880} \times 500,1 = 681,95 \text{ KV}$$

Nota: si se emplea un apartarrayos sin características de protección para ondas por maniobra (NBS), los valores calculados para las NBS para aislamientos externos deben incrementarse, lo cual se refleja como calores mucho mayores para el NBI, y, entonces, por ejemplo, para las cuchillas desconectoras el NBI se debería incrementar quizás a 1 050 KV.

#### 4.5. Método electrogeométrico

Para la subestación de 161 kv con NBI =750 KV, se encontró que para  $I_s = 5 \text{ KA}$  la distancia de impacto es:  $S=22,77$  metros y se supone una altura de mástil de  $hm = 16,5$  metros y una altura del equipo por proteger de  $h_e = 5,0 \text{ metros}$ , entonces el radio de la zona protegida es:

$$r = ((S)^2 - (S - hm)^2)^{\frac{1}{2}} - ((S^2 - (S - h_e)^2)^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

R= radio del área protegida en metros

Hm= altura del mástil en metros

He= altura del equipo protegido en metros

$$r = ((22,77)^2 - (22,77 - 16,5)^2)^{1/2} - ((22,77^2 - (22,77 - 5,0)^2)^{1/2}$$

$$r = 7,65 \text{ metros}$$

##### 4.5.1. Margen de protección

Como se estudió anteriormente, los apartarrayos proporcionan un margen de protección determinado al equipo por proteger, en este ejemplo, con propósitos de ilustrar el procedimiento, se calculará como sigue:

El NBI en los devanados del transformador es de 750KV, el NBS es:

$$NBS = 0,83 \times NBI = 0,83 \times 750 = 622,5 \text{ KV}$$

La tensión máxima por operación de interruptor es:

$$E_{max} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 245 \times 2,5 = 500,10 \text{ KV}$$

Y el margen de protección para sobretensiones por maniobra es:

$$\text{Margen de proteccion} = \frac{622,5 - 500,10}{500,10} \times 100 = 24,5 \%$$

Si se desea verificar el margen de protección para sobretensiones por rayo, entonces para la alternativa (2) seleccionada, la característica mayor del apartarrayos es la tensión de arqueo de 560KV, por lo que:

$$\text{Margen de proteccion} = \frac{750 - 560}{560} \times 100 = 34 \%$$

#### **4.6. Localización de pararrayos**

Determinar la pendiente o índice de crecimiento de la tensión de prueba para un apartarrayos que se instalará en una subestación de 400 KV, cuyos elementos se consideran como un neutro sólidamente conectado a tierra:

Solución:

La tensión nominal del apartarrayos es:

$$V_n = k_e V_{max}$$

Para 400 KV se tiene una tensión máxima de 420 KV:

$$V_n = 0,8 \times 420 = 336 \text{ KV}$$

Si se selecciona un apartarrayos con 100 % de protección, la tensión nominal sería de 240KV, y entonces:

$$S = \frac{100}{12} \times 420 = \frac{3\,500 \text{ KV}}{\text{micro seg}}$$

Aunque normalmente para esta tensión nominal se toma una pendiente de 3 500 KV/ micro-seg.

#### 4.7. Diseño de barras rígidas para subestación

Se trata de diseñar un bus (barra conductora) rígido trifásico con las características siguientes:

Tabla XXXI. **Diseño de barras rígidas para subestación**

Voltaje:	161 KV
NBI:	1050 KV
Aisladores tipo poste de longitud total del bus:	45,72 metros
Capacidad de conducción de corriente en forma continua:	1 800 amperios.
Valor de la corriente de cortocircuito trifásico simétrico:	24 000 amperes rms
Altura sobre el nivel del mar:	500 metros
Característica de carga:	Pesada

Fuente: elaboración propia.

Siguiendo el procedimiento descrito antes, se tiene lo siguiente:

- Se selecciona como material para las barras aluminio con 7,6 cm de diámetro y una capacidad de 1 890 A. Con las características siguientes:

Peso:  $wc = 38,2 \text{ N/m}$

Diámetro exterior:  $d2 = 8,89 \text{ cm}$

Momento de inercia:  $I = 125,6 \text{ cm}^4$

$\epsilon = \text{Modulo de elasticidad} = 6,9 \times 10^7 \text{ kpa}$

$S = \text{Modulo de seccion} = 28,2 \text{ cm}^3$

$F_B = \text{Esdurzo maximo permisible en la fibras} = 1,38 \times 10^5 \text{ Kpa}$

- De acuerdo a la tabla para distancias en aire para buses, la separación entre centros de fase para 161 KV y NBI=1 050 KV es:

$$D = 2,74 \text{ m} = 274 \text{ cm}$$

- El cálculo de la máxima fuerza de cortocircuito se hace a partir de la expresión:

$$f_{cc} = 13,9 \times 10^{-5} K_{sc} \frac{I^2}{D}$$
$$f_{cc} = (13,9 \times 10^{-5}) 0,67 \frac{(24\ 000)^2}{274}$$
$$f_{cc} = 195,8 \text{ N/m}$$

- Cálculo de la carga total en los conductores del bus

Sobre los conductores la carga por hierro:

$$WI = 0,704 (d_1^2 - d_1^2)$$

$$WI = 0,704 |(11,43)^2 - (8,89)^2|$$

$$WI = 36,3 \text{ N/m}$$

La carga por viento:

$$F_W = 0,01 P_W d_1$$

$$F_W = (0,01)(191,5)(11,43)$$

$$F_W = 21,9 \text{ N/m}$$

La carga total por hielo, viento y cortocircuito sobre el conductor:

$$F_T = [(f_{cc} + f_w)^2 + (w_c + w_i)^2]^{1/2}$$

$$F_T = [(195,8 + 21,9)^2 + (38,2 + 36,3)^2]^{1/2}$$

$$F_T = 230,1 \text{ N/m}$$

- Cálculo de la máxima separación entre soportes de las barras

$$L_M = K_{SM} \left[ \frac{F_B \cdot S}{F_T} \right]^{1/2}$$

Se supone que se usan cuatro claros de 11,43 m, de la tabla para los factores:

$$K_{SM} = 0,096 \text{ (para tres o mas claros).}$$

$$L_M = (0,096) \left[ \frac{(1,38 \times 10^5)(28,2)}{230,1} \right]^{1/2}$$

$$L_M = 12,48 \text{ m}$$

- Cálculo de la deflexión máxima vertical para los conductores:

$$y = K_{DM} = \frac{(W_C + W_I)L^4}{\epsilon_1}$$

Para cuatro claros de 11,43 metros, de la tabla para factores:

$K_{DM} = 6,9 \times 10^4$  (para 3 o más claros).

$$y = (6,9 \times 10^4) \frac{(38,2 + 36,3)(11,43)^4}{(6,9 \times 10^7)(125,6)}; \quad y = 10,1 \text{ cm}$$

Ahora la máxima deflexión permisible es:

$$y_{max} = \frac{(9,14)(100)}{200} = 4,57 \text{ cm. que es una valor adecuado}$$

- Cálculo del mínimo esfuerzo requerido para el esfuerzo del aislador

$$w_s = 2,5(f_{cc} + f_w)l_s$$

$$w_s = (2,5)(195,8 + 21,9)\left(\frac{9,12}{2} + \frac{9,14}{2}\right)$$

$$w_s = 4974 \text{ N}$$

Con este valor se selecciona el aislador comercial del catálogo de los factores.

- Verificación para la expansión del conductor, suponiendo una variación total en la temperatura del conductor de 50 °C, la expansión total del conductor es:

$$\Delta l = \alpha l \Delta T$$

$$\Delta l = (2,3 \times 10^{-5}) (45,72)(100)(50)$$

$$\Delta l = 5,26 \text{ cm}$$

## 5. EXAMEN

Tabla XXXII. **Primer examen 1**

	Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Subestaciones eléctricas
PRIMER PARCIAL	
<p><b>Responda las siguientes preguntas:</b></p> <ol style="list-style-type: none"><li><b>1. Dibuje los diagramas de unifilar y de perfil de una subestación eléctrica de interruptor y media, identificando los equipos que la componen.</b></li><li><b>2. Realizar un diagrama de flujos de un interruptor de potencia con los tipos de interruptores, accesorios y características que lo componen.</b></li><li><b>3. Definir la corriente asignada en servicio continuo, utilizando definición de género próximo y diferencia específica.</b></li><li><b>4. ¿Los interruptores de potencia traen incorporados de fábrica transformadores de potencial? De ser así, ¿son de medición o de protección?</b></li><li><b>5. ¿Es posible realizar un cierre de los seccionadores de potencia con tensión nominal sin realizar daños al equipo? Justifique su respuesta.</b></li></ol>	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIII. **Primer examen 2**

	Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Subestaciones eléctricas
PRIMER PARCIAL	
<p><b>Responda las siguientes preguntas:</b></p> <ol style="list-style-type: none"><li><b>1. Definir un interruptor de potencia con definición por género próximo y diferencia específica.</b></li><li><b>2. ¿Los interruptores de potencia contienen transformadores de corriente? De ser así, ¿en qué parte del interruptor se encuentran y cuál es su función?</b></li><li><b>3. Realizar un diagrama de flujo de los niveles de aislamiento.</b></li><li><b>4. Dibuje los diagramas de unifilar y de perfil de una subestación eléctrica de barra en anillo, identificando los equipos que la componen.</b></li><li><b>5. ¿Cuáles son los equipos de protección de un transformador de potencia?</b></li></ol>	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIV. Segundo examen 1

	<p>Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Subestaciones eléctricas</p>										
<p>SEGUNDO PARCIAL</p>											
<p><b>Responda las siguientes preguntas:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Defina con sus propias palabras un pararrayos utilizando definición de género próximo y diferencia específica.</li> <li>2. ¿Cuáles son los factores a tomar en cuenta para la coordinación de aislamiento?</li> <li>3. El segundo nivel de barra, ¿que factores lo determinan?</li> <li>4. ¿Qué provoca la sobretensión en una subestación eléctrica?</li> <li>5. ¿La tensión permanente de frecuencia industrial es una falla de cálculo o accidente?</li> <li>6. ¿A qué se debe la variación del factor de corrección de la densidad del aire (<math>\delta</math>)?</li> <li>7. Determine las características de un pararrayos para el área de 115 KV de una subestación y determine el margen de protección, considerando que se encuentra instalado al final de una línea cuya impedancia característica es (<math>Z_0 = 220</math> ohms). Los datos del sistema son: <table data-bbox="438 1585 1347 1753"> <tr> <td>Tensión máxima de operación:</td> <td>123 KV</td> </tr> <tr> <td>Longitud de la línea:</td> <td>86 Km</td> </tr> <tr> <td>NBI para los aislamientos externos:</td> <td>470 KV</td> </tr> <tr> <td>Coefficiente de falla a tierra</td> <td>0,9</td> </tr> <tr> <td>Sobretensión permitida por operación de interruptores:</td> <td>2,3 P.U.</td> </tr> </table> </li> </ol>		Tensión máxima de operación:	123 KV	Longitud de la línea:	86 Km	NBI para los aislamientos externos:	470 KV	Coefficiente de falla a tierra	0,9	Sobretensión permitida por operación de interruptores:	2,3 P.U.
Tensión máxima de operación:	123 KV										
Longitud de la línea:	86 Km										
NBI para los aislamientos externos:	470 KV										
Coefficiente de falla a tierra	0,9										
Sobretensión permitida por operación de interruptores:	2,3 P.U.										

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXV. **Segundo examen 2**

	<p>Universidad de San Carlos de Guatemala                  Facultad de Ingeniería                  Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica                  Subestaciones eléctricas</p>
<p>SEGUNDO PARCIAL</p>	
<p><b>Responda las siguientes preguntas:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <b>Realice un diagrama de flujo de los datos necesarios para obtener las características de un pararrayos.</b></li> <li>2. <b>Determine las características del pararrayos de óxido metálico.</b></li> <li>3. <b>Realizar un diagrama de flujos de la coordinación de aislamiento.</b></li> <li>4. <b>Determine las diferencias entre las sobretensión de frente rápido de la sobretensión de frente lento.</b></li> <li>5. <b>¿Qué valores de condiciones atmosféricas son necesarios para los cálculos de nivel de aislamiento?</b></li> <li>6. <b>¿Los pararrayos en qué nivel de barra se podrían encontrar?</b></li> <li>7. <b>Definir la tensión máxima de diseño, con definición de género próximo y diferencia específica.</b></li> <li>8. <b>Determine la coordinación de aislamiento para los equipos de una subestación a 69 KV ubicados a 3 200 m.s.n.m. en Soloma, Departamento de Huehuetenango. Condiciones del lugar (áreas montañosas).</b></li> </ol>	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVI. Examen final 1

	<p>Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Subestaciones eléctricas</p>																																																																																																																																																	
<p>EXAMEN FINAL</p>																																																																																																																																																		
<p><b>Responda las siguientes preguntas:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>Realizar un diagrama de flujo de la coordinación de aislamiento.</b></li> <li><b>La subestación con las especificaciones siguientes: altura de montaje 3 400 m.s.n.m, temperatura promedio 26 ° C. Cuenta con dos diámetros y cuatro líneas, el BIL básico es 1 050 KV. Con un Vn= 230KV y BIL máximo de 1 129. Para el perfil que aparece a continuación calcule lo siguiente:</b></li> </ol>																																																																																																																																																		
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Núm.</th> <th>Variable</th> <th>Valor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Distancia de fase a tierra BIL básico.</td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td>Distancia de fase a tierra entre polos abiertos.</td><td></td></tr> <tr><td>3</td><td>Distancia entre buses.</td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td>Zona de trabajo vertical para personas.</td><td></td></tr> <tr><td>5</td><td>Zona de trabajo horizontal para personas.</td><td></td></tr> <tr><td>6</td><td>Distancia horizontal para circulación de vehículos.</td><td></td></tr> <tr><td>7</td><td>Distancia entre pararrayos y PT.</td><td></td></tr> <tr><td>8</td><td>Distancia vertical para circulación de vehículos.</td><td></td></tr> <tr><td>9</td><td>Primer nivel de barras.</td><td></td></tr> <tr><td>10</td><td>Segundo nivel de barras.</td><td></td></tr> <tr><td>11</td><td>Altura de remate de líneas.</td><td></td></tr> <tr><td>12</td><td>Longitud total.</td><td></td></tr> <tr><td>13</td><td>Ancho de un diámetro.</td><td></td></tr> <tr><td>14</td><td>Ancho total.</td><td></td></tr> <tr><td>15</td><td>Dibuje el diagrama unifilar.</td><td></td></tr> </tbody> </table>	Núm.	Variable	Valor	1	Distancia de fase a tierra BIL básico.		2	Distancia de fase a tierra entre polos abiertos.		3	Distancia entre buses.		4	Zona de trabajo vertical para personas.		5	Zona de trabajo horizontal para personas.		6	Distancia horizontal para circulación de vehículos.		7	Distancia entre pararrayos y PT.		8	Distancia vertical para circulación de vehículos.		9	Primer nivel de barras.		10	Segundo nivel de barras.		11	Altura de remate de líneas.		12	Longitud total.		13	Ancho de un diámetro.		14	Ancho total.		15	Dibuje el diagrama unifilar.		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Núm.</th> <th>Variable</th> <th>Valor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Distancia de fase a tierra BIL básico.</td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td>Distancia de fase a tierra entre polos abiertos.</td><td></td></tr> <tr><td>3</td><td>Distancia entre buses.</td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td>Zona de trabajo vertical para personas.</td><td></td></tr> <tr><td>5</td><td>Zona de trabajo horizontal para personas.</td><td></td></tr> <tr><td>6</td><td>Distancia horizontal para circulación de vehículos.</td><td></td></tr> <tr><td>7</td><td>Distancia entre pararrayos y PT.</td><td></td></tr> <tr><td>8</td><td>Distancia vertical para circulación de vehículos.</td><td></td></tr> <tr><td>9</td><td>Primer nivel de barras.</td><td></td></tr> <tr><td>10</td><td>Segundo nivel de barras.</td><td></td></tr> <tr><td>11</td><td>Altura de remate de líneas.</td><td></td></tr> <tr><td>12</td><td>Longitud total.</td><td></td></tr> <tr><td>13</td><td>Ancho de un diámetro.</td><td></td></tr> <tr><td>14</td><td>Ancho total.</td><td></td></tr> <tr><td>15</td><td>Dibuje el diagrama unifilar.</td><td></td></tr> </tbody> </table>	Núm.	Variable	Valor	1	Distancia de fase a tierra BIL básico.		2	Distancia de fase a tierra entre polos abiertos.		3	Distancia entre buses.		4	Zona de trabajo vertical para personas.		5	Zona de trabajo horizontal para personas.		6	Distancia horizontal para circulación de vehículos.		7	Distancia entre pararrayos y PT.		8	Distancia vertical para circulación de vehículos.		9	Primer nivel de barras.		10	Segundo nivel de barras.		11	Altura de remate de líneas.		12	Longitud total.		13	Ancho de un diámetro.		14	Ancho total.		15	Dibuje el diagrama unifilar.		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Núm.</th> <th>Variable</th> <th>Valor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Distancia de fase a tierra BIL básico.</td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td>Distancia de fase a tierra entre polos abiertos.</td><td></td></tr> <tr><td>3</td><td>Distancia entre buses.</td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td>Zona de trabajo vertical para personas.</td><td></td></tr> <tr><td>5</td><td>Zona de trabajo horizontal para personas.</td><td></td></tr> <tr><td>6</td><td>Distancia horizontal para circulación de vehículos.</td><td></td></tr> <tr><td>7</td><td>Distancia entre pararrayos y PT.</td><td></td></tr> <tr><td>8</td><td>Distancia vertical para circulación de vehículos.</td><td></td></tr> <tr><td>9</td><td>Primer nivel de barras.</td><td></td></tr> <tr><td>10</td><td>Segundo nivel de barras.</td><td></td></tr> <tr><td>11</td><td>Altura de remate de líneas.</td><td></td></tr> <tr><td>12</td><td>Longitud total.</td><td></td></tr> <tr><td>13</td><td>Ancho de un diámetro.</td><td></td></tr> <tr><td>14</td><td>Ancho total.</td><td></td></tr> <tr><td>15</td><td>Dibuje el diagrama unifilar.</td><td></td></tr> </tbody> </table>	Núm.	Variable	Valor	1	Distancia de fase a tierra BIL básico.		2	Distancia de fase a tierra entre polos abiertos.		3	Distancia entre buses.		4	Zona de trabajo vertical para personas.		5	Zona de trabajo horizontal para personas.		6	Distancia horizontal para circulación de vehículos.		7	Distancia entre pararrayos y PT.		8	Distancia vertical para circulación de vehículos.		9	Primer nivel de barras.		10	Segundo nivel de barras.		11	Altura de remate de líneas.		12	Longitud total.		13	Ancho de un diámetro.		14	Ancho total.		15	Dibuje el diagrama unifilar.	
Núm.	Variable	Valor																																																																																																																																																
1	Distancia de fase a tierra BIL básico.																																																																																																																																																	
2	Distancia de fase a tierra entre polos abiertos.																																																																																																																																																	
3	Distancia entre buses.																																																																																																																																																	
4	Zona de trabajo vertical para personas.																																																																																																																																																	
5	Zona de trabajo horizontal para personas.																																																																																																																																																	
6	Distancia horizontal para circulación de vehículos.																																																																																																																																																	
7	Distancia entre pararrayos y PT.																																																																																																																																																	
8	Distancia vertical para circulación de vehículos.																																																																																																																																																	
9	Primer nivel de barras.																																																																																																																																																	
10	Segundo nivel de barras.																																																																																																																																																	
11	Altura de remate de líneas.																																																																																																																																																	
12	Longitud total.																																																																																																																																																	
13	Ancho de un diámetro.																																																																																																																																																	
14	Ancho total.																																																																																																																																																	
15	Dibuje el diagrama unifilar.																																																																																																																																																	
Núm.	Variable	Valor																																																																																																																																																
1	Distancia de fase a tierra BIL básico.																																																																																																																																																	
2	Distancia de fase a tierra entre polos abiertos.																																																																																																																																																	
3	Distancia entre buses.																																																																																																																																																	
4	Zona de trabajo vertical para personas.																																																																																																																																																	
5	Zona de trabajo horizontal para personas.																																																																																																																																																	
6	Distancia horizontal para circulación de vehículos.																																																																																																																																																	
7	Distancia entre pararrayos y PT.																																																																																																																																																	
8	Distancia vertical para circulación de vehículos.																																																																																																																																																	
9	Primer nivel de barras.																																																																																																																																																	
10	Segundo nivel de barras.																																																																																																																																																	
11	Altura de remate de líneas.																																																																																																																																																	
12	Longitud total.																																																																																																																																																	
13	Ancho de un diámetro.																																																																																																																																																	
14	Ancho total.																																																																																																																																																	
15	Dibuje el diagrama unifilar.																																																																																																																																																	
Núm.	Variable	Valor																																																																																																																																																
1	Distancia de fase a tierra BIL básico.																																																																																																																																																	
2	Distancia de fase a tierra entre polos abiertos.																																																																																																																																																	
3	Distancia entre buses.																																																																																																																																																	
4	Zona de trabajo vertical para personas.																																																																																																																																																	
5	Zona de trabajo horizontal para personas.																																																																																																																																																	
6	Distancia horizontal para circulación de vehículos.																																																																																																																																																	
7	Distancia entre pararrayos y PT.																																																																																																																																																	
8	Distancia vertical para circulación de vehículos.																																																																																																																																																	
9	Primer nivel de barras.																																																																																																																																																	
10	Segundo nivel de barras.																																																																																																																																																	
11	Altura de remate de líneas.																																																																																																																																																	
12	Longitud total.																																																																																																																																																	
13	Ancho de un diámetro.																																																																																																																																																	
14	Ancho total.																																																																																																																																																	
15	Dibuje el diagrama unifilar.																																																																																																																																																	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVII. Examen final 2

	<p>Universidad de San Carlos de Guatemala Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica Subestaciones eléctricas</p>																																																
<p>EXAMEN FINAL</p>																																																	
<p><b>Responda las siguientes preguntas:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realizar un diagrama de flujos de la coordinación de aislamiento.</li> <li>2. La subestación con las especificaciones siguientes: altura de montaje 2 100 m.s.n.m, presión barométrica de 49 cm de mercurio, temperatura promedio de 18 grados Celsius. Cuenta con cuatro bahías de líneas, dos salen hacia el sur y dos al norte. El BIL de fase a tierra de 1 050 KV y entre polos abiertos de 1 200 KV. Todas las columnas y vigas tienen 2,1 metros de ancho. Del perfil que aparece a continuación calcule lo siguiente:</li> </ol>																																																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Núm.</th> <th>Variable</th> <th>Valor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>Distancia de fase a tierra BIL básico</td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td>Distancia de fase a tierra entre polos abiertos</td><td></td></tr> <tr><td>3</td><td>Distancia entre buses</td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td>Zona de trabajo vertical para personas</td><td></td></tr> <tr><td>5</td><td>Zona de trabajo horizontal para personas</td><td></td></tr> <tr><td>6</td><td>Distancia horizontal para circulación de vehículos</td><td></td></tr> <tr><td>7</td><td>Distancia entre pararrayos y PT</td><td></td></tr> <tr><td>8</td><td>Distancia vertical para circulación de vehículos</td><td></td></tr> <tr><td>9</td><td>Primer nivel de barras</td><td></td></tr> <tr><td>10</td><td>Segundo nivel de barras</td><td></td></tr> <tr><td>11</td><td>Altura de remate de líneas</td><td></td></tr> <tr><td>12</td><td>Longitud total</td><td></td></tr> <tr><td>13</td><td>Ancho de un diámetro</td><td></td></tr> <tr><td>14</td><td>Ancho total</td><td></td></tr> <tr><td>15</td><td>Dibuje el diagrama unifilar</td><td></td></tr> </tbody> </table>		Núm.	Variable	Valor	1	Distancia de fase a tierra BIL básico		2	Distancia de fase a tierra entre polos abiertos		3	Distancia entre buses		4	Zona de trabajo vertical para personas		5	Zona de trabajo horizontal para personas		6	Distancia horizontal para circulación de vehículos		7	Distancia entre pararrayos y PT		8	Distancia vertical para circulación de vehículos		9	Primer nivel de barras		10	Segundo nivel de barras		11	Altura de remate de líneas		12	Longitud total		13	Ancho de un diámetro		14	Ancho total		15	Dibuje el diagrama unifilar	
Núm.	Variable	Valor																																															
1	Distancia de fase a tierra BIL básico																																																
2	Distancia de fase a tierra entre polos abiertos																																																
3	Distancia entre buses																																																
4	Zona de trabajo vertical para personas																																																
5	Zona de trabajo horizontal para personas																																																
6	Distancia horizontal para circulación de vehículos																																																
7	Distancia entre pararrayos y PT																																																
8	Distancia vertical para circulación de vehículos																																																
9	Primer nivel de barras																																																
10	Segundo nivel de barras																																																
11	Altura de remate de líneas																																																
12	Longitud total																																																
13	Ancho de un diámetro																																																
14	Ancho total																																																
15	Dibuje el diagrama unifilar																																																

Fuente: elaboración propia.

## CONCLUSIONES

1. Es importante que el docente utilice todas las herramientas que tiene a su alcance y que le permitirán desarrollar su asignatura de la manera más efectiva. El modelo que se plantea utilizar en el presente trabajo es de modalidad mixta (presencial y virtual), la cual ha proporcionado mejores resultados según estudios de la EEES (Espacio Europeo de Educación Superior).
2. El docente ha de entregar el material de aprendizaje en las plataformas virtuales en función de los objetivos previstos de cada unidad del curso de subestaciones eléctricas de una manera asíncrona.
3. Las herramientas que se entregan para la plataforma virtual del curso de subestaciones eléctricas son publicaciones electrónicas y material virtual didáctico que contiene definición, principios y aplicaciones, con el objetivo de adquisición de conocimientos, creación de actitudes y formación de habilidades.



## RECOMENDACIONES

1. Que el docente conozca todas las posibilidades que ofrecen las plataformas virtuales y herramientas que tiene a su alcance para que le permita modificar o agregar contenido a manera de mejorar la calidad de la docencia.
2. Realizar actualizaciones de las nuevas tecnologías implementadas en los equipos de subestaciones eléctricas cada 5 años.
3. Utilizar nuevas tecnologías de almacenamiento de información para las publicaciones electrónicas, como el material virtual didáctico al momento de quedar obsoletos los lectores de DVD.



## BIBLIOGRAFÍA

1. ALSTOM. *Manual de instrucciones. Interruptor de SF6 GL314 con mandos de resortes FK3-4*. [en línea]. <<https://www.scribd.com/document/402663784/129958-Manual-GL314-D1583-SP-04-pdf>>. [Consulta: mayo de 2019].
2. ANAYA RIVERA, Karina. *Un modelo de enseñanza-aprendizaje virtual: análisis, diseño y aplicación en un sistema universitario*. España: Universidad de Granada, 2004. 166 p.
3. ANSI/IEEE Std 81-1983. *IEEE guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system*. [en línea]. <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6392181>>. [Consulta: mayo de 2019].
4. Asociación Guatemalteca de Ingeniería Estructural y Sísmica. *Normas de seguridad estructural de edificios y obras de infraestructura para la República de Guatemala*. Guatemala: AGIES, 2010. 75 p.
5. C57.12.00-1993-IEEE. *Standard general requirements for liquid-immersed distribution power, and regulation transformers*. [en línea]. <<https://ieeexplore.ieee.org/document/278273>>. [Consulta: mayo de 2019].

6. CABRERA SEIS, Jadenón Vinicio. *Guía teórica y práctica del curso de cimentaciones I*. Trabajo de graduación de Ing. Civil. Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 1994. 155 p.
7. ENRÍQUEZ, Harper. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: Grupo Noriego Editores, 2014. 386 p.
8. FERNANDES-PAMPILLON CESTEROS, Ana. *Las plataformas e-learning para la enseñanza y el aprendizaje universitario en internet*. [en línea]. <<https://eprints.ucm.es/10682/>>. [Consulta: mayo de 2019].
9. IEEE Std 998-1996. *IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations*. Estados Unidos: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, Inc., 1996. 173 p.
10. JIMÉNEZ, Obed; CANTÚ, Vicente; CONDE, Arturo. *Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión*. México: Comisión Federal de Electricidad, 2000. 112 p.
11. MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. México: McGraw-Hill, 1987. 507 p.
12. MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protecciones de sistemas de potencia*. Guatemala: Sergrafica, S.A, 2005. 68 p.
13. PÉREZ RAMÍREZ, Rosa Miriam. *Conocimiento de aula virtual en el nivel superior para el proceso de enseñanza-aprendizaje en la facultad de humanidades*. Trabajo de graduación de Pedagogía.

Facultad de Humanidades, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2004. 53 p.

14. RAMÍREZ, Carlos Felipe. *Subestación de alta y extra alta tensión*. 7a ed. Colombia: Impresiones Graficas Ltda, 2003. 472 p.
15. RAS, Enrique. *Transformador de potencia, de medida y de protección*. 7a ed. España: Boixareu Editores, 1991, 283 p.
16. RIVERO GUTIÉRREZ, Lourdes; SAMINO GARCÍA, Rocío y PÉREZ DEL CAMPO, Enrique. *Rendimiento académico y modelos virtuales de enseñanza universitaria. Nuevos retos hacia la globalización docente en el marco del espacio europeo de educación superior*. España: Escuela Superior de Gestión Comercial y Marketing, ESIC, 2008. 35 p.

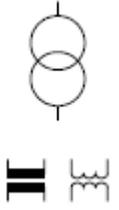
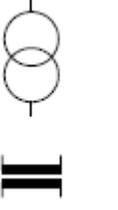
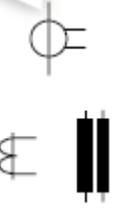
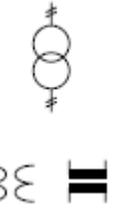
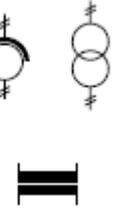


# APÉNDICES

## Apéndice 1. Normas, simbología y esquemas de moto

	Significado	Símbolo según las normas		
		IEC	DIN	ANSI
1	Cortocircuito fusible		= IEC	= IEC
2	Barra de seccionamiento			
3	Dispositivo de enchufe			
4	Interruptor de potencia Símbolo general			
5	Interruptor seccionador de potencia.			
6	Seccionador tripolar			
7	Seccionador en carga tripolar			
8	Seccionador con fusibles		= IEC	
9	Accionamiento manual		= IEC	= IEC
10	Accionamiento mediante pedal			
11	Accionamiento por motor		= IEC	

Continuación del apéndice 1.

12	Pulsador con accionamiento manual en general (NA)			
13	Pulsador con accionamiento manual por empuje (NA)			
14	Contacto con enclavamiento rotativo accionamiento manual			
15	Transformador con dos devanados separados			
16	Autotransformador			
17	Transformador de intensidad			
18	Transformador de tensión			

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2.

**Barras**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3.

**Interruptor**



Fuente: elaboración propia.

## Apéndice 4. Capacitores



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5.

**Pararrayos**



Fuente: elaboración propia.

## Apéndice 6. Índice de videos

<b>Video 1</b>	
<b>Nombre:</b>	Medición de resistividad del suelo
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:08:08
<b>Tamaño:</b>	96,6 MB (101.360.373 bytes)
<b>Contenido:</b>	alteración del potencial eléctrico, conducción eléctrica en el suelo, deducción de la fórmula de resistividad del suelo, tipos y medición de resistividad del suelo.
<b>Video 2</b>	
<b>Nombre:</b>	Conexión de barras
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:05:04
<b>Tamaño:</b>	37.2 MB (39.031.269 bytes)
<b>Contenido:</b>	criterio de conexión de barra, simbologías, diagramas unifilares y diagramas de perfil y descripción de las configuraciones de barras.
<b>Video 3</b>	
<b>Nombre:</b>	Barras colectoras
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:03:14
<b>Tamaño:</b>	54.3 MB (56.982.609 bytes)
<b>Contenido:</b>	elementos que forman una barra colectora, tipos de barra, tipos de aislamiento, herrajes y capacidad de las barras.
<b>Video 4</b>	
<b>Nombre:</b>	El seccionador
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:02:44
<b>Tamaño:</b>	55,3 MB (58.038.423 bytes)
<b>Contenido:</b>	tipos de seccionadores, tipos de funcionamiento de seccionadores, tipos de seccionador por su construcción, distancias entre las fases y pruebas a los seccionadores.
<b>Video 5</b>	
<b>Nombre:</b>	Método electrogeométrico
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:07:22
<b>Tamaño:</b>	41,5 MB (43.608.097 bytes)
<b>Contenido:</b>	descargas atmosféricas, distancia crítica de flameo, cálculos de radio crítico de flameo, variaciones del método electrogeométrico, método de descarga y método de esfera rodante.

Continuación del apéndice 6.

<b>Video 6</b>	
<b>Nombre:</b>	Transformadores de instrumento
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:03:48
<b>Tamaño:</b>	36,4 MB (38.182.813 bytes)
<b>Contenido:</b>	magnitudes eléctricas, sistemas de medición, mediciones dentro de la subestación eléctrica, transformadores de instrumento, transformadores de corriente, transformadores de potencial, en la subestación eléctrica donde se instalan los transformadores de instrumento y diferentes presentaciones de los transformadores de instrumento.
<b>Video 7</b>	
<b>Nombre:</b>	Transformadores de potencia
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:05:17
<b>Tamaño:</b>	699 MB (733.475.085 bytes)
<b>Video 8</b>	
<b>Nombre:</b>	Interruptores de potencia
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:05:22
<b>Tamaño:</b>	57,4 MB (60.287.377 bytes)
<b>Video 9</b>	
<b>Nombre:</b>	Angulo fijo
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	Video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:02:22
<b>Tamaño:</b>	29,6 MB (31.110.297 bytes)
<b>Video 10</b>	
<b>Nombre:</b>	Distancia de la subestaciones electricas
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:05:38
<b>Tamaño:</b>	58,8 MB (61.679.473 bytes)
<b>Video 11</b>	
<b>Nombre:</b>	Distancia de seguridad
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:04:11
<b>Tamaño:</b>	64,9 MB (68.079.616 bytes)
<b>Video 12</b>	
<b>Nombre:</b>	Selección y utilización de pararrayos
<b>Formato:</b>	Windows Media Video (Wmv)
<b>Resolución:</b>	video HD 720-30p a 6 Mbps
<b>Duración:</b>	00:09:16
<b>Tamaño:</b>	65,5 MB (68.728.781 bytes)

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 7. Índice de publicaciones electrónicas

<b>Publicación electrónica 1</b>	
<b>Nombre:</b>	Transformador de potencia
<b>Formato:</b>	PDF
<b>Tamaño:</b>	258 kb
<b>Contenido:</b>	aspectos que se tiene que tomar en cuenta en la selección de los transformadores de potencia en el diseño de una subestación eléctrica.
<b>Publicación electrónica 2</b>	
<b>Nombre:</b>	Determinación de distancias en subestaciones
<b>Formato:</b>	PDF
<b>Tamaño:</b>	372 KB (381.637 bytes)
<b>Contenido:</b>	nivel básico de aislamiento, TCF, factor de corrección de la densidad del aire, distancia fase-tierra, distancia fase-fase, primer nivel de barra ), segundo nivel de barras y remate de líneas.
<b>Publicación electrónica 3</b>	
<b>Nombre:</b>	Coordinación de aislamiento
<b>Formato:</b>	PDF
<b>Tamaño:</b>	314 KB (322.247 bytes)
<b>Contenido:</b>	tensión permanentes de frecuencia industrial, sobretensiones temporales, sobretensiones transitorias, contaminación, método determinista, factor de seguridad ( $K_s$ ), factor de corrección por altitud ( $K_a$ ), factor de coordinación ( $K_c$ ), tensiones de soportabilidad requerida, tensiones normalizadas y ejemplo de coordinación de aislamiento.
<b>Publicación electrónica 4</b>	
<b>Nombre:</b>	Interruptores de potencia
<b>Formato:</b>	PDF
<b>Tamaño:</b>	466 KB (477.804 bytes)
<b>Contenido:</b>	definición general, principios de funcionamientos y manómetro.
<b>Publicación electrónica 5</b>	
<b>Nombre:</b>	Selección y ubicación de pararrayos
<b>Formato:</b>	PDF
<b>Tamaño:</b>	362 KB (371.660 bytes)
<b>Contenido:</b>	tensión nominal, factor de conexión a tierra ( $K_e$ ) y sistema neutro puesta a tierra.

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 8. **Índice de normas de temas vistos en este trabajo de graduación**

Protección contra el rayo (sistemas eléctricos y electrónicos en estructuras). Norma IEC 62305-4
Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna. La Norma IEC 60099
Las distancias mínimas entre puntos fijos de aislamiento en subestaciones La norma IEC 60071
Distancia de seguridad, distancia fase- tierra, distancia fase a fase La norma IEC 61936-1
Coordinación de aislamiento en subestaciones Las normas IEEE 1313 y IEC 60071
Clasificación de la sobrevoltajes de acuerdo con una forma de onda y una duración normalizadas. La norma IEC 60071-1
Aislamiento interno y aislamiento externo La norma IEC 60050
Voltajes estándar La norma IEC 60038
Apartarrayos de óxido metálico sin gaps para sistemas AC. La norma IEC 60099-4
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Corrección de altitud (<math>K</math>)</li> <li>- Factores de seguridad es aplicable a cualquier tipo de sobretensiones fase-fase y fase-tierra</li> <li>- Coordinación de aislamiento, guía de aplicaciones</li> </ul>
La norma IEC 60071-1
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Selección del nivel de aislamiento estándar de los equipos (tablas del nivel básico de aislamiento a impulso tipo rayo (BIL))</li> <li>- El factor de humedad en la corrección atmosférica que puede influir en los aisladores</li> </ul>
La norma IEEE 1313
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Determinación de los sobrevoltajes representativos- valores de</li> <li>- Los tipos de rangos para realizar la coordinación de aislamiento ( rango I y rango II)</li> <li>- Distancias eléctricas mínimas para el dimensionamiento de la subestación</li> </ul>
La norma IEC 60071-2
Transformador de potencia, general La norma IEC 60076.1
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Método electrogeométrico</li> <li>- Transformadores de tensión</li> </ul>
La norma IEC 60044-2
Desconectores de corriente alterna e interruptores de puesta a tierra IEC 62271-102

Continuación del apéndice 8.

Transformadores de corriente La norma IEC 60044-1
Transformadores de corriente La norma IEEE C57.13
Curvas características de operación del relé de sobrecorriente La norma IEEE C37.102
Distancia mínima de seguridad, coordinación de aislamiento La norma IEEE 1427
Diseño de sistema de tierra para subestaciones eléctricas La norma IEEE 80-2000
- El nivel de tensión de flameo en seco de un aislador o una cadena de aisladores no debe ser inferior a 640 KV para voltajes de 230 KV. Las normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID, de la Comisión Nacional Energía Eléctrica CNEE de Guatemala, Resolución CNEE No. 47-99 en el artículo 15.5, tabla A,
- Un sistema nominal de 230 kV el voltaje máximo es de $V_{max} = 242$ Kv. Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica NTDOST de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE de Guatemala, artículo 11.4 .
-Factor de falla a tierra FFT (K), clasificación de los sistemas de aterrizamiento. Coordinación de aislamiento CFE L0000-06
Protección diferencial de barras La norma ANSI 87B
Símbolos gráficos para esquemas (norma española) UNE-EN 60617-7
Tensiones asignadas IEC 60038
Transformadores de instrumentos IEC 60044
Coordinación de aislamiento IEC 60071
Transformadores de potencia IEC 60076
Aceite mineral IEC 60296
Bobinas de bloqueo IEC 60353
Equipo encapsulado para tensiones superiores a 72.5 KV. IEC 60517
Compatibilidad electromagnética IEC 61000
Interruptores IEC 62271-100
Seccionadores IEC 62271-102
Trata todos los aspectos relacionados con el gas utilizado en las GIS. La norma IEC 60376

Continuación del apéndice 8.

Simbología de diagramas unifilares La norma IEC 60617
Sistemas de Conectores Separables Aislados de Media Tensión. Norma CFE 55000-99-2011
Método de la esfera rodante. La Norma Internacional IEC 61024-1 (Año 1990),
El diseño del apantallamiento de subestaciones IEEE Std 998-1996

Fuente: elaboración propia.

## Apéndice 9. Publicaciones electrónicas, publicación 1

	<p>Universidad de San Carlos de Guatemala          Facultad de Ingeniería          Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica          Subestaciones eléctricas</p>
<p>Publicación electrónica 1</p>	<p>Transformador de potencia</p>
<p><b>1. INTRODUCCIÓN</b></p>	
<p>Los transformadores de potencia, modifican los valores de voltaje y corriente a conveniencia, con el fin de disminuir las pérdidas de transporte de energía eléctrica y las capacidades requeridas.          Este equipo es importante en una subestación eléctrica de transformación, por lo que se debe conocer y saber cuáles son los aspectos a tomar en cuenta al momento de incluirlo en el diseño de una subestación eléctrica.</p>	
<p><b>2. OBJETIVOS</b></p>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comprender los aspectos de aislamiento y dimensiones de transformador de potencia.</li> <li>• Determinar aspectos de conexión eléctrica del transformador de potencia.</li> <li>• Determinar aspectos de protección más utilizados en los transformadores eléctricos.</li> </ul>	
<p><b>3. CONTENIDO</b></p>	
<p>Es un equipo electromagnético que tiene como función principal el cambiar la magnitud de las tensiones en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia constante.</p> <p>Los transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas son sumergidos en aceite dieléctrico ya que estos transformadores se encuentran en exterior y tienen una alta potencia a transformar.</p> <p>Para el diseño de una subestación eléctrica los aspectos que se deben analizar en un transformador de potencia no son los del diseño del transformador ya que estos aspectos los analiza el fabricante, el diseñador de las subestaciones eléctricas examina algunos condiciones que debe cumplir este transformador de potencia.</p> <p>Requerimientos que se deben evaluar en los transformadores de potencia para el diseño de una subestación eléctrica.</p> <p>a) Potencia eléctrica          La potencia del transformador tiene que tener un 25% mayor a la potencia nominal.</p>	

Continuación del apéndice 9.

**b) Tensión asignada**

Los valores de tensión asignada son los valores de tensión más elevada del sistema para el cual se previó el equipo. Los voltajes para equipos según norma IEC60071-1:2016 son:

**Rango I:**

3.6 KV, 7.2 KV, 12 KV, 17.7 KV, 24 KV, 36KV, 52KV, 72.5KV, 100KV, 123KV, 145KV, 170KV, 245KV.

**Rango II:**

300 KV, 362KV, 420KV, 525KV, 765KV.

**c) Nivel de aislamiento asignado**

Es el conjunto de tensiones soportadas que caracterizan la rigidez dieléctrica del aislamiento.

El nivel de aislamiento asignado se especifica por la tensión soportada al impulso tipo rayo entre fase y tierra.

Para un transformador se tiene que tener criterio para escoger entre las sobretensiones transitorias, entre sobretensión frente lento y sobretensión frente rápida, el cual dependerá de los diseños de la subestaciones eléctricas, donde se encuentran ubicado o ubicados los transformadores de potencia.

Estos valores de nivel de aislamiento tendrán una variación dependiendo de las condiciones atmosféricas.

**d) Frecuencia asignada**

En Guatemala la frecuencia que se utiliza en generación, transmisión y distribución es de 60 Hz.

**e) Corriente asignada en servicio continuo**

La corriente asignada en servicio continuo de un equipo es el valor eficaz de la corriente que el equipo debe soportar continuamente bajo unas condiciones específicas de utilización y comportamiento.

Los valores de corriente asignada en servicio continuo pueden ser seleccionados de la norma IEC 60059.

1, 1.25, 1.6, 2, 2.5, 3.15, 4, 5, 6.3, 8 A y sus múltiplos por  $10^n$ .

**f) Tensión de línea del lado primario y secundario**

Los valores de potencia del lado primario y secundarios en un transformador de potencia dependerán de los requerimientos en la subestación eléctrica

**g) Grupo de conexiones**

La conexión de los transformadores va a depender del tipo de transformador que se desee instalar:

Los bancos de transformadores de potencia.

Está compuesto por tres unidades monofásicas, el devanado primario en 230 KV debe tener conexión estrella aterrizada y en el devanado secundario en 69KV debe tener una conexión estrella aterrizada y en el terciario con un voltaje 13.8 KV de una capacidad como mínimo de un tercio de la capacidad nominal de cada unidad, y la conexión de los devanados terciarios en delta.

Los transformadores de potencia 230 / 69 KV.

Estos transformadores deben tener en el devanado primario en 230 KV o 69 KV una conexión delta y en devanado secundario 13.8 KV una conexión estrella aterrizada, deberán estar dotados de cambiadores.

h) Tipo de refrigeración

Tabla I, Tipo de enfriamiento de transformadores sumergidos en aceite aislante

Tipo de enfriamiento de transformadores sumergidos en aceite aislante	
Designación	Descripción
ONAN	Sumergido en liquido aislante, con enfriamiento natural
ONAN/ONAF	Sumergido en liquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado
ONAN/ODAF/ODA F	Sumergido en liquido aislante con enfriamiento natural / aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aire forzado
OFAF	Sumergido en liquido aislante, con enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado
ONWN	Sumergido en liquido aislante y con enfriamiento por agua
OFWF	Sumergido en liquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada.

Fuente: Norma IEEE Std C57.12.00- 2000

i) Cambiador de derivaciones

Es un método para la regulación de voltaje en las líneas. Es el uso de los cambiadores de derivación que están conectados en los devanados de los transformadores para cambiar la relación de espiras o relación de transformación ligeramente. El cambio en la relación de transformación es normalmente +/- 10%, aun cuando se pueden encontrar disponibles cambios de +/- 5% o +/- 7.5 %, los pasos de variación varían desde 2.5% hasta 32 pasos para cubrir el rango normal de +/- 10%. Normalmente los cambiadores de derivación o taps están localizados en los devanados primarios (de alto voltaje); debido a que se tiene que manejar en los cambios de menor corriente de la que se manejaría si se localización en el devanado de bajo voltaje. Los cambiadores de derivación accionados por motor eléctrico se requieren cuando se tiene una regulación de voltaje con cargas ampliamente fluctuantes, estos cambiadores de derivación se conoce como cambiadores bajo carga, estos solo son recomendados cuando se justifican mejoras sustanciales, al servicio, ya que su costo puede ser hasta el 5% del costo del transformador.

j) Pruebas

Al momento de comprar un transformador de potencia es recomendable solicitar las pruebas de análisis de respuesta al barrido de frecuencia SFRA, por sus siglas en ingles es un método útil y sensible para probar la integridad mecánica de los núcleos del transformador, los devanados y los bastidores de presión de los transformadores de potencia.

Cada red eléctrica tiene una respuesta en frecuencia única denominada "huella digital".

Se recomienda probar la respuesta en frecuencia especialmente después de transportar los transformadores y después de fallas a altas corriente.

El SFRA es un método no invasivo, permite la evolución confiable de la integridad del transformador de potencia sin aplicar alta tensión. Ningún otro método es tan sensible a las deformaciones mecánicas de la parte activa de los transformadores de potencia como el SFRA.

Continuación del apéndice 9.

**Figura # 1, Relé de sobre presión, transformador de potencia, 10 PSI, Fairporta.**



**Fuente: elaboración propia, Subestación Guadalupe, TRELEC.**

**Figura # 2, Transformador de potencia.**



**Fuente: elaboración propia, Hidroeléctrica El porvenir, INDE**

#### **4. BIBLIOGRAFÍA**

- **MARTÍN, José Raúl.** *Diseño de subestaciones eléctricas.* Primera edición. Mexico:Mc Graw Hill.
- **RAMÍREZ, Carlos Felipe.** *Subestación de alta y extra alta tensión.* Séptima Edición. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda, 2003. 268p.

Continuación del apéndice 9.

- Publicación electrónica 2

	<p>Universidad de San Carlos de Guatemala          Facultad de Ingeniería          Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica          Subestaciones eléctricas</p>
<p>Publicación electrónica 2</p>	<p>Interruptor de potencia</p>
<p><b>1. INTRODUCCIÓN</b></p>	
<p>Los interruptores de potencias son capaces de conectar y desconectar un circuito con carga, teniendo la capacidad de eliminar los arcos eléctricos. Existen diferentes tipos de interruptores de potencia, los cuales dependen de factores en las subestaciones eléctricas los cuales se intenta nombrar los más importantes en este trabajo. Se tiene que tener claro que esos aspecto pueden variar dependen de las condiciones de la subestación eléctricas.</p>	
<p><b>2. OBJETIVOS</b></p>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinar los tipos de interruptor de potencia.</li> <li>• Comprender cuales son los componentes básicos de un interruptor de potencia.</li> <li>• Determinar cuáles son los datos más importantes del interruptor de potencia para el diseño de una subestación eléctrica.</li> </ul>	
<p><b>3. CONTENIDO</b></p>	
<p>Los interruptores de potencia o disyuntores son equipos de protección de líneas de transmisión y transformadores de potencia actuando conectados en condiciones normales y se desconecta a por fallas, teniendo la capacidad de conectar y desconectar circuitos energizados, eliminando casi en totalidad los arcos eléctricos que pueden crear daños a los equipos y a la red eléctrica. La capacidad de cortar el suministro de corriente se realiza por medio de una cámara que extingue los arcos eléctricos, el cual tiene como aislante más frecuente el <math>SF_6</math> (Hexafluoruro de Azufre). Los interruptores de potencia tienen la capacidad accionarse de forma tripolar o monopolar.</p>	
<p><b>Tipos de interruptor de potencia:</b>          Los interruptores de potencia se pueden diferenciar en base a los criterios de: el nivel de tensión, el sitio de instalación y las características de diseño externo. Así como se pueden clasificar por el medio y el mecanismo de operación para la interrupción de la corriente.</p>	
<p><b>Interruptor según el sitio de instalación:</b>          Los interruptores pueden ser instalados para uso interior y exterior dependiendo de esa característica de la ubicación donde se instala tiene diferencia en su construcción externa del interruptor de potencia.</p>	

Continuación del apéndice 9.

**Interruptor según el diseño externo:**

Desde el punto de vista del diseño de la estructura física los interruptores pueden clasificarse como interruptores de tanque vivo o de tanque muerto.

**Tanque muerto:**

Consiste en un tanque aterrizado que contiene el medio de interrupción y a través de cuya tapa pasan aisladores o bujas de porcelana para conectarse al circuito de alta tensión.

**Tanque vivo:**

El dispositivo de interrupción está en tanques de diámetro pequeño denominados polos, los cuales se ubican sobre soportes aislantes, los polos se conectan directamente al circuito de alta tensión, por lo tanto, están a un potencial superior al de tierra.

**Interruptores según el medio de interrupción:**

Los interruptores de potencia actuales tienen la capacidad de realizar maniobras de forma local o remota.

**Accesorios básicos**

Figura # 1. Tanque vivo tripolar



Fuente: elaboración propia, tomada en la subestación eléctrica de la planta de generación de energía eléctrica Carbonera Jaguar Energy.

Continuación del apéndice 9.

**Figura # 2 Tanque vivo monopolar**



Fuente: elaboración propia, Subestación San Joaquín.

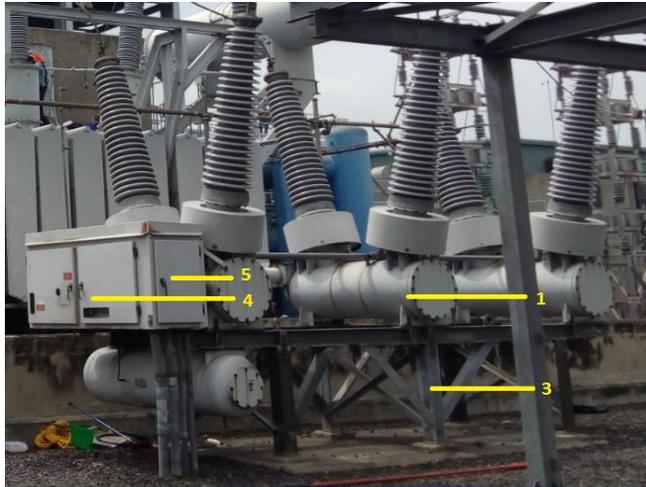
**Figura #3. Tanque muerto tripolar**



Continuación del apéndice 9.

Fuente: elaboración propia, interruptor de potencia en la subestacion Miriam

Figura # 4. Tanque muerto monopolar

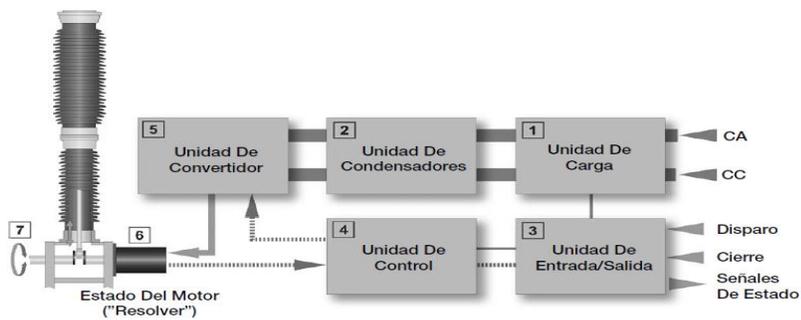


Fuente: elaboración propia, Subestación San José.

- 1) Cámara de extinción
- 2) Aislador soporte
- 3) Pilar
- 4) Control
- 5) Operación

Principios de funcionamiento

Figura # 5. Principios de funcionamiento

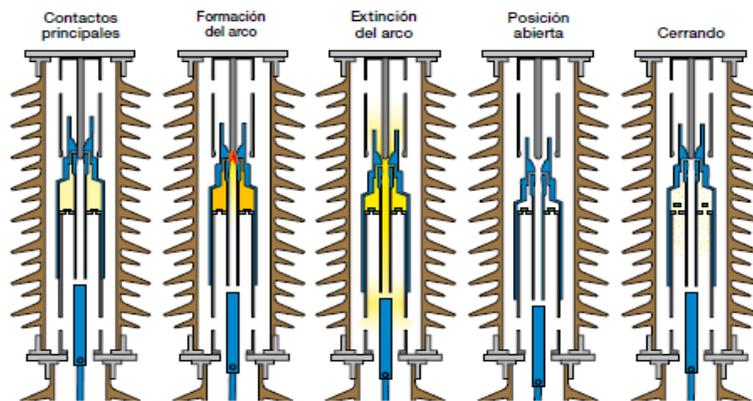


Fuente: ABB. Interruptores de tanque vivo, guía para el comprador. p. H-4.

Continuación del apéndice 9.

- 1) **Carga de energía:** acepta entrada de fuentes de alimentación redundantes de CA y CD y proporciona una fuente de energía externa a la unidad de condensadores, la unidad Entrada/Salida y la unidad de control. Los requisitos de carga de alimentación son muy reducidos menos de 1 A en el funcionamiento normal.
- 2) **Almacenamiento intermedio de energía:** La unidad proporciona aislamiento entre la necesidad de energía a corto plazo para el motor durante operaciones y el suministro auxiliar de la subestación.
- 3) **Control y señalización:** La unidad E/S recibe todos los comandos operativos para el interruptor y proporciona una indicación señalizadores de retorno al sistema de control de la subestación.
- 4) **El control lógico permisivo de comandos de operación es regulado en la unidad de control.** La unidad de control contiene y ejecuta la curva de desplazamiento programada para el interruptor.
- 5) **Recibiendo alimentación CC de la unidad de condensador.** La unidad convertidor enviara entonces tensión y corriente CA controlada digitalmente al estado del motor (6).
- 6) **El rotor del motor.**

Figura # 6. Cámara de extinción



Fuente: ABB. Interruptores de tanque vivo, guía para el comprador. p. C-1.

Continuación del apéndice 9.

**Figura # 7. Interruptor de potencia**



Fuente: elaboración propia.

Datos que se requieren para un interruptor de potencia en el diseño de una subestación eléctrica.

Para el diseño de las subestaciones eléctricas es necesario establecer las siguientes características de los interruptores de potencia.

En la Norma IEC 62271-100 se definen las siguientes características específicas requeridas en los interruptores.

- Corriente asignada en servicio continuo
- Frecuencia asignada
- Duración asignada del cortocircuito
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada
- Tensión asignada
- Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo
- Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra
- Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial
- Línea de fuga
- Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de apertura y cierre de los circuitos auxiliares.
- Tiempo de apertura máximo (ciclos).
- Tiempo máximo entre el cierre (o separación) de los contactos del primero y último polo (ms).
- Número de operaciones mecánicas.

Continuación del apéndice 9.

<p>4. BIBLIOGRAFÍA</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• ABB. <i>Interruptores tanque vivo, guía para el comprador</i>. Consulta: Febrero de 2019.</li><li>• MARTÍN, José Raúl. <i>Diseño de subestaciones eléctricas</i>. Primera edición. Mexico:Mc Graw Hill.</li><li>• RAMÍREZ, Carlos Felipe. <i>Subestación de alta y extra alta tensión</i>. Séptima Edición. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda, 2003. 268p.</li></ul>
---

Continuación del apéndice 9.

- Publicación electrónica 3

	<p>Universidad de San Carlos de Guatemala          Facultad de Ingeniería          Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica          Subestaciones eléctricas</p>
<p>Publicación electrónica 3</p>	<p>Selección y ubicación de pararrayos</p>
<p><b>1. INTRODUCCIÓN</b></p>	
<p>En el diseño de una subestación eléctrica los criterios para escoger los pararrayos más adecuados y a la distancia más propicia se logra realizando cálculos de diseño, teniendo en cuenta que una subestación eléctrica es un conjunto de equipos y estructuras de las cuales se trata en esta publicación electrónica.</p>	
<p><b>2. OBJETIVO</b></p>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer el pararrayos más adecuado para utilizar en las subestaciones eléctricas con características específicas.</li> <li>• Establecer la distancia más propicia que debe existir entre los pararrayos en la subestación eléctrica.</li> </ul>	
<p><b>3. Contenido</b></p>	
<p>Para la correcta selección de los pararrayos que se tiene que coordinar con la protección de cada sistema y coordinarse con el aislamiento de los equipos de patio y cables de potencia. La selección de pararrayos este debe coordinarse con la protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas de los equipos. Las características para la selección de un pararrayos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensión Nominal.</li> <li>• Corriente nominal de descarga.</li> </ul> <p><b>Tensión nominal</b>          Es el valor efectivo de la tensión a frecuencia fundamental ( 60 Hz), esta es la tensión que permanecerá en el pararrayos sin dañarlo. Hay que estar seguros de que la tensión máxima continua de operación del sistema no exceda en ningún momento la tensión máxima que soporta el pararrayos.          La tensión nominal del pararrayos se calcula de acuerdo con la expresión.</p> $V_n = K_e V_{max} [KV]$ <p>En donde:  <math>V_{max}</math> = Tensión máxima del sistema entre fases del equipo en KV.  <math>V_n</math> = Tensión nominal del pararrayos en KV.  <math>K_e</math> = Factor de conexión a tierra.          1.4 para sistemas sólidamente aterrizado          1.73 para sistemas con neutro aislado.</p>	

Continuación del apéndice 9.

El factor  $K_e$  dependerá de la forma en como está conectado el sistema a tierra, la falla de fase a tierra que es la que produce las sobretensiones, a frecuencia nominal de mayor magnitud.

De acuerdo con esto la relación de reactancia la magnitud de las sobretensiones es la relación:

$$\frac{X_o}{X_1} \text{ y } \frac{R_o}{R_1}$$

En donde:

$X_1$  = reactancia positiva

$X_o$  = reactancia cero

$R_1$  = resistencia de secuencia positiva

$R_o$  = resistencia de secuencia cero

La magnitud de la sobretensión a tierra, expresado en porcentaje con respecto a la tensión nominal entre fases antes de ocurrir la falla, el factor de falla a tierra, se define de acuerdo a la expresión siguiente:

$$K_e = \frac{\text{Valor máximo de la tensión de fase a tierra durante la falla (fases no falladas)}}{\text{Valor eficaz de la tensión de fase a tierra (en condiciones normales de operación)}}$$

**Tabla I, Clasificación de los sistemas de aterrizamiento**

Tipo de sistema		Límite de los valores $X_o/X_1$	Límite de valores $R_o/X_1$	Coefficiente de aterrizamiento en %
ATERRIZADO	A	$\ll 3$	$\ll 1$	$\approx 70$
	B	$\leq 3$	$\leq 1$	80
	C	$> 3$	$> 1$	100
NO ATERRIZADO	D	$-\infty$ a $-40$	$\cong 0$	100
	E	- 40 a 0	-----	Requiere tensión nominal especial

Fuente: Coordinación de aislamiento, Especificación CFE L0000-06.

Tipo A: Es un sistema compuesto de 4 hilos, miliaterrizamiento directamente y con neutro común, se utiliza en algunos sistemas de distribución.

Tipo B: Es un sistema conectado en estrella con el neutro efectivamente conectado a tierra.

Tipo C: Es un sistema conectado en estrella y aterrizado a través de resistores, reactores, neutralizadores o transformadores de tierra.

Tipo D: Es un sistema compuesto de circuitos no aterrizados (delta o estrella)

Tipo E: Es un sistema compuesto de circuitos no aterrizado de gran longitud y con capacidad elevada.

Muestra la situación general para  $R_1 \ll X_1$  y  $R = 0$

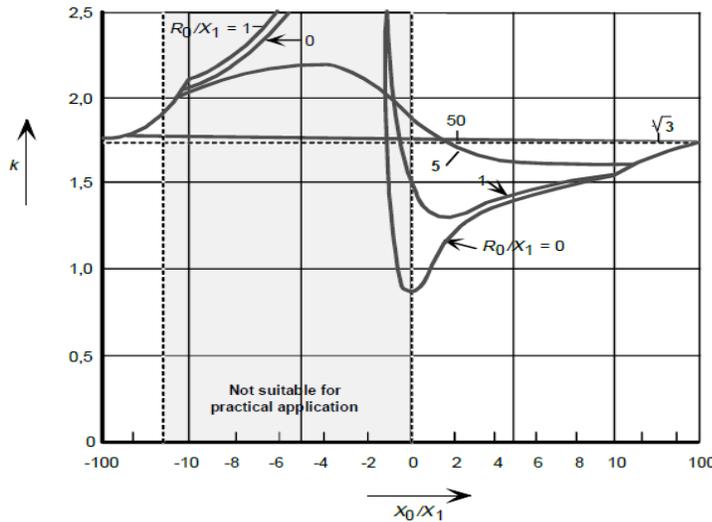
El rango de valores altos para  $X_o/X_1$  positivo o negativo se aplica a tierra resonante o sistema neutro aislado.

El rango de valores bajos de  $X_o/X_1$  positivo es válido para sistemas neutros puestos a tierra.

El rango de valores bajos de  $X_o/X_1$  negativos, que se muestra sombreado, no es adecuado para prácticas aplicación debido a condiciones resonantes.

Continuación del apéndice 9.

**Figura # 1, Factor de falla a tierra k en una base de  $X_0/X_1$  para  $R_1/X_1 = R=0$**



Fuente: IEC 60071-2: 1996

Para los sistemas neutros puestos a tierra, las figuras #1 a 5 muestran los factores de falla a tierra como una familia de curvas aplicables a valores particulares de  $R_1/X_1$ .

Las curvas se dividen en regiones que representan las condiciones más críticas por los siguientes métodos de presentación:

\_\_\_\_\_ El voltaje máximo ocurre en la fase que conduce la fase con falla, durante una falla de fase a tierra.

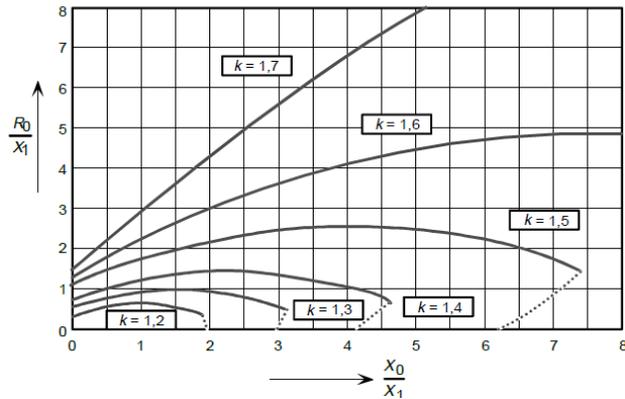
..... El voltaje máximo ocurre en la fase que retrasa la fase en falla, durante una falla de fase a tierra.

-.-.-.-.-. El voltaje máximo ocurre en las fases sin falla, durante una fase a tierra.

Las curvas son válidas para los valores de resistencia de falla que proporcionan los factores de falla a tierra más alta.

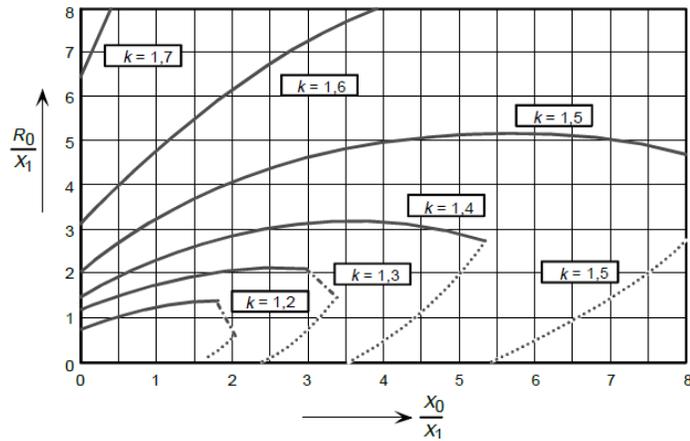
Continuación del apéndice 9.

Figura # 2, Relación entre  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$  para valores constantes de factor de falla a tierra k donde  $R_1 = 0$



Fuente: IEC 60071-2: 1996

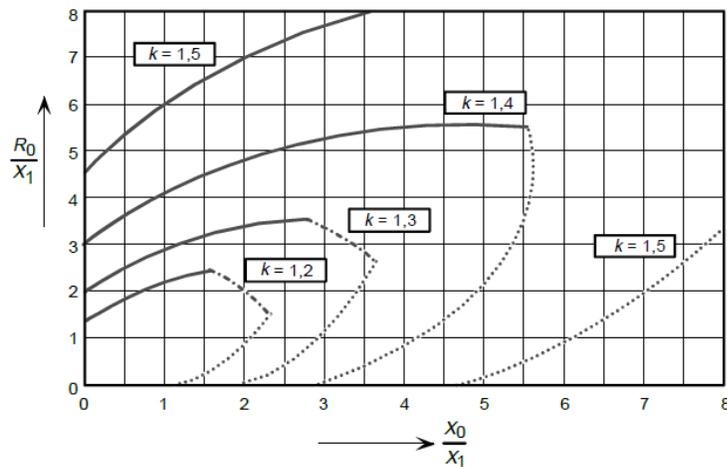
Figura # 3, Relación entre  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$  para valores constantes de factor de falla a tierra k donde  $R_1 = 0.5X_1$



Fuente: IEC 60071-2: 1996

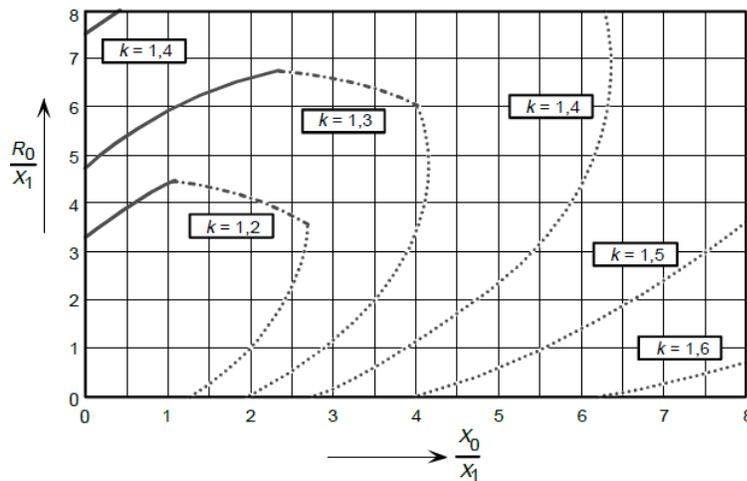
Continuación del apéndice 9.

Figura # 4, Relación entre  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$  para valores constantes de factor de falla a tierra  $k$  donde  $R_1 = X_1$



Fuente: IEC 60071-2: 1996

Figura # 5, Relación entre  $R_0/X_1$  y  $X_0/X_1$  para valores constantes de factor de falla a tierra  $k$  donde  $R_1 = 2X_1$



Fuente: IEC 60071-2: 1996

Capacidad de sobretensión:

Cuando a un pararrayos de ZnO se le aplica una tensión que excede continuamente el valor nominal y durante un tiempo largo, se incrementan las pérdidas en watts de las resistencias y aumenta su temperatura. Esta pérdida dependerá de varios factores como la marca, el diseño del pararrayos y el tiempo de duración de la sobretensión.

## Continuación del apéndice 9.

### Corriente de descarga:

- Descarga máxima: Designa la onda de corriente de breve duración y de máxima amplitud que el pararrayos puede dejar pasar cierto número de veces a intervalos de tiempo determinados, sin que se produzcan fallas. Esta magnitud fija la capacidad calorífica del aparato y es de 10 a 20 veces mayor que el poder de descarga nominal.
- Descarga nominal: Se define como la amplitud de la corriente de choque que al circular por el pararrayos produce una tensión residual que no sobrepasa el valor máximo fijado por la coordinación del aislamiento.

La corriente de la descarga nominal o corriente de descarga del pararrayos se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{2E - V_r}{Z_o + R}$$

$I_d$  = Corriente de descarga en kiloamperios

$E$  = Magnitud de la onda de sobretensión que incide en la subestación en KV.  
(Usualmente se toma el NBI del sistema).

$V_r$  = Tension residual del pararrayos en kv. (Usualmente se desprecia).

$Z_o$  = Impedancia características de la línea en ohms.

$R$  = Resistencia de la línea en ohms. (Usualmente se desprecia).

### También se utiliza la expresión:

$$I_d = k \frac{2(NBI)}{Z_o}$$

En donde  $k$  es un factor de atenuación que depende de la distancia del punto de incidencia de la descarga al pararrayos, de acuerdo con los datos

Distancias en m ,K

700 , 3

1600 , 2

3200 , 1

Si el punto de descarga del rayo está a varios kilómetros del aparato protegido, al factor de atenuación de la línea es alto y la corriente que derivan a tierra los pararrayos son del orden de 2 kiloampereres.

Las estadísticas indican que el 90% de las descargas atmosféricas son inferiores a 5 KA en líneas de distribución y el 95% son inferiores a 10 KA en líneas de alta tensión, se puede considerar que para definir la capacidad de corriente de un pararrayos que se va a fijar en una instalación, hay que tomar en cuenta el costo del equipo a proteger.

## Continuación del apéndice 9.

Margen de protección contra rayos. Este margen se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$MP = \frac{NBI - V_m}{V_m} \times 100$$

$MP$  = Margen de protección del pararrayos contra descargas atmosféricas en por cientos.

$NBI$  = Magnitud del nivel básico de impulso en KV del aparato por proteger.

$V_m$  = Tension máxima en el pararrayos. Dicha tensio es el mayor de los valores de cualquiera de las tres magnitudes siguientes.

Margen de protección contra sobretensión de maniobra. Este margen se puede calcular a partir de la expresión:

$$MP_m = \frac{NBI_m - V_m}{V_m} \times 100$$

$MP_m$  = Margen de protección por maniobra en %.

$NBI_m$  = Margen del nivel básico de impulso por maniobra del sistema en kv.

$V_m$  = Tension de descarga de pararrayos con onda de maniobra, en KV.

Este dato no siempre se da como característica del pararrayos, en cuyo caso, no debe usarse dicho pararrayos para protección, ya que no hay garantía de respuesta adecuada para las sobretensiones de maniobra.

El margen de protección varía entre 10 y 35%.

Para la correcta protección de equipos de sistemas se tiene que tomar en cuenta la ubicación de los pararrayos ya que disminuye la protección a medida que exista una distancia mayor entre el pararrayos y el equipo protegido, se consideran los siguientes factores para la localización del pararrayos:

Magnitud y pendiente del frente de la onda de tensión incidente.

Características de protección del pararrayos.

Magnitud y forma de la onda de tensión que puede resistir los equipos.

Impedancia característica de líneas y buses.

La tensión a una distancia del pararrayos creada por una sobretensión transitoria se puede expresar como:

$$V_n = V_o + 2 \left( \frac{dv}{dt} \right) (D/300)$$

Continuación del apéndice 9.

<p><b>En donde:</b> <math>V_n</math> = Tensión que aparece a una distancia D del pararrayos, originada por una sobretensión transitoria. <math>V_o</math> = Tensión de máxima descarga del pararrayos, en KV. <math>\frac{dv}{dt}</math> =Pendiente del frente de onda incidente en KV <math>\mu S</math> D = Distancia entre el pararrayos y el punto donde se encuentra el equipo. 300 Velocidad de propagación de la onda en m/ <math>\mu S</math></p>
<p><b>1. BIBLIOGRAFÍA:</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>• MARTÍN, José Raúl. <i>Diseño de subestaciones eléctricas</i>. Primera edición. Mexico:Mc Graw Hill.</li><li>• RAMÍREZ, Carlos Felipe. <i>Subestación de alta y extra alta tensión</i>. Séptima Edición. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda, 2003. 268p.</li></ul>

Continuación del apéndice 9.

- Publicación electrónica 4

	<p>Universidad de San Carlos de Guatemala          Facultad de Ingeniería          Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica          Subestaciones eléctricas</p>
<p>Publicación electrónica 4</p>	<p>Coordinación de aislamiento</p>
<p><b>1. INTRODUCCIÓN</b></p>	
<p>La coordinación de aislamiento es una parte fundamental de los diseños de las subestaciones eléctricas aislada al aire, esta es una de las protecciones de la subestación eléctrica la cual requiere de cálculos y criterios para la mejor implementación.          El nivel de aislamiento es una relación entre las condiciones atmosféricas y sobretensiones las cuales se presentan en este trabajo.</p>	
<p><b>2. OBJETIVOS</b></p>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinar la manera para determinar el nivel de aislamiento en una subestación eléctrica.</li> <li>• Comprender las condiciones que pueden definir qué tipo de equipos se necesitan instalar en una subestación eléctrica.</li> <li>• Determinar los razonamientos para comprender las sobretensiones más adecuadas para las subestaciones eléctricas.</li> </ul>	
<p><b>3. CONTENIDO</b></p>	
<p>Es la selección de la rigidez dieléctrico de un equipo en relación con las tensiones, que pueden aparecer en el sistema, en el cual el equipo opera, tomando en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles.          En las subestaciones eléctricas una vez determinada la tensión nominal de operación, se fija el nivel de aislamiento con esos datos, la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico, para soportar sobretensiones y se debe establecer la tensión de ruptura dieléctrica.          Las sobretensiones que se presentan en los sistemas eléctricos pueden ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensiones permanentes de frecuencia industriales:              Son tensiones de frecuencia industriales que son originadas por la explotación de la red en condiciones normales y al ser tensiones permanentes su duración puede corresponder al tiempo de vida de los equipos, su tensión es considerada la tensión más elevada de la red. Para propósitos de coordinación de aislamiento es considerado igual al voltaje más alto del sistema, es este caso corresponde a la máxima de tensión de diseño de los equipos de patio <math>U_s = U_m</math> y la tensión base, <math>U_{base}</math>.</li> </ul>	

$$U_{base} = U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

Continuación del apéndice 9.

• **Sobretensiones temporales:**

La tensión soportada de coordinación para la tensión permanente a frecuencia industrial de duración relativamente larga (1 minuto), es igual a la tensión más elevada fase a fase de la red y esta tensión, dividida por  $\sqrt{3}$  para aislamientos fase a tierra.

**Tabla I, Sobretensiones temporales**

Falla Fase a tierra	Rechazo de carga	
Fase a tierra	Fase a tierra	Fase a Fase
$U_{rp}(KV) = (1.5U_s)/\sqrt{3}$	$U_{rp}(KV) = (1.4U_s)/\sqrt{3}$	$U_{rp}(KV) = (1.5U_s)$

• **Sobretensión transitoria:**

De corta duración de unos pocos milisegundos o menos, oscilatoria o no, por lo general altamente amortiguados.

Esta se divide en:

- **Sobretensiones de frecuencia lenta.** Puede ser originada por faltas, maniobras o descargas directas de rayo sobre los conductores de líneas aéreas.

**Tabla II, Sobretensiones de frente lento**

$U_{et}(KV)$	$U_{pt}(KV)$
Fase a tierra	Fase a Fase
$U_{et} = 1.25 U_p 2 - 0.25 (p.u)$	$U_{pt} = 1.25 U_p 2 - 0.43 (p.u)$

- **Sobretensiones de frente rápido:**

Pueden ser originadas por maniobras, descargas de rayo o faltas.

- **Sobretensiones de frente muy rápida:**

Pueden ser originadas por faltas o maniobras en las celdas de aislamiento de gas de las subestaciones (GIS).

**Contaminación:**

Cuando existe contaminación, la respuesta del aislamiento externo a los voltajes de frecuencia de potencia se vuelve importante y pueden dictar el diseño de aislamiento externo.

Para propósitos de estandarización se especifican cuatro niveles cualitativos de contaminación. En la tabla III da para cada nivel de contaminación es una descripción de algunas entornos típicos correspondientes.

Continuación del apéndice 9.

Tabla III. Las diferentes distancias específicas mínimas para los diferentes niveles de contaminación.		
Nivel de polución	Ejemplos de entornos típicos	Distancia específica mínima nominal (mm/KV)
Ligero I	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zona sin industrias y con baja densidad de casa equipadas con plantas de calefacción.</li> <li>- Áreas con baja densidad de industria o casas pero sometidas a vientos frecuentes o lluvia.</li> <li>- Áreas de agriculturas</li> <li>- Áreas montañosas</li> <li>- Todas estas áreas están situadas al menos a 10 km a 20 km de mar y no estará expuesto a los vientos directamente del mar.</li> </ul>	16.0
Medio II	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y con densidad promedio de casas equipadas con plantas de calefacción.</li> <li>- Áreas con alta densidad de casas o industrias pero sometidas a vientos frecuentes y lluvias.</li> <li>- Área expuesta al viento del mar, pero no demasiado cerca de las costas.</li> </ul>	20.0
Alto III	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción que producen contaminación.</li> <li>- Áreas cercanas al mar o en cualquier caso expuesto a relativamente fuerte viento del mar.</li> </ul>	25.0
Muy alto VI	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Áreas generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductivos y al humo industrial que produce depósitos conductivos particularmente espesos.</li> <li>- Áreas generalmente de extensión moderada, muy cerca de la costa y expuestos a la pulverización marina, vientos muy fuertes y contaminantes del mar.</li> <li>- Zonas desérticas, caracterizadas por la falta de lluvias durante largos periodos, expuestas a vientos fuertes que transportan arena y sal, y sometidos a condensación.</li> </ul>	31.0
<p>Nota: Esta tabla debe aplicarse solo al aislamiento de vidrio o porcelana y no cubre situaciones ambientales como nieve y hielo en condiciones del alta contaminación</p>		
<p>Fuente: norma IEC 60071-2: 1996</p>		

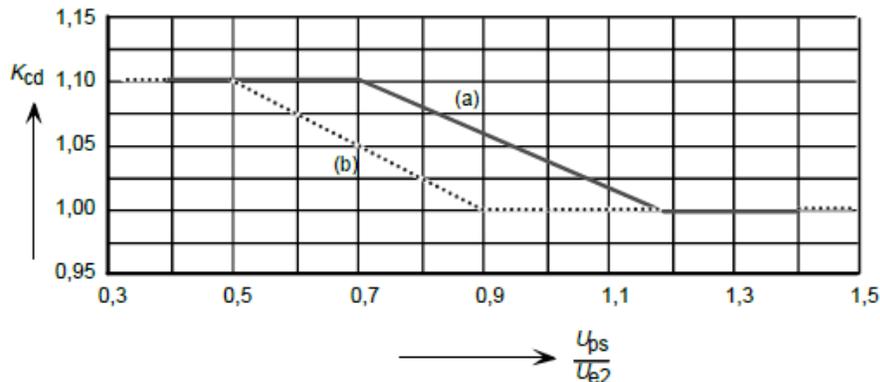
## Continuación del apéndice 9.

Procedimiento de coordinación de aislamiento para sobretensiones de frente lento  
Método determinista.

Este método implica determinar el voltaje máximo que enfatiza el equipo para luego saber la resistencia dieléctrica mínima de este equipo y posteriormente elegir la resistencia dieléctrica mínima con un margen de incertidumbres inherentes a la de estos valores. La sobretensión máxima supuesta es igual a la conmutación del nivel de protección de impulso del descargador.

Sin embargo, se pueden producir sesgos en la distribución estadística de las sobretensiones. Este sesgo es más pronunciado cuando menor es el nivel de protección en comparación con las amplitudes de la sobretensión de frente lento, para cubrir este efecto, se evalúa el factor de coordinación  $K_{cd}$  y la relación del descargador de sobretensión que conmuta el nivel protector de impulso  $U_{ps}$  al valor del 2% de sobretensiones de fase a tierra  $U_{e2}$ . La figura #1 establece esta dependencia.

Figura # 1 Evaluación del factor de coordinación estadístico  $K_{cd}$



a) Factor de coordinación aplicado al nivel de protección del pararrayos para obtener la tensión de coordinación soportada fase-tierra (aplica también a aislamiento longitudinal).

b) Factor de coordinación aplicada al doble del nivel de protección del pararrayos para obtener la tensión de coordinación soportada fase-fase.

Fuente: IEC 60071-2:1996

Determinación de las sobretensiones de soportabilidad requerida.

Las tensiones de soportabilidad requerida son obtenidas aplicando a las tensiones dos factores de corrección.

$K_a$  =Factor de correcciones de altitud de las instalaciones.

$K_S$  =Factor de seguridad.

Factor de seguridad ( $K_S$ )

El factor de seguridad es aplicable a cualquier tipo de sobretensión fase- fase y fase-tierra (temporal, frente lento, frente rápido).

- Para aislamiento interno  $K_S = 1.15$
- Para aislamiento externo  $K_S = 1.05$

## Continuación del apéndice 9.

### Factor de corrección por altitud ( $K_a$ )

Esta corrección de altitud está realizada hasta altitudes de 2000 m.s.n.m. la norma IEC 60060-1 establece las siguientes recomendaciones.

- Para distancias en aire y aislamiento limpio, la corrección se debe realizar para los voltajes soportados ante sobretensiones originadas por maniobras y por impulso atmosférico.
- Para la aplicación de factor de corrección atmosférico, se puede asumir que los efectos de la temperatura ambiente y la humedad tienen a cancelarse entre sí. Por lo tanto, para los propósitos de la coordinación de aislamiento, solo se debe tener en cuenta la presión atmosférica correspondiente a la altitud del sitio tanto para aislamiento seco como húmedos. La norma anota que esta suposición puede considerarse correcta para formas de aislados para los cuales la lluvia no reduce de manera sustancial el voltaje soportado.

La norma IEC 60071-1 recomienda realizar la siguiente corrección:

Corrección de altitud ( $K_a$ ).

El factor de corrección  $K_a$  se basa en la dependencia de la presión atmosférica en la altitud como en IEC 60071-1. El factor de corrección se puede calcular a partir de:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (1.2)$$

En donde:

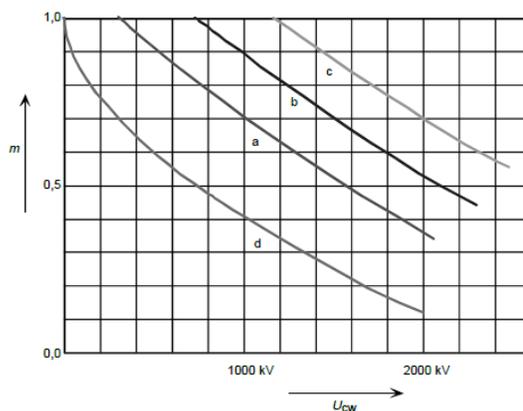
$H$  = Es la altura sobre el nivel del mar, en metros.

$m$  = El valor del exponente  $m$  es:

- 1.0 para coordinación del aislamiento a impulso tipo atmosférico.
- De acuerdo con la figura # 2, para la coordinación aislamiento a impulso tipo maniobra, en función de la tensión.
- 1.0 para tensiones soportadas de frecuencia de corta, duración de espacio libres de aire y aisladores limpios.

Para los aisladores contaminados, el valor del exponente  $m$  es tentativo. A los efectos de larga duración de pruebas para la tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial de aislamiento como contaminación,  $m$  puede variar desde 0.5 para aisladores normales hasta 0.8 para diseño anti-niebla.

Figura # 2. Dependencia del exponente  $m$  en la coordinación conmutación de tensión soportada por impulso



Fuente: IEC 60071-2:1996

Continuación del apéndice 9.

- a) fase a tierra Aislamiento
  - b) Aislamiento de longitudinal
  - c) Aislamiento de fase a fase
  - d) Espacio entre la varilla y el plano (espacio de referencia)
- Para voltajes que constan de dos componentes, el valor de voltaje es la suma de las dos componentes.

Factor de coordinación ( $K_c$ )

$K_c = 1$ , El aislamiento se caracteriza por su tensión de soportabilidad asumida convencional.

$K_c = 0.9$ , El aislamiento externo, el aislamiento es caracterizado por la tensión de soportabilidad estadístico.

Para estos fines de sobretensiones, la tensión de soportabilidad de coordinación ( $U_{cw}$ ) es igual a la sobretensión representativa temporal ( $U_{rp}$ ), por lo tanto el factor de coordinación  $K_c$  es igual a 1.

Fase a tierra:  $U_{cw} = U_{rp} \cdot K_c$  [KV]

Fase a fase:  $U_{rw} = U_{rp} \cdot K_c$  [KV]

Tensiones de soportabilidad requeridas

Los valores para las tensiones de soportabilidad requeridas son obtenidos aplicando las siguientes ecuaciones:

- Para sobretensiones temporales:

- Aislamiento externo

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

Fase a Fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

- Aislamiento interno

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

Fase a Fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

- Para sobretensión de frente lento:

Equipos a la entrada de la línea

- Aislamiento externo

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

Fase a Fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

Para otros equipos

- Aislamiento externo

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

Fase a Fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

- Aislamiento interno

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

Fase a Fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

- Para sobretensiones de frente rápido:

- Aislamiento externo

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

Fase a Fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S \cdot K_a$  [KV]

- Aislamiento interno

Fase a tierra  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

Fase a Fase  $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_S$  [KV]

Continuación del apéndice 9.

**6. Tensiones normalizadas**

Los valores normalizados de las tensiones nominales entre fases se presentan en la siguiente tabla:

Tabla VI, Valores normales de tensión entre fases

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

Fuente: Diseño de subestaciones- Jose Raul Martin

Las tensiones normalizadas de soportabilidad están asociadas con la tensión máxima para los equipos.

Los niveles de aislamiento están separadas en tablas con niveles de voltajes de  $1KV \leq U_m \leq 245 KV$  y  $U_m \geq 245 KV$  de los equipos, en las tablas rango I y rango II respectivamente.

- Para aislamiento de fase a fase, rango I, las tensiones fase a fase de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración e impulso atmosférico son iguales a las tensiones de soportabilidad fase a tierra respectivamente.
- Para aislamiento fase a fase, rango II, la tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico es igual al impulso atmosférico fase a tierra.
- Para aislamiento longitudinal, rango I las tensiones de soportabilidad normalizadas a frecuencia industrial de corta duración y al impulso atmosférico son iguales a las respectivas tensiones de soportabilidad fase a tierra.
- Para aislamiento longitudinal, rango II, el componente del impulso de maniobra normalizada de la tensión de soportabilidad combinada. El valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta ( $\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$ ), y el componente normalizado del impulso atmosférico de la tensión de soportabilidad, es igual a la respectiva tensión de soportabilidad fase a tierra, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta ( $0.7U_m\sqrt{2}/\sqrt{3}$ ).

Se requiere únicamente dos tensiones de soportabilidad normalizadas para definir el nivel de aislamiento del equipo.

- Para equipos en el rango I
  - La tensión soportabilidad normalizada al impulso atmosférico.
  - La tensión de soportabilidad normalizada a frecuencia industrial de corta duración.
- Para equipos en el rango II
  - La tensión soportabilidad normalizada al impulso de maniobra.
  - La tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico.

Continuación del apéndice 9.

**Factores para conversión de pruebas**

**Rango I**

Si los factores adecuados no están disponibles (o especificados por el comité de equipos respectivos), se pueden aplicar los factores de conversión indicado en la tabla VI a las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra requeridos.

**Rango II**

Si los factores adecuados no están disponibles, se puede aplicar los factores de conversión de prueba indicados en la tabla V a las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra requerido.

**Tabla V Factores de conversión para pruebas para rango I, para convertir tensión requeridas de soportabilidad al impulso de maniobra a tensiones de soportabilidad.**

Aislamiento	Tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial	Tensión de soportabilidad al impulso atmosférico
Aislamiento externo Distancias en aire y aislamiento limpios, secos		
Fase a tierra	$0.6 + U_{cw}/8500$	$1.05 + U_{cw}/6000$
Fase a fase	$0.6 + U_{cw}/12700$	$1.05 + U_{cw}/9000$
Aisladores limpios, húmedos	0.6	1.3
Aislamiento interno		
GIS	0.7	1.25
Aislamiento inmerso en liquido	0.5	1.10
Aislamiento solido	0.5	1.00

**Fuente: Diseño de subestaciones- Jose Raul Martin**

**Tabla IV, Factores de conversión para pruebas para rango II, para convertir tensiones soportabilidad a frecuencias industriales de corta duración requeridas a tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra.**

Aislamiento	Tensión de soportabilidad al impulso de maniobra
Aislamiento externo	
Distancia en aire y aisladores limpios, seco	1.4
Aisladores limpios, húmedos	1.7
Aislamiento interno	
GIS	1.6
Aislamiento inmerso en liquido	2.3
Aislamiento solido	2.0

**Fuente: Diseño de subestaciones- Jose Raul Martin**

a) **BIBLIOGRAFIA**

- **RAMÍREZ, Carlos Felipe. *Subestación de alta y extra alta tensión*. Séptima Edición. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda, 2003. 268 p.**

Continuación del apéndice 9.

- Publicación electrónica 5

	<p>Universidad de San Carlos de Guatemala          Facultad de Ingeniería          Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica          Subestaciones eléctricas</p>
<p>Publicación electrónica 5</p>	<p>Determinación de distancias en subestaciones</p>
<p><b>1. INTRODUCCIÓN</b></p>	
<p>En las subestaciones eléctricas aislada al aire, se tiene una gran importancia en las distancias que se deben tener, para un aislamiento al aire lo más adecuado. Las condiciones ambientales y la tensión son factores que determinan en gran medida las dimensiones de la subestación eléctrica.</p>	
<p><b>2. OBJETIVOS</b></p>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Determinar los mecanismos correctos que se deben tener entre fase a tierra y fase a fase.</li> <li>• Determinar las distancias del primer y segundo nivel de barra así como el remate de línea.</li> </ul>	
<p><b>3. CONTENIDO</b></p>	
<p>Para tener un diseño con correcto aislamiento en las subestaciones eléctrica se tienen que fijar las distancias a través del aire, entre las fases vivas a tierra así como también la distancia entre una fase viva a otra fase viva.          BIL=NBI= Es el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo a nivel del mar.</p>	

Continuación del apéndice 9.

Tabla I, Nivel básico de aislamiento.

Tensión máximo para el equipo (KV)	Nivel de aislamiento al impulso		Nivel de aislamiento bajo frecuencia	
	Aislamiento pleno (KV) cresta	Aislamiento reducido (KV) cresta	Aislamiento pleno (KV)	Aislamiento reducido (KV)
100	400	380	185	150
123	550	450	230	230
145	650	550	275	230
170	750	650	325	275
		550		230
245	1050	900	460	395
		825		360
		750		325
300		1175		510
		1050		460
		900		395
362		1300		570
		1175		510
		1050		460
420		1675		750
		1550		660
		1425		630
		1300		570
525		1800		790
		1675		740
		1550		680
		1425		640

Fuente: IEC 60071-1:2006

*TCF* = Es la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50 %.

Asumiendo que la distribución probabilística de ruptura sigue una distribución normal de acuerdo con la IEEE Std 1313.1, se calculan los valores de BIL ( $1.28\sigma$ ).

La relación entre la *TCF* y el NBI para una probabilidad de falla del 10 %, está dada en forma experimental por:

$$TCF = \frac{BIL}{1-KC}$$

En donde:

K = factor del electrodo para una probabilidad de falla.

K = 1.3 si la tensión de aguante tiene una probabilidad del 10%.

C = 3% para impulsos de rayo.

C = 6% para impulsos de maniobra.

El criterio para utilizar el porcentaje de impulso de rayo o impulso de maniobra es:

Tensión por rayo ( $U_m < 300 \text{ KV}$ ).

Tensión por maniobra ( $U_m > 300 \text{ KV}$ ).

## Continuación del apéndice 9.

Factor de corrección de la densidad del aire ( $\delta$ )

Corrección con respecto a condiciones atmosféricas de referencia (utilizando mbar como sistema de medición de la presión).

- Practica europea

$$\delta = \frac{0.289 b}{273+f}$$

- Practica Estadounidense

$$\delta = \frac{0.294 b}{273+f}$$

En donde:

$b$  = Presión atmosférica en mbar

$f$  = Temperatura ambiental en grados Celsius.

Corrección con respecto a condiciones atmosféricas de referencia con sistema de medicación de presión cm Hg el equivalente sería.

$$\delta = \frac{3.92 b}{273+f}$$

### 7. Distancia fase- tierra

Es la configuración de aislamiento trifásico donde no se tiene en cuenta las terminales de dos fases, excepto en casos particulares, el terminal neutral está conectado a tierra.

Distancia de fase- tierra:

$$d_{f-t} = \frac{TCF * K_h * 1.1}{550 * \delta}$$

En donde:

$d_{f-t}$  = Distancia fase-tierra

$K_h$  = Factor de humedad atmosférica

### 8. Distancia fase- fase

Para los barrajes flexibles hay que tomar los desplazamientos debidos al viento y a sismos. Las distancias mínimas se pueden expresar como el producto de un factor que varía de 1.8 a 2 por la distancia mínima de fase a tierra de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar, del lugar de la instalación en los niveles de tensión nominales < 230 KV .

$$d_{f-f} = 1.15 d_{f-t} \text{ [metros]}$$

En donde:

$d_{min f-f}$  = Distancia fase-fase

### 9. Primer nivel de barras ( $h_s$ )

La distancia mínima de los equipos con tensión pueden ser transformadores de potencia, interruptores de potencia, transformadores de instrumentos y entre otros equipos de patio. La altura a la que corresponde la instalación de los aisladores que soportan partes vivas es de 2.25 metros que es la altura mínima.

Pero esta altura dependerá de los cálculos de la siguiente ecuación, para altitud menores o iguales a 1000 m.s.n.m.

$$h_s = 2.30 + 0.0105 X KV \text{ [metros]}$$

## Continuación del apéndice 9.

En donde:

$KV$  = Es la tensión máxima de diseño.

$h_s$  = El primer nivel de barra para alturas iguales o menores a 1000 m.s.n.m

Para altitud de 2300 m.s.n.m. se utiliza la siguiente expresión:

$$h_{2300} = h_s + \left(0.0125 \left(\frac{h_s - 1000}{100}\right) h_s\right) [\text{metros}]$$

### 10. Segundo nivel de barras

La altura mínima de los sistemas de barras colectoras en subestaciones eléctricas es en el punto medio del claro, esto se calcula por medio de la siguiente ecuación es para altitudes de 0 a 1000 m.s.n.m.

$$h_{1000} = 5.0 + 0.0125 \times KV [\text{metros}]$$

En donde:

$KV$  = Es la tensión máxima de diseño del equipo

$h_{1000}$  = Altura mínima a los 1000 m.s.n.m.

Para la altitud de 2300 m.s.n.m.

$$h_{2300} = h_{1000} + 0.0125 \left(\frac{2100 - 1000}{100}\right) \times h_{1000} [\text{metros}]$$

En donde:

$h_{1000}$  = Altura mínima a los 1000 m.s.n.m.

$h_{2300}$  = Altura mínima a los 2300 m.s.n.m.

### 11. Remate de líneas

El remate a la subestación no debe de estar a una altura menor de 6 metros sobre el suelo. La ecuación es aplicable a subestaciones con tensiones nominales mayores a los 69 KV.

$$h_l = 5.0 + 0.006 \times KV [\text{metros}]$$

En donde:

$h_l$  = Altura de remate de la línea, en la subestación.

$KV$  = Tensión máxima de diseño

A la misma altura respecto al suelo pero a una altitud de 2300 m.s.n.m.

$$h_{l\ 2300} = h_l + 0.0125 \left(\frac{2100 - 1000}{100}\right) h_l [\text{metros}]$$

En donde:

$h_{l\ 2300}$  = Altura mínima a los 2300 m.s.n.m.

Continuación del apéndice 9.

Tabla II, Nivel de aislamiento estándar para el rango I ( $1KV < U_m \leq 245 KV$ )

Voltaje más alto para equipo ( $U_m$ ) KV (valor eficaz)	Estándar con calificación corta duración frecuencia de poder tensión soportada KV (valor eficaz)	Estándar impulso clasificado tensión de rayo soportada KV (valor pico)
3.6	10	20
		40
7.2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17.7	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
		250
52	95	250
72.5	140	325
100	(150)	325
	185	(450)
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

NOTA: Los valores entre paréntesis se consideran voltaje los cuales no se puede asegurar los valores.

Fuente: IEC 60071-1:2006

Continuación del apéndice 9.

Tabla III, Nivel de aislamiento normalizado para las tensiones asignadas del rango II ( $U_m > 245 \text{ KV}$ )				
Mas alto voltaje para equipo ( $U_m$ ) KV (va or eficaz)	Voltaje soportabilidad normalizada el impulso tipo maniobra			Tensión soportabilidad normalizada impulso tipo [KV] (valor pico)
300	750	750	1.50	850
	750	850	1.50	950
362	850	850	1.50	950
	850	950	1.50	1050
420	850	850	1.60	1050
	950	950	1.50	1175
	950	1050	1.50	1300
525	950	950	1.70	1175
	950	1050	1.60	1300
	950	1176	1.50	1424
765	1175	1300	1.70	1550
	1175	1425	1.70	1675
	1175	1550	1.60	1800
				1800
				1950
				2100

Fuente: IEC 60071-1:2006

Continuación del apéndice 9.

**Tabla VI, Valores normales de tensión entre fases**

Tensión nominales del sistema KV	Tensión máxima de diseño de los equipo KV
13.8	15.5
23.0	27
34.5	38.0
66-69	72.5
110-115	123
132-138	145
150-161	170
220-230	245
275-287	300
330-345	362
380-400	420
500	525
700-750	765

- Fuente: MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. Primera edición. Mexico:Mc Graw Hill.

#### 4. BIBLIOGRAFIA

- IEEE Std 998-1996. *IEEE guide for direct lightning stroke shielding of substations*. ESTADOS UNIDOS:Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, Inc.1996.
- MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio. *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. España: McGraw-Hill, 2008.
- MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. Primera edición. Mexico:Mc Graw Hill.
- RAMÍREZ, Carlos Felipe. *Subestación de alta y extra alta tensión*. Séptima Edición. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda, 2003. 268p.

Fuente: elaboración propia.