



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

**GUÍA PARA EL DISEÑO DE OBRA ELECTROMECÁNICA DE SUBESTACIONES AISLADAS
EN AIRE PARA CONECTARSE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

Luis Pedro Galvez Salazar

Asesorado por el Ing. Juan Carlos Morales González

Guatemala, febrero de 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**GUÍA PARA EL DISEÑO DE OBRA ELECTROMECÁNICA DE SUBESTACIONES AISLADAS
EN AIRE PARA CONECTARSE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

LUIS PEDRO GALVEZ SALAZAR

ASESORADO POR EL ING. JUAN CARLOS MORALES GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2020

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. Luis Alfredo Asturias Zúñiga
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
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:

**GUÍA PARA EL DISEÑO DE OBRA ELECTROMECÁNICA DE SUBESTACIONES AISLADAS
EN AIRE PARA CONECTARSE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 14 de mayo de 2019.



Luis Pedro Galvez Salzar

Guatemala 24 de septiembre de 2019

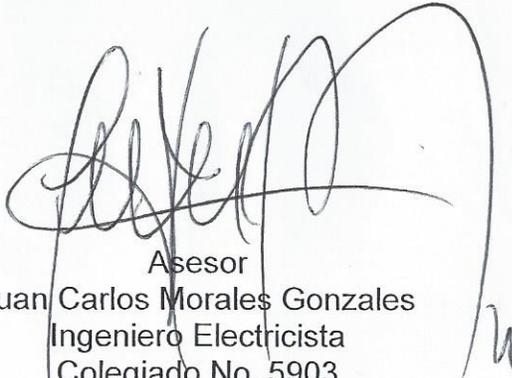
Ingeniero
Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Moscoso:

Por medio de la presente, me dirijo a usted para presentarle el trabajo de graduación elaborado por el estudiante Luis Pedro Galvez Salazar, con número de carné 2014 - 03772, titulado "GUÍA PARA EL DISEÑO DE OBRA ELECTROMECAÁNICA DE SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE PARA CONECTARSE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO", el cual he asesorado y revisado.

Por lo que considero que dicho trabajo de graduación reúne los requisitos establecidos y doy la aprobación de este.

Atentamente,



Asesor
Juan Carlos Morales Gonzales
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 5903

Juan Carlos Morales Gonzales
INGENIERO ELECTRICISTA
COL. 5903



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: LUIS PEDRO GALVEZ SALAZAR titulado: GUÍA PARA EL DISEÑO DE OBRA ELECTROMECAÁNICA DE SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE PARA CONECTARSE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO, procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 14 DE NOVIEMBRE 2019.



REF. EIME 79.2019.
30 de OCTUBRE 2019.

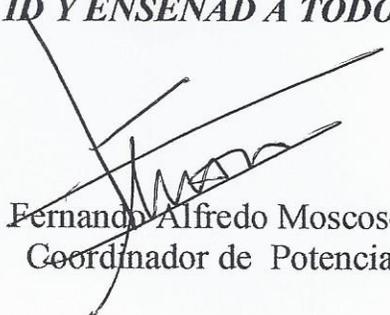
Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **GUÍA PARA EL DISEÑO DE OBRA ELECTROMECAÁNICA DE SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE PARA CONECTARSE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, del estudiante; **Luis Pedro Galvez Salazar**, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Potencia

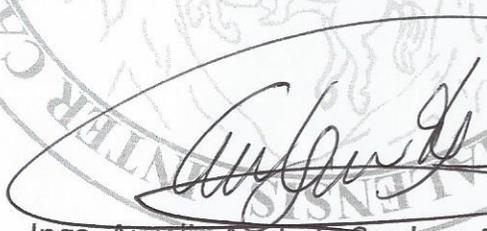




Ref. DTG.071-2020

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 Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **GUÍA PARA EL DISEÑO DE OBRA ELECTROMECAÁNICA DE SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE PARA CONECTARSE AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, presentado por el estudiante universitario: **Luis Pedro Galvez Salazar**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, febrero de 2020

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por darme todos los medios y bendiciones necesarios para concluir mi carrera.

Mis padres

Luis Rodolfo Galvez y Zuly Salazar, por estar siempre a mi lado apoyándome y por todo el sacrificio que hicieron para que yo pudiera cumplir este sueño. Este triunfo es de ellos.

AGRADECIMIENTOS A:

Mi hermana	Katerine Galvez, por apoyarme incondicionalmente.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme los conocimientos necesarios para lograr este sueño.
Mis abuelos	Rodolfo Galvez, María Esther Torres y Pedro Salazar, por brindarme su amor y apoyo en todo momento.
Mi novia	Andrea Isabel Chávez, por apoyarme durante toda mi carrera y ser un consuelo en los tiempos difíciles.
Mis tíos	Gerson y Byron Galvez, Raquel y Lucrecia Salazar, Carmen, Isabel y Nohemi Matzul, por brindarme su apoyo y consejos.
Mi asesor	Ing. Juan Carlos Morales, por su tiempo y los conocimientos transmitidos para la realización de este trabajo de graduación.
Mis compañeros	Con quienes compartí buenos momentos durante los años de carrera.

1.2.3.8.	Aprobación de diseños y obras complementarias	11
1.2.3.9.	Contrato de conexión	11
1.2.3.10.	Estudio de coordinación de protecciones	11
1.2.3.11.	Coordinación de puesta en servicio	12
1.2.3.12.	Puesta en servicio	12
1.2.3.13.	Posterior a la puesta en servicio	12
1.3.	Estudios eléctricos	13
2.	EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN.....	17
2.1.	Características de los equipos de patio.....	17
2.1.1.	Tensión asignada	19
2.1.2.	Nivel de aislamiento asignado.....	20
2.1.3.	Frecuencia asignada	22
2.1.4.	Corriente asignada en servicio continuo	23
2.1.5.	Corriente de corta duración admisible asignada	23
2.1.6.	Valor pico de la corriente admisible asignada	23
2.1.7.	Duración admisible asignada de la corriente de cortocircuito	23
2.1.8.	Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de apertura y cierre de los circuitos auxiliares y de comando.....	24
2.1.9.	Presión asignada del gas comprimido para aislamiento y operación.....	24
2.2.	Transformador de potencia	24
2.3.	Interruptor de potencia	27
2.4.	Seccionadores	32
2.4.1.	Seccionadores según su función.....	32

2.4.1.1.	Seccionadores de puesta a tierra	33
2.4.1.2.	Seccionadores de puesta a tierra rápida.....	33
2.4.1.3.	Seccionadores de baipás	33
2.4.1.4.	Seccionadores de operación en carga.....	33
2.4.2.	Seccionadores según su construcción	33
2.4.2.1.	Seccionadores de apertura central	34
2.4.2.2.	Seccionadores de rotación central.....	34
2.4.2.3.	Seccionadores de apertura vertical	35
2.4.2.4.	Seccionadores tipo pantógrafo	36
2.5.	Transformadores de instrumento.....	39
2.5.1.	Transformadores de tensión	39
2.5.2.	Transformadores de corriente.....	43
2.6.	Descargadores de sobretensión o pararrayos.....	48
3.	ESTRUCTURAS DE LA SUBESTACIÓN.....	51
3.1.	Cargas de tensión	51
3.2.	Cargas de peso propio	51
3.3.	Cargas por efecto del viento.....	52
3.4.	Cargas de sismo.....	52
4.	PROCESO DE DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE	57
4.1.	Parámetros ambientales y nivel de contaminación.....	57
4.2.	Parámetros del sistema de potencia	63
4.3.	Coordinación de aislamiento	64
4.3.1.	Determinación de las sobretensiones representativas (<i>U_{rp}</i>).....	65

4.3.1.1.	Tensión a frecuencia industrial.....	65
4.3.1.2.	Sobretensiones temporales.....	65
4.3.1.2.1.	Sobretensiones por fallas a tierra.....	66
4.3.1.2.2.	Sobretensiones por rechazo de carga	67
4.3.1.3.	Sobretensiones de frente lento.....	67
4.3.1.3.1.	Sobretensiones de frente lento que afectan el extremo remoto.....	67
4.3.1.3.2.	Sobretensiones de frente lento que afectan a los equipos del extremo local.....	69
4.3.2.	Determinación de las sobretensiones soportadas para coordinación (U_{cw}).....	70
4.3.2.1.	Sobretensiones temporales.....	70
4.3.2.2.	Sobretensiones de frente lento.....	70
4.3.2.3.	Sobretensiones de frente rápido	71
4.3.3.	Determinación de las sobretensiones soportadas requeridas (U_{rw}).....	73
4.3.4.	Determinación de las tensiones normalizadas (U_w).....	75
4.3.5.	Ejemplo de coordinación de aislamiento	77
4.4.	Distancias mínimas de seguridad	81
4.4.1.	Distancias mínimas para el dimensionamiento de la subestación	89
4.4.2.	Ejemplo de distancias mínimas de seguridad	94

4.5.	Disposición física de equipos	96
4.5.1.	Barra simple.....	97
4.5.2.	Barra simple con barra de transferencia.....	98
4.5.3.	Doble barra.....	99
4.5.4.	Interruptor y medio.....	101
4.6.	Selección de aisladores.....	106
4.6.1.	Distancia mínima de fuga	106
4.6.2.	RUSCD.....	107
4.6.3.	Factores de corrección K_a y K_{ad}	108
4.6.4.	Cadena de aisladores.....	110
4.6.5.	Ejemplo de selección de cadena de aisladores....	111
4.7.	Apantallamiento.....	112
4.7.1.	Corriente crítica	113
4.7.2.	Radio de descarga.....	114
4.7.3.	Altura efectiva de descarga	115
4.7.4.	Ejemplo de apantallamiento.....	115
4.8.	Cálculo de barras y conductores	118
4.8.1.	Equilibrio térmico	118
4.8.2.	Soportabilidad ante cortocircuito.....	121
4.8.3.	Efecto corona.....	122
4.8.4.	Ejemplo de verificación de conductores	125
4.8.4.1.	Pérdidas de calor por convección (q_{cn})	126
4.8.4.2.	Pérdidas de calor por radiación (q_r)...	128
4.8.4.3.	Ganancia de calor por radiación solar (q_s).....	128
4.8.4.4.	Resistencia eléctrica del conductor ...	131
4.8.4.5.	Capacidad de corriente del conductor.....	131

4.8.4.6.	Capacidad del conductor por corto circuito	131
4.9.	Dimensionamiento de servicios auxiliares.....	132
4.9.1.	Selección del calibre de los conductores	134
4.9.2.	Dimensionamiento del transformador de SSAA	141
4.9.3.	Dimensionamiento del banco de baterías	142
4.9.4.	Dimensionamiento de cargador de baterías.....	148
4.10.	Malla de puesta a tierra.....	148
4.10.1.	Medidas de resistividad	149
4.10.2.	Selección del conductor	150
4.10.3.	Pasos para el cálculo de la cuadrícula	151
4.10.4.	Pasos para el cálculo de la cuadrícula	152
4.10.4.1.	Datos de campo	152
4.10.4.2.	Selección del conductor de malla.....	153
4.10.4.3.	Criterios de toque y de paso.....	153
4.10.4.4.	Diseño preliminar	156
4.10.4.5.	Datos de campo	156
4.10.4.6.	Máxima corriente de falla	157
4.10.4.7.	Cálculo del GPR.....	158
4.10.4.8.	Cálculo de los voltajes de malla	159
4.10.4.9.	Comparación entre voltajes de toque y paso.....	162
	CONCLUSIONES.....	163
	RECOMENDACIONES	165
	BIBLIOGRAFÍA.....	169
	APÉNDICE	171
	ANEXOS.....	175

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	EDT para el diseño electromecánico de SE AIS para el SNI	2
2.	Estudios eléctricos correspondientes a cada participante.....	16
3.	Nivel de aislamiento para equipos de rango 1	21
4.	Nivel de aislamiento para equipos de rango 2	22
5.	Interruptor de tanque vivo	28
6.	Interruptor de tanque muerto.....	28
7.	Seccionador de apertura central	34
8.	Seccionador de rotación central	35
9.	Seccionador de apertura vertical.....	36
10.	Seccionador tipo pantógrafo	37
11.	Relaciones normalizadas para transformadores de corriente de una o dos relaciones	44
12.	Relaciones normalizadas para transformadores de corriente con multirrelacion.....	45
13.	Clases de precisión para transformadores de corriente de medición.....	46
14.	Estructuras de celosía.....	53
15.	Estructuras tubulares	53
16.	Espesor de la capa de zinc según espesor del material según norma ASTM A123.....	55
17.	Ejemplos de ambientes típicos.....	60
18.	Niveles de contaminación	61
19.	Nivel de contaminación tipo A para aisladores tipo pin	61
20.	Nivel de contaminación tipo A para cadenas de aisladores	62

21.	Nivel de contaminación tipo B.....	62
22.	Factor K de puesta a tierra	66
23.	Valores de sobretensiones de frente lento fase a tierra con probabilidad de 2 % de ser superadas.....	68
24.	Determinación de las sobretensiones de frente lento fase a fase con probabilidad de un 2 % de ser superadas.....	68
25.	Factor determinístico de coordinación para sobretensiones de frente lento	70
26.	Factor A para líneas aéreas.....	72
27.	Parámetro m para calcular factor Ka para sobretensiones tipo maniobra.....	74
28.	Factores de conversión para rango 1	75
29.	Niveles de aislamiento para tensiones de rango 1	76
30.	Determinación de las sobretensiones representativas.....	77
31.	Determinación de las sobretensiones de soportabilidad para coordinación	78
32.	Determinación de las sobretensiones de soportabilidad requeridas	79
33.	Determinación de las sobretensiones de soportabilidad normalizadas...	80
34.	Resultados del estudio de coordinación de aislamiento	80
35.	Correlación entre el nivel soportado al impulso tipo rayo y las distancias mínimas en el aire.....	82
36.	Valor básico	83
37.	Zona de circulación de personal	84
38.	Camión tipo cama baja	85
39.	Camión tipo cama alta	85
40.	Camión grúa de 5 toneladas.....	86
41.	Dimensiones medias de una persona.....	87
42.	Camión grúa de 5 toneladas.....	88
43.	Distancias mínimas a partes energizadas descubiertas	89

44.	Diagrama de movimiento de un conductor flexible al momento de un cortocircuito.....	90
45.	Ancho de barras en caso de barra rígida	91
46.	Ancho de campo	92
47.	Configuración barra simple	98
48.	Configuración barra simple con barra de transferencia.....	99
49.	Configuración doble barra	100
50.	Configuración interruptor y medio	101
51.	Disposición física barra simple 69 kV	102
52.	Disposición física doble barra 69 kV	103
53.	Disposición física barra simple 138 kV	105
54.	Relación entre la distancia de fuga mínima y RUSCD	107
55.	RUSCD en función del nivel de contaminación.....	108
56.	Factor Kad para aisladores de porcelana y vidrio	109
57.	Factor Kad para aisladores poliméricos	110
58.	Ilustración de la esfera rodante del método electro geométrico	117
59.	Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire	127
60.	Altitud Hc y azimuth Zc en grados del sol a diferentes latitudes	129
61.	Radiación solar	130
62.	Radiación solar según IEC.....	132
63.	Selección de calibres según su capacidad de corriente.....	137
64.	Factores de corrección por temperatura	138
65.	Factores de corrección por agrupamiento en tubería.....	138
66.	Factor de temperatura para dimensionamiento de banco de baterías .	146
67.	Gráfica para determinar el factor Kt	147
68.	Conexión método de Wenner.....	149
69.	Constantes para materiales	151
70.	Coeficiente de reducción con base al factor K de reflexión.....	154
71.	Diseño preliminar de malla de tierra con varillas de cobre.....	156

72.	Factor de distribución para el cálculo de Ig.....	158
-----	---	-----

TABLAS

I.	Contenido de la PCU	8
II.	Estudios para la selección de equipos de patio	18
III.	Conexiones de transformadores de potencia	25
IV.	Ficha técnica de un transformador de potencia	26
V.	Ficha técnica de un interruptor de potencia	31
VI.	Ficha técnica de un seccionador	38
VII.	Potencias de transformadores de corriente estandarizadas	40
VIII.	Tipos de precisión para transformadores de tensión de medición.....	41
IX.	Tipos de precisión para transformadores de tensión de protección.....	41
X.	Factor de tensión	42
XI.	Ficha técnica de un transformador de tensión	42
XII.	Clase de precisión para transformadores de corriente de protección	47
XIII.	Ficha técnica de un transformador de corriente.....	47
XIV.	Tipos de pararrayos según norma IEC e IEEE	49
XV.	Ficha técnica de un descargador de sobretensión	49
XVI.	Ventajas y desventajas de las estructuras metálicas.....	54
XVII.	Normas asociadas a piezas con acero galvanizado	56
XVIII.	Ejemplo de parámetros ambientales de interés para el diseño de una subestación AIS.....	63
XIX.	Ejemplo de características del sistema de potencia de Guatemala.....	64
XX.	Tasa de fallas de línea desde la subestación	72
XXI.	Factor de seguridad para aislamiento.....	73
XXII.	Características de aislador para 230 kV	111
XXIII.	Coeficiente geométrico y coeficiente de limpieza	123
XXIV.	Condiciones de ejemplo.....	126

XXV.	Condiciones para cálculo de corto circuito	131
XXVI.	Tensiones normalizadas de DC para SSAA.....	133
XXVII.	Parámetros de alimentación de los SSAA.....	134
XXVIII.	Cargas AC por considerar para SSAA	135
XXIX.	Cargas DC por considerar para SSAA	136
XXX.	Cálculo de conductores y protecciones para los circuitos AC	140
XXXI.	Calculo de conductores y protecciones para los circuitos DC.....	141
XXXII.	Parámetros para selección de banco de baterías	144
XXXIII.	Cálculo de capacidad de banco de baterías	145
XXXIV.	Parámetros del conductor de cobre típico.....	151

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
I_r	Corriente asignada de servicio continuo
I_k	Corriente de corta duración
t_k	Duración de corto circuito
°C	Grados centígrados
Hz	Hercio
kA	Kiloamperios
kV	Kilovoltios
MPa	Mega pascales
MVA	Mega voltamperios
m	Metro
mm	Milímetro
mm/kV	Milímetros por kilovoltio
Pa	Pascales
S	Segundos
U_{rp}	Sobretensiones representativas
U_r	Tensión asignada
U_w	Tensiones de soportabilidad normalizadas
U_{cw}	Tensiones de soportabilidad para coordinación
U_{rw}	Tensiones de soportabilidad requeridas
I_p	Valor pico asignado a equipos de maniobra
V	Voltios
W	Vatios

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Aterrizamiento	Acción en la cual algún elemento metálico se pone a potencial de tierra.
BIL	Nivel básico de aislamiento frente al impulso tipo rayo.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CT	Transformador de corriente.
Cuba	Elemento principal del transformador de potencia, en el cual se encuentran los devanados.
EDT	Estructura de descomposición del trabajo.
IG	Interruptor de potencia.
msnm	Metros sobre el nivel del mar.
NCC-14	Norma de habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial.

NEAST	Normas de estudio de acceso al sistema de transporte.
NTAUCT	Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte.
NTC	Norma técnica de conexión.
NTCSTS	Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones.
NTDOID	Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución.
NTDOST	Normas técnicas de diseño y operación del sistema de transporte.
PCU	Propuesta de conexión y uso.
PT	Transformador de potencial.
SNI	Sistema nacional interconectado.
UTM	<i>Universal Transverse Mercator.</i>
VAC	Voltaje de corriente alterna.
VDC	Voltaje de corriente directa.

VA

Voltamperios.

RESUMEN

El siguiente trabajo trata sobre el proceso de diseño de una subestación aislada en aire. Este proceso tiene como punto de partida una licitación pública o una iniciativa privada. Cada proyecto surge como requerimiento de estudios eléctricos que muestran las características del sistema de potencia e indican los puntos en los cuales se requiere una nueva subestación. En el caso de Guatemala, la CNEE establece las normas que se deben seguir para llevar a cabo el proyecto. El capítulo 1 muestra de manera detallada los procedimientos indicados en las normas para realizar los diseños y que estos sean aprobados.

El capítulo 2 presenta los parámetros que se toman en cuenta al momento de dimensionar los equipos de la subestación y se muestran también fichas técnicas de ejemplo para que el lector tenga una idea de cómo se especifica un equipo en un proyecto real.

En el capítulo 3 se aborda brevemente el tema de las estructuras metálicas utilizadas en las subestaciones típicas de Guatemala y se hace una comparación entre las estructuras tubulares y las celosías, mostrando las ventajas y desventajas de cada una de estas.

Por último, en el capítulo 4 se presenta la metodología del diseño electromecánico, mostrando todo lo necesario para realizar los cálculos propuestos en las normas correspondientes y también se presenta un ejemplo de cada uno de los cálculos al final de cada apartado.

OBJETIVOS

General

Presentar una guía para la gestión de diseño electromecánico de subestaciones aisladas en aire para formar parte del Sistema Nacional Interconectado, basado en la normativa nacional e internacional.

Específicos

1. Mostrar el proceso de diseño de una subestación aislada en aire, siguiendo la normativa guatemalteca emitida por la CNEE, para conectarse al sistema nacional interconectado.
2. Mostrar los parámetros por evaluar para presentar la ficha técnica de los equipos requeridos para una subestación aislada en aire.
3. Presentar los parámetros por evaluar para obtener los planos de taller de las estructuras metálicas que conforman una subestación aislada en aire.
4. Mostrar el proceso de diseño de obra electromecánica con procedimientos basados en normas y presentar ejemplos.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los sistemas eléctricos de potencia se han visto afectados por el crecimiento de las cargas. Esto se debe a que el crecimiento en la carga es directamente proporcional al tamaño de la población y a los hábitos de consumo, la cual, al estar inmersa en una época de tecnología e innovación, tiene necesidades energéticas mucho mayores que las generaciones pasadas. Por lo tanto, las compañías encargadas de brindar el servicio eléctrico deben suplir la energía necesaria y dar la calidad adecuada para satisfacer las necesidades de los usuarios.

Este proceso se logra con la implementación de mecanismos que mantienen los parámetros energéticos dentro de los rangos permitidos. De estos mecanismos, uno de los más importantes son las subestaciones eléctricas, las cuales, por medio de la transformación de los niveles de tensión (propios de cada país), mantiene la relación de potencia a lo largo del sistema para que el usuario final tenga una buena calidad de servicio.

Sabiendo que las subestaciones son de vital importancia para los sistemas eléctricos de potencia, se deben tener presentes los parámetros del sistema, los requerimientos de la carga, las condiciones ambientales y el espacio disponible para la obra, entre otras cosas, para realizar un diseño eficiente y acorde con las necesidades. Por lo cual, es importante que un ingeniero de diseño conozca el procedimiento basado en normas para el cálculo de las magnitudes de obra electromecánica, necesarias para llevar a cabo el proyecto, así como la normativa técnica del país.

1. METODOLOGÍA DE DISEÑO Y PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSPORTE

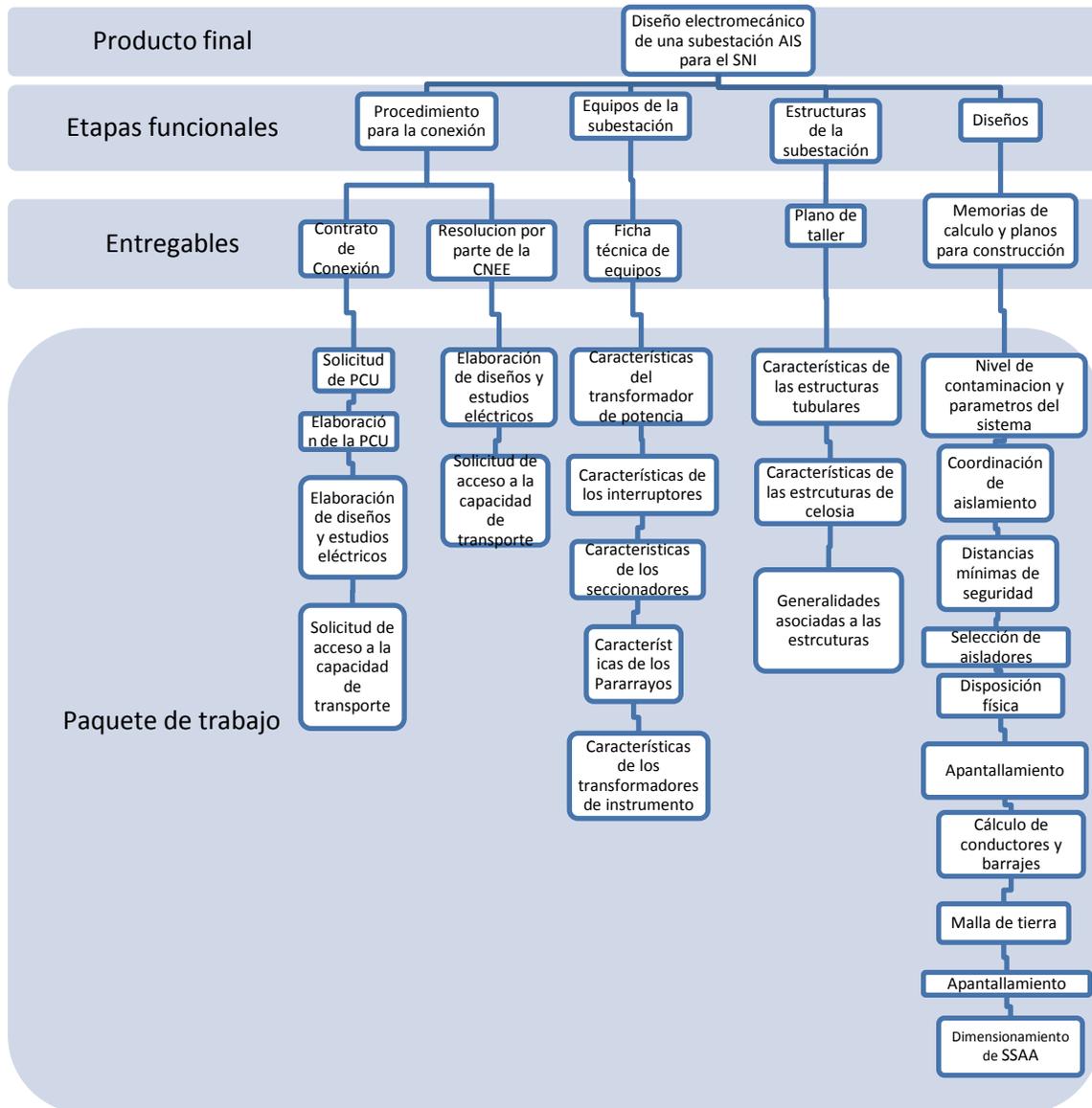
1.1. Metodología de diseño

Para iniciar con un proyecto de diseño de subestaciones, primero se debe conocer qué factores intervienen en todo el proceso. Por lo tanto, se realizó una EDT para dividir y describir las actividades del proyecto y que el lector tenga un panorama más claro de cómo se realiza un diseño.

La EDT es una estructura jerárquica de los trabajos que se debe realizar durante un proyecto para lograr el entregable final. Las ventajas de una EDT son las siguientes:

- Se definen los requerimientos del proyecto y se establece un producto final.
- Evita que se omitan tareas importantes.
- Facilita la delegación de trabajo entre los participantes del proyecto.
- Evita duplicar tareas.
- Facilita la comunicación del equipo de trabajo.
- Permite conocer los alcances de cada integrante.
- Presenta de manera gráfica el proyecto con todos los procesos involucrados.

Figura 1. EDT para el diseño electromecánico de SE AIS para el SNI



Fuente: elaboración propia.

Teniendo un panorama gráfico de la elaboración de un diseño para el sistema guatemalteco, se presentará a lo largo de este documento una guía que contiene de manera más detallada cada una de las actividades propuestas dentro de la EDT de la figura 1.

1.2. Proceso de conexión al sistema de transporte

Para la conexión al sistema nacional interconectado se debe seguir el procedimiento descrito en los siguientes numerales.

1.2.1. Ampliación a la capacidad de transporte

Cada subestación nueva en el sistema es un requerimiento de una serie de estudios eléctricos, indican que, para suplir la demanda creciente, se debe mantener los parámetros y la continuidad del servicio y llevar a cabo un nuevo proyecto. Cada uno de estos proyectos de transporte de energía se traduce como una ampliación a la capacidad de transporte y según el artículo 50 del reglamento de la Ley general de Electricidad, se lleva a cabo según tres modalidades, las cuales son:

- Por acuerdo entre partes
- Por iniciativa propia
- Por licitación pública

El interesado en construir una nueva obra de transporte de energía, para conectarse al sistema, debe presentar a la CNEE una solicitud de autorización, la cual, según el artículo 51 del reglamento de la ley general de electricidad, debe contener lo siguiente:

- Información del solicitante (transportista, gran usuario o generador).
- Modalidad de la ampliación (a o b).
- Descripción del proyecto que se desea incorporar al sistema.
- Estudios eléctricos que evalúen el efecto de las nuevas instalaciones sobre el sistema actual, basándose en la norma NTAUCT.
- Estudios eléctricos que validen que la propuesta cumpla con las normas de diseño y operación del servicio de transporte.

La solicitud que se va a presentar tiene los cinco aspectos mencionados anteriormente. Según el artículo 4 de la norma NTAUCT, debe entregarse en papel, en original y tres copias, y en un medio magnético, en idioma español, incluyendo una sección de interpretación de resultados. Además, el proceso que corresponde desde la presentación de los diseños hasta la puesta en operación se encuentra descrito posteriormente en los numerales 1.4.3.5 hasta el 1.4.3.12 de este documento.

El artículo 53 del reglamento de la ley general de electricidad establece que los interesados se deben hacer cargo de la instalación y de velar porque esta se mantenga en óptimas condiciones. Después de haber entregado todo lo requerido, la CNEE, en un plazo no mayor a sesenta días, debe pronunciarse dando el proyecto como procedente o improcedente.

La modalidad del MEM la lleva a cabo los interesados, quienes presentan sus ofertas y se adjudica el proyecto de expansión.

1.2.2. Acceso a la capacidad de transporte

Siguiendo lo indicado en el reglamento, la ley general de electricidad, en su artículo 48, indica que cualquier nuevo usuario del sistema de transporte

debe presentar una solicitud de acceso a la capacidad de transporte a la CNEE. La solicitud debe incluir lo siguiente:

- Descripción de las características técnicas de las instalaciones del usuario y las de vinculación con el sistema de transporte.
- Fecha en la que prevé poner en servicio las instalaciones que solicita conectar.
- Demanda o generación que prevé en el punto de interconexión para un periodo de 4 años.
- Estudios del efecto de su participación en el sistema, de acuerdo con la norma NTAUCT.
- Estudio de impacto ambiental aprobado por la entidad ambiental correspondiente.

Después de presentar la solicitud de acceso a la capacidad de transporte la comisión, asesorada por el AMM y el transportista propietario de las instalaciones, se le evaluará. Si la comisión no se pronuncia en sesenta días al respecto, la solicitud automáticamente de dará por aprobada.

1.2.3. Propuesta de conexión y uso

Al momento de solicitar el acceso a la capacidad de transporte, se puede dar el caso de que se requiera conectarse a las instalaciones de otro miembro del sistema. Según la norma NTC, existe un proceso de propuesta de conexión y uso de las instalaciones de transmisión, el cual debe ser seguido para hacer

uso de las instalaciones existentes. Los pasos de este proceso son los siguientes:

- Solicitud de la PCU
- Elaboración y presentación de la PCU
- Premisas para los estudios eléctricos
- Elaboración de diseños y estudios eléctricos
- Presentación de diseños y memorias de cálculo
- Opinión técnica sobre los diseños y memorias de cálculo
- Solicitud de acceso
- Aprobación de diseños y obras complementarias
- Contrato de conexión
- Estudio de coordinación de protecciones
- Coordinación de puesta en servicio
- Puesta en servicio

1.2.3.1. Solicitud de la PCU

El interesado en conectarse al sistema de transporte debe realizar una solicitud de PCU (propuesta de conexión y uso) al transportista propietario, esta debe incluir:

- Una carta solicitando la PCU al propietario de las instalaciones, bajo la modalidad de ampliación por acuerdo entre partes.
- La potencia máxima por conectar.

- Información general del interesado. Debe contener el nombre del proyecto, la dirección del proyecto, nombre del representante legal, dirección para recibir notificaciones, teléfonos y correo electrónico.
- Datos geográficos de la nueva instalación en mapa cartográfico en una escala que presente los datos de la manera más precisa posible, trazo de la línea de transmisión relacionada con el proyecto y el punto de conexión. Todas las ubicaciones deben ser presentadas en coordenadas UTM o geodésicas.
- Descripción del punto de interconexión y todas las obras que incluya el proyecto, presentando los diagramas de estas y los parámetros eléctricos correspondientes para que el propietario elabore la PCU.
- Descripción de las instalaciones de transmisión existentes, la cual debe incluir la ubicación de las estructuras de línea de transmisión a las cuales se pretende conectar.
- Cronograma de ejecución.

El propietario de las instalaciones tiene la obligación de responder a la solicitud de PCU dentro de los 10 días siguientes a la entrega de esta. La respuesta debe indicar si la solicitud contiene la información necesaria para elaborar la PCU o indicar qué aspectos hacen falta. El propietario tendrá un plazo de 10 días para completar la información faltante. Si se da el caso que el interesado no responde en el plazo mencionado anteriormente, se puede asumir que la información contenida en la solicitud es suficiente para elaborar la PCU.

1.2.3.2. Elaboración y presentación de la PCU

Al ser completada la información de la solicitud de la PCU, el interesado tiene un plazo de 40 días, a partir de que se encuentre completa la solicitud de la PCU, para presentar por escrito, al propietario de las instalaciones, la PCU.

El artículo 13 de la noma NTC presenta el contenido que debe llevar una PCU.

Tabla I. **Contenido de la PCU**

Apartados de la PCU	Contenido mínimo de cada apartado
Técnico	<ul style="list-style-type: none">• Ubicación del sitio de conexión.• Especificaciones técnicas para el punto de interconexión y la identificación de las obras del proyecto, adecuaciones, ampliaciones a instalaciones existentes, equipos y dispositivos que se requieren, que cumplen con las NTDOST, NTCSTS, y la norma del transportista que le haya aprobado la CNEE y, cuando corresponda, la regulación regional.• El sistema de medición y control de calidad, establecido en las NTCSTS y cuando corresponda, los establecidos en la regulación regional.• El sistema de medición comercial, establecido en la NCC-14.• Capacidad de transporte disponible y/o potencia a contratar.• Cronograma y plazo de ejecución del proyecto por parte del transportista propietario, que razonablemente se ajuste a la magnitud del proyecto o a los plazos de un proyecto de similar magnitud.• Otra información o documentación técnica que considere pertinente.
Económico	<ul style="list-style-type: none">• Propuesta de acuerdo de pago de cargo de conexión, peaje, precio o condiciones de pago de los costos de construcción, operación, mantenimiento, y administración desagregando el punto de interconexión de las obras restantes.• Propuesta de pago de las garantías mutuas.

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Norma técnica de conexión NTC, Artículo 13. p. 14.*

La validez de la PCU es de 6 meses y puede duplicarse si no existe acuerdo entre partes dentro del primer periodo de tiempo.

En caso de no ser presentada la respuesta a la PCU por parte del propietario de las instalaciones, el interesado puede presentar una denuncia a la CNEE, dentro de los 6 meses después de vencido el plazo de 40 días, la cual podrá establecer las condiciones de conexión y uso de las instalaciones existentes.

1.2.3.3. Premisas para los estudios eléctricos

Después de ser presentada la PCU, la CNEE entrega al interesado las premisas para que este inicie con el proceso de elaboración de los estudios eléctricos según la norma NTAUCT.

1.2.3.4. Elaboración de diseños y estudios eléctricos

Cuando el interesado recibe la PCU por parte del propietario, este debe iniciar con la elaboración de los estudios eléctricos y los diseños correspondientes siguiendo las normas NTDOST, NTAUCT y NTCSTS.

1.2.3.5. Presentación de diseños y memorias de cálculo

La norma NTC establece que al menos 20 días antes de la entrega de la solicitud de acceso a la capacidad de transporte a la CNEE o solicitud de ampliación de la capacidad de transporte. El interesado debe presentar al propietario de las instalaciones y a la CNEE los diseños, memorias de cálculo,

protocolos de prueba, especificaciones y planos. Toda esta información, según el artículo 26 de la norma NTC, debe incluir como mínimo:

- Lista de normas utilizadas.
- Configuración del punto de interconexión.
- Diagramas unifilares.
- Planos de la conexión.
- Diagrama de planta y perfil de los equipos de alta tensión del punto de interconexión.
- Características técnicas de los equipos por utilizar.
- Esquemas de protección y criterios para sus ajustes.
- Esquemas de los sistemas de comunicaciones.
- La norma de seguridad que se aplicara en el sitio de conexión.
- Los procedimientos de puesta a tierra y de aislamientos.

Cabe mencionar que toda la información técnica citada anteriormente debe ser avalada por un ingeniero civil, electricista o mecánico electricista colegiado activo según corresponda.

1.2.3.6. Opinión técnica sobre los diseños y memorias de cálculo

Al recibir los diseños y memorias de cálculo descritas anteriormente, la comisión tiene un plazo de 10 días para presentar una copia de esta información al AMM, para que este en un periodo máximo de 30 días presente su opinión técnica. El propietario de las instalaciones de transporte tiene un plazo de 40 días desde la entrega de los diseños y memorias de cálculo para presentar su opinión técnica. Toda opinión técnica debe ser avalada por un

ingeniero civil, electricista o mecánico electricista colegiado activo, según corresponda.

1.2.3.7. Solicitud de acceso

El interesado debe presentar formalmente a la CNEE la solicitud de acceso a la capacidad de transporte.

1.2.3.8. Aprobación de diseños y obras complementarias

Después de haber recibido la última opinión técnica sobre los diseños presentados por el interesado, la CNEE, en un plazo de 60 días, hará la verificación correspondiente. Se aprobará la información o se le hará saber al interesado los cambios que debe realizar para presentarlos de nuevo.

1.2.3.9. Contrato de conexión

Después de haber cumplido con lo mencionado hasta el numeral 1.5.1.8, se procede a suscribir el contrato de conexión entre las partes.

1.2.3.10. Estudio de coordinación de protecciones

El interesado debe cumplir con los criterios generales para la elaboración del estudio de coordinación de protecciones. Esto se toma en cuenta desde la fecha en que se aprobaron los diseños.

1.2.3.11. Coordinación de puesta en servicio

El interesado debe presentar al AMM la información que establecen las normas de coordinación para la puesta en operación en el mercado mayorista, el cronograma de actividades de la conexión y el protocolo de puesta en servicio del punto de conexión. También se debe solicitar a la CNEE la aceptación de las nuevas instalaciones. Todo esto en un lapso de 40 días antes del inicio de las pruebas de puesta en servicio.

1.2.3.12. Puesta en servicio

Cumplidos los numerales desde el 1.5.1.1 hasta el 1.5.1.11, el interesado, junto con el AMM, coordinará la puesta en servicio.

1.2.3.13. Posterior a la puesta en servicio

Al entrar el proyecto en operación la CNEE indica a través de la resolución CNEE-78-2014 “Norma de Registro de Transportistas y sus Instalaciones”, que el transportista propietario debe presentar, dentro de 15 días hábiles posteriores a la puesta en servicio, lo siguiente:

- Información sobre los nuevos puntos de interconexión
- Información sobre la nueva obra de transmisión

Para los nuevos puntos de interconexión, se debe presentar lo establecido en el anexo 1 de la norma. Para las nuevas obras de transmisión se debe presentar un documento que contenga:

- Informe ejecutivo del proyecto, el cual tiene que describir las características principales del proyecto y contener la información legal que acredite la propiedad en la cual se ubica la instalación.
- Informe técnico del proyecto, el cual debe incluir todos los planos, diseños y especificaciones técnicas que permitan a la CNEE verificar el cumplimiento de las normas técnicas. Todo esto debe ser avalado por un ingeniero electricista o mecánico electricista colegiado activo.
- Las planillas de datos que indican los anexos de resolución CNEE-78-2014.

Posterior a presentar todo lo requerido a la CNEE, esta procederá a validar la información y crear el código único de registro de la instalación. Lo indicado se realiza con la finalidad de registrar el proyecto ante la gerencia de tarifas de la CNEE para el reconocimiento económico de la obra.

1.3. Estudios eléctricos

Como se mencionó en los incisos anteriores, se debe presentar estudios eléctricos en cada solicitud, por lo cual este apartado indica qué debe llevar cada uno de estos. Según el título 3 de la norma NTAUCT, los estudios eléctricos que se presenten a la comisión, deben estar incluidos en las solicitudes correspondientes y permitir la verificación de:

- El funcionamiento del SNI o sistemas aislados, en estado estático.
- Los límites de transporte de energía eléctrica en los sistemas de transporte afectados.

- El funcionamiento del sistema ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos producidos por perturbaciones o maniobras.

Al solicitar la autorización para una nueva obra, según el artículo 12 de la norma NTAUCT, se debe verificar que esta no provocará efectos negativos al sistema, por lo cual los estudios eléctricos deben estudiar y analizar si la obra incurre en lo siguiente:

- Supera la capacidad del sistema de transporte.
- Produce corrientes de corto circuito excesivas que puedan afectar la vida útil de los equipos existentes.
- Reduce la calidad de servicio del sistema existente.
- Incrementa los costos de operación del sistema.
- Lleva los niveles de tensión fuera de los límites establecidos.
- Introduce sobrecarga que puedan dañar los equipos existentes.
- Introduce perturbaciones superiores a los límites establecidos en armónicas y *flicker*.

La norma NTAUCT, en el artículo 14, indica también que los estudios eléctricos se realizarán en tres niveles, los cuales son:

- Estudios básicos
- Estudios primarios
- Estudios secundarios

Basándose en la norma NEAST el contenido debe ser el siguiente:

- Informe ejecutivo que reseñe los motivos de la solicitud, los resultados más importantes de los estudios y el impacto de la obra.

- Descripción resumida del proyecto.
- Descripción de la metodología empleada en los estudios.
- Presentación detallada de los resultados, haciendo las separaciones correspondientes a cada análisis.
- Base de datos utilizada, disponible en la comisión o aprobada por la misma.
- Criterios de simulación.
- Memorias de cálculo.
- Requerimientos del sistema de transporte.
- Modelos de prueba del software utilizado.

La norma NEAST establece que los estudios eléctricos deben hacerse evaluando distintos escenarios los cuales obligatoriamente son:

- Sistema en condición norma
- Sistema en condición posfalla
- Demanda máxima
- Demanda mínima

Además, el interesado debe considerar lo anterior e hidrología media para los años segundo y cuarto, a partir de la fecha prevista de puesta en operación. También se deben considerar situaciones excepcionales en el sistema dentro de un horizonte de 4 años desde la puesta en servicio.

Por último, la normativa presenta el tipo de estudio correspondiente a cada participante del mercado en la siguiente figura.

Figura 2. **Estudios eléctricos correspondientes a cada participante**

Tipo de Estudio	Tipo De Instalación		
	Ingresar nueva generación	Ingresar nueva demanda	Ampliación de Transporte
Flujo de Cargas	Si	Si	Si
Cortocircuitos	Si	Si (1)	Si (2)
Estabilidad Transitoria	Si	Si (3)	Si (3)
Requerimientos de Transporte	Si	Si	Si
Transitorios Electromagnéticos	Si	Si(4)	Si
Detallados Estabilidad Transitoria	Si(3)	Si(3)	Si(3)
Instalaciones de Arranque en Negro	Si	--	--
Formación de Islas	Si	Si(5)	--
Ajuste de Reguladores	Si	--	--
Pequeñas Perturbaciones	Si	--	--

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE. *Norma técnica de conexión NTC, Artículo 4. p. 7.*

Lo descrito en la figura anterior se describe a detalle en el título tres de la norma NEAST.

2. EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN

Al momento de iniciar en el campo de las subestaciones eléctricas, es importante conocer los equipos de patio que se requieren y tener muy claro qué función cumple cada uno de estos dentro de la subestación. Por tanto, es útil conocer las características de cada equipo y cómo se van a desempeñar al ser utilizados en la operación cotidiana o al realizar maniobras.

Entre los principales equipos de patio que debe tener una subestación aislada en aire se encuentran los siguientes:

- Transformador de potencia
- Interruptores de potencia
- Seccionadores
- Seccionadores con cuchilla de puesta a tierra
- Transformadores de tensión
- Transformadores de corriente
- Pararrayos

2.1. Características de los equipos de patio

Para determinar las características de los equipos de la subestación, se deben realizar ciertos estudios, los cuales brindan los parámetros para la selección de estos. Estos estudios se muestran en la siguiente tabla.

Tabla II. Estudios para la selección de equipos de patio

Estudio	Parámetro de especificación
Flujo de cargas	
• Interruptores	Corriente asignada de servicio continuo.
• Seccionadores	Tensiones máximas y mínimas.
• PT'S	Tensión primaria asignada.
• CT'S	Corriente primaria asignada. Tensión más elevada.
Cortocircuito	
• Interruptores	Corriente asignada de interrupción. Capacidad de cierre asignada
• Seccionadores	Corriente asignada de corta duración corriente dinámica
• CT'S	
• Pararrayos	
Sobretensión	
• Interruptores	Características de la tensión transitoria de recuperación
• Pararrayos	Tensión continua de operación. Tensión asignada

Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 315.

La norma IEC 60694 indica las condiciones de servicio para equipos de corte y maniobra en las subestaciones de alta tensión, para una frecuencia máxima de 60 Hz. Para fines de este texto solo se tomarán en cuenta las condiciones de equipo para intemperie o exterior. La norma indica que la temperatura ambiente en el exterior no debe exceder los 40 °C y el valor de temperatura promedio, en un periodo de 24 h, no debe ser mayor a 35 °C.

Además, establece que existen distintas clases de equipos que pueden trabajar a temperaturas bajo 0°C. La clase del equipo indica en su nombre, cuál es la temperatura mínima de operación, por ejemplo: exterior -25 °C o exterior - 40 °C. Todos estos parámetros son para equipos que serán colocados a una altura máxima de 1 000 msnm y con un nivel de contaminación medio. En caso de exceder estas condiciones, se deben utilizar los factores de corrección

establecidos por las normas para indicar al fabricante los nuevos parámetros de diseño.

La norma IEC 60694, en el numeral 4, presenta las características asignadas para los equipos de patio y sus dispositivos auxiliares, las cuales son:

- Tensión asignada (U_r).
- Nivel de aislamiento asignado.
- Frecuencia asignada.
- Corriente asignada de servicio continuo (I_r).
- Corriente de corta duración admisible asignada (I_k).
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada para equipos de maniobra (I_p).
- Duración admisible asignada de la corriente de cortocircuito (t_k).
- Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de cierre, apertura y circuitos auxiliares (U_a).
- Frecuencia asignada de alimentación de los dispositivos de cierre, apertura y circuitos auxiliares.
- Presión asignada de alimentación de gas comprimido para aislamiento y maniobra.

2.1.1. Tensión asignada

Se refiere al límite de tensión superior admisible en el sistema. La norma IEC 60694 indica que existen dos rangos de tensión:

- Rango 1: tensión menor o igual a 245 kV
- Rango 2: tensión mayor a 245 kV

En el caso de Guatemala únicamente aplica el rango 1 ya que las tensiones nominales de transmisión y subtransmisión son; 13.2kV- 34.5kV- 69 kV – 138 kV y 230 kV. A excepción del punto de interconexión con México, el cual maneja una tensión de 400 kV.

2.1.2. Nivel de aislamiento asignado

Es el nivel de aislamiento de los equipos de patio. La norma IEC 60071, muestra el nivel de aislamiento correspondiente a cada rango de tensión (ver numeral 2.1.1).

Figura 3. Nivel de aislamiento para equipos de rango 1

Highest voltage for equipment U_m kV (r.m.s. value)	Standard short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

Fuente: Norma IEC 60071-1. *Coordinación de aislamiento*. p. 22.

Figura 4. Nivel de aislamiento para equipos de rango 2

Tension la plus élevée pour le matériel U_m kV (valeur efficace)	Tension de tenue normalisée aux chocs de manoeuvre			Tension de tenue normalisée aux chocs de foudre kV (valeur de crête)
	Isolation longitudinale (note 1) kV (valeur de crête)	Phase-terre kV (valeur de crête)	Entre phases (rapport à la valeur de crête phase-terre)	
300	750	750	1,50	850 950
	750	850	1,50	950 1 050
362	850	850	1,50	950 1 050
	850	950	1,50	1 050 1 175
420	850	850	1,60	1 050 1 175
	950	950	1,50	1 175 1 300
	950	1 050	1,50	1 300 1 425
525	950	950	1,70	1 175 1 300
	950	1 050	1,60	1 300 1 425
	950	1 175	1,50	1 425 1 550
765	1 175	1 300	1,70	1 675 1 800
	1 175	1 425	1,70	1 800 1 950
	1 175	1 550	1,60	1 950 2 100

Fuente: Norma IEC 60071-1. *Coordinación de aislamiento*. p. 23.

2.1.3. Frecuencia asignada

En el caso de Guatemala la frecuencia de todo el sistema de transmisión y subtransmisión es de 60 Hz inclusive en los puntos de interconexión.

2.1.4. Corriente asignada en servicio continuo

Este término se refiere al valor eficaz de corriente que el equipo debe soportar en condiciones normales de operación. La norma IEC 60059 indica que los valores que se pueden utilizar son: 1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 -8 A y sus múltiplos por 10^n .

2.1.5. Corriente de corta duración admisible asignada

Es el valor de corriente eficaz que puede soportar el equipo por un corto período de tiempo en sus terminales cerradas. Este valor de corriente deber ser igual al valor de cortocircuito asignado para el equipo y al igual que el inciso anterior su valor puede ser: 1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 A y sus múltiplos por 10^n .

2.1.6. Valor pico de la corriente admisible asignada

Es el valor de corriente pico del primer ciclo de la onda sinusoidal que el equipo debe soportar en condiciones de estado cerrado entre sus terminales. Para una frecuencia de 60 Hz este valor es 2,6 veces la corriente de corta duración admisible.

2.1.7. Duración admisible asignada de la corriente de cortocircuito

Es el tiempo que un equipo debe soportar la sobrecorriente de cortocircuito que pasa por sus terminales. El valor recomendado es 1 sin embargo, los equipos de protección actuales tienen la capacidad de despejar una falla en tiempos aproximados de 30 ms.

2.1.8. Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de apertura y cierre de los circuitos auxiliares y de comando

Para corriente continua se pueden utilizar preferentemente: 24, 48, 60, 120, 220 V. Y para corriente alterna se pueden utilizar:

- Sistema trifásico: 4 hilos, 220/380, 240/480, 277/480 V
- Sistema monofásico: 3 hilos, 120/240 V

2.1.9. Presión asignada del gas comprimido para aislamiento y operación

Los valores estándares de presión son: 0,5 – 1 – 1,6 – 2 – 3 – 4 MPa. El equipo debe tener la capacidad de abrir y cerrar sus terminales a un rango de presión entre 85 a 110 % de la presión nominal.

2.2. Transformador de potencia

El transformador de potencia es el elemento más importante en las subestaciones de transformación. Sin este no sería posible variar los niveles de tensión para transportar o distribuir energía eléctrica. Además, es por mucho, el elemento más costoso de la instalación. Por el tipo de refrigeración los transformadores generalmente se dividen en dos grupos:

- Transformadores secos
- Transformadores aislados en aceite

Para fines de este texto, únicamente se analizarán los transformadores aislados en aceite ya que estos prácticamente no tienen limitaciones en potencia y, por tanto, son utilizados en subestaciones de alta tensión.

Al momento de especificar el transformador de potencia que se requiere para la subestación, es importante conocer el nodo al que se va a conectar, este puede estar en estrella o delta. Sabiendo que tipo de conexión de entrada se requiere, se deben evaluar también la conexión del lado de salida, se pueden tener distintas combinaciones en el lado de alta y de baja, las cuales pueden repercutir en la operación del sistema.

Tabla III. **Conexiones de transformadores de potencia**

Tipo de conexión	Características
Estrella – estrella	<ul style="list-style-type: none"> • Poco aislamiento • Neutros inestables si no son aterrizados • Mínima cantidad de cobre
Delta - delta	<ul style="list-style-type: none"> • Mayormente utilizada en media y baja tensión • Se eliminan los voltajes de tercera armónica • No se pueden conectar a tierra los puntos neutros • Requieren de mucho cobre lo cual aumenta el costo.
Delta – estrella	<ul style="list-style-type: none"> • Al aterrizar el neutro de la estrella se aíslan las corrientes de secuencia 0. • Se eliminan los voltajes de tercera armónica.
Estrella – delta	<ul style="list-style-type: none"> • El secundario no se puede conectar a tierra. • Los voltajes de tercera armónica se eliminan en la delta.

Fuente: elaboración propia.

Al conocer el nivel de tensión, el tipo de conexión del nodo y la necesidad del secundario, se puede tomar una decisión sobre el transformador y establecer qué potencia es la requerida según los estudios eléctricos correspondientes.

A continuación, se presenta un ejemplo de ficha técnica para la adquisición de un transformador de potencia.

Tabla IV. **Ficha técnica de un transformador de potencia**

Descripción	Unidad	Cantidad
Numero de fases	-	3
Frecuencia	Hz	60
Tensión asignada en el devanado de alta	kV	138
Tensión asignada en el devanado de baja	kV	13,8
Tensión máxima para el devanado de alta	kV	145
Tensión máxima para el devanado de baja	kV	15
Tipo de refrigeración natural	-	ONAN
Tipo de refrigeración primera etapa	-	ONAF
Grupo de conexión	-	DYn1
Conexión del neutro para el devanado de baja	-	Solido a tierra
Potencia asignada para refrigeración natural	MVA	10
Potencia asignada para refrigeración de primera etapa	MVA	14
Tipo de construcción del núcleo	-	Columnar
Tensión asignada al impulso tipo rayo para el devanado de alta	kV	550
Tensión asignada al impulso tipo rayo para el devanado de baja	kV	95
Tensión asignada soportada de corta duración a frecuencia industrial para el devanado de alta	KV	230
Tensión asignada soportada de corta duración a frecuencia industrial para el devanado de baja	kV	34
Nivel de cortocircuito para el devanado de alta	kA	40
Nivel de cortocircuito para el devanado de baja	kA	12,5
Escalera adosada a la Cuba	-	SI

Fuente: elaboración propia.

2.3. Interruptor de potencia

El interruptor de potencia es el dispositivo de accionamiento que se encarga de interrumpir y restablecer la corriente de paso de los circuitos de la subestación en condiciones normales y anormales. Este dispositivo tiene la particularidad de que está construido específicamente para actuar bajo carga sin que ocurra un arco eléctrico. El interruptor es el que brinda a la subestación el grado de confiabilidad dentro del sistema. En las subestaciones de maniobra es el elemento más importante.

Existen distintos tipos de interruptor de potencia los cuales son:

- Interruptores de aceite
- Interruptores de aire comprimido
- Interruptores de hexafluoruro de azufre (SF₆)

Sin embargo, en la actualidad los primeros dos tipos son obsoletos y únicamente se comercializan los de gas SF₆. Entre estos existen dos tipos de construcción:

- Interruptor de tanque vivo: en este la interrupción ocurre en tanques de diámetro pequeño llamadas polos, los cuales se ubican sobre soportes aislados. Estos polos se conectan a los cables de alta tensión, por lo tanto, se encuentran energizados. Este dispositivo tiene un costo inferior al de tanque muerto y requiere menos espacio, sin embargo, sus propiedades mecánicas hacen que sea susceptible a sismos de gran magnitud.

- Interruptor de tanque muerto: este dispositivo tiene un tanque que está puesto a tierra en el cual se encuentran las cámaras de interrupción. En estos se pueden instalar transformadores de corriente en sus *bushings*, no tienen problema ante sismos por su construcción y su mayor ventaja es que se pueden enviar ya ensamblados.

Figura 5. **Interruptor de tanque vivo**



Fuente: elaboración propia.

Figura 6. **Interruptor de tanque muerto**



Fuente: elaboración propia.

Dentro de estos dos tipos de interruptores se encuentran también distintos tipos de accionamientos para la apertura y cierre, los cuales son:

- Resortes: la principal ventaja de este tipo de accionamiento es su costo inicial que es relativamente económico y que necesita poco mantenimiento. Además, si el motor de recarga del resorte falla, manualmente se puede recargar. Generalmente, este mecanismo se utiliza hasta los 245 kV debido a que para más elevadas el mecanismo de resortes sería muy robusto y pesado.
- Neumático: este accionamiento es mediante aire comprimido. Requiere de un compresor para mantener la presión del aire, por lo cual, necesita un mantenimiento frecuente.
- Hidráulico: trabaja mediante aceite a presión. Se utiliza cuando se necesita un tiempo de operación muy corto.

En la norma IEC 62271-100 se indican las secuencias de operación estandarizadas, las cuales se refieren a la serie de operaciones de cierre y apertura y sus tiempos asociados. Se presentan dos secuencias:

- Secuencia 1: O – t – CO – t' - CO; t = 3 minutos para interruptores donde no está prevista la reconexión rápida, t = 0,3 s para interruptores donde está prevista la reconexión rápida y t' = 3 minutos.
- Secuencia 2: CO – t'' - CO; t'' = 15 s para interruptores donde no está prevista la reconexión rápida.

Donde:

O: operación de apertura

CO: operación de cierre seguida inmediatamente por una operación de apertura.

Las normas IEC 60694 e IEC 62271-100 establecen las especificaciones mínimas que el fabricante debe brindar para un interruptor de potencia, estas son las siguientes:

- Corriente asignada de servicio continuo
- Frecuencia asignada
- Duración asignada del cortocircuito
- Corriente de corta duración admisible
- Valor cresta de la corriente admisible asignada
- Tensión asignada
- Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo
- Tensión asignada al impulso tipo maniobra
- Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial
- Distancia de fuga
- Poder de corte asignado
- Poder de cierre asignado

Al saber esto, se puede realizar una tabla con las especificaciones correspondientes al interruptor de potencia que se requiere para una nueva subestación. En la siguiente tabla se muestra el ejemplo de una especificación técnica para la adquisición de uno de estos equipos.

Tabla V. **Ficha técnica de un interruptor de potencia**

Descripción	Unidad	Cantidad
Tensión nominal	kV	69
Número de fases	-	3
Frecuencia nominal	Hz	60
Sistema de puesta a tierra	-	Y solido a tierra
Altitud	msnm	1 800
Humedad relativa	%	5 a 100 %
Temperatura	°C	0 a 40
Coficiente sísmico IEEE 693	G	0,5
Intemperie	-	SI
Voltaje de diseño	kV	72,5
Voltaje nominal	kV	69
Corriente nominal	A	1 200
Corriente nominal de interrupción de corto circuito	kA	40
Tipo de construcción	-	Tanque muerto
Terminales para conexión	-	Nema 4
Medio de extinción de arco eléctrico	-	SF6
Tiempo de cierre	ms	45 a 60
Tiempo de apertura	ms	20 a 33
Nivel de aislamiento a 1 800 msnm	kV	350
Distancia de fuga a 1 800 msnm	mm/kV	25
Tipo de accionamiento	-	Resortes
Operación en caso de falla del sistema	-	Trifásico
Ciclo de operación	-	O-0.3s-CO-3m-CO
Rango de voltaje de operación de las bobinas de cierre y apertura	VCD	80 – 50
Voltaje del motor	VCD	85 – 150
Voltaje del control	VCD	85 – 150
Voltaje para la calefacción	VAC	240
Color de aislamiento	-	Gris
Tipo de aislamiento	-	Polímero a base de silicona
Altura de gabinete de fácil acceso para un operador de estatura promedio	-	SI
Operación	-	Remoto y local
Tiempo de tensado de los resortes	s	15
Número de contactos auxiliares libres mínimos	-	12NA y 12NC
Perilla para colocar en modo local y remoto	-	SI
Indicador de luz visual mecánico de posición abierto y cerrado	-	SI
Borneras para conexión a tierra	-	SI
Conector para conexión a tierra	-	SI
Contador de operaciones	-	SI

Continuación de la tabla V.

Cilindro de gas SF6	-	SI
Manómetro y manguera SF6	-	SI
Manómetro permanente para monitorear presión del gas	-	SI
Placa característica	-	SI
Placa de disparo, alarmas y auxiliares	-	SI
Placa de conexión de CT	-	SI
Estructura de soporte	-	SI
Juego de planos del interruptor digital e impreso	-	SI

Fuente: elaboración propia.

2.4. Seccionadores

Estos dispositivos son utilizados para interrumpir de manera visible el paso de corriente a un elemento dentro de la subestación. Al tener una capacidad interruptiva muy baja, estos elementos no deben realizar una maniobra de apertura con corriente.

El seccionador debe soportar, por un periodo de tiempo corto, la corriente de cortocircuito que circule en sus terminales al momento de una falla.

2.4.1. Seccionadores según su función

Se tienen cuatro tipos principales de seccionadores según su función en la subestación, sin embargo, todos están diseñados para aislar un equipo para trabajos de mantenimiento.

2.4.1.1. Seccionadores de puesta a tierra

Su función, como su nombre lo indica, es poner a tierra los equipos aislados para realizar mantenimiento. Poner a tierra los elementos mediante estos dispositivos se hace con la finalidad de aterrizarlos y con esto evitar cualquier corriente remanente que pueda circular en el equipo y que pueda afectar a los operarios del mantenimiento.

2.4.1.2. Seccionadores de puesta a tierra rápida

Cumple la misma finalidad que seccionador de puesta a tierra mencionado anteriormente con la diferencia de que este dispositivo tiene un tiempo de accionamiento mucho menor.

2.4.1.3. Seccionadores de baipás

Su función es realizar un puente directo desde la terminal de entrada del equipo hasta su terminal de salida para que la corriente no circule por este.

2.4.1.4. Seccionadores de operación en carga

Se utiliza únicamente para aislar reactores y bancos de capacitores que están en funcionamiento.

2.4.2. Seccionadores según su construcción

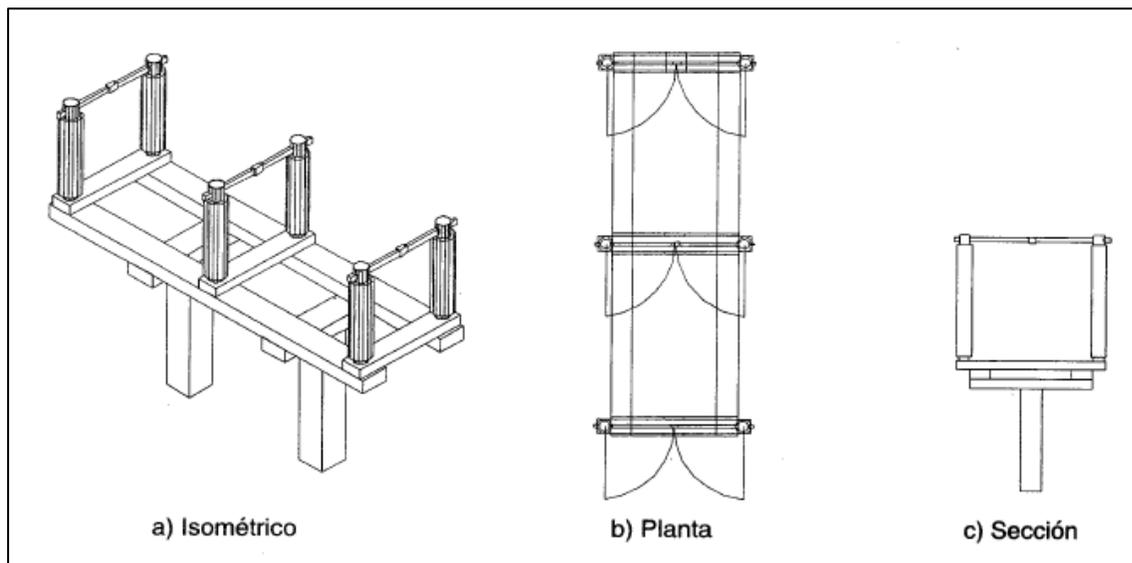
Al tener varios tipos de configuraciones y disposiciones físicas de equipos, se tienen diferentes espacios, niveles de tensión y posiciones en las cuales se requiere colocar el seccionador, por lo que los fabricantes han construido

distintos tipos de equipos para que se ajusten a las necesidades de la subestación.

2.4.2.1. Seccionadores de apertura central

Son los dispositivos que brindan la mayor distancia entre contactos.

Figura 7. Seccionador de apertura central

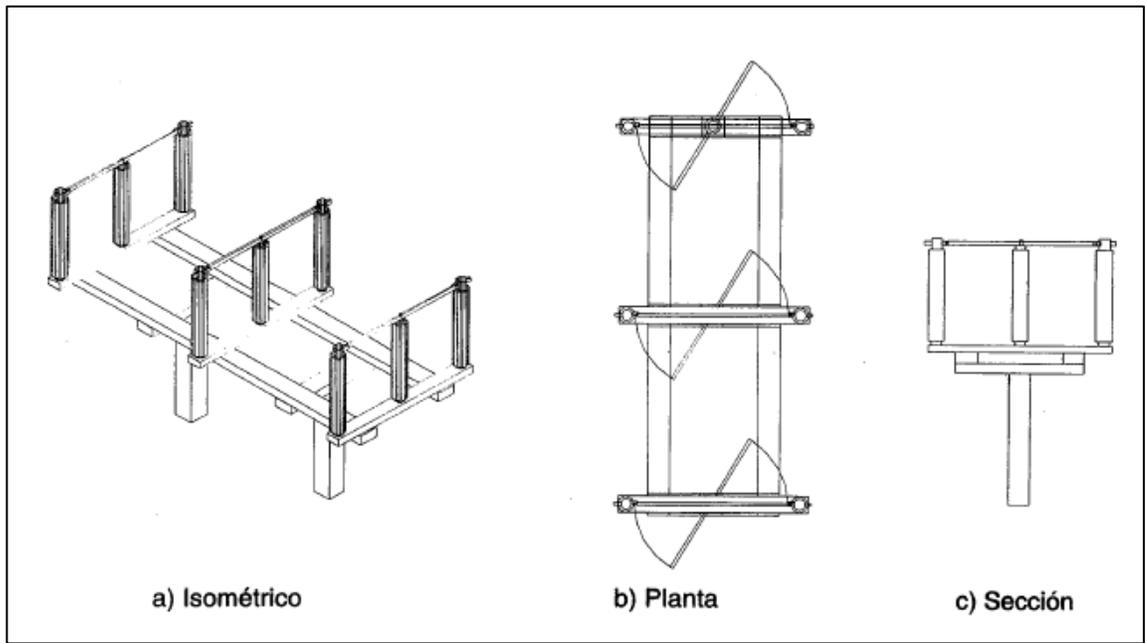


Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 411.

2.4.2.2. Seccionadores de rotación central

Casi siempre sus cuchillas son largas y tienden a deformarse. Generalmente se usan para tensiones menores a 245 kV.

Figura 8. **Seccionador de rotación central**

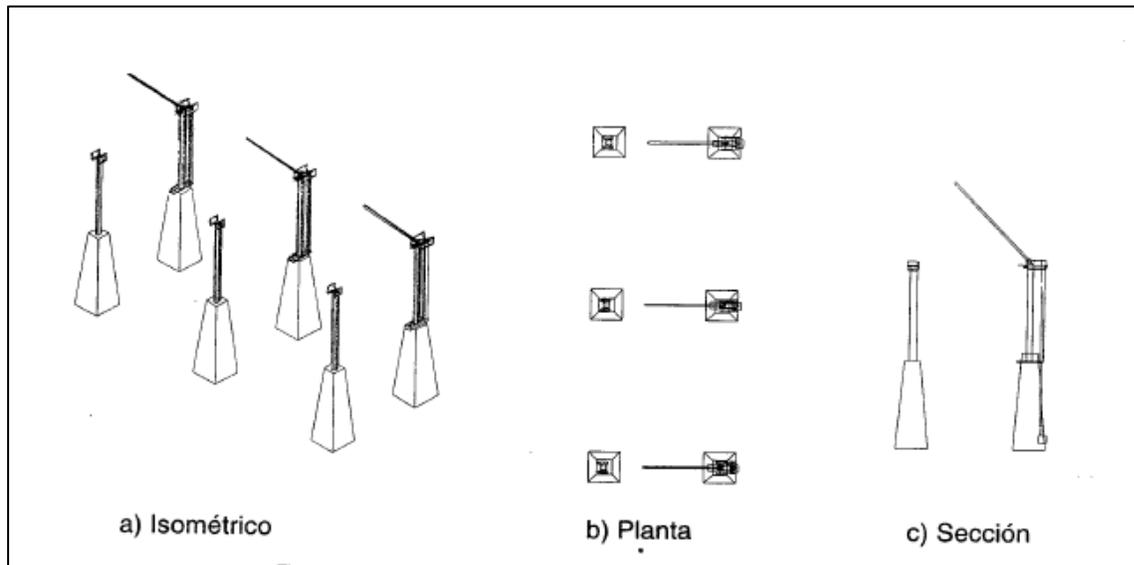


Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 411.

2.4.2.3. **Seccionadores de apertura vertical**

Son mayormente utilizados para subestaciones mayores a 245 kV.

Figura 9. **Seccionador de apertura vertical**

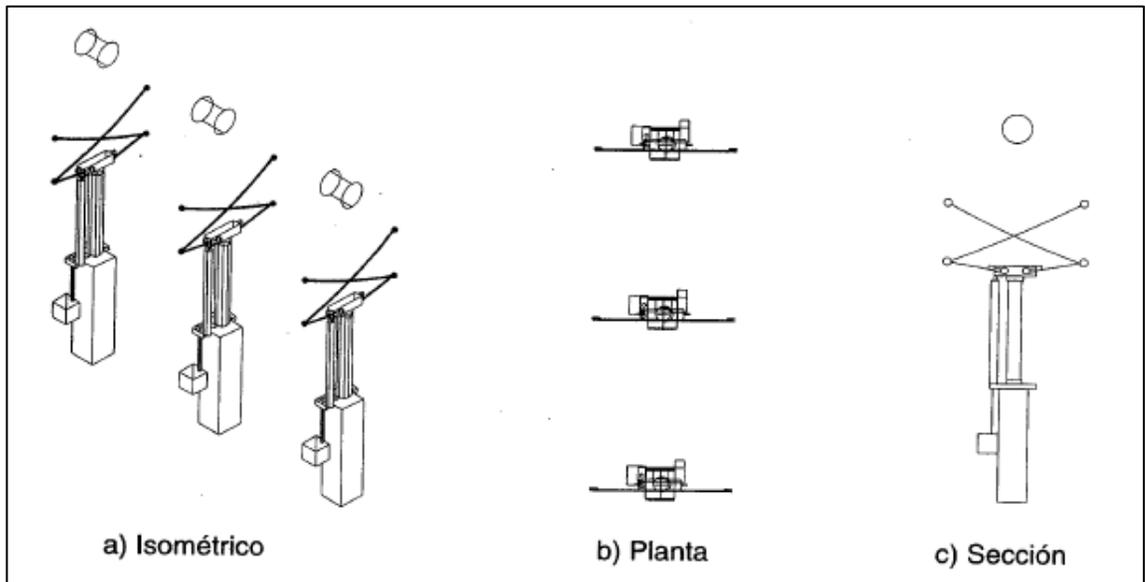


Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 412.

2.4.2.4. **Seccionadores tipo pantógrafo**

Requieren de menor espacio que los otros tipos de seccionadores. Sin embargo, requieren mantenimiento regular en sus articulaciones.

Figura 10. **Seccionador tipo pantógrafo**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 413.

La especificación de un seccionador debe incluir lo siguiente:

- Tensión asignada.
- Nivel de aislamiento asignado.
- Corriente asignada de servicio continuo.
- Corriente de corta duración admisible.
- Valor pico de corriente admisible.
- Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y apertura de los circuitos auxiliares.

En la siguiente tabla, se muestra el ejemplo de una especificación técnica para la adquisición de un seccionador con cuchilla de puesta a tierra.

Tabla VI. **Ficha técnica de un seccionador**

Descripción	Unidad	Cantidad
Tensión nominal	kV	69
Número de fases	-	3
Frecuencia nominal	Hz	60
Sistema de puesta a tierra	-	Y sólido a tierra
Altitud	msnm	1 800
Humedad relativa	%	5 a 100 %
Temperatura	°C	0 a 40
Coeficiente sísmico horizontal/vertical	G	0,5/0,4
Intemperie	-	SI
Tipo de apertura	-	Central
Voltaje de diseño	kV	72,5
Voltaje nominal	kV	69
Corriente nominal	A	1 200
Corriente nominal de corta duración rms	kA	40
Terminales para conexión	-	Nema 4
Medio de extinción de arco eléctrico	-	Requerido
Nivel de aislamiento a 1 800 msnm	kV	350
Distancia de fuga a 1 800 msnm	mm/kV	25
Operación en caso de falla del sistema	-	Trifásico
Voltaje del motor	VCD	125
Voltaje para la calefacción	VAC	240
Color de aislamiento	-	Gris
Tipo de aislamiento	-	Polímero a base de silicona
Operación	-	Motor y manual
Número de contactos auxiliares libres mínimos	-	10NA y 10NC
Operación de apertura y cierre	-	Local y remoto
Operación manual	-	Manivela
Switch auxiliar indicador de posición abierto y cerrado	-	Requerido
Base de seccionador y accesorios del mando	-	Galvanizados en caliente
Gabinete	-	Acero inoxidable
Protección para el gabinete	-	IP54
Contar con mecanismo de aterrizamiento tripolar	-	Requerido
Tipo de mecanismo de aterrizamiento	-	Manual
Mecanismo de enclavamiento para impedir cierre de seccionador cuando este aterrizado	-	Requerido
Placa característica	-	SI
Colocación vertical u horizontal	-	Ambas

Fuente: elaboración propia.

2.5. Transformadores de instrumento

Al manejarse un nivel de tensión alto en las subestaciones eléctricas, los equipos de medición no pueden hacer la labor de medir directamente de la línea o de las barras. Por lo tanto, se utilizan los transformadores de medición. Estos elementos disminuyen el nivel de tensión y corriente para que los medidores puedan cumplir su función sin dañarse.

2.5.1. Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión, como su nombre lo indica, disminuyen el nivel de tensión para los equipos de medición y control pueden operar de manera continua. Existen 4 tipos, los cuales son: transformadores inductivos, capacitivos, divisores resistivos o mixtos. Los transformadores inductivos son usados generalmente para tensiones de hasta 72,5kV y los capacitivos para tensiones superiores a 145 kV.

Las especificaciones de un transformador de tensión son las siguientes:

- Tensión primaria
- Tensión secundaria
- Potencia de precisión
- Factor de tensión
- Aislamiento
- Frecuencia asignada
- Clase de precisión
- Relación de transformación
- Límites de error y desplazamiento

Generalmente, estos transformadores son conectados de fase a tierra por lo que la tensión primaria es la tensión de fase o tensión del sistema dividido entre $\sqrt{3}$. La tensión secundaria generalmente se escoge según el diseñador, pero siempre hay que tomar en cuenta que si la tensión primaria es dividida dentro de $\sqrt{3}$ la tensión secundaria también lo estará.

Tabla VII. **Potencias de transformadores de corriente estandarizadas**

Norma	Valor (VA)
IEC	<ul style="list-style-type: none"> • 10 • 15 • 25 • 30 • 50 • 75 • 100 • 150 • 200 • 300 • 400 • 500
ANSI	<ul style="list-style-type: none"> • 12,5 (W) • 25 (X) • 35 (M) • 75 (Y) • 200 (Z) • 400 (ZZ)

Fuente: elaboración propia.

Un factor importante para la selección del transformador de tensión es la precisión. Dentro de este elemento existen dos fenómenos que influyen en su precisión y son: el error de relación y el desfase entre la tensión primaria y la secundaria. El error de relación es la diferencia entre la medición y el valor esperado (calculado teóricamente). Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Error de relacion} = \frac{K_n V_2 - V_1}{v_1} * 100$$

Donde:

Kn = relación de transformación

V1 = tensión primaria medida

V2 = tensión secundaria medida

El tipo de precisión de un PT se refiere a la relación entre el error de relación en porcentaje y el desfase entre primario y secundario expresado en minutos.

Tabla VIII. **Tipos de precisión para transformadores de tensión de medición**

Precisión	Error de relación (%)	Desfase (min)
0,1	± 0,1	± 5
0,2	± 0,2	± 10
0,5	± 0,5	± 20
1,0	± 1,0	± 40
3,0	± 3,0	--

Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Tipos de precisión para transformadores de tensión de protección**

Precisión	Error de relación (%)	Desfase (min)
3P	± 3,0	± 120
6P	± 6,0	± 240

Fuente: elaboración propia.

Otro aspecto para tomar en cuenta es el factor de tensión. Dicho factor se multiplica por la tensión primaria para determinar la tensión máxima de operación del equipo.

Tabla X. **Factor de tensión**

Factor de tensión	Duración	Conexión del devanado primario y puesta a tierra del sistema
1,2	Continuamente	<ul style="list-style-type: none"> Entre fases en cualquier sistema. Entre neutro de un trafo en Y y tierra, en cualquier sistema.
1,2	Continuamente	<ul style="list-style-type: none"> Entre fase y tierra en un sistema con neutro sólidamente aterrizado.
1,5	30 s	
1,2	Continuamente	<ul style="list-style-type: none"> Entre fase y tierra en un sistema con neutro no aterrizado.
1,9	30 s	
1,2	Continuamente	<ul style="list-style-type: none"> Entre fase y tierra en un sistema con neutro aislado sin disparo automático por fallas a tierra o en un sistema aterrizado resonante sin disparo automático por falla a tierra.
1,9	8 h	

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla, se muestra el ejemplo de una especificación técnica para la adquisición de un transformador de tensión.

Tabla XI. **Ficha técnica de un transformador de tensión**

Descripción	Unidad	Cantidad
Tensión nominal	kV	69
Numero de fases	-	3
Frecuencia nominal	Hz	60
Sistema de puesta a tierra	-	Y sólido a tierra
Altitud	msnm	1 800
Humedad relativa	%	5 a 100
Temperatura	°C	0 a 40
Coefficiente horizontal/vertical sísmico	G	0,5/0,4

Continuación de la tabla XI.

Intemperie	-	SI
Tipo	-	Inductivo
Voltaje de diseño	kV	69
Voltaje primario	kV	$69/\sqrt{3}$
Voltaje secundario	V	$115/\sqrt{3}$
Factor de tensión permanente	-	1,2
Clase de núcleos de medición	-	0,2
Clase de núcleos de protección	-	3P
Potencia	VA	15
Tipo de aislamiento	-	Polímero a base de silicona
Distancia de fuga	mm/kV	25
Placa característica	-	SI
Indicador de nivel de aceite	-	SI
Patas de soporte con aislantes	-	SI

Fuente: elaboración propia.

2.5.2. Transformadores de corriente

Son elementos que reducen el nivel de corriente para que los equipos de medición y protección puedan operar de manera adecuada y no corran el riesgo de dañarse. Estos transformadores van conectados en serie con el circuito de alta tensión. Al igual que los transformadores de tensión, los transformadores de corriente pueden ser para medida y para protección. Los CTS de medida alimentan los contadores de energía y los CTS de protección son los que se utilizan para los relés de protección.

Para especificar un transformador de corriente se deben indicar las siguientes características:

- Corriente primaria
- Corriente secundaria

- Corrientes de cortocircuito
- Potencia de precisión
- Tensión máxima del equipo
- Frecuencia asignada
- Clase de precisión
- Tipo de instalación

Se pueden tener una o más relaciones de vueltas, dependiendo de las necesidades de la subestación. Las relaciones normalizadas se presentan en las siguientes figuras.

Figura 11. **Relaciones normalizadas para transformadores de corriente de una o dos relaciones**

Corriente asignada		
Relación sencilla	Doble relación con devanados primarios serie- paralelo	Doble relación con derivaciones en el devanado secundario
10: 5	25 x 50: 5	25 / 50: 5
15: 5	50 x 100: 5	50 / 100: 5
25: 5	100 x 200: 5	100 / 200: 5
40: 5	200 x 400: 5	200 / 400: 5
50: 5	400 x 800: 5	300 / 600: 5
75: 5	600 x 1 200: 5	400 / 800: 5
100: 5	1 000 x 2 000: 5	600 / 1 200: 5
200: 5	2 000 x 4 000: 5	1 000 / 2 000: 5
300: 5		1 500 / 3 000: 5
400: 5		2 000 / 4 000: 5
600: 5		
800: 5		
1 200: 5		
1 500: 5		
2 000: 5		
3 000: 5		
4 000: 5		
5 000: 5		
6 000: 5		
8 000: 5		
12 000: 5		

Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 421.

Figura 12. **Relaciones normalizadas para transformadores de corriente con multirrelación**

Corriente asignada [A]	Taps secundarios	Corriente asignada [A]	Taps secundarios
600 : 5		3 000: 5	
50: 5	X2 - X3	300: 5	X3 - X4
100: 5	X1 - X2	500: 5	X4 - X5
150: 5	X1 - X3	800: 5	X3 - X5
200: 5	X4 - X5	1 000: 5	X1 - X2
250: 5	X3 - X4	1 200: 5	X2 - X3
300: 5	X2 - X4	1 500: 5	X2 - X4
400: 5	X1 - X4	2 000: 5	X2 - X5
450: 5	X3 - X5	2 200: 5	X1 - X3
500: 5	X2 - X5	2 500: 5	X1 - X4
600: 5	X1 - X5	3 000: 5	X1 - X5
1 200: 5		4 000: 5	
100: 5	X2 - X3	500: 5	X1 - X2
200: 5	X1 - X2	1 000: 5	X3 - X4
300: 5	X1 - X3	1 500: 5	X2 - X3
400: 5	X4 - X5	2 000: 5	X1 - X3
500: 5	X3 - X4	2 500: 5	X2 - X4
600: 5	X2 - X4	3 000: 5	X1 - X4
800: 5	X1 - X4	3 500: 5	X2 - X5
900: 5	X3 - X5	4 000: 5	X1 - X5
1 000: 5	X2 - X5		
1 200: 5	X1 - X5		
2 000: 5			
300: 5	X3 - X4	1 200: 5	X1 - X3
400: 5	X1 - X2	1 500: 5	X1 - X4
500: 5	X4 - X5	1 600: 5	X2 - X5
800: 5	X2 - X3	2 000: 5	X1 - X5
1 100: 5	X2 - X4		

Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 422.

Los valores más comunes de corrientes secundarias son 1 A, 2 A y 5 A.

La precisión en el caso de estos equipos se determina por el límite superior del error de corriente en porcentaje y la carga de precisión asignada. La siguiente tabla muestra la clase de precisión para CTS de medición.

Figura 13. Clases de precisión para transformadores de corriente de medición

Clase de precisión	± % de error de corriente al % de corriente asignada indicado				± Desplazamiento de fase en minutos al % de la corriente asignada indicado					
	5	20	100	120	5	20	100	120		
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5		
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10		
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30		
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60		
Clase de precisión	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30
± % de error de corriente al % de corriente nominal indicado										
Clase	5					20				
3	3					3				
5	5					5				

Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 423.

La designación "S" (0,2 S y 0,5 S) en la figura anterior, indica precisión especial para medidores que requieren entre 50 mA y 6 A.

Para el caso de los CTS de protección se tiene la siguiente tabla.

Tabla XII. **Clase de precisión para transformadores de corriente de protección**

Clase de precisión	Error de corriente para la corriente primaria (%)	Desplazamiento de fase para la corriente primaria (min)	Error compuesto para la corriente límite de precisión (%)
5P	± 1	± 60	5
10P	±3	-	10

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIII. **Ficha técnica de un transformador de corriente**

Descripción	Unidad	Cantidad
Tensión nominal	kV	230
Número de fases	-	3
Frecuencia nominal	Hz	60
Sistema de puesta a tierra	-	Y sólido a tierra
Altitud	msnm	1 800
Humedad relativa	%	5 a 100
Temperatura	°C	0 a 40
Coeficiente sísmico	G	0,5
Intemperie	-	SI
Tipo	-	Inmerso en aceite
Voltaje de diseño	kV	245
BIL	kV	1 050
Medición	-	Monofásica
Relación de transformación	-	1 200/600:5
Número de núcleos	-	4
Factor de sobretensión	-	1,2
Potencia	VA	20
Tipo de aislamiento	-	Cerámica
Clase de protección	-	5P
Exactitud	%	0,2s
Color de aislador	-	Gris
Terminal de conexión	-	Nema 4
Tipo de instalación	-	Exterior

Fuente: elaboración propia.

2.6. Descargadores de sobretensión o pararrayos

Los descargadores de sobretensión, conocidos popularmente como pararrayos, tienen la función de eliminar la amplitud de la onda de sobretensión transitoria producida por un rayo, maniobras o desbalances en las cargas del sistema. El pararrayos tiene tres funcionamientos principales las cuales son:

- Debe ser un aislador mientras el voltaje en sus terminales no sobrepase el valor de diseño.
- Al momento de ocurrir una sobretensión, debe ser un conductor para drenar las corrientes excedentes a tierra.
- Tiene que interrumpir el paso de corriente hacia tierra cuando la tensión regresa a los valores permitidos.

Las sobretensiones pueden ocurrir por tres razones principales, las cuales se deben considerar para la selección del pararrayo. Estas son:

- Sobretensiones de impulso tipo rayo: originadas por descargas atmosféricas sobre la línea de transmisión. Suelen durar algunos microsegundos.
- Sobretensiones de impulso tipo maniobra: se originan al momento de operar interruptores de potencia para transferencias de carga. Producen tensiones de alta frecuencia que suelen durar algunos milisegundos.
- Sobretensiones a frecuencia industrial: se deben a los rechazos de carga del sistema de potencia por desbalance de la red.

Según la norma IEC 60099-4 e IEEE std. C62.11 clasifican los pararrayos de diferente forma. En la siguiente tabla se presenta dicha clasificación.

Tabla XIV. **Tipos de pararrayos según norma IEC e IEEE**

Tipo	IEC 60099-4	IEEE std. C62.211
Estación	10 kA a 20 kA	-
Estación (800 kV)	-	20 kA
Estación (550 kV)	-	15 kA
Estación (menor a 550 kV)	-	20 kA
Distribución o intermedio	5 kA	5 kA a 10 kA
Secundario	1,5 kA a 5 kA	1,5 kA

Fuente: elaboración propia.

Una cualidad importante en los pararrayos es la capacidad de absorción de energía. Esta viene dada en kilojulios en función de los kV del sistema. Es un aspecto importante ya que las sobretensiones para las cuales están diseñados los pararrayos representan un cambio abrupto en la energía que circula por el dispositivo, por lo que debe tener la capacidad de disipar esa energía por el tiempo que dure la falla.

Tabla XV. **Ficha técnica de un descargador de sobretensión**

Descripción	Unidad	Cantidad
Tensión nominal	kV	69
Número de fases	-	3
Frecuencia nominal	Hz	60
Sistema de puesta a tierra	-	Y sólido a tierra
Altitud	msnm	1 800
Humedad relativa	%	5 a 100
Temperatura	°C	0 a 40
Coefficiente sísmico	G	0,5
Intemperie	-	SI
Tipo	-	Estación
Tensión nominal	kV	60
Tensión de operación continua	kV	48
Capacidad de absorción de energía	KJ/kV	8
Tensión residual al impulso tipo rayo	kV	138
Base aislante	-	SI
Posición	-	Vertical
Paleta de conexión	-	Nema 4

Fuente: elaboración propia.

3. ESTRUCTURAS DE LA SUBESTACIÓN

Las estructuras de las subestaciones deben ser diseñadas y fabricadas para soportar cargas verticales, transversales y longitudinales. El diseño final debe incluir los planos de taller de columnas, vigas y si es necesario soportes. El alcance de este capítulo comprende únicamente los parámetros que se deben considerar para las estructuras, así como los planos de taller de estas. La metodología de diseño es alcance del área civil del proyecto.

En una estructura de subestación se presentan tensiones debido a los conductores, cargas del peso de cada equipo, viento y sismos.

3.1. Cargas de tensión

Dentro de estas cargas van incluidos los movimientos de los equipos al momento de realizar una maniobra. Estos valores deben ser indicados por el fabricante, entre estos se encuentran:

- Efecto de la temperatura bajo condiciones normales de operación
- Presión de los equipos que contienen gas, al momento de su operación
- Tensión debida a la operación de los equipos
- Tensión de los conductores de alta tensión

3.2. Cargas de peso propio

Se considera el peso de los equipos, sus mandos, tubería conductores y accesorios. También se contempla el peso de la estructura.

3.3. Cargas por efecto del viento

Las fuerzas debido al viento actúan de manera horizontal en la estructura y se obtiene de la siguiente manera.

$$F_t = P_0 G C_f A \text{ (daN)}$$

Donde:

P_0 : presión del viento, en daN/m^2

G: factor de respuesta dinámica debido a ráfagas

C_f : coeficiente de fuerza

A: área sólida expuesta al viento, en m^2

3.4. Cargas de sismo

En el caso de Guatemala deben cumplir con los requerimientos de la norma AGIES NSE2-2010.

En Guatemala se puede decir que la totalidad de las subestaciones se construyen con estructuras metálicas. Se manejan dos tipos de estructuras metálicas:

- Celosía
- Tubulares

Figura 14. **Estructuras de celosía**



Fuente: elaboración propia.

Figura 15. **Estructuras tubulares**



Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presenta una tabla comparativa entre estos dos tipos de estructuras metálicas.

Tabla XVI. **Ventajas y desventajas de las estructuras metálicas**

	Celosía	Tubular
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Facilidad de transporte ya que vienen embaladas por partes. Esto facilita su uso para distintos niveles de tensión. • Facilidad en el galvanizado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Facilidad de montaje • Facilidad al momento de ubicar las vigas y los equipos, ya que estas por medio de conectores se pueden ubicar en varios sitios.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de montaje, debido a que se deben armar en sitio. • Riesgo de ruptura de piezas. • Mayor complejidad en el diseño ya que se deben diseñar los agujeros requeridos pieza por pieza antes de hacer el galvanizado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificultad al momento de transportar debido a que se entregan ensambladas de fábrica. Por lo que no son prácticas para tensiones superiores a 69 kV. • Dificultad en el galvanizado debido a la gran dimensión de las piezas.

Fuente: elaboración propia.

Las estructuras metálicas, a su vez, se pueden dividir según su uso, en estructuras mayores y menores. Las estructuras mayores están hechas a base de marcos metálicos y se utilizan para sostener los conductores de alta tensión y luminarias. Las estructuras menores son aquellas que se utilizan para sostener a todo el equipo primario de la subestación (seccionadores, transformadores de instrumento, aisladores, transformadores de SSAA y otros).

Al definir el tipo de las estructuras metálicas y tener los parámetros de diseño civil, se deben presentar los planos de taller finales. Un ejemplo de estos se encuentra en el apéndice 1.

Para la protección contra la corrosión se debe utilizar el método de galvanizado de inmersión en caliente según la norma ASTM A123, esto aplica para tornillería y accesorios de unión. También se debe tener un buen acabado final, esto se ve a detalle en la norma ASTM A143. Todo lo anterior siempre y cuando se verifique según la norma ASTM A153, la cual indica que los productos que no pueden galvanizarse son aquellos que trabajan en contacto con soluciones ácidas o en soluciones alcalinas fuertes.

Figura 16. **Espesor de la capa de zinc según espesor del material según norma ASTM A123**

Material	Rango del espesor del material				
	$t < 1/16$	$1/16 < t < 1/8$	$1/8 < t < 3/16$	$3/16 < t < 1/4$	$\geq 1/4$
Laminados y Placas	45	65	75	85	100
Barras y platinas	45	65	75	85	100
Tubulares	45	45	75	75	75
Cables	35	50	60	65	80

Fuente: Trelec, S.A. *Subestación Costa Linda*.

<http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Memoria%20CNEE%202016-2017.pdf>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XVII. **Normas asociadas a piezas con acero galvanizado**

Descripción	Norma
Práctica para proporcionar alta calidad de recubrimiento de zinc.	ASTM A385
Práctica para reparación de daños en los recubrimientos galvanizados.	ASTM A780
Especificación para el zinc.	ASTM B6
Práctica para la reparación de la superficie galvanizada para pintarla.	ASTM D 6386
Práctica para medir el espesor del recubrimiento mediante instrumento de partículas magnéticas.	ASTM E376
Práctica para soldar acero galvanizado.	AWS D 19.0

Fuente: elaboración propia.

4. PROCESO DE DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE

En este capítulo se presenta la metodología de diseño de obra electromecánica de subestaciones aisladas en aire para distintos niveles de tensión.

4.1. Parámetros ambientales y nivel de contaminación

Para iniciar con el diseño de una subestación aislada en aire es necesario recolectar una serie de parámetros para determinar el aislamiento de los equipos y con esto prevenir fallas a causa del entorno de la subestación.

El nivel de contaminación es un parámetro muy importante ya que con base en esto se le solicita al fabricante un aislamiento específico para los equipos de patio.

Para determinar el nivel de contaminación se toma como guía la norma IEC 60815-1, la cual presenta una metodología para este cálculo.

Como primer punto se determina el tipo de contaminación, según la norma anteriormente mencionada pueden ser tipo A o tipo B, cuyas características son:

- Tipo A: donde la contaminación solida con un componente no soluble se deposita en la superficie del aislador. Este depósito se vuelve conductivo cuando se humedece.

- Tipo B: donde los electrolitos líquidos se depositan en el aislador con muy pocos o ningún componente soluble. Este tipo de contaminación puede caracterizarse mejor por conductancia o mediciones de corriente de fuga.

La norma indica que pueden existir entornos en los cuales se presenten ambos tipos de contaminación (A Y B), por lo tanto, el siguiente paso es determinar el tipo de ambiente de la zona en la que se planea construir la subestación. En la publicación se presentan las siguientes opciones:

- Entorno industrial: se ubica cerca de una fuente de contaminación industrial y pueden afectar pocas instalaciones. La capa de contaminación en esta área puede contener partículas conductoras como carbón, depósitos metálicos, gases disueltos (tipo B) o contaminación que se disuelve lentamente como cemento y yeso (tipo A).
- Entorno agrícola: áreas cercanas a la actividad agrícola. Típicamente son zonas sujetas al arado (tipo A) o fumigación de cultivos (tipo B). La capa de contaminación consiste principalmente en sales de disolución rápida o lenta, como productos químicos, excremento de pájaros o minerales propios del suelo.
- Entorno desértico: son áreas que se caracterizan por suelos arenosos con periodos de sequía prolongados. La capa de contaminación comprende sales que se disuelven lentamente (tipo A).
- Entorno costero: ubicados directamente en la costa y pueden llegar hasta 50 km tierra adentro. La contaminación es principalmente por pulverización, viento y niebla. La acumulación de contaminantes se da

rápidamente en condiciones de rocío o niebla conductiva (tipo B). También se puede dar lentamente a través de partículas desplazadas por el viento, de disolución rápida con un grado de componente inerte (tipo A).

En el numeral 8.2 de la norma IEC 60815-1, se indica que se debe hacer una evaluación de la severidad de la contaminación del lugar propuesto. Esto se puede hacer bajo cualquiera de los cuatro métodos propuestos, los cuales son:

- Mediciones en sitio.
- Con información de aisladores de las líneas de transmisión y subestaciones que ya se encuentran en operación cerca del sitio propuesto.
- De simulaciones que puedan calcular el nivel de contaminación utilizando los parámetros ambientales del sitio.
- Si ninguno de los métodos anteriores es viable, se debe hacer la evaluación con base a la tabla número 5 de la norma IEC 60815-1.

Figura 17. Ejemplos de ambientes típicos

Example	Description of typical environments
E1	> 50 km ^a from any sea, desert, or open dry land > 10 km from man-made pollution sources ^b Within a shorter distance than mentioned above of pollution sources, but: <ul style="list-style-type: none"> • prevailing wind not directly from these pollution sources • and/or with regular monthly rain washing
E2	10-50 km ^a from the sea, a desert, or open dry land 5-10 km from man-made pollution sources ^b Within a shorter distance than E1 from pollution sources, but: <ul style="list-style-type: none"> • prevailing wind not directly from these pollution sources • and/or with regular monthly rain washing
E3	3-10 km ^c from the sea, a desert, or open dry land 1-5 km from man-made pollution sources ^b Within a shorter distance than mentioned above of pollution sources, but: <ul style="list-style-type: none"> • prevailing wind not directly from these pollution sources • and/or with regular monthly rain washing
E4	Further away from pollution sources than mentioned in E3, but: <ul style="list-style-type: none"> • dense fog (or drizzle) often occurs after a long (several weeks or months) dry pollution accumulation season • and/or heavy, high conductivity rain occurs • and/or there is a high NSDD level, between 5 and 10 times the ESDD
E5	Within 3 km ^c of the sea, a desert, or open dry land Within 1 km of man-made pollution sources ^b
E6	With a greater distance from pollution sources than mentioned in E5, but: <ul style="list-style-type: none"> • dense fog (or drizzle) often occurs after a long (several weeks or months) dry pollution accumulation season • and/or there is a high NSDD level, between 5 and 10 times the ESDD
E7	Within the same distance of pollution sources as specified for "heavy" areas and: <ul style="list-style-type: none"> • directly subjected to sea-spray or dense saline fog • or directly subjected to contaminants with high conductivity, or cement type dust with high density, and with frequent wetting by fog or drizzle • desert areas with fast accumulation of sand and salt, and regular condensation
<p>^a During a storm, the ESDD level at such a distance from the sea may reach a much higher level.</p> <p>^b The presence of a major city will have an influence over a longer distance, i.e. the distance specified for sea, desert and dry land.</p> <p>^c Depending on the topography of the coastal area and the wind intensity.</p>	

Fuente: Norma IEC 60815-1. *Técnica ecuatoriana*. p. 301.

Como último punto se determina la severidad de la contaminación del sitio considerando el tipo de contaminación (A O B) según la zona evaluada y el tipo de ambiente.

La norma establece cinco niveles de contaminación, los cuales son:

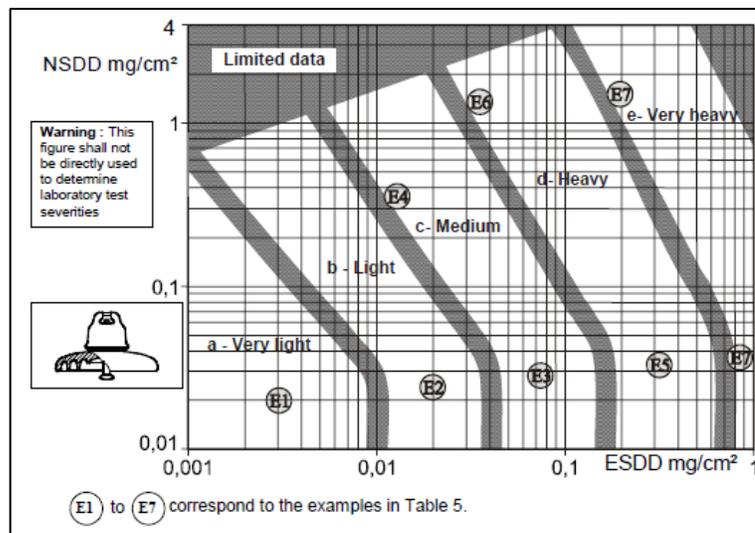
Figura 18. **Niveles de contaminación**

- a – Very light;
- b – Light;
- c – Medium;
- d – Heavy;
- e – Very heavy.

Fuente: Norma IEC 60815-1. *Técnica ecuatoriana*. p. 302.

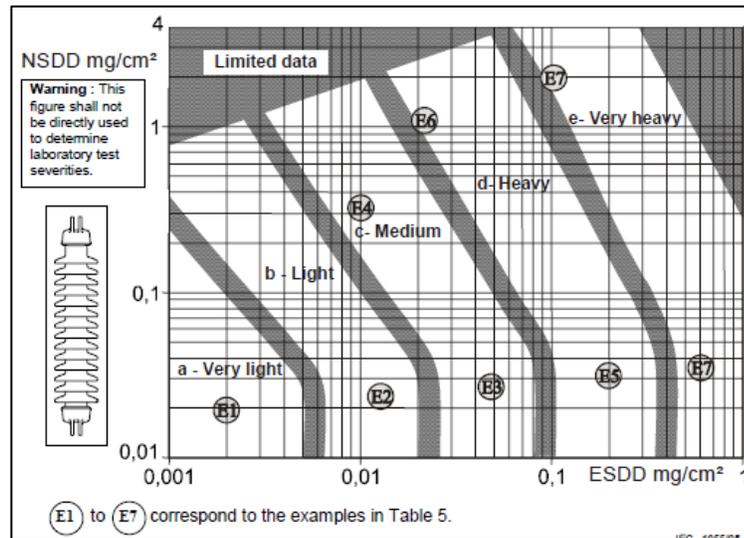
Para determinar uno de los cinco niveles anteriores para el diseño de la subestación, la norma establece que para un tipo de contaminación tipo A se utilizan las siguientes figuras:

Figura 19. **Nivel de contaminación tipo A para aisladores tipo pin**



Fuente: Norma IEC 60815-1. *Técnica ecuatoriana*. p. 302.

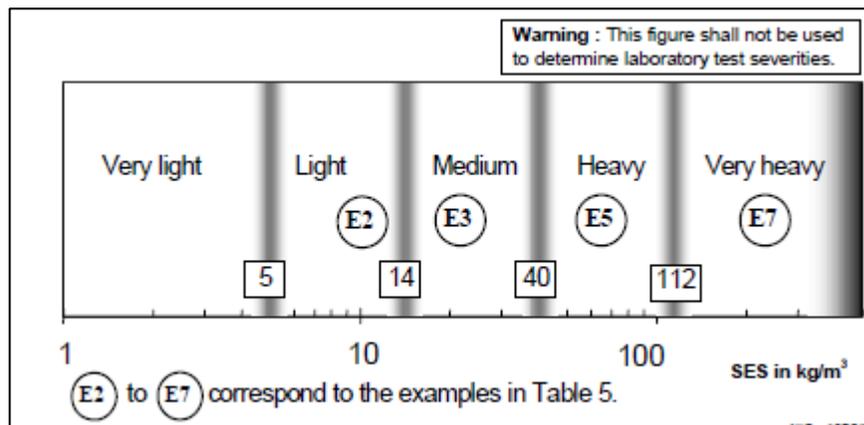
Figura 20. Nivel de contaminación tipo A para cadenas de aisladores



Fuente: Norma IEC 60815-1. *Técnica ecuatoriana*. p. 303.

Para un tipo de contaminación B se utiliza la siguiente información:

Figura 21. Nivel de contaminación tipo B



Fuente: Norma IEC 60815-1. *Técnica ecuatoriana*. p. 304.

Además del nivel de contaminación, es importante conocer los parámetros climáticos de la zona, en el caso de Guatemala, estos datos pueden ser obtenidos a través del Insivumeh.

Al terminar la evaluación de la zona de interés del proyecto se realiza una tabla resumiendo todos los aspectos ambientales que se necesitan para el diseño electromecánico. Estos valores serán utilizados para todo el proceso de diseño.

Tabla XVIII. **Ejemplo de parámetros ambientales de interés para el diseño de una subestación AIS**

Descripción	Unidad	Cantidad
Subestación	-	----
Altura sobre el nivel del mar	msnm	125
Temperatura máxima promedio anual	°C	32
Temperatura media promedio anual	°C	25
Temperatura mínima promedio anual	°C	18
Humedad relativa promedio anual	%	65
Velocidad del viento	Km/h	5
Nivel ceraunico	Días/año	70
Nivel de contaminación ambiental	-	medio

Fuente: elaboración propia.

4.2. Parámetros del sistema de potencia

Para proceder con los cálculos de diseño también es importante tener claro cuáles son los niveles de tensión utilizados en la zona de influencia, así como la configuración y tiempo de despeje de falla de los circuitos cercanos. Por lo que se debe realizar una tabla con los parámetros eléctricos de diseño.

Tabla XIX. **Ejemplo de características del sistema de potencia de Guatemala**

Descripción	Cantidad			
	Tensión nominal	230 kV	138 kV	69 kV
Tensión máxima del sistema	242 kV	145 kV	72,5 kV	15 kV
Tensión máxima de los equipos	242 kV	145 kV	72,5 kV	15 kV
Frecuencia del sistema	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Sistema de puesta a tierra	Y puesto a tierra	Delta aislado de tierra	Y puesto a tierra	Y puesto a tierra
Tensión asignada al impulso tipo rayo	1 050 kV	650 kV	350 kV	110 kV
Tensión asignada a la frecuencia industrial	460 kV	275 kV	140 kV	34 kV
Corriente de cortocircuito	40 kA	31,5 kA	31,5 kA	12,5 kA
Máxima duración de corto circuito	1 s	1 s	1 s	1 s
Tiempo de despeje de falla	100 ms	100 ms	100 ms	100 ms
Tiempo de despeje de falla para la protección de respaldo	300 ms	300 ms	300 ms	300 msx

Fuente: elaboración propia.

Los valores de tensiones asignadas se explicarán posteriormente en el apartado de coordinación de aislamiento. Los valores de cortocircuito vienen dados de los estudios eléctricos propios del diseñador o son provenientes de la base de datos del ente regulador, en el caso de Guatemala, la CNEE o son incluidos directamente en la documentación de los procesos de licitación pública.

4.3. Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento no es más que calcular y verificar el nivel de aislamiento de los equipos de la subestación para que estos puedan soportar todos los esfuerzos eléctricos debido a sobretensiones, sin dañarse o romper la rigidez dieléctrica del medio.

Según la norma IEC 60071-2, los pasos para la coordinación de aislamiento son:

- Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp}).
- Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw}).
- Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw}).
- Determinación de las tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w).
- Selección de los descargadores de sobretensión.

4.3.1. Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})

El primer paso para realizar el proceso de coordinación de aislamiento inicia con la determinación de las sobretensiones representativas.

4.3.1.1. Tensión a frecuencia industrial

Es la tensión con el valor rms igual a la tensión más alta del sistema U_s , lo mismo que decir $1,05 \times U_{nominal}$. Donde U_n se refiere a la tensión nominal del sistema. Para Guatemala $U_{nominal}$ puede ser: 230 kV, 138 kV, 69 kV, 13,8 kV.

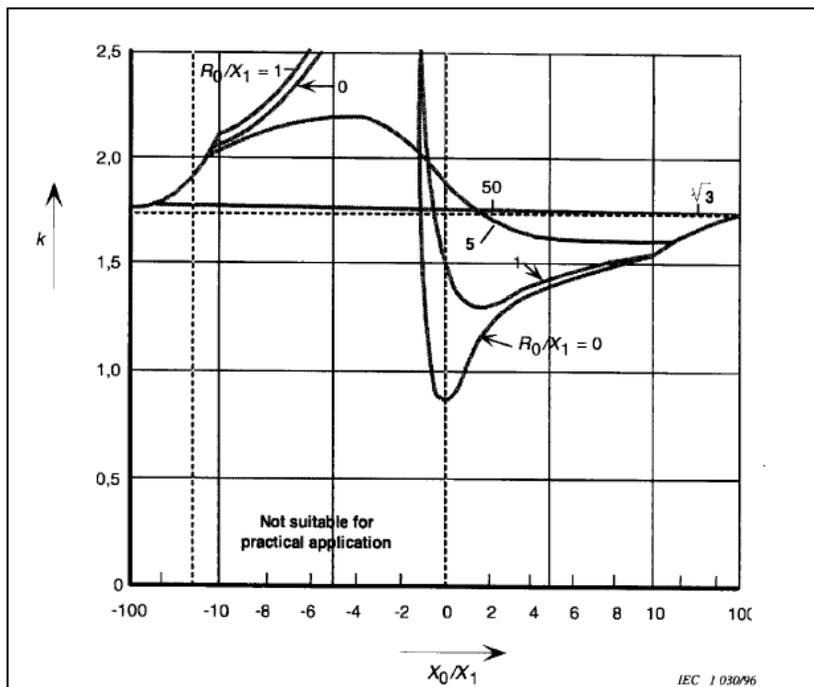
4.3.1.2. Sobretensiones temporales

Estos valores están dentro de las sobretensiones representativas pero se divide en dos, para considerar de mejor manera las fallas más comunes en los sistemas de potencia.

4.3.1.2.1. Sobretensiones por fallas a tierra

La norma IEC 60071-2 indica que la sobretensión máxima rms, que se alcanza para un sistema sólidamente aterrizado, no sobrepasa 1,4 veces la tensión máxima del sistema U_s . En el caso de tener un neutro aislado, el valor de sobretensión no sobrepasa 1,73 veces la tensión máxima del sistema. Los valores mencionados anteriormente provienen del anexo B de la norma mencionada.

Figura 22. Factor K de puesta a tierra



Fuente: Norma IEC 60071-2. *Coordinación de aislamiento*. p. 215.

El rango de valores bajos positivos, de la figura 28, corresponde a sistemas sólidamente puestos a tierra. Para sistemas con neutro aislado se utilizan los altos valores positivos y negativos de la gráfica.

4.3.1.2.2. Sobretensiones por rechazo de carga

Las sobretensiones por rechazo de carga son similares en las tres fases. Por lo que para un sistema largo se puede considerar que un rechazo de carga puede ser 1,5 p.u. por efecto Ferranti presente en la línea, para un sistema moderadamente extendido 1,4 P.U. y para cargas estáticas como máximo 2,5 P.U, siendo 1 P.U igual a $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * U_s$.

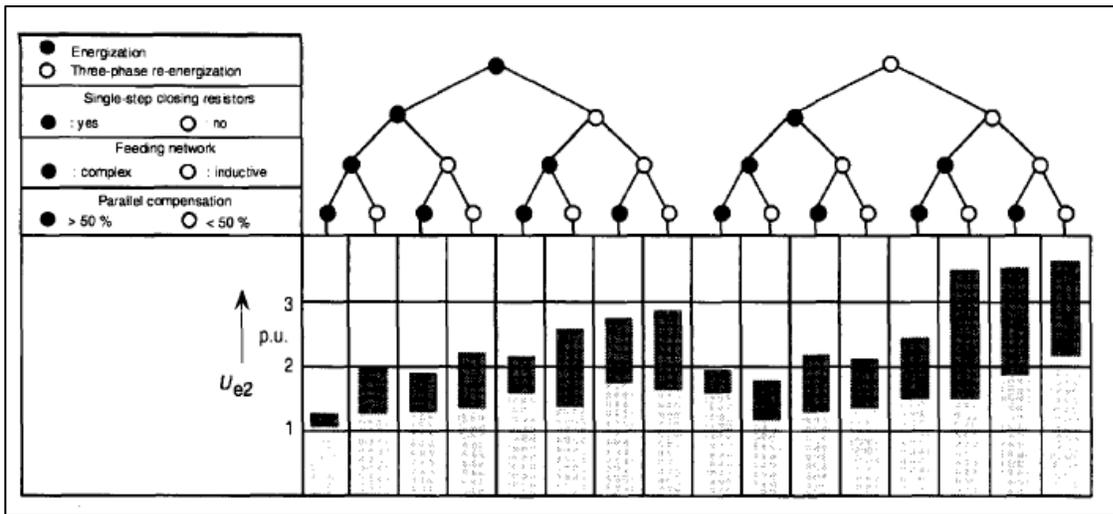
4.3.1.3. Sobretensiones de frente lento

Para determinar las sobretensiones representativas de frente lento se debe distinguir entre el equipo de entrada de la línea, el cual puede estar en condición de extremo abierto durante energización o reenergización en el extremo remoto y el equipo de la fuente en el extremo local, ya que estos se verán afectados de manera diferente al momento de un evento.

4.3.1.3.1. Sobretensiones de frente lento que afectan el extremo remoto

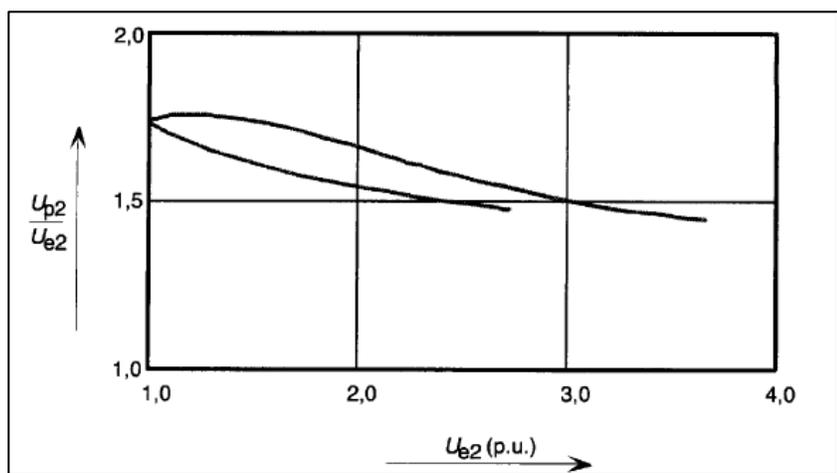
La reenergización desde el extremo remoto resulta en sobretensiones de línea (U_{p2}) y tensiones de fase (U_{e2}). Estos valores provienen de las siguientes figuras.

Figura 23. Valores de sobretensiones de frente lento, fase a tierra con probabilidad de 2 % de ser superadas



Fuente: Norma IEC 60071-2. Coordinación de aislamiento. p. 215.

Figura 24. Determinación de las sobretensiones de frente lento, fase a fase con probabilidad de un 2 % de ser superadas



Fuente: Norma IEC 60071-2. Coordinación de aislamiento. p. 216.

Las sobretensiones representativas de los equipos en la entrada de la línea, sin considerar descargadores de sobretensión son:

$$U_{et} = 1,25 * U_{e2} - 0,25 \text{ (kV)}$$

$$U_{pt} = 1,25 * U_{p2} - 0,43 \text{ (kV)}$$

Donde:

- U_{e2} = sobretensión de fase a tierra que tiene una probabilidad de 2 % de ser excedida.
- U_{p2} = sobretensión fase a fase que tiene una probabilidad de 2 % de ser excedida.
- U_{et} = sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a tierra.
- U_{pt} = sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a fase.

4.3.1.3.2. Sobretensiones de frente lento que afectan a los equipos del extremo local

Todos los equipos ubicados en el extremo local son afectados por tensiones de energización y reenergización, sin embargo, estas son mucho más bajas que en el extremo remoto por lo que la norma IEC 60071-2 indica que $U_{e2} = 3,0 \text{ P.U}$ y $U_{p2} = 4,5 \text{ P.U}$ para este tipo de sobretensiones.

4.3.2. Determinación de las sobretensiones soportadas para coordinación (U_{cw})

Para este tipo de sobretensiones se consideran los parámetros constructivos de las subestaciones y la incidencia en el aislamiento.

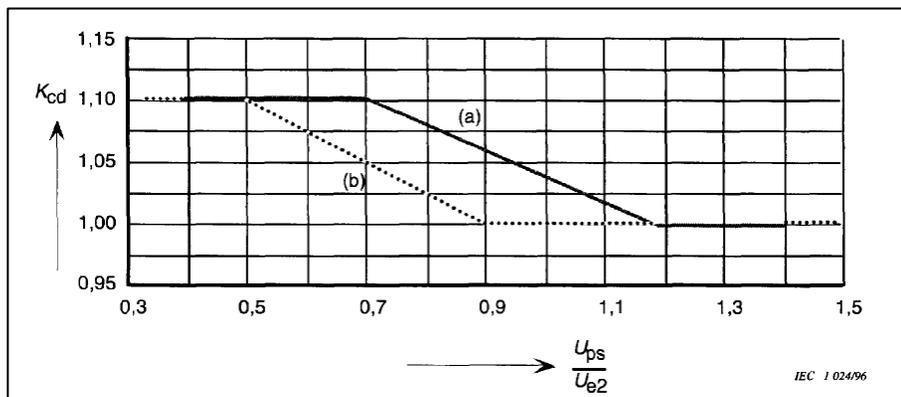
4.3.2.1. Sobretensiones temporales

La norma IEC 60071-2 indica que estas sobretensiones son iguales a las representativas temporales. Por lo tanto, el factor de coordinación es igual a 1.

4.3.2.2. Sobretensiones de frente lento

Este tipo de tensiones son obtenidas al multiplicar las sobretensiones representativas por un factor determinístico K_{CD} , el cual depende del nivel de protección al impulso tipo maniobra de los pararrayos y el valor de U_{e2} .

Figura 25. **Factor determinístico de coordinación para sobretensiones de frente lento**



Fuente: Norma IEC 60071-2. *Coordinación de aislamiento*. p. 216.

- Es el factor de coordinación aplicado al dispositivo de protección contra sobretensiones para obtener la coordinación de tensión de fase a tierra.
- Factor de coordinación aplicado al doble del nivel de protección del dispositivo de protección contra sobretensiones para obtener la coordinación de tensión de fase a fase.

4.3.2.3. Sobretensiones de frente rápido

La norma IEC 60071-2 muestra una ecuación para determinar el voltaje mínimo soportado de los equipos de patio.

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Donde:

- U_{cw} = tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico.
- U_{pl} = nivel de protección al impulso tipo rayo de los pararrayos.
- A = factor que describe el comportamiento de la línea ante descargas electro atmosféricas.
- n = número de líneas conectadas a la subestación.
- L = separación entre el pararrayos más cercano al equipo evaluado.
- L_{sp} = longitud del vano de las líneas.
- L_a = sección de línea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable.

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}}$$

- R_a = tasa de falla aceptable para el equipo, para Guatemala se puede tomar el valor estándar de una falla cada 250 años.
- R_{km} = tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación. Para el caso de los niveles de tensión de Guatemala se tomará el siguiente convenio:

Tabla XX. **Tasa de fallas de línea desde la subestación**

Nivel de tensión	Tasa de falla
230 kV	3 fallas por 100 km por año
138 kV	3 fallas por 100 km por año
69 kV	3 fallas por 100 km por año
13,8 kV	10 fallas por 100 km por año

Fuente: elaboración propia.

Figura 26. **Factor A para líneas aéreas**

Type of line	A (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
– with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
– wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
– single conductor	4500
– double conductor bundle	7000
– four conductor bundle	11000
– six and eight conductor bundle	17000

Fuente: Norma IEC 60071-2. *Coordinación de aislamiento*. p. 217.

4.3.3. Determinación de las sobretensiones soportadas requeridas (U_{rw})

Para obtener este tipo de subestaciones se aplican dos factores importantes, los cuales afectan a todo el diseño de la subestación. Estos son:

- K_a = factor de corrección por altura sobre el nivel del mar del sitio de la subestación.
- K_s = factor de seguridad.

El factor de K_s se aplica a cualquier tipo de sobretensión de fase o de línea. Aplica para sobretensiones temporales, de frente lento y de frente rápido.

Tabla XXI. **Factor de seguridad para aislamiento**

Factor de seguridad K_s	Valor
Aislamiento interno	1,15
Aislamiento externo	1,05

Fuente: elaboración propia.

El factor K_a se debe definir a través de la siguiente fórmula.

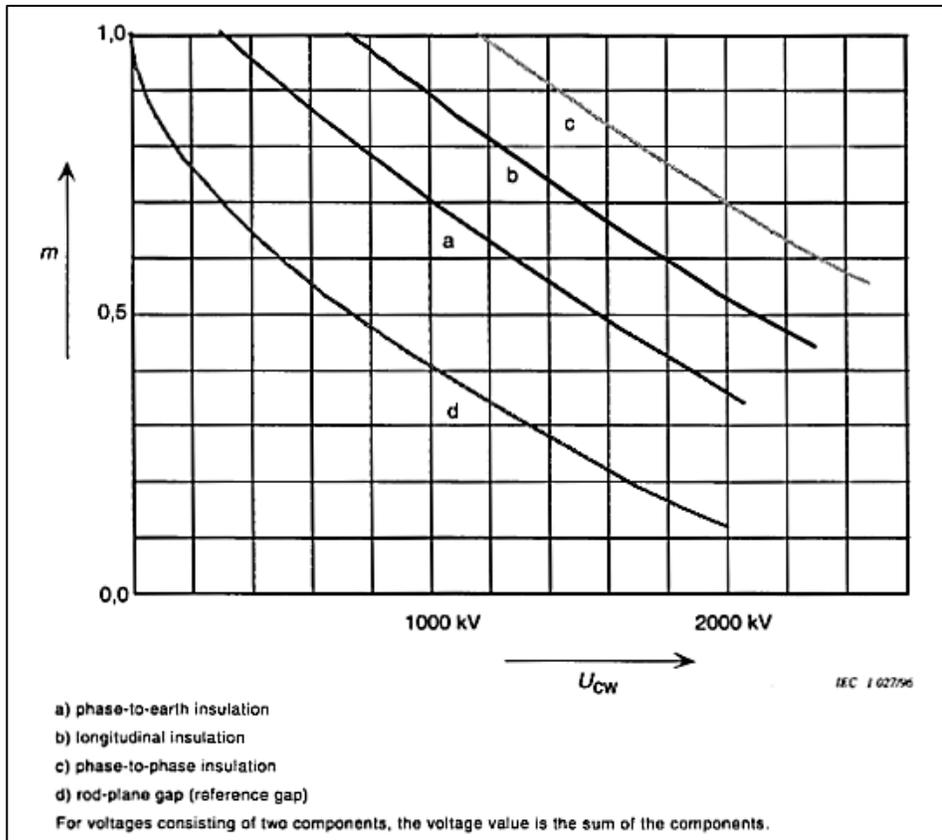
$$K_a = e^{m \cdot \frac{H}{8150}}$$

Donde:

- H = altura del sitio sobre el nivel del mar, en metros.

- $m = 1,0$ para coordinación de tensiones soportadas al impulso tipo rayo.
 $1,0$ para voltaje soportado de corta duración a frecuencia industrial. Para el caso de las tensiones soportadas al impulso tipo maniobra se toma el valor de la siguiente figura.

Figura 27. **Parámetro m para calcular factor K_a para sobretensiones tipo maniobra**



Fuente: Norma IEC 60071-2. *Coordinación de aislamiento*. p. 218.

Teniendo los factores K_a y K_s se procede a calcular las tensiones soportadas y requeridas con la siguiente ecuación:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a$$

Esta ecuación se aplica para tensiones de fase y de línea, temporales, de frente lento y de frente rápido.

4.3.4. Determinación de las tensiones normalizadas (U_w)

Para fines de este documento únicamente se evaluará el rango 1 de tensiones ya que los niveles de tensión manejados en Guatemala no superan los 230 kV.

Figura 28. Factores de conversión para rango 1

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage ¹⁾	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
- air clearances and clean insulators, dry:		
- phase-to-earth	$0,6 + U_{rw} / 8500$	$1,05 + U_{rw} / 6000$
- phase-to-phase	$0,6 + U_{rw} / 12700$	$1,05 + U_{rw} / 9000$
- clean insulators, wet	0,6	1,3
Internal insulation		
- GIS	0,7	1,25
- liquid-immersed insulation	0,5	1,10
- solid insulation	0,5	1,00
NOTE - U_{rw} is the required switching impulse withstand voltage in kV.		
¹⁾ The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.		

Fuente: Norma IEC 60071-2. *Coordinación de aislamiento*. p. 219.

Siguiendo la norma IEC 60071-1, se seleccionan los valores normalizados de aislamiento correspondientes. Para el caso del rango 1, los valores seleccionados al impulso tipo maniobra de fase a tierra son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial. En el caso de los valores de

fase a fase, estos son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial o por la prueba de soporte al impulso tipo rayo.

Figura 29. Niveles de aislamiento para tensiones de rango 1

Highest voltage for equipment U_m kV (r.m.s. value)	Standard short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

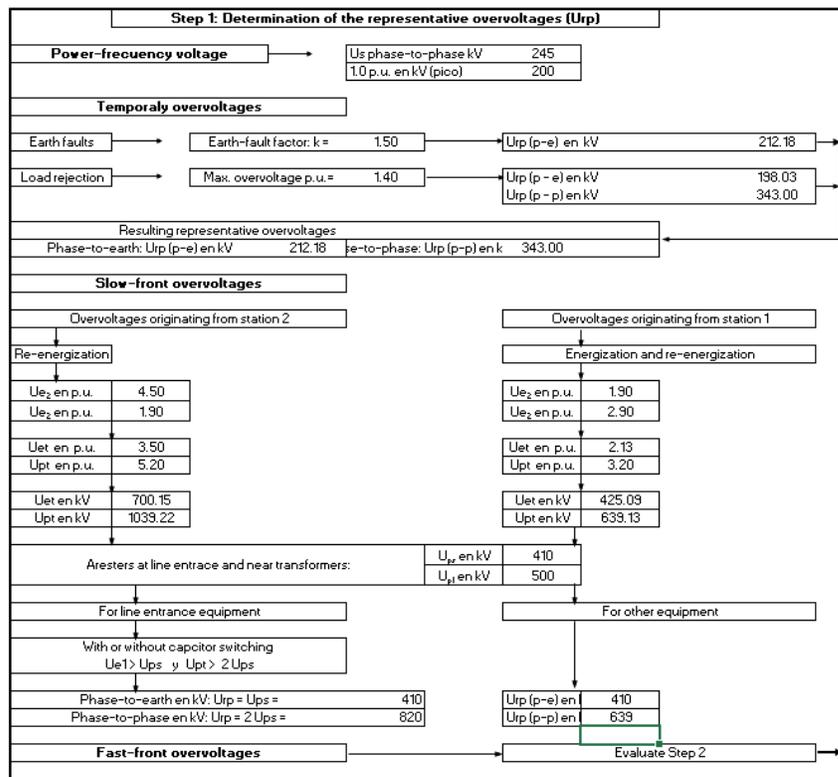
Fuente: Norma IEC 60071-2. *Coordinación de aislamiento*. p. 220.

4.3.5. Ejemplo de coordinación de aislamiento

La norma IEC 60071-2 en el anexo H muestra una manera de presentar el proceso de coordinación de aislamiento siguiendo el procedimiento anterior.

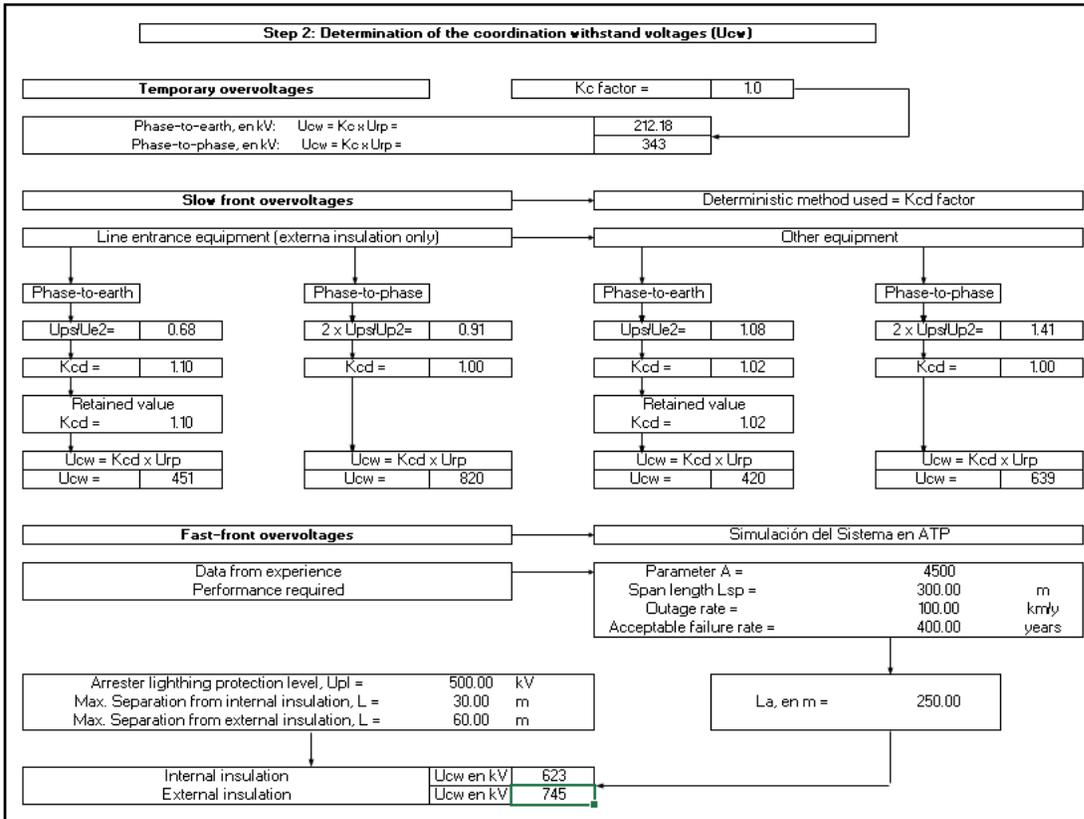
Para este ejemplo se evalúa una subestación de 230 kV ubicada a 1 000 msnm, con nivel de contaminación IV (muy pesado). El nivel de protección al impulso tipo maniobra es de 460 kV y la protección al impulso tipo rayo es de 1 050 kV. La tensión residual de los pararrayos para 1 kA (ups) es igual a 410 kV y para 10 kA (upl) es de 410 kV.

Figura 30. **Determinación de las sobretensiones representativas**



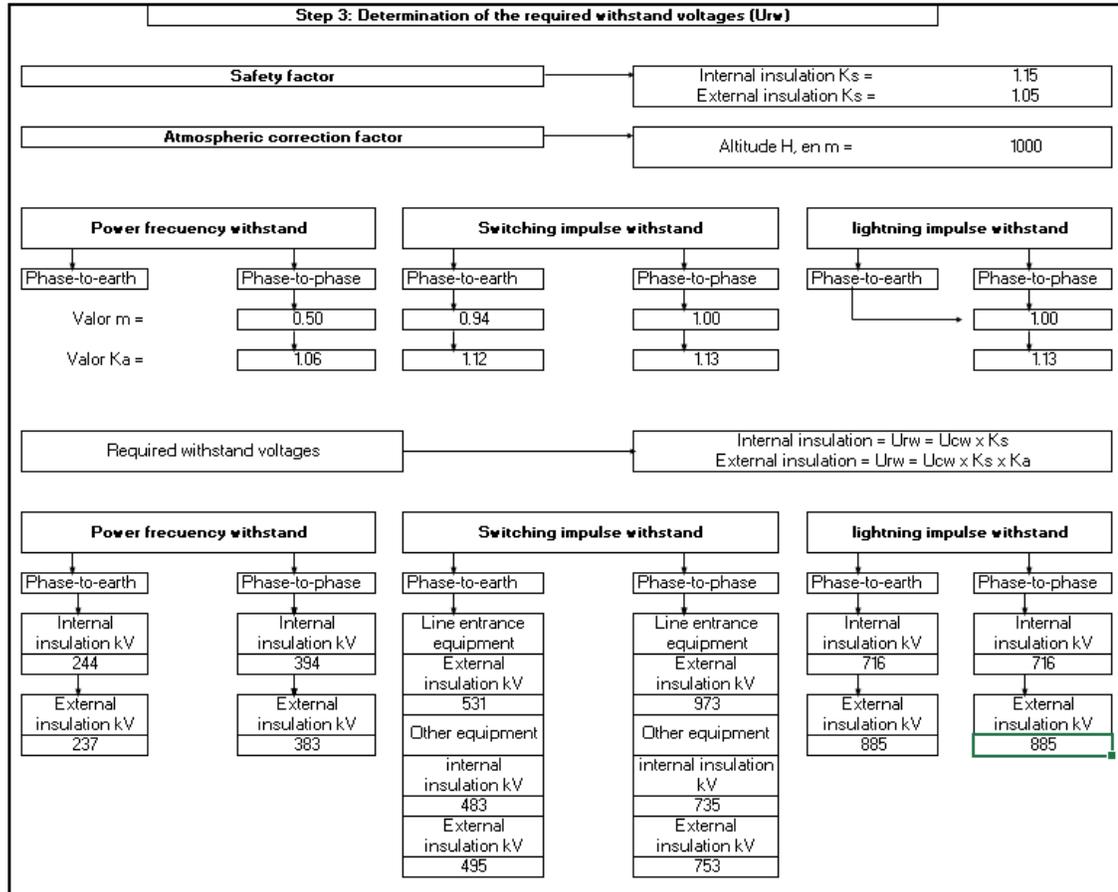
Fuente: elaboración propia.

Figura 31. **Determinación de las sobretensiones de soportabilidad para coordinación**



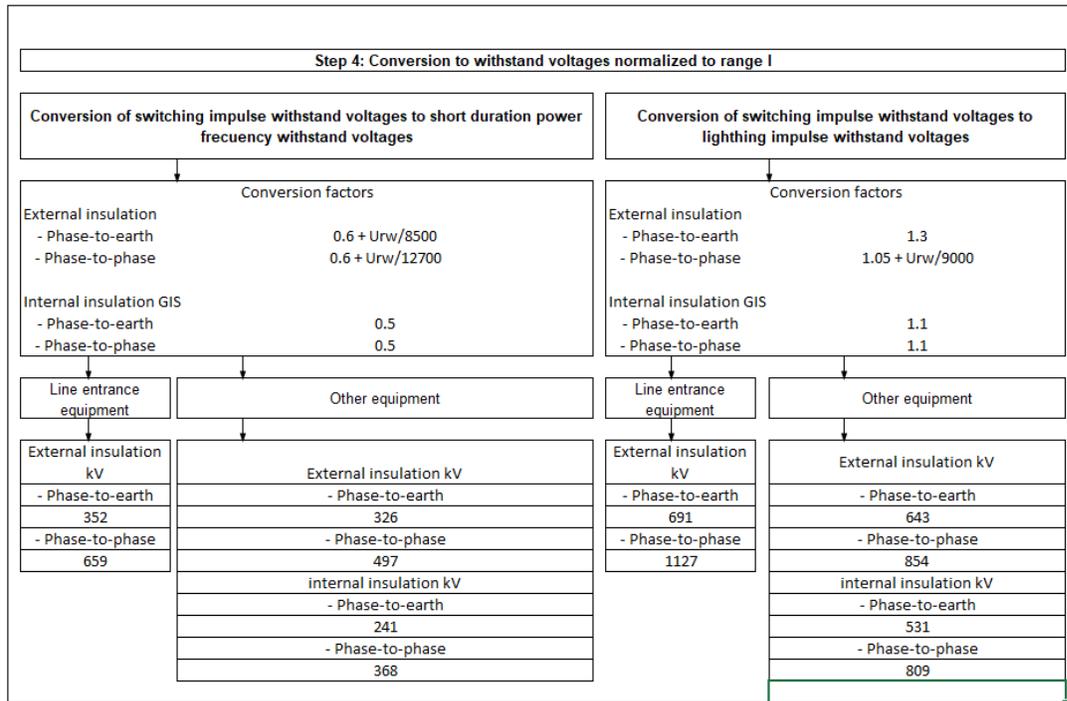
Fuente: elaboración propia.

Figura 32. **Determinación de las sobretensiones de soportabilidad requeridas**



Fuente: elaboración propia.

Figura 33. **Determinación de las sobretensiones de soportabilidad normalizadas**



Fuente: elaboración propia.

Figura 34. **Resultados del estudio de coordinación de aislamiento**

* kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento externo				Aislamiento inteno	
		Equipos entrada de línea		Otros equipos			
		* kV pico para impulsos de maniobra y rayo	Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)
Frecuencia industrial	Fase-tierra	237	352	237	326	244	241
	Fase-fase	383	659	383	497	394	368
Impulso de maniobra	Fase-tierra	531	(1)	495	(1)	483	(1)
	Fase-fase	973		753		735	
Impulso atmosférico	Fase-tierra	885	691	885	643	716	531
	Fase-fase	885	1127	885	854	716	809

Fuente: elaboración propia.

En el paso 4 se obtienen los valores que se requieren para determinar el nivel de aislamiento de los equipos. Para el caso de 230 kV, según la tabla 2 de la norma IEC 60071-1, se utilizan 460 kV para la tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial y 1 050 para la tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo. En el caso de que uno de los valores calculados (figura 39) supere los niveles estándar se debe requerir que los equipos pasen al siguiente nivel de aislamiento normalizado.

Sin embargo, esto en muchas ocasiones resultaría como un sobre costo muy fuerte para el proyecto, por lo que la norma IEC 60071-2, en el anexo A, establece que si la relación entre la tensión de fase tipo rayo y la tensión a frecuencia industrial es mayor a 1,7, el nivel portabilidad puede soportar las sobretensiones que se presenten. Si no fuera el caso, se requiere de un nivel de soportabilidad mayor al normalizado.

4.4. Distancias mínimas de seguridad

En el diseño de subestaciones siempre deben calcularse las distancias mínimas de seguridad entre partes energizadas y entre partes energizadas y persona. Esto se hace con la finalidad de evitar que se rompa la rigidez dieléctrica del medio, lo cual puede producir falla en los equipos y accidentes que afecten a las personas.

Para calcular las distancias mínimas entre partes energizadas y tierra y entre partes energizadas, se toma como referencia la tabla A.1 de la norma IEC 60071-2, para niveles de tensión de rango 1.

Figura 35. **Correlación entre el nivel soportado al impulso tipo rayo y las distancias mínimas en el aire**

Standard lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

NOTE - The standard lightning impulse is applicable phase-to-phase and phase-to-earth.
For phase-to-earth, the minimum clearance for conductor-structure and rod-structure is applicable.
For phase-to-phase, the minimum clearance for rod-structure is applicable

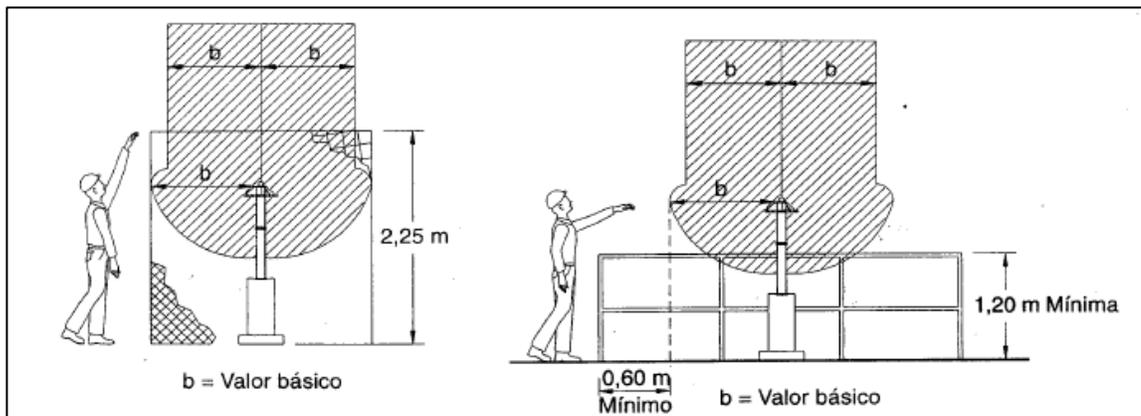
Fuente: Norma IEC 60071-2. *Coordinación de aislamiento*. p. 225.

Las distancias de seguridad, las cuales se refieren a la distancia que se debe mantener ante las partes energizadas al realizar un trabajo, son el resultado de sumas un valor básico de seguridad alrededor de las partes energizadas y un valor que va en función de los movimientos que puede realizar una persona al momento de hacer los trabajos.

El valor básico es equivalente a la distancia mínima entre fase y tierra en el aire, la cual garantiza el espacio adecuado para prevenir flameos aun en las condiciones más desfavorables. Este valor se calcula aumentando la distancia mínima entre fase y tierra en un 10 %. Por lo que el primer paso es calcular este valor.

$$\text{Valor básico} = d_{\text{min}} * 1,10$$

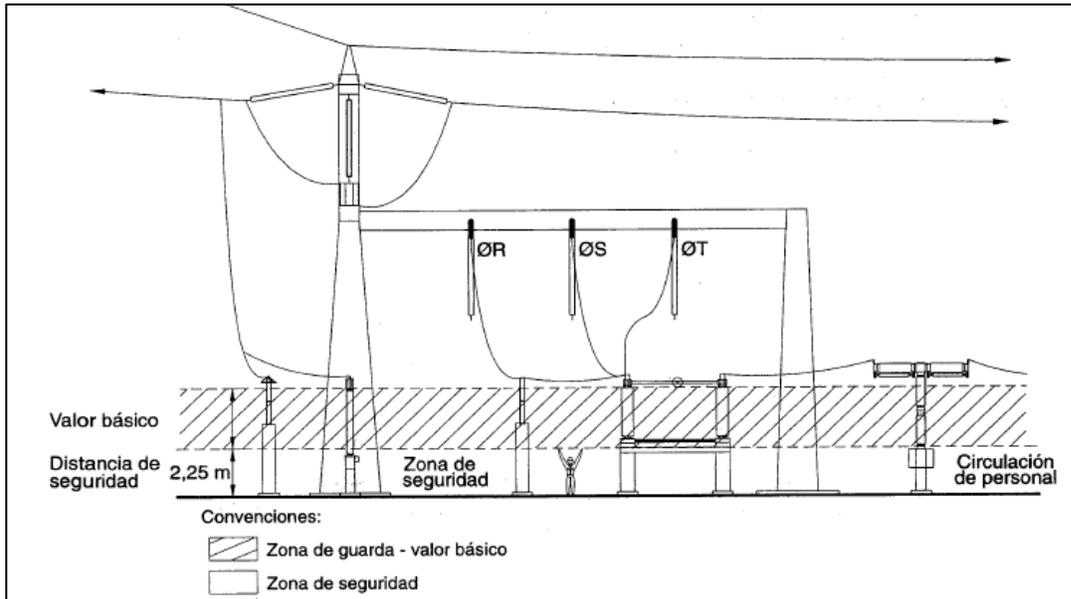
Figura 36. **Valor básico**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 308.

Para calcular la distancia de circulación de personal se toma como base la altura promedio de un operador con los brazos estirados verticalmente. Se asume que el aislador está energizado y que el único punto no energizado es la base del mismo. Por lo que esta distancia debe ser el valor básico más 2,25 m. Cabe resaltar que este valor únicamente contempla la circulación a nivel del suelo sin subirse a cualquier superficie que esté por encima de este nivel.

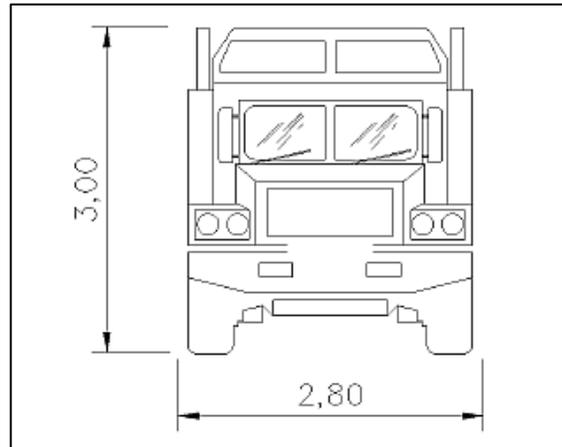
Figura 37. **Zona de circulación de personal**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 309.

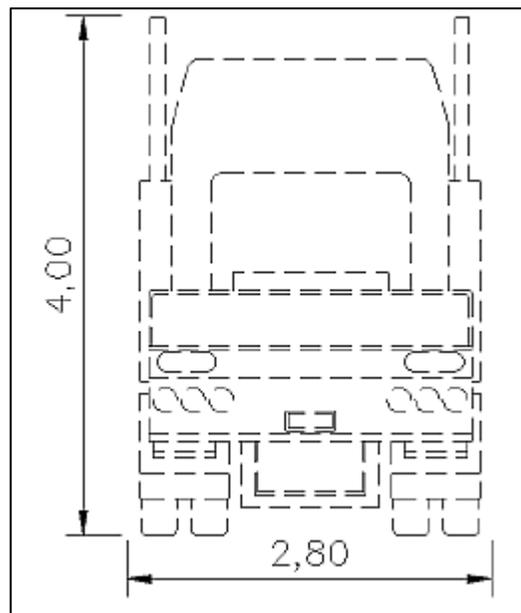
Para el caso de la circulación de vehículos se debe tomar la longitud de un vehículo promedio más 0,70 metros de holgura por apertura de puertas o movimientos involuntarios.

Figura 38. **Camión tipo cama baja**



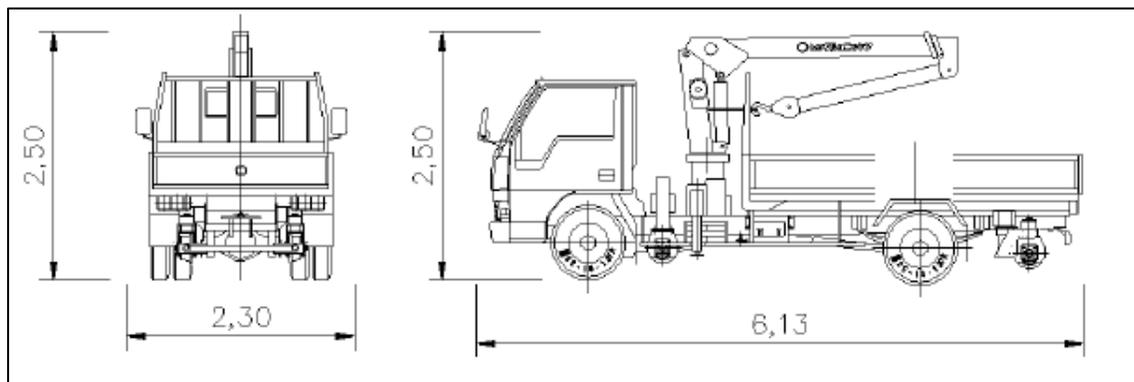
Fuente: Trelec, PET1-SE-1319-GE-DE071. *Informe anual de Trelec.* p. 14.

Figura 39. **Camión tipo cama alta**



Fuente: Trelec, PET1-SE-1319-GE-DE071. *Informe anual de Trelec.* p. 15.

Figura 40. Camión grúa de 5 toneladas



Fuente: Trelec, PET1-SE-1319-GE-DE071. Informe anual de Trelec. p. 16.

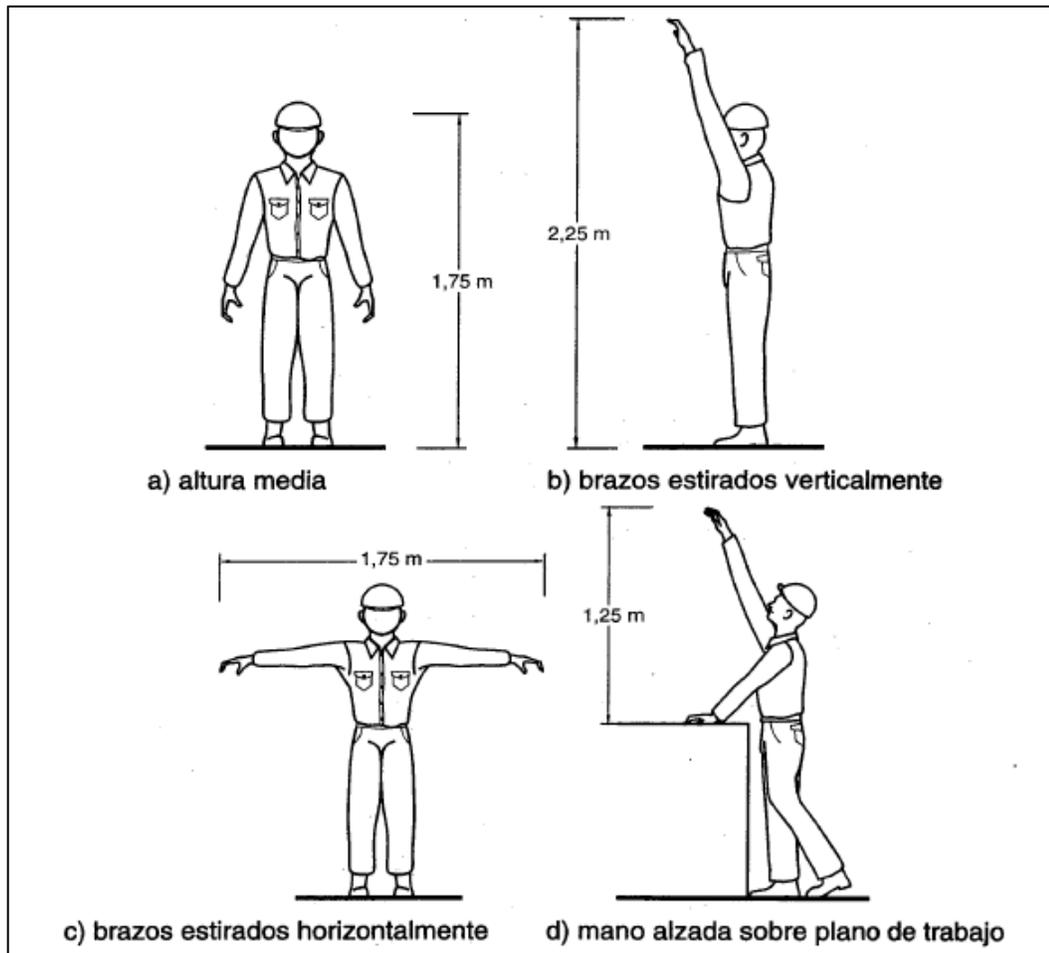
Para la realización de trabajos en equipos en los cuales los circuitos adyacentes se encuentran energizados se aplica lo siguiente:

Trabajo sobre equipos horizontal = 1,75 m + valor básico

Trabajo sobre equipos vertical = 1,25 m + valor básico

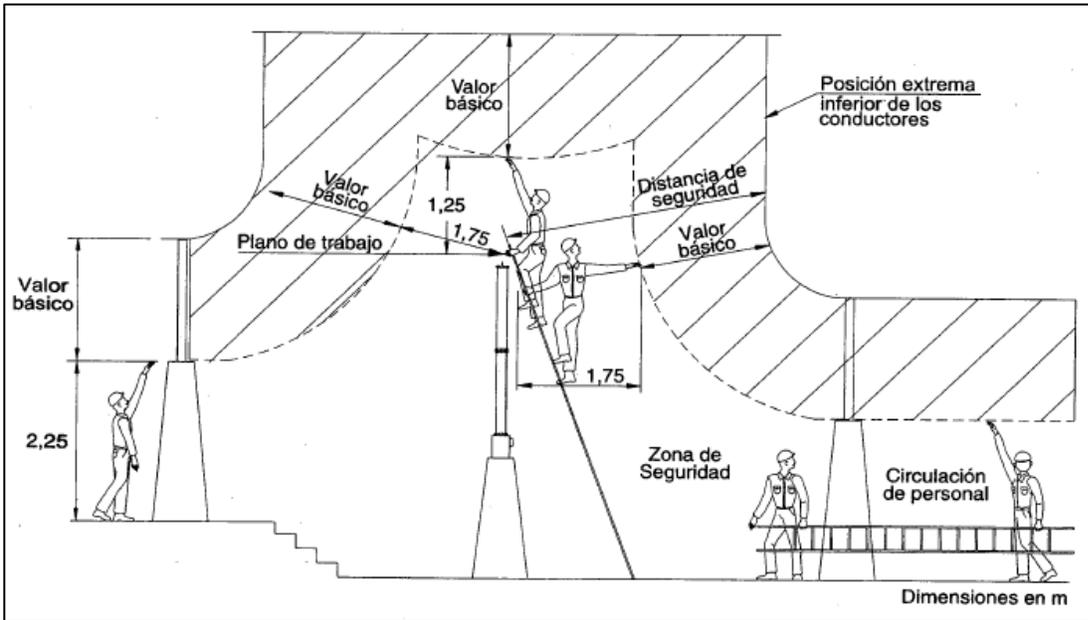
En caso de que no se cumplan estos requerimientos por cuestiones de espacio se debe desenergizar la subestación, todos los equipos por trabajar y los equipos adyacentes.

Figura 41. Dimensiones medias de una persona



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 311.

Figura 42. Camión grúa de 5 toneladas



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 312.

En el caso de Guatemala, la CNEE en su norma NTDROID presenta una tabla con las distancias mínimas a partes energizadas. En el caso de que la distancia calculada sea menor a la indicada en la normativa guatemalteca, se tomará el valor que esta indica.

Figura 43. **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	0.152
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	1050	4.52	2.84	1.930

Fuente: Norma NTDOID, CNEE. *Resoluciones*. p. 18.

4.4.1. Distancias mínimas para el dimensionamiento de la subestación

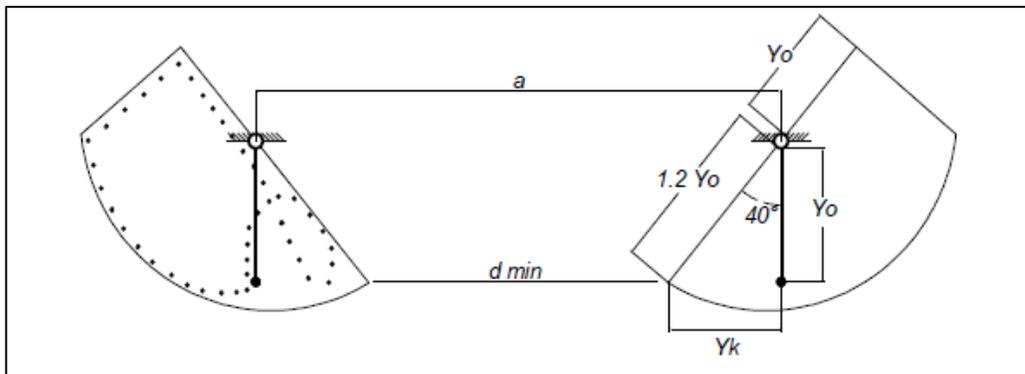
El dimensionamiento de la subestación depende de cuatro factores:

- Ancho de barras

- Ancho de campo
- Altura de campo
- Longitud de campo

Con el tema de barras, se pueden tener rígidas o de conductor flexible. Si la barra de conductor es flexible, se considera que este va a tener movimiento al momento de un cortocircuito.

Figura 44. **Diagrama de movimiento de un conductor flexible al momento de un cortocircuito**



Fuente: Trelec, PET1-SE-1319-GE-DE071. *Informe anual de Trelec*. p. 17.

Entonces, para calcular la distancia entre fases se considera lo siguiente:

$$Y_k = 1,2Y_0 * \sin 40$$

$$a = d_{min} + 2Y_k$$

Donde:

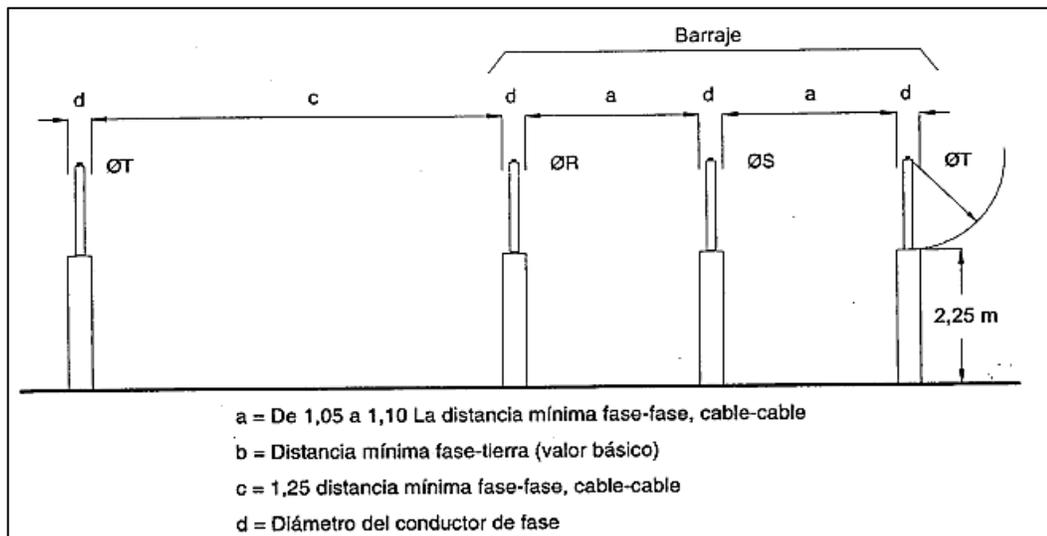
Y_k = rango de movimiento del conductor (m)

Y_0 = flecha estática máxima (m)

a = separación mínima entre fases (m)

d_{min} = distancia mínima fase a fase, cable a cable

Figura 45. **Ancho de barras en caso de barra rígida**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 315.

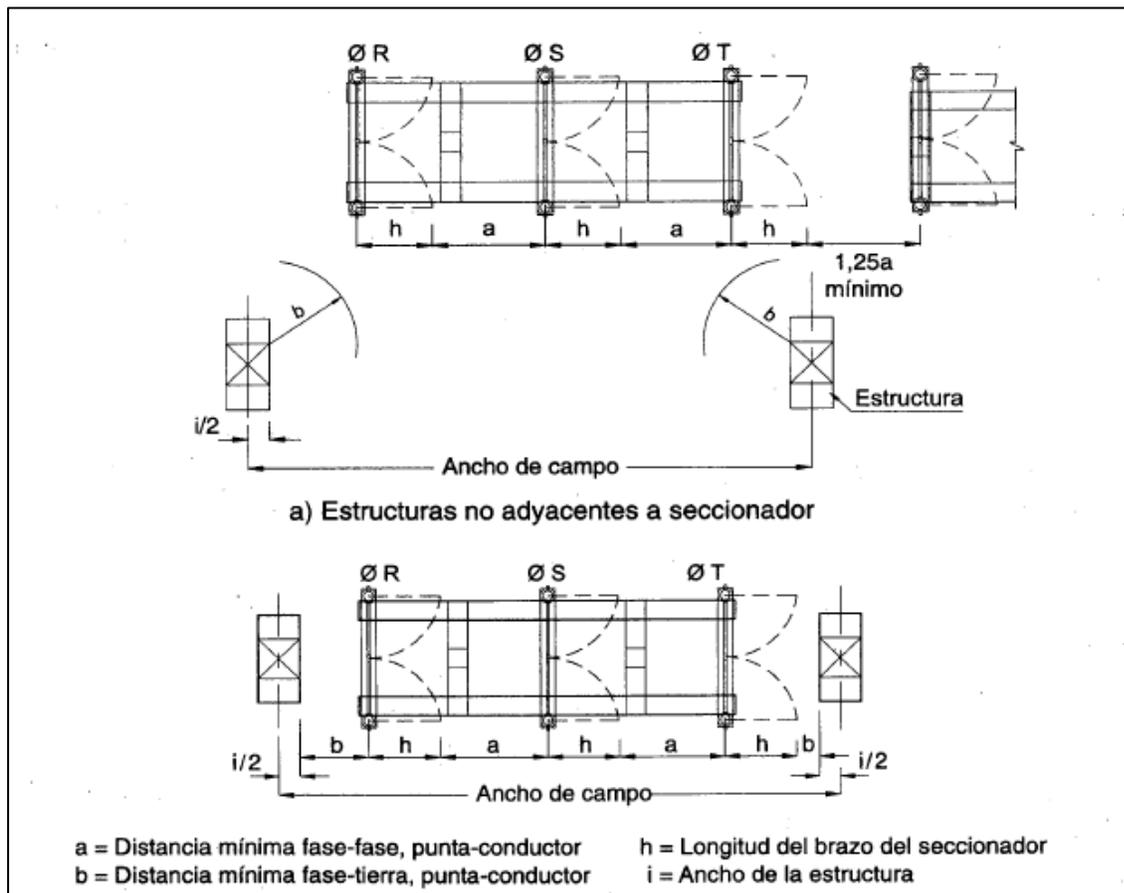
Generalmente el valor de $Y_0 = 0,05S$ donde S es el vano del conductor. La norma IEC 61936-1 menciona que d_{min} puede reducirse hasta un 50 % durante un cortocircuito, por lo que para calcular la separación mínima "a" es recomendable utilizar $\frac{d_{min}}{2}$.

Si el barraje contemplado es rígido, no se hace el análisis anterior y se utiliza el valor establecido en la figura 40 de este documento.

El ancho del campo se refiere a la distancia entre los centros de las estructuras del pórtico de entrada de línea. Se debe evaluar, si los equipos

serán adyacentes a la estructura o no. Además, se debe considerar el tamaño y manera de apertura de los equipos de patio para que no incurran en fallas por romper la distancia mínima entre fases.

Figura 46. Ancho de campo



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 316.

Las alturas de conexión para los campos van en función de los equipos que se requiere colocar dentro de la subestación.

- Primer nivel: se considera como el valor básico más la altura de una persona con los brazos levantados que es lo mismo que la zona de seguridad para circulación de personas en la subestación.

$$PN = \text{Valor básico} + 2,25 m$$

- Segundo nivel: para el caso de 230 y 138 kV generalmente es la altura de las barras y se calcula como se muestra a continuación.

$$SN = PN + 1,25m + yb$$

Donde:

Yb = flecha máxima del barraje = $0,05S$ (S es el vano del conductor de barra).

Para 69 y 13,8 kV:

$$SN = PN + \text{Valor básico}$$

- Tercer nivel.

$$TN = SN + \text{Valor básico}$$

En caso de que sea el nivel donde se recibe la línea de transmisión, se utiliza lo siguiente

$$TN = SN + 1,25m$$

Si hay necesidad de tener más niveles se puede sumar al nivel anterior el valor básico o 1,25 m correspondientes a la distancia vertical de un operario para trabajos de mantenimiento.

4.4.2. Ejemplo de distancias mínimas de seguridad

Se tomará el ejemplo de una subestación típica de barra simple con niveles de tensión 69/13,8 kV.

Utilizando la figura 40 se tiene que el valor mínimo fase a fase y fase a tierra para 69 kV es 0,63 m y para 13,8 kV es 0,16 m.

Teniendo estos valores se calcula lo siguiente

$$\text{Valor básico } 69 \text{ kV} = 0,63 * 1,10 = 0,69\text{m}$$

$$\text{Valor básico } 13,8 \text{ kV} = 0,16 * 1,10 = 0,18\text{m}$$

$$\text{Zona de circulación de personas } 69\text{kV} = 2,25 + ,69 = 2,94 \text{ m}$$

$$\text{Zona de circulación de personas } 13,8\text{kV} = 2,25 + 0,18 = 2,43 \text{ m}$$

Los valores de circulación de vehículos se toman en base a un camión con grúa, sin embargo, esto puede quedar a criterio del ingeniero diseñador siempre y cuando tome en cuenta los 70 cm de holgura por cuestiones de apertura de puertas y movimientos involuntarios.

$$\text{Zona de circulación de vehículos horizontal} = 3 + 0,7 = 3,7 \text{ m}$$

$$\text{Zona de circulación de vehiculos vertical} = 3 + 0,7 = 3,7 \text{ m}$$

$$\text{Trabajo sobre equipos horizontal } 69kV = 1,75 \text{ m} + 0,69 = 2,44\text{m}$$

$$\text{Trabajo sobre equipos vertical } 69 \text{ kV} = 1,25 \text{ m} + 0,69 = 1,94 \text{ m}$$

$$\text{Trabajo sobre equipos horizontal } 13,8 \text{ kV} = 1,75 \text{ m} + 0,18 = 1,93 \text{ m}$$

$$\text{Trabajo sobre equipos vertical } 13,8 \text{ kV} = 1,25 \text{ m} + 0,18 = 1,43 \text{ m}$$

$$\text{Ancho de barras } 69 \text{ kV} = (0,69 * 2) + (0,63 * 2) = 2,64 \text{ m}$$

$$\text{Ancho de barras } 13,8 \text{ kV} = (0,18 * 2) + (0,16 * 2) = 0,68 \text{ m}$$

El ancho de las barras es una medida que depende del ancho del material de la barra, ya sea conductor flexible o rígido, por lo que los valores calculados en este ejemplo no contemplan dicha medida. Únicamente contemplan la distancia mínima entre fases y el valor básico que debe existir en cada extremo a las estructuras.

El ancho de campos se calcula con base en los equipos disponibles. Se obtiene sumando la cota más ancha del equipo junto con el valor básico de cada lado y el ancho de la estructura.

Los niveles de conexión van de la siguiente manera:

$$PN \ 69 \text{ kV} = 2,25 + 0,69 = 2,94 \text{ m}$$

$$PN \ 13,8 \text{ kV} = 2,25 + 0,18 = 2,43 \text{ m}$$

$$SN \ 69 \text{ kV} = 2,94 + 0,69 = 3,63 \text{ m}$$

$$SN \ 13,8 \text{ kV} = 2,43 + 0,18 = 2,61 \text{ m}$$

$$TN69kV = 3,63 + 0,69 = 4,32 \text{ m}$$

$$TN\ 13,8kV = 2,61 + 0,18 = 2,79\ m$$

$$CN\ 69kV = 4,32 + 0,69 = 5,01\ m$$

$$CN\ 13,8kV = 2,79 + 0,18 = 2,97\ m$$

$$QN = 5,01 + 0,69 = 5,79\ m$$

Las alturas de conexión calculadas en este ejemplo, deben ser las distancias mínimas entre cada nivel. Sin embargo, queda a criterio del diseñador disponer de distancias más grandes dependiendo de los equipos que tenga a su disposición.

4.5. Disposición física de equipos

Después de calcular las distancias de seguridad y comprobar que los equipos disponibles cumplen con los requisitos mínimos de soportabilidad, se procede a hacer el plano de disposición física, el cual se basa en el diagrama unifilar del proyecto.

Al momento de realizar el plano se debe tener en consideración lo siguiente:

- El área disponible
- Ampliaciones futuras
- Dimensión de los equipos por utilizar
- El espacio para movilizar el transformador de potencia
- El mantenimiento de los equipos y estructuras
- La ruta de las líneas de transmisión que alimentaran a la subestación
- Salida de los circuitos de distribución

Además de los aspectos mencionados, se debe diseñar de manera que se aprovechen los recursos disponibles por lo que se debe tener el cuidado de no sobredimensionar, ya que esto puede representar sobrecostos que afecten la viabilidad del proyecto.

Una configuración es un arreglo de equipos de potencia que le da a las subestaciones ciertas características especiales, las cuales tienen como propósito mejorar el suministro y la confiabilidad del sistema. Por lo tanto, se deben tomar en cuenta ciertos aspectos para la selección de la configuración que se requiere. Estos aspectos son:

- Continuidad del servicio
- Taza de mantenimiento requerido para los equipos de potencia
- Versatilidad de operación
- Terreno disponible
- Costo del proyecto

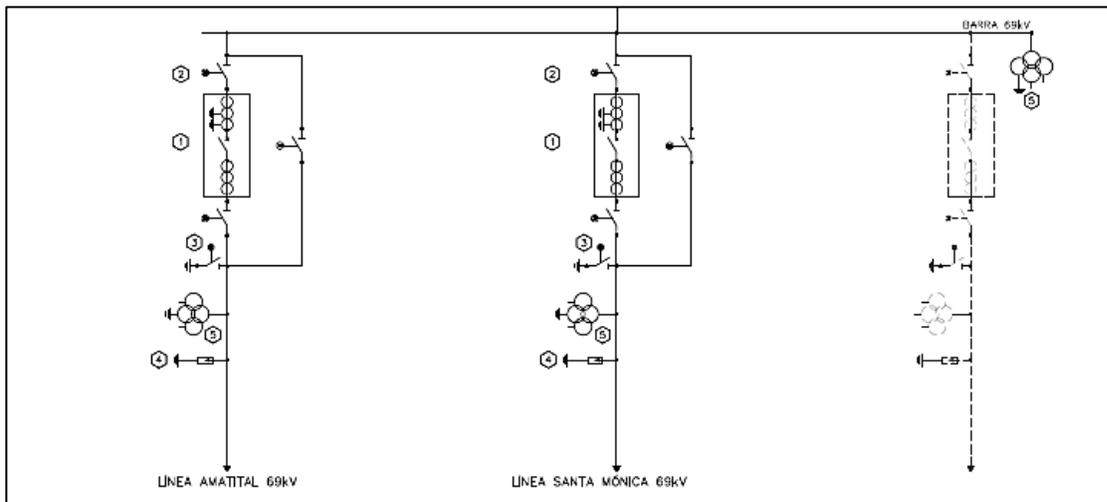
4.5.1. Barra simple

Esta configuración es la más sencilla y menos costosa, consta únicamente de un barraje de alta tensión, bahías de línea y bahía de transformación. La mayor ventaja de esta subestación es su simplicidad, no obstante, presenta el problema de que, si ocurre una falla en la barra, esta sale de operación completamente.

Al momento de realizar el diseño de una subestación barra simple se puede optar por agregar un seccionador de baipás en las bahías de línea, como una solución para realizar mantenimiento a los interruptores de potencia sin interrumpir la alimentación de la barra por parte de la bahía en mantenimiento.

Sin embargo, se corre el riesgo de no interrumpir una falla si esta ocurriese en el momento de estar en operación el seccionador de baipás.

Figura 47. **Configuración barra simple**



Fuente: Trelec S.A. *Subestación Naciones Unidas*.

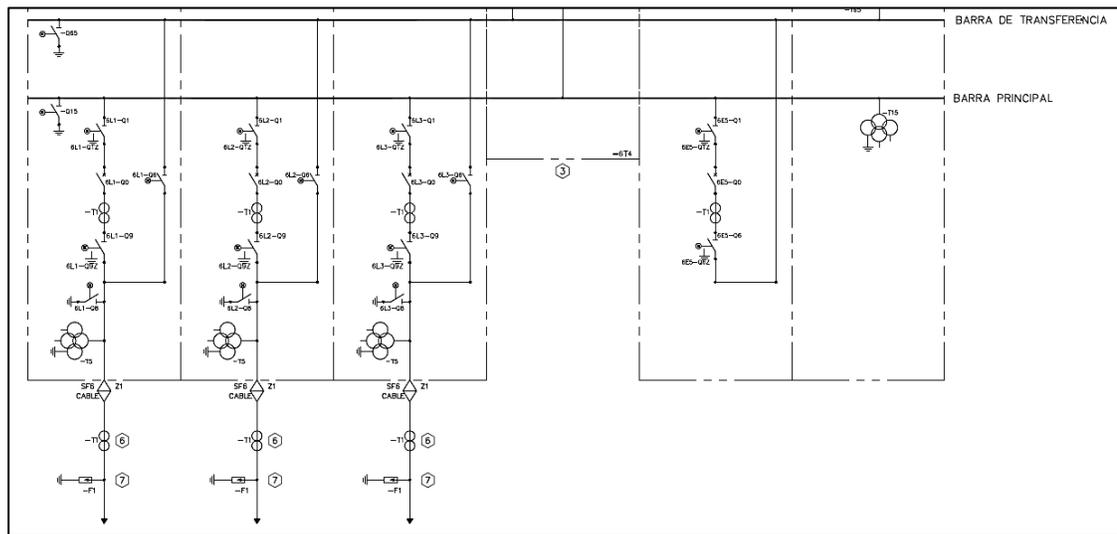
<http://www.cnee.gov.gt/xhtml/memo/Memoria%20CNEE%202016-2017.pdf>. Consulta: mayo de 2019.

4.5.2. **Barra simple con barra de transferencia**

Este tipo de configuración es una variante de la barra simple, en la cual una barra adicional (con la misma capacidad de la barra principal), un seccionador de transferencia y una bahía de acople se agregan al diseño. Esta configuración está orientada al mantenimiento de las bahías de línea para no dejar de recibir el suministro de una de las líneas de transmisión que llegan a la subestación.

Como su nombre lo indica, aunque se tenga una barra de transferencia, se sigue operando bajo un arreglo de barra simple, por lo cual al tener una falla en alguna de las barras la subestación completa sale de operación.

Figura 48. Configuración barra simple con barra de transferencia



Fuente: Trelec S.A. Subestación Tinco.

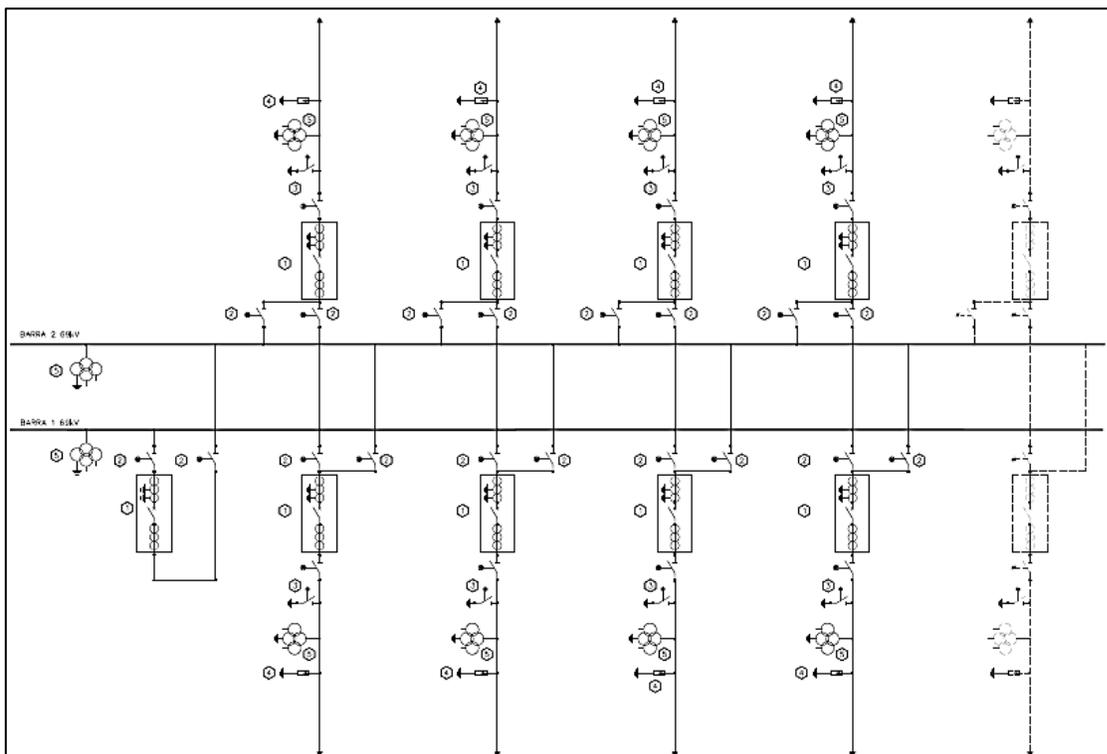
<http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Memoria%20CNEE%202016-2017.pdf>. Consulta: mayo de 2019.

4.5.3. Doble barra

Este tipo de configuración incluye dos barras principales y una bahía de acople. Cuenta con mejor flexibilidad que una barra simple ya que permite tener circuitos independientes en cada una de las barras, por lo cual, al tener una falla de barra solo deja de operar la mitad de la subestación.

Con este arreglo no se tiene problema con el mantenimiento, ya que se puede transferir el circuito a la otra barra sin que se vea afectada la continuidad del servicio, esta es una de las razones por las que este tipo de configuración se adopta mayormente en lugares con alto grado de contaminación. Estas subestaciones son de maniobra y, por esta razón, aislar el circuito del cual proviene la falla se hace más sencillo.

Figura 49. **Configuración doble barra**



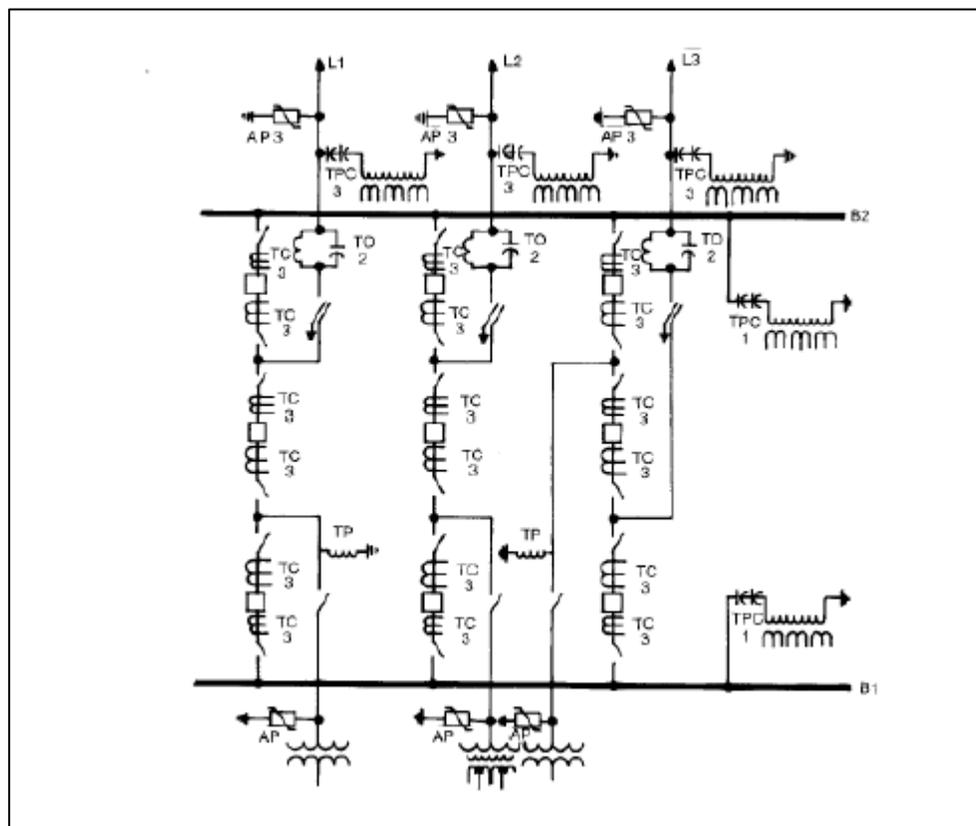
Fuente: Trelec S.A. *Subestación Incinate.*

<http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Memoria%20CNEE%202016-2017.pdf>. Consulta: mayo de 2019.

4.5.4. Interruptor y medio

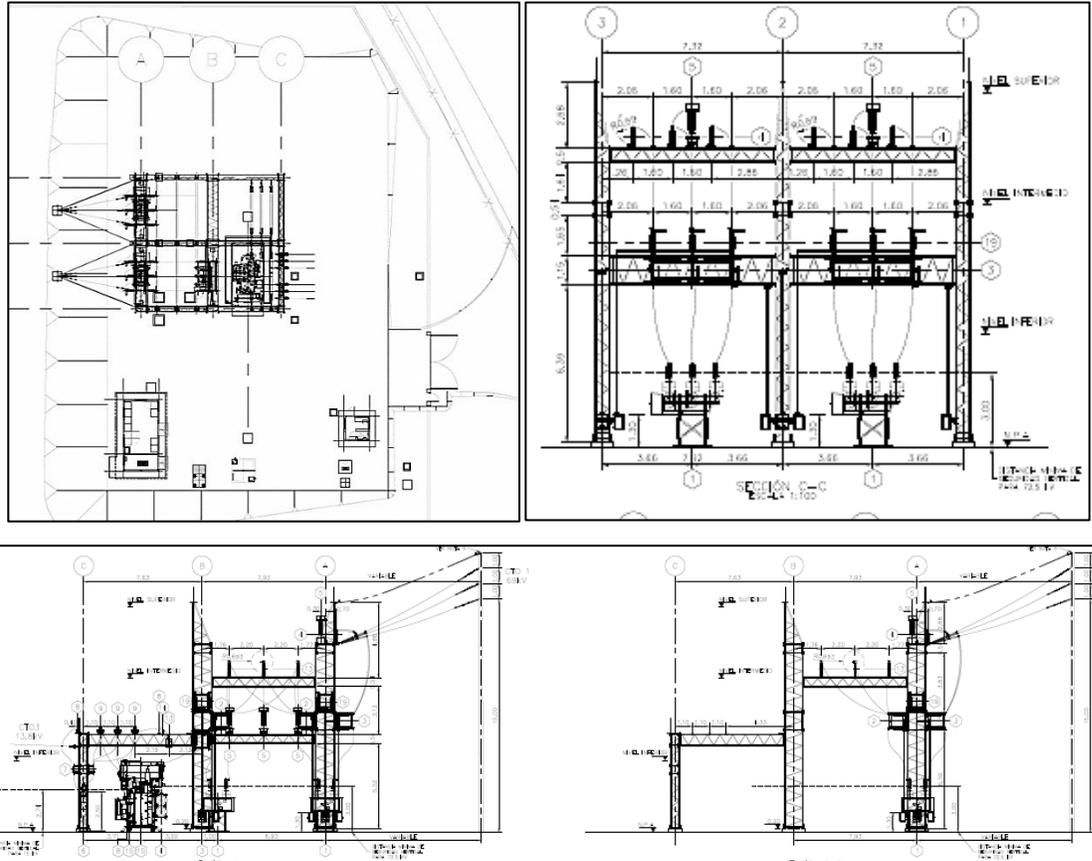
Es llamada así porque cada uno de sus circuitos tiene un interruptor propio y comparte uno con uno de los circuitos de la otra barra. Este tipo de subestación requiere de mayor área de construcción y es costosa por la cantidad de equipos requeridos. Sin embargo, es el arreglo que tiene mayor confiabilidad y seguridad de operación, ya que cualquier tipo de mantenimiento a los equipos o falla en barras no interrumpe el servicio.

Figura 50. Configuración interruptor y medio



Fuente: *Presentación curso subestaciones. Capítulo 1 generalidades.*

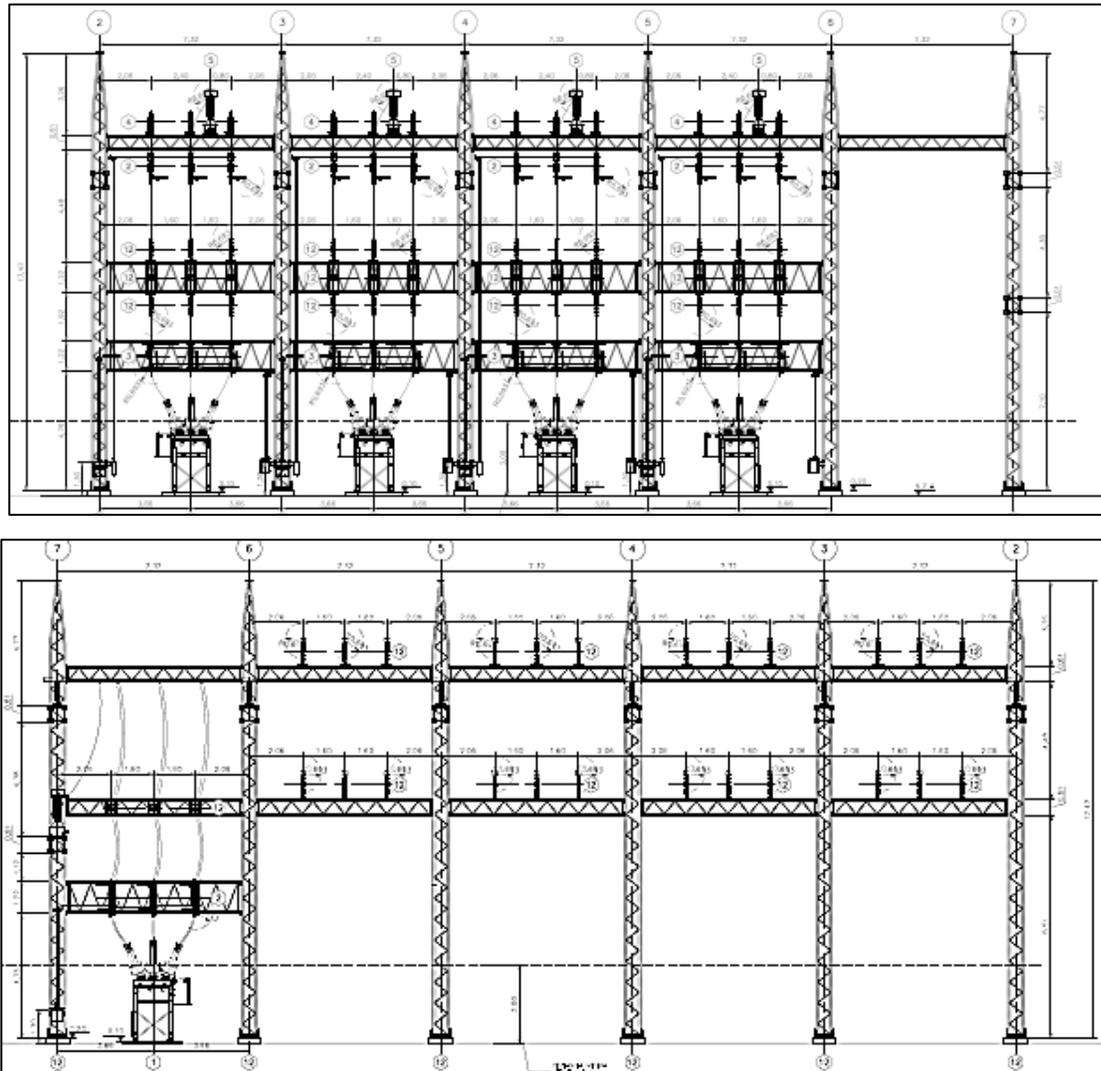
Figura 51. Disposición física barra simple 69 kV



Fuente: Trelec S.A. *Subestación Naciones Unidas.*

<http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Memoria%20CNEE%202016-2017.pdf>. Consulta: mayo de 2019.

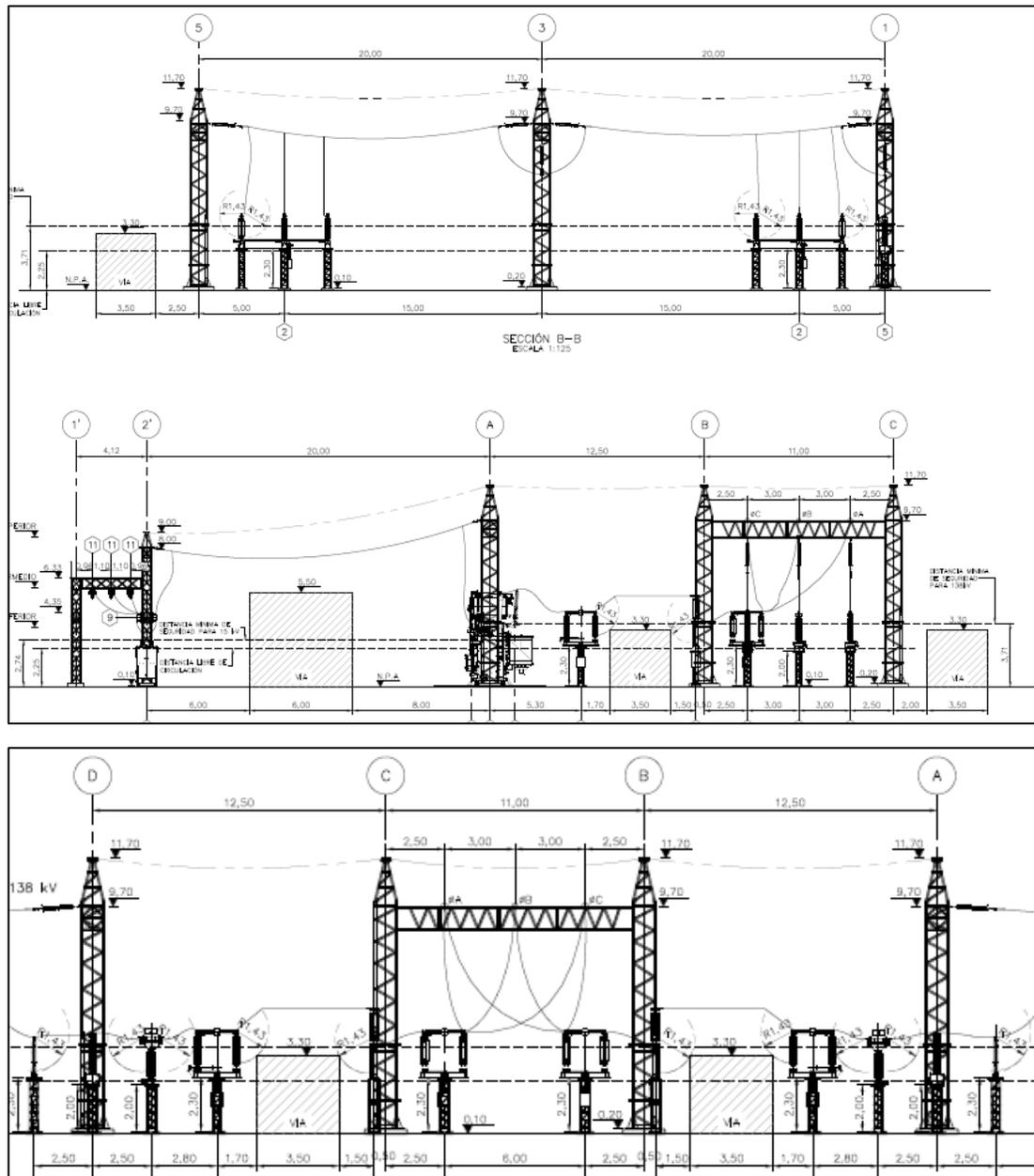
Continuación de la figura 52.



Fuente: Trelec S.A. *Subestación Incinate*.

<http://www.cnee.gov.gt/xhtml/memo/Memoria%20CNEE%202016-2017.pdf>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 53. Disposición física barra simple 138 kV



Fuente: Trelec S.A. Subestación Pasaco.

<http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Memoria%20CNEE%202016-2017.pdf>. Consulta: mayo de 2019.

4.6. Selección de aisladores

Los aisladores seleccionados para la subestación deben garantizar la rigidez dieléctrica entre puntos energizados y fase-tierra. Además de esto, el aislador debe ser capaz de soportar las exigencias mecánicas que presenten los conductores sujetos a estos.

La norma IEC 60815 presenta tres enfoques para la selección de aisladores:

- Uso de la experiencia sobre algún proyecto similar o cercano al nuevo proyecto.
- Uso de mediciones para determinar el nivel de contaminación y realización de pruebas de laboratorio.
- Selección de los aisladores estimando el nivel de contaminación.

4.6.1. Distancia mínima de fuga

Nuevamente tomando como referencia la norma IEC 60815, se procede a calcular la distancia mínima de fuga.

$$\text{Distancia mínima de fuga} = USCD * \frac{Um}{\sqrt{3}} \text{ (mm)}$$

Donde:

Um: tensión máxima del sistema (kV)

USCD: distancia de fuga específica unificada (mm/kV)

$$USCD = RUSCD * K_a * K_{ad}$$

Ka: factor de corrección por altura

Kad: factor de corrección por el diámetro promedio del aislador

RUSCD: distancia de fuga especificada unificada de referencia

4.6.2. RUSCD

El anexo J de la norma IEC 60815-1 presenta la relación entre la distancia de fuga mínima y la distancia de fuga especificada unificada de referencia.

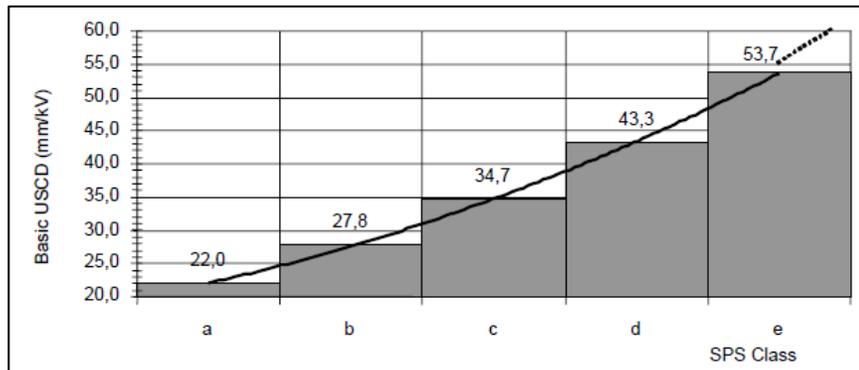
Figura 54. **Relación entre la distancia de fuga mínima y RUSCD**

Specific creepage distance for three-phase a.c. systems	USCD
12,7	22,0
16	27,8
20	34,7
25	43,3
31	53,7

Fuente: Norma IEC 60815-1. *Técnica ecuatoriana*. p. 253.

De acuerdo con el nivel de contaminación ya calculado, se presenta una figura que indica el cálculo de RUSCD según nivel de contaminación.

Figura 55. **RUSCD en función del nivel de contaminación**



Fuente: Norma IEC 60815-2. *Técnica ecuatoriana*. p. 251.

4.6.3. Factores de corrección K_a y K_{ad}

El factor K_a se calcula de igual forma que en el proceso de coordinación de aislamiento.

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

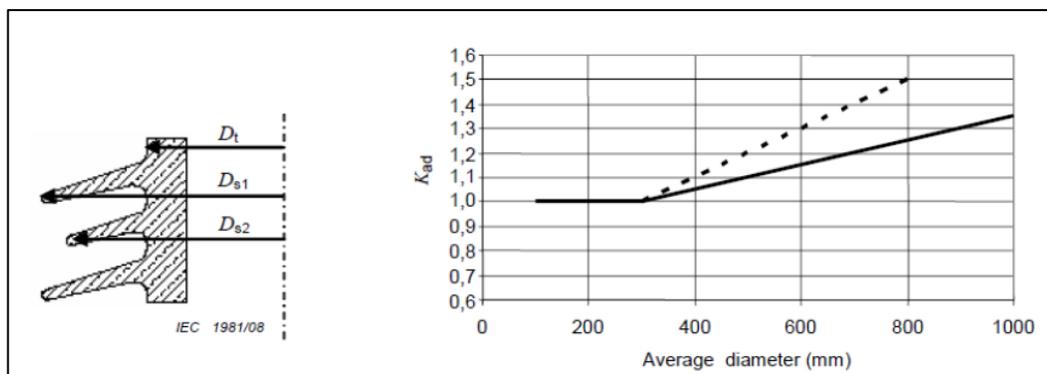
Donde:

- H: altura sobre el nivel del mar (m).
- m: 0,8 para el caso de aisladores expuestos a contaminación (valor recomendado en la norma IEC 60071-2).

El factor K_{ad} se calcula con base al diámetro promedio del aislador y toma los siguientes valores:

- 1,0 si $D_m < 300$ mm.
- Cuando $D_m > 300$ mm, en el caso de aisladores de porcelana y vidrio se utiliza la siguiente figura.

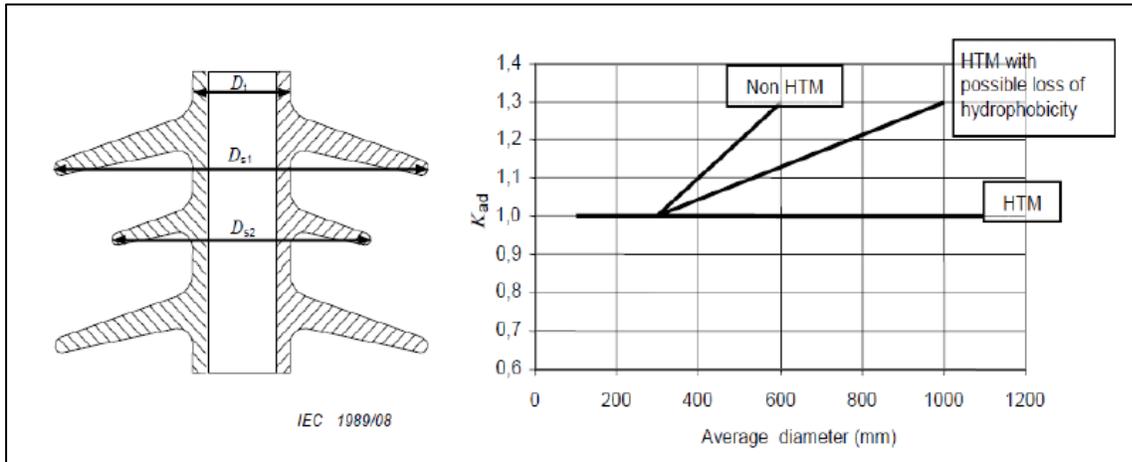
Figura 56. **Factor K_{ad} para aisladores de porcelana y vidrio**



Fuente: Norma IEC 60815-2. *Técnica ecuatoriana*. p. 255.

- Cuando $D_m > 300$ mm, en el caso de aisladores poliméricos, se utiliza la siguiente figura.

Figura 57. Factor Kad para aisladores poliméricos



Fuente: Norma IEC 60815-3. *Técnica ecuatoriana*. p. 256.

$$Dm = \frac{2D_t + D_{s1} + D_{s2}}{4}$$

4.6.4. Cadena de aisladores

Conociendo la distancia mínima de fuga, se procede a determinar el número de aisladores necesarios para cada cadena.

$$N = 1,15 * \frac{\text{Distancia de fuga minima}}{df}$$

Donde:

N: cantidad de aisladores

df: distancia de fuga de una unidad

Es importante mencionar que la longitud de las cadenas de aisladores seleccionadas debe ser iguales o mayores a las distancias mínimas de fase a tierra indicadas en el apartado de distancias mínimas de seguridad. En caso de que la longitud de la cadena sea menor a la distancia mínima de fase a tierra, se deben agregar más aisladores hasta que se cumpla la longitud requerida.

4.6.5. Ejemplo de selección de cadena de aisladores

Se asume un nivel de tensión de 230 kV, a 1 045 msnm y un nivel de contaminación ligero. Los datos del aislador disponible se presentan en la siguiente tabla.

Tabla XXII. Características de aislador para 230 kV

Material	Nivel de tensión (kV)	Diámetro exterior (mm)	Distancia de fuga (mm)	Altura de aislador (mm)	BIL(kV)
Vidrio	230	255	320	146	100

Fuente: elaboración propia.

El RUSCD con un nivel de contaminación “b” es igual a 27,8 mm/kV por lo que la distancia mínima de fuga equivale a 16 mm/kV.

El factor K_a para 1045 msnm es:

$$K_a = e^{0,8\left(\frac{1\ 045}{8\ 150}\right)} = 1,10$$

Se asume que el diámetro medio de los aisladores disponibles es menor a 300 mm, se utiliza el factor $K_{ad}=1$.

$$USCD = 27,8 * 1,10 * 1,0 = 30,58 \text{ mm/kV}$$

$$\text{Distancia mínima de fuga} = 30,58 * \frac{242 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 4\,273 \text{ mm}$$

Conociendo la distancia mínima de fuga se calcula el número de aisladores por cadena.

$$N = 1,15 * \frac{4\,273}{320} = 16$$

Se requiere de 16 unidades para armar la cadena de aisladores para las condiciones dadas. Sin embargo, se debe verificar que la distancia de fuga sea mayor a la distancia mínima de fase a tierra. En este caso la distancia mínima para 230 kV son 2 100 mm (ver apartado de distancias mínimas) por lo que se confirma que la longitud de la cadena calculada es adecuada y el cálculo se hace con base a este valor.

4.7. Apantallamiento

El apantallamiento de una subestación eléctrica se puede describir como el sistema de seguridad frente a descargas electroatmosféricas.

En esta apartado se presentará la metodología del método electrogeométrico. Siguiendo las recomendaciones de la norma IEEE std. 998 se debe calcular como primer punto la corriente crítica, la distancia crítica de descarga y el área protegida por los dispositivos de apantallamiento (cable de guarda o puntas).

4.7.1. Corriente crítica

Es la corriente que genera sobretensiones peligrosas para el aislamiento de los equipos. Cuando los elementos activos más altos son las barras soportadas por aisladores de poste, el cálculo se hace en función del BIL y en el caso de que el elemento activo más alto sea un barraje soportado por cadena de aisladores se realiza el cálculo en función de la tensión crítica de flameo de los aisladores.

La norma IEEE std. 998 plantea las siguientes ecuaciones:

$$H_{av} = \frac{1}{3}H + \frac{2}{3}H_{min} (m)$$

$$H_{min} = H - 0,03L (m)$$

$$R_c * \ln \frac{2H_{av}}{Rc} - \frac{V_c}{E_0} = 0$$

$$Z_0 = 60 \sqrt{\ln \frac{2H_{av}}{Rc} \ln \frac{2H_{av}}{r}} (\Omega)$$

$$I_c = \frac{2,068 * CFO}{Z_0}$$

$$I_c = \frac{2,2 * BIL}{Z_0}$$

$$CFO = 0,94 * 585 w$$

Donde:

- H_{min} : altura mínima de los conductores de fase (m).
- H: altura del conductor de fase más alto (m).
- L: longitud del vano (m).
- H_{av} : altura promedio de los conductores más altos (m).
- R_c : radio corona del conductor (m).
- CFO: tensión crítica de flameo de los aisladores (kV).
- E_0 : gradiente de tensión en la superficie del conductor (kV/m).
- Z_0 : impedancia característica bajo efecto corona del conductor de fase más alto (Ω).
- r: radio externo del conductor (m).
- I_c : corriente de retorno para el cálculo de la distancia efectiva de descarga (kA).
- W: longitud de la cadena de aisladores.

4.7.2. Radio de descarga

Obtenido el valor de I_c , se procede a calcular el radio de la esfera del método electro-geométrico.

$$S_m = 8 * k * I_c^{0,65}; I_c \leq 30 \text{ kA (m)}$$

$$S_m = 2I_c + 30; I_c \geq 30 \text{ kA (m)}$$

Donde:

K = 1 para hilo de guarda

K = 1,2 para puntas o mástiles

4.7.3. Altura efectiva de descarga

La altura efectiva de los elementos de apantallamiento se calcula con la siguiente ecuación:

$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2} \text{ (m)}$$

Donde:

S_m : radio de descarga (m)

2d: separación entre puntas (m)

h_e : altura efectiva de las puntas captadoras (m)

4.7.4. Ejemplo de apantallamiento

Se tomará una subestación de 69 kV con un BIL= 350, la longitud de la cadena de aisladores es de 1 016 m, el radio del conductor es de 0,05715 m (barra rígida). La separación entre puntas es de 7,32 m, la altura de instalación de las barras es de 12,25 m, la longitud del vano de 7,32 m y se utilizará solo un conductor por fase.

$$H_{min} = 12,25 - 0,03 * 7,32 = 12 \text{ m}$$

En este caso como la barra es rígida se dice que $H_{min} = H_{av}$

$$H_{av} = \frac{1}{3} * 12,25 + \frac{2}{3} * 12,25 = 12,25 \text{ m}$$

Para determinar el radio corona se utiliza el método de Newton Raphson la cual da como resultado para un BIL de 350 kV un valor de 0,0625 m.

$$z_0 = 60 * \sqrt{\ln \frac{2 * 12,25}{0,0625} * \ln \frac{2 * 12,25}{0,05715}} = 360 \Omega$$

Al ser un barraje que no está soportado por cadena de aisladores, se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_c = \frac{2,2 * 350}{360} = 3,21 \text{ kA}$$

Aunque exista un procedimiento para calcular la corriente crítica, la norma IEEE std. 998 indica que se puede asumir una corriente crítica de diseño de 3 kA para tensiones menores a 115 Kv, para mantener bajos los costos del sistema de apantallamiento. Si se tiene un sistema con una tensión mayor a 115 kV se debe utilizar la corriente crítica calculada.

Como se asume la corriente crítica de 3 kA, se tiene lo siguiente:

$$S_m = 8 * 1,2 * 3^{0,65} = 19,61 \text{ m}$$

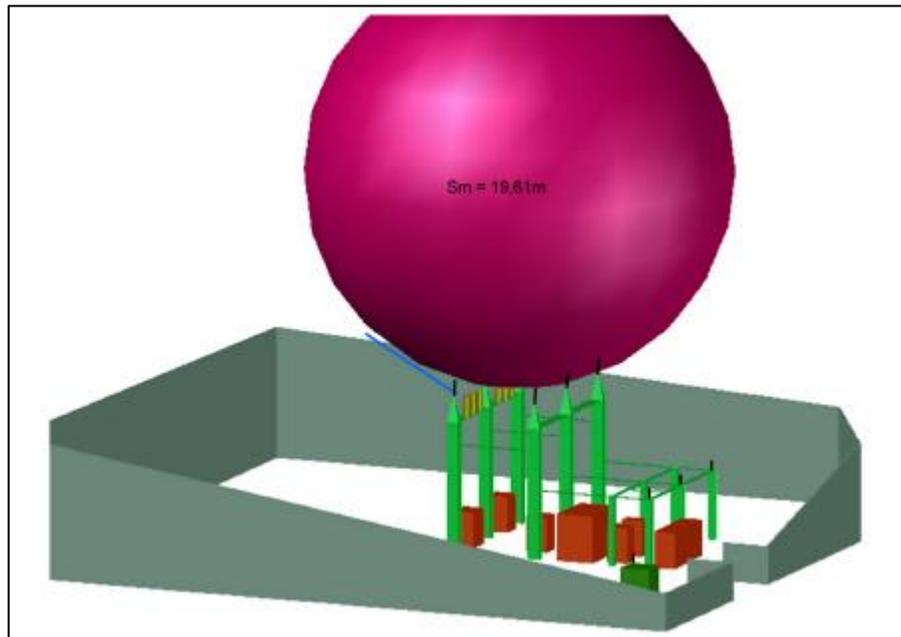
Este valor es el radio de la esfera rodante. La altura de las puntas captadoras debe ser:

$$h_e = 19,61 - \sqrt{19,61^2 - 4,5^2} = 0,52 \text{ m}$$

Se asume que la separación entre puntas (2d) es igual a 9 (valor ilustrativo).

Esto indica que la altura de las puntas captadoras debe estar sobresalir 0,52 m de del nivel más alto de la subestación.

Figura 58. **Ilustración de la esfera rodante del método electro geométrico**



Fuente: Trelec S.A. *Subestación Naciones Unidas*.

<http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Memoria%20CNEE%202016-2017.pdf>. Consulta: mayo de 2019.

Usualmente, si el presupuesto lo permite, se coloca una punta captadora a una distancia de 1 m del nivel más alto de la subestación, en cada una de las columnas.

4.8. Cálculo de barras y conductores

Para seleccionar de manera adecuada los conductores para una subestación se deben considerar los siguientes aspectos:

- Equilibrio térmico del conductor
- Soportabilidad ante cortocircuito
- Verificación de efecto corona

4.8.1. Equilibrio térmico

Conociendo la capacidad de los equipos del proyecto, se estima una corriente máxima para el barraje y los conductores bajo el escenario de máxima carga. Teniendo estos datos se procede a calcular la sección mínima de conductor siguiendo la metodología de la norma IEEE std. 738. La norma presenta las siguientes ecuaciones:

- Equilibrio térmico

$$q_c + q_r = q_s + I^2 * R(T_c)$$

- Capacidad de corriente del conductor (A)

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_{avg})}}$$

- Pérdida de calor por convección natural (W/ft)

$$q_{cn} = 0,283\rho_f^{0,5}D^{0,75}(T_c - T_a)^{1,25}$$

- Pérdidas de calor por convección forzada a velocidad de viento baja (W/ft)

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,371 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] * k_f * (T_c - T_a)$$

- Pérdidas de calor por convección forzada a velocidad de viento alta (W/ft)

$$q_{c2} = \left[0,1695 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} \right] * k_f * (T_c - T_a)$$

- Número de Reynolds

$$N_{Re} = \frac{D_0 * \rho_f * V_w}{\mu_f}$$

- Pérdidas del conductor por convección (W/m)

$$q_c = \text{Max}(q_{cn}, q_{c1}, q_{c2})$$

- Pérdidas del conductor por radiación (W/ft)

$$q_r = 0,138D\varepsilon * \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

- Ganancia de calor por radiación solar (W/ft)

$$q_s = \alpha Q_s \sin \theta * A'$$

- Factor de dirección del viento

$$k_{angle} = 1,194 - \cos(\phi) + 0,194 * \cos(2\phi) + 0,368 * \sin(2\phi)$$

- Resistencia eléctrica del conductor (Ω/m)

$$R(T_{avg}) = \left[\frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right] \cdot (T_{avg} - T_{low}) + R(T_{low})$$

Donde:

- D_0 : diámetro del conductor, m
- T_s : temperatura de trabajo del conductor, °C
- T_a : temperatura ambiente, °C
- ρ_f : densidad del aire
- T_{high} : temperatura máxima especificada para el conductor °C
- T_{low} : temperatura mínima especificada para el conductor °C
- μ_f : densidad del aire, kg/m³
- k_f : conductividad térmica del aire, W/(m·°C)

- N_{RE} : número de Reynolds
- ε : coeficiente de emisividad
- α : coeficiente de absorción
- Q_s : radiación solar, W/m²
- ϕ : ángulo entre el viento y la dirección del conductor
- θ : ángulo de incidencia de los rayos solares sobre el conductor °
- A' : área proyectada del conductor, m²/m

4.8.2. Soportabilidad ante cortocircuito

Posterior a seleccionar el conductor, se verifica que tenga la capacidad suficiente para soportar las condiciones extremas que se presentan al momento de un cortocircuito en el tiempo que se prevé se despejara la falla. La norma IEC 60865 presenta la siguiente ecuación para hacer esta verificación.

$$I = A * \sqrt{\left(\frac{k_{20} C \rho}{T_k * \alpha_{20}} \right) \ln \left(\frac{1 + \alpha_{20} (\theta_e - 20^\circ C)}{1 + \alpha_{20} (\theta_b - 20^\circ C)} \right)}$$

Donde:

- I : corriente máxima térmica, en A
- A : sección del conductor, en m²
- k_{20} : conductividad específica a 20°C, en 1/Ωm
- C : capacidad térmica específica, en J/(kg°C)
- ρ : masa específica, en kg/m³
- T_k : tiempo de duración del corto circuito, en s

- α_{20} : coeficiente de temperatura, en $1/^\circ\text{C}$
- θ_b : temperatura del conductor al inicio del cortocircuito, en $^\circ\text{C}$
- θ_e : temperatura del conductor al final del cortocircuito, en $^\circ\text{C}$

La norma establece que se puede utilizar como valor estándar de 200°C para θ_e .

4.8.3. Efecto corona

La publicación IEC CISRP 18-1 2010, indica que el campo eléctrico disruptivo mínimo para que se presente efecto corona se calcula con la ecuación de Peek.

$$E_o = \frac{E * \delta * m}{\sqrt{2}} * \left[1 + \frac{0,308}{\sqrt{\delta * r}} \right] \text{ (kV/cm)}$$

Donde:

E : gradiente de disrupción del aire a 60 Hz, 31 kVp/cm

E_0 : gradiente crítico disruptivo, kVrms/cm

ρ : densidad relativa del aire

m : coeficiente superficial del conductor

$$m = m_g * m_l$$

Donde:

m_g : coeficiente geométrico del conductor

ml : coeficiente de limpieza del conductor

r : radio del conductor o radio equivalente del haz, cm

Tabla XXIII. **Coeficiente geométrico y coeficiente de limpieza**

Coeficiente geométrico	Coeficiente de limpieza
Para conductores con sección completamente circular = 1,0	Para conductores nuevos y limpios = 0,9
Para conductores formados por 13 y 30 alambres de sección completamente circular en su capa exterior = 0,9	Para conductores viejos y limpios = 0,8
Para conductores con capa exterior de 6 alambres = 0,85	Para conductores viejos y sucios = 0,7
	Para conductores cubiertos con gotas de agua = 0,5

Fuente: elaboración propia.

Para determinar el valor de δ se tiene:

$$\delta = \frac{3,92 * b}{273 + t}$$

$$b = 10 \left(1,881 - \frac{h}{18,336} \right)$$

Donde:

b : presión atmosférica del sitio, en cm de mercurio (Hg)

h : altura del sitio sobre el nivel del mar (m)

t : temperatura ambiente (°C)

Luego se debe calcular el gradiente superficial promedio con las siguientes fórmulas:

$$E_{max} = g_{av} * \left[1 + \frac{(n-1)*r}{R} \right]$$

$$g_{av} = \frac{Q}{n*2*\pi*\epsilon*r}$$

Donde:

ϵ : permitividad del aire en espacio libre, $8,85 \times 10^{-12}$ F/m

r : radio del conductor, cm

Q : carga superficial del conductor, [C/m]

R : radio del haz de conductores, [cm]

Para encontrar la carga superficial del conductor (Q) se debe utilizar el coeficiente de Maxwell para encontrar la capacitancia de los conductores.

$$\{P\} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2\pi\epsilon} * \ln\left(\frac{2*h}{req}\right) & \frac{1}{2\pi\epsilon} * \ln\left(\frac{D_{12}}{D_{12}}\right) & \frac{1}{2\pi\epsilon} * \ln\left(\frac{D_{13}}{D_{13}}\right) \\ \frac{1}{2\pi\epsilon} * \ln\left(\frac{D_{21}}{D_{21}}\right) & \frac{1}{2\pi\epsilon} * \ln\left(\frac{2*h}{req}\right) & \frac{1}{2\pi\epsilon} * \ln\left(\frac{D_{23}}{D_{23}}\right) \\ \frac{1}{2\pi\epsilon} * \ln\left(\frac{D_{31}}{D_{31}}\right) & \frac{1}{2\pi\epsilon} * \ln\left(\frac{D_{32}}{D_{32}}\right) & \frac{1}{2\pi\epsilon} * \ln\left(\frac{2*h}{req}\right) \end{bmatrix}$$

Donde:

P: coeficiente de Maxwell

La capacitancia de los conductores se encuentra, aplicando el inverso de la matriz anterior.

Teniendo el valor de capacitancia se utiliza la siguiente fórmula para calcular Q.

$$Q = C * \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} \left(\frac{C}{m}\right)$$

Por último, para verificar que en el conductor no se presente efecto corona se debe cumplir la condición:

$$E_{max} < E_0$$

Otra condición que se debe cumplir para el conductor que, la tensión disruptiva U_0 , debe ser mayor que la tensión de fase del sistema.

$$U_0 = \frac{E_0}{E_{max}} * U_r \text{ (kV)}$$

$$U_r = \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} \text{ (kV)}$$

4.8.4. Ejemplo de verificación de conductores

Para comprobar la capacidad térmica se considera un conductor Drake 795 kcmil ACSR bajo las siguientes condiciones:

Tabla XXIV. **Condiciones de ejemplo**

Parámetro	Magnitud
Velocidad del viento (V)	2 ft/s
Emisividad (ε)	0,5
Coefficiente de absorción solar	0,5
Temperatura ambiente (Ta)	40 °C
Máxima temperatura de operación del conductor (Tc)	100 °C
Diámetro del conductor (D)	1 108 in
Resistencia del conductor: R (25 °C)	2 220*10e-5 Ω/ft
R (75°C)	2 648*10e-5 Ω/ft
Latitud	30°N

Fuente: elaboración propia.

4.8.4.1. Pérdidas de calor por convección (qcn)

El valor de ρ_f se obtiene de la tabla 1 de la norma IEEE std 738, calculando una temperatura promedio de trabajo $\frac{100+40}{2} = 70$ y buscando este valor en la tabla.

Figura 59. **Viscosidad, densidad y conductividad térmica del aire**

Temperature T_{film}			Absolute viscosity [B15] (lb/ft·hr) μ_r	Air density [B17] ρ_r (lb/ft ³)				Thermal con- ductivity of air [B18] (W/ft, °C) k_f
°F	°C	°K		Sea level	5 000 ft	10 000 ft	15 000 ft	
32	0	273	0.0415	0.0807	0.0671	0.0554	0.0455	0.00739
41	5	278	0.0421	0.0793	0.0660	0.0545	0.0447	0.00750
50	10	283	0.0427	0.0779	0.0648	0.0535	0.0439	0.00762
59	15	288	0.0433	0.0765	0.0636	0.0526	0.0431	0.00773
68	20	293	0.0439	0.0752	0.0626	0.0517	0.0424	0.00784
77	25	298	0.0444	0.0740	0.0616	0.0508	0.0417	0.00795
86	30	303	0.0450	0.0728	0.0606	0.0500	0.0411	0.00807
95	35	308	0.0456	0.0716	0.0596	0.0492	0.0404	0.00818
104	40	313	0.0461	0.0704	0.0586	0.0484	0.0397	0.00830
113	45	318	0.0467	0.0693	0.0577	0.0476	0.0391	0.00841
122	50	323	0.0473	0.0683	0.0568	0.0469	0.0385	0.00852
131	55	328	0.0478	0.0672	0.0559	0.0462	0.0379	0.00864
140	60	333	0.0484	0.0661	0.0550	0.0454	0.0373	0.00875
149	65	338	0.0489	0.0652	0.0542	0.0448	0.0367	0.00886
158	70	343	0.0494	0.0643	0.0535	0.0442	0.0363	0.00898
167	75	348	0.0500	0.0634	0.0527	0.0436	0.0358	0.00909
176	80	353	0.0505	0.0627	0.0522	0.0431	0.0354	0.00921
185	85	358	0.0510	0.0616	0.0513	0.0423	0.0347	0.00932
194	90	363	0.0515	0.0608	0.0506	0.0418	0.0343	0.00943
203	95	368	0.0521	0.0599	0.0498	0.0412	0.0338	0.00952
212	100	373	0.0526	0.0591	0.0492	0.0406	0.0333	0.00966

Fuente: Norma IEEE std 738. *Estándar para calcular la temperatura actual de los conductores aéreos desnudos.* p. 5.

Se tiene un valor de $\rho_f = 0,0643 \text{ lb/ft}^3$ por lo que se tiene:

$$q_{cn} = 0,2830 \cdot 0,0643^{0,5} \cdot 1,108^{0,75} (100 - 40)^{1,25} = 12,9 \text{ W/ft}$$

Para q_{c1} y q_{c2} se toma nuevamente la tabla y se encuentran los valores correspondientes. La velocidad del viento debe expresarse en ft/h por lo que 2ft/s se multiplica por 3 600 s/h dando como resultado 7 200 ft/h.

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,371 \left(\frac{1,108 * 0,0643 * 7\,200}{0,0494} \right)^{0,52} \right] * 0,00898 * (100 - 40) = 25,05 \text{ W/ft}$$

$$q_{c2} = \left[0,1695 \left(\frac{1,108 * 0,00643 * 7\,200}{0,0494} \right)^{0,6} \right] * 0,00898 * (100 - 40) = 23,46 \text{ W/ft}$$

Por lo tanto, q_{c1} al ser el valor máximo entre los tres, se toma como dato para el cálculo final.

4.8.4.2. Pérdidas de calor por radiación (q_r)

$$q_r = 0,138 * 1,108 * 0,5 * \left[\left(\frac{100 + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{40 + 273}{100} \right)^4 \right] = 7,46 \text{ W/ft}$$

4.8.4.3. Ganancia de calor por radiación solar (q_s)

Para encontrar el ángulo θ se debe usar la tabla 2 y 3 de la norma IEEE std 738 de la siguiente manera:

Figura 60. **Altitud Hc y azimuth Zc en grados del sol a diferentes latitudes**

Degrees North lati- tude	Local sun time					
	10:00 am		Noon		2:00 pm	
	H_c	Z_c	H_c	Z_c	H_c	Z_c
20	62	78	87	0	62	282
25	62	88	88	180	62	272
30	62	98	83	180	62	262
35	61	107	78	180	61	253
40	60	115	73	180	60	245
45	57	122	68	180	57	238
50	54	128	63	180	54	232
60	47	137	53	180	47	223
70	40	143	43	180	40	217

Fuente: Norma IEEE std 738. *Estándar para calcular la temperatura actual de los conductores aéreos desnudos.* p. 5.

Se debe buscar un valor estimado de máxima incidencia solar, lo cual es aproximadamente a las 11 a.m. Al no tener en tabla un valor exacto para esta hora, se debe hacer un promedio entre los valores disponibles, Hc a las 10 a.m. = 62 ° y Hc a las 12 del mediodía = 83 °. Zc a las 10 a.m. = 98 ° y Zc a las 12 del mediodía = 180 °.

$$H_c \text{ a las 11 a. m.} = \frac{62 + 83}{2} = 72,5^\circ$$

$$Z_c \text{ a las 11 a. m.} = \frac{98 + 180}{2} = 139^\circ$$

Figura 61. Radiación solar

Degrees solar altitude	$(Q_s \text{ W/ft}^2)$	(See table 4)
	Clear atmosphere	Industrial atmosphere
5	21.7	12.6
10	40.2	22.3
15	54.2	30.5
20	64.4	39.2
25	71.5	46.6
30	77.0	53.0
35	81.5	57.5
40	84.8	61.5
45	87.4	64.5
50	90.0	67.5
60	92.9	71.6
70	95.0	75.2
80	95.8	77.4
90	96.4	78.9

Fuente: Norma IEEE std 738. *Estándar para calcular la temperatura actual de los conductores aéreos desnudos.* p. 7.

Buscando H_c a las 11 am en la tabla anterior, se tiene mediante interpolación que $Q_s = 95,2 \frac{W}{ft^2}$.

$$\theta = \cos^{-1}(\cos 72,5 \cos(139 - 90)) = 78,62^\circ$$

$$A' = \frac{1,108}{12} = 0,092 \frac{ft^2}{ft}$$

$$q_s = 0,5 * 95,2 * \sin 78,62 * 0,092 = 4,29 \text{ W/ft}$$

4.8.4.4. Resistencia eléctrica del conductor

$$R = 2\,220 * 10^{-5} + \left(\frac{2\,648 * 10^{-5} - 2\,220 * 10^{-5}}{75 - 25} \right) * (100 - 25)$$

$$R = 2\,862 * 10^{-5} \Omega/\text{ft}$$

4.8.4.5. Capacidad de corriente del conductor

Se se procede a calcular la capacidad conductiva del conductor en las condiciones dadas. La capacidad es de 992 A.

$$I = \sqrt{\frac{25,5 + 7,46 - 4,29}{2\,862 * 10^{-5}}} = 992 \text{ A}$$

4.8.4.6. Capacidad del conductor por corto circuito

Para el cálculo del corto circuito se considera un tiempo de falla de 500 ms y la norma sugiere magnitudes para los valores requeridos.

Tabla XXV. Condiciones para cálculo de corto circuito

Parámetro	Magnitud
Calibre	Flint 470,8
Diametro	25,2 mm
Sección	375 mm ²
k_{20}	$34,8 * 10^6 \frac{1}{\Omega m}$
a_{20}	0,004 1/°C
q_e	200 °C
q_b	85 °C
C	910 J/kg°C
P	$2\,700 \frac{kg}{m^2}$

Fuente: elaboración propia.

Figura 62. Radiación solar según IEC

Simbolo Symbol	Unità SI SI-unit	Rame Copper	Lega di alluminio, Conduttore in alluminio rinforzato in acciaio (ACSR) Aluminium Alloy Aluminium Conductor Steel Reinforced (ACSR)	Acciaio Steel
c	J/(kg °C)	390	910	480
ρ	kg/m ³	8900	2700	7850
κ_{20}	I/(Ωm)	$56 \cdot 10^6$	$34,8 \cdot 10^6$	$7,25 \cdot 10^6$
α_{20}	I/°C	0,0039	0,004	0,0045

Fuente: Norma IEC 60865. *Corrientes de cortocircuito*. p. 241.

$$I = 0,000375 * \sqrt{\left(\frac{34,8 * 10^6 * 910 * 2700}{0,5 * 0,004}\right) \ln\left(\frac{1 + 0,004(200 - 20)}{1 + 0,004(85 - 20)}\right)} = 43,26 \text{ kA}$$

La capacidad del conductor ante un cortocircuito es de 43,26 kA, en este caso, por lo que al momento de la selección se debe comparar este valor con la máxima corriente de cortocircuito prevista en los estudios eléctricos correspondientes al proyecto.

4.9. Dimensionamiento de servicios auxiliares

Los servicios auxiliares de la subestación son los elementos que se utilizan para alimentar los dispositivos que hacen que la subestación opere de manera adecuada. Los servicios auxiliares se dividen en cargas DC y AC.

Los equipos que se consideran para el dimensionamiento de SSAA son los siguientes:

- Motores de equipos de maniobra (interruptores y seccionadores).
- Sistema de refrigeración del transformador de potencia.

- Circuitos de calefacción, iluminación y tomas de tableros en patio y en edificios de control.
- Equipos de mando y control.
- Equipos de protección.
- Equipos de comunicación.
- Señalización y alarmas.
- Alumbrado y fuerza.

Las consideraciones que se toman para el cálculo de SSAA son:

- El conductor utilizado preferiblemente debe ser THHN/THWN con una temperatura máxima de operación de 90 °C.
- Para las cargas AC se toma preferiblemente un factor de potencia de 0,9 en atraso y el porcentaje de caída de tensión no debe exceder $\pm 5 \%$.
- Para las cargas DC la tensión de operación puede ser tomada de la tabla XXII. El porcentaje de caída de tensión no debe exceder $\pm 10 \%$ y la autonomía de las baterías debe ser calculada para 8 horas.

Tabla XXVI. **Tensiones normalizadas de DC para SSAA**

Tensión (V)
24
48
60
110 o 125
220 o 250

Fuente: elaboración propia.

Para explicar de mejor manera esta sección, se presentará la metodología en conjunto con un ejemplo. La subestación que se plantea para el ejemplo maneja tensiones 69/13,8 kV, cuenta con 1 bahía de entrada de línea, una bahía de transformación y unas bahías para distribución.

4.9.1. Selección del calibre de los conductores

Como se mencionó anteriormente, los conductores serán THHN/THWN. Preferiblemente se utiliza como convención de colores:

- Rojo para fase
- Blanco para neutro
- Verde para tierra

Los sistemas utilizados para este ejemplo se tomarán de la siguiente manera:

Tabla XXVII. **Parámetros de alimentación de los SSAA**

Tipo	Nivel de tensión	Regulación de tensión [%]	Frecuencia nominal [Hz]
AC	240-120 V 2 fases – cuatro (4) hilos	±5	60
DC	125 V	±10	-

Fuente: elaboración propia.

Las cargas que se consideran siguiente el diagrama unifilar presentado y los servicios correspondientes a la subestación son:

Tabla XXVIII. Cargas AC por considerar para SSAA

Descripción del circuito	Descripción cargas	Potencia de la carga [W]	Cantidad	Factor de simultaneidad	Potencia aparente con fp = 0.9 [VA]	Potencia total del circuito [VA]	Voltaje
Calefacción, iluminación y tomas para equipos de una Bahía de línea 69kV	Calefacción interruptor 69 kV	60	1	1	66,7	2527.8	240
	Calefacción seccionador 69 kV	60	4	1	266,7		
	Iluminación tableros	50	5	0,7	194,4		
	Tomacorriente tableros	1 200	5	0,3	2000		
Calefacción, iluminación y tomas para equipos de una bahía de transformador	Calefacción interruptor 69 kV	60	1	1	66,7	2022.2	240
	Calefacción seccionador 69 kV	60	3	1	266,7		
	Iluminación tableros	50	4	0,7	155,5		
	Tomacorriente tableros	1 200	4	0,3	1600		
Calefacción, iluminación y tomas para equipos de una (1) Bahía de Línea 13,8kV CTO 1	Calefacción reconectador 13,8 kV	60	1	1	66,7	755,6	240
	Iluminación tableros	50	1	0,7	38,9		
	Tomacorriente tableros	1 200	1	0,3	400,0		
	Alimentación auxiliar reconectador	225	1	1	250,0		
Calefacción, iluminación y tomacorrientes para cinco tableros	Calefacción tableros	60	5	1	333,3	2527,7	240
	Iluminación tableros	50	5	0,7	194,4		
	Tomacorriente tableros	1 200	5	0,3	2 000		
Cargador de baterías	Cargador de baterías	1 500	1	1	15 000 (fp=1)	15000	240
Aire acondicionado	Aire acondicionado	8 000,0	1	1	8 000,0 (fp=1)	8000,0	240
Tablero multitomas	Tablero multitomas	4 300,0	1	1	4 300,0 (fp=1)	4300,0	240
Sistema eléctrico interior y exterior	Sistema eléctrico interior y exterior	6354	1	1	6 354 (fp=1)	6354	240
Ventilación transformador	Ventiladores transformador	1 500,0	1	1	1 500 (fp=1)	1500,0	240
Cargas auxiliares transformador	Cargas auxiliares transformador	1 800,0	1		1 800 (fp=1)	1800,0	240
Calefacción, iluminación y tomas Bahía de Línea 13,8kV (Reserva)	Calefacción reconectador 13,8 kV	60	1	1	66,7	755,6	240
	Iluminación tableros	50	1	0,7	38,9		
	Tomacorriente tableros	1 200	1	0,3	400,0		
	Alimentación auxiliar reconectador	225	1	1	250,0		
Calefacción, iluminación y tomas para equipos de una bahía de línea 69kV (Reserva)	Calefacción interruptor 69 kV	60	1	1	66,7	2527,8	240
	Calefacción seccionador 69 kV	60	3	1	266,7		
	Iluminación tableros	50	4	0,7	155,5		
	Tomacorriente tableros	1 200	4	0,3	1 600		

Fuente: elaboración propia.

Es importante recalcar que se deben de considerar las bahías futuras de alta y media tensión.

Para determinar la corriente de los conductores se toma la sumatoria de todas las cargas del circuito. La corriente se calcula de la siguiente manera:

$$I = \frac{P}{V_{fase}} * FP$$

$$I = \frac{P}{V_{DC}}$$

Donde:

P: potencia total de las cargas conectadas al circuito

FP: factor de potencia

Posterior a obtener la corriente nominal, se consulta la tabla 310.16 del NEC para escoger el calibre del conductor.

Tabla XXIX. **Cargas DC por considerar para SSAA**

Cargas	Tablero	Carga momentánea [W]	Carga continua [W]	Carga Total [W]
Alimentación PP1, Cto. Cierre interruptor, Cto. Disparo 1 interruptor	Tablero de control y protecciones de línea de 69 kV	900,0	40,0	940,0
Alimentación PP1		0,0	40,0	40,0
Cto. Cierre interruptor		450,0	0,0	450,0
Cto. Disparo 1 interruptor		450,0	0,0	450,0
Cto. Disparo 2 interruptor, alimentación PP2		450,0	40	490,0
Cto. Disparo 2 interruptor		450,0	0,0	450,0
Alimentación PP2		0,0	40,0	40,0
Motor seccionador CPT, Motor interruptor		2800,0	0,0	2800,0
Motor seccionador CPT		1200,0	0,0	1200,0
Motor interruptor		1600,0	0,0	1600,0
Controlador de bahía		900,0	40,0	940,0
Control de apertura y cierre seccionador bahía de línea		0,0	40,0	40,0
Controlador bahía de línea		450,0	0,0	450,0
Alimentación PP1, Cto. Cierre interruptor, Cto. Disparo 1 interruptor		Tablero de protección y del control transformador	900	40
Alimentación PP1	0		40	40
Cto. Cierre interruptor	450		0	450
Cto. Disparo 1 interruptor	450		0	450
Cto. Disparo 2 interruptor , alimentación PP2	450		40	490
Cto. Disparo 2 interruptor	450		0	450
Alimentación PP2	0		40	40
Motor seccionadores, motor interruptor	900,0		40,0	940,0
Motor seccionadores	0,0		40,0	40,0
Motor interruptor	450,0		0,0	450,0
Control apertura y cierre seccionador bahía de línea, Controlador de bahía	450,0		40,0	490,0
Control apertura y cierre seccionador bahía de línea	450,0		0,0	450,0
Controlador de bahía	0,0		40,0	40,0

Continuación de la tabla XXIX.

Alimentación controlador de subestación 1	Tablero de control de la subestación	0	250	250
Alimentación HMI ,GPS		0	350	350
Alimentación HMI		0	250	250
GPS		0	100	100
Alimentación Router		0	250	250
Alimentación - Switch 1		0	250	250

Fuente: elaboración propia.

Figura 63. **Selección de calibres según su capacidad de corriente**

Calibre AWG o kcmil	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	Calibre AWG o kcmil
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW- 2, THHN, THWN-2, USE- 2, THHW, THW-2, THWN- 2, USE-2, XHHW, XHHW- 2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THWN-2, USE-2, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COBRE			ALUMINIO o ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
18	--	--	14	--	--	--	--
16	--	--	18	--	--	--	--
14*	20	20	25	--	--	--	--
12*	25	25	30	20	20	25	12*
10*	30	35	40	25	30	35	10*
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3

Fuente: Código eléctrico nacional. *Artículo 310 NEC.*

[https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223\(spanish\).pdf](https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223(spanish).pdf).

Consulta: mayo de 2019.

A la capacidad nominal se deben aplicar los factores de corrección por temperatura y agrupamiento que se encuentran, de igual manera, en el NEC.

Figura 64. Factores de corrección por temperatura

Temp. Ambiente (° C)	Para temperaturas ambiente distintas de 30° C (86° F), multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:						Temp. Ambiente (° F)
21-25	1.08	1.05	1.04	1.08	1.05	1.04	70-77
26-30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	78-86
31-35	0.91	0.94	0.96	0.91	0.94	0.96	87-95
36-40	0.82	0.88	0.91	0.82	0.88	0.91	96-104
41-45	0.71	0.82	0.87	0.71	0.82	0.87	105-113
46-50	0.58	0.75	0.82	0.58	0.75	0.82	114-122
51-55	0.41	0.67	0.76	0.41	0.67	0.76	123-131
56-60	--	0.58	0.71	--	0.58	0.71	132-140
61-70	--	0.33	0.58	--	0.33	0.58	141-158
71-80	--	--	0.41	--	--	0.41	159-176

Fuente: Código eléctrico nacional. *Artículo 310 NEC.*

[https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223\(spanish\).pdf](https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223(spanish).pdf).

Consulta: mayo de 2019.

Figura 65. Factores de corrección por agrupamiento en tubería

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje ajustado para temperatura ambiente
1 a 3	1,0
4 a 6	0,8
7 a 9	0,7
10 a 24	0,7
25 a 42	0,6
43 a 85	0,5

Fuente: Código eléctrico nacional. *Artículo 310 NEC.*

[https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223\(spanish\).pdf](https://tsapps.nist.gov/notifyus/docs/wto_country/DOM/full_text/pdf/DOM223(spanish).pdf).

Consulta: mayo de 2019.

Posterior a encontrar el calibre del conductor requerido, se procede a verificar la regulación de tensión de cada circuito, así como la soportabilidad la del conductor ante cortocircuito.

Para la regulación de tensión se tiene lo siguiente:

$$\% \Delta V = \frac{2 \times S \times L \times Z_c}{10 \times kV^2}$$

Donde:

Zc: impedancia del conductor a 20 °C [Ω /km]

L: longitud del circuito en [m]

S: potencia del circuito [VA]

V: tensión del circuito [kV]

Refiriéndose nuevamente al NEC para circuitos AC se debe tener una regulación máxima de 5 % de la fuente hasta la carga más lejana.

Para el cálculo de la soportabilidad ante cortocircuito se utiliza la ecuación:

$$I = A * k * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_2 + \lambda}{T_1 + \lambda}\right)}{t}}$$

Donde:

- I: corriente rms en [kA].
- A: sección del conductor en [mm²].

- k: 341 para cobre, 224 para aluminio.
- T1: máxima temperatura de operación 90 °C para el conductor.
- T2: máxima temperatura permisible para el corto circuito 250 °C para el conductor.
- λ: 234 para cobre, 228 para aluminio.
- t: Tiempo de duración del corto circuito, en segundos. Esto depende del tiempo de accionamiento de las protecciones, pero se puede asumir un tiempo medio de 30 ms.

Tabla XXX. **Cálculo de conductores y protecciones para los circuitos AC**

Descripción de la carga	Potencia Nominal [VA]	Voltaje Nominal [V]	Corriente nominal [A]	Sobrecarga 25%	Calibre AWG	Capacidad en Amperios			L [m]	Regulación carga nominal [%]	Corriente de cortocircuito [kA]	Sección mínima a utilizar por cortocircuito [mm ²] [kA]	Protección
						Nominal [A]	Corrección por temperatura [A]	Corrección por Agrupamiento [A]					
Cargador de baterías 1	15 000	240	62,50	78,13	1/0 AWG	170	170,0	136,0	12	0,32	3,71	4,73	2x90
Aire acondicionado	8 000	240	33,33	41,67	8 AWG	55	55,0	38,5	10	0,71	3,71	4,73	2x40
Sistema eléctrico interior y exterior	6 354,00	240	26,48	33,09	8 AWG	55	55,0	44,0	40	2,51	3,71	4,73	2x40
Tablero multitomas	4 300,00	240	17,92	22,40	8 AWG	55	55,0	38,5	20	0,85	3,71	4,73	2x30
Calefacción, iluminación y tomacorrientes para 5 tableros	2 527,78	240	10,53	13,17	10 AWG	40	40,0	28,0	10	0,38	3,71	4,73	2x30
Calefacción, iluminación y tomas para equipos de una Bahía de transformador	2 022,22	240	8,43	10,53	10 AWG	40	40,0	28,0	50	1,50	3,71	4,73	2x30
Calefacción, iluminación y tomas para equipos de una Bahía de línea de 69kV	2 527,78	240	10,53	13,17	10 AWG	40	40,0	28,0	60	2,25	3,71	4,73	2x30
Ventilación Transformador	1 500,00	240	6,25	7,81	10 AWG	40	40,0	28,0	60	1,34	3,71	4,73	2x30
Cargas Auxiliares Transformador	1 800,00	240	7,50	9,38	10 AWG	40	40,0	28,0	60	1,60	3,71	4,73	2x30
Calefacción, iluminación y tomas Bahía de Línea 13,8kV	755,56	240	3,15	3,94	10 AWG	40	40,0	28,0	65	0,73	3,71	4,73	2x30

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXI. **Cálculo de conductores y protecciones para los circuitos DC**

Circuito	Descripción	Potencia Nominal [W]	Tensión [V]	Corriente [A]	Calibre [AWG]	No de conductores por fase	Capacidad de corriente del conductor seleccionado [a]	Número de hilos	Distancia del circuito [m]	Regulación (%)	Protección [A]
Q101	Alimentación PP1, CTO. cierre interruptor, CTO. disparo 1 interruptor	940	125	7,52	10 AWG	1	30,72	2	50	3.5	2x30
Q102	CTO. disparo 2 interruptor, alimentación PP2	490	125	3,92	10 AWG	1	30,72	2	50	2.28	2x30
Q103	Motor seccionador CPT, motor interruptor	3200	125	25,60	8 AWG	1	42,24	2	50	6.39	2x40
Q131	control apertura y cierre seccionador, controlador de bahía de línea Plaza España 69kV	200	125	1,60	12 AWG	1	23,04	2	50	1.85	2x20
Q116	Alimentación PP1, CTO. cierre interruptor, CTO. disparo 1 interruptor	940	125	7,52	10 AWG	1	30,72	2	40	2.99	2x30
Q117	CTO. disparo 2 interruptor, alimentación PP2	490	125	3,92	10 AWG	1	30,72	2	40	2.02	2x30
Q118	Motor seccionador CPT, motor interruptor	3 200	125	25,60	8 AWG	1	42,24	2	40	5.30	2x40
Q136	Control apertura y cierre seccionador, controlador bahía de transformación	200	125	1,60	12 AWG	1	23,04	2	40	1.68	2x20
Q127	Alimentación controlador de subestación 1	250	125	2,00	10 AWG	1	30,72	2	15	1.16	2x30
Q128	Alimentación HMI ,GPS	350	125	2,80	10 AWG	1	30,72	2	15	1.16	2x30
Q129	Alimentación router	250	125	2,00	10 AWG	1	30,72	2	15	1.16	2x30
Q130	Alimentación - switch 1	250	125	2,00	10 AWG	1	30,72	2	15	1.16	2x30

Fuente: elaboración propia.

4.9.2. Dimensionamiento del transformador de SSAA

Tomando como referencia la tabla XXVII se calcula la carga instalada. Para tener resultados conservativos se permite un 25 % de holgura para el dimensionamiento del transformador. Sin embargo, queda a criterio del ingeniero diseñador la holgura de la carga tomando en cuenta el presupuesto del proyecto y los requerimientos futuros del proyecto.

$$Carga\ instalada = 31,3\ kVA$$

$$Carga\ de\ diseño = carga\ instalada * 1,25 = 31,3kVA * 1,25 = 39,1kVA$$

Se sabe que no todas las cargas estarán operando al mismo tiempo, por lo que se puede tomar para este caso un factor de simultaneidad de 0,7.

$$Potencia\ requerida\ del\ transformador\ de\ SSAA = 27,37\ kVA$$

Al no ser un valor comercial, se puede utilizar un transformador sumergido en aceite de 50 kVA 7,6kV/120-240V.

Otro elemento que se calcula es la protección del transformador de SSAA. Esto se hace de la siguiente manera:

$$I_t = \frac{P}{V_{fase}} * 1,25 = \frac{50kVA}{7,6kV} * 1,25 = 8,22A$$

La protección por fase debe ser de 8,22 A, sin embargo, se toma una protección de 10 A, la cual es más comercial.

4.9.3. Dimensionamiento del banco de baterías

Se tomarán como ejemplo las baterías del anexo 1. También se estima que existirá un voltaje mínimo del 85 % del valor nominal DC y un máximo de 110 %. Para calcular el número de celdas se utiliza la siguiente ecuación propuesta en la norma IEEE std 485:

$$No\ de\ celdas = \frac{V_{dc\ max}}{V_{flotación\ por\ celda}} = \frac{125 * 1,10}{2,25} = \frac{137,5}{2,25} = 61,11\ baterías$$

Utilizando las baterías de 2,25 V de una sola celda se tiene que se deben utilizar 60 baterías cuyo voltaje máximo es $60 * 2,25 = 135 V$, lo que corresponde al 108 % del valor de tensión nominal, cumpliendo la condición de no superar el 110 %. Continuando con el procedimiento planteado en la norma IEEE std 485 se calcula el voltaje mínimo por celda, en este caso, por batería.

$$Tensión\ mínima\ por\ celda = \frac{V_{dc\ min}}{numero\ de\ celdas} = \frac{125 * 0,85}{60} = \frac{106,25}{60} = 1,77 V$$

Este valor es aproximado al que brinda el fabricante (1,75 V) para un tiempo de descarga de 8 horas, por lo que se comprueba que la batería operara de manera adecuada.

Para calcular los Ah que se requiere, la norma IEEE std 485 en su anexo A, presenta una tabla de cálculo (ver anexo 2). Se considera un evento desde el minuto 460 al 470. Se asume una falla en el minuto 460 que conlleva a la apertura de todos los interruptores y 2 minutos después se reestablece el sistema cerrando nuevamente los interruptores, 8 minutos después del cierre, se reestablece todo el sistema nuevamente. Este caso se toma considerando que las baterías están en sus últimos minutos de carga, uno de los casos más críticos que se puede dar.

Tabla XXXII. **Parámetros para selección de banco de baterías**

Ciclo de evento	Descripción del evento		Carga continua	Carga momentánea
C1 Min 0-460	Alimentación de todas las cargas continuas previas al evento		1,725 kW 14,38 A	
C2 Min 460-462	Operación de la protección diferencial de barra 69kV. Apertura de todos los interruptores:	Alimentación de todas las cargas continuas previas al evento	1,725 kW 14,38 A	
		Interruptor bahía línea 69kV		450 W – 3,75 A
		Interruptor bahía transformador 69kV	-	450 W – 3,75 A
C3 Min 462-464	Tiempo de espera	Alimentación cargas continuas	1,725 kW 14,38 A	
C4 Min 464-465	Cierre del interruptor y carga del resorte:	Alimentación cargas continuas	1,725 kW 14,38 A	
		Interruptor bahía línea 69kV		Motor: 1 600 W-13,3 A Cto. Cierre: 450 W – 3,75 A
C5 Min 465-466	Tiempo de espera	Alimentación cargas continuas	1,725 kW 14,38 A	
C6 Min 466-467	Cierre del interruptor y carga del resorte.	Alimentación cargas continuas	1,725 kW 14,38 A	
		Interruptor bahía línea Barberena 69kV		Motor: 1 600 W-13,3 A Cto. Cierre: 450 W – 3,75 A

Fuente: elaboración propia.

Nota: para las cargas continuas, se utiliza un factor de seguridad de 25 % para obtener resultados conservativos. Sin embargo, queda a criterio del diseñador la magnitud del factor.

Tabla XXXIII. Cálculo de capacidad de banco de baterías

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Periodo	Consumo [A]	Diferencia de consumos [A]	Duración [min]	Tiempo hasta término de sección	Factor Kt	Amperios hora requeridos (7) = (3)*(6)
Sección 1: período 1			Si A2 > A1 siga a la sección A2			
1	15	15	460	460	8,03	120,45
					Total	120,45
Sección 2: períodos 1 y 2			Si A3 > A2 siga a la sección A3			
1	15	15	460	462	8,03	120,45
2	23	8	2	2	0,78	6,24
					Total	126,69
Sección 3: períodos 1 al 3			Si A4 > A3 siga a la sección A4			
1	15	15	460	463	8,09	121,35
2	23	8	2	3	0,85	6,8
3	15	-8	1	1	0,78	-6,24
					Total	121,91
Sección 4: períodos 1 al 4			Si A5 > A4 siga a la sección A5			
1	15	15	460	464	8,09	121,35
2	23	8	2	4	0,89	7,12
3	15	-8	1	2	0,82	-6,56
4	32	17	1	1	0,78	13,26
					Total	135,17
Sección 5: períodos 1 al 5			Si A6 > A5 siga a la sección A6			
1	15	15	462	465	8,12	121,8
2	23	8	2	5	0,92	7,36
3	15	-8	1	3	0,85	-6,8
4	32	17	1	2	0,82	13,94
5	15	-17	1	1	0,78	-13,26
					Total	123,04
Sección 6: períodos 1 al 6			Si A7 > A6 siga a la sección A7			
1	15	15	462	466	8,14	122,1
2	23	8	2	6	0,95	7,6
3	15	-8	1	4	0,89	-7,12
4	32	17	1	3	0,85	14,45
5	15	-17	1	2	0,82	-13,94
6	32	17	1	1	0,78	13,26
					Total	136,35

Fuente: elaboración propia.

Para determinar el factor Kt se utilizó la figura A3 de la norma IEEE std 485. Posterior a realizar la tabla propuesta en la norma, se selecciona el mayor valor de amperios hora calculado. En este caso es 136,35 Ah, sin embargo, la norma indica que se deben de considerar tres factores:

- Factor de temperatura: la norma establece los siguientes valores.

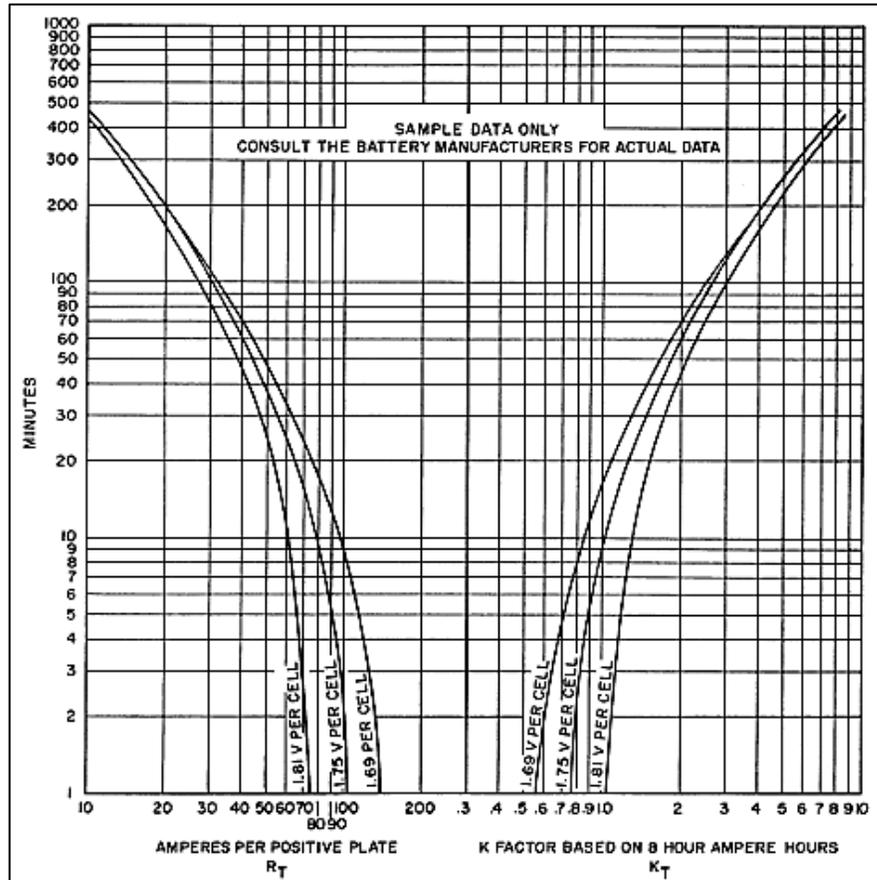
Figura 66. **Factor de temperatura para dimensionamiento de banco de baterías**

Electrolyte temperature		Cell size correction factor	Electrolyte temperature		Cell size correction factor
(° F)	(° C)		(° F)	(° C)	
25	-3.9	1.520	78	25.6	0.994
30	-1.1	1.430	79	26.1	0.987
35	1.7	1.350	80	26.7	0.980
40	4.4	1.300	81	27.2	0.976
45	7.2	1.250	82	27.8	0.972
50	10.0	1.190	83	28.3	0.968
55	12.8	1.150	84	28.9	0.964
60	15.6	1.110	85	29.4	0.960
65	18.3	1.080	86	30.0	0.956
66	18.9	1.072	87	30.6	0.952
67	19.4	1.064	88	31.1	0.948
68	20.0	1.056	89	31.6	0.944
69	20.6	1.048	90	32.2	0.940
70	21.1	1.040	95	35.0	0.930
71	21.7	1.034	100	37.8	0.910
72	22.2	1.029	105	40.6	0.890
73	22.8	1.023	110	43.3	0.880
74	23.4	1.017	115	46.1	0.870
75	23.9	1.011	120	48.9	0.860
76	24.5	1.006	125	51.7	0.850
77	25.0	1.000			

Fuente: Norma IEEE std 485. *Práctica recomendada para dimensionar baterías de plomo-ácido para aplicaciones estacionarias.* p. 8.

- Factor de diseño: 10 a 15 % recomendado por la norma
- Factor de envejecimiento: 25 % recomendado por la norma

Figura 67. Gráfica para determinar el factor Kt



Fuente: Norma IEEE std 485. *Práctica recomendada para dimensionar baterías de plomo-ácido para aplicaciones estacionarias.* p. 8.

Continuando con el cálculo se tiene que el banco de baterías necesario es de:

$$\text{Capacidad del banco de baterías} = 136,35 \text{ Ah} * 1,02 * 1,15 * 1,25 = 199,9 \text{ Ah}$$

Según el catálogo utilizado, el banco de baterías es de 40 Ah, por lo que sí cumple con los requerimientos de la carga.

4.9.4. Dimensionamiento de cargador de baterías

Para el dimensionamiento del cargador se tiene la ecuación:

$$A = \frac{1}{K_t} * \frac{1}{K_h} * \left(n \times \frac{Ah}{T} + A_o \right)$$

Donde:

- A: capacidad del cargador [A].
- Ah: amperios-hora del banco de baterías seleccionado.
- n: constante para compensar las pérdidas durante la carga (1,25 para baterías plomo ácido).
- A_o: carga que toma el sistema de carga continua [A].
- T: tiempo de recarga de la batería [h].
- K_h: factor de corrección por temperatura.
- K_t factor de corrección por altura.

$$A = \frac{1}{1,02} \times \frac{1}{1,0} \times \left(\left(1,25 \times \frac{420A \cdot h}{8 h} \right) + 24,40A \right) = 88,26A$$

Se requiere un cargador de 88,26 A, para estandarizar se puede aproximar a 100 A.

4.10. Malla de puesta a tierra

Las subestaciones eléctricas deben tener un sistema de puesta a tierra que evite que las personas que circulan por esta sean afectadas. Esto se debe a las tensiones de contacto y de paso que superen los valores tolerables para

las personas. Además, es una protección para los equipos ante fallas y descargar atmosféricas.

4.10.1. Medidas de resistividad

Para la toma de medidas de resistividad, generalmente se utiliza el método de Wenner. El método consiste en colocar los electrodos en línea recta distanciados uniformemente y la resistividad del terreno a la profundidad establecida es equivalente a la resistividad medida entre los electrodos. Se utiliza la siguiente ecuación:

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

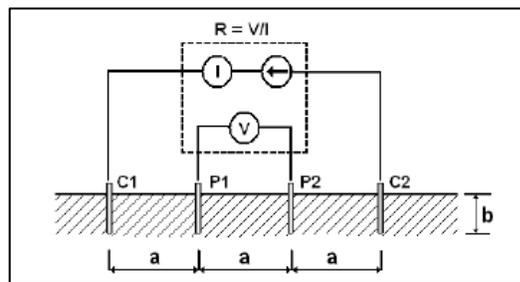
Donde:

a: distancia horizontal entre los electrodos (m)

R: resistencia de puesta a tierra medida (Ω)

b: profundidad de los electrodos (m)

Figura 68. Conexión método de Wenner



Fuente: Norma IEEE std 80 2000. *Sistema de propuesta a tierra*. p.14.

4.10.2. Selección del conductor

Para la selección del conductor de la malla de tierra, la norma IEEE std 80 2 000 propone la siguiente fórmula:

$$I = A * \sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{tc * \alpha_r * \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}$$

Donde:

- I: corriente rms en [kA].
- A: sección del conductor en [mm²].
- T_m: temperatura máxima, en [°C].
- T_a: temperatura inicial del conductor, en [°C].
- T_r: temperatura referencia del material, en [°C].
- α₀: coeficiente de resistividad a 0°C en [1/°C].
- α_r: coeficiente de resistividad a temperatura T_r en [1/°C].
- ρ_r: resistividad del conductor a temperatura T_r, en [μΩ-cm].
- K₀: 1/α₀ o (1/α_r) - T_r en [°C].
- tc: tiempo de duración del cortocircuito, en [s].
- TCAP: factor de capacidad térmica que depende del material del conductor en [J]/[°C*mm³].

Para la malla de tierra usualmente se utiliza conductor de cobre recocido, la norma IEEE std 837 presenta una tabla donde se muestran los parámetros estándar de este tipo de conductor.

Figura 69. **Constantes para materiales**

Descripción	Conduc-tividad [%]	α_r a 20 °C [1/°C]	K_0 a 0 °C [°C]	Temperatura de fusión, T_m [°C]	ρ_r 20 °C [$\mu\Omega\text{cm}$]	factor TCAP [J/(cm ³ °C)]
Cobre recocido	100,0	0,00393	234	1 083	1,72	3,42
Cobre estirado en frío	97,0	0,00381	242	1 084	1,78	3,42
Acero cobrizado	40,0	0,00378	245	1 084	4,40	3,85
Acero cobrizado	30,0	0,00378	245	1 084	5,86	3,85
Aluminio comercial EC	61,0	0,00403	228	657	2,86	2,56
Aleación de aluminio 5005	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,60
Aleación de aluminio 6201	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,60
Acero aluminizado	20,3	0,00360	258	657	8,48	3,58
Acero galvanizado	8,6	0,00320	293	419	20,1	3,93
Acero inoxidable	2,4	0,00130	749	1 400	72,0	4,03

Fuente: MEJÍA, VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 402.

Tabla XXXIV. **Parámetros del conductor de cobre típico**

Parámetro	Unidad	Valor
T_m	°C	1,083
T_a	°C	25
α_r	Sin	0,00393
ρ_r	$\mu\Omega\text{-cm}$	1,72
T_r	°C	20,00
K₀	Sin	234,00
T_c	s	0,50
TCAP	J/cm ³ /°C	3,42

Fuente: elaboración propia.

4.10.3. Pasos para el cálculo de la cuadrícula

La norma IEEE std 20 – 8000, en su anexo B, presenta una serie de pasos para realizar el cálculo de la cuadrícula que formará la malla de tierra para el proyecto.

- Recopilación de datos de campo
- Selección del conductor de malla
- Criterios de toque y paso
- Diseño preliminar
- Determinar la resistencia de la malla
- Determinar la máxima corriente de malla
- Encontrar GPR
- Calcular los voltajes de la malla
- Comparar E_m contra $E_{contacto}$
- Comparar E_s contra E_{paso}
- Modificar del diseño inicial si es necesario
- Realizar el diseño final

4.10.4. Pasos para el cálculo de la cuadrícula

En los incisos 4.10.4.1 a 4.10.4.9 se presenta un ejemplo de cómo evaluar la malla de puesta tierra para una subestación típica.

4.10.4.1. Datos de campo

Se refiere a los parámetros eléctricos del sistema y las medidas de resistividad del terreno. Para este ejemplo se tomará un área de 800 m x 70 m. La resistividad del terreno es de 400 Ω m y un tiempo de despeje de falla de 500 ms.

$$\text{Área del terreno} = 80 * 70 = 5\,600\,m^2$$

4.10.4.2. Selección del conductor de malla

En los estudios eléctricos se presenta la corriente de corto circuito prevista para la subestación. En el caso del área metropolitana se puede tomar en una corriente de cortocircuito de 31,5 kA y en el área rural de 40 kA. El área del conductor se obtiene de la siguiente manera:

$$A = \frac{31,5kA}{\sqrt{\left(\frac{3,42 * 10^{-4}}{0,5 * 0,00393 * 1,72}\right) \ln\left(\frac{234 + 1\ 083}{234 + 25}\right)}} = 77,65 \text{ mm}^2$$

Este valor indica la sección mínima del conductor requerido para la malla de tierra. Generalmente se utiliza el calibre 4/0 con una sección de 107,2 mm².

4.10.4.3. Criterios de toque y de paso

Casi siempre se utiliza un acabado de cascajo, para este caso se toma una resistividad de 2 500 Ωm con un espesor de 0,10 m. Primero se debe calcular el factor de reducción lo cual se puede hacer de dos maneras. La primera es utilizando la siguiente fórmula y la figura 71.

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} = \frac{400 - 2\ 500}{400 + 2\ 500} = -0,72$$

Donde:

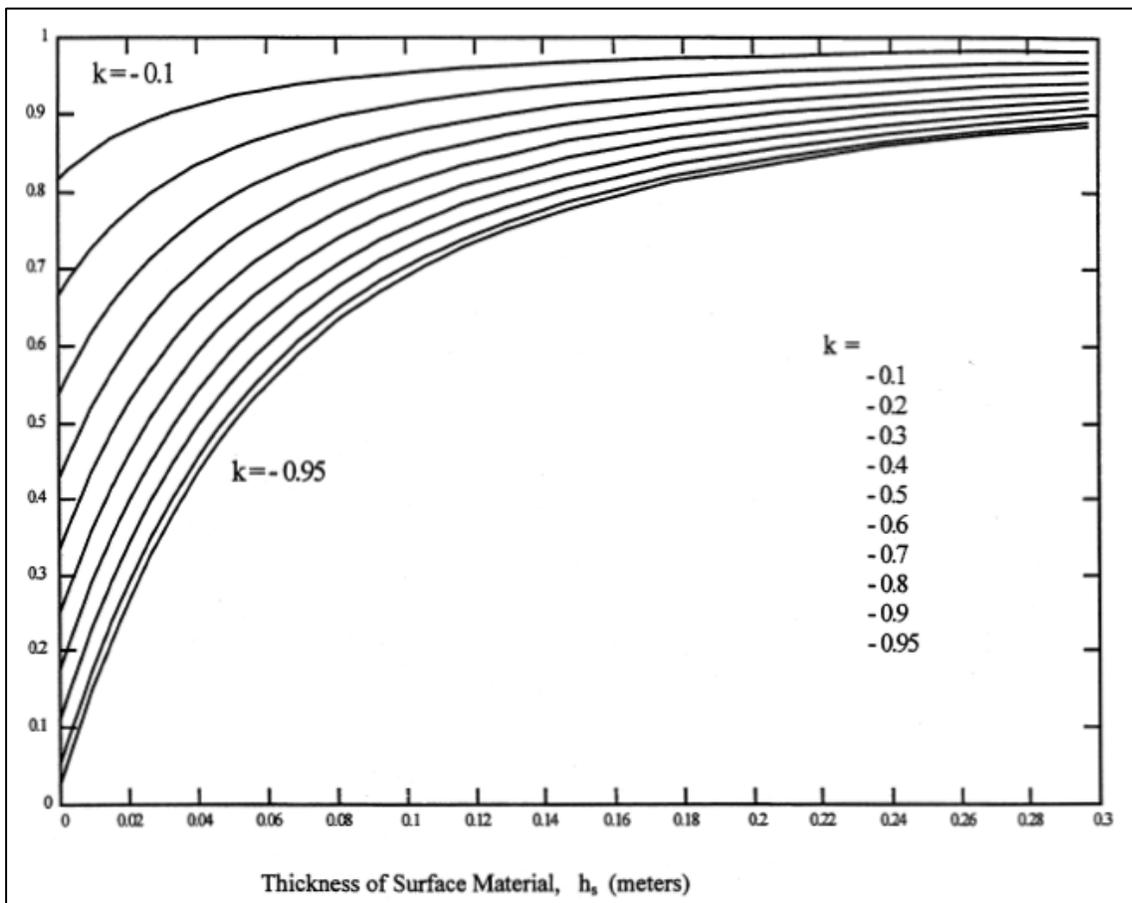
ρ: resistividad del terreno

ρ_s: resistividad de la capa de cascajo

La otra manera es como sigue:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{400}{2500}\right)}{2(0,10) + 0,09} = 0,74$$

Figura 70. **Coeficiente de reducción con base al factor K de reflexión**



Fuente: Norma IEEE 80 2000. *Sistema de propuesta a tierra*. p. 405.

Ahora se deben de calcular las tensiones de toque y paso permisibles para una persona de tamaño promedio. Se presentan 2 pesos distintos, 50 y 70 kg.

$$E_{s-50kg} = (1\ 000 + 6C_s\rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (V)$$

$$E_{s-70kg} = (1\ 000 + 6C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (V)$$

$$E_{t-50kg} = (1\ 000 + 1,5C_s\rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (V)$$

$$E_{t-70kg} = (1\ 000 + 1,5C_s\rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (V)$$

Donde:

t_s : tiempo de despeje de falla

C_s : coeficiente de reducción

Considerando un peso promedio de 70 kg, se tiene:

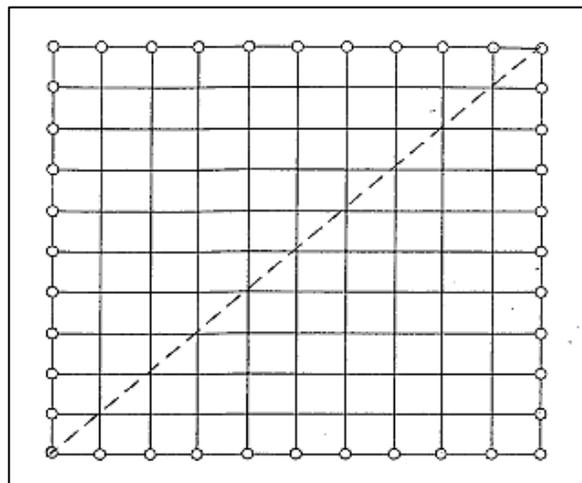
$$E_{s-70kg} = (1\ 000 + 6 * 0,74 * 2\ 500) \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} = 2\ 686,6 \text{ V}$$

$$E_{t-70kg} = (1\ 000 + 1,5 * 0,74 * 2\ 500) \frac{0,157}{\sqrt{0,5}} = 838,2 \text{ V}$$

4.10.4.4. Diseño preliminar

Se tiene un terreno de 80 x 70 metros para el caso de este ejemplo. En la vida real generalmente el terreno no es completamente cuadrado o rectangular por lo que una recomendación es delimitar el área de la subestación dentro de un espacio rectangular para que el diseño no se torne demasiado difícil. Para este caso, se toma una cuadrícula con separación uniforme entre cables de 7m con 40 varillas de cobre de 2,4 m de largo, dispuestas como se muestra.

Figura 71. **Diseño preliminar de malla de tierra con varillas de cobre**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 315.

4.10.4.5. Datos de campo

Enterrando la malla a 0,5 m de profundidad la resistencia de malla se calcula con:

$$R_g = \rho \left(\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right)$$

$$= 400 \left(\frac{1}{1\ 816} + \frac{1}{\sqrt{20 * 5\ 600}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5\sqrt{\frac{20}{5\ 600}}} \right) \right) = 2,58 \Omega$$

Donde:

ρ : resistividad del terreno

L: longitud efectiva de conductor de la malla de tierra

$$L = L_c + L_r = 1\ 720 + 96 = 1\ 816\ m$$

L_c : longitud del cable enterrada

L_r : longitud total de las varillas enterradas

A: área de la subestación analizada

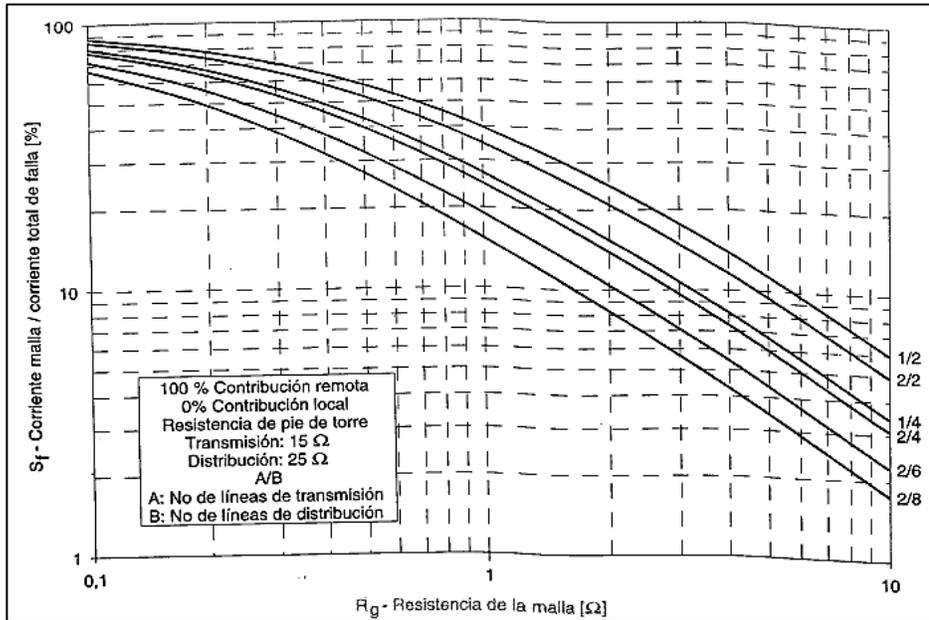
h: profundidad de enterramiento de la malla

4.10.4.6. Máxima corriente de falla

Las corrientes de falla usualmente surgen de los estudios eléctricos, para fines ilustrativos se asume que para este caso la corriente de falla más grande es la falla monofásica y esta tiene una magnitud de 10 kA. Utilizando el método gráfico tomando una subestación de distribución con una línea de alta tensión y 4 circuitos de distribución se tiene un factor de 15 %.

$$I_G = 10\ 000 * 0,15 = 15\ 00\ A$$

Figura 72. **Factor de distribución para el cálculo de I_g**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 316.

Todas las gráficas de para el cálculo del factor de distribución se encuentran en el anexo C de la norma IEEE std 80 2000 o en el capítulo 12 del libro de subestaciones de alta y extra alta tensión.

4.10.4.7. Cálculo del GPR

Esto se calcula multiplicando la máxima corriente de la malla por la resistencia de la malla. Se refiere al máximo potencial que la red de tierra puede alcanzar en relación a un punto de tierra distante que está al potencial de tierra remoto.

$$GPR = I_G * R_g = 1\,500 * 2,58 = 3\,870 \text{ V}$$

4.10.4.8. Cálculo de los voltajes de malla

Primero se debe calcular el número efectivo de cables en paralelo.

$$n = n_a n_b n_c n_d$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p} = \frac{2 * 1\,720}{300} = 11,47$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{300}{4 * \sqrt{5\,600}}} = 1,001$$

$$n_c = \left(\frac{L_x L_y}{A}\right)^{\frac{0,7A}{L_x L_y}}$$

Para el caso de mallas rectangulares n_c es igual a 1.

$$n_c = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

1,0 para mallas rectangulares.

$$n = 11,47 * 1,001 * 1 * 1 = 11,48$$

Donde:

L_c : longitud total del cable de malla, en m

L_p : longitud del perímetro de la malla, en m

A: área que ocupa la malla, en m^2

L_x : máxima longitud de la malla sobre el eje x, en m

L_y : máxima longitud de la malla sobre el eje y, en m

D_m : Máxima distancia entre dos puntos de en la malla, en m

El factor K_m viene dado por la siguiente ecuación:

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D'^2}{16hD} + \frac{(D' + 2h)^2}{8D'D} - \frac{h}{4D} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right]$$

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{7^2}{16 * 0,5 * 0,0113} + \frac{(7 + 2 * 0,5)^2}{8 * 7 * 0,0113} - \frac{0,5}{4 * 0,0113} \right) + \frac{1}{1,225} \ln \left(\frac{8}{\pi(2 * 11,48 - 1)} \right) \right] = 0,746$$

$$k_{ii} = \frac{1}{2n^{\bar{n}}}$$

Para el caso de mallas con varillas en las esquinas o en el perímetro

$k_{ii} = 1$.

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,5}{1}} = 1,225$$

$$k_i = 0,644 + 0,148n = 0,644 + 0,148 * 11,48 = 2,343$$

Donde:

k_m : factor de geometría

k_i : factor de corrección por geometría en forma de malla

k_{ii} : factor de corrección por varillas enterradas

D: diámetro del conductor de malla

D': espacio entre conductores paralelos

h_0 : profundidad de referencia = 1m

Por último, se evalúan las tensiones de toque y paso.

$$E_m = \frac{\rho I_G k_m k_i}{L_c + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R}$$

$$E_m = \frac{400 * 1\,500 * 0,746 * 2,343}{1\,720 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{2,4}{\sqrt{80^2 + 70^2}} \right) \right] 96} = 560,4 \text{ V}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D' + h} + \frac{1}{D'} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * 0,5} + \frac{1}{7 + 0,5} + \frac{1}{7} (1 - 0,5^{11.48-2}) \right] = 0,4062$$

$$E_s = \frac{\rho I_G k_s k_i}{0,75 L_c + 0,85 L_r} = \frac{400 * 1\,500 * 0,4062 * 2,343}{0,75 * 1\,720 + 0,85 * 96} = 416,3 \text{ V}$$

Donde:

E_m : voltaje de toque calculado, en m

E_s : voltaje de paso calculado, en m

L_R : longitud total de varillas enterradas, en m

L_r : longitud promedio de cada varilla, en m

k_s : factor de geometría

4.10.4.9. Comparación entre voltajes de toque y paso

Para que una malla de puesta a tierra sea segura se debe cumplir lo siguiente:

$$E_m < E_t = 560,4 V < 838,2 V$$
$$E_s < E_{s50 o 70} = 416,3 V < 2 686,6 V$$

Como ambas condiciones se cumplen, se comprueba que el diseño propuesto es válido y seguro para las personas. No hay necesidad de modificar el diseño planteado. Si las condiciones no se cumplieren, se debe aumentar la cantidad de conductor enterrado, por lo que se aconseja aumentar el número de varillas de cobre.

CONCLUSIONES

1. Para conectar una subestación eléctrica al sistema nacional interconectado, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica presenta las normas NTDOID, NTC, NTAUCT, NEAST y el Reglamento de la Ley General de Electricidad. En estos documentos se establecen los lineamientos técnicos y administrativos que los transportistas, generadores y grandes usuarios deben cumplir para la conexión de una obra de transporte de energía eléctrica.
2. Las subestaciones eléctricas cuentan con equipos de patio que deben ser evaluados de tal manera que se presente una ficha técnica con las especificaciones requeridas que permitan a la subestación operar de manera eficiente en condiciones normales y críticas, sin caer en el sobredimensionamiento, para así mantener la rentabilidad del proyecto.
3. En Guatemala se utilizan, en su mayoría, estructuras metálicas para la construcción de subestaciones aisladas en aire. Se manejan las estructuras tubulares y de celosía, las de celosía se emplean para subestaciones que manejan niveles de tensión mayores a 69 kV y las tubulares se utilizan para 69kV y 13,8 kV.
4. Para el diseño de obra electromecánica de subestaciones eléctricas aisladas en aire, se deben considerar los parámetros del sistema, las condiciones del terreno y las condiciones ambientales. Estos tres aspectos serán la base de un diseño profesional y confiable, el cual debe

cumplir con las normas nacionales, impuestas por la CNEE, e internacionales como IEEE, ANSI e IEC.

RECOMENDACIONES

1. Para el reconocimiento económico de las obras de transporte conectadas al sistema nacional interconectado es necesario presentar la documentación indicada por la CNEE, descrita en el capítulo 1 de este documento.
2. Se recomienda utilizar estructura de celosía para niveles de tensión superiores a 69 kV debido a su facilidad de transporte. Si se utiliza estructura tubular, al ser mayores las distancias de seguridad requeridas, estas presentarían demasiados problemas de transporte al ser ensambladas en fábrica.
3. Para subestaciones de 69 kV y 13,8 kV es más eficiente utilizar estructuras tubulares debido a su facilidad de ensamblaje y diseño, ya que por medio de conectores se pueden ubicar los equipos de potencia en diferentes sitios sin incurrir en un diseño detallado, lo que se traduce en un menor tiempo de ejecución.
4. No es recomendable diseñar subestaciones de perfil alto para niveles de tensión superior a 69 kV debido a que los equipos requeridos son pesados y, por lo tanto, los cimientos y estructuras deben ser mucho más robustos, lo que se traduce en un costo muy alto.
5. Es importante realizar un análisis de coordinación de aislamiento a los equipos y aisladores del proyecto para evitar futuras fallas en los aislamientos que puedan afectar la operación de la subestación.

6. Si se utilizan aisladores poliméricos estándar, se debe verificar la distancia de fuga requerida y la distancia de arco eléctrico en función de la contaminación del sitio.
7. Es una buena opción utilizar barraje rígido en las subestaciones, ya que se elimina el movimiento del conductor debido al viento y a los eventos de cortocircuito.
8. Al momento de presentar la ficha técnica del transformador de potencia es crítico considerar las características del sistema de potencia. Si la conexión y el índice horario no corresponden al sistema, se presentan problemas de faseo y, por lo tanto, sobrecostos en el proyecto.
9. En el caso de la coordinación de aislamiento para los distintos niveles de tensión es importante saber que los factores que cambian son el nivel de soportabilidad al impulso tipo rayo y el nivel de soportabilidad al impulso tipo maniobra. Cuanto más grande es el nivel de tensión, mayor serán estos dos factores, lo que se traduce en equipos más robustos y costosos.
10. Para el caso de selección de cadenas de aisladores los parámetros de selección son el nivel de tensión y la contaminación del sitio. Por lo tanto, no es aceptable tomar un número estándar de aisladores para un nivel de tensión, siempre se debe realizar el cálculo correspondiente incluyendo el factor de contaminación correspondiente. Esto hace variar el número de platos de las cadenas de aisladores.
11. En el dimensionamiento de servicios auxiliares se pueden hacer los cálculos del banco y del cargador de baterías utilizando distintos

modelos y marcas. Por lo que el número de baterías puede variar en cada proyecto dependiendo del suministro. No se debe estandarizar un número de baterías, siempre se deben hacer los cálculos en base a las cargas proyectadas.

12. Al momento de realizar el plano de apantallamiento, se tiende a pensar que la mejor opción es colocar puntas captadoras en todas las columnas. Sin embargo, puede que con los parámetros de la nueva subestación no se requiera ya que el radio de descarga permite una separación más grande entre puntas. Es recomendable evaluar el número de puntas requeridas para optimizar el costo del proyecto.
13. Para el caso de los conductores de alta tensión, puede que se requiera más de un conductor por fase. Esto es causa directa del nivel de corriente que se estima manejar. Por lo que nuevamente se recomienda hacer los cálculos para el dimensionamiento del conductor y no estandarizar para todas las subestaciones que sean similares. Además, si se requieren varios conductores por fase, es recomendable utilizar otro conductor con mayores propiedades conductivas.

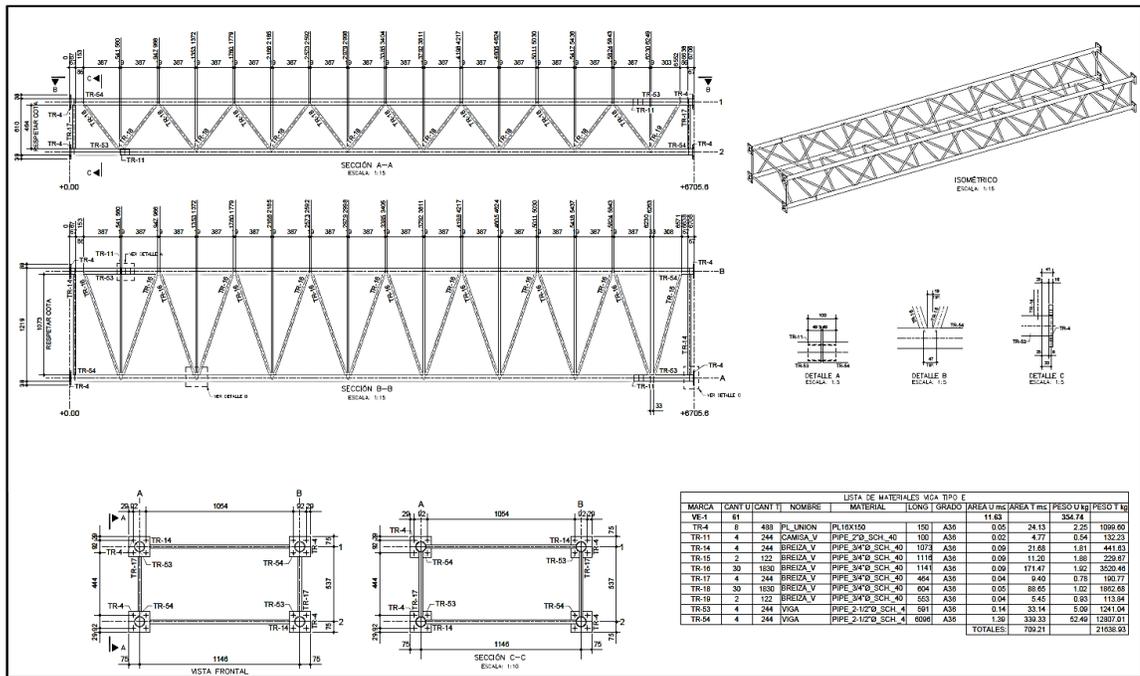
BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas de estudios de acceso al sistema de transporte*. Guatemala: CNEE, 1998. 9 p.
2. _____. *Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte*. Guatemala: CNEE, 1998. 19 p.
3. _____. *Norma técnica de conexión*. Guatemala: CNEE, 2014. 29 p.
4. _____. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución*. Guatemala: CNEE, 1999. 52 p.
5. _____. *Normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica*. Guatemala: CNEE, 1999. 10 p.
6. _____. *Reglamento de la ley general de electricidad*. Guatemala: CNEE, 1997. 45 p.
7. FINK, Beaty; WAYNE, Donald. *Manual de ingeniería eléctrica*. 13a ed. México: McGraw-Hill, 1995. 511 p.
8. HENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: Limusa, 1981. 597 p.

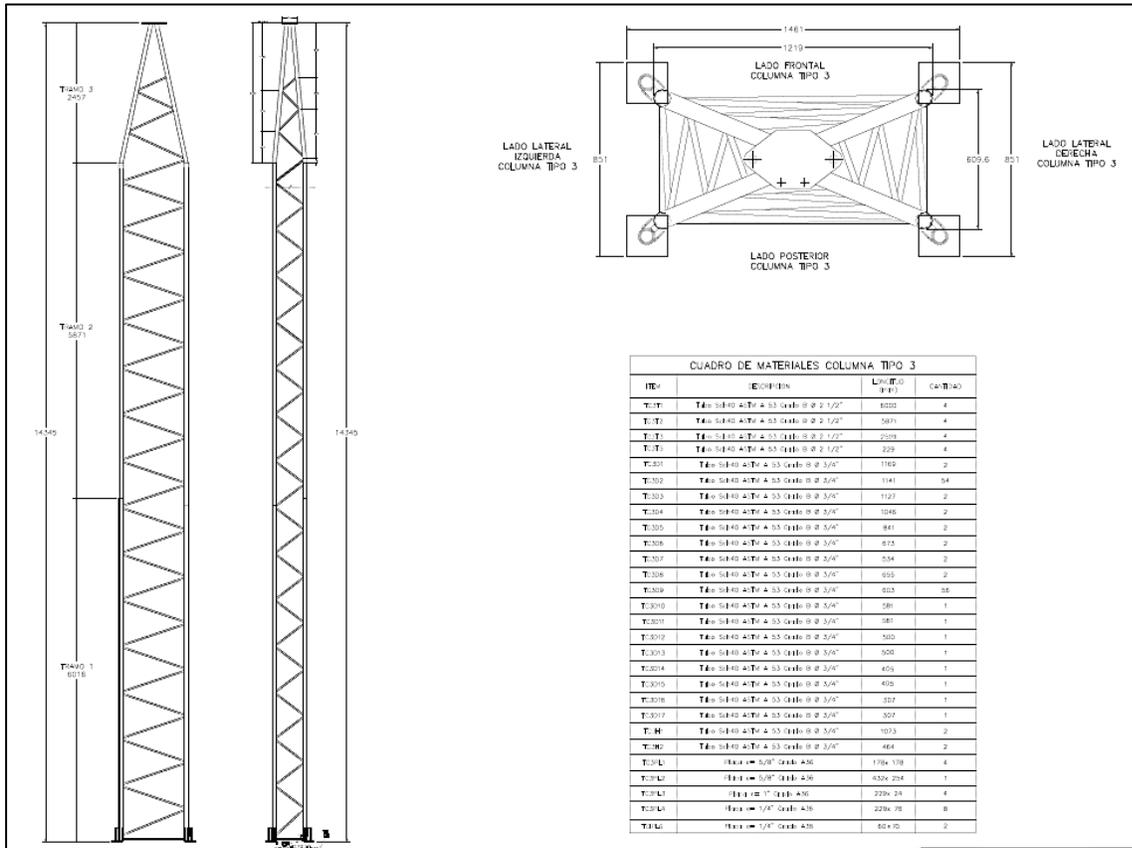
9. IEC 60071-1. *Insulation Coordination – Part 1*. 8a ed. Geneva: IEC, 2006.
10. IEC 60071-2. *Insulation Coordination – Part 2*. 3a ed. Geneva: IEC, 1996.
11. IEC 61936-1. *Power installations exceeding 1 kV ac – Part 1*. 8a ed. Geneva: IEC, 2010.
12. IEC 60815-1. *Selection and dimensioning of high voltage insulators intended for use in polluted conditions – part 1*. Geneva: IEC, 2008.
13. IEEE std 998. *Guide for direct lightning stroke shielding of substations*. USA: IEEE, 1996.
14. IEEE std 80. *Guide for safety in AC substation grounding*. USA: IEEE, 2000.
15. IEEE std 485. *Recommended practice for sizing lead acid batteries for stationary applications*. USA: IEEE, 1997.
16. MEJÍA VILLEGAS, Carlos. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: Mejía Villegas S.A., 2003. 733 p.

APÉNDICE

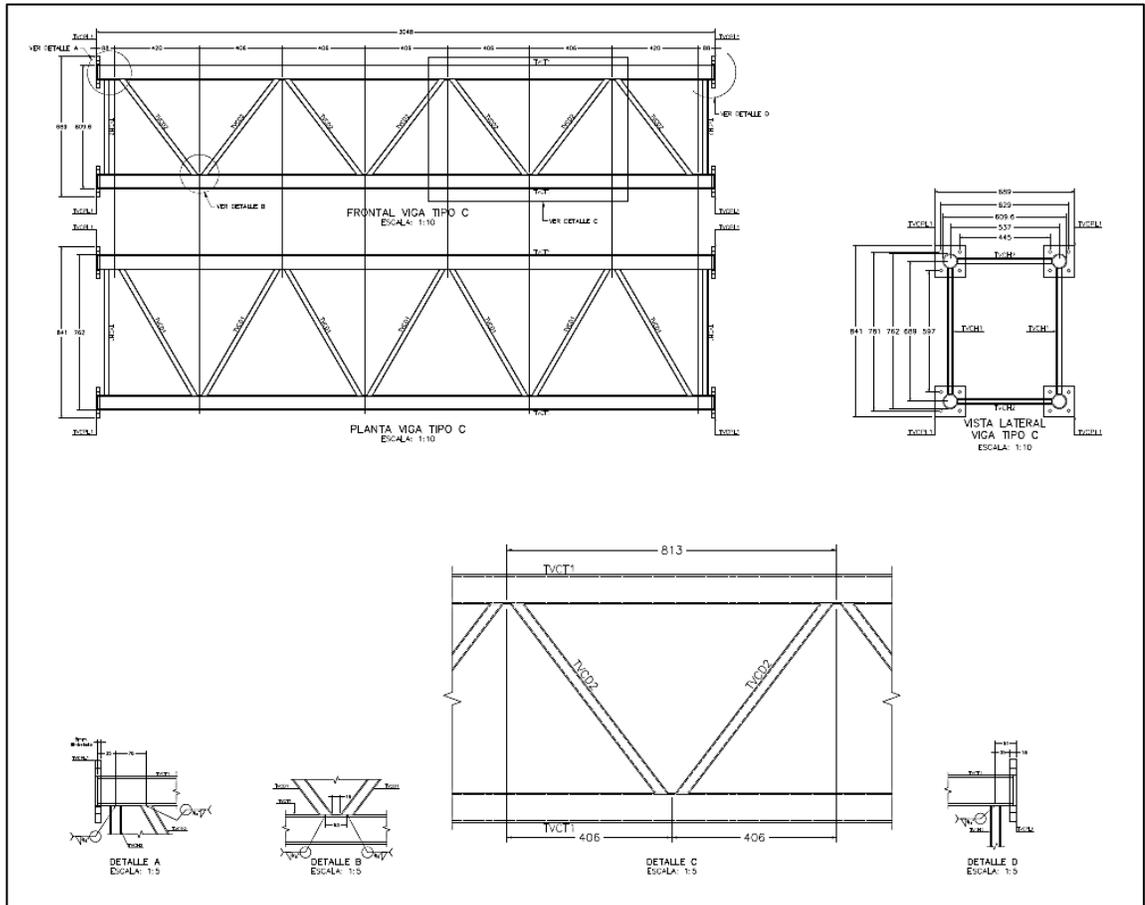
Apéndice 1. Planos de taller de estructuras metálicas tubulares



Continuación del apéndice 1.



Continuación del apéndice 1.



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

ANEXOS

Anexo 1. Hoja técnica de baterías








Specification

Positive electrode:	Tubular design plate with optimised corrosion defense and creep resistant, Calcium Tin Lead alloy
Negative electrode:	Flat plate utilising Lead Calcium low gassing grid Alloy
Float voltage:	2.25 - 2.30 vpc ± 1% at 25°C
Max. charge voltage:	2.35 vpc ± 1% at 25°C
Electrolyte:	Sulphuric acid/Silica gel
Safety valve:	1-3 psi self-resealing
Separators:	Microporous plastic
Terminals:	Integral brass insert for M8 Bolt
Electrical:	2V 100Ah - 2V 3000Ah at C/10 to 1.80vpc @ 25°C

Design life

Float life:	20-years in float service @ 30°C with an approved catalyst
Cycle life:	3000 cycles @ 50% DOD @ 25°C.

Product compliance

IEC	60896-21/22-2004
IEC	61427-2005
DIN	43539-T5 1984
DIN	40742:1999
Eurobat	

Company accreditation

ISO	9001:2015
ISO	14001:2004

Product information

The OPzV tubular plate gelled battery

The SEC Cellyte ETG series of OPzV VRLA tubular single cells are based on traditional design, but incorporate SEC CatVent™ performance enhancing catalyst technology whilst still complying with DIN standards. The range is engineered with die cast tubular spines using a Calcium Tin Lead Alloy. The gelled electrolyte prevents the need for topping up, making the product virtually maintenance free.

SEC's industry-leading CatVent™ catalyst technology is fitted as standard across the whole ETG series. SEC CatVent™ technology enables lower float currents which in turn means reduced gassing, reduced cell heating, and reduced positive plate corrosion. These benefits result in longer battery life, and lower operating temperatures.

Through incorporating SEC CatVent™ technology, the designed operating temperature is increased to 30°C. Then, the ETG has been tried and tested over many years in high ambient temperature regions.

The range is perfect for high-integrity, critical applications including power generation & distribution, telecom and premium renewable energy projects.

The 2V series is available in a wide range of capacities from 100 to 3000 Ah and with a choice of tough V0 rated flame retardant casing. A selection of bespoke racking solutions are also available including designs approved for Seismic zone-4 installations. The ETG series is manufactured in SEC's ISO approved factories and is backed by a full 5-year warranty as standard.

Product features

☞ Low self-discharge	☞ Spill-proof and leak-proof	☞ Long life
☞ Operates in sub-zero climates	☞ Minimal gas escape when charging	☞ Deep cycle capability
☞ Latest plate formation	☞ Explosion-proof safety valve	☞ Gelled electrolyte: no stratification
☞ Accepts high charge rate	☞ Requires minimum equalisation	☞ Negligible gassing: increased safety
☞ Never requires additional water	☞ Fitted with CatVent™ catalyst	☞ Engineered with international components

| 2

Continuación del anexo 1.

Cell dimensions													
Dimensions/ Weights/ Data													
SEC model type	European DIN type	Nominal capacity C/10 1.80 vpc	Battery weight kg	Overall battery dimension			Maximum charging current (A)	Short circuit current (A)	Internal resistance (mΩ)	No. of terminal	Unit per crate *	Crates per 20' container *	Cells per 20' container *
				Length mm	Width mm	Height mm							
2-ETG-420	6 OPzV 420	420	34	147	208	509	84	3600	0.80	2	24	20	480

Capacity														
Ampere hour at 25°C														
SEC model type	European DIN type	End volts/ Cell	Discharge ampere hour at 25°C											
			Discharge time in hours											
			1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr	24hr	48hr	100hr	120hr
2-ETG-420	6 OPzV 420	1.85	188	252	292	321	333	351	371	393	451	484	517	528
		1.80	212	278	318	336	359	365	398	420	475	504	533	542
		1.75	220	284	324	344	366	373	405	427	484	518	552	563

Current														
Ampere at 25°C														
SEC model type	European DIN type	End volts/ Cell	Discharge amps at 25°C											
			Discharge time in hours											
			1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr	24hr	48hr	100hr	120hr
2-ETG-420	6 OPzV 420	1.85	188	126	97.2	80.2	66.5	58.5	46.4	39.3	18.8	10.1	5.17	4.40
		1.80	212	139	106	84.0	71.8	60.8	49.7	42.0	19.8	10.5	5.33	4.52
		1.75	220	142	108	86.0	73.1	62.1	50.6	42.7	20.2	10.8	5.52	4.69

Power														
Watts/cell at 25°C														
SEC model type	European DIN type	End volts/ Cell	Discharge data watts/cell at 25°C											
			Discharge time in hours											
			1hr	2hr	3hr	4hr	5hr	6hr	8hr	10hr	24hr	48hr	100hr	120hr
2-ETG-420	6 OPzV 420	1.85	360	244	189	157	131	116	92.1	78.4	37.7	20.2	10.5	8.96
		1.80	402	267	205	164	141	120	98.3	83.3	39.6	21.0	10.8	9.19
		1.75	410	270	207	166	142	121	99.2	84.0	40.1	21.4	11.2	9.52

Fuente: Catálogo de baterías.

Anexo 2. Hoja de cálculo para dimensionamiento de banco de baterías

Lowest Expected Electrolyte Temp: (1)		Minimum Cell Voltage: (2)		Cell Mfg: (5)	Cell Type: (6)	Sized By: (7)	
Period	Load (amperes)	Change in Load (amperes)	Duration of Period (minutes)	Time to End of Section (minutes)	Capacity at T Min Rate (6A) Amps/Pos (R _T) or (6B) K Factor (K _T)	Required Section Size (3)+(6A) = Positive Plates or (3)x(6B) = Rated Amp Hrs	
						Pos Values	Neg Values
Section 1 - First Period Only - If A2 is greater than A1, go to Section 2.							
1	A1=	A1-0=	M1=	T=M1=			***
Sec 1 Total							***
Section 2 - First Two Periods Only - If A3 is greater than A2, go to Section 3.							
1	A1=	A1-0=	M1=	T=M1+M2=			
2	A2=	A2-A1=	M2=	T=M2=			
Sec 2 Sub Tot							
2 Total							***
Section 3 - First Three Periods Only - If A4 is greater than A3, go to Section 4.							
1	A1=	A1-0=	M1=	T=M1+M2+M3=			
2	A2=	A2-A1=	M2=	T=M2+M3=			
3	A3=	A3-A2=	M3=	T=M3=			
Sec 3 Sub Tot							
3 Total							***
Section 4 - First Four Periods Only - If A5 is greater than A4, go to Section 5.							
1	A1=	A1-0=	M1=	T=M1+...M4=			
2	A2=	A2-A1=	M2=	T=M2+M3+M4=			
3	A3=	A3-A2=	M3=	T=M3+M4=			
4	A4=	A4-A3=	M4=	T=M4=			
Sec 4 Sub Tot							
4 Total							***
Section 5 - First Five Periods Only - If A6 is greater than A5, go to Section 6.							
1	A1=	A1-0=	M1=	T=M1+...M5=			
2	A2=	A2-A1=	M2=	T=M2+...M5=			
3	A3=	A3-A2=	M3=	T=M3+M4+M5=			
4	A4=	A4-A3=	M4=	T=M4+M5=			
5	A5=	A5-A4=	M5=	T=M5=			
Sec 5 Sub Tot							
5 Total							***
Section 6 - First Six Periods Only - If A7 is greater than A6, go to Section 7.							
1	A1=	A1-0=	M1=	T=M1+...M6=			
2	A2=	A2-A1=	M2=	T=M2+...M6=			
3	A3=	A3-A2=	M3=	T=M3+...M6=			
4	A4=	A4-A3=	M4=	T=M4+M5+M6=			
5	A5=	A5-A4=	M5=	T=M5+M6=			
6	A6=	A6-A5=	M6=	T=M6=			
Sec 6 Sub Tot							
6 Total							***
Section 7 - First Seven Periods Only - If A8 is greater than A7, go to Section 8.							
1	A1=	A1-0=	M1=	T=M1+...M7=			
2	A2=	A2-A1=	M2=	T=M2+...M7=			
3	A3=	A3-A2=	M3=	T=M3+...M7=			
4	A4=	A4-A3=	M4=	T=M4+...M7=			
5	A5=	A5-A4=	M5=	T=M5+M6+M7=			
6	A6=	A6-A5=	M6=	T=M6+M7=			
7	A7=	A7-A6=	M7=	T=M7=			
Sec 7 Sub Tot							
7 Total							***
Random Equipment Load Only (if needed)							
R	AR=	AR-0=	MR=	T=MR=			***
Maximum Section Size (8) _____ + Random Section Size (9) _____ = Uncorrected Size - (US) (10) _____.							
US (11) _____ x Temp Corr (12) _____ x Design Marg (13) 1. _____ x Aging Factor (14) 1. _____ = (15) _____.							
When the cell size (15) is greater than a standard cell size, the next larger cell is required.							
(A) - Positive Plates.							
Required cell size (16) _____ (B) - Ampere Hours. Therefore cell (17) _____ is required.							

Fuente: Norma IEEE std 485. *Práctica recomendada para dimensionar baterías de plomo-ácido para aplicaciones estacionarias.* p. 14.

