

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DEL DETERIORO DEL BLINDAJE Y
LOS ELEMENTOS DE AISLAMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN DE
DISTRIBUCIÓN 46/23KV EN EL SALVADOR**

PRESENTADO POR:

**JORGE ALBERTO PALACIOS HERNÁNDEZ
LUIS ANTONIO SANCHÉZ FLORES**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, AGOSTO DE 2024

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSc. JUAN ROSA QUINTANILLA

SECRETARIO GENERAL:

LIC. PEDRO ROSALÍO ESCOBAR CASTANEDA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. LUIS SALVADOR BARRERA MANCÍA

SECRETARIO:

ARQ. RAÚL ALEXANDER FABIÁN ORELLANA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR INTERINO:

ING. WERNER DAVID MELENDEZ VALLE

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:
INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DEL DETERIORO DEL BLINDAJE Y
LOS ELEMENTOS DE AISLAMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN DE
DISTRIBUCIÓN 46/23KV EN EL SALVADOR**

Presentado por:

**JORGE ALBERTO PALACIOS HERNÁNDEZ
LUIS ANTONIO SANCHÉZ FLORES**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSc. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

SAN SALVADOR, AGOSTO DE 2024

Trabajo de Graduación Aprobado por:


Docente Asesor:

MSc. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

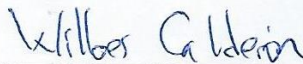
NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 28 de junio de 2024, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 10:00 a.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Werner David Meléndez Valle
Director Interino


Firma

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario


Firma

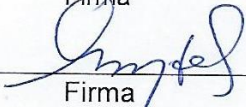


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

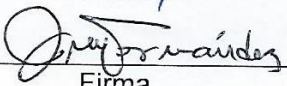
- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
(Docente Asesor)


Firma

- ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNÁNDEZ


Firma

- ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DEL DETERIORO DEL BLINDAJE Y LOS ELEMENTOS DE AISLAMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 46/23KV EN EL SALVADOR

A cargo de los Bachilleres:

- PALACIOS HERNÁNDEZ JORGE ALBERTO
- SÁNCHEZ FLORES LUIS ANTONIO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.3
(Nueve punto tres .)

AGRADECIMIENTOS

A MI MADRE, Rosa Lilian Hernández por su apoyo incondicional durante toda mi vida, durante el Bachillerato y en mi proceso de formación superior en la UES; mi padre José Armando Palacios por ayudarme en lo que estuvo a su alcance, a ellos les dedico este Trabajo de Graduación.

A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS. Con los que compartimos nuestro tiempo de estudios y amistad y que en los momentos de dificultad estuvieron para apoyarme y animarme a seguir adelante. A mi compañero de Tesis, Luis Sánchez que es un ejemplo a seguir de entrega y dedicación, y con quien compartí muchos momentos, a veces de dificultad y otras veces de alegría. A nuestra querida Reina Vides secretaria de la escuela, quien con amabilidad nos guio, nos brindó su apoyo y orientación en incontables veces.

A LOS MAESTROS de la escuela de ingeniería eléctrica que me han acompañado durante el largo camino de mi formación como estudiante universitario, especialmente a nuestro Docente asesor de Tesis MSc. Luis Roberto Chávez Paz que nos brindó su ayuda para culminar nuestro trabajo de graduación, brindándome siempre su orientación y dedicación en la creación de nuevos conocimientos.

Jorge Alberto Palacios Hernández

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios Todopoderoso, por haberme permitido llegar al final de la carrera que sin su ayuda no hubiera sido posible, este triunfo es para honra y gloria de su nombre. A mis compañeros y amigos: Que me apoyaron académicamente y dándome ánimo para seguir luchando hasta llegar al final gracias.

También agradezco a Reina Vides, secretaria de la escuela de ingeniería eléctrica gracias por todo el apoyo incondicional en el transcurso de la carrera brindándonos la ayuda idónea. A los catedráticos que en el transcurso de la carrera me impartieron sus conocimientos en especial a nuestro Docente asesor MSc. Luis Roberto Chévez Paz que nos brindó su ayuda para realizar el trabajo de graduación y llegar a un feliz término.

Además, quiero agradecer los Ing. Gerardo Marvin Jorge Hernández e Ing. José Miguel Hernández que participaron como jurado evaluador. A mi compañero de tesis: Jorge Alberto Palacios Hernández por su apoyo y sacrificio para lograr esta meta, por las noches de desvelo y entregados al trabajo; ya que es gracias al esfuerzo de todos que podemos decir hemos llegado a la meta y puedo decir Gracias muchas Gracias.

Luis Antonio Sánchez Flores

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES	1
1.1. OBJETIVOS.....	1
1.2. ALCANCE	1
1.3. ANTECEDENTES.....	1
1.4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.5. JUSTIFICACIÓN	2
1.6. RESULTADOS ESPERADOS.....	2
CAPÍTULO II: TEORIA FENOMENOS CAUSANTES DEL DETERIORO	3
2.1 Fundamentos de la corrosión	3
2.1.1 Definición y conceptos básicos de corrosión.	3
2.1.2 Tipos de corrosión relevantes para las subestaciones de distribución.	4
2.1.3 Factores que influyen en la corrosión	7
2.1.4 Estándares a tomar en cuenta para el control de la corrosión	8
2.1.5 Evaluación de la corrosión en componentes de una subestación.	10
2.2 Nivel sísmico en El Salvador.....	11
2.3 Clima ambiental	12
2.4 Tipos de Suelos	13
2.4.1 Clasificación de los suelos	13
2.4.2 Factores que afectan la corrosión de los suelos.....	16
2.4.3 Factores de agresividad	17
2.5 Descargas atmosféricas en El Salvador.....	18
2.6 Parámetros del rayo	20
2.6.1 Distancia de impacto	20
2.6.2 Magnitud de la corriente de impacto.....	21
2.6.3 Densidad de impactos a tierra (GFD)	22
2.7 Nivel Isocerámico en El Salvador.....	22
CAPITULO III: TEORIA DEL BLINDAJE DE LA SUBESTACIÓN	24
3.1 Red de tierra de la Subestación	24
3.2 Diseño del Blindaje según la Norma IEEE std 998	28
3.2.1 Métodos empíricos de diseño	28
3.2.2 El Modelo Electrogeométrico(EGM)	33

3.2.3	EGM revisado	33
3.2.4	Aplicación de la EGM por el Método de la Esfera Rodante	35
3.2.5	Corriente de impacto permisible.....	36
3.3	Coordinación de aislamiento	37
3.3.1	Definición.....	37
3.3.2	Norma IEEE 1313.2-1999.....	37
3.3.3	Niveles de aislamiento estándar	37
3.3.4	Distancias mínimas de operación.....	39
3.4	Coordinación de aislamiento Norma IEC 6007-1.....	40
3.4.1	Origen y clasificación de las sobretensiones	40
3.4.2	Condiciones ambientales.....	41
3.4.3	Selección del nivel de aislamiento estándar	42
3.4.4	Esquema general del procedimiento de Coordinación de aislamiento IEC 6007-1	43
3.4.5	Tensiones y sobretensiones representativas	43
3.4.6	Tensión soportada de coordinación	51
3.4.7	Tensión soportada especificada	56
3.4.8	Tensión soportada normalizada	58
CAPITULO IV: RESULTADOS DE LA INVESTIGACION		61
4.1	Caso de estudio: Subestación San Marcos 12.5MVA 46/23 kV	61
4.1.1	Diagrama Unifilar de la SUBESTACION	62
4.1.2	Especificación de componentes de la subestación.	63
4.1.3	Evaluación del blindaje.....	69
4.1.4	Mejoras en el Blindaje: Mástil y cable de guarda.....	78
4.1.5	Valores medidos.....	81
4.1.6	Gráficos de mediciones	83
4.1.7	Pruebas de aislamiento en elementos de la subestación	84
4.1.8	Coordinación de aislamiento a Subestación 46kV	88
4.1.8.1	Etapa 1: Determinación de las sobretensiones representativas - U _{rp}	88
4.1.8.2	Etapa 2: Determinación de las tensiones soportadas de coordinación - U _{cw}	91
4.1.8.3	Etapa 3: Determinación de las tensiones soportadas especificadas - U _{rw}	93
4.1.8.4	Etapa 4: Conversión a tensiones soportadas normalizadas para la gama I	95
4.1.8.5	Etapa 5: Selección de valores tensiones soportadas normalizadas.....	96
CONCLUSIONES		97

RECOMENDACIONES.....	98
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	99
ANEXOS.....	101
ANEXO 1. PLANOS DE DISEÑO.....	101
ANEXO 2. Evaluación de Es y Et.....	107
ANEXO 3. Distribución de probabilidad de Weibull	108
ANEXO 4. Pruebas de Ultrasonido en subestaciones eléctricas	115
ANEXO 5. Uso de Termografía para análisis térmico en Equipos	121
ANEXO 6. Ejemplo Coordinación de aislamiento para subestaciones de redes de distribución con Um hasta 36 kV en la gama I.....	129
ANEXO 7. Ejemplo Coordinación de aislamiento para una red de la gama I (con tensión nominal de 230 kV)	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplos de Corrosión en Estructuras y elementos de una Subestación eléctrica	3
Figura 2. Comportamiento del Deterioro por corrosión en el Tiempo	4
Figura 3. Proceso de contaminación atmosférica	5
Figura 4. Vida Útil de Componentes de una Subestación en Zona de Alta agresividad Corrosiva.	5
Figura 5. Muestra de Corrosión Galvánica en placa y acero (ánodo) en contacto con tornillos y tuercas de acero inoxidable.	6
Figura 6. Corrosión por picaduras se forman pequeños agujeros en la superficie del material	6
Figura 7. Niveles de Agresividad Corrosiva Respecto a la Distancia al Mar.	7
Figura 8. Vida útil para Estructuras Acero-Zinc en Transmisión de Energía Eléctrica.	9
Figura 9. Temperaturas promedio de un año en nuestro país	13
Figura 10. Distribución de tipos de suelo en nuestro país.	15
Figura 11. Captura de iones negativos por grandes gotas que caen.	18
Figura 12. Distribución de carga de una nube	18
Figura 13. Distribución de la carga en varias etapas de la descarga del rayo.	19
Figura 14. Componentes en el proceso de descarga de un rayo	20
Figura 15. Probabilidad que la corriente de impacto supere la abscisa para descargas a tierra.	21
Figura 16. Rango de probabilidad de la corriente de impacto a tierra.	22
Figura 17. Mapa isoceráunico de El Salvador.	23
Figura 18. Diagrama de bloques del procedimiento de diseño	26
Figura 19. Ángulos fijos para blindar cables.	28
Figura 20. Ángulos fijos para 4 mástiles de protección.	29
Figura 21. curva de protección de un objeto de altura “d” por un mástil	30
Figura 22. Mástil que protege un solo objeto: exposición al 0.1%. Altura del mástil sobre el objeto protegido “y”, en función de la separación horizontal, “x” y altura del objeto protegido d	31
Figura 23. Mástil que protege el anillo de objetos: 0.1% de exposición. Altura del mástil sobre el objeto protegido, “y”, en función de la separación horizontal, “x” y altura del objeto protegido “d”.	31
Figura 24. Dos mástiles que protegen un solo objeto, sin superposición: exposición al 0.1%. Altura del mástil sobre el objeto protegido, y, en función de la separación horizontal s, y altura del objeto protegido d	32
Figura 25. Cable de blindaje que protege los conductores horizontales - 0.1% de exposición. Altura de los cables de guarda sobre los conductores, y, en función de la separación horizontal, x y la altura de los conductores protegidos, d	32
Figura 26. Dos cables de guarda que protegen los conductores horizontales: 0.1% de exposición. Altura de los alambres de protección por encima de los conductores, y, en función de la separación	33
Figura 27. Áreas protegidas por mástiles múltiples para exposiciones puntuales mostradas en la Figura a), con dos mástiles de rayo, b) con cuatro mástiles de rayo.	34
Figura 28. Áreas protegidas por mástiles múltiples para exposiciones puntuales (a) Con dos mástiles de relámpago; (b) con cuatro mástiles de relámpago. (IEEE Std. 998-1996)	35

Figura 29. Principio de la esfera rodante	36
Figura 30. Diagrama de flujo para determinar los niveles de aislamiento estándar o nominales....	43
Figura 31. Rango de sobretensiones de frente lento 2% en el extremo de recepción debida la conexión y reenganche de la línea.....	47
Figura 32. Relación entre los valores 2% de sobretensiones de frente lento entre fases y fase-tierra.....	48
Figura 33. Probabilidad de descarga disruptiva del aislamiento autorregenerable, representado en escala lineal.....	54
Figura 34. Probabilidad de descarga disruptiva del aislamiento autorregenerable, representado en escala gaussiana.....	54
Figura 35. Evaluación del factor de coordinación determinista Kcd.....	55
Figura 36. Relación entre el exponente m y la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo maniobra	57
Figura 37. Subestación de Distribución San Marcos: capacidad 40MVA - 46/23 kV	61
Figura 38. Diagrama Unifilar de la Subestación San Marcos.....	62
Figura 39. Ubicación del sitio de la subestación	62
Figura 40. Datos de placa de Transformador de potencia.....	63
Figura 41. Datos de placa de Interruptor Tanque vivo.	63
Figura 42. Dimensiones en mm de seccionador tripolar	64
Figura 43. Datos de placa de Regulador de voltaje escalonado.....	67
Figura 44. Datos de placa de Recloser a 23kV.....	67
Figura 45. Vista de perfil de la Subestación San Marcos 46Kv/23kV.....	69
Figura 46. Blindaje de la Subestación con ángulo fijo $\alpha=40^\circ$	69
Figura 47. Blindaje de la Subestación con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$	70
Figura 48. Vista de planta del Blindaje con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$	70
Figura 49. Interruptor de potencia, vista frontal con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$	71
Figura 50. Transformador de Potencia, vista frontal con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$	71
Figura 51. Regulador de Tensión, vista frontal con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$	72
Figura 52. Recloser, vista frontal con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$	72
Figura 53. Blindaje mínimo de la Subestación utilizando la curva empírica de la figura 24 Dos mástiles que protegen un solo objeto, con superposición: exposición al 0.1%.	74
Figura 54. Blindaje mediante el EGM por esfera rodante Sc, sección A-A.....	76
Figura 55. Zonas de protección obtenidas al hacer rodar la esfera, sección A-A	77
Figura 56. Vista de planta de la zona de protección	77
Figura 57. Blindaje mejorado con mástil y cable blindado, sección A-A.....	80
Figura 58. Vista de planta de la zona de protección	80
Figura 59. Pozo de registro para medición de la red de tierra de la Subestación	81
Figura 60. Resistencia de la puesta a tierra de la subestación.....	83
Figura 61. Gráficos de los valores de Tensión de toque, paso y GPR.....	83
Figura 62. Prueba de aislamiento por fase a interruptor de potencia.....	84
Figura 63. Prueba de aislamiento a Transformador de Potencia.....	84
Figura 64. Prueba de aislamiento a Pararrayos	85

Figura 65. Índice de polaridad del transformador	85
Figura 66. Prueba de aislamiento a Reguladores de voltaje	86
Figura 67. Prueba de aislamiento por fase de Recloser de salida ckto 1	86
Figura 68. Prueba de aislamiento por fase de Recloser de salida ckto 2	87
Figura 69. Prueba de aislamiento por fase de Recloser de salida ckto 3	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Rango de Ph en suelos	10
Tabla 2. Tipos de suelo por Municipio	16
Tabla 3. Determinación de agresividad del suelo	17
Tabla 4. Resumen del nivel Isocerámico y GFD por departamento.	23
Tabla 5. Resistividad de algunos tipos de suelo	25
Tabla 6. Tensiones estándar soportados para equipos de Clase I (1 -242 kV)	38
Tabla 7. Tensiones estándar soportados para equipos de Clase II (>242 kV)	38
Tabla 8. Distancias típicas en equipos de patio	39
Tabla 9. Distancias mínimas recomendadas para subestaciones aisladas en aire en condiciones de impulso de rayo	39
Tabla 10. Clases y formas de sobretensiones, Formas de tensión estándar y Pruebas de tensión soportada estándar	40
Tabla 11. Niveles de aislamiento estándar para rango I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{kV}$)	42
Tabla 12. Factores de conversión de prueba para la gama I para convertir las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra especificadas en tensiones soportadas a impulso tipo rayo y a frecuencia industrial de corta duración.	59
Tabla 13. Factores de conversión de prueba para la gama II, para convertir las tensiones soportadas a frecuencia industrial de corta duración especificadas en tensiones soportadas a impulso tipo maniobra.	60
Tabla 14. Datos de potencia, dimensiones y peso	63
Tabla 15. Especificaciones del primario y secundario del Interruptor de potencia.....	64
Tabla 16. Especificación de Aislador de Soporte.....	64
Tabla 17. Especificación de Aislador de Suspensión	65
Tabla 18. Especificación del descargador lado primario	65
Tabla 19. Especificación del descargador lado secundario	65
Tabla 20. Especificación del descargador lado secundario	66
Tabla 21. Especificación de TP lado primario y secundario	66
Tabla 22. Especificación de transformador monofásico	68
Tabla 23. Datos de Subestación San Marcos.....	74
Tabla 24. valores medidos de la puesta a tierra.	81
Tabla 25. valores calculados de GPR, tensión de paso (E_s) y toque (E_t)	81
Tabla 26. Aislamiento Interruptor de Potencia($G\Omega$)	81
Tabla 27. Aislamiento Transformador de potencia($G\Omega$)	81
Tabla 28. Aislamiento Transformador de potencia($G\Omega$)	82

Tabla 29. Aislamiento de Regulador de voltaje($G\Omega$).....	82
Tabla 30. Aislamiento RECLOSER 101($G\Omega$).....	82
Tabla 31. Aislamiento RECLOSER 102($G\Omega$).....	82
Tabla 32. Aislamiento RECLOSER 103($G\Omega$).....	82
Tabla 33. Resumen de las tensiones soportadas especificadas mínimas	96
<i>Tabla 34. Selección de las tensiones soportadas normalizadas</i>	<i>96</i>

ACRÓNIMOS

AAC: (Conductor Todo Aluminio), por sus siglas en inglés, All Aluminium Conductor.

ACSR: (Conductor de Aluminio Reforzado de Acero), por sus siglas en inglés, Aluminium Conductor Steel Reinforced.

ANSI: (Instituto Nacional Americano de Normas), por sus siglas en inglés, American National Standards Institute.

ASTM: (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales), por sus siglas en inglés, American Society for Testing and Materials.

AWG: (Calibre de Alambre Americano), por sus siglas en inglés, American Wire Gauge.

BIL: (Nivel Básico de Aislamiento al Impulso), por sus siglas en inglés, Basic Impulse Level)

DPS: Dispositivo de protección contra sobretensión

IEEE: (Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos) por sus siglas en inglés, Institute of Electrical and Electronics Engineers.

msnm: Metros Sobre el Nivel del Mar

NEC: (Código Eléctrico Nacional), por sus siglas en inglés, National Electrical Code

ONAN: Aceite convección Natural y Aire con convección Natural.

ONAF: Aceite convección Natural y Aire con convección Forzada.

SF6: Hexafluoruro de Azufre

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

TOV: (Sobrevoltaje Temporal), por sus siglas en inglés, Temporary Overvoltage

TC: Transformador de Corriente TP: Transformador de Potencial

GLOSARIO

Nivel de aislamiento: El nivel de aislamiento es el valor de la raíz cuadrada media de la tensión de baja frecuencia que, en determinadas condiciones, puede ser aplicado sin causar flameo o perforación.

Potencia nominal: Es la potencia aparente máxima (VA) que puede suministrar el transformador de manera continua.

Voltaje de flameo a baja frecuencia (frecuencia industrial): es el valor de la raíz cuadrada medio de la tensión de baja frecuencia que, en determinadas condiciones, causa una descarga disruptiva sostenida a través del medio circundante.

Voltaje nominal: Valor convencional del voltaje con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento.

Burden: Es la capacidad de carga que se puede conectar a un transformador de instrumento, expresada en VA o en Ohms.

Bushing o aislador pasante: Es un componente de ingeniería eléctrica que aísla un conductor de alta tensión que pasa a través de un medio metálico (Tapadera).

Capacidad interruptiva o de interrupción: valor nominal de la cantidad de corriente que un dispositivo protección puede interrumpir con seguridad

Interruptor de Potencia: El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales o de falla.

Seccionador: Es un dispositivo de conmutación diseñado para abrir y cerrar uno o más circuitos eléctricos por medio de contactos que se encuentran separados en el aire.

Aislador: Es una pieza o estructura de material aislante que tiene por objeto dar soporte rígido o flexible a los conductores de la subestación eléctrica y proporcionan el nivel de aislamiento requerido por el sistema.

Aislador de soporte: Aislador de porcelana de forma cilíndrica con faldones y con herrajes que permiten su instalación rígida por ambos extremos. Se utiliza como componente de cuchillas y como soporte de buses y equipo en subestaciones.

Aislador de suspensión: Una unidad aisladora de suspensión es un ensamble de una pieza de porcelana y herrajes metálicos, provista de medios de acoplamiento no rígidos, a otras unidades o herrajes terminales.

Descargador (Pararrayo): Son aquellos dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, fallas y maniobras.

Conductores: La función de un conductor eléctrico es transportar energía a un nivel de tensión preestablecido y valores de corriente nominales.

Transformador de Potencial: Los transformadores de tensión contienen un solo núcleo magnético, y normalmente están diseñados con tan solo un arrollamiento secundario.

Resistividad del terreno (ρ): La resistencia de la malla y los gradientes de tensión dentro de una subestación están directamente relacionados con la resistividad del terreno.

Resistividad de la capa superficial (ρ_s): Una capa de alta resistividad sobre la superficie ayuda a limitar la corriente que pasaría por el cuerpo humano, ya que esta capa agrega una resistencia a la resistencia promedio del cuerpo.

Voltaje de toque: Es la diferencia de potencial entre el incremento del potencial a tierra (GPR) y el potencial superficial en el punto donde la persona se encuentra mientras que al mismo tiempo tiene una mano en contacto con una estructura puesta a tierra.

Voltaje de paso: Es la diferencia en el potencial superficial experimentado por una persona parada con los pies separados 1 m sin contactar ningún objeto puesto a tierra.

Terminal aérea: Dispositivo de interceptación de descargas atmosféricas que actúa como receptor para la captación de los rayos.

Ionosfera: capa de la atmósfera localizada a unos 50 kilómetros y 500 kilómetros de altura. Posee una densidad sumamente baja y es atravesada por una fuerte radiación en forma de luz ultravioleta, la cual está a su vez altamente ionizada.

Ground Flash Density (GFD): Se define como el número promedio de descargas atmosféricas por unidad de área por unidad de tiempo en un área en particular.

Angulo de Medición: Es aquel ángulo relativo entre el objetivo analizado y el equipo de medición empleado.

Arco Eléctrico: Un arco eléctrico, ocurre cuando la electricidad fluye o viaja a través del espacio, el arco que se forma cuando una protección de sobrecorriente se abre o cuando ocurre una descarga atmosférica visualizándose un rayo.

Cámara Termográfica: Es un equipo que se utiliza para obtener las imágenes termográficas de los objetivos analizados, opera en el rango infrarrojo, es decir, de la radiación térmica de un cuerpo.

Campo: Es la parte del rango de temperatura que estamos utilizando. Otra forma de llamarle es "contraste térmico".

Control: Es la evaluación y medición de la ejecución de los planes con el fin de detectar y prevenir desviaciones, para establecer las medidas correctivas necesarias.

Diagrama Trifilar: Son representaciones de todas las partes que componen a un sistema de potencia de modo gráfico, completo, tomando en cuenta las conexiones que hay entre ellos, para lograr una visualización completa del sistema, mostrando las tres fases.

Diagrama Unifilar: Son representaciones de todas las partes que componen a un sistema de potencia de modo gráfico, completo, tomando en cuenta las conexiones que hay entre ellos, para lograr una visualización completa del sistema de la forma sencilla en una sola fase.

Distribución: La red de distribución de la energía eléctrica es una parte del sistema de suministro eléctrico, a cargo de las compañías distribuidoras de electricidad.

Efecto Corona: Es un fenómeno causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión, y al campo magnético de las líneas, ocurre cuando las moléculas de aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire.

Emisividad: Se denota con la letra (ϵ), y es un número adimensional relacionado con la capacidad de un objeto real para irradiar energía térmica, como si éste fuera un cuerpo negro.

Enfoque: Es el proceso a través del cual se ajusta el lente de la cámara termográfica para obtener la imagen más nítida posible del objetivo observado.

Flashcard: Es un sistema de almacenamiento informático para dispositivos electrónicos portátiles como cámaras digitales, en forma de tarjeta de memoria.

Flujograma: Es la representación gráfica de los procedimientos mediante el uso de figuras geométricas sencillas, asociadas a cada paso de los procedimientos.

Formato: Es una manera particular de codificar información para almacenarla en un archivo informático, o en papel.

Grado de Severidad: Es un indicador basado en criterios confiables, para establecer el nivel de deterioro en equipos, dispositivos o elementos, causados por fallas eléctricas.

Historiales de Fallas: Reportes de la ocurrencia de fallas indicando sus características descriptivas.

Humedad Relativa: La humedad relativa es la humedad que contiene una masa de aire, en relación con la máxima humedad absoluta que podría admitir sin producirse condensación, conservando las mismas condiciones de temperatura y presión atmosférica.

Informes: Es el documento caracterizado por contener información u otra materia reflejando el resultado de una investigación adaptado al contexto de una situación dada.

Isoterma: Es una función para medir temperatura que tienen algunas cámaras termográficas, la isoterma sustituye algunos colores de la escala de la cámara, por otros de elevado contraste; de esta forma marca un intervalo de igual temperatura aparente.

Manual: Es el documento que contiene la descripción de actividades que deben seguirse en la realización de las funciones de una unidad administrativa, o de dos o más de ellas.

Mantenimiento Correctivo: El término “mantenimiento correctivo” es sinónimo de “reparación”. Esto no quiere decir que no pueda existir este tipo de intervenciones, de hecho, el fin último de todo tipo de mantenimiento es reparar o sustituir componentes dañados, con la finalidad de alargar la vida útil del equipo o elemento en cuestión.

Termograma: Se refiere a cada píxel de imagen se le asocia un color o nivel gris, el cual representara una imagen de temperatura dada, de acuerdo con una escala determinada.

Temperatura Ambiente: Es una magnitud referida a las nociones comunes de calor, por lo general un objeto más caliente tendrá una temperatura mayor.

Temperatura Aparente Reflejada: Es la temperatura que refleja el objeto observado hacia el medio que lo rodea, en forma de radiación térmica.

Tracking: Conocido también como pequeño arco, no es más que una corriente buscando o siguiéndola ruta y menor resistencia a través de fallas en el aislamiento del conductor.

Ultrasonido: Son ondas sonoras con frecuencias mayores a las percibidas por el oído humano, es decir, a frecuencias superiores a los 16 KHz. Aproximadamente.

CAPÍTULO I: ASPECTOS GENERALES

1.1. OBJETIVOS

GENERALES:

1. Realizar un diagnóstico del sistema en cuanto a blindaje y aislamiento de los elementos de protección de una Subestación de potencia.

ESPECÍFICOS:

1. Evaluar el deterioro de la red de tierra de la subestación.
2. Evaluar el incremento en los valores de tensión de paso y contacto.
3. Construir gráficos para mostrar el deterioro de los componentes de la subestación.
4. Evaluar el impacto de radiación solar en aislamiento del tipo polímero
5. Aplicar esta metodología al resultado de este estudio a un caso real Nacional o extranjero.

1.2. ALCANCE

Emitir un diagnóstico confiable sobre los niveles de deterioro al cual se encuentran los elementos de protección y aislamiento de la instalación, haciendo uso de las diferentes normas técnicas y mediciones de la instalación. Para alcanzar esto, será necesario dirigir cartas solicitando información de subestaciones a AES, Del Sur, ETESAL y CEL, para conocer si poseen información de diseño de alguna de sus subestaciones que tienen bastante tiempo de funcionamiento, para conocer bajo que normativa se diseñaron y si tienen alguna información u estudios que hayan realizado y bajo que normas para actualizar el blindaje y/o, mejorar la red de tierra u el aislamiento. Si es proporcionada dicha información proceder a realizar el estudio correspondiente, con la investigación propuesta en este trabajo de graduación. Si no se tendrá que obtener información de trabajos similares a nivel internacional para proceder a realizar los cálculos correspondientes. Se aplicará a una las recomendaciones del presente trabajo a una subestación, nacional o extranjera o ambas dependiendo de la información disponible y los permisos correspondientes de las entidades nacionales.

1.3. ANTECEDENTES

Con el paso de los años cada vez se está haciendo necesario aumentar la seguridad dentro de las instalaciones y por tanto mantener la funcionalidad de los elementos de protección contra rayos y nivel de aislamiento por la cual se hace necesario desarrollar estudios que muestren el deterioro de dichos componentes de una subestación. Se ha realizado en trabajos de graduación precedentes sobre el blindaje en una planta generadora con gas y puede retomarse dicha tesis como fuente de información para hacer el estudio correspondiente a este trabajo de graduación. Hay que tomar en cuenta que mucha de la información que se manejó en dicho trabajo de graduación, era normativa militar que tenía acceso el docente director de dicho trabajo por lo que es posible que no podamos obtener, por lo que se tendría limitar este trabajo a la información de normativa que pueda conseguirse por parte del grupo y su docente director.

1.4. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Se puede observar en las diferentes Subestaciones del país que, debido a las condiciones climatológicas, sismos y al tipo de terreno las estructuras y componentes mecánicos de la instalación sufren corrosión, daños superficiales y deterioro en el sistema de puesta a tierra. Esto incrementa la inseguridad dentro del área, aumenta el valor de R_g al cual se diseñó originalmente la malla de tierra; los valores de tensión de paso y contacto se elevan a niveles inseguros.

1.5. JUSTIFICACIÓN

Se pretende evaluar el grado de deterioro de los elementos de protección del sistema y en qué manera se mantienen dentro de los niveles seguros de operación y así evitar daños fatales o fallas al sistema. Esto ayudara a hacer proyecciones sobre la durabilidad de los elementos de protección y el buen funcionamiento de la subestación.

1.6. RESULTADOS ESPERADOS

Nuestra expectativa es que los resultados sean confiables para poder emitir conclusiones y observaciones teniendo en cuenta las normas y los datos que se obtengan Se realizaran los planos y cálculos tanto de una subestación nacional, internacional o ambos dependiendo de la información conseguida, se realizarán las simulaciones indicadas en las normas aplicables y dependiendo de los simuladores de uso libre o de licencia de evaluación o demo disponible, para los estudiantes y/o el docente director. Se realizarán cálculos de costos de implementación dependiendo de los datos que puedan obtener estudiantes y docente director para hacer la propuesta de implementación.

CAPÍTULO II: TEORIA FENOMENOS CAUSANTES DEL DETERIORO

2.1 Fundamentos de la corrosión

2.1.1 Definición y conceptos básicos de corrosión.

Definición La corrosión es un proceso natural que puede afectar a diferentes materiales, especialmente a los metales, y que puede tener consecuencias negativas en términos económicos y de seguridad.

La corrosión de componentes de una subestación de distribución es un problema común en la industria eléctrica. La corrosión atmosférica en elementos metálicos y no metálicos de equipos y componentes de líneas y en una subestación de distribución de energía es un tema importante en la investigación. La corrosión puede afectar la vida útil de los componentes y equipos, lo que puede llevar a fallas y a interrupciones en el suministro eléctrico. La corrosión puede ser causada por diferentes factores, como la exposición a la humedad, la contaminación y los cambios de temperatura. Es importante realizar un mantenimiento regular en las subestaciones eléctricas para identificar y prevenir la corrosión. Además, es esencial diseñar y modernizar subestaciones para soportar temperaturas más altas, vientos más fuertes y un mayor riesgo de inundaciones. En resumen, la corrosión de componentes de una subestación de distribución es un problema común en la industria eléctrica, y es importante tomar medidas para prevenir y controlar la corrosión, como realizar un mantenimiento regular y diseñar y modernizar subestaciones para soportar condiciones climáticas extremas.

A continuación, se presentan algunos conceptos básicos de la corrosión:

Reacción química o electroquímica: La corrosión es una reacción química o electroquímica que implica la transferencia de electrones entre el material y su entorno. En este proceso, el material pierde sus propiedades químicas y físicas, lo que puede afectar su integridad y durabilidad. Presentamos algunos ejemplos de cómo afecta la corrosión a la subestación y líneas Eléctricas.



Figura 1. Ejemplos de Corrosión en Estructuras y elementos de una Subestación eléctrica [2]

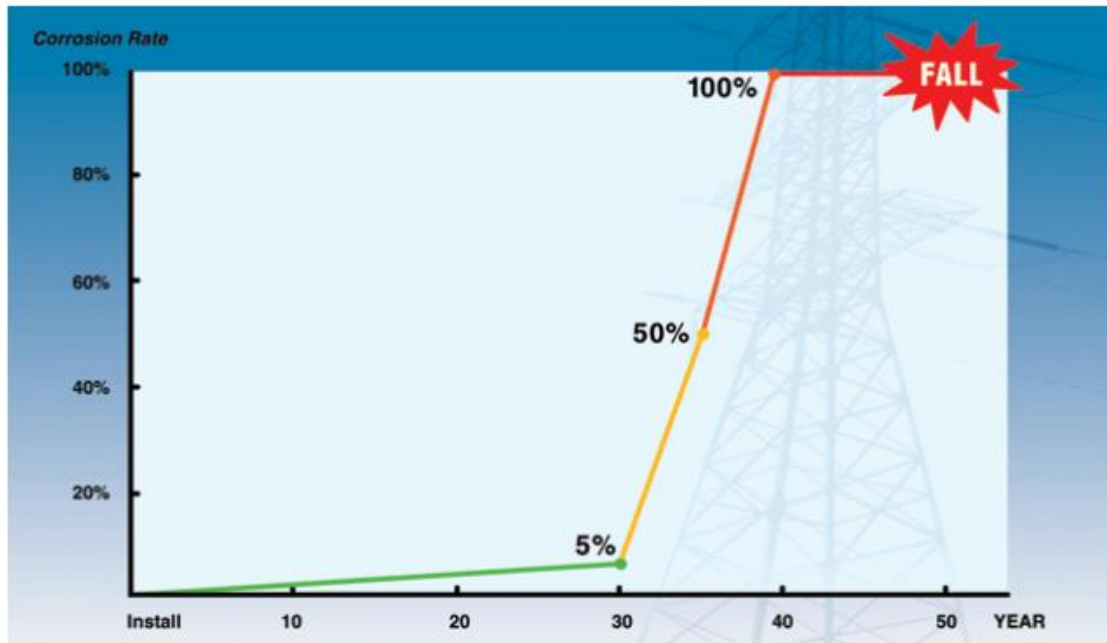


Figura 2. Comportamiento del Deterioro por corrosión en el Tiempo [2]

Factores que influyen en la corrosión: La corrosión puede ser influenciada por diferentes factores, como la composición del material, el ambiente en el que se encuentra, la temperatura, la humedad, la presencia de microorganismos, entre otros.

Tipos de corrosión: Existen diferentes tipos de corrosión, como la corrosión química, la corrosión electroquímica, la corrosión por hendiduras, la corrosión galvánica, entre otros. Cada tipo de corrosión tiene características específicas y puede ser causado por diferentes factores.

2.1.2 Tipos de corrosión relevantes para las subestaciones de distribución.

En las subestaciones de distribución, se pueden encontrar varios tipos de corrosión que pueden afectar los componentes. A continuación, se describen algunos de los tipos de corrosión más relevantes:

Corrosión atmosférica: Es causada por la exposición de los componentes metálicos a la atmósfera, especialmente en áreas con alta humedad, salinidad o presencia de contaminantes. La corrosión atmosférica puede manifestarse como oxidación superficial, formación de óxidos o corrosión generalizada.

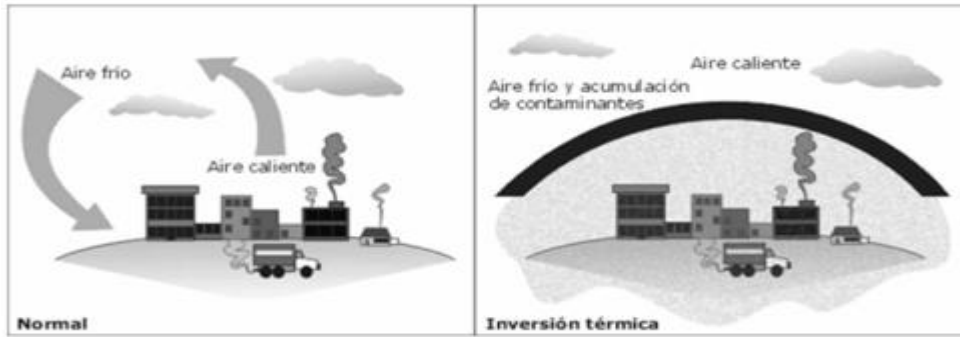


Figura 3. Proceso de contaminación atmosférica [26]

En la figura 3 se observa el proceso de una circulación de aire normal contra una circulación de aire por contaminantes en la inversión térmica que genera el calentamiento global, el cual corre en forma rápida a metales expuestos al ambiente.

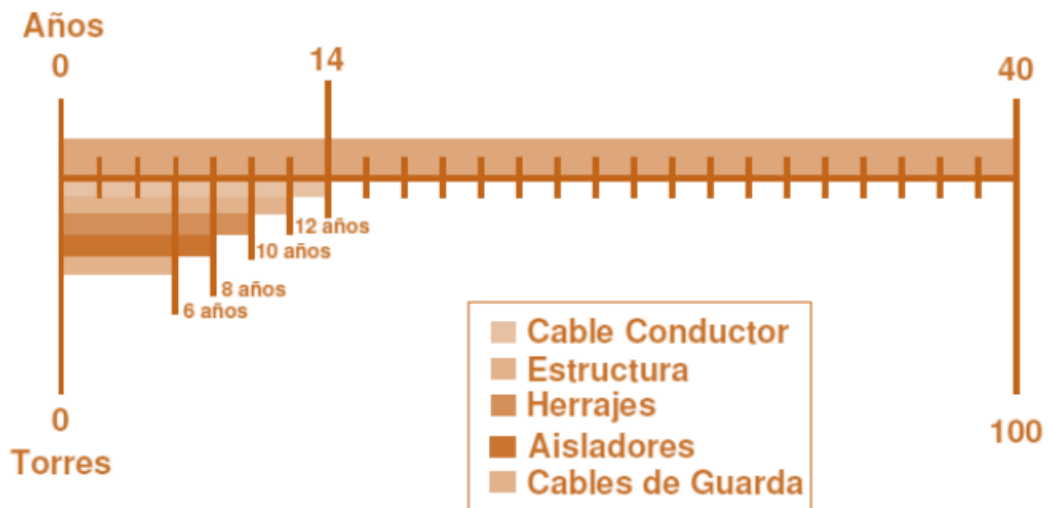


Figura 4. Vida Útil de Componentes de una Subestación en Zona de Alta agresividad Corrosiva [2]

Corrosión galvánica: Ocurre cuando dos metales diferentes están en contacto directo o mediante un medio conductor (como el agua) y se produce una reacción electroquímica. En las subestaciones de distribución, puede ocurrir cuando hay uniones entre metales diferentes, como el contacto entre aluminio y cobre.

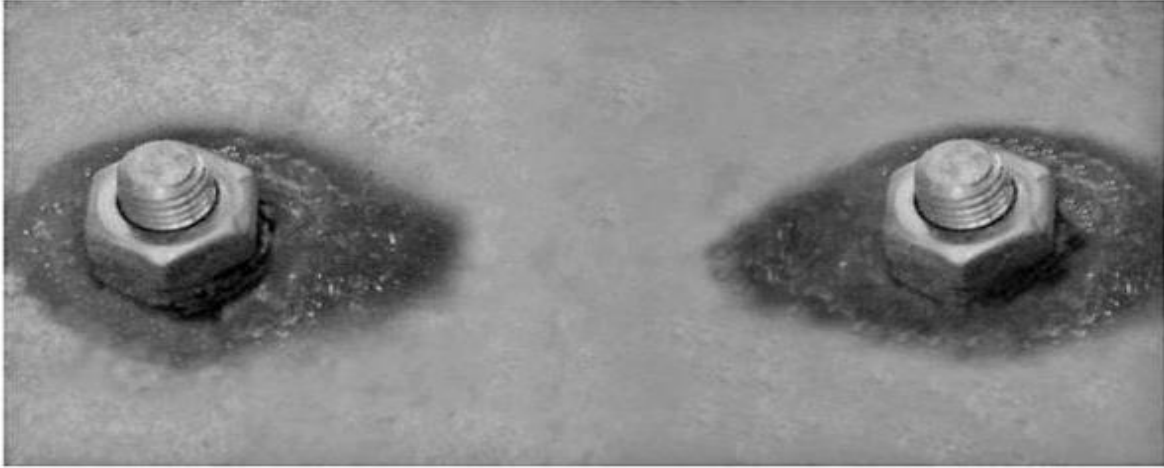


Figura 5. Muestra de Corrosión Galvánica en placa y acero (ánodo) en contacto con tornillos y tuercas de acero inoxidable [21]

Corrosión por picaduras: Se caracteriza por la formación de pequeñas cavidades o picaduras localizadas en la superficie del componente. Puede ser causada por la presencia de agentes corrosivos concentrados, como contaminantes o productos químicos, en combinación con factores como la humedad o la falta de ventilación.



Figura 6. Corrosión por picaduras se forman pequeños agujeros en la superficie del material [27]

Corrosión por tensión

Ocurre en componentes sometidos a tensiones mecánicas, como cables o estructuras, y puede resultar en grietas o fisuras en el material. La corrosión por tensión puede ser causada por una combinación de esfuerzos mecánicos y factores corrosivos

Algunos ejemplos de corrosión por tensión son:

Agrietamiento por corrosión bajo tensión por cloruro: ocurre en aceros inoxidables austeníticos y aleaciones de níquel cuando se exponen a ambientes que contienen cloruros.

Agrietamiento por SCC de sulfuro: ocurre en aceros al carbono y otras aleaciones expuestas a ambientes de sulfuro de hidrógeno (H₂S)

Es importante tener en cuenta que la corrosión por tensión puede ser difícil de detectar y predecir, ya que los daños pueden ser mínimos, pero una falla catastrófica puede ocurrir de manera repentina e imprevista.

Corrosión microbiológica:

Se produce cuando microorganismos, como bacterias u hongos, colonizan la superficie de los componentes y crean condiciones corrosivas a través de sus actividades metabólicas. La corrosión microbiológica puede ser un problema en ambientes húmedos o en componentes sumergidos en agua. Es importante tener en cuenta que la prevención de la corrosión microbiológica requiere un enfoque integral que considere la selección de materiales, el diseño, el control de la humedad y los factores ambientales. Además, es importante realizar inspecciones regulares para detectar y tratar la corrosión microbiológica de manera oportuna.

2.1.3 Factores que influyen en la corrosión

La corrosión es un proceso complejo que puede ser influenciado por diversos factores. A continuación, se mencionan algunos de los factores más significativos que influyen en la corrosión:

Ambiente:

El ambiente en el que se encuentra el componente es un factor clave en la corrosión. La presencia de humedad, salinidad, contaminantes atmosféricos, gases corrosivos y agentes químicos puede acelerar el proceso de corrosión. Por ejemplo, las áreas costeras con alta salinidad suelen ser más propensas a la corrosión. A continuación, se presentan algunos ejemplos de cómo el ambiente puede afectar la corrosión.

Áreas costeras con alta salinidad: Las áreas costeras con alta salinidad suelen ser más propensas a la corrosión debido a la presencia de cloruros en el ambiente. Los cloruros pueden penetrar en los materiales metálicos y acelerar el proceso de corrosión.

NIVELES DE AGRESIVIDAD CORROSIVA DE LAS ATMÓSFERAS	DISTANCIA AL MAR (Km.)
Extremadamente Severo	0 - 5
Muy Severo	5 - 10
Severo	10 - 15
Muy Alto	15 - 20
Alto	20 - 25
Levemente Alto	25 - 30
Moderado	30 - 50

Fuente: Gustavo Salloum © COPYRIGHT 2015 página 69

Figura 7. Niveles de Agresividad Corrosiva Respecto a la Distancia al Mar [2]

Ambientes húmedos: Los ambientes húmedos pueden aumentar la velocidad de corrosión debido a la presencia de agua, que puede actuar como un electrolito y permitir la transferencia de electrones entre los metales y los iones en el ambiente.

Contaminantes atmosféricos: Los contaminantes atmosféricos, como el dióxido de azufre y el dióxido de carbono, pueden reaccionar con los metales y acelerar el proceso de corrosión.

Gases corrosivos: Los gases corrosivos, como el sulfuro de hidrógeno y el cloro, pueden penetrar en los materiales metálicos y acelerar el proceso de corrosión.

Tipo de metal:

El tipo de metal del componente es otro factor importante. Algunos metales son más resistentes a la corrosión, como el acero inoxidable, el aluminio y ciertos tipos de aleaciones. Otros metales, como el hierro o el cobre, pueden ser más susceptibles a la corrosión en determinadas condiciones. A continuación, se presentan algunos ejemplos de metales que son más resistentes a la corrosión:

- Acero inoxidable: El acero inoxidable es un tipo de acero que contiene cromo, lo que le da una mayor resistencia a la corrosión.
- Aluminio: El aluminio es un metal que forma una capa de óxido en su superficie que lo protege de la corrosión.
- Aleaciones: Algunas aleaciones, como la aleación de níquel-cromo, son más resistentes a la corrosión que los metales puros.

2.1.4 Estándares a tomar en cuenta para el control de la corrosión

El estándar SP0215-2015 / IEEE Std. 18394 se centra en el control de la corrosión por debajo del nivel del suelo y proporciona pautas generales de reparación de recubrimientos para estructuras de transmisión eléctrica de acero al carbono y acero galvanizado en servicio recubiertas con poliuretanos, uretano curado con humedad (MCU), alquitrán de hulla, epoxi, epoxi de alquitrán de hulla y aplicación en frío sistemas de cinta que incluyen vaselina y polietileno. Aunque este estándar no se centra específicamente en la planificación de eventos internos, puede ser útil para la planificación de estructuras de transmisión eléctrica y la prevención de la corrosión en estas estructuras.

SP0415 / IEEE Std. 1895 proporciona una guía para implementar prácticas y tecnología de inspección comunes en las áreas subterráneas de torres de transmisión de acero, postes y estructuras de subestaciones, incluidas las estructuras de acero dulce galvanizado, auto - resistente a la intemperie, pintado y otras similares.

SP0315-2015 / IEEE Std. 18355 se aplica a la reparación de recubrimientos atmosféricos sobre el nivel del suelo y define el área atmosférica de la estructura a recubrir.

Fernando Villada, Juan D. Molina y Esteban Velilla
 Universidad de Antioquia, Facultad de Ingeniería, Departamento Ingeniería Eléctrica,
 Calle 67 No. 53-108, Oficina 19-441, Medellín-Colombia (e-mail: fvillada@udea.edu.co)

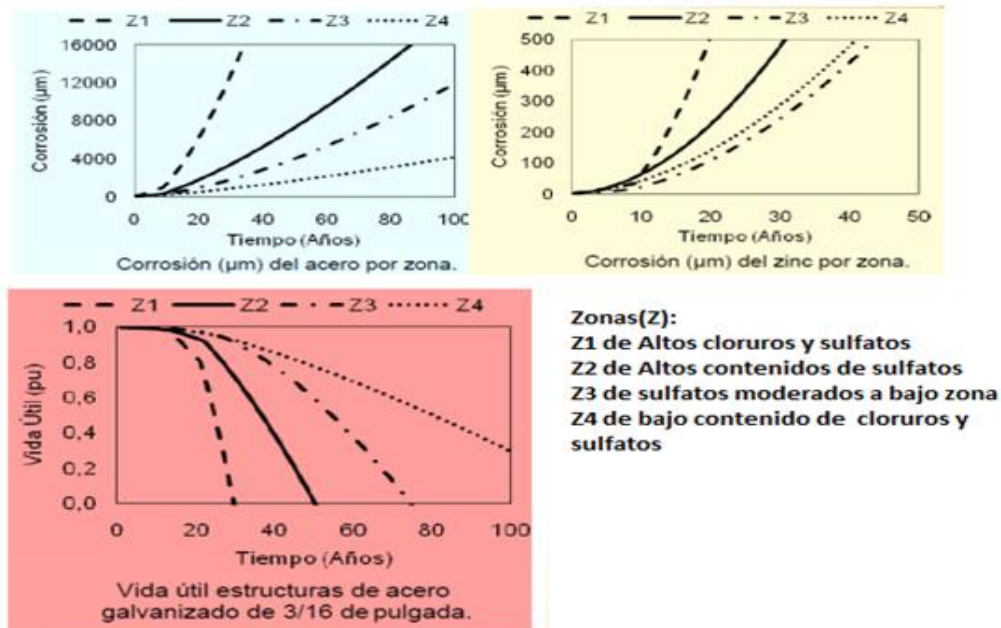


Figura 8. Vida útil para Estructuras Acero-Zinc en Transmisión de Energía Eléctrica [2]

Condiciones electroquímicas:

La corrosión es un proceso electroquímico. La presencia de un electrolito, como el agua o la humedad, y la existencia de diferencias en el potencial electroquímico entre diferentes áreas del componente pueden acelerar la corrosión. Por ejemplo, la presencia de una célula galvánica entre dos metales diferentes puede aumentar la tasa de corrosión.

pH del medio

El pH del medio en contacto con el componente puede tener un impacto en la corrosión. Ambientes ácidos o alcalinos extremos pueden ser más corrosivos y acelerar el proceso de deterioro de los metales. Ambientes ácidos o alcalinos extremos pueden ser más corrosivos y acelerar el proceso de deterioro de los metales. Por ejemplo, los suelos ácidos pueden ser más corrosivos que los suelos neutros o alcalinos. El análisis de muestras de suelo para determinar el nivel de pH, la conductividad, los aniones y el potencial redox (potencial de oxidación/reducción) proporciona una imagen global del suelo y de su capacidad para corroer el acero. Según las normas API, ASTM y NACE, existe una relación cualitativa entre la resistividad del suelo y la actividad corrosiva potencial. Una resistividad inferior a 500 Ohm.cm se considera muy corrosiva.

Departamento de Agricultura de los Estados Unidos, clasifica los rangos de pH del suelo de la siguiente manera:

Denominación	Rango de pH
Ultra ácido	< 3.5
Extremadamente ácido	3.5–4.4
Muy fuertemente ácido	4.5–5.0
Fuertemente ácido	5.1–5.5
Moderadamente ácido	5.6–6.0
Ligeramente ácido	6.1–6.5
Neutro	6.6–7.3
Ligeramente alcalino	7.4–7.8
Moderadamente alcalino	7.9–8.4
Fuertemente alcalino	8.5–9.0
Muy fuertemente alcalino	> 9.0

Tabla 1. Rango de Ph en suelos [25]

Tensión y esfuerzos mecánicos:

La presencia de tensiones mecánicas, como las generadas por cargas o vibraciones, puede influir en la corrosión. Las áreas sometidas a esfuerzos mecánicos pueden ser más susceptibles a la corrosión por tensión.

2.1.5 Evaluación de la corrosión en componentes de una subestación.

La evaluación de la corrosión en componentes de una subestación puede realizarse mediante diferentes métodos.

Métodos de evaluación de la corrosión en los componentes

Existen varios métodos de evaluación de la corrosión en los componentes de una subestación de distribución. A continuación, se mencionan algunos de los métodos comunes utilizados para detectar y evaluar la corrosión:

Inspección visual:

La inspección visual es un método inicial y básico para identificar signos visibles de corrosión, como oxidación, decoloración, manchas o deterioro en la superficie de los componentes. Se realiza mediante la observación directa y puede ser complementado con el uso de herramientas como lentes de aumento o cámaras de alta resolución.

Medición del espesor de la capa:

La corrosión puede resultar en la reducción del espesor del material. Se utilizan instrumentos como calibradores de espesor ultrasónicos o medidores de espesor electromagnéticos para medir el espesor de la capa de los componentes y detectar cambios significativos que puedan indicar corrosión.

Pruebas no destructivas:

Estas pruebas permiten evaluar la presencia y extensión de la corrosión sin dañar los componentes. Algunas técnicas comunes incluyen:

Pruebas de ultrasonido:

Utiliza ondas sonoras de alta frecuencia para detectar indicios de corrosión interna o delaminación en los materiales.

Pruebas de corrientes inducidas: Se basan en la detección de cambios en el flujo de corriente eléctrica causados por la corrosión en la superficie de los componentes.

Termografía:

Utiliza cámaras infrarrojas para detectar cambios de temperatura que puedan indicar corrosión o puntos calientes en los componentes.

Análisis químico:

El análisis químico de muestras de los componentes puede proporcionar información sobre el grado y la naturaleza de la corrosión. Se pueden realizar análisis de corrosión intergranular, corrosión por picaduras, análisis de composición química, entre otros.

Ultrasonidos

Se utilizan ondas ultrasónicas para detectar cambios en la estructura del metal debido a la corrosión.

2.2 Nivel sísmico en El Salvador

La importancia de considerar la sismicidad al diseñar una subestación eléctrica, especialmente en áreas con alta probabilidad de actividad sísmica, algunos equipos dentro de la subestación son propensos a sufrir daños como golpes y vibraciones en los cimientos, estructuras, anclajes de equipos, aisladores y los conductores pueden no serlo. El estándar IEEE C57-114, el cual ofrece recomendaciones para la instalación de transformadores y reactores en zonas sísmicas enfatiza la necesidad de construir bases sólidas, anclar postes correctamente y cumplir con la profundidad adecuada al cavar agujeros. Se considera que los niveles sísmicos del país son altos, por lo que se deben de considerar medidas de seguridad para proteger los equipos de la subestación.

La norma internacional utilizada es el estándar IEEE C57-114 es una guía sísmica para transformadores de potencia y reactores que ofrece recomendaciones en cuanto a las consideraciones de diseño para la instalación de estos equipos en zonas sísmicas. El estándar fue desarrollado por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) y establece los criterios para el diseño y la selección de equipos eléctricos en instalaciones eléctricas. Además, el estándar IEEE C57 tiene una amplia gama de estándares que consta de muchos subestándares, algunos de los cuales son comúnmente referenciados en la industria. Existe un software STAAD.Pro que se utiliza para el análisis y diseño estructural de cualquier tipo de proyecto, como torres, edificios, alcantarillas, puentes, estadios, estructuras marinas, etc. Este software es capaz de analizar cualquier estructura expuesta a cargas estáticas, dinámicas, eólicas, sísmicas, térmicas y móviles. El software incorpora muchos estándares de código de diseño para asegurarse de que el diseño cumpla con los requisitos de seguridad y calidad.

2.3 Clima ambiental

Debido a la necesidad constante de la energía eléctrica, primordialmente en las zonas urbanas del país; es de mucha importancia tomar en cuenta las condiciones ambientales a las que se enfrentan las Subestaciones Eléctricas. Los cambios de temperatura y climáticos no son un factor controlable, especialmente en un país como El Salvador; por tanto, este es un factor que se debe tomar en cuenta al momento de seleccionar la ubicación de la subestación de distribución. Según datos del SNET1 en su apartado de Clima en El Salvador, el país se divide 3 zonas térmicas según la altura en metros sobre nivel del mar, esto de acuerdo al promedio en temperatura ambiente a lo largo del año.

- De 0 a 800 metros: Promedio de temperatura disminuyendo con la altura de 27 a 22 ° C en las planicies costeras y de 28 a 22 °C en las planicies internas.
- De 800 a 1,200 metros: Promedio de temperatura disminuyendo con la altura de 22 a 20 C en las planicies altas y de 21 a 19 °C en las faldas de montañas.
- De 1,200 a 2,700 metros: De 20 a 16 °C en planicies altas y valles, de 21 a 19 en faldas de montañas y de 16 a 10 C en valles y hondonadas sobre 1,800 metros.

La *temporada calurosa* dura 2.5 meses, del 13 de febrero al 29 de abril, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 30 °C. El mes más cálido del año en San Salvador es *abril*, con una temperatura máxima promedio de 30 °C y mínima de 20 °C.

La *temporada fresca* dura 1.9 meses, del 5 de septiembre al 1 de noviembre, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 28 °C. El mes más frío del año en San Salvador es *enero*, con una temperatura mínima promedio de 18 °C y máxima de 29 °C.

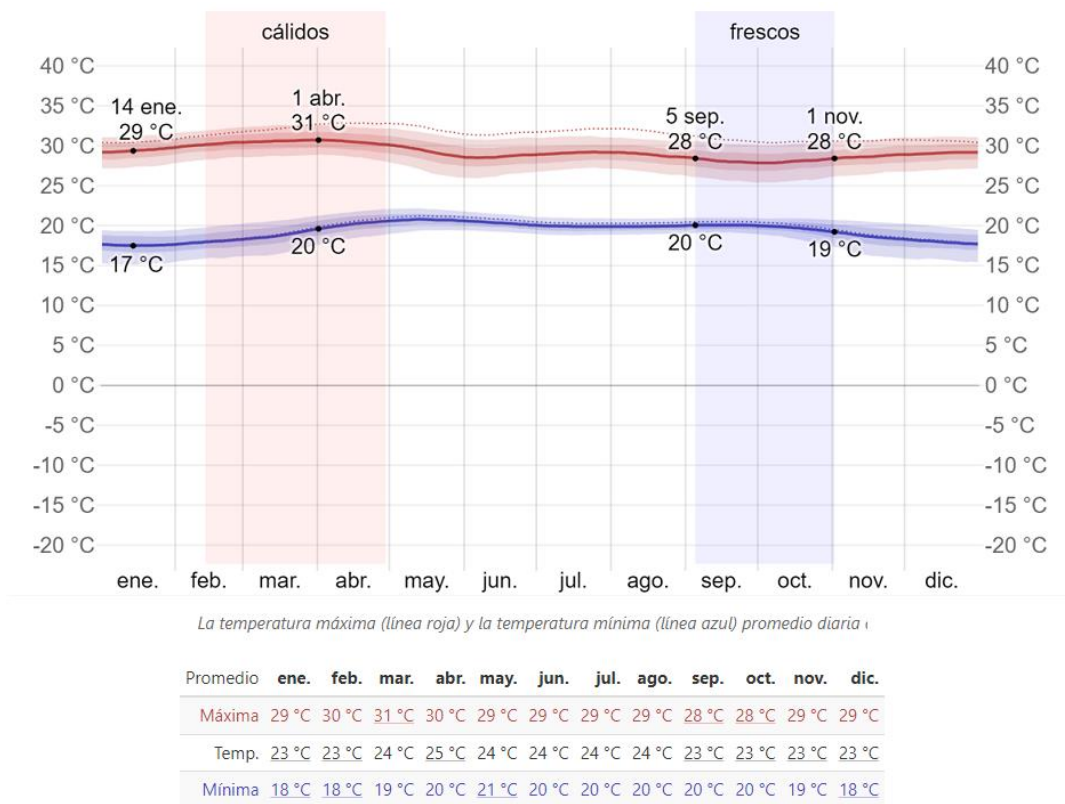


Figura 9. Temperaturas promedio de un año en nuestro país [24]

2.4 Tipos de Suelos

PEDOLOGÍA

Concepto: Es el estudio de los suelos en su ambiente natural, se considera también como una rama de la geografía que estudia el suelo en lo concerniente a la pedogénesis (el origen del suelo, su formación), clasificación, morfología, taxonomía, y también su relación e interacción con el resto de los factores geográficos.

2.4.1 Clasificación de los suelos

Existen diversos sistemas de clasificación de suelos. La acción conjunta de los factores que condicionan la formación y evolución del suelo conduce al desarrollo de diferentes perfiles o tipos de suelos. La clasificación de los mismos puede basarse en diferentes criterios. Entre otros, podemos mencionar.

- Características intrínsecas del suelo, dependientes de los procesos genéticos que los desarrollan.
- Propiedades del suelo como permeabilidad, salinidad, composición y que se relacionan estrechamente con los factores de formación.
- Según su aptitud para diferentes usos, fundamentalmente agrícola.

Los órdenes presentes en los suelos de El Salvador son los siguientes:

Aluviales:

Son suelos de materiales transportados o depositados en las planicies costeras y valles interiores. Son aluviones estratificados de textura variable. Son suelos recientes o de reciente deposición y carecen de modificaciones de los agentes externos (agua, clima, etc.). Se ubican en áreas ligeramente inclinadas o casi a nivel en las planicies costeras y valles interiores en donde el manto freático está cerca de la superficie y el drenaje por lo general es pobre. Son suelos de alta productividad permitiendo agricultura intensiva y mecanizada, aptos para toda clase de cultivos. Es factible el uso de riego.

Andisoles:

Suelos originados de cenizas volcánicas, de distintas épocas y en distintas partes del país, tienen por lo general un horizonte superficial entre 20 y 40 centímetros de espesor, de color oscuro, textura franca y estructura granular. Su capacidad de producción es de alta a muy alta productividad, según la topografía son aptos para una agricultura intensiva mecanizada para toda clase de cultivos.

Grumosoles:

Suelos muy arcillosos de color gris a negro con vegetación de morros, cuando están muy mojados son muy pegajosos y muy plásticos. Cuando están secos son muy duros y se rajan. En la superficie son de color oscuro, pero con poco humus o materia orgánica. El subsuelo es gris oscuro. Son muy profundos poco permeables por lo que la infiltración de agua lluvia es muy lenta. Su uso potencial es de moderada a baja, no apta para cultivos permanentes de alto valor comercial porque al rajarse rompen las raíces de las plantas.

Halomórficos:

suelos salinos de los manglares de colores grises debido a las condiciones anaeróbicas existentes durante su formación por permanecer inundados frecuentemente. Su textura es variable, es decir, de texturas limosas, arenosas y arcillosas de estratos en diferente posición. El uso potencial de estos suelos es muy pobre para la producción de cultivos agrícolas, sin embargo, existen en la transición de los manglares con los depósitos aluviales tierra adentro la producción de palmeras cuyas hojas son usadas para los ranchos y sombreros que usa los campesinos.

Latosoles arcillosos ácidos:

Son suelos similares a los Latosoles arcillo rojizos, pero más profundos, antiguos y de mayor acidez; por lo tanto, más empobrecidos en nutrientes. Se localizan en la zona norte y en tierras altas y montañosas. Su capacidad de producción es de moderada a baja, requieren de altas fertilizaciones. Su principal uso es para reforestación.

Latosoles arcillo - rojizos:

Suelos arcillosos de color rojizo en lomas y montañas. Son bien desarrollados con estructura en forma de bloques con un color generalmente rojo, aunque algunas veces se encuentran amarillentos o cafésos. Esta coloración se debe principalmente a la presencia de minerales de hierro de distintos tipos y grados de oxidación. La textura superficial es franco arcilloso y el subsuelo arcilloso. La profundidad promedio es de un metro, aunque en algunos sitios se observa afloración de roca debido a los procesos de erosión.

Litoseles:

Suelos de muy poca profundidad sobre roca pura, son suelos muy complejos. La mayoría son suelos cuyos horizontes superficiales han sido truncados a causa de una severa erosión laminar o sea que la erosión ocurre en laminas y no en forma de cárcavas, son suelos arcillosos como los latoseles pero muy superficiales. Las texturas varían de gruesa, arenas y gravas hasta muy pedregosos sobre la roca dura. El uso potencial es muy pobre de bajo rendimiento.

Regoseles:

Suelos profundos, jóvenes de material suelto o no consolidado. El horizonte superficial, es único evidente a la vista, suele ser de unos 10 a 20 centímetros de espesor, con alto contenido de materia orgánica. En El Salvador se encuentra siempre en material arenoso fino de color gris, suelo.

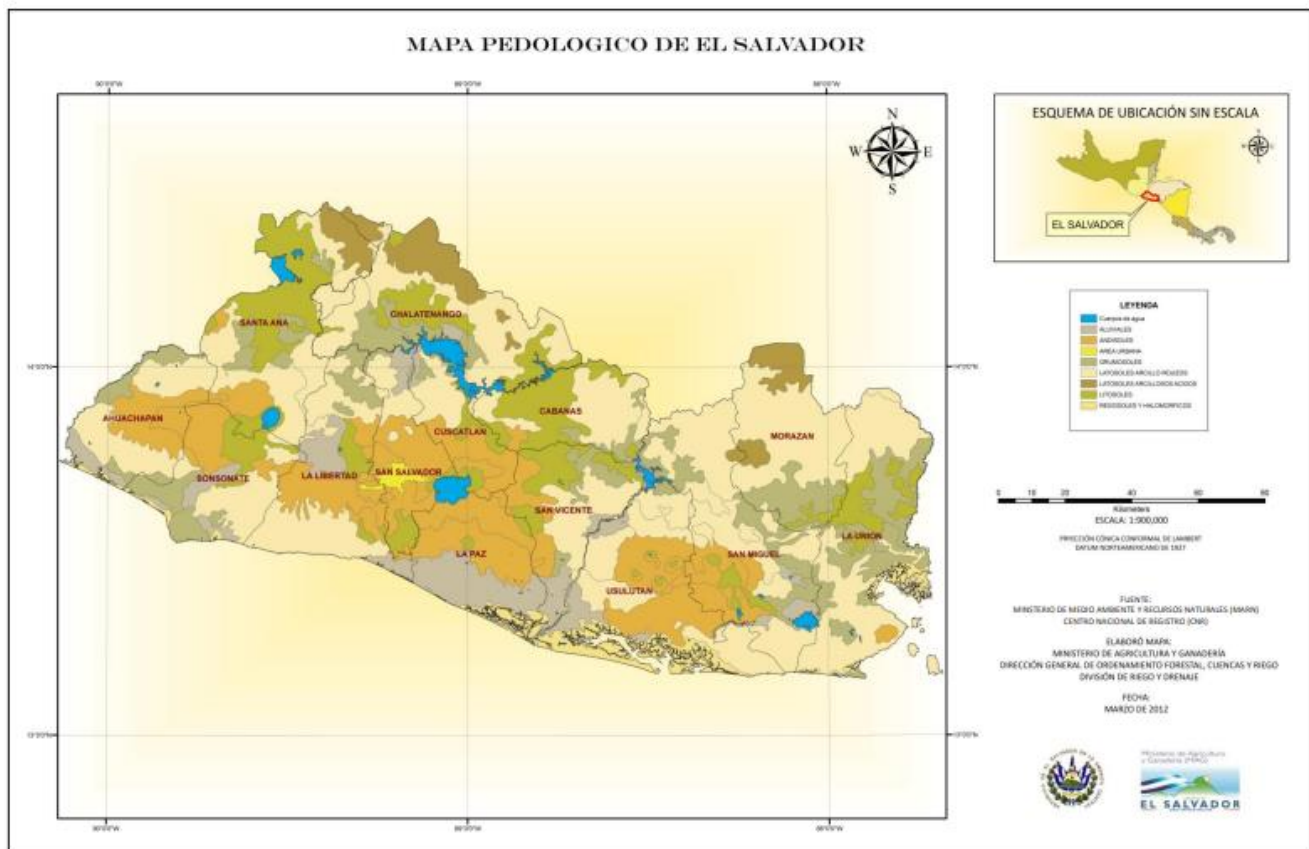


Figura 10. Distribución de tipos de suelo en nuestro país [6]

Tabla 2. Tipos de suelo por Municipio [6]

San Marcos	Casa de Piedra	Andisoles
San Marcos	El Pepeto	Andisoles, Área Urbana
San Marcos	Guadalupe el Mango	Andisoles, Área Urbana
San Marcos	Planes de Renderos	Andisoles
San Marcos	San José Ahuacatlán	Andisoles
San Martín	El Rosario	Andisoles
San Martín	El Sauce	Andisoles, Litosoles
San Martín	La Flor	Andisoles
San Martín	La Palma	Andisoles, Litosoles
San Martín	Las Delicias	Andisoles
San Martín	San José Primero	Andisoles
San Martín	San José Segundo	Andisoles
San Salvador	Ciudad Capital	Andisoles, Área Urbana
San Salvador	El Carmen	Andisoles, Litosoles
San Salvador	El Tejar	Andisoles, Área Urbana
San Salvador	Lomas de Candelaria	Andisoles, Área Urbana
San Salvador	San Antonio Abad	Andisoles, Área Urbana
San Salvador	San Isidro los Planes	Andisoles, Litosoles
Santiago Texacuangos	Asino	Andisoles, Litosoles

2.4.2 Factores que afectan la corrosión de los suelos

Los factores que afectan la corrosión de los suelos son diversos y complejos. La resistividad, la porosidad, la permeabilidad, la población bacteriana, la presencia de sales de sulfato o cloruros, la temperatura, la humedad, el pH y el potencial Redox son algunos de los factores que influyen en la corrosión de las estructuras enterradas. El suelo es un electrolito complejo que puede contener una gran cantidad de componentes químicos, como sales y materia orgánica en descomposición, lo que lo convierte en un medio corrosivo. La agresividad del suelo se puede evaluar mediante la determinación de la resistividad, el pH, el potencial Redox y la conductividad iónica. La humedad es uno de los elementos fundamentales para la conducción iónica que permite cerrar el circuito electroquímico de la corrosión. En general, la corrosión en los suelos es de naturaleza electroquímica y se desarrolla a través de reacciones anódicas y catódicas. Para proteger las estructuras enterradas, es importante conocer la agresividad del suelo y diseñar un sistema de protección adecuada. Dependiendo de su grado de importancia o efecto agresivo se le asigna un valor que finalmente permite la determinación de agresividad en la siguiente tabla 3. podemos observar:

Tabla 3. Determinación de agresividad del suelo. [7]

		<i>INDICE</i>
Resistividad, ρ (Ω -cm)	> 12 000	0
	12 000 - 5 000	-1
	5 000 - 2 000	-2
Potencial rédox, $E_{rédox}$ (mV vs. enh)	< 2 000	-4
	> + 400	+2
	400 - 200	0
pH	200 - 0	-2
	< 0	-4
Cloruros, Cl^- (mg/kg)	> 5	0
	< 5	-1
Sulfatos, SO_4^{2-} (mg/kg)	< 100	0
	100 - 1000	-1
	> 1000	-4
Sulfuros, S^{2-} (mg/kg)	< 200	0
	200 - 300	-1
	> 300	-2
Características del suelo	0	0
	0 - 0,5	-2
	> 0,5	-4
No agresivo		0
Débilmente agresivo		-1 a -8
Medianamente agresivo		-8 a -10
Sumamente agresivo		< -10

2.4.3 Factores de agresividad

- Los terrenos arcillosos totalmente homogéneos son en sí, poco agresivos.
- Los suelos arcillosos con humus pueden contener microorganismo que generen la reducción de los sulfatos, aumentando su capacidad corrosiva.
- Como suelos agresivos se consideran basándose en el resultado de su análisis químico, los suelos ricos en cloruros, sulfatos, sales solubles, los suelos de turba, y la marisma.
- También son agresivos los suelos con contenidos de sulfuros, los terrenos artificiales, los que contienen herbicidas, abono, aguas residuales de viviendas humanas o empresas agrícolas o industriales.

2.5 Descargas atmosféricas en El Salvador

2.5.1 Formación de la carga

En la formación de la carga se involucran las corrientes ascendentes de aire y movimiento relativo de gotas de lluvia de diferentes tamaños. En la superficie inferior de la gota los iones negativos tienden a ser atraídos y los iones positivos repelidos. Esto no ocurre en la superficie superior. Como resultado la gota acumula carga negativa.

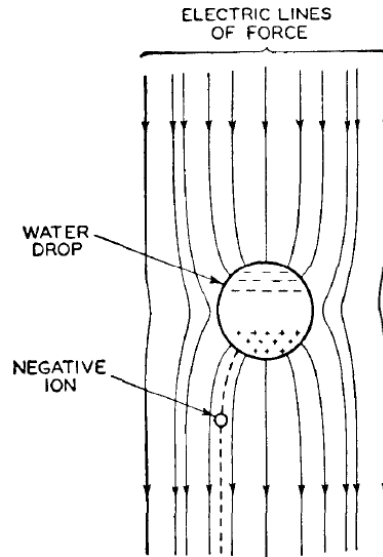


Figura 11. Captura de iones negativos por grandes gotas que caen [15]

Con la pérdida de los iones cargados negativamente, los iones restantes son en su mayoría positivos. Las gotas más pequeñas descienden con una velocidad menor y, por lo tanto, su velocidad se vuelve más cercana a la velocidad de los iones grandes bajo la influencia del campo eléctrico. Así las pequeñas gotas de agua quedan cargadas positivamente por impacto con los iones positivos.

Por tanto, la región inferior de la nube tiene carga distribuida negativa, mientras la región superior carga positiva.

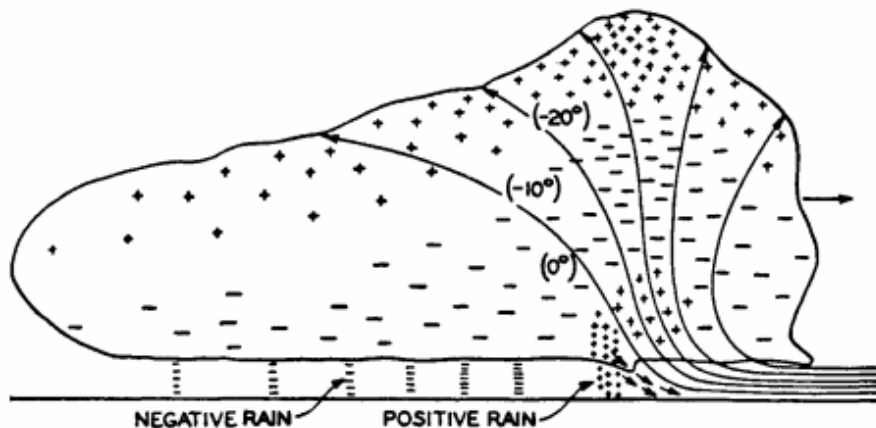


Figura 12. Distribución de carga de una nube [15]

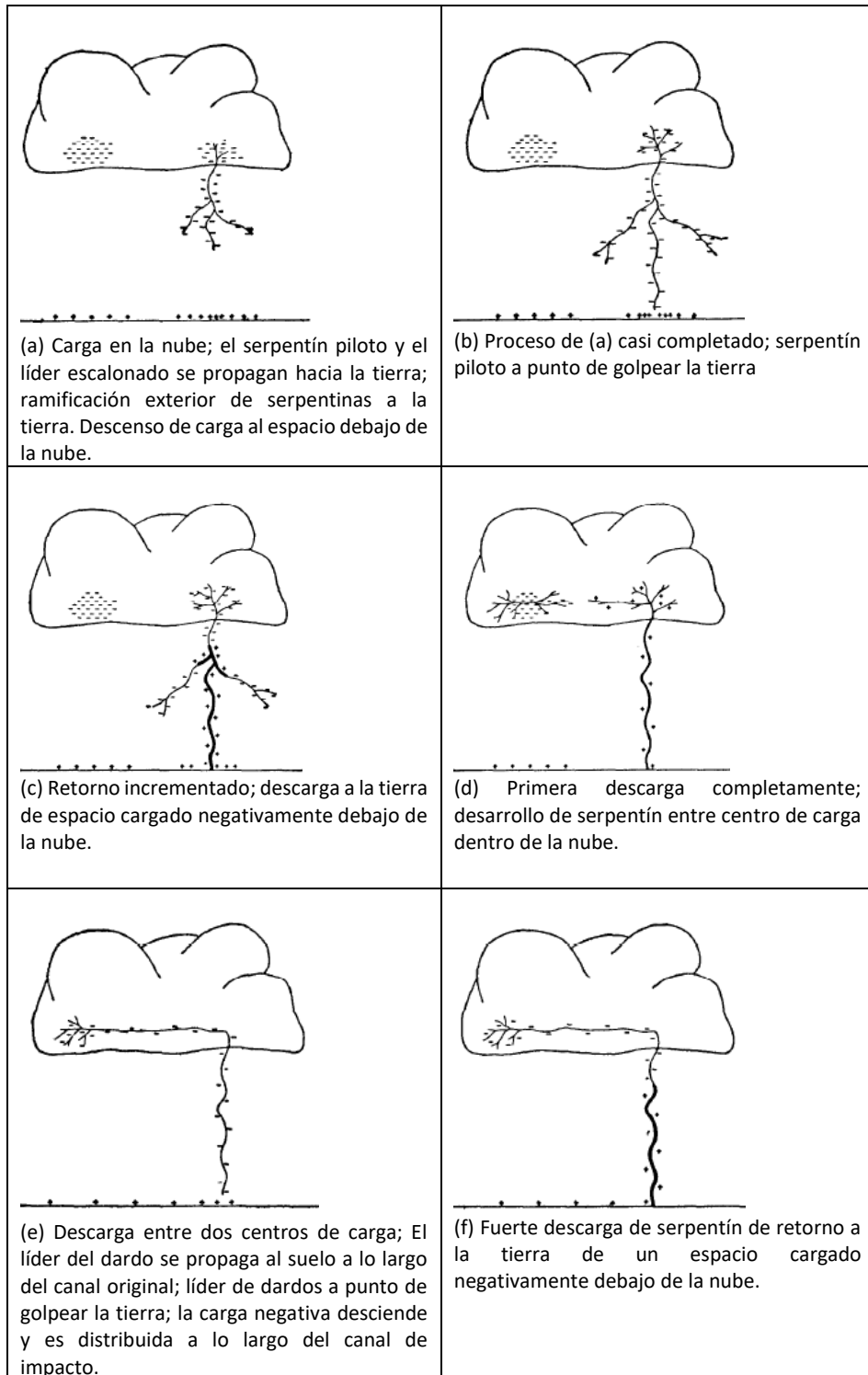


Figura 13. Distribución de la carga en varias etapas de la descarga del rayo [15]

La Figura 14 muestra el proceso de una descarga completa, en la que la parte superior muestra el progreso de los líderes escalonados y abajo se muestra la serpentina de retorno.

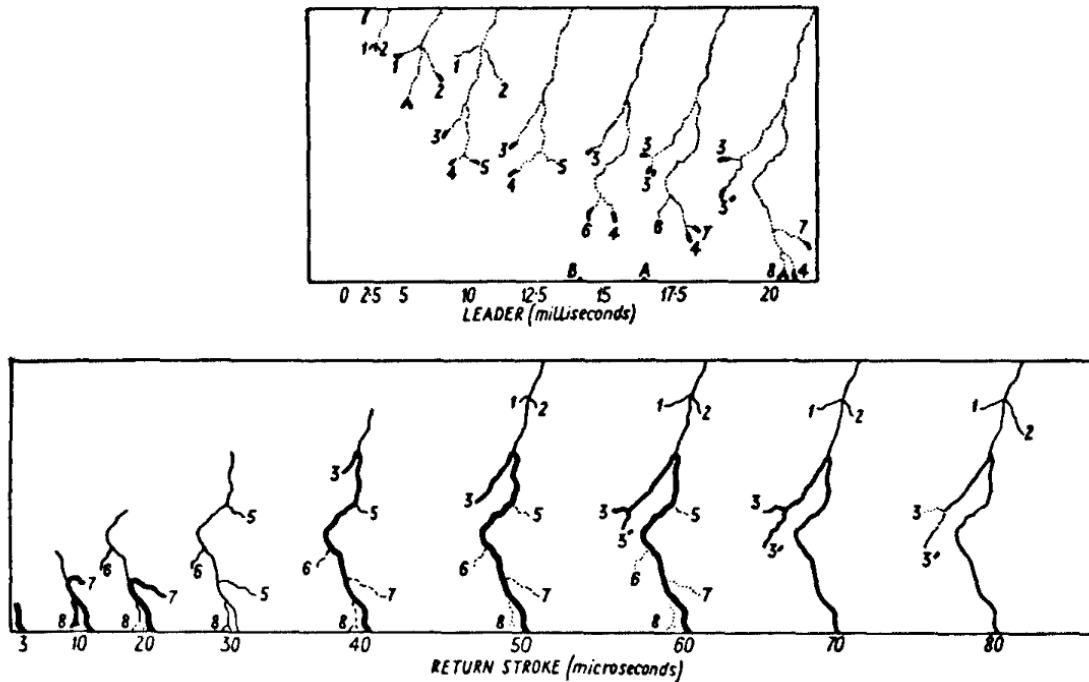


Figura 14. Componentes en el proceso de descarga de un rayo [15]

Desde el instante de iniciación del líder de la descarga a tierra, líderes similares progresan dentro de la nube, acumulando más y más carga. Después de completar la descarga de alta corriente inicial, una pequeña corriente continúa fluyendo durante algún tiempo, la magnitud y el tiempo dependen de la propagación de la descarga dentro la nube.

2.6 Parámetros del rayo

2.6.1 Distancia de impacto

La magnitud de la corriente de choque de retorno y la distancia de golpe (longitud de la última guía escalonada) están interrelacionadas. Se han propuesto varias ecuaciones para determinar la distancia de impacto. Los principales son los siguientes:

$S = 2I + 30(1 - e^{-\frac{t}{6.8}})$	Darvinez (1975)
$S = 10I^{0.65}$	Love (1987;1993)
$S = 9.4I^{\frac{2}{3}}$	Whitehead (1974)
$S = 8I^{0.65}$	IEEE (1985)
$S = 3.3I^{0.78}$	Suzuki (1981)

Dónde:

S : es la distancia de impacto en metros.

I : es la corriente de choque de retorno en kiloamperios.

Las ecuaciones anteriores varían tanto como un factor de 2:1. Sin embargo, los investigadores de rayos tienden ahora a favorecer que la Ecuación de la IEEE(1985) es más exacta. La ecuación también puede expresarse como sigue:

$$I = 0.041S^{1.54}$$

A partir de este punto, la corriente de choque de retorno se conocerá como corriente de Impacto

2.6.2 Magnitud de la corriente de impacto

El valor medio de los impactos al cable de guarda, conductores, estructuras y mástiles se toma generalmente como de 31 kA y la probabilidad de que una cierta corriente de pico sea excedida en cualquier impacto viene dada por la ecuación:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

Donde:

P(I): es la probabilidad de que la corriente de impacto máxima sea excedida.

I: es la corriente de cresta especificada del impacto en kiloamperios.

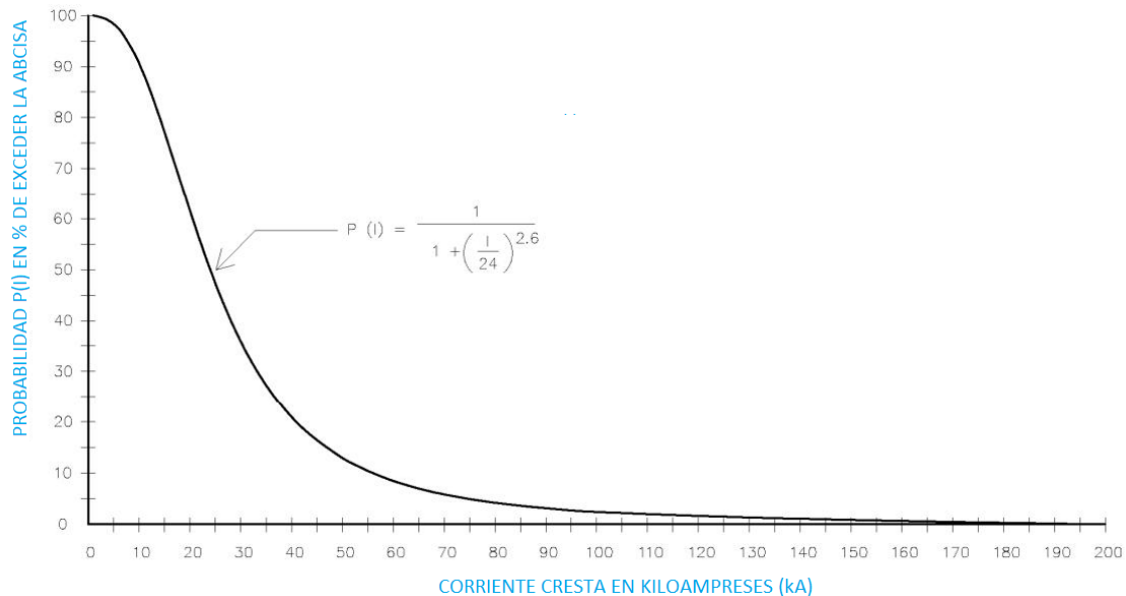


Figura 15. Probabilidad que la corriente de impacto supere la abscisa para descargas a tierra [8]

La Figura 15 es un gráfico de la probabilidad de que una corriente de choque se encuentre dentro de los rangos mostrados en la abscisa.

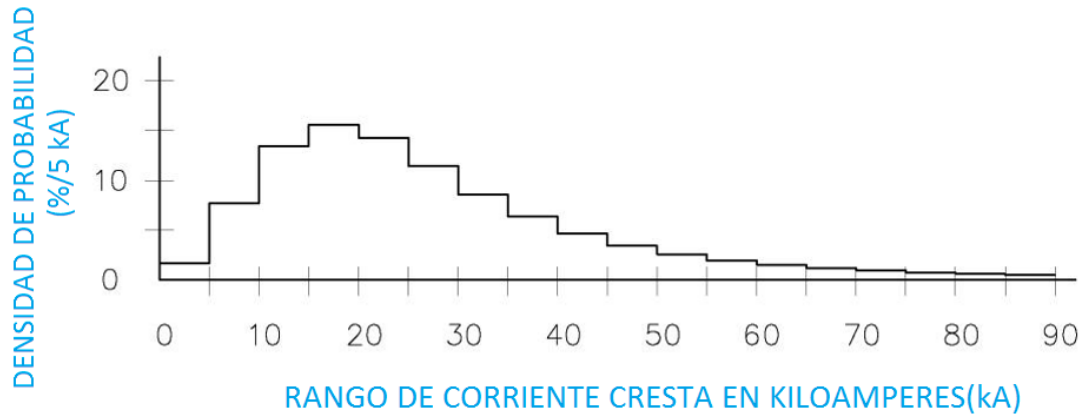


Figura 16. Rango de probabilidad de la corriente de impacto a tierra [8]

2.6.3 Densidad de impactos a tierra (GFD)

La densidad de destellos a tierra (GFD) se define como el número promedio de descargas por unidad de área por unidad de tiempo en un lugar determinado. Por lo general se supone que el GFD a tierra, una subestación o una línea de transmisión o distribución es aproximadamente proporcional al nivel cerámico en la localidad. Si se usan los días de tormenta como base, se sugiere utilizar cualquiera de las ecuaciones siguientes:

$$N_k = 0.12T_d$$

$$N_i = 0.31T_d$$

Dónde:

N_k : es el número de destellos a tierra por kilómetro cuadrado por año.

N_i : es el número de destellos a tierra por milla cuadrada por año.

T_d : es el nivel medio anual cerámico, días de tormenta.

2.7 Nivel Isocerámico en El Salvador

En años recientes se realizaron estudios para determinar las zonas o departamentos con mayor cantidad de tormentas eléctricas ocurridas en todo el año.

El mapa Isocerámico muestra el número promedio de días tormentas eléctricas en un año. Es utilizado como indicativo de la cantidad de actividad eléctrica. De ahí la importancia de entender las causas y características del rayo.

El nivel de riesgo de descargas de rayos está representado en el mapa por líneas de diferentes valores (líneas isoceraúnicas), estas líneas determinan geográficamente las zonas de mayor o menor riesgo de actividad de rayos. Cada línea isoceraúnica tiene un valor, que es el resultado de la aparición de días de tormentas por kilómetro cuadrado por año, donde al menos aparece un solo rayo.

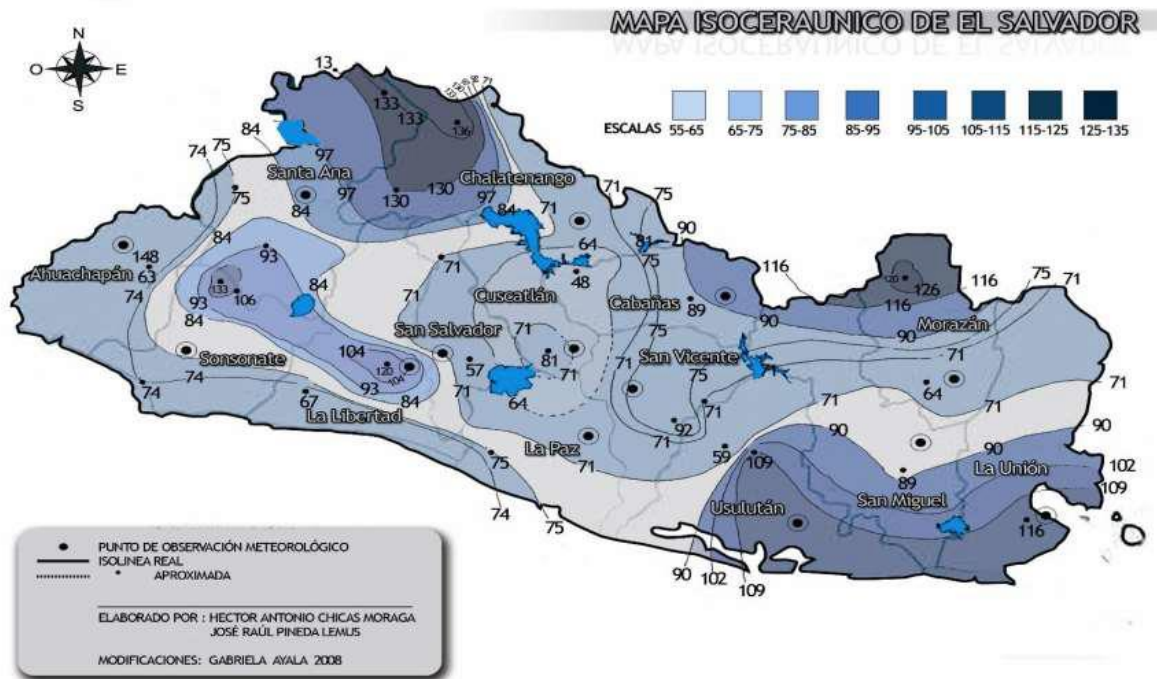


Figura 17. Mapa isoceraunico de El Salvador [1]

Tabla 4. Resumen del nivel Isoceraunico y GFD por departamento.

Departamentos	Promedio	GFD
Ahuachapán	77.67	9.22
Sonsonate	86.40	10.54
Santa Ana	98.00	12.33
Chalatenango	93.43	11.62
La Libertad	85.43	10.39
San Salvador	77.50	9.20
Cuscatlán	73.00	8.54
Cabañas	75.00	8.83
La Paz	71.00	8.24
San Vicente	70.00	8.10
Usulután	93.00	11.55
San Miguel	93.29	11.60
Morazán	94.40	11.77
La Unión	89.40	11.00
	84.11	10.21

[Fuente: Elaboración propia]

CAPITULO III: TEORIA DEL BLINDAJE DE LA SUBESTACIÓN

3.1 Red de tierra de la Subestación

Puesta a tierra basado en IEEE STD 80

El principal objetivo de instalar la red de tierra es para proteger a las personas y equipos de los peligros eléctricos y para garantizar la seguridad y la fiabilidad de la instalación. El diseño de la red de tierra se realiza siguiendo normativas y estándares específicos, como la normativa el estándar IEEE 80-2000.

Parámetros críticos

Se han encontrado los siguientes parámetros dependientes del sitio a tener un impacto sustancial en el diseño de la cuadrícula: la corriente de cuadrícula máxima I_G , la duración de la falla t_f , la duración del choque t_s , la resistividad del suelo ρ , la resistividad del material superficial ρ_s , y la geometría de la cuadrícula. Varios parámetros definen la geometría de la cuadrícula, pero el área del sistema de puesta a tierra, el espaciamiento del conductor, y la profundidad de la cuadrícula de tierra tienen el mayor impacto en el voltaje de malla, mientras que los parámetros tales como el diámetro del conductor y el espesor del material superficial tiene un menor impacto.

Duración de la falla (t_f) y la duración del choque (t_s)

La duración de la falla y la duración de choque normalmente se suponen iguales, a menos que la duración de la falla es la suma de los choques sucesivos, tal como de recierres. La selección de t_f debe reflejar el tiempo de despeje rápido para subestaciones de transmisión y tiempos lentos de despeje para la distribución y subestaciones industriales. Las selecciones de t_f y t_s deberían dar lugar a la combinación más pesimista del factor de decremento de la corriente de falla y la corriente del cuerpo permisible. Los valores típicos de t_f y t_s van desde 0.25 a 1.0 s.

Geometría de la malla

Los espaciamientos típicos entre conductores (D) están en el rango: $3m \leq D \leq 15m$

Las profundidades típicas (h) están en el rango: $0.5m \leq h \leq 1.5 m$

Los calibres típicos de conductores (ACM) están en el rango: $2/0 \text{ AWG} \leq \text{ACM} \leq 500 \text{ MCM}$

El diámetro del conductor de la malla tiene un efecto despreciable sobre la tensión de malla

El área del sistema de puesta a tierra (A) es el factor más importante en la determinación de la resistencia de malla (R_g). Entre mayor sea A , menor será R_g y por lo tanto, es menor la elevación del potencial de tierra (GPR). Según el acuerdo SIGET [3], el valor de GPR permitido es de 5,000 V. Se debe cumplir este valor para estar dentro del rango de seguridad.

Resistividad del terreno (ρ)

La resistencia de la malla y los gradientes de tensión dentro de una subestación están directamente relacionados con la resistividad del terreno. En la visita técnica que se realizó al lugar de la localización de la subestación se pudo observar que el terreno era de características agrícolas, es

por ello que se asumió una resistividad de que corresponde a un terreno de naturaleza Humus como lo muestra la tabla 5

Tabla 5. Resistividad de algunos tipos de suelo [7]

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios metros
Terrenos pantanosos	1-30
Humus	10-150
Limoso	20-100
Turba húmeda	5-100
Calizas blandas	100-300
Calizas compactas	1000-5000
Suelo pedregoso	1500-3000
Basalto o grava	2500-5000

Resistividad de la capa superficial (ρ_s)

Una capa de alta resistividad sobre la superficie ayuda a limitar la corriente que pasaría por el cuerpo humano, ya que esta capa agrega una resistencia a la resistencia promedio del cuerpo. Una capa superficial con un espesor (ρ_s) entre $0.1m \leq \rho_s \leq 0.15m$ de un material de alta resistividad como la grava colocada sobre la superficie más arriba de la malla, incrementa la resistencia de contacto entre el suelo y los pies de las personas en la subestación y la corriente por el cuerpo bajará considerablemente. La reducción depende de los valores relativos de las resistividades del suelo en contacto con la malla, y del espesor y material de la capa superficial

Criterio de tensiones de toque y de paso tolerables

Los voltajes máximos tolerables por un cuerpo humano de 70 kg de peso corporal, durante un circuito accidental no deben exceder los siguientes límites:

Tensión de paso límite tolerable por un cuerpo de 70 kg de peso corporal:

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Tensión de toque límite tolerable por un cuerpo de 70 kg de peso corporal:

$$E_{touch70} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Donde:

$R_g = 1000\Omega$: Resistencia promedio del cuerpo humano.

$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$: Corriente tolerable en función del tiempo por el cuerpo (A).

$t_s = 1s$: Duración del choque (s).

$6C_s \rho_s = 2R_f$: Resistencia a tierra de los 2 pies separados 1m en serie sobre la capa superficial

$1.5C_s \rho_s = R_f/2$: Resistencia a tierra de los 2 pies juntos en serie sobre la capa superficial.

C_s : Factor de disminución de la capa superficial.

ρ_s : Resistividad de la capa superficial ($\Omega\cdot m$).

Procedimiento de diseño de la red de tierra

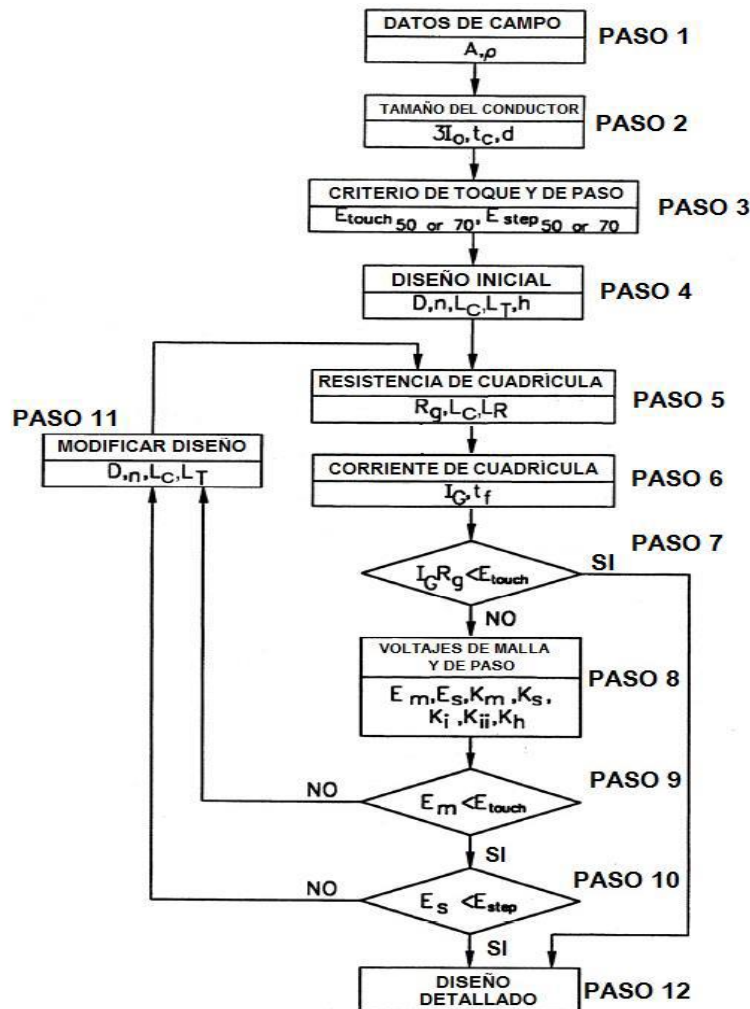


Figura 18. Diagrama de bloques del procedimiento de diseño [7]

Los pasos a ejecutar durante el diseño de mallas de puestas a tierra para una subestación son los siguientes:

Paso 1: De los datos del terreno en el cual se va a construir la subestación se obtienen el área y la resistividad del terreno (A, ρ)

Paso 2: Determinar el tamaño del conductor de la malla. La corriente de falla debe ser la máxima esperada en el futuro y que será conducida por cualquier conductor en el sistema de puesta a tierra,

y el tiempo t_c debe reflejar el tiempo de despeje máximo posible (incluyendo el respaldo). $3I_o$, A_{MCM}, t_c, d .

Paso 3: Determinar las tensiones tolerables de toque y de paso para personas con peso corporal de 70 kg, $E_{touch70}$; E_{step70} .

Paso 4: Diseño inicial D, L_c, L_T, h, L_R, n

Paso 5: Se calcula la resistencia de puesta a tierra preliminar del sistema en suelo uniforme. R_g, L_c, L_R .

Paso 6: Se determina la corriente a disipar por la malla para evitar un sobredimensionamiento de la malla de puesta a tierra, considerando sólo esa porción de la corriente total de falla que fluye a través de la malla hacia una tierra remota. La corriente debe reflejar el peor tipo de falla y localización, el factor de decremento y cualquier expansión futura de la subestación. I_g, t_f .

Paso 7: Si el GPR del diseño preliminar es menor que la tensión tolerable de toque no es necesario realizar más cálculos. $I_g, R_g < E_{touch}$.

Paso 8: Si no se cumple la condición anterior, se calcula la tensión de malla y la tensión de paso para la malla con suelo uniforme, $E_m, E_s, K_m, K, K_i, K_{ii}, K_h$.

Paso 9: Si el voltaje de malla calculado es menor que la tensión tolerable de toque, se requiere completar el diseño. Si la tensión de malla calculada es mayor que la tensión tolerable de toque, el diseño debe ser modificado $E_m < E_{touch}$.

Paso 10: Si ambas tensiones calculadas de toque y de paso son menores que las tensiones tolerables, el diseño sólo necesita los refinamientos requeridos para proporcionar acceso a las bajantes de los equipos. Si no, el diseño preliminar debe ser modificado. $E_s < E_{step}$

Paso 11: Si se exceden las tensiones tolerables de toque y de paso, es necesaria la revisión del diseño de la malla. Estas revisiones pueden incluir espaciamientos de conductores más pequeños, varillas adicionales de tierra, etc.

Paso 12: Diseño detallado, se muestran todos los equipos conectados a la malla de tierra.

3.2 Diseño del Blindaje según la Norma IEEE std 998

3.2.1 Métodos empíricos de diseño

Históricamente se han empleado dos métodos de diseño clásicos para proteger subestaciones del impacto directo de rayos:

1. Ángulos fijos
2. Curvas empíricas

Los dos métodos anteriores generalmente han proporcionado una protección aceptable, a continuación, se describe en qué consisten.

Ángulos fijos

El método de diseño de ángulo fijo utiliza ángulos verticales para determinar el número, la posición y la altura de los cables de blindaje o mástiles. La Figura 19 ilustra el método para blindar cables, y la Figura 20 ilustra el método para blindar mástiles. Los ángulos utilizados están determinados por el grado de exposición al rayo, la importancia de la subestación protegida y el área física ocupada por la subestación. El valor del ángulo alfa que se usa comúnmente es 45° . Ambos 30° y 45° son ampliamente utilizados para el ángulo beta. (basado en la norma IEEE 998-1996).

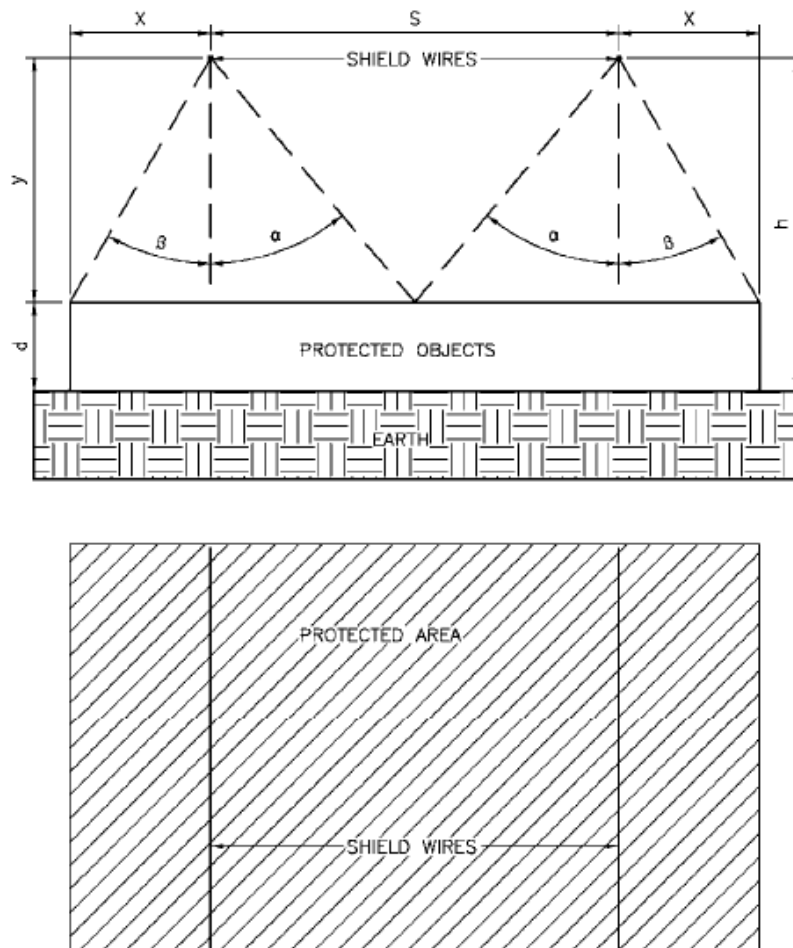


Figura 19. Ángulos fijos para blindar cables [8]

Para blindaje con mástiles se sugiere utilizar un ángulo de protección de 40° a 45° para alturas de hasta 15 m (49 pies), 30° para alturas entre 15 y 25 m (49 a 82 pies) y menos de 20° para alturas de hasta 50 m (164 pie). En estas recomendaciones se asumió una tasa de falla de 0.1 a **0.2 fallas de blindaje/100 km/año**.

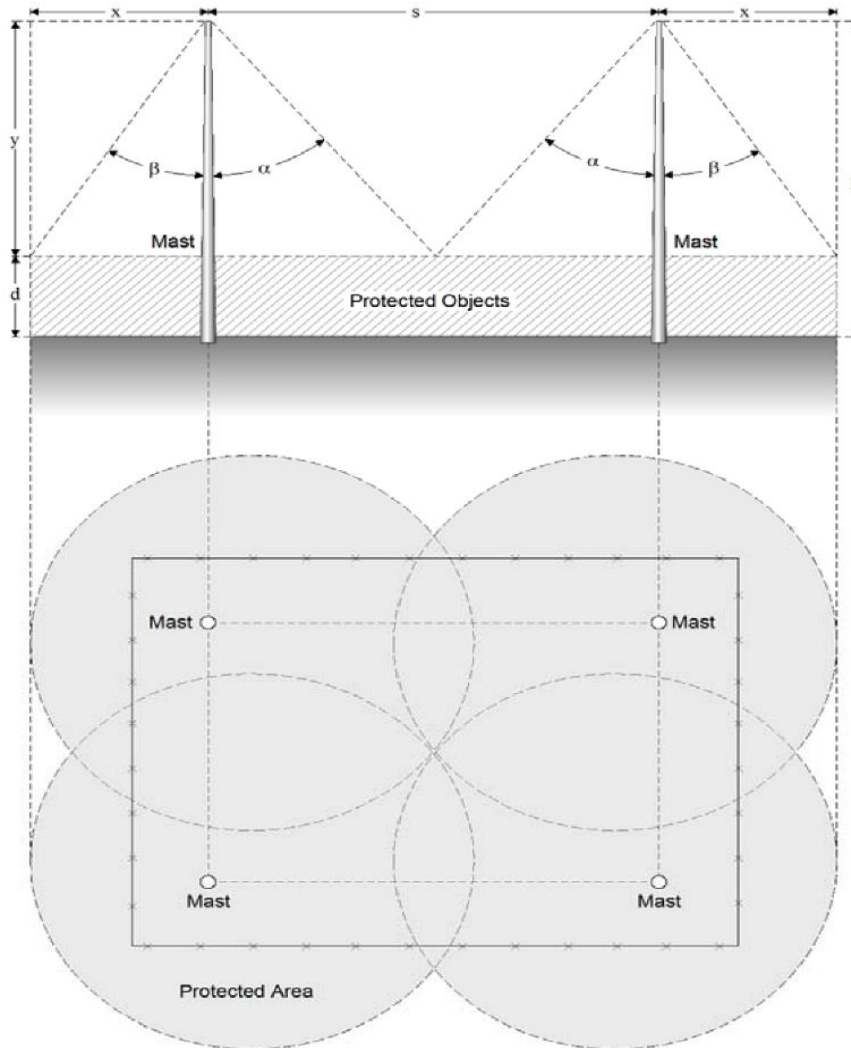


Figura 20. Ángulos fijos para 4 mástiles de protección [8]

Aplicación del método:

1. Se supone una altura de mástil o cable de guarda y su ubicación.
2. Se determina el área de protección para la altura de los equipos(d) de acuerdo con los ángulos seleccionados.
3. Se incrementa la altura del mástil o cable de guarda, se relocalizan los mástiles o se adicionan más para tener un cubrimiento completo.

Curvas Empíricas

El uso de curvas empíricas tiene su origen en un artículo publicado en 1941 por Wagner, McCann y MacLane. Se realizaron pruebas en modelos a escala empleando un impulso positivo de $1.5 \times 40 \mu\text{s}$ para iniciar una descarga desde una varilla (que representa la nube cargada) a un plano de tierra o a un cable de protección horizontal y un conductor ubicado cerca del electrodo.

Las curvas se desarrollaron para blindaje con tasas de falla de 0.1%, 1.0%, 5.0%, 10% y 15%. En el diseño se utiliza comúnmente una tasa de fallas del 0.1%.

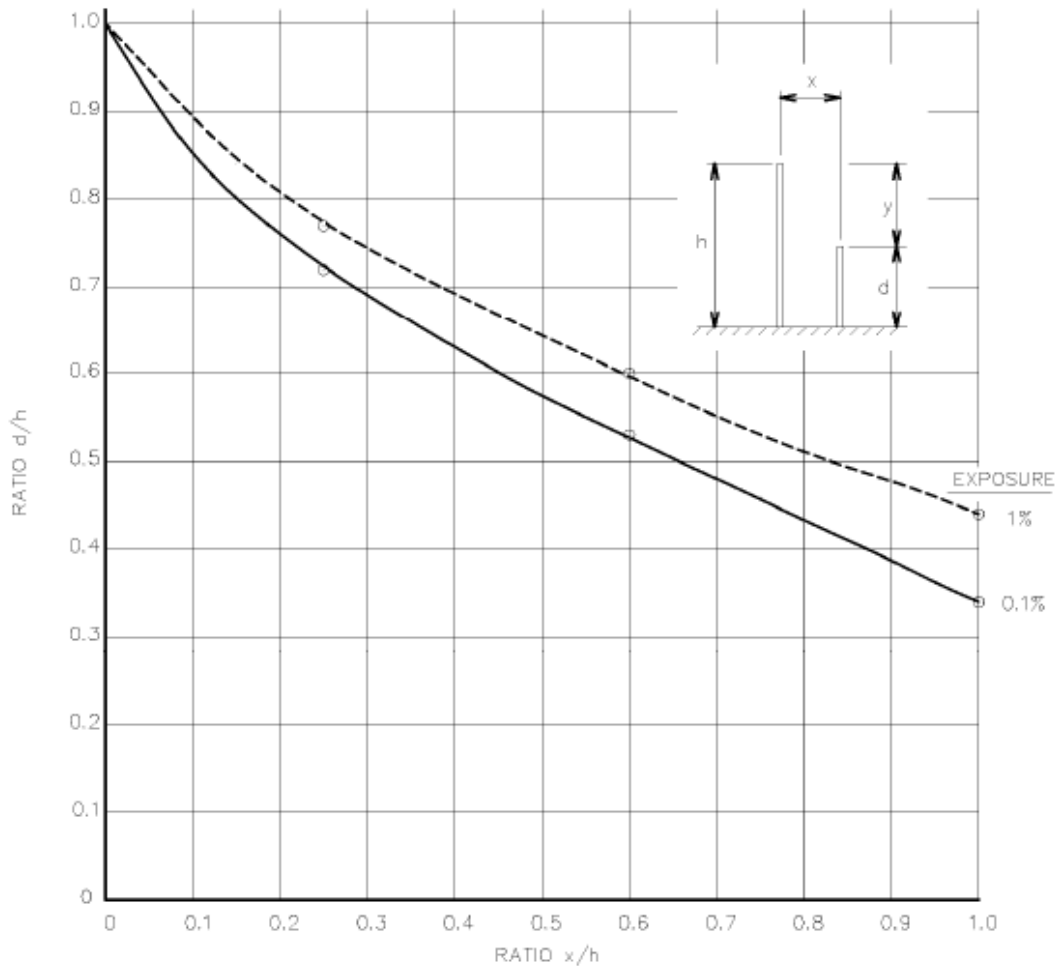


Figura 21. curva de protección de un objeto de altura "d" por un mástil [8]

Para cada valor seleccionado de d , se puede calcular un valor de h para cada valor discreto de x/h como $h = d / (d/h)$. Ahora, para estos valores discretos de h para una d seleccionada, los valores de la separación horizontal, $x(s)$, se pueden calcular a partir de $x = x/h \times h$ ($s = s/h \times h$). La diferencia entre la altura del objeto protegido, d , y la altura del mástil o cable de protección, h , se puede calcular como $y = h - d$.

Estos valores de y se pueden trazar como una curva continua $f(x, y)$ para un valor constante d como se muestra.

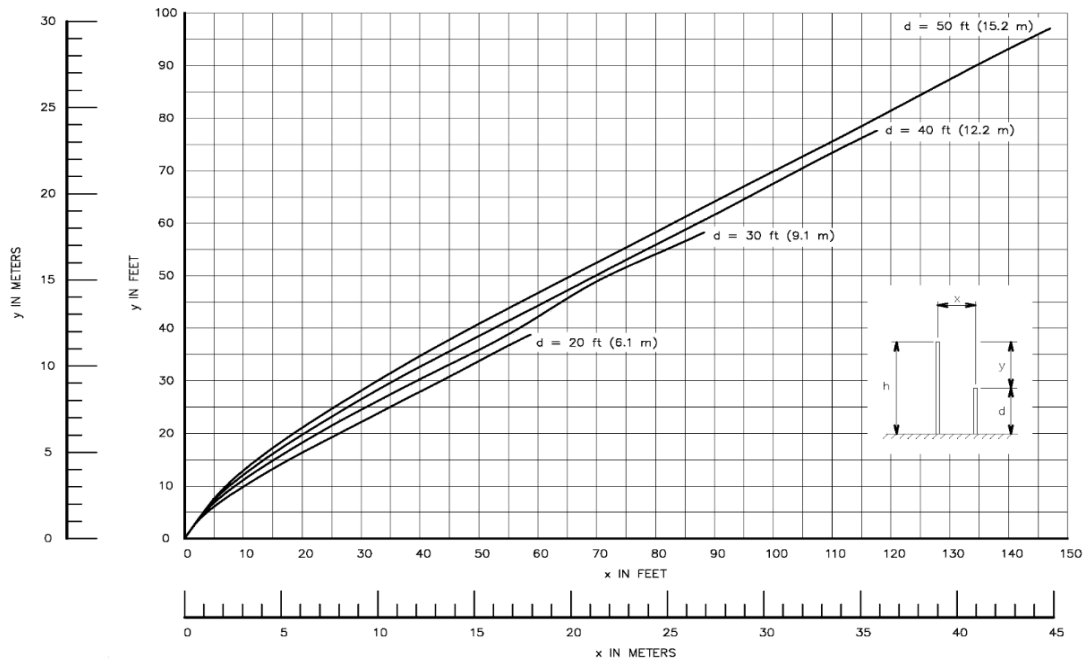


Figura 22. Mástil que protege un solo objeto: exposición al 0.1%. Altura del mástil sobre el objeto protegido "y", en función de la separación horizontal, "x" y altura del objeto protegido d [8]

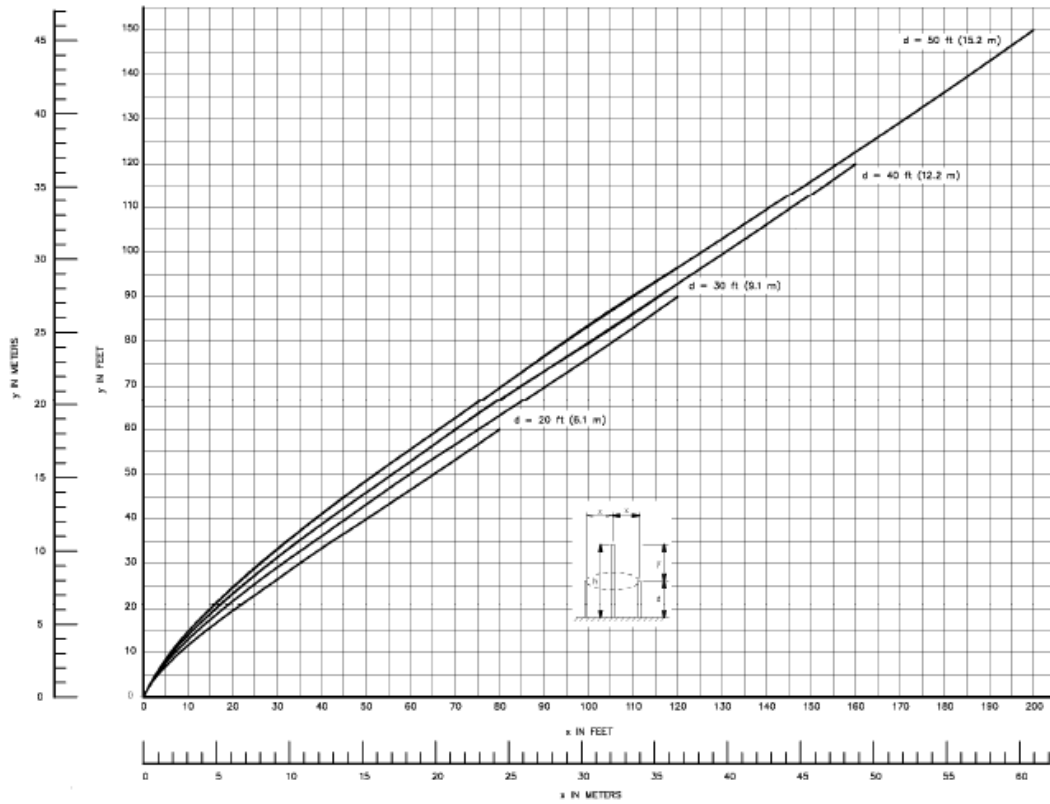


Figura 23. Mástil que protege el anillo de objetos: 0.1% de exposición. Altura del mástil sobre el objeto protegido "y", en función de la separación horizontal, "x" y altura del objeto protegido "d"[8]

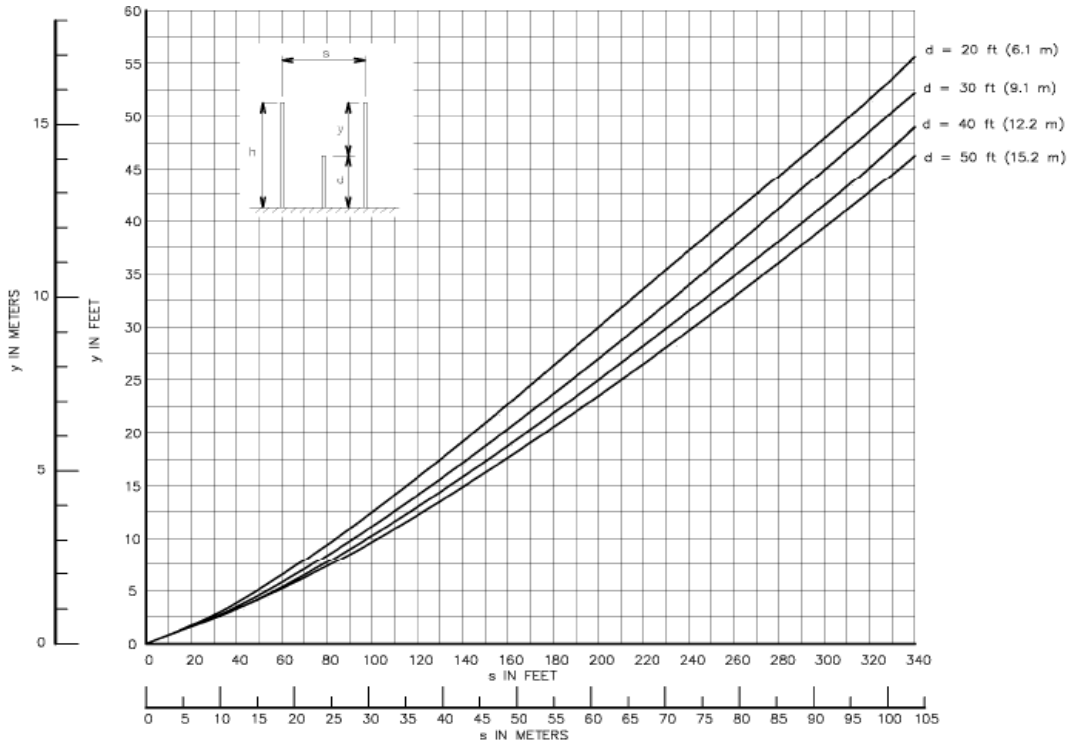


Figura 24. Dos mástiles que protegen un solo objeto, sin superposición: exposición al 0.1%. Altura del mástil sobre el objeto protegido, y , en función de la separación horizontal s , y altura del objeto protegido d [8]

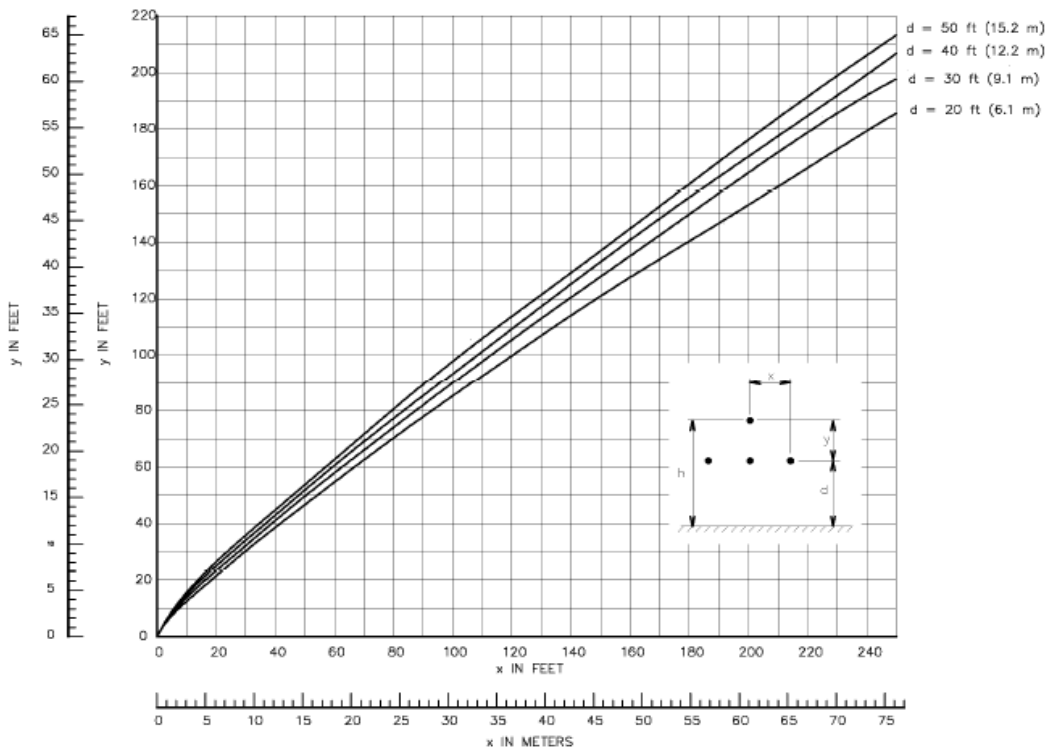


Figura 25. Cable de blindaje que protege los conductores horizontales - 0.1% de exposición. Altura de los cables de guarda sobre los conductores, y , en función de la separación horizontal, x y la altura de los conductores protegidos, d [8]

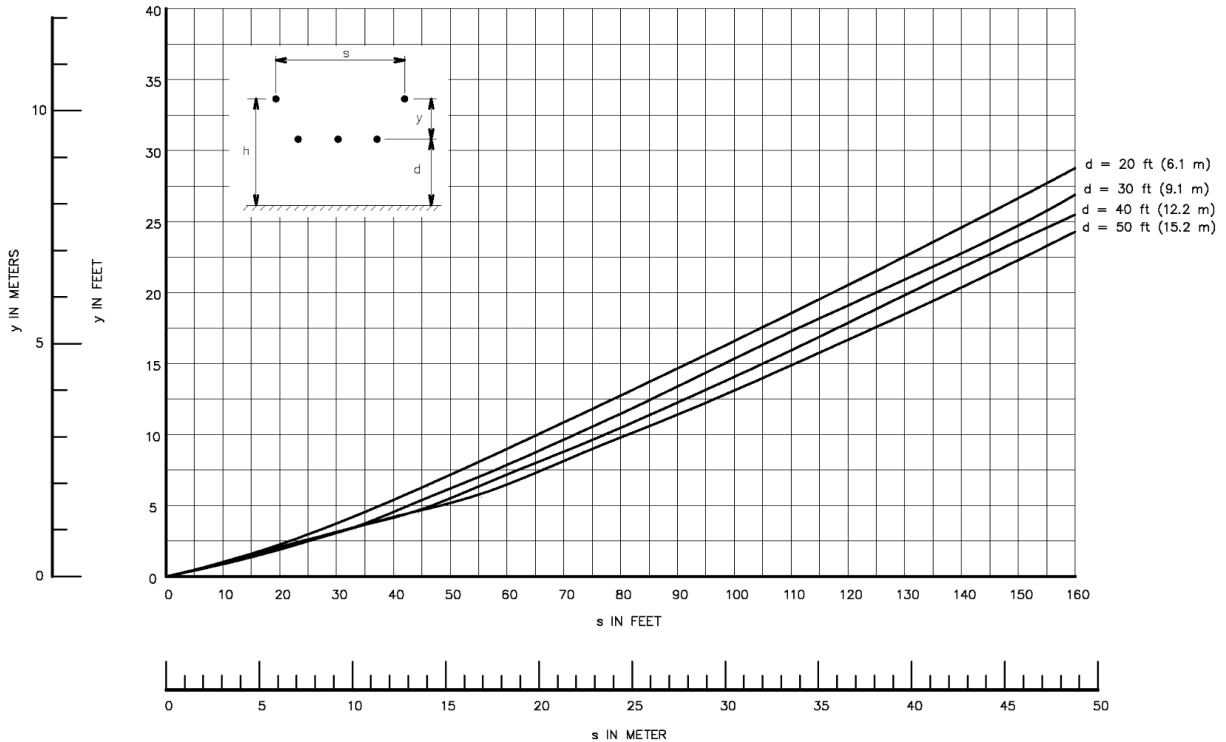


Figura 26. Dos cables de guarda que protegen los conductores horizontales: 0.1% de exposición. Altura de los alambres de protección por encima de los conductores, y , en función de la separación [8]

3.2.2 El Modelo Electrogeométrico (EGM)

Los sistemas de blindaje desarrollados utilizando métodos clásicos (ángulos fijos y curvas empíricas) para determinar el blindaje necesario para la protección directa de las subestaciones han proporcionado históricamente un grado de protección adecuado. Sin embargo, como los niveles de tensión (y por lo tanto la estructura y las alturas de los conductores) han aumentado con los años, los métodos clásicos de diseño de blindaje han demostrado ser menos adecuados. Esto llevó al desarrollo del modelo electrogeométrico.

3.2.3 EGM revisado

La EGM revisada fue desarrollada por Mousa y Srivastava (1986, 1988). Dos métodos de aplicación de la EGM son la versión modificada del método de la esfera de rodadura (Lee, 1979; Lee, 1978; Orell, 1988), y el método dado por Mousa y Srivastava (1988, 1991).

Un coeficiente k representa las diferentes distancias de impacto a un mástil, un alambre de blindaje y al suelo.

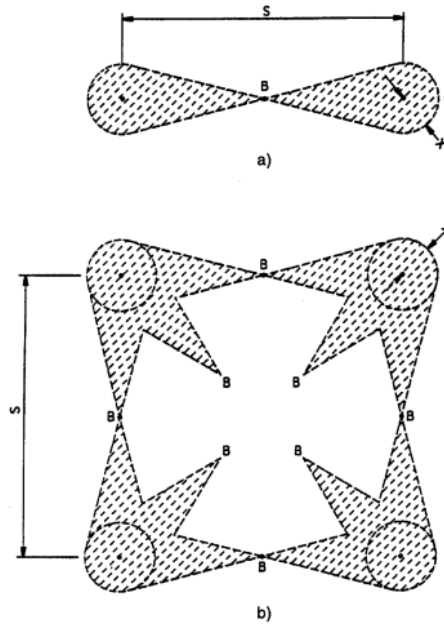


Figura 27. Áreas protegidas por mástiles múltiples para exposiciones puntuales mostradas en la Figura a), con dos mástiles de rayo, b) con cuatro mástiles de rayo [8]

$$S_m = 8kI^{0.65}$$

Dónde:

S_m : es la distancia de golpe en metros.

I : es la corriente de choque de retorno en kiloamperios.

K : es un coeficiente para tener en cuenta diferentes distancias de impacto a un mástil, un alambre de blindaje o el plano de tierra.

Mousa (1988) da un valor de $k = 1$ para los trazos a los alambres o el plano de tierra y un valor de $k = 1.2$ para los trazos a un mástil de relámpago.

La teoría del EGM muestra que el área de protección de un alambre o alambre de blindaje depende de la amplitud de la corriente de carrera. Si un cable de blindaje protege un conductor para una corriente de choque I_s , no puede blindar el conductor para una corriente de choque menor que I_s que tiene una distancia de impacto más corta. Por el contrario, la misma disposición de blindaje proporcionará una mayor protección contra las corrientes de carrera mayor que es que tienen mayores distancias de golpe.

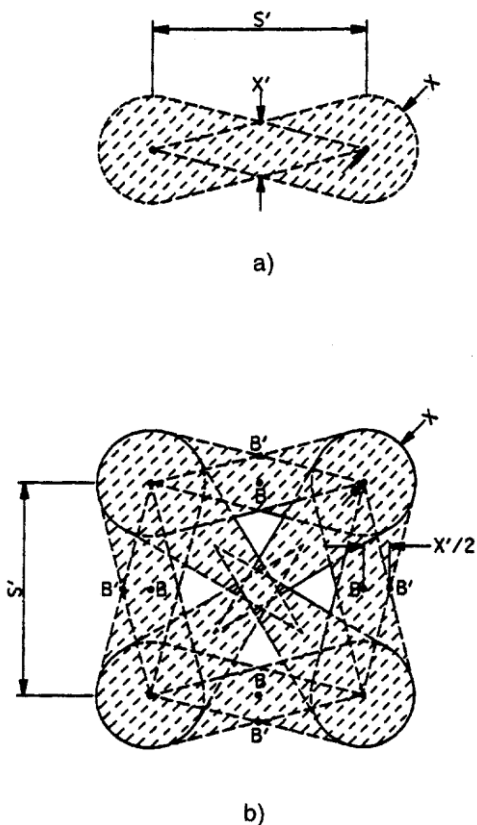


Figura 28. Áreas protegidas por mástiles múltiples para exposiciones puntuales (a) Con dos mástiles de relámpago; (b) con cuatro mástiles de relámpago. [8]

Puesto que los golpes inferiores a algún valor crítico de I_s pueden penetrar en el sistema de protección y terminar en el conductor protegido, el sistema de aislamiento debe ser capaz de soportar los voltajes resultantes sin flameo. Dicho de otra manera, el sistema de blindaje debe interceptar todos los golpes de magnitud I_s y mayores para que no se produzca un destello del aislamiento.

3.2.4 Aplicación de la EGM por el Método de la Esfera Rodante

El uso del método de la esfera rodante implica rodar una esfera imaginaria de radio S sobre la superficie de una subestación. La esfera rueda hacia arriba y hacia arriba (y está soportada por) mástiles de relámpago, alambres de blindaje, vallas de subestación y otros objetos metálicos conectados a tierra que pueden proporcionar protección contra rayos.

Se dice que una pieza de equipo está protegida de un golpe directo si permanece por debajo de la superficie curvada de la esfera en virtud de que la esfera está elevada por alambres de blindaje u otros dispositivos. El equipo que toca la esfera o penetra en su superficie no está protegido. El concepto básico se ilustra en la Figura 29.

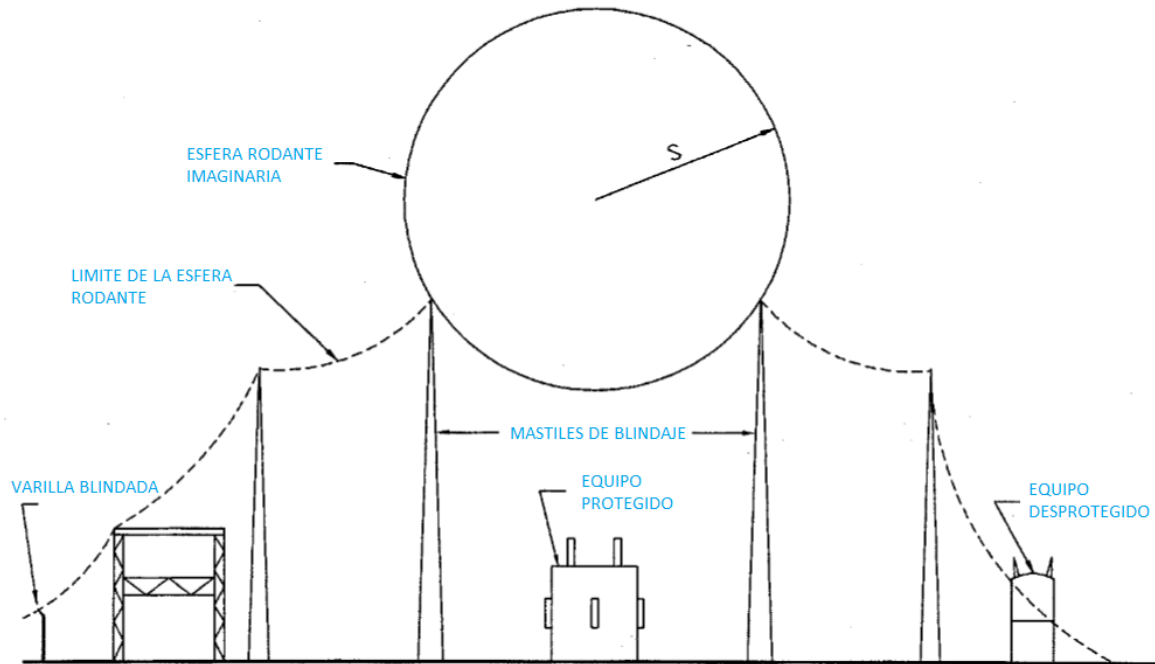


Figura 29. Principio de la esfera rodante. [8]

3.2.5 Corriente de impacto permisible

Es necesario introducir algunas relaciones adicionales antes de mostrar cómo se utiliza la EGM para diseñar una zona de protección para el equipo de la subestación. Los aisladores de bus se seleccionan generalmente para soportar un nivel básico de impulso de rayo (BIL). Los aisladores también se pueden elegir de acuerdo con otras características eléctricas, incluyendo el voltaje negativo de polarización de impulso crítico (CFO). El flameo ocurre si el voltaje producido por la corriente de la corriente de rayo que fluye a través de la impedancia de sobretensión del bus de estación excede el valor de resistencia. Esto puede ser expresado por la Ecuación de Gilman y Whitehead (1973):

$$I_s = BIL \times 1.1 / (Z_s / 2) = 2.2(BIL) / Z_s$$

o

$$I_s = 0.94 \times C.F.O \times 1.1 / (Z_s / 2) = 2.068(C.F.O) / Z_s$$

Dónde:

I_s : es la corriente de toque admisible en kiloamperios.

BIL : es el nivel básico de impulso de rayo en kilovoltios.

CFO : es el voltaje negativo crítico de polarización del aislamiento que se considera en kilovoltios.

Z_s : es la impedancia de sobretensión del conductor en ohmios.

1.1: Es el factor que explica la reducción de la corriente de toque que termina en un conductor en comparación con la tierra de impedancia cero (Gilman y Whitehead, 1973).

En la Ecuación anterior, el CFO se ha reducido en un 6% para producir un nivel de resistencia equivalente aproximadamente a la calificación BIL para aisladores en postes.

3.3 Coordinación de aislamiento

3.3.1 Definición

De acuerdo a la Norma Internacional IEC 6007-1 se define de la siguiente manera:

Coordinación de aislamiento: Selección de rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles. La "Rigidez dieléctrica" de los materiales se considera aquí en el sentido de nivel de aislamiento asignado o de nivel de aislamiento normalizado.

3.3.2 Norma IEEE 1313.2-1999

B.I.L (Basic Lightning Impulse Insulation Level): El BIL o Nivel de Aislamiento Básico al Impulso de Rayo, se define según La fuerza eléctrica de un aislador expresada en términos de valor pico de un impulso de rayo estándar bajo condiciones atmosféricas estándar.

En el caso de una subestación de potencia, el propósito de la coordinación de aislamiento es de reducir la probabilidad de daños a los equipos y fallas causadas por sobretensiones, para esto se deben especificar:

- La capacidad de aislamiento del equipo, es decir, el BIL y BSL de todos los equipos.
- Las distancias de seguridad, fase-tierra y fase-fase.
- La ubicación, clasificación y cantidad de descargadores de sobretensiones.
- La ubicación, la configuración y el espaciamiento de los espacios de protección.
- La ubicación y el tipo (mástiles o cables de guarda) de protección de la subestación contra descargas directas de rayo.

3.3.3 Niveles de aislamiento estándar

Los niveles nominales de aislamiento de los equipos se seleccionan de listas de tensiones soportadas de aislamiento estándar. Los niveles seleccionados serán aquellos que proporcionen los márgenes deseados por encima de las tensiones de sobretensión del sistema.

Clases de tensión máxima del sistema

Las tensiones máximas estándar del sistema se dividen en las dos clases siguientes:

Clase I: Tensiones medias (1 -72.5 kV) y altas (72.5-242 kV)

Clase II: voltajes extra altos y ultra altos: > 242 kV

Los voltajes estándar soportados para equipos de Clase I se proporcionan en la Tabla 6. Los voltajes en la Tabla se toman de ANSI C84.1-2006, con la excepción de que para tensiones medias la tabla comienza con 15 kV en lugar de 1 kV.

Para equipos de Clase I (15 kV a 242 kV), el nivel de resistencia al aislamiento estándar viene dado por lo siguiente:

- La tensión soportada de baja frecuencia y corta duración
- El nivel básico de aislamiento de impulso de rayo (BIL)

Tabla 6. Tensiones estándar soportados para equipos de Clase I (1 -242 kV) [9]

Maximum system voltage (phase-to-phase) V_m kV, rms	Basic lightning impulse insulation level (phase-to-ground) BIL kV, crest	Low-frequency, short-duration withstand voltage ^a (phase-to-ground) kV, rms
15	95 110	34
26.2	125 150	40 50
36.2	150 200	50 70
48.3	250	95
72.5	250 350	95 140
121	350 450 550	140 185 230
145	450 550 650	185 230 275
169	550 650 750	230 275 325
242	650 750 825 900 975 1050	275 325 360 395 480

Para equipos de Clase II (>242 kV), el nivel de resistencia al aislamiento estándar viene dado por lo siguiente:

- El nivel de aislamiento de impulso de conmutación básico (BSL)
- El nivel básico de aislamiento de impulso de rayo (BIL)

Tabla 7. Tensiones estándar soportados para equipos de Clase II (>242 kV) [9]

Maximum system voltage (phase-to-phase) V_m kV, rms	Basic lightning impulse insulation level (phase-to-ground) BIL kV, peak	Basic switching impulse insulation level ^a (phase-to-ground) BSL kV, peak
362	900 975 1050 1175 1300	650 750 825 900 975 1050
420	1050 1175 1300 1425	850 950 1050
550	1300 1425 1550 1675 1800	1175 1300 1425 1550
800	1800 1925 2050	1300 1425 1550 1675 1800
1200	2100 2250 2400 2550 2700	1675 1800 1950

3.3.4 Distancias mínimas de operación

Una vez que se conocen los niveles de aislamiento, se pueden establecer distancias eléctricas. Las separaciones eléctricas operativas asociadas se determinan por alineación con las distancias de alcance asociadas con las clasificaciones BIL o BSL del aislador, según norma IEEE 1313.2-1999

Tabla 8. Distancias típicas en equipos de patio [10]

Equipos (entre equipo y equipo)	Distancia típica [m]				
	72.5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5 – 5,5	7,0 – 8,0	9,0 – 10,0
Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,0	7,5	8,0 – 9,5	12 – 14	14 – 16
Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5 – 4,5	6,5	8,5
Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	10 – 12	12 – 14
Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	7,0 – 8,0	9,0 – 10,0
Seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5	8,0
Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0	13,0
Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	7,5 – 9,0	11 – 13	13 – 15
Seccionador pantógrafo y seccionador	-	3,5	4,5	7,0	9,0
Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	4,0 – 5,0	6,0
Pararrayos y transformadores de instrumentación.	1,5	2,0	3,0	5,0	7,0

Tabla 9. Distancias mínimas recomendadas para subestaciones aisladas en aire en condiciones de impulso de rayo [10]

Voltaje máximo del sistema fase a fase (kV, rms)	BIL (kV, crest)	Distancia mínima Fase a tierra		Distancia mínima Fase a fase	
		mm	(in)	mm	(in)
1.2	30	57	(2.3)	63	(2.5)
	45	86	(3.3)	92	(3.6)
5	60	115	(4.5)	125	(5)
	75	145	(5.6)	155	(6.2)
15	95	180	(7)	200	(8)
	110	210	(8)	230	(9)
26.2	150	285	(11)	315	(12)
36.2	200	380	(15)	420	(16)
48.3	250	475	(19)	525	(21)
72.5	250	475	(19)	525	(21)
	350	665	(26)	730	(29)
121	350	665	(26)	730	(29)
	450	855	(34)	940	(37)
	550	1045	(41)	1150	(45)
145	350	665	(26)	730	(29)
	450	855	(34)	940	(37)
	550	1045	(41)	1150	(45)
	650	1235	(49)	1360	(54)
169	550	1045	(41)	1150	(45)
	650	1235	(49)	1360	(54)
	750	1325	(56)	1570	(62)
242	650	1235	(49)	1360	(54)
	750	1425	(56)	1570	(62)
	825	1570	(62)	1725	(68)
	900	1710	(67)	1880	(74)
	975	1855	(73)	2040	(80)
	1050	2000	(79)	2200	(86)

3.4 Coordinación de aislamiento Norma IEC 6007-1

3.4.1 Origen y clasificación de las sobretensiones

En la Norma IEC 60071-1 las sobretensiones están clasificadas por algunos parámetros, tales como la duración de la tensión a frecuencia industrial o la forma de una sobretensión, en función de su efecto sobre el aislamiento o sobre el dispositivo de protección. Las sobretensiones pueden tener varios orígenes.

- **Tensiones permanentes** (a frecuencia industrial): originadas por la carga de la red en condiciones normales.
- **Sobretensiones temporales**: pueden ser originadas por fallas, maniobras tales como pérdidas de carga, condiciones de resonancia, condiciones no lineales (ferroresonancia), o por una combinación de éstas.
- **Sobretensiones de frente lento**: pueden ser originadas por fallas, maniobras o descargas directas de rayo sobre los conductores de líneas aéreas.
- **Sobretensiones de frente rápido**: pueden ser originadas por maniobras, descargas de rayo o fallas.
- **Sobretensiones de frente muy rápido**: pueden ser originadas por fallas o maniobras en las celdas de aislamiento en gas de las subestaciones (GIS, Gas-Insulated Substation).
- **Sobretensiones combinadas**: pueden tener cualquiera de los orígenes anteriormente mencionados.

Tabla 10. Clases y formas de sobretensiones, Formas de tensión estándar y Pruebas de tensión soportada estándar [11]

Clase	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente - lento	Frente - rápido	Frente - muy rápido
Forma de onda de Tensión					
Frecuencia y periodo	$f = 50 \text{ Hz}$ or 60 Hz $T_t \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_t \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_t \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Forma estandar del voltage					a
Pruebas de tensión soportada	a	Pruebas de corta duración a frecuencia industrial	Prueba de impulso de maniobra	Prueba de impulso tipo rayo	a

^a A especificar por el fabricante del equipo.

Los diferentes tipos de sobretensión pueden encontrarse en las dos gamas de tensión I y II (IEC 60071-1). Las características de las sobretensiones (valores de cresta y forma), se obtienen a través de detallados estudios y empleando modelos adecuados para representar la red y las características de los dispositivos de limitación de la sobretensión. En el análisis de sistemas de energía, en muchos países se han utilizado herramientas de simulación digital, tales como la herramienta de simulación de transitorios electromagnéticos.

Lista de tensiones soportadas normalizadas de corta duración a frecuencia industrial

Los siguientes valores rms, expresados en kV, están estandarizados como tensiones soportadas:

10, 20, 28, 38, 50, 70, 95, 115, 140, 185, 230, 275, 325, 360, 395, 460, 510, 570, 630, 680.

Los siguientes valores rms, expresados en kV, están bajo consideración como tensiones soportadas:

710, 790, 830, 880, 960, 975, 1 050, 1 100, 1 200.

Lista de tensiones soportadas a los impulsos normalizados

Los siguientes valores de pico, expresados en kV, son estandarizados:

20, 40, 60, 75, 95, 125, 145, 170, 200, 250, 325, 380, 450, 550, 650, 750, 850, 950, 1 050, 1 175, 1 300, 1 425, 1 550, 1 675, 1800, 1950, 2100, 2250, 2400, 2550, 2700, 2900, 3100.

Rangos de voltaje más alto para equipos

Los voltajes estándar más altos para equipos se dividen en dos rangos:

- rango I: Por encima de 1 kV hasta 245 kV. Esta gama cubre tanto los sistemas de transmisión como los de distribución. Por tanto, se tendrán en cuenta los diferentes aspectos operativos en la selección del nivel de aislamiento nominal del equipo.
- rango II: Por encima de 245 kV. Esta gama cubre principalmente sistemas de transmisión.

3.4.2 Condiciones ambientales

Condiciones ambientales normales

Las condiciones ambientales normales que son motivo de preocupación para la coordinación del aislamiento y para las que normalmente se pueden seleccionar tensiones soportadas de Tablas son las siguientes:

- a) La temperatura del aire ambiente no supera los 40 °C en promedio, medido en un período de 24 h, no supera los 35 °C.
- b) La altitud no exceda de 1 000 m sobre el nivel del mar.
- c) El aire ambiente no está significativamente contaminado por polvo, humo, gases corrosivos, vapores o sal. La contaminación no supera el nivel de contaminación II – Media, según la Tabla 1 de la norma IEC 60071-2.
- d) Es habitual la presencia de condensación o precipitación. Precipitaciones en forma de rocío, Se considera condensación, niebla, lluvia, nieve, hielo o escarcha.

Condiciones atmosféricas estándar de referencia

Las condiciones atmosféricas para las cuales se aplican las tensiones soportadas estandarizadas son:

- a) temperatura: $t_o = 20\text{ }^\circ\text{C}$
- b) presión: $b_o = 101.3\text{ kPa}$
- c) humedad absoluta: $h_o = 11\text{ g/m}^3$.

3.4.3 Selección del nivel de aislamiento estándar

Las tensiones nominales soportadas estándar están asociadas a la tensión más alta para equipos según la Tabla 6 para el rango I y la Tabla 7(IEC 60071-1, 2006) para el rango II. Estas tensiones nominales soportadas estándar son válidas para las condiciones ambientales normales y se ajustan a las condiciones atmosféricas estándar de referencia.

Tabla 11. Niveles de aislamiento estándar para rango I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{kV}$) [11]

Highest voltage for equipment (U_m) kV (r.m.s. value)	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5 ^a	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52 ^a	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170 ^a	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

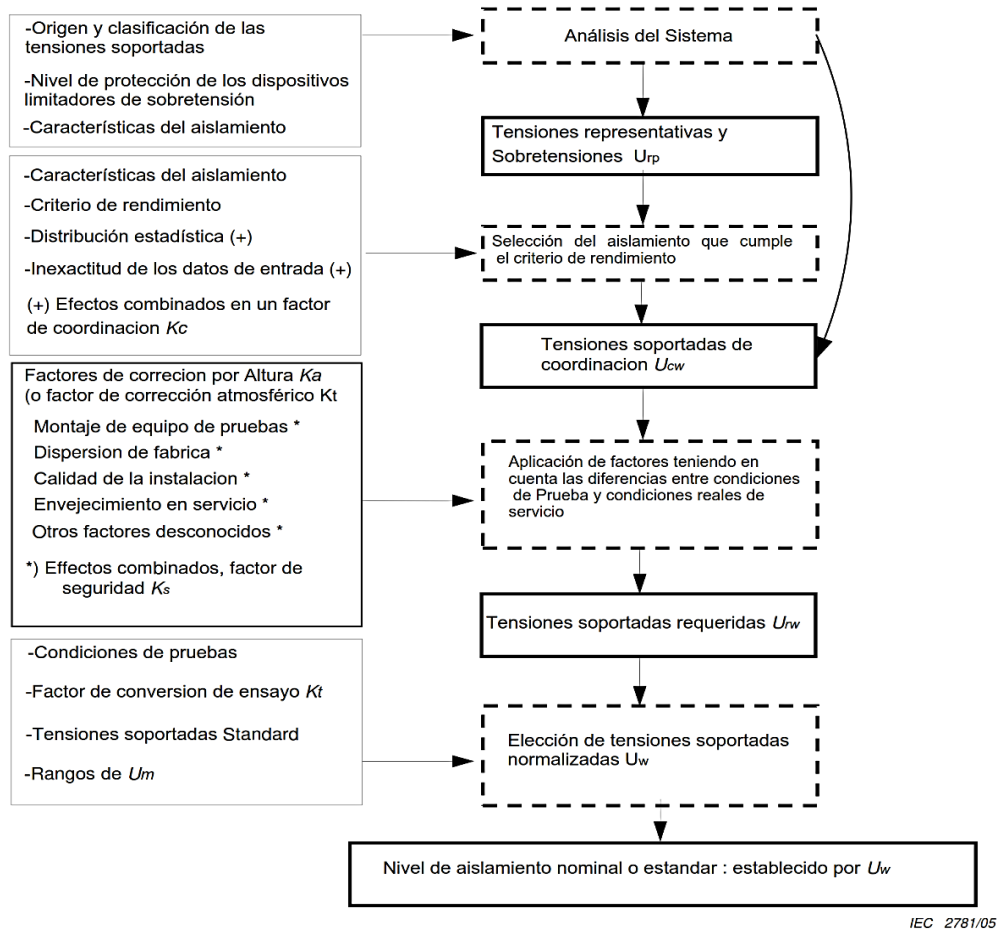
NOTE If values in brackets are considered insufficient to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met, additional phase-to-phase withstand voltage tests are needed.

^a These U_m are non preferred values in IEC 60038 and thus no most frequently combinations standardized in apparatus standards are given.

^b This U_m value is not mentioned in IEC 60038 but it has been introduced in range I in some apparatus standards.

3.4.4 Esquema general del procedimiento de Coordinación de aislamiento IEC 6007-1

El procedimiento de coordinación del aislamiento consiste en la selección de la tensión más alta para el equipo junto con un conjunto correspondiente de tensiones nominales soportadas que caracterizan el aislamiento del equipo necesario para la aplicación. Este procedimiento se describe en un diagrama de flujo.



NOTA - Entre paréntesis, apartados donde se define el término o se describe la acción.

- rectángulos que indican los datos a tener en cuenta.
- rectángulos que indican las acciones a efectuar.
- rectángulos que indican los resultados obtenidos.

Figura 30. Diagrama de flujo para determinar los niveles de aislamiento estándar o nominales. [11]

3.4.5 Tensiones y sobretensiones representativas

Tensiones permanentes (a frecuencia industrial)

Bajo condiciones normales de operación, la tensión a frecuencia industrial puede ser susceptible de variar un poco en magnitud y diferir de un punto del sistema a otro. Con propósitos de diseño y coordinación de aislamiento, la tensión permanente representativa a frecuencia industrial será, sin embargo, considerada como constante e igual a la tensión más alta del sistema. En la práctica, hasta 72.5 kV, la tensión más alta del sistema U_s debe ser bastante menor que la tensión más elevada para el material U_m , pero a medida que la tensión aumenta, ambos valores tienden a ser iguales.

3.4.5.1 Sobretensiones temporales

Generalidades

Las sobretensiones temporales se caracterizan por sus amplitudes, su forma de tensión y su duración. Todos los parámetros dependen del origen de las sobretensiones y las amplitudes y las formas de onda pueden incluso variar durante la duración de la sobretensión.

Para propósitos de coordinación de aislamiento, se considera que la sobretensión temporal representativa tiene la forma de onda de la tensión de corta duración normalizada a frecuencia industrial (1 min). Su amplitud se define por un valor (el máximo previsto), un conjunto de valores de cresta, o una distribución estadística completa de valores de cresta. Para elegir la amplitud de la sobretensión temporal representativa se deberá tener en cuenta:

- La amplitud y duración de la sobretensión real en servicio
- La amplitud/duración de la característica de soportabilidad a frecuencia industrial del aislamiento considerado.

Si esta última característica es desconocida, para simplificar, la amplitud se puede tomar igual a la máxima sobretensión menor a 1 min que se puede presentar en servicio, y la duración se puede tomar como 1 min.

En casos particulares, se puede adoptar un procedimiento de coordinación estadístico siempre que se describa la sobretensión representativa mediante una distribución de probabilidad amplitud/duración de las sobretensiones temporales previstas en servicio

Fallas a tierra

Una falla fase-tierra puede dar lugar a sobretensiones fase-tierra que afecten a las otras dos fases. Normalmente no se producen sobretensiones temporales entre fases o a través del aislamiento longitudinal. La forma de la sobretensión es la de una tensión a frecuencia industrial.

Las amplitudes de la sobretensión dependen de la puesta a tierra del neutro y de la localización del falla. El anexo A (IEC 60071-1, 2006) proporciona una guía para su determinación. En sistemas de configuración normal, la amplitud de la sobretensión representativa se debe suponer igual a su valor máximo. En sistemas de configuración anormal, como por ejemplo partes del sistema con neutros aislados en un sistema con neutro normalmente puesto a tierra, se tratarán separadamente, teniendo en cuenta la probabilidad de que puedan ocurrir fallas a tierra simultáneamente.

La duración de la sobretensión corresponde a la duración de la falla (hasta su eliminación). En sistemas con el neutro puesto a tierra es normalmente menor de 1 s. En sistemas con neutro puesto a tierra a través de bobinas de compensación el despeje de la falla es en general menor de 10 s. En sistemas sin eliminación de fallas la duración puede ser de varias horas. En tales casos, puede ser necesario definir la tensión permanente a frecuencia industrial como el valor de la sobretensión temporal durante la falla a tierra.

Pérdida de carga

Las sobretensiones temporales fase-tierra o longitudinales debidas a las pérdidas de carga dependen de la carga desconectada, de la configuración de la red después de la desconexión y de las características de las fuentes de energía (potencia de cortocircuito de la subestación, velocidad y regulación de tensión de los generadores, etc).

El incremento de tensión fase-tierra de las tres fases es idéntico y, por tanto, las mismas sobretensiones relativas ocurren entre fase y tierra y entre fases. Estos incrementos pueden ser especialmente importantes en el caso de pérdida de carga en el extremo remoto final de una línea larga (efecto Ferranti) y afecta principalmente a los aparatos conectados en la subestación en el lado de la fuente del interruptor automático remoto abierto.

Resonancia y ferroresonancia

Se producen sobretensiones temporales cuando se conectan o hay pérdidas de carga en circuitos que incorporan elementos de gran capacidad (líneas, cables, líneas compensadas en serie) o elementos inductivos (transformadores, bobinas de reactancia shunt) que tienen características de magnetización no lineales.

Las sobretensiones temporales debido al fenómeno de resonancia pueden alcanzar valores extremadamente altos. Estas sobretensiones deberían limitarse desintonizando el sistema de la frecuencia de resonancia, cambiando la configuración del sistema, o mediante resistencias de amortiguamiento.

Sobretensiones longitudinales durante la sincronización

Las sobretensiones temporales longitudinales representativas se deducen de la sobretensión prevista en servicio que tiene una amplitud igual a dos veces la tensión de servicio fase-tierra y una duración desde varios segundos a algunos minutos.

Además cuando las operaciones de sincronización son frecuentes, se debe considerar la probabilidad de que ocurra una falla a tierra y como consecuencia una sobretensión. En tales casos, las amplitudes de las sobretensiones representativas son la suma de la máxima sobretensión fase-tierra prevista en un terminal y la tensión permanente de servicio, en oposición de fase, en el otro.

Falla a tierra con pérdida de carga

La combinación falla a tierra con pérdida de carga puede existir cuando, durante una falla en la línea, el interruptor de carga abre primero, y la carga desconectada provoca una sobretensión de pérdida de carga en la parte de la red todavía en falla, hasta que abre el interruptor de cabecera.

La combinación falla a tierra con pérdida de carga puede también existir cuando se desconecta una gran carga y la sobretensión temporal que se produce debida a esta causa, provoca una falla a tierra en el resto de la red. La probabilidad de que esto ocurra es sin embargo, pequeña, cuando las sobretensiones debidas al cambio de carga son en sí mismas pequeñas, y un fallo consecutivo a una pérdida de carga sólo se puede producir en condiciones extremas, como por ejemplo en el caso de condiciones de contaminación masiva.

3.4.5.2 Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento tienen duraciones del frente de algunas decenas a algunos miles de microsegundos y duraciones de la cola del mismo orden de magnitud, y son de naturaleza oscilatoria. Generalmente se producen por:

- puesta en tensión de líneas y su reenganche;
- fallas y su eliminación;
- pérdidas de carga;
- maniobra de corrientes capacitivas o inductivas;
- descargas de rayos distantes a los conductores de líneas aéreas.

La sobretensión representativa se caracteriza por:

- una forma de onda de tensión representativa;
- una amplitud representativa, que puede ser, bien una sobretensión máxima prevista o una distribución de probabilidad de amplitudes de sobretensión.

La forma de onda de tensión representativa es el impulso tipo maniobra normalizado (duración de cresta 250us y duración de decrecimiento al valor mitad 2,500 us). La amplitud representativa es la amplitud de la sobretensión, considerada independientemente de su tiempo hasta la cresta real. Sin embargo, en algunos sistemas de gama II, pueden producirse sobretensiones con frentes muy largos y la amplitud representativa puede deducirse teniendo en cuenta la influencia de la duración del frente sobre la rigidez dieléctrica del aislamiento.

La distribución de probabilidad de las sobretensiones sin actuación del pararrayos, se caracteriza por su valor al 2%, su desviación típica y su valor de truncamiento. Aunque no es perfectamente válido, la distribución de probabilidad puede ser aproximada por una distribución de Gauss entre el valor 50% y el valor de truncamiento, por encima del cual se supone que no existen valores. Alternativamente, puede ser empleada una distribución modificada de *Weibull*.

Sobretensiones debidas a la conexión y reenganche de la línea

Una conexión o reenganche de una línea trifásica produce sobretensiones de maniobra sobre las tres fases de la línea. Por lo tanto, cada maniobra produce tres sobretensiones fase-tierra y las tres sobretensiones correspondientes fase-fase.

para las aplicaciones prácticas, se han introducido muchas simplificaciones en la evaluación de las sobretensiones. Respecto al número de sobretensiones de maniobra, se utilizan dos métodos.

- **Método del valor cresta por fase:** por cada maniobra, el valor de cresta más alto de las sobretensiones entre cada fase y tierra o entre cada combinación de fases, está incluida en la distribución de probabilidad de la sobretensión, es decir, cada maniobra contribuye con tres valores de cresta a la distribución de probabilidad de las sobretensiones representativas. Esta distribución, entonces, tiene que ser prevista como

igual para cada uno de las tres partes implicadas del aislamiento: fase-tierra, fase-fase o longitudinal.

- **Método del valor cresta por caso:** por cada maniobra el valor de cresta más alto de las sobretensiones entre las tres fases y tierra o entre las mismas tres fases está incluido en la distribución de probabilidad de la sobretensión, es decir, cada maniobra contribuye con un valor a la distribución de probabilidad de la sobretensión representativa. Esta distribución es, entonces aplicable a un aislamiento de cada tipo.

Las amplitudes de las sobretensiones debidas a la conexión de la línea dependen de numerosos factores incluyendo el tipo de interruptor automático (con resistencia de preinserción o sin ella), naturaleza y potencia de cortocircuito de las barras a partir de las cuales la línea es conectada, la naturaleza del medio de compensación utilizado y la longitud de la línea de conexión, situación del fin de línea (abierta, transformador, pararrayos), etc.

Sobretensiones fase-tierra

La figura 31 muestra el rango de valores de sobretensiones 2% (en valores p.u. de $U_s \sqrt{2} / \sqrt{3}$) que pueden esperarse entre fase y tierra, sin limitación proveniente del dispositivo de protección contra sobretensión (DPS). Los datos están basados en un número de resultados obtenidos sobre el terreno y en estudios e incluye los efectos de muchos de los factores determinantes de las sobretensiones.

La figura 31 debe ser utilizada como una indicación para determinar si sobre una configuración dada, las sobretensiones son suficientemente elevadas para causar problemas. En este caso, el rango de valores indica hasta qué punto las sobretensiones pueden ser limitadas.

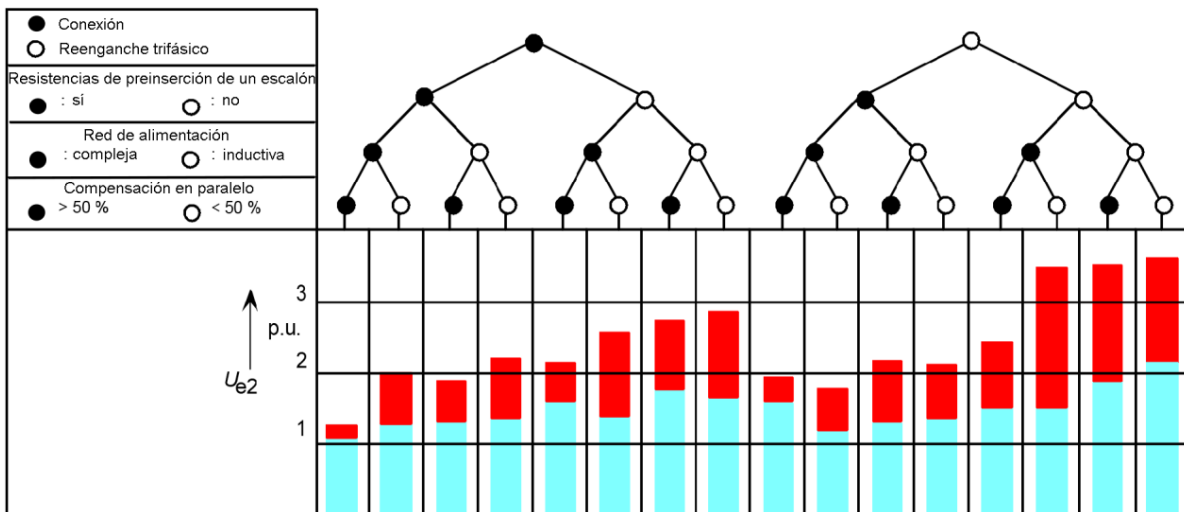


Figura 31. Rango de sobretensiones de frente lento 2% en el extremo de recepción debida la conexión y reenganche de la línea. [12]

Sobretensiones entre fases

En la evaluación de las sobretensiones entre fases, debe ser añadido un parámetro adicional. Como el aislamiento es sensible a la división de un valor de sobretensión entre fases dado, en dos componentes fase-tierra, la selección de un instante específico debe tener en cuenta las características del aislamiento. Se han seleccionado dos instantes:

a) Instante de cresta de sobretensión entre fases: Este instante proporciona el valor máximo de la sobretensión entre fases. Representa la mayor sollicitación para todas las configuraciones de aislamiento, por lo que la rigidez dieléctrica entre fases no es sensible a la división en componentes. El aislamiento entre arrollamientos o cortas distancias en el aire son ejemplos habituales;

b) Sobretensión entre fases en el instante de cresta de sobretensión fase-tierra: aunque este instante proporciona valores de sobretensión menores que el instante del valor de cresta de la sobretensión entre fases, puede ser más severo para configuraciones de aislamiento para las cuales la rigidez dieléctrica entre fases está influenciada por la subdivisión entre componentes. Las largas distancias en el aire para las cuales el instante del valor de cresta positivo fase-tierra es más severo, o subestaciones con aislamiento en gas (envolvente trifásica), para los cuales el valor de cresta negativo es más severo son ejemplos habituales.

El valor de sobretensión entre fases 2% puede ser determinado aproximadamente a partir de la sobretensión fase-tierra. La figura 32 muestra el rango de relaciones posibles entre los valores 2% entre fases y fase-tierra. El límite superior de este rango se aplica a las rápidas sobretensiones de reenganche trifásicas, el límite inferior se aplica a sobretensiones de conexión trifásica.

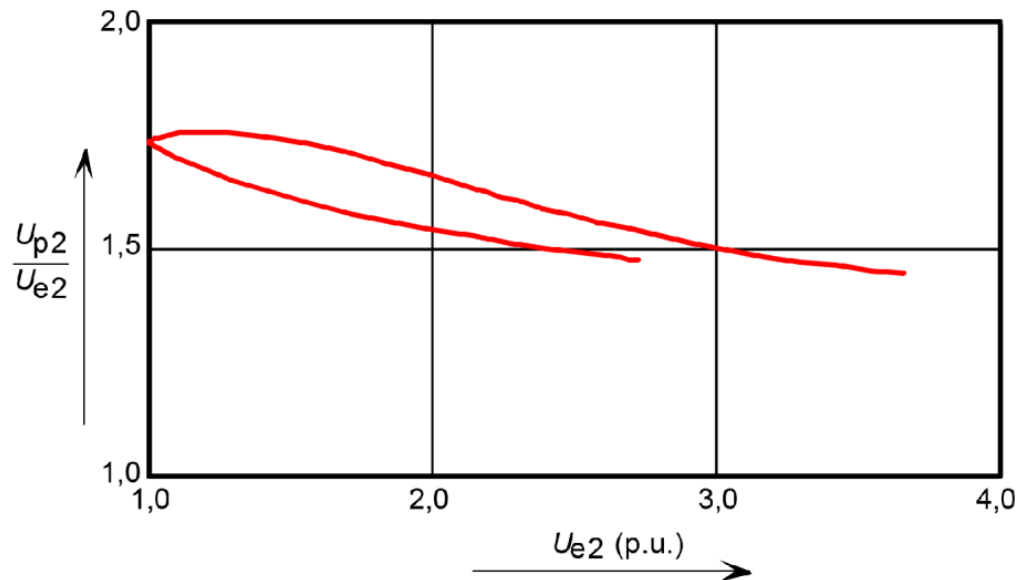


Figura 32. Relación entre los valores 2% de sobretensiones de frente lento entre fases y fase-tierra. [12]

3.4.5.3 Sobretensiones de frente rápido

Sobretensiones tipo rayo que afectan a líneas aéreas

Las sobretensiones de rayo son causadas por descargas directas a los conductores de fase o por cebados inversos o están inducidas por descargas de rayo cercanas a la línea. Las ondas de rayo inducidas, generalmente producen sobretensiones inferiores a 400 kV en la línea aérea y son, por consiguiente solamente importantes, en sistemas de la gama inferior de tensión. Debido a la elevada soportabilidad del aislamiento, los cebados inversos son menos probables en gama II que en gama I y son raros en sistemas de 500 kV y superiores.

La forma característica de la sobretensión de rayo es el impulso tipo rayo normalizado (1,2/50 us). La amplitud representativa está dada ya sea como un máximo previsto o por una distribución de probabilidad de valores cresta usualmente dada como el valor de cresta dependiente de la tasa de retorno de las sobretensiones.

Sobretensiones de rayo que afectan a subestaciones

Las sobretensiones de rayo en subestaciones y sus niveles de ocurrencia dependen de:

- El comportamiento frente al rayo de las líneas aéreas conectadas a ellas;
- La configuración de la subestación, tamaño y en particular, el número de líneas conectadas a ella;
- El valor instantáneo de la tensión de servicio (en el momento de la descarga).

La severidad de las sobretensiones de las descargas en los equipos de las subestaciones, se determina a partir de la combinación de estos tres factores y se necesitan varias etapas para asegurar la protección adecuada. Las amplitudes de las sobretensiones (sin limitación por DPS), son usualmente demasiado elevadas para basar la coordinación de aislamiento en estos valores. En algunos casos, sin embargo, en particular en subestaciones conectadas con cables, la autoprotección que proporciona la baja impedancia de onda característica de los cables, puede reducir la amplitud de sobretensiones por rayo a valores adecuados (véase el anexo E).

Para el aislamiento fase-fase y longitudinal, debe considerarse el valor instantáneo de la tensión a frecuencia industrial en terminales opuestos. Para el aislamiento fase-fase, puede suponerse que los efectos de la tensión a frecuencia industrial, y el acoplamiento entre conductores de la línea aérea se compensan y los terminales opuestos pueden ser considerados como puestos a tierra. Para el aislamiento longitudinal, sin embargo, tales efectos de cancelación no existen y debe tenerse en cuenta la tensión a frecuencia industrial.

Descargas directas

Las penetraciones del blindaje ocurren en un punto aleatorio de la onda de tensión a frecuencia industrial. El efecto de la tensión a frecuencia industrial en terminales opuestos de un aislamiento longitudinal, ha de tomarse en consideración como sigue:

- calculando la tasa de retorno de las sobretensiones de rayo para diferentes valores instantáneos de la tensión de servicio.
- evaluando la probabilidad de fallo del aislamiento por subdivisión en componentes. Usualmente la suma de las dos componentes es el parámetro decisivo.
- determinando la tasa de fallo del aislamiento dependiendo de la suma de sobretensiones de rayo y el valor instantáneo de la frecuencia industrial.
- aplicando el criterio de comportamiento a la tasa de fallo esperada para obtener la necesaria suma de las dos componentes.

Si esta suma se subdivide en un componente de impulso tipo rayo igual a la sobretensión de rayo fase- tierra representativa y en una componente de tensión a frecuencia industrial, la componente de tensión a frecuencia industrial será menor que la cresta de la tensión de servicio fase-tierra. Se ha encontrado que un factor 0.7 puede considerarse adecuado. Esto significa que, para penetración del blindaje, la sobretensión longitudinal representativa debería componerse de la sobretensión de rayo representativa a tierra en un terminal, y 0.7 veces el valor de cresta de la tensión de servicio fase-tierra con polaridad opuesta en el otro.

Cebados inversos

Los cebados inversos suelen ocurrir en la fase que tiene la mayor tensión a frecuencia industrial instantánea y de polaridad opuesta. Esto significa que, en subestaciones, la sobretensión de rayo representativa longitudinal deberá ser igual a la suma de la sobretensión de rayo a tierra representativa en un terminal y del valor de cresta de la tensión de servicio en el otro (polaridad opuesta).

Sobretensiones debidas a maniobras y fallas

Las sobretensiones de maniobra de frente rápido, ocurren cuando la aparamenta está conectada o desconectada de la red por medio de conexiones cortas, principalmente dentro de subestaciones. Las sobretensiones de frente rápido pueden también ocurrir cuando el aislamiento externo se ceba. Tales sucesos pueden producir particularmente esfuerzos severos en los aislamientos internos próximos (tales como arrollamientos).

Aunque, en general, son oscilatorias, para el propósito de la coordinación del aislamiento, la forma de la sobretensión representativa puede considerarse que corresponde a impulso tipo rayo normalizado (1.2/50 us.) Sin embargo, debe prestarse especial atención a los equipos con arrollamientos, debido a los elevados esfuerzos entre espiras.

Los valores de cresta máximos de la sobretensión, dependen del tipo y características del equipo de maniobra. Puesto que los valores de cresta de la sobretensión son usualmente menores que los causados por rayo, su importancia queda restringida a casos especiales. Por lo tanto, está técnicamente justificado caracterizar la amplitud de la sobretensión representativa por los valores máximos siguientes (en p.u. de $U_s \sqrt{2} / \sqrt{3}$):

- maniobra de interruptor automático sin recibidos: 2 p.u.;

- maniobra de interruptor automático con recebados: 3 p.u.;
- maniobra de seccionador: 3 p.u.

Puesto que la ocurrencia simultánea de sobretensiones de maniobra de frente rápido en más de una fase es altamente improbable, se puede asumir que sobretensiones fase-fase, mayores que sobretensiones fase-tierra, no existen. Para las últimas, los valores máximos previstos previamente definidos, pueden emplearse para comprobar la importancia de tales sobretensiones. Si estos valores determinan la tensión soportada a impulso tipo rayo del aislamiento, se recomiendan investigaciones más detalladas.

Sobretensiones de frente muy rápido

Las sobretensiones de frente muy rápido (VFFO) se originan en maniobras de seccionadores o en defectos internos de GIS debido al rápido cebado de los electrodos en gas y la escasa atenuación a la propagación de frentes dentro del GIS. Sus amplitudes se atenúan rápidamente al salir del GIS, por ejemplo, en los taps y sus tiempos de frente normalmente llegan a alcanzar el rango de los correspondientes en sobretensiones de frente rápido.

La forma de onda de la sobretensión se caracteriza por un rápido incremento de la tensión, próximo a su valor de cresta, resultando en un tiempo de frente por debajo de 0.1 μ s. A este frente sigue típicamente una oscilación con frecuencias superiores a 1 MHz. Las componentes de la frecuencia dominante pueden alcanzar hasta varias decenas de MHz.

En las maniobras de seccionadores la amplitud de la VFFO depende de la construcción del seccionador y de la configuración de la subestación. En el caso más desfavorable, la amplitud máxima de la VFFO puede alcanzar 2.8 p.u.

3.4.6 Tensión soportada de coordinación

La determinación de las tensiones soportadas de coordinación consiste en determinar los valores más bajos de tensiones soportadas del aislamiento que cumple el criterio de comportamiento cuando se le somete a las sobretensiones representativas en condiciones de servicio.

Están en uso dos métodos para la coordinación del aislamiento a los transitorios de sobretensión: un método determinista y otro estadístico. Sin embargo, muchos de los procedimientos aplicados son una mezcla de ambos métodos. Por ejemplo, algunos factores empleados en el método determinista, han sido deducidos de consideraciones estadísticas o algunas variaciones estadísticas han sido despreciadas en los métodos estadísticos.

Método determinista

El método determinista se aplica normalmente cuando no se dispone de información obtenida de pruebas, de los posibles tasas de fallo del equipo que pueden esperarse en servicio.

Con el método determinista:

- cuando el aislamiento se caracteriza por su tensión soportada convencional prevista ($P_w = 100\%$), el valor de soportabilidad se selecciona igual a la tensión soportada de coordinación,

obtenida multiplicando la sobretensión representativa (un máximo previsto) por un factor de coordinación K_C , que tiene en cuenta los efectos de las incertidumbres en las hipótesis para estos dos valores (la tensión soportada prevista y la sobretensión representativa);

– cuando, del mismo modo que para aislamiento externo, el aislamiento se caracteriza por la tensión soportada estadística ($P_W = 90\%$), K_C debe tener en cuenta también la diferencia entre esta tensión y la tensión soportada prevista.

Con este método, no se hace referencia a las tasas de fallo posibles del equipo en servicio.

Ejemplos típicos son:

- coordinación de aislamientos internos contra sobretensiones de frente lento, cuando el aislamiento está protegido por pararrayos;
- protección con pararrayos contra sobretensiones causadas por rayo, en equipos conectados a líneas aéreas, para los que se dispone de experiencia con equipos similares.

Método estadístico

El método estadístico se basa en la frecuencia de ocurrencia de un origen específico, la distribución de probabilidad de sobretensión relativa a este origen y la probabilidad de descarga del aislamiento. Alternativamente, el riesgo de fallo puede ser determinado combinando sobretensión y cálculos de probabilidad de descarga simultáneamente, descarga por descarga, tomando en consideración la naturaleza estadística de las sobretensiones y descargas por procedimientos adecuados, por ejemplo, empleando los métodos de Monte Carlo.

Por repetición de los cálculos para distintos tipos de aislamientos y para diferentes estados de la red, puede obtenerse la proporción de fallos totales (tasa de indisponibilidad) del sistema debido a fallos del aislamiento.

Por tanto, la aplicación de la coordinación estadística del aislamiento aporta la posibilidad de estimar directamente la frecuencia de fallo como función de los factores seleccionados en el diseño del sistema. En principio, incluso la optimización del aislamiento sería posible, si los costes de los cortes pudieran relacionarse con los distintos tipos de fallos. En la práctica, esto es muy difícil, debido a la dificultad de evaluar las consecuencias de fallos uniformes del aislamiento en los distintos estados operativos de la red y debido a la incertidumbre del coste de la energía no suministrada. Por lo tanto, usualmente es mejor sobredimensionar ligeramente el aislamiento del sistema en lugar de optimizarlo. El diseño del aislamiento del sistema está basado en la comparación de riesgos, correspondiente a las diferentes alternativas de diseño.

3.4.6.1 Procedimientos a frecuencia industrial y sobretensión temporal

La tensión soportada de coordinación para la tensión permanente a frecuencia industrial es igual a la tensión más elevada fase-fase de la red y esta tensión, dividida por $\sqrt{3}$ para aislamientos fase-tierra (es decir igual al valor máximo previsto para las tensiones representativas, dado en el apartado 4.3.1) con una duración igual a la vida en servicio.

Con el método determinista, la tensión soportada de coordinación de corta duración, es igual a la sobretensión temporal representativa. Cuando se adopta un procedimiento estadístico y la sobretensión temporal representativa viene dada por una frecuencia de distribución característica amplitud/duración, el aislamiento que cumple el criterio de comportamiento debe determinarse, y la amplitud de la tensión soportada de coordinación será igual a la que corresponde a la duración de 1 min en la característica amplitud/duración de soportabilidad del aislamiento.

Contaminación

Cuando está presente la contaminación, la respuesta del aislamiento externo a las tensiones a frecuencia industrial, cobra importancia y puede dictar el diseño del aislamiento externo. El contorno del aislamiento ocurre generalmente cuando la superficie está contaminada y se humedece debido a llovizna, nieve, rocío o niebla sin un efecto de lavado significativo.

Se definen cinco clases de severidad característica del lugar, desde muy ligera a muy fuerte, de la siguiente manera:

- muy ligera
- ligera
- media
- fuerte
- muy fuerte

Los aisladores deben soportar continuamente la tensión máxima de la red en condiciones de contaminación con un riesgo aceptable de contorno. Las tensiones soportadas de coordinación se toman iguales a las sobretensiones representativas y el criterio de comportamiento se satisface eligiendo una clase adecuada de severidad del lugar. La tensión soportada de coordinación a frecuencia industrial de larga duración debe corresponder a la tensión más elevada de la red para aisladores fase-fase y este valor, dividido por $\sqrt{3}$ para aisladores fase-tierra.

3.4.6.2 Procedimientos para sobretensiones de frente lento

Método determinista

El método determinista involucra la determinación de las tensiones máximas que solicitan el equipo y por tanto la elección de la rigidez dieléctrica mínima de este equipo, con un margen que deberá cubrir las incertidumbres inherentes a la determinación de estos valores. La tensión soportada de coordinación, se obtiene multiplicando el valor máximo previsto de la sobretensión representativa correspondiente por el factor de coordinación determinista K_{cd} .

Para equipo protegido por DPS, la sobretensión máxima prevista es igual al nivel de protección a impulso tipo maniobra U_{ps} del pararrayos. Sin embargo, en tales casos, puede tener lugar una asimetría severa de la distribución estadística de las sobretensiones. Esta asimetría es tanto más pronunciada cuanto menor es el nivel de protección comparado con las amplitudes de las sobretensiones de frente lento previstas, de modo que pequeñas variaciones de la soportabilidad del aislamiento (o en el valor del nivel de protección del DPS) pueden tener un gran impacto en el riesgo de fallo. Para cubrir este efecto, se propone evaluar el factor de coordinación determinista K_{cd} dependiendo de la relación entre el nivel de protección a impulsos tipo maniobra del

pararrayos U_{ps} y el valor 2% de las sobretensiones previstas fase-tierra U_{e2} . La figura 33 establece esta dependencia.

Para equipo no protegido por pararrayos, la sobretensión máxima prevista es igual al valor de truncamiento (U_{et} o U_{pt}) y el factor de coordinación determinista es $K_{cd}=1$

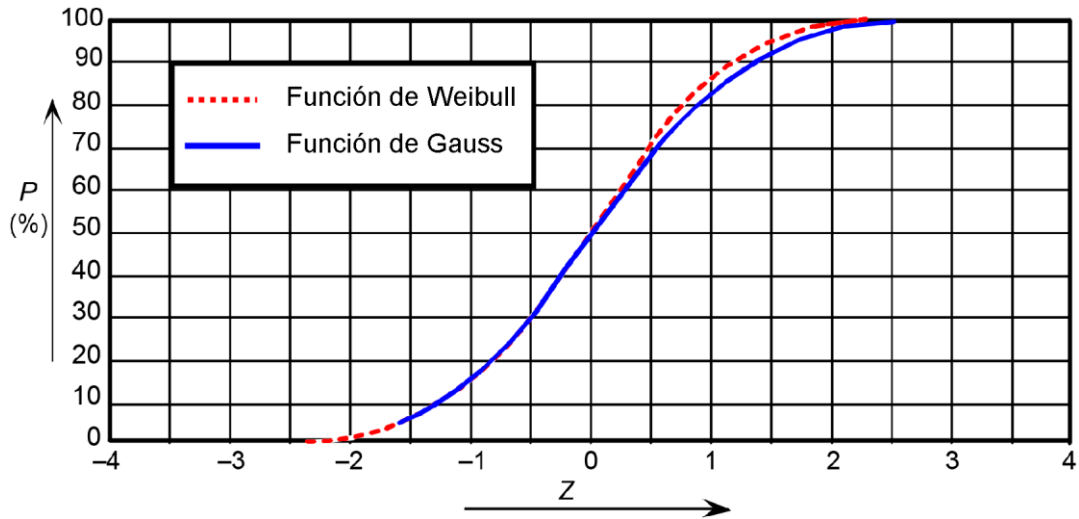


Figura 33. Probabilidad de descarga disruptiva del aislamiento autorregenerable, representado en escala lineal. [12]

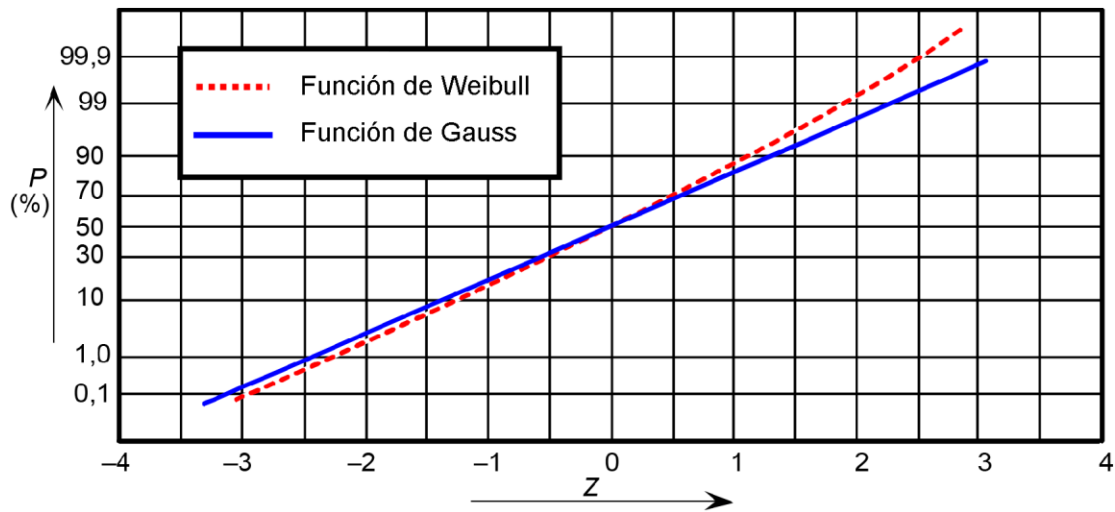
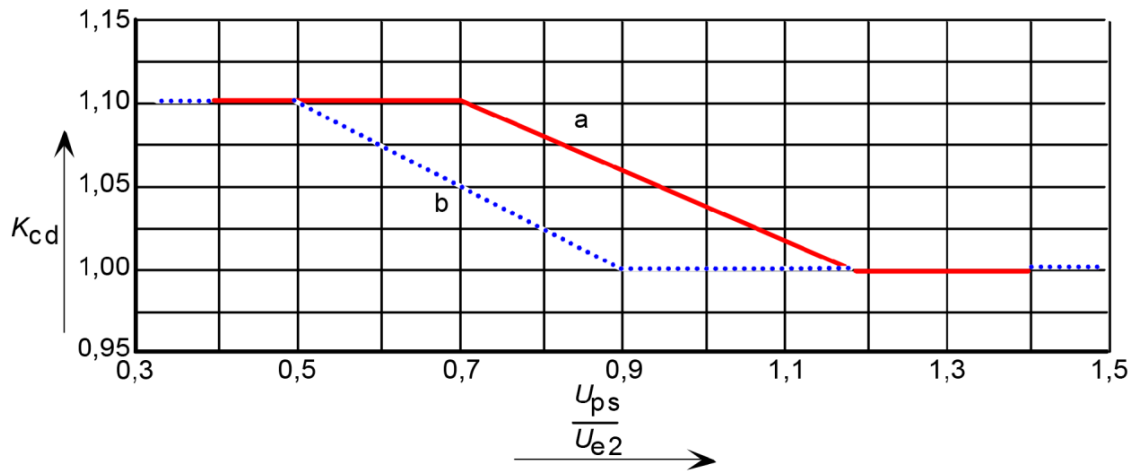


Figura 34. Probabilidad de descarga disruptiva del aislamiento autorregenerable, representado en escala gaussiana [12]



Leyenda

- a factor de coordinación aplicado a nivel de protección del pararrayos, para obtener la tensión soportada de coordinación fase-tierra (también aplicable al aislamiento longitudinal);
- b factor de coordinación aplicado al doble del nivel de protección del pararrayos, para obtener la tensión soportada de coordinación fase-fase.

Figura 35. Evaluación del factor de coordinación determinista K_{cd} [12]

3.4.6.3 Procedimiento para sobretensiones de frente rápido

Método determinista

Para las sobretensiones de rayo de frente rápido, se aplica un factor de coordinación determinista $K_{cd} = 1$ a los valores máximos previstos de las sobretensiones. Ello se debe a que para las sobretensiones de rayo, la sobretensión representativa ya incluye los efectos probabilísticos. Para las sobretensiones de maniobra de frente rápido, se aplican las mismas relaciones que para las sobretensiones de frente lento.

Método estadístico

El método estadístico recomendado en esta guía se basa en la distribución de probabilidad de las sobretensiones de rayo representativas (véase IEC 60071-1 anexo E). Dado que la distribución de frecuencias de las sobretensiones se obtiene dividiendo su tasa de retorno por el número total de sobretensiones y que la densidad de probabilidad $f(U)$ es la derivada del resultado, el riesgo de fallo se calcula por los procedimientos indicados posteriormente. La tasa de fallo del aislamiento es igual al riesgo de fallo multiplicado por el número total de sobretensiones de rayo.

Para el aislamiento interno la tensión soportada prevista tiene una probabilidad de soportabilidad del 100% (véase la definición 3.23 de la Norma IEC 60071-1:2006). La probabilidad de soportabilidad a tensiones superiores se supone del 0%. Esto supone que la tensión soportada de coordinación es igual a la amplitud de la sobretensión de rayo representativa con una tasa de retorno igual a la tasa de fallo aceptable considerada.

Para el aislamiento externo la desviación típica de la probabilidad de descarga es generalmente pequeña comparada con la dispersión de las sobretensiones. Para simplificar, se puede despreciar y aplicar la misma fórmula que para el aislamiento interno.

3.4.7 Tensión soportada especificada

La tensión soportada especificada se determina teniendo en cuenta todos los factores que pueden reducir el aislamiento en servicio de forma que se mantenga la tensión soportada de coordinación durante toda la vida del material en el lugar donde esté instalado. Para conseguirlo deben considerarse dos tipos principales de factores de corrección:

- Factor de corrección asociado a las condiciones atmosféricas.
- Factores de corrección (coeficientes de seguridad) que tengan en cuenta las diferencias entre las condiciones reales en servicio del aislamiento y las de los pruebas normalizados de tensión soportada.

Corrección atmosférica

Las reglas para la corrección atmosférica de las tensiones soportadas del aislamiento externo se basan en medidas a altitudes de hasta 2,000 m (IEC 60060-1) y su aplicación a altitudes superiores debe hacerse con precaución. Para efectos de la coordinación de aislamiento son de aplicación las siguientes recomendaciones adicionales:

- a) para distancias en el aire y aislamientos limpios, debe aplicarse la corrección a las tensiones soportadas a impulso tipo rayo y tipo maniobra. Para aisladores que requieren una prueba de contaminación, es también necesaria una corrección de la tensión soportada de larga duración a frecuencia industrial;
- b) para la determinación del factor de corrección atmosférico, puede considerarse que los factores de corrección de la temperatura y de la humedad ambientes tienden a anularse mutuamente. Por consiguiente, sólo es necesario tener en cuenta la presión atmosférica correspondiente a la altitud del lugar para los aislamientos en seco y bajo lluvia.

Corrección de altitud

El factor de corrección K_a se basa en la dependencia de la presión atmosférica respecto de la altitud tal como se indica en la Norma ISO 2533:1975. La tensión soportada de coordinación U_{cw} se ha de multiplicar por K_a para el cálculo de la tensión soportada requerida U_{rw}

El factor de corrección puede calcularse a partir de:

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

Donde:

H : es la altitud sobre el nivel del mar (en metros);

m es lo siguiente:

$m = 10$ para las tensiones soportadas de coordinación a impulsos tipo rayo;

m de acuerdo con la figura 36 para las tensiones soportadas de coordinación a impulsos tipo maniobra;

$m = 10$ para tensiones soportadas a frecuencia industrial de corta duración de las distancias en el aire y de aisladores limpios.

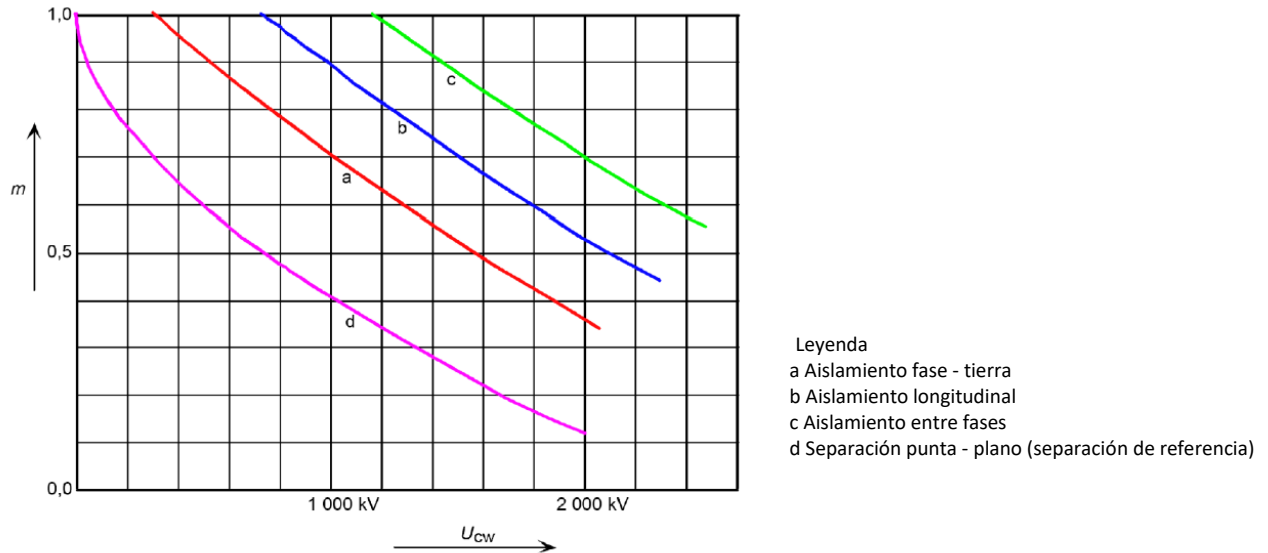


Figura 36. Relación entre el exponente m y la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo maniobra [12]

Factores de seguridad

En la Norma IEC 60505-2011 se indican los principales factores de influencia y los modos de funcionamiento asociados para aislamientos eléctricos. Condiciones térmicas, eléctricas, ambientales, mecánicas.

Los factores a aplicar compensan:

- las diferencias en el montaje de los equipos;
- la dispersión de la calidad del producto;
- la calidad de la instalación;
- el envejecimiento del aislamiento durante la duración de vida prevista
- otros factores de influencia desconocidos.

El peso relativo de estos factores y modos de funcionamiento puede variar para los diferentes tipos de equipo.

Envejecimiento

El aislamiento eléctrico de todos los equipos envejece en servicio debido a las condiciones térmicas, eléctricas, químicas o mecánicas o a alguna combinación de ellas.

A los efectos de la coordinación de aislamiento, se considera que el aislamiento externo no envejece.

Dispersión de fabricación y montaje

Las tensiones soportadas asignadas se verifican por medio de una prueba de tipo, a menudo efectuado sobre una parte representativa de un conjunto o por una prueba aplicado solamente a una parte del sistema de aislamiento.

A los efectos de la coordinación de aislamiento, esta dispersión es despreciable para los equipos completamente montados en fábrica.

Factores de seguridad recomendados (K_s)

Si los fabricantes del equipo afectado no especifican otra cosa, conviene aplicar los siguientes factores de seguridad:

- para el aislamiento interno $K_s = 1.15$;
- para el aislamiento externo $K_s = 1.05$.

3.4.8 Tensión soportada normalizada

Las tablas 2 y 3 de las Norma IEC 60071-1:2006 especifica respectivamente las tensiones soportadas normalizadas U_w para las gamas I y II. En ambas tablas, las tensiones soportadas normalizadas están agrupadas en niveles de aislamiento normalizados asociados a los valores de la tensión más elevada para el material U_m . En la gama I, las tensiones soportadas normalizadas incluyen la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial y la tensión soportada a impulso tipo rayo. En la gama II las tensiones soportadas normalizadas incluyen la tensión soportada a impulso tipo maniobra y la tensión soportada a impulso tipo rayo.

Tensión soportada a impulso tipo maniobra normalizada

En la tabla 3 de las Normas IEC 60071-1:2006 e IEC 60071-1:2006/AMD1:2010, las tensiones soportadas normalizadas a impulso tipo maniobra asociadas a un valor dado de la tensión más elevada para el material se han escogido teniendo en cuenta los puntos siguientes:

- a) para el equipo protegido contra sobretensiones de maniobra por medio de DPS:
 - Los valores previstos de las sobretensiones temporales
 - Las características de los DPS actualmente disponibles
 - Los factores de coordinación y de seguridad entre el nivel de protección del DPS y la tensión soportada a impulso tipo maniobra del equipo.
- b) para el equipo no protegido contra sobretensiones de maniobra por medio de DPS:
 - El riesgo aceptable de descargas disruptivas considerando el rango previsible de sobretensiones en el emplazamiento del equipo.
 - El nivel de limitación de sobretensiones económicamente razonable y que pueda obtenerse con una selección cuidadosa de los aparatos de maniobra y un diseño minucioso del sistema.

Tensión soportada a impulso tipo rayo normalizado

En la tabla 3 de las Normas IEC 60071-1:2006 e IEC 60071-1:2006/AMD1:2010 las tensiones soportadas a impulsos tipo rayo asociadas a un valor dado de la tensión soportada a impulso tipo maniobra normalizado se han escogido teniendo en cuenta los puntos siguientes:

- a) Para el material protegido por pararrayos se pueden aplicar los valores bajos de la tensión soportada a impulso tipo rayo.
- b) Para el material no protegido (o no protegido eficazmente) por medio de pararrayos, sólo deben usarse los valores más altos de las tensiones soportadas a impulso tipo rayo.
- c) En unos pocos casos extremos, conviene tomar un valor más alto para la tensión soportada a impulso tipo rayo.

En la gama I, conviene que la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial o la tensión soportada a impulsos tipo rayo normalizada cubran las tensiones soportadas especificadas a impulso tipo maniobra entre fase y tierra, entre fases y longitudinal.

Para cumplir estos requisitos generales conviene convertir, utilizando los factores de conversión de prueba, las tensiones soportadas especificadas en formas de tensión para las que están especificadas tensiones soportadas normalizadas.

Factores de conversión de prueba

Gama I

Si no se dispone de los factores adecuados (o especificados por el fabricante), la tabla 12 da los factores de conversión de prueba a aplicar a las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra especificadas. Estos factores se aplican tanto a las tensiones soportadas especificadas entre fase y tierra como a la suma de las tensiones soportadas de los componentes entre fases y longitudinales.

Tabla 12. Factores de conversión de prueba para la gama I para convertir las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra especificadas en tensiones soportadas a impulso tipo rayo y a frecuencia industrial de corta duración [12]

Aislamiento	Tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración ^a	Tensión soportada a impulso tipo rayo
Aislamiento externo		
– distancias en el aire y aisladores limpios, en seco:		
• fase-tierra	$0,6 + U_{rw}/8\ 500$	$1,05 + U_{rw}/6\ 000$
• fase-fase	$0,6 + U_{rw}/12\ 700$	$1,05 + U_{rw}/9\ 000$
– aisladores limpios, bajo lluvia	0,6	1
Aislamiento interno		
– GIS	0,7	1,
– aislamiento sumergido en un líquido	0,5	1,
– aislamiento sólido	0,5	1,
<i>U_{rw} es la tensión soportada a impulso tipo maniobra especificada en kV.</i>		
<i>a Los factores de conversión de prueba incluyen un factor de 1/2 para convertir los valores de prueba en valores eficaces</i>		

Gama II

Si no se dispone de los valores adecuados (o especificados por los comités de producto interesados), la tabla 13 da los factores de conversión aplicables a la tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración especificada para obtener la tensión soportada a impulso tipo maniobra. Estos factores también son aplicables al aislamiento longitudinal.

Tabla 13. Factores de conversión de prueba para la gama II, para convertir las tensiones soportadas a frecuencia industrial de corta duración especificadas en tensiones soportadas a impulso tipo maniobra [12]

Aislamiento	Tensión soportada a
Aislamiento externo	
- distancias en el aire y aisladores limpios, en seco	1,4
- aislamientos limpios, bajo lluvia	1,7
Aislamiento interno	
- GIS	1,6
- aislamiento sumergido en un líquido	2,3
- aislamiento sólido	2,0
NOTA Los factores de conversión de prueba incluyen un factor de $\sqrt{2}$ para convertir los valores eficaces en valores de cresta.	

CAPITULO IV: RESULTADOS DE LA INVESTIGACION

4.1 Caso de estudio: Subestación San Marcos 12.5MVA 46/23 kV



*Figura 37. Subestación de Distribución San Marcos: capacidad 40MVA - 46/23 kV
[Nota. Foto tomada en octubre 2023]*

4.1.1 Diagrama Unifilar de la SUBESTACION

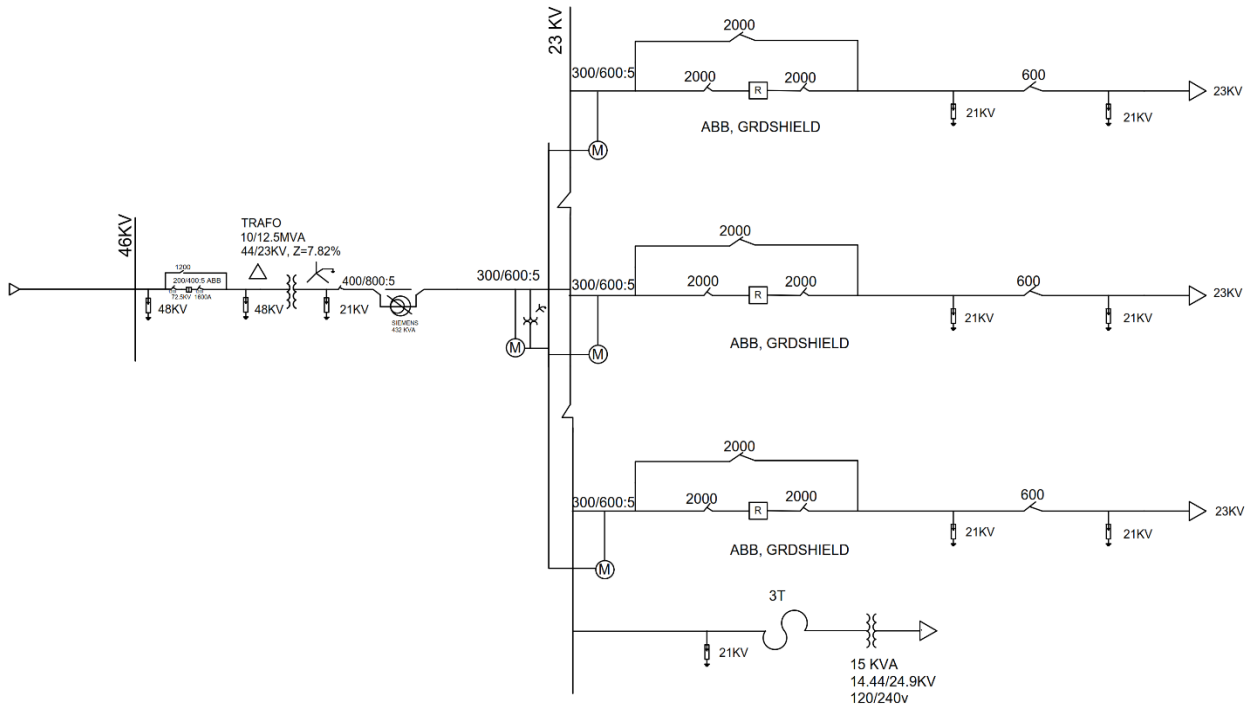


Figura 38. Diagrama Unifilar de la Subestación San Marcos

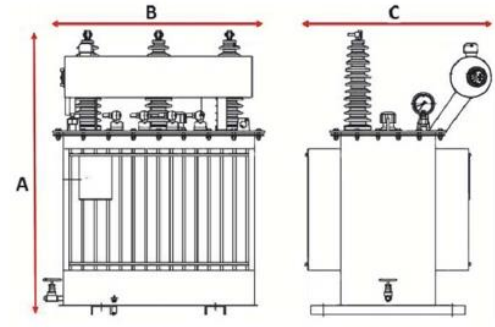
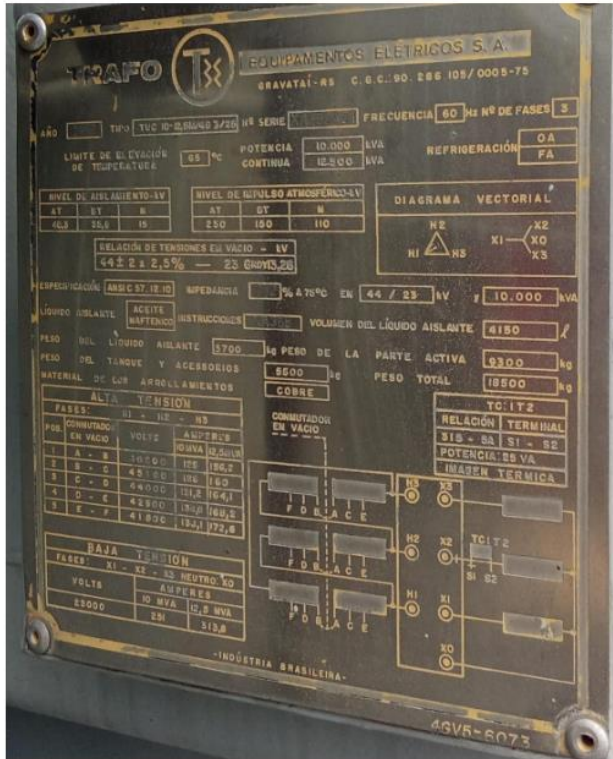


Figura 39. Ubicación del sitio de la subestación
[Nota. Imagen obtenida por Google maps]

4.1.2 Especificación de componentes de la subestación.

A continuación, se describen cada uno de los elementos que conforma la subestación de Estudio.

Transformador de potencia.



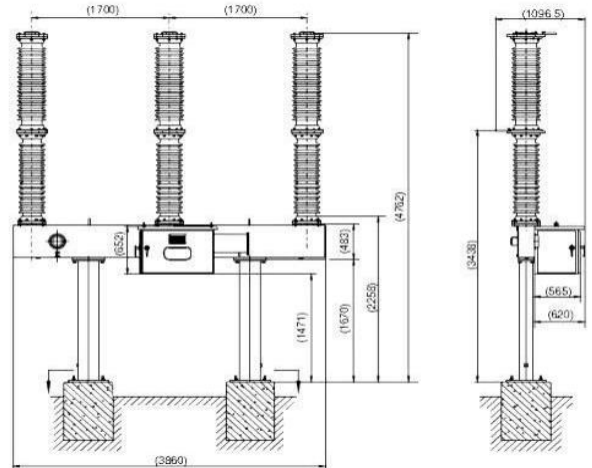
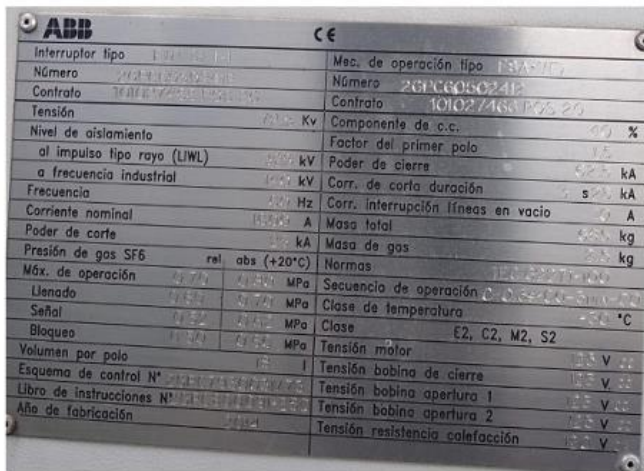
Dimensiones en mm de transformador de potencia

POTENCIA KVA	A (mm)	B (mm)	C (mm)	PESO (Kg)
15	970	620	330	220
25	980	650	340	260
37,5	1000	750	480	300
50	1010	820	590	340
75	1070	820	610	420
100	1120	850	630	490
125	1130	900	650	550
160	1170	1000	750	610
200	1200	1050	790	750
250	1260	1100	820	890
315	1280	1120	850	985
400	1320	1180	870	1400
500	1370	1360	910	1640
630	1410	1420	940	1760
800	1460	1490	970	2250
1000	1820	1866	1050	2800

Figura 40. Datos de placa de Transformador de potencia

Tabla 14. Datos de potencia, dimensiones y peso

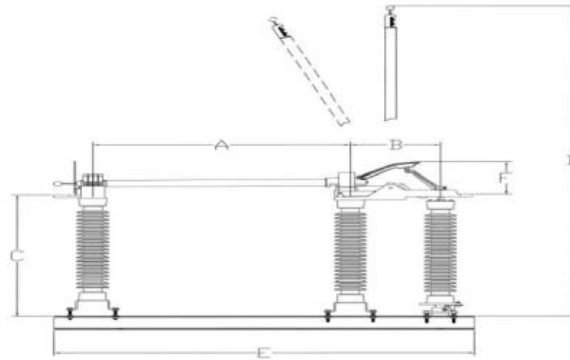
Interruptor de potencia



Dimensiones del interruptor Tanque vivo en mm

Figura 41. Datos de placa de Interruptor Tanque vivo.

Seccionador tripolar



A	B	C	D	E	F
762	533	714	2019	1575	368

Figura 42. Dimensiones en mm de seccionador tripolar

Seccionador (lado primario)		Seccionador (lado secundario)	
Voltaje nominal 48.3 kV IEEE std C.37.32-2002	tabla 1	Voltaje nominal 27 kV	IEEE std C.37.32-2002 tabla 1
Corriente nominal 1200 A IEEE std C.37.32-2002	tabla 3	Corriente nominal 2000 A	IEEE std C.37.32-2002 tabla 3
Corriente de cortocircuito 38 kA IEEE std C.37.32-2002	tabla 3	Corriente de cortocircuito 44 kA	IEEE std C.37.32-2002 tabla 3
Nivel de aislamiento 250 kV IEEE std C.37.32-2002	tabla 1	Nivel de aislamiento 150 kV	IEEE std C.37.32-2002 tabla 1
Tipo Tripolar motorizado		Tipo Tripolar motorizado	
Tipo de apertura Vertical/Horizontal		Tipo de apertura Vertical/Horizontal	
Nivel sísmico Alto		Nivel sísmico Alto	

Tabla 15. Especificaciones del primario y secundario del Interruptor de potencia

5.4 Aisladores

Aislador de soporte	
Clase	TR-216
Distancias críticas (mm)	
Distancia de fuga	1829
Valores mecánicos (kN)	
Resistencia al cantiliver	7
Resistencia a la tensión	71.2
Resistencia a la torsión (in-lb)	15000
Resistencia a la compresión	111
Valores eléctricos (kV)	
Voltaje típico de aplicación	69
Flameo de impulso crítico positivo	390
Voltaje soportado a frecuencia industrial 10 s	145
Impulso soportado (BIL)	350
Radio influencia	
Voltaje de prueba RMS a tierra (kV)	44
RIV máximo a 1000 kHz (µV)	200
Norma IEEE C29.9-1983	tabla 1

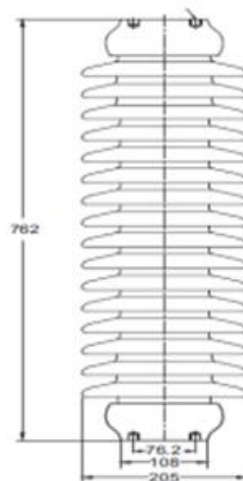
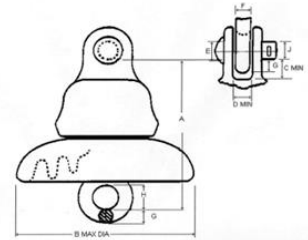


Tabla 16. Especificación de Aislador de Soporte

5.5.2 Aislador de suspensión.

CLASE ANSI	52 - 1	52 - 4
DIMENSIONES		
Tipo de acoplamiento	Clevis	Clevis
Distancia de arqueo pulg. (m)	7 (0.1778)	11 ½ (0.2921)
Tamaño de la unidad "A" pulg. (m)	5½ (0.1397)	5 ¾ (0.1460)
Diámetro de la campana "B" pulg. (m)	6½ (0.1651)	10 ¾ (0.2730)
Casquete del clevis "C" pulg. (m)	11/16 (0.0175)	11/16 (0.0175)
Casquete del clevis "D" pulg. (m)	11/16 (0.0175)	11/16 (0.0175)
Casquete del clevis "E" pulg. (m)	11/16 (0.0175)	11/16 (0.0175)
Argolla "F" pulg. (m)	½ (0.0127)	½ (0.0127)
Argolla "G" pulg. (m)	½ (0.0127)	17/32 (0.0135)
Argolla "H" pulg. (m)	7/8 (0.0222)	11/16 (0.0175)
Perno pasador "J" pulg. (m)	5/8 (0.0158)	5/8 (0.0158)
DATOS MECANICOS		
Resistencia electromecánica combinada, Libras (kN)	10000 (44)	15000 (67)
Resistencia al impacto, Lb-pulg (N-m)	45 (5.0)	55 (6.0)
Carga máxima de trabajo, Libras (kN)	5000 (22)	7500 (33)
DATOS ELECTRICOS		
Flameo a baja frecuencia en seco, kV	60	80
Flameo a baja frecuencia en húmedo, kV	30	50
Flameo a impulso crítico, positivo, kV	100	125
Flameo a impulso crítico, negativo, kV	100	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia, kV	80	110
DATOS DE VOLTAJE DE RADIO INTERFERENCIA (VRI)		
Voltaje de prueba, rms a tierra, kV	7.5	10
Máximo VRI a 1000 kHz, µV	5.0	50

Fuente: ANSI C29.2 - 1992



Dimensiones del Aislador de Suspensión Tipo Clevis ANSI 52-1 en mm.

Tabla 17. Especificación de Aislador de Suspensión

5.6 Descargador de sobretensión (Pararrayo)

Descargador (lado primario)	
Tensión nominal	60 kV IEEE std C62.11-1999 tabla 4
Tensión de prueba a 60 Hz	120 Kv
BIL	250 k
MCOV	48 kV IEEE std C62.11-1999 tabla 1
Tipo	Oxido metálico
Clase	Subestación

Tabla 18. Especificación del descargador lado primario

Descargador (lado secundario)	
Tensión nominal	24 kV IEEE std C62.11-1999 tabla 4
Tensión de prueba a 60 Hz	70 Kv
BIL	150 kv
MCOV	19.5 kV IEEE std C62.11-1999 tabla 1
Tipo	Oxido metálico
Clase	Subestación

Tabla 19. Especificación del descargador lado secundario

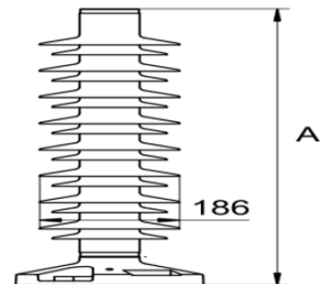
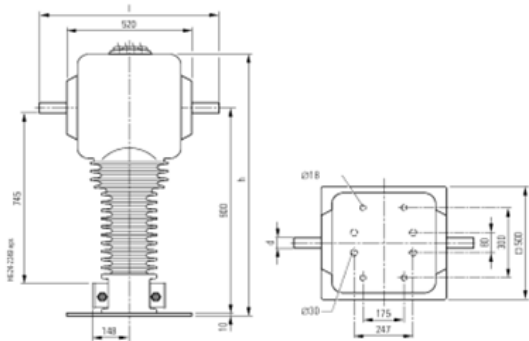


Fig. 5-8. Dimensiones del descargador de óxido de zinc.

Tensión nominal (kV), rms	A (mm)
18-27	493
42-60	641

Transformadores de instrumentación

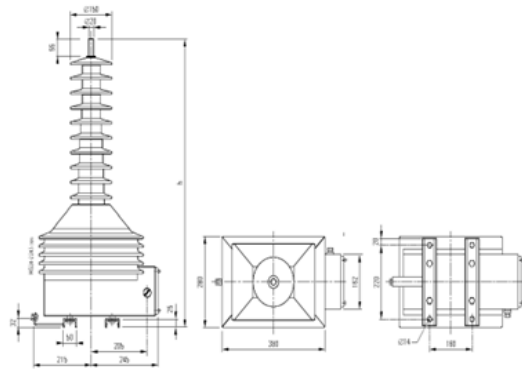


Dimensiones de un transformador de corriente.

Transformador de corriente del primario del transformador	
RTC	1200:5
Clase	C200
Potencia	3.12 VA
Burden	0.125 Ω
Tipo de instalación	Intemperie
Tipo aislamiento	Porcelana y aceite dieléctrico
Nivel de voltaje	46 kV

Transformador de corriente del secundario del transformador	
RTC	2000:5
Clase	C200
Potencia	3.12 VA
Burden	0.125 Ω
Tipo de instalación	Intemperie
Tipo aislamiento	Porcelana y aceite dieléctrico
Nivel de voltaje	23 kV

Tabla 20. Especificación del descargador lado secundario



Dimensiones del transformador de potencial

Transformador de Potencial primario	
RPT	46000:120
Potencia	3.12 VA
Burden	0.125 Ω
Tipo de instalación	Intemperie
Tipo aislamiento	Porcelana y aceite dieléctrico
Precisión	0.3 VA

Transformador de Potencial Secundario	
RPT	25000:120
Potencia	3.12 VA
Burden	0.125 Ω
Tipo de instalación	Intemperie
Tipo aislamiento	Porcelana y aceite dieléctrico
Precisión	0.3 VA

Tabla 21. Especificación de TP lado primario y secundario

Regulador de Voltaje

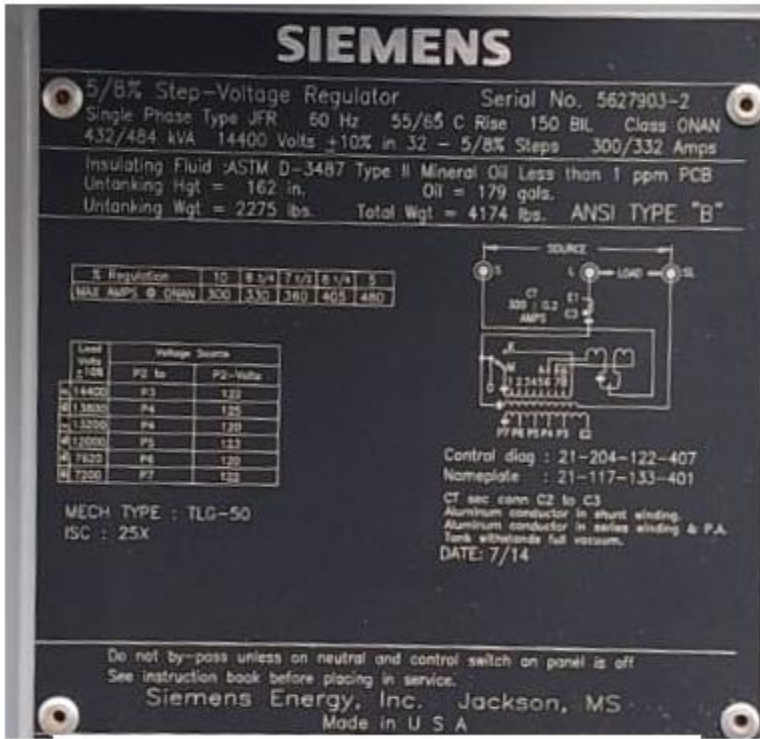


Figura 43. Datos de placa de Regulador de voltaje escalonado

Recloser

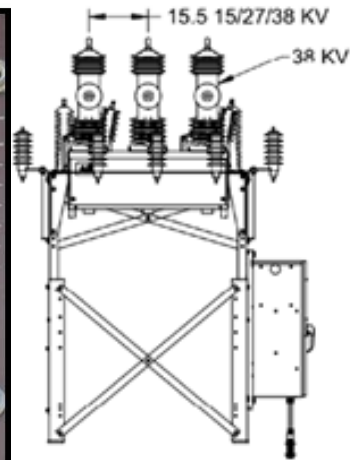
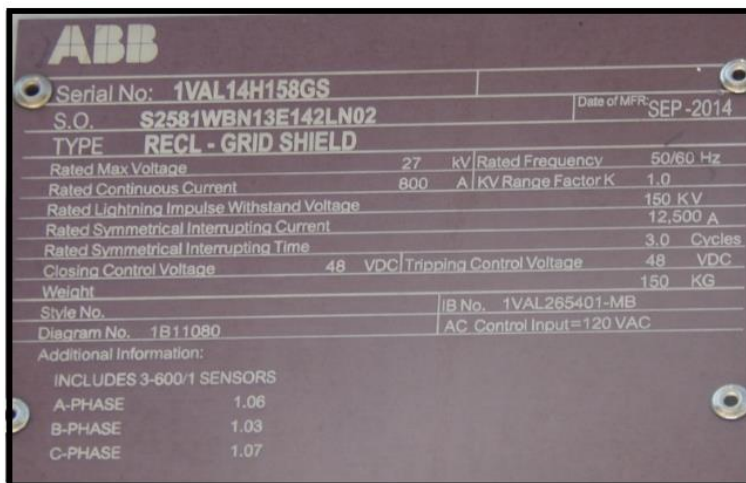
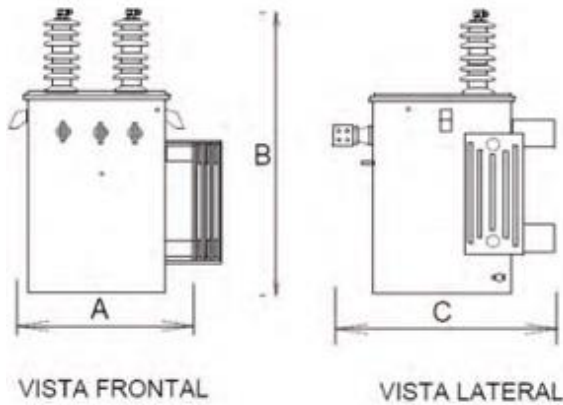


Figura 44. Datos de placa de Recloser a 23kV.

Especificación del Transformador de Distribución.



Transformador de Distribución 1Ø
Voltaje Primario 14.44/24.9 kv
Voltaje Secundario 120/240 V.
BIL Primario/Secundario 95/30 kv
Potencia Nominal 15 kva
Tipo de Enfriamiento ONAN (Refrigeración Natural)
Frecuencia 60 Hz.
Fase 1
Aislante Aceite Mineral
Volumen del Aceite 45L.
Peso Aproximado 146 kg.
Temperatura (aumento) 65°C
Nivel de Contaminación Medio
Nivel Aislante 17.5kv

Tabla 22. Especificación de transformador monofásico

Cable Semi-Aislado.

VALORES NOMINALES	
Rango de fabricación:	De 53.48 mm ² a 170.5 mm ² (1/0 AWG a 336.4 kCM)
<p>Condiciones ambientales:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Altura sobre el nivel del mar: 2640 m - Humedad relativa: 90% - Temperatura ambiente máxima: 40 °C - Temperatura ambiente mínima: -5 °C - Temperatura máxima de operación: 90°C. - Tolerancia en la longitud de ± 5%. 	

4.1.3 Evaluación del blindaje

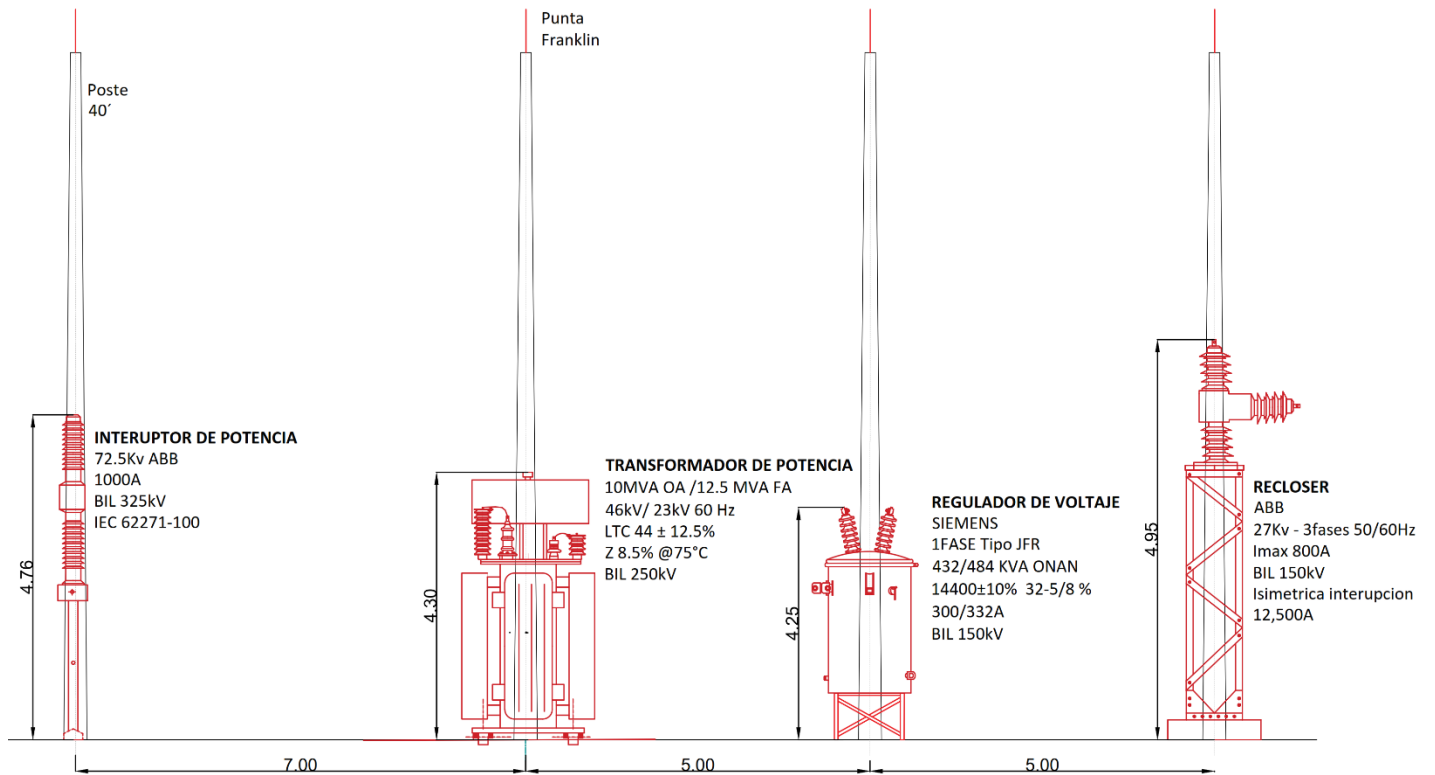


Figura 45. Vista de perfil de la Subestación San Marcos 46kV/23kV.
[Fuente: Elaboración propia]

Método de ángulos fijos

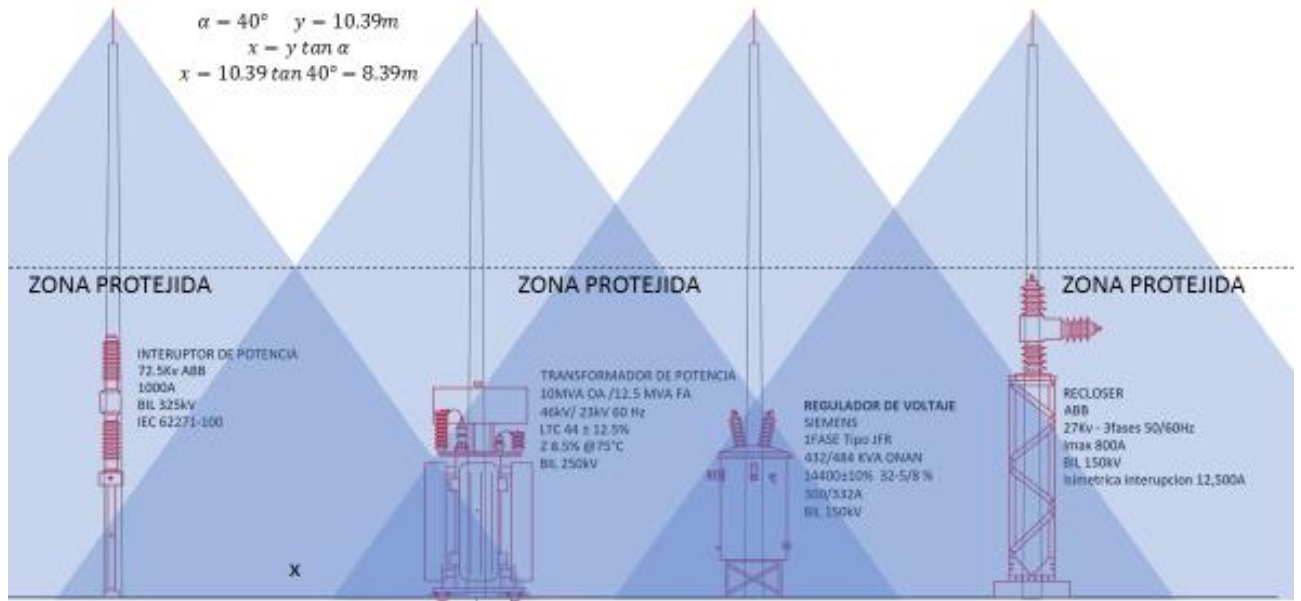


Figura 46. Blindaje de la Subestación con ángulo fijo $\alpha=40^\circ$
[Fuente: Elaboración propia]

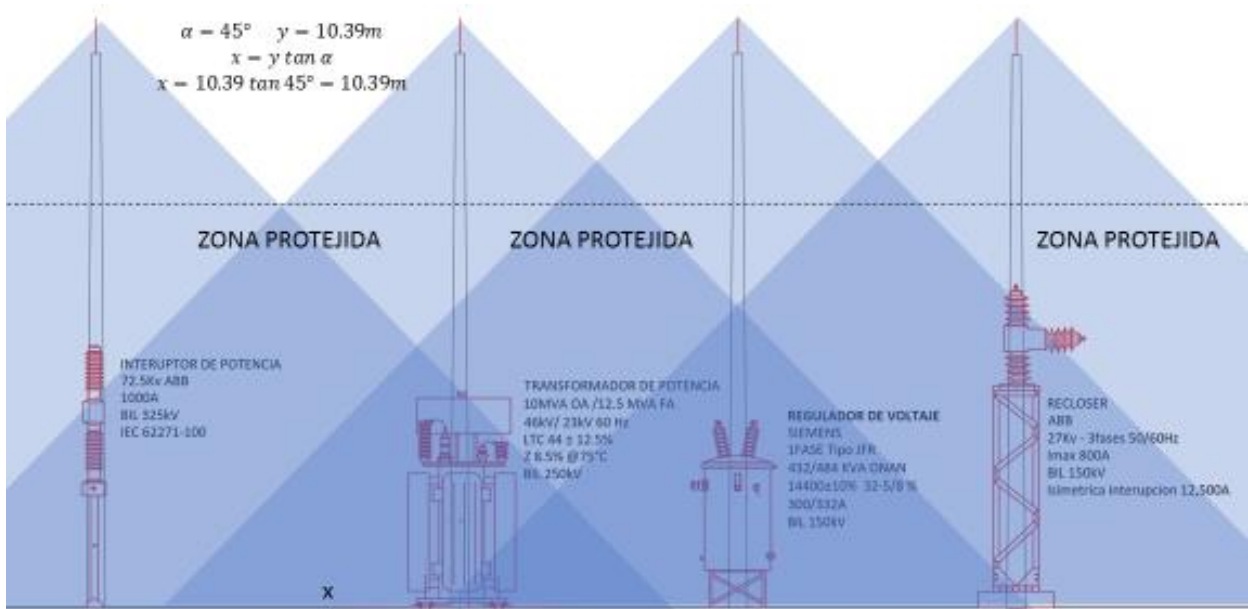


Figura 47. Blindaje de la Subestación con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$
 [Fuente: Elaboración propia]

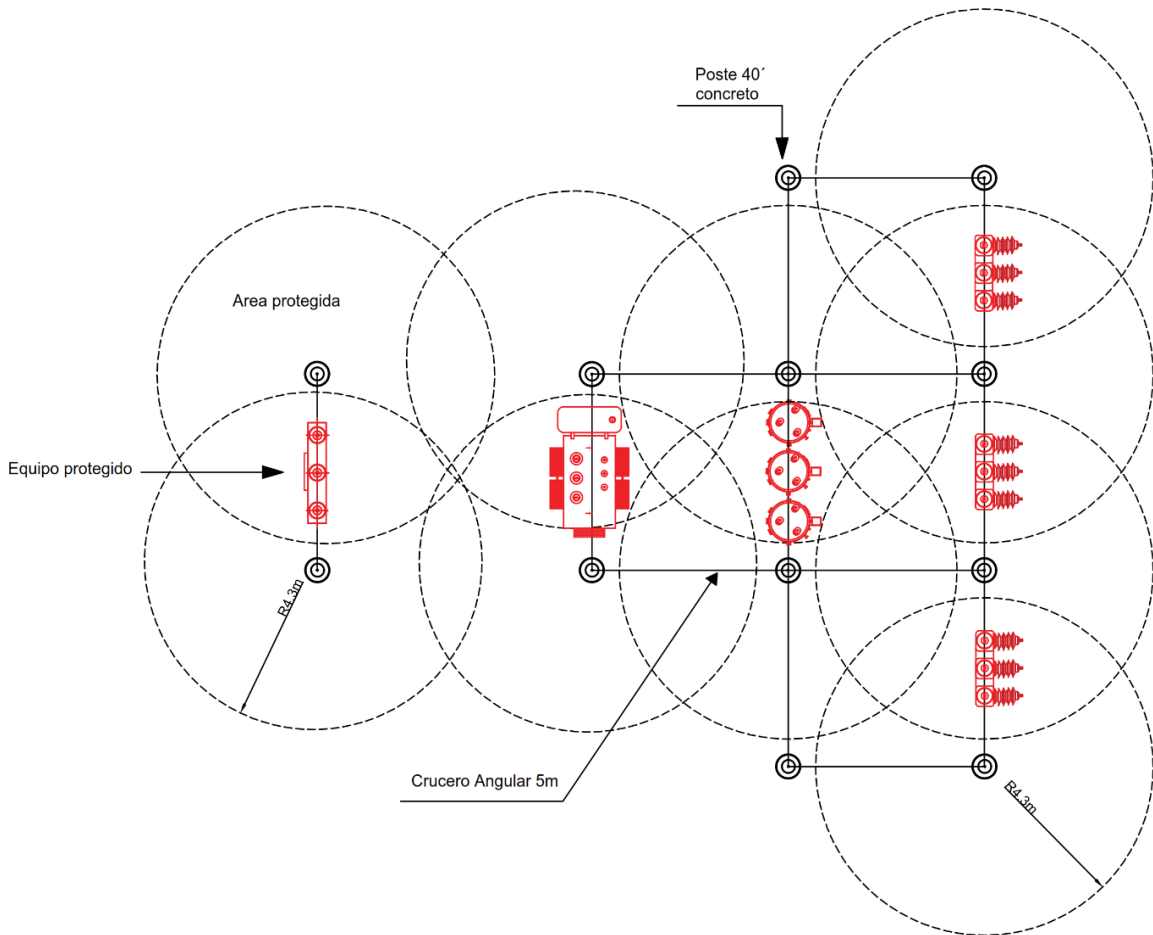


Figura 48. Vista de planta del Blindaje con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$
 [Fuente: Elaboración propia]

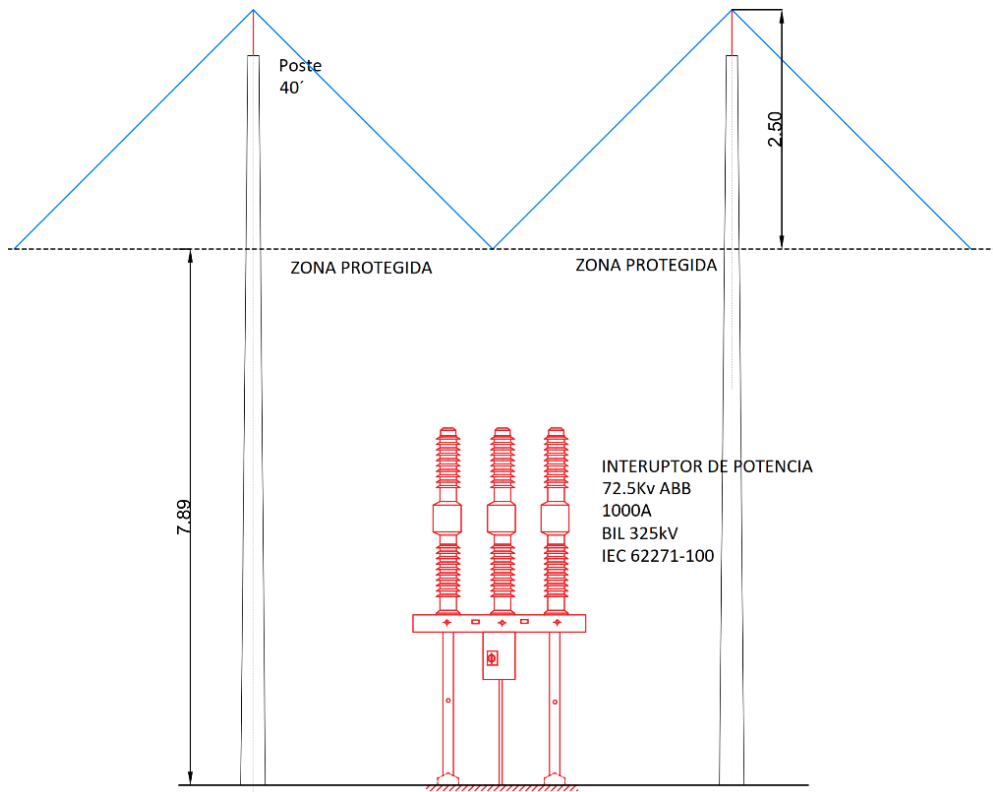


Figura 49. Interruptor de potencia, vista frontal con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$
[Fuente: Elaboración propia]

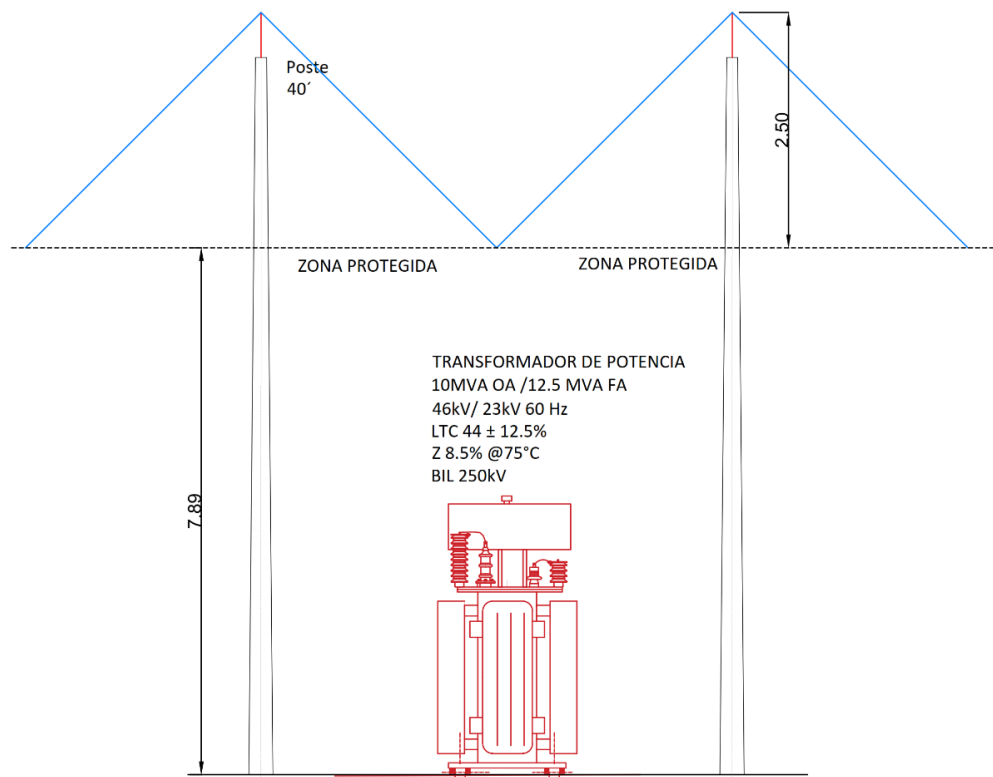


Figura 50. Transformador de Potencia, vista frontal con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$
[Fuente: Elaboración propia]

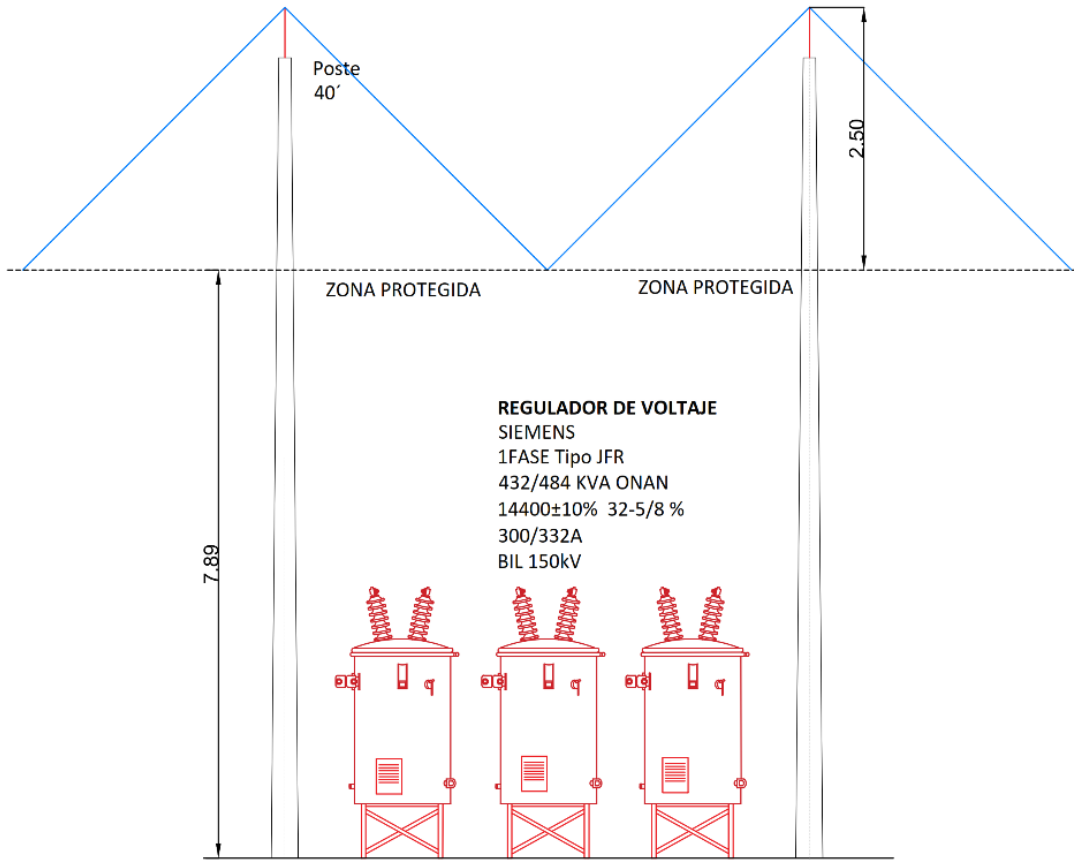


Figura 51. Regulador de Tensión, vista frontal con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$
 [Fuente: Elaboración propia]

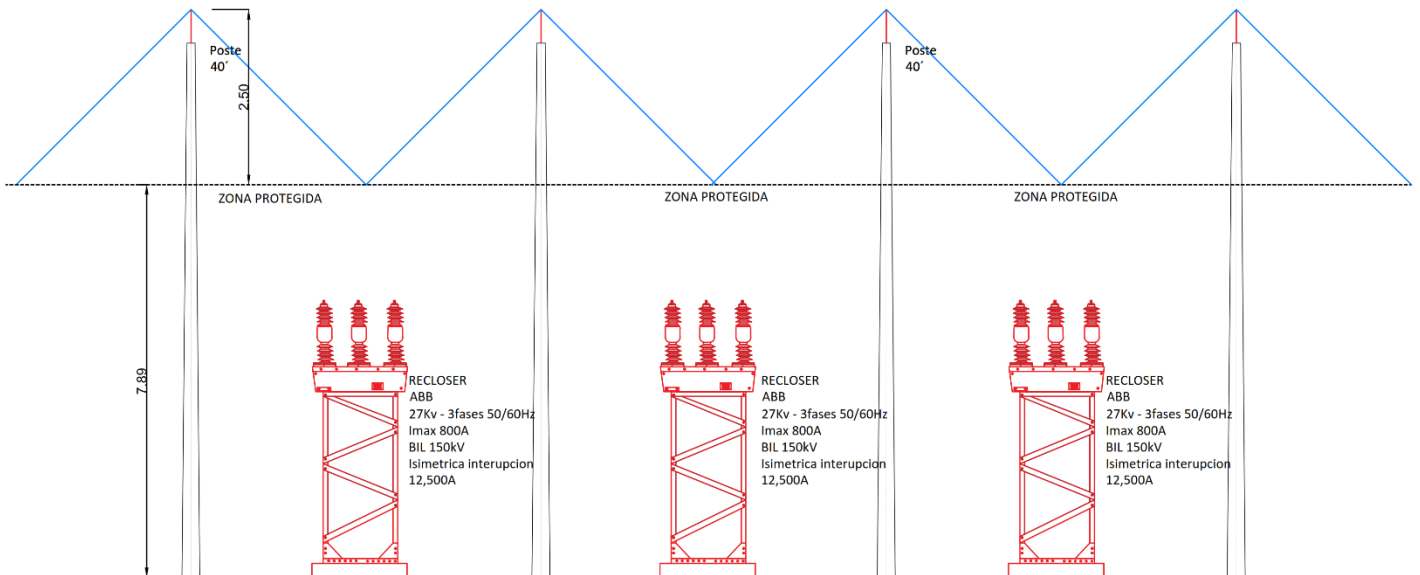
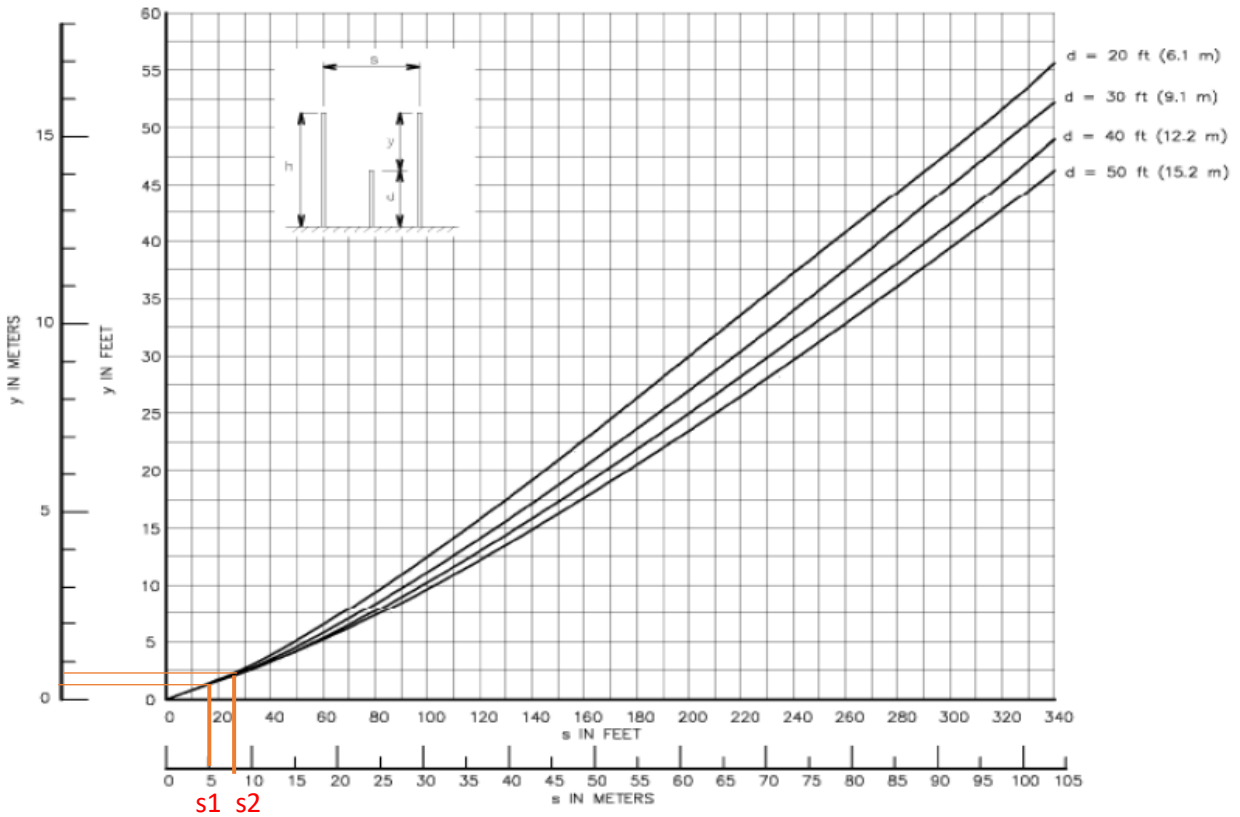


Figura 52. Recloser, vista frontal con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$

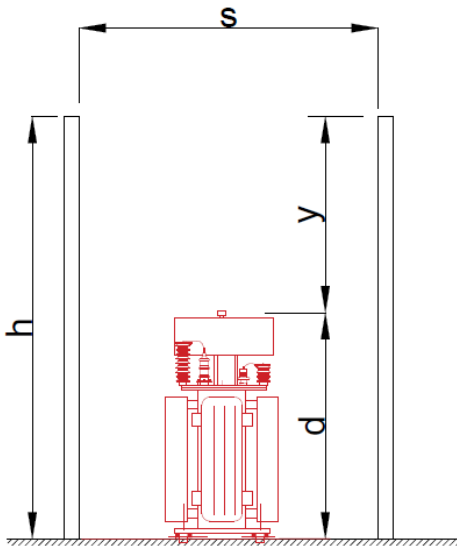
[Fuente: Elaboración propia]

Diseño del Blindaje mediante curvas empíricas

Para el Blindaje de la Subestación se utilizará la curva empírica de la figura 24 mostrada a continuación. Donde “y” representa la altura del mástil sobre el objeto protegido, “s” separación horizontal y “d” altura del objeto protegido



Resultados obtenidos:



La gráfica anterior se evalúa la misma curva para dos separaciones s_1 y s_2 , debido a que en la subestación existe ambos casos; 7.0m para la separación desde el primer elemento (interruptor) hasta el segundo elemento (Transformador) y 5.0m para la separación entre el segundo y tercer equipo, etc. como se muestra la distribución de los equipos de la subestación en la figura 53.

$$d_1 = 6.1m$$

$$d_2 = 6.1m$$

$$s_1 = 5.0m$$

$$s_2 = 7.0m$$

$$y_1 = 0.2m$$

$$y_2 = 0.4m$$

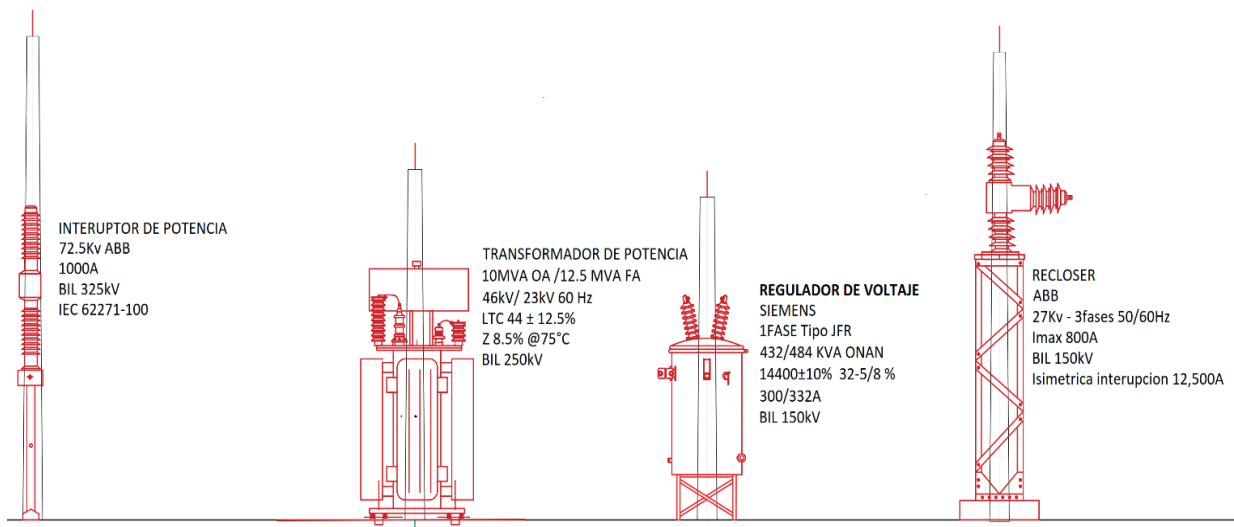


Figura 53. Blindaje mínimo de la Subestación utilizando la curva empírica de la figura 24 Dos mástiles que protegen un solo objeto, con superposición: exposición al 0.1%.

[Fuente: Elaboración propia]

Del método de las curvas empíricas se obtienen las alturas mínimas que debe tener el mástil de protección para brindar la cobertura suficiente del equipo ante descargas de rayo como se muestra en la figura 53 En la práctica se prefiere mantener una sola altura del mástil sobre los equipos y mayor que del obtenido utilizando cualquier método, como se observa en el diseño actual de la subestación.

Blindaje mediante el método de la Esfera rodante

En la Tabla 23 se muestran los datos generales de la subestación para realizar el diseño de Blindaje utilizando el modelo electrogeométrico de la esfera rodante.

Tabla 23. Datos de Subestación San Marcos

Capacidad	12.5 MVA
Tensión nominal del Sistema (Primario)	46 kV
BIL	250 kV
Altura del bus de 46kv, A	5.7m
altura del conductor, h	4.6m
radio metálico del conductor, r	0.04 m

Con los datos de la tabla anterior se procede a calcular lo siguiente:

- Radio corona para un conductor por fase:

$$R_c \times \ln\left(\frac{2xh}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_0} = 0 \quad E_0 = 1500 \text{ kV/m} \quad V_c = BIL$$

$$R_c \ln\left(\frac{2x4.6}{R_c}\right) - \frac{250}{1500} = 0$$

Resolviendo la ecuación anterior en Matlab

$$R_c = 0.0289 \text{ m}$$

- Impedancia de sobretensión

$$Z_s = 60 \times \sqrt{\ln\left(\frac{2 \times h}{R_c}\right) \times \ln\left(\frac{2 \times h}{r}\right)}$$

$$Z_s = 60 \times \sqrt{\ln\left(\frac{2 \times 4.6}{R_c}\right) \times \ln\left(\frac{2 \times 4.6}{r}\right)}$$

$$Z_s = 335.89 \Omega$$

- Corriente crítica de flameo:

$$I_c = \frac{BIL \times 2.2}{Z_s}$$

$$I_c = \frac{BIL \times 2.2}{Z_s} = \frac{250 \times 10^3 \times 2.2}{320.7} = 1.64 \text{ kA}$$

- Distancia de descarga crítica S_c (radio de la esfera).

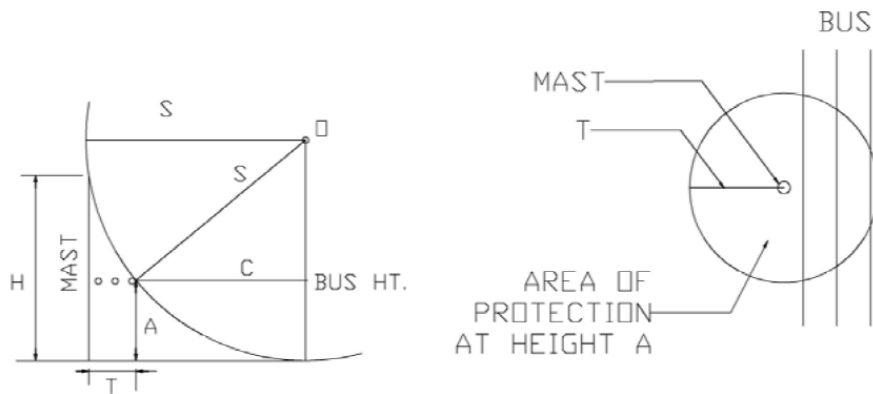
Para mástil pararrayo se tiene $k=1.2$

$$S_c = 8kI_c^{0.65}$$

$$S_c = 8 \times 1.2 \times (2.4 \times 10^3)^{0.65}$$

$$S_c = 13.23 \text{ m}$$

- Separación máxima entre el mástil y el bus protegido



Altura del bus de 46kv, A

$$A = 4.6 \text{ m}$$

$$C = \sqrt{S^2 - (S - A)^2}$$

$$C = 10.03m$$

$$\text{Además, } C = S - T$$

$$T = S - C$$

$$T = 3.2m$$

Distancia máxima entre dos mástiles para descarga lateral

$$W = \sqrt{S^2 - (S - A)^2} = C$$

$$W = 13.03m$$

$$Y = 1m$$

$$Z = W - Y$$

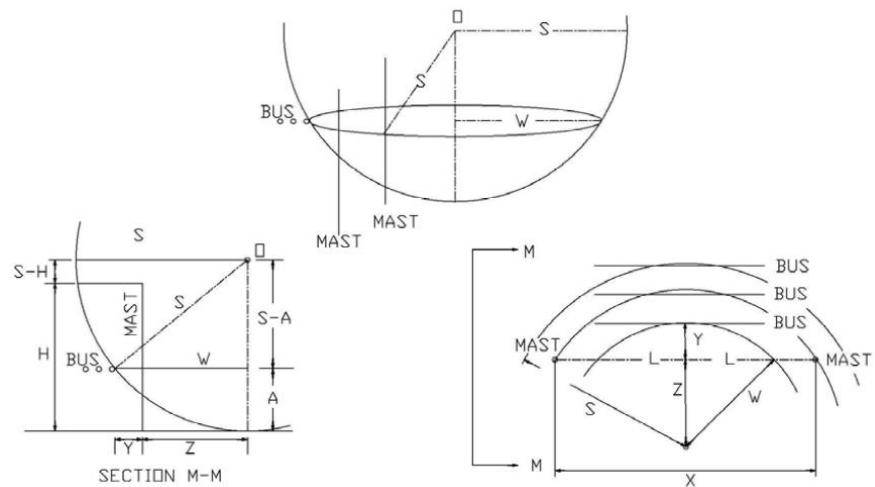
$$Z = 9.03m$$

$$L = \sqrt{S^2 - Z^2}$$

$$L = 9.67m$$

$$X = 2L$$

$$X = 19.34m$$



Resultados gráficos:

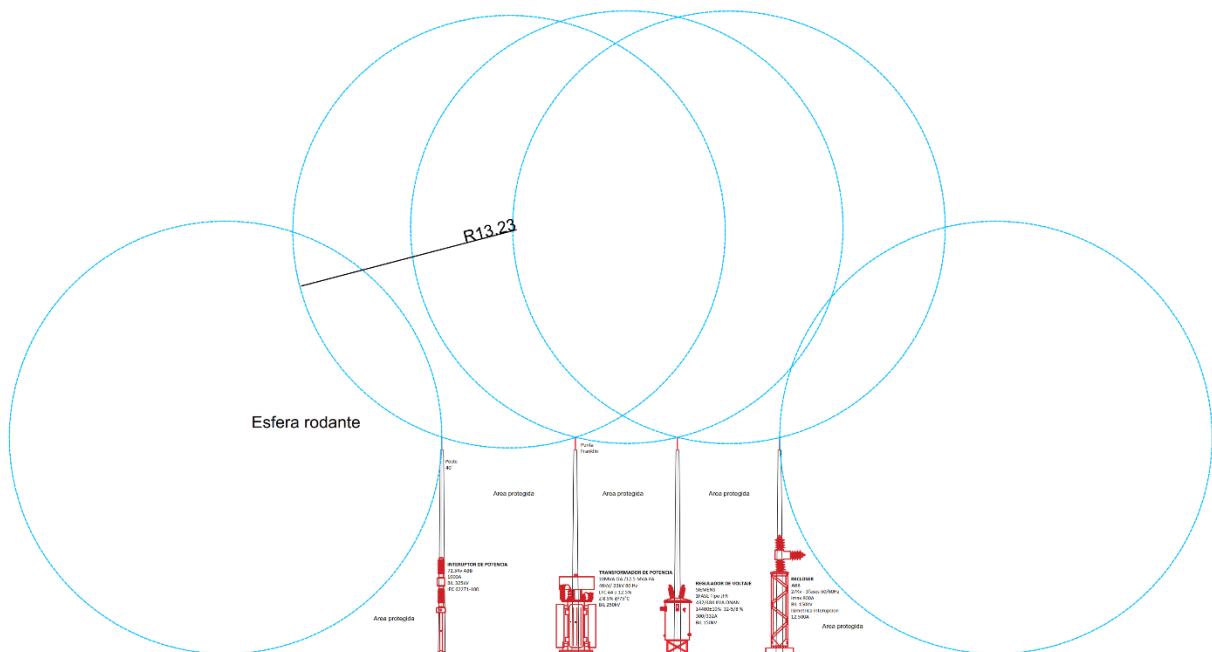


Figura 54. Blindaje mediante el EGM por esfera rodante Sc, sección A-A
[Fuente: Elaboración propia]

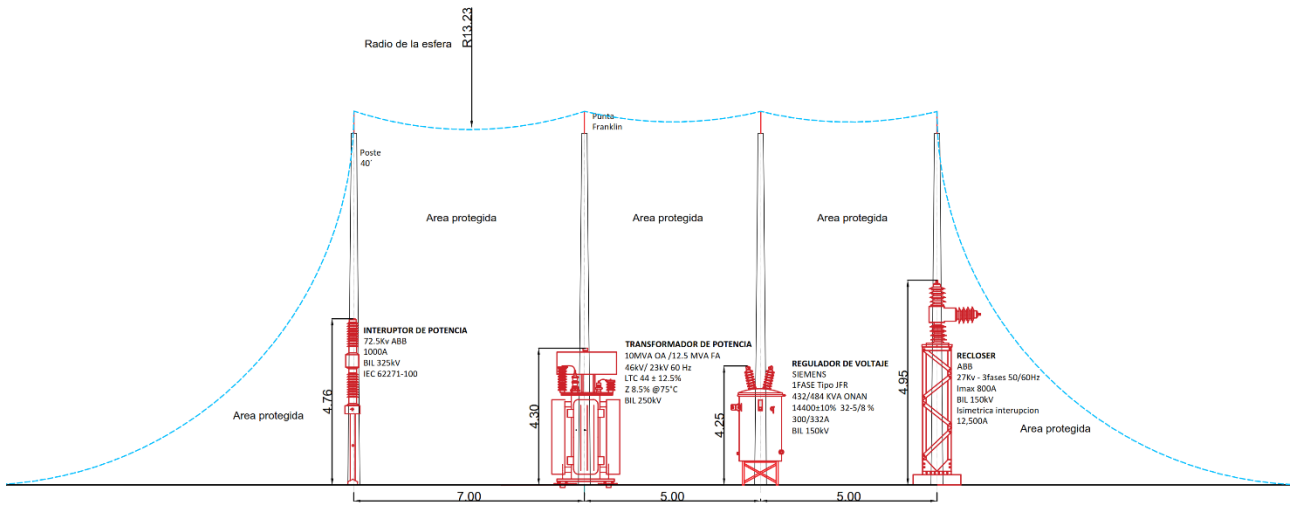


Figura 55. Zonas de protección obtenidas al hacer rodar la esfera, sección A-A
[Fuente: Elaboración propia]

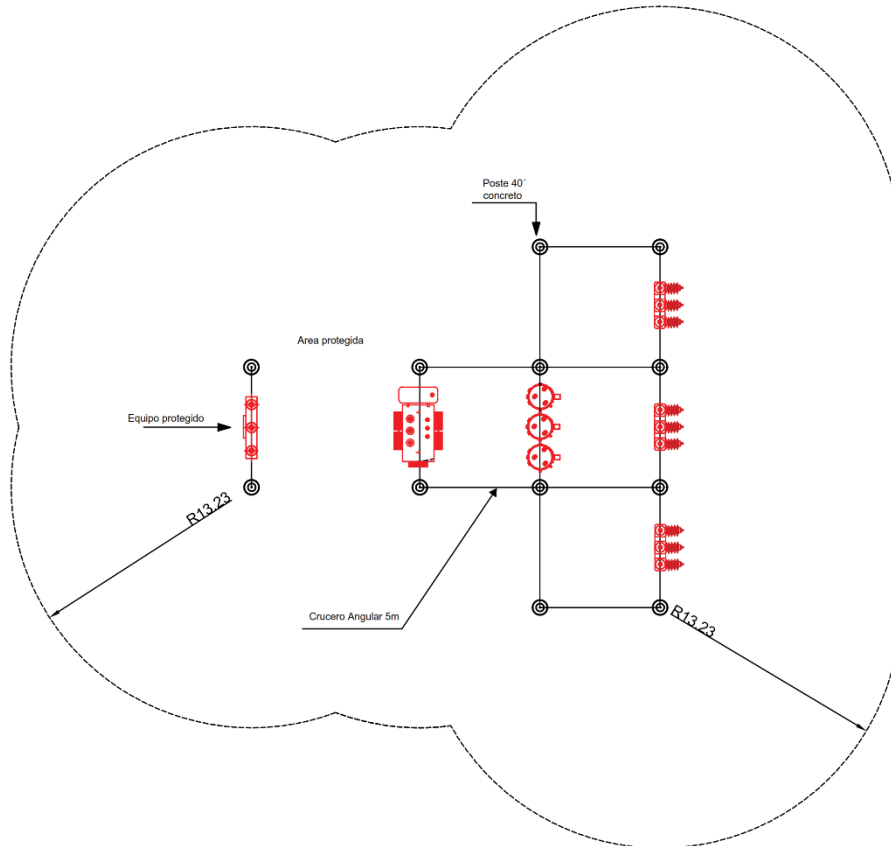


Figura 56. Vista de planta de la zona de protección
[Fuente: Elaboración propia]

4.1.4 Mejoras en el Blindaje: Mástil y cable de guarda

Mástil y cable de guarda

La protección contra rayos se basó en un ángulo fijo de 45 grados. La subestación se protegió con mástiles en cada poste (40 pies) en su punto más alto.

Si el usuario quisiera aumentar el área de protección dentro de la subestación deberá aumentar la altura, reducir el ángulo de protección y agregar más mástiles. Existe otra forma para no agregar mástiles pararrayos adicionales, agregar cables de protección (cables de guarda) y reubicando el mástil para maximizar la protección del blindaje.

El procedimiento para diseñar un sistema de cable blindado (IEEE998,1996) sigue una rutina similar a mástil pararrayos. Para alambres paralelos, sólo se requieren dos cálculos: la distancia horizontal C, para evitar golpes laterales y la distancia X, la separación máxima para evitar golpes verticales.

Cálculos de blindaje con cable de guarda

Con los datos de la tabla 23. anterior se procede a calcular lo siguiente:

Impedancia de sobretensión (del ejercicio anterior)

$$Z_s = 335.89 \Omega$$

- Corriente crítica de flameo:

$$I_c = \frac{BIL \times 2.2}{Z_s}$$

$$I_c = \frac{BIL \times 2.2}{Z_s} = \frac{250 \times 10^3 \times 2.2}{320.7} = 1.64 \text{ kA}$$

- Distancia de descarga crítica S_c (radio de la esfera).

Para cable blindado se tiene $k=1.0$

$$S_c = 8kI_c^{0.65}$$

$$S_c = 8 \times 1.0 \times (2.4 \times 10^3)^{0.65}$$

$$S_c = 11.02 \text{ m}$$

- Separación máxima entre el cable y el bus protegido

Altura del bus de 46kv, Altura del cable $H=10.39\text{m}$

$$A = 4.6 \text{ m} \quad H = 10.39 \text{ m}$$

$$R = \sqrt{S^2 - (H - A)^2}$$

$$R = 9.38 \text{ m}$$

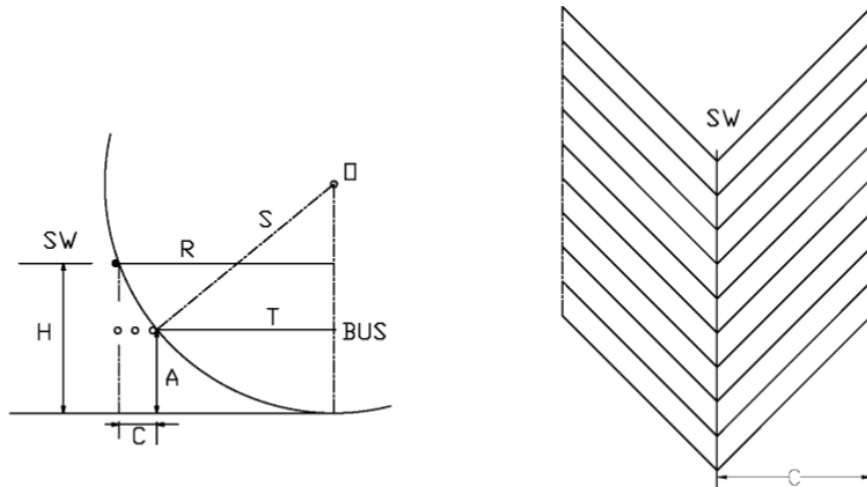
$$T = \sqrt{S^2 - (S - A)^2}$$

$$T = 8.96 \text{ m}$$

$$\text{Además, } C = R - T$$

$$C = 0.42 \text{ m}$$

Estos valores son la separación máxima de los cables blindados para la protección del bus en la altura A.



Distancia máxima entre dos cables para recorrido vertical (D debe ser menor o igual que H - A para protección en altura A).

$$D = H - A$$

$$D = 5.79 \text{ m}$$

$$E = S - E$$

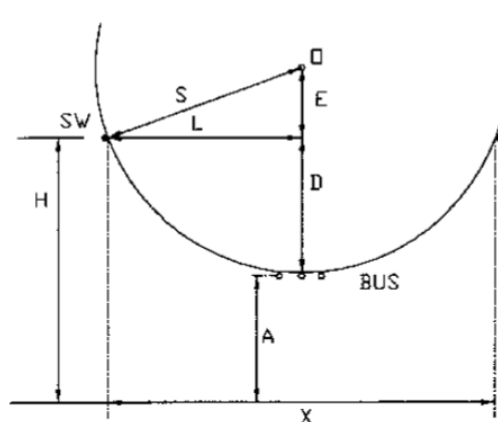
$$E = 5.23 \text{ m}$$

$$L = \sqrt{S^2 - E^2}$$

$$L = 9.70 \text{ m}$$

$$X = 2L$$

$$X = 19.40 \text{ m}$$



Estos valores son la separación máxima de los cables blindados para la protección del bus en la altura A.

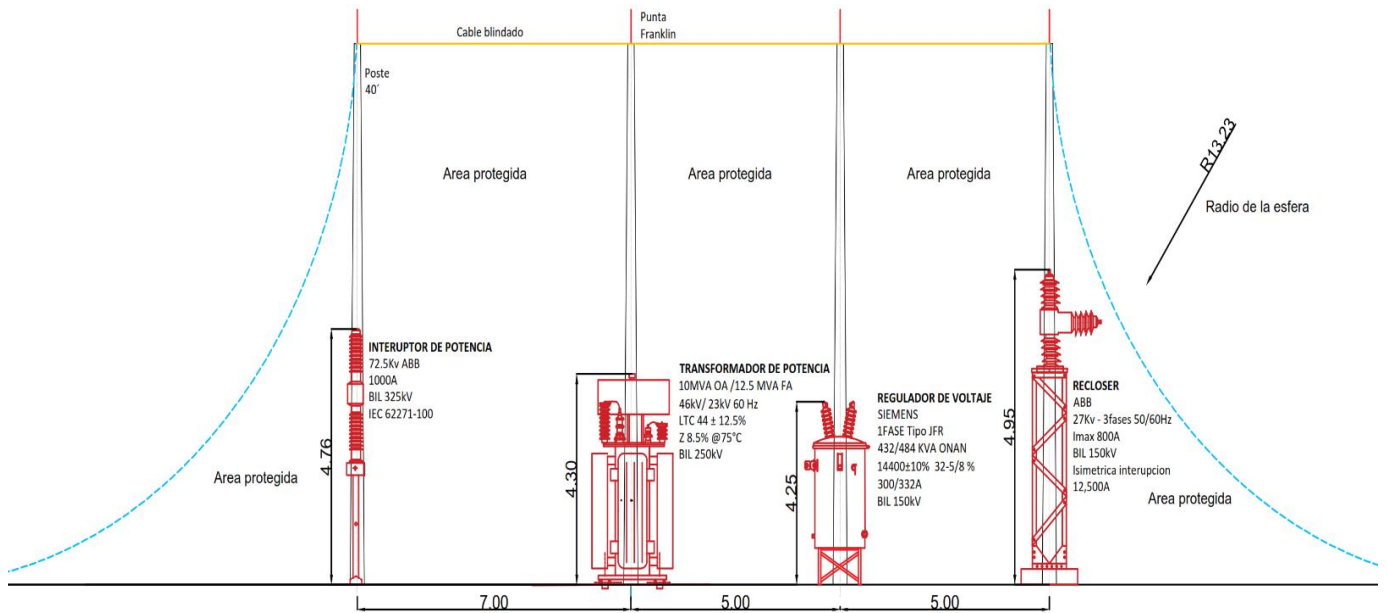


Figura 57. Blindaje mejorado con mástil y cable blindado, sección A-A
 [Fuente: Elaboración propia]

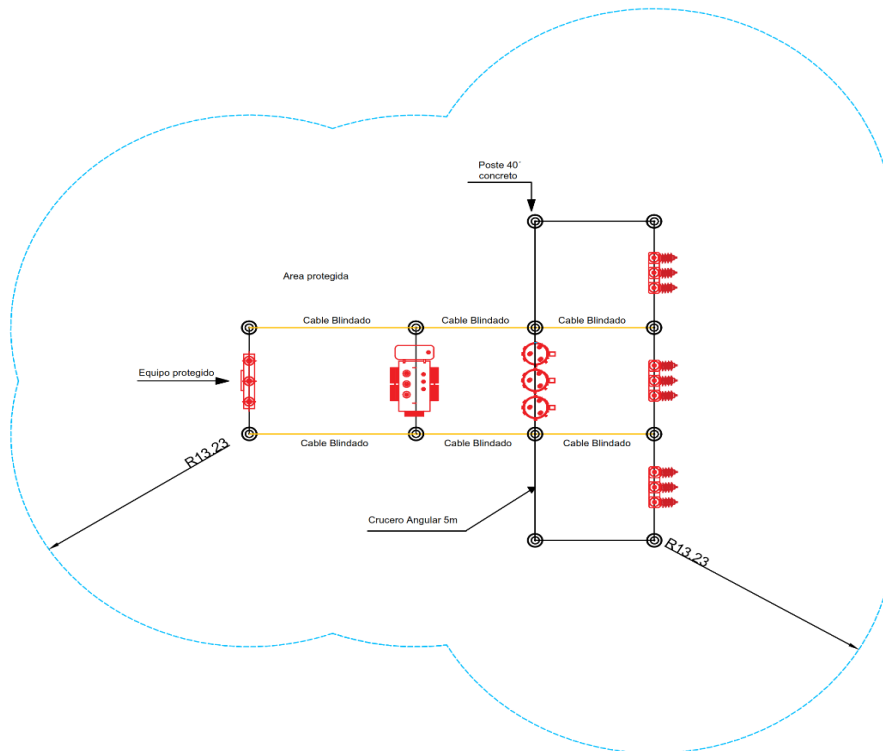


Figura 58. Vista de planta de la zona de protección
 [Fuente: Elaboración propia]

Se observa que el cable blindado tendrá cierta flexión que depende de la tensión del cable. Considerando que este es un método aproximado, se ignora la flecha para la zona de protección de la figura.

4.1.5 Valores medidos

Tabla 24. valores medidos de la puesta a tierra.

AÑO	Rg(Ω)
2019	0.4
2020	0.4
2021	0.45
2022	0.45
2023	0.46



Figura 59. Pozo de registro para medición de la red de tierra de la Subestación

Tabla 25. valores calculados de GPR, tensión de paso (Es) y toque (Et)

AÑO	Rg(Ω)	Es(V)	Et (V)	GPR (V)
2019	0.4	3839.5	1091.6	1964.9
2020	0.4	3839.5	1091.6	1964.9
2021	0.45	4493.6	1255.0	1648.8
2022	0.45	4493.6	1255.0	1648.8
2023	0.46	4493.6	1255.0	1676.0

Tabla 26. Aislamiento Interruptor de Potencia(G Ω)

	2019	2020	2021	2022	2023
FASE A	3347	2930	1564	545	1420
FASE B	4400	2450	2357	1212	989
FASE C	4970	5430	1153	1308	785

Tabla 27. Aislamiento Transformador de potencia(G Ω)

	2019	2020	2021	2022	2023
Aislamiento	150.3	128.67	87.5	82	70.9
Índice de Polaridad (PI)	2.31	2.00	2	1.84	1.62

<i>Tabla 28. Aislamiento Transformador de potencia(GΩ)</i>					
	2019	2020	2021	2022	2023
Aislamiento	155.1	153.5	143	138.7	140.5

<i>Tabla 29. Aislamiento de Regulador de voltaje(GΩ)</i>					
	2019	2020	2021	2022	2023
TX1	18.9	15.8	15.2	14.3	11.5
TX2	15.8	14.9	11.6	10.1	8.05
TX3	7.72	7.5	6.88	6.2	5.8

<i>Tabla 30. Aislamiento RECLOSER 101(GΩ)</i>					
	2019	2020	2021	2022	2023
FASE A	6770	9990	2930	1086	2834
FASE B	8740	10000	738	160.3	574
FASE C	9220	8100	1456	443	614

<i>Tabla 31. Aislamiento RECLOSER 102(GΩ)</i>					
	2019	2020	2021	2022	2023
FASE A	7990	4250	726	661	491
FASE B	9590	2670	1370	671	609
FASE C	8140	3270	1429	447	2235

<i>Tabla 32. Aislamiento RECLOSER 103(GΩ)</i>					
	2019	2020	2021	2022	2023
FASE A	6920	6440	10000	624	506
FASE B	5520	6470	5670	813	537
FASE C	4860	7670	734	576	450

4.1.6 Gráficos de mediciones

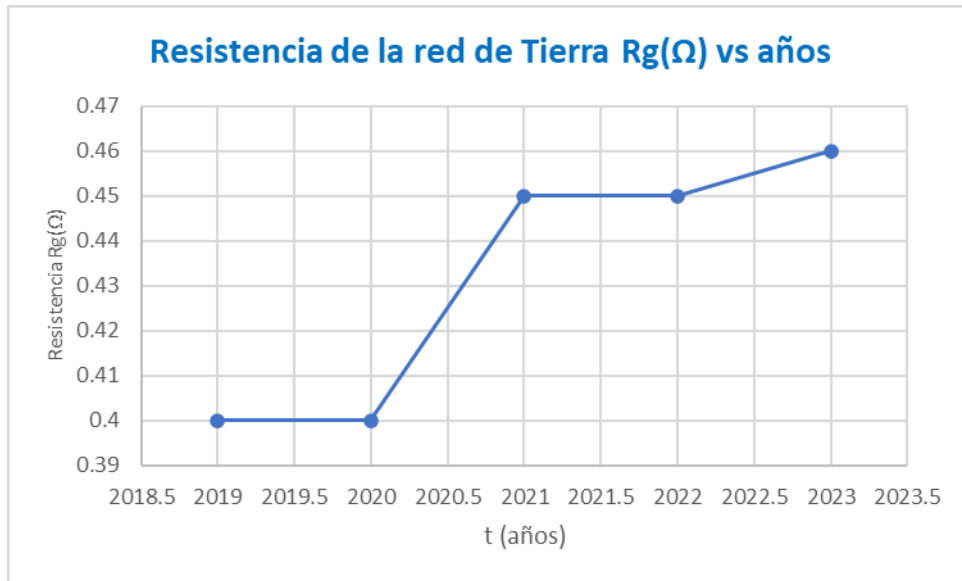


Figura 60. Resistencia de la puesta a tierra de la subestación
[Fuente: Elaboración propia]

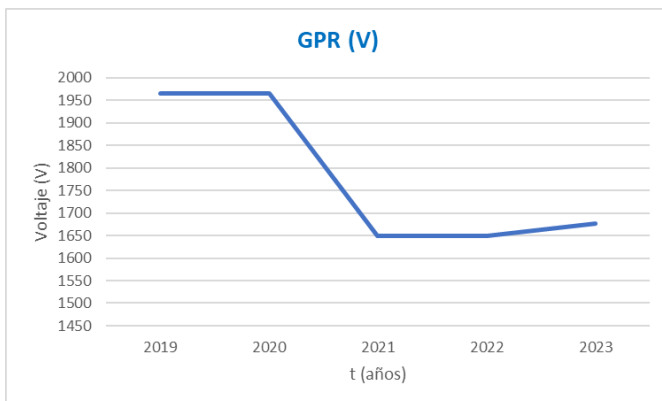
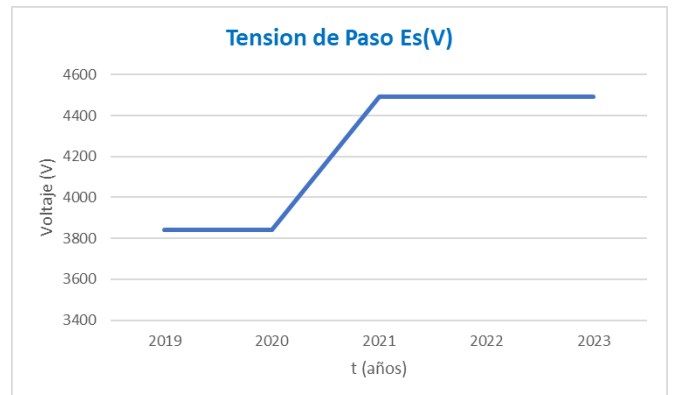
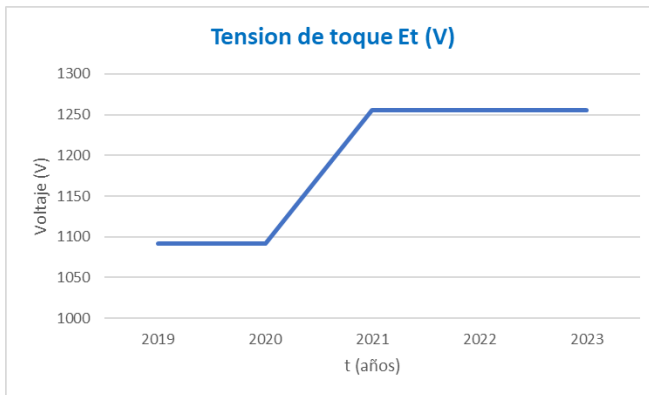


Figura 61. Gráficos de los valores de Tensión de toque, paso y GPR
[Fuente: Elaboración propia]

4.1.7 Pruebas de aislamiento en elementos de la subestación

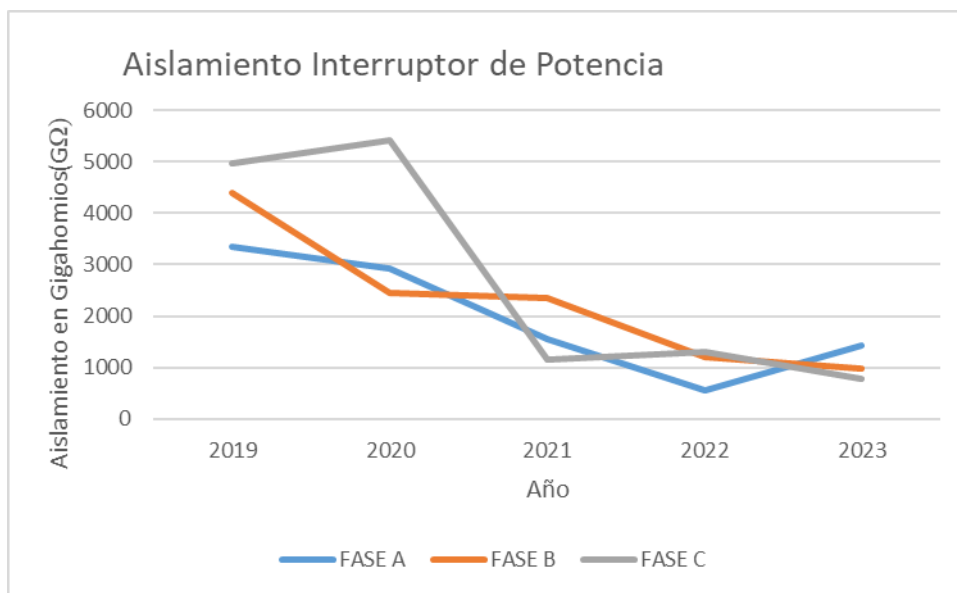


Figura 62. Prueba de aislamiento por fase a interruptor de potencia.
[Fuente: Elaboración propia]

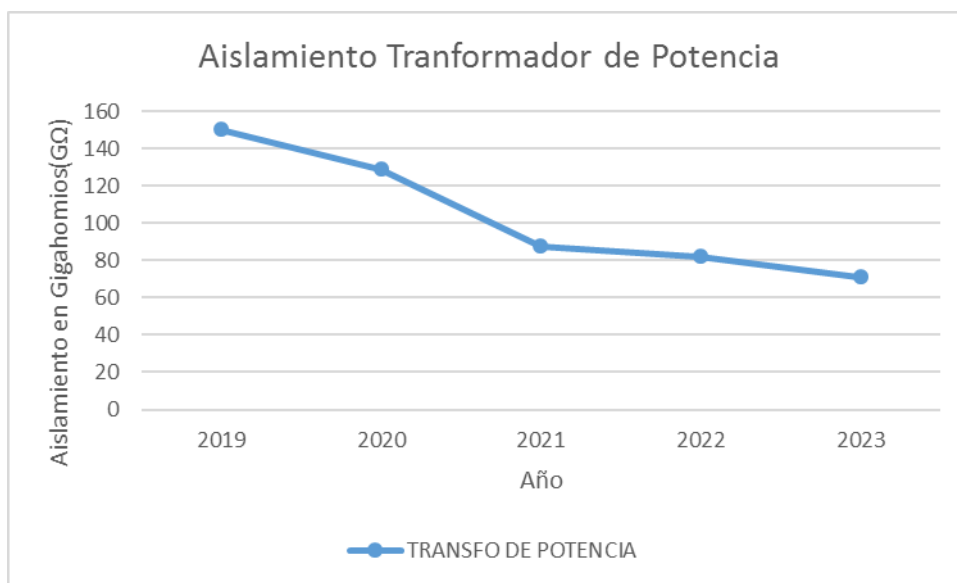
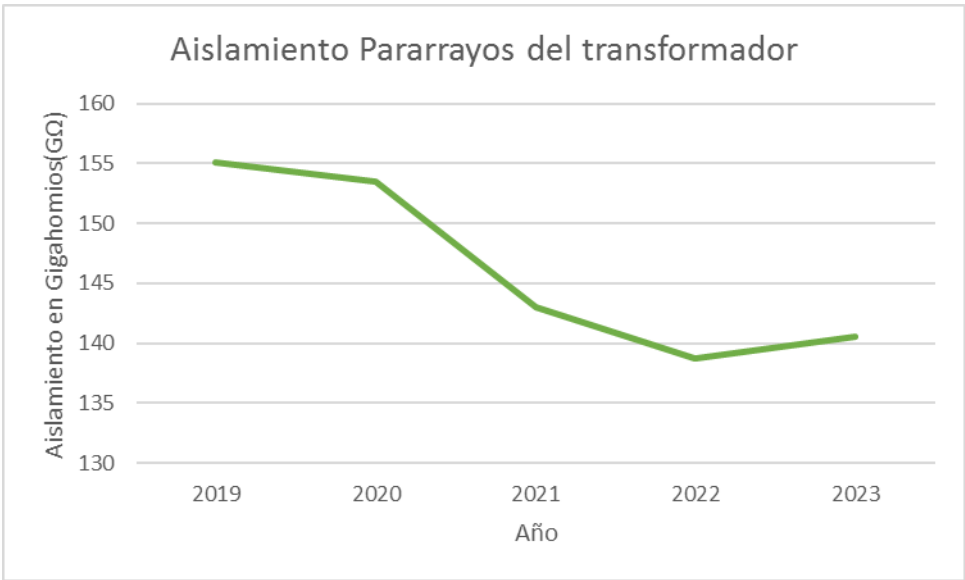
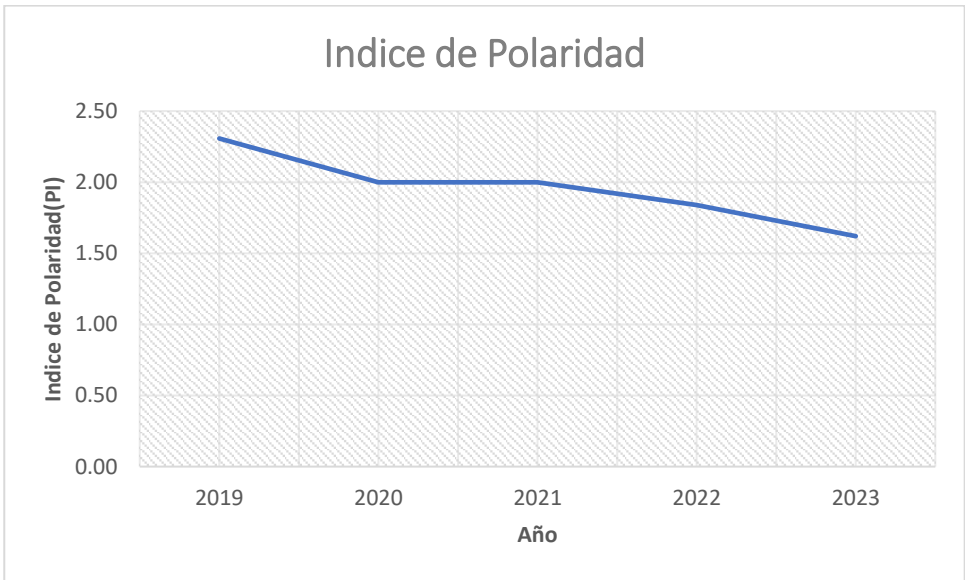


Figura 63. Prueba de aislamiento a Transformador de Potencia
[Fuente: Elaboración propia]



*Figura 64. Prueba de aislamiento a Pararrayos
[Fuente: Elaboración propia]*



*Figura 65. Índice de polaridad del transformador
[Fuente: Elaboración propia]*

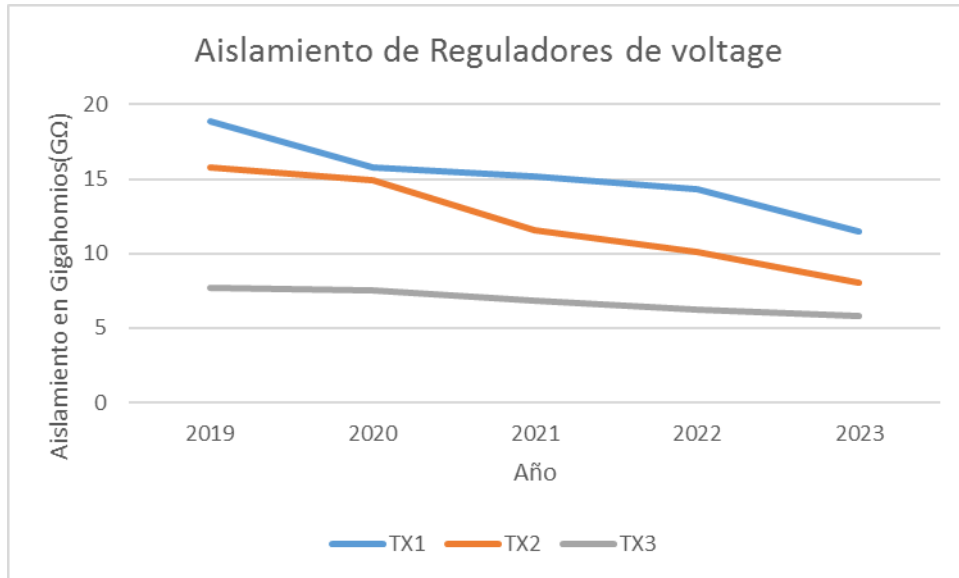


Figura 66. Prueba de aislamiento a Reguladores de voltage
[Fuente: Elaboración propia]

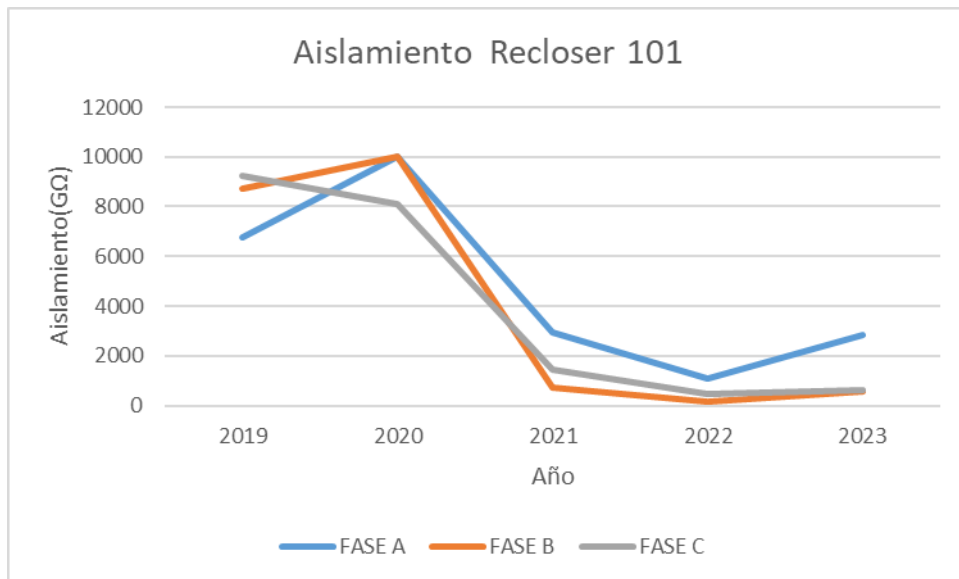


Figura 67. Prueba de aislamiento por fase de Recloser de salida ckto 1
[Fuente: Elaboración propia]

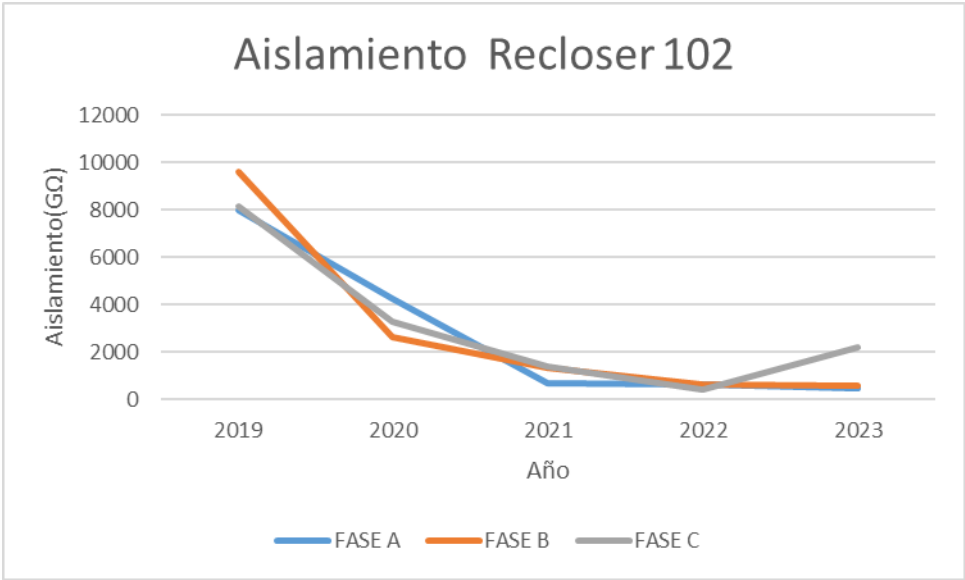


Figura 68. Prueba de aislamiento por fase de Recloser de salida ckto 2
[Fuente: Elaboración propia]

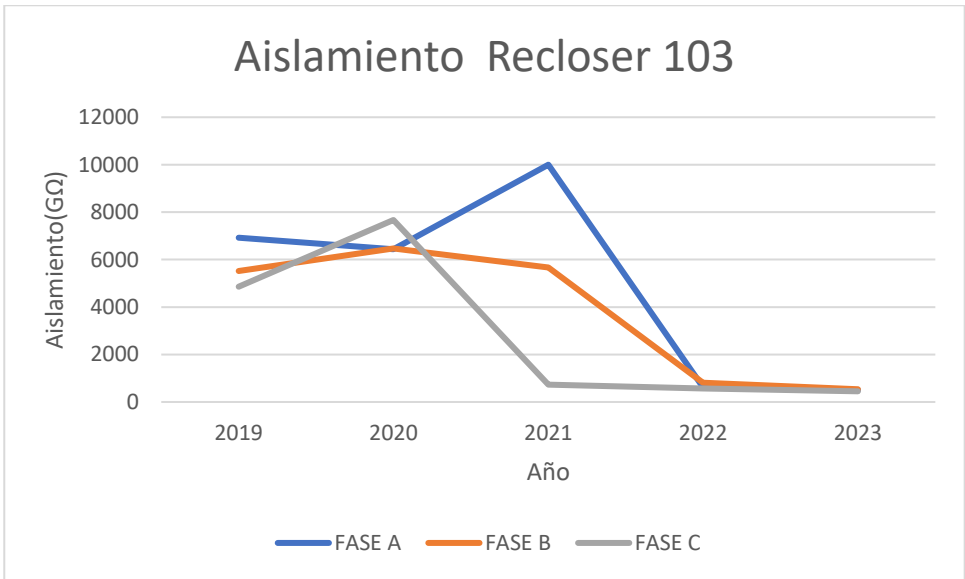


Figura 69. Prueba de aislamiento por fase de Recloser de salida ckto 3
[Fuente: Elaboración propia]

4.1.8 Coordinación de aislamiento a Subestación 46kV

Para el propósito de este ejemplo, se consideran los datos de base siguientes:

- la tensión más elevada de la red es $U_s = 52 \text{ kV}$;
- el nivel de contaminación es medio
- la altura sobre el nivel del mar es $H = 1000 \text{ m}$

4.1.8.1 Etapa 1: Determinación de las sobretensiones representativas - Urp Tensión a frecuencia industrial

La tensión de referencia más importante a frecuencia industrial es la tensión de servicio continuo máximo U_s . Para la red en estudio, aunque la tensión nominal del sistema sea 46 kV, el valor de U_s a considerar es 52 kV (eficaz, fase-fase).

$$U_s = 52 \text{ kV}$$

$$1.0 \text{ (p.u.)} = 52 \text{ kV} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 42.46 \text{ kV}$$

La red, compensación incluida, está creada para funcionar a este límite o por debajo. Evidentemente, conviene que el equipo instalado tenga un valor U_m igual o superior a U_s .

$$U_m \geq U_s$$

Sobretensiones temporales

- sobretensiones temporales debido a fallas a tierra

Debido a que, en nuestro país, los sistemas de distribución cuentan con neutro efectivo (Normativa SIGET) la reactancia de secuencia cero (X_0), reactancia de secuencia positiva (X_1) y la Resistencia de secuencia cero (R_0) en el punto de falla se cumple lo siguiente:

$$X_0/X_1 \leq 3$$

$$R_0/X_1 \leq 1$$

De la figura A.1(IEC 60071-2, 2018) se obtiene $k = 1.3$

Fase-Tierra

$$U_{rp} = k \times \frac{U_{base}}{\sqrt{3}} = 1.3 \text{ p.u.} \times \frac{52 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 39.03 \text{ kV}$$

$$U_{rp} = 39.03 \text{ kV}$$

- sobretensiones temporales debido a la pérdida de carga

Para un sistema con extensión moderada se tiene: $kd = 1.2 \text{ p.u.}$

Fase-Tierra

$$U_{rp} = kd \times \frac{U_{base}}{\sqrt{3}} = 1.2 \text{ p.u.} \times \frac{52 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 36.03 \text{ kV}$$

$$U_{rp} = 36.03 \text{ kV}$$

Fase –Fase

$$U_{rp} = kd \times U_{base} = 1.2 \text{ p.u} \times 52 \text{ kV} = 62.4 \text{ kV}$$

$$U_{rp} = 62.4 \text{ kV}$$

*No se considera la combinación de una falla a tierra con una pérdida de carga.

Las sobretensiones representativas más elevadas obtenidas considerando todas las causas posibles son:

– fase-tierra: $U_{rp} = 39.03 \text{ kV}$

– fase-fase: $U_{rp} = 62.4 \text{ kV}$

Sobretensiones de frente lento

- Las sobretensiones que proceden de impactos de rayo alejados no constituyen un problema en la red en estudio.
- Sobretensiones de frente lento debidas a fallas a tierra sólo se consideran para las redes conectadas a tierra mediante bobina de compensación.
- Sobretensiones debidas a la conexión y reenganche de la línea

1) Sobretensiones particulares que afectan al equipo situado en la línea de entrada

Las sobretensiones debidas al reenganche presentan por tanto la misma distribución de probabilidad que las sobretensiones en la conexión. Los valores al 2% se han determinado según el método de valor de cresta por fase, teniendo en cuenta las condiciones habituales sin resistencia de cierre, una red-fuente de configuración compleja y ninguna compensación paralela. Los valores al 2% se toman iguales a

Fase-Tierra

$$ue2 = 2.6 \text{ p.u}$$

Fase –Fase

con el valor de ue2 se obtiene de la figura 2(IEC 60071-2, 2018).

$$\frac{Up2}{Ue2} = 1.5$$

$$Up2 = 1.5 \times Ue2 = 1.5 \times 2.6 = 3.9 \text{ p.u.}$$

A partir del valor de 2% de los valores de sobretensión de fase a tierra (valores de ue2), se puede estimar la función de distribución de probabilidad representativa:

Método fase-cresta:

- valor 2%: U_{e2} ;
- desviación: $\sigma_e = 0,25 (U_{e2} - 1)$;
- valor de truncamiento: $U_{et} = 1,25 U_{e2} - 0,25$;

$$U_{et} = 1.25 \times 2.6 \text{ p.u} - 0.25 = 3.0 \text{ p.u}$$

$$3.0 \text{ p.u} \times \frac{42.46 \text{ kV}}{1.0 \text{ p.u}} = 127.38 \text{ kV}$$

Método de fase-cresta:

- valor 2%: U_{p2} ;
- desviación: $\sigma_p = 0,25 (U_{p2} - 1,73)$;
- valor de truncamiento: $U_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43$.

$$U_{pt} = 1.25 \times 3.9 \text{ p.u} - 0.43 = 4.45 \text{ p.u}$$

$$4.45 \text{ p.u} \times \frac{42.46 \text{ kV}}{1.0 \text{ p.u}} = 188.74 \text{ kV}$$

2) Sobretensiones que afectan a todos los equipos

Todos los equipos situados en la subestación 1 están sometidos a las sobretensiones de frente lento debidas a la conexión y al reenganche local. No obstante, las sobretensiones en la subestación donde tiene lugar la maniobra son muy inferiores a las de la subestación alejada. Para la subestación, los estudios de red dan $U_{e2} = 1.9 \text{ p.u}$ y $U_{p2} = 2,9 \text{ p.u}$. Los valores correspondientes son $U_{et} = 425 \text{ kV}$ y $U_{pt} = 639 \text{ kV}$.

$$U_{e2} = 1.9 \text{ p.u}$$

$$U_{p2} = 2.9 \text{ p.u.}$$

$$U_{et} = 1.25 \times 1.9 \text{ p.u} - 0.25 = 2.13 \text{ p.u} \quad \times \frac{42.46 \text{ kV}}{1.0 \text{ p.u}} = 90.22 \text{ kV}$$

$$U_{pt} = 1.25 \times 2.9 \text{ p.u} - 0.43 = 3.20 \text{ p.u} \quad \times \frac{42.46 \text{ kV}}{1.0 \text{ p.u}} = 135.65 \text{ kV}$$

Sobretensiones de frente rápido

Sobretensiones de frente rápido debidas al rayo (se analiza en la etapa 2).

4.1.8.2 Etapa 2: Determinación de las tensiones soportadas de coordinación - U_{cw}

- Sobretensiones temporales

Para esta clase de sobretensiones, la tensión soportada de coordinación es igual a la sobretensión temporal representativa. Por lo tanto, el factor de coordinación K_c es igual a 1.

$$U_{cw} = K_c U_{rp} = (1)U_{rp} = U_{rp}$$

– fase-tierra: $U_{rp} = 39.03 \text{ kV}$

– fase-fase: $U_{rp} = 62.4 \text{ kV}$

Sobretensiones de frente lento

- Sobretensiones debidas a la conexión y reenganche de la línea
Utilizando el método determinista

Para el equipo en entrada de línea:

$$U_{e2} = 2.6 \text{ p.u.} \times \frac{42.46 \text{ kV}}{1.0 \text{ p.u.}} = 110.4 \text{ kV}$$

$$U_{p2} = 3.9 \text{ p.u.} \times \frac{42.46 \text{ kV}}{1.0 \text{ p.u.}} = 165.6 \text{ kV}$$

– fase-tierra: $U_{ps}/U_{e2} = 110/110.4 = 0.99 \Rightarrow K_{cd} = 1.03$

– fase-fase: $2 U_{ps}/U_{p2} = 220/165.6 = 1.33 \Rightarrow K_{cd} = 1.00$

Para todos los otros equipos:

– fase-tierra: $U_{ps}/U_{e2} = 110/80.67 = 1.37 \Rightarrow K_{cd} = 1.00;$

– fase-fase: $2 U_{ps}/U_{p2} = 220/123.13 = 1.79 \Rightarrow K_{cd} = 1.00$

Los valores de las tensiones soportadas de coordinación que resultan son: $K_{cd} \times U_{rp}$:

Para el equipo en entrada de línea:

-fase-tierra: $U_{cw} = 1.03 \times 127.38 \Rightarrow U_{cw} = 131.2 \text{ kV}$

-fase-fase: $U_{cw} = 1.0 \times 188.74 \Rightarrow U_{cw} = 188.74 \text{ kV.}$

Para todos los demás equipos:

– fase-tierra: $U_{cw} = 1.0 \times 90.22 \Rightarrow U_{cw} = 90.22 \text{ kV};$

– fase-fase: $U_{cw} = 1.0 \times 135.65 \Rightarrow U_{cw} = 135.65 \text{ kV.}$

Sobretensiones de frente rápido

Para la determinación de las tensiones de coordinación soportadas a impulso tipo rayo, se parte de los datos siguientes:

- el nivel de protección contra los impulsos tipo rayo del pararrayos es $U_{pl} = 110 \text{ kV}$
- cuatro líneas en poste de madera ($n = 4$) se conectan a la subestación. Refiriéndose a la tabla F.2(IEC 60071-2; 2006), el valor correspondiente para el factor A es 2,700;
- el número observado de fulminaciones de estas líneas es de $R_{km} = 1/ (100 \text{ km.año})$ o, en las unidades aconsejadas $R_{km} = 6 \times 10^{-5}/(\text{m.año})$;
- la longitud del vano es $L_{sp} = 100 \text{ m}$
- la tasa de fallo admisible es $R_a = 1/400$ años.

$$L_a = R_a / R_{km} \quad (\text{E.18})$$

donde

L_a es la porción de línea aérea cuya tasa de defecto es igual a la tasa de fallos establecida aceptable;

R_a es la tasa de fallos establecida aceptable del equipo.

$$L_a = \frac{1/400}{6 \times 10^{-5}} = 250$$

Las tensiones soportadas a impulso tipo rayo de coordinación se obtienen de acuerdo con la ecuación:

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

– para el aislamiento interno:

$$U_{cw} = 110 + [(2,700 / 1) \times 3 / (100 + 250)] \Rightarrow U_{cw} = 133.14 \text{ kV}$$

– para el aislamiento externo:

$$U_{cw} = 100 + [(2\ 700 / 2) \times 6 / (100 + 250)] \Rightarrow U_{cw} = 156.28 \text{ kV}$$

4.1.8.3 Etapa 3: Determinación de las tensiones soportadas especificadas - U_{rw}

- Factor de seguridad K_s

Los valores recomendados de los factores de seguridad K_s se definen en el apartado 6.3.5. El factor K_s se aplica a todo tipo de sobretensión (temporal, de frente lento, de frente rápido) fase-fase o fase-tierra:

- para el aislamiento interno: $K_s = 1.15$
- para el aislamiento externo: $K_s = 1.05$

- Factor de corrección atmosférica

El factor K_a sólo se aplica al aislamiento externo y su valor depende de la forma de la sobretensión (mediante el parámetro m).

- Para la tensión soportada a **frecuencia industrial**, aisladores limpios. $m = 1.0$
- Para las sobretensiones de frente lento, el valor de m depende del valor de U_{cw} . Para los valores de U_{cw} inferiores a 300 kV entre fase y tierra o 1,200 kV entre fases, $m = 1.0$
- Para la tensión soportada a **impulso tipo rayo**; $m = 1.00$.

La instalación estando a una altura H de 1 000 m, los valores correspondientes de K_a son los siguientes:

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

Para la tensión soportada a frecuencia industrial, impulso tipo maniobra y la tensión soportada a impulso tipo rayo: $K_a = 1.13$ (fase-fase y fase-tierra);

Tensiones soportadas especificadas

Los valores de las tensiones soportadas especificadas se deducen de $U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$ con los valores de U_{cw} hallados en la etapa 2 y los valores de K_s y K_a obtenidos en la etapa 3

Para las sobretensiones temporales:

- aislamiento externo:
 - fase-tierra $U_{rw} = 39.03 \times 1.05 \times 1.13$ $U_{rw} = 46 \text{ kV}$
 - fase-fase $U_{rw} = 62.4 \times 1.05 \times 1.13$ $U_{rw} = 74 \text{ kV}$
- aislamiento interno:
 - fase-tierra $U_{rw} = 39.03 \times 1.15$ $U_{rw} = 45 \text{ kV}$
 - fase-fase $U_{rw} = 62.4 \times 1.15$ $U_{rw} = 72 \text{ kV}$

1) Para las sobretensiones de frente lento:

Para los equipos en entrada de línea:

– aislamiento externo:

• fase-tierra $U_{rw} = 131.2 \times 1.05 \times 1.13$ $U_{rw} = 155.67 \text{ kV}$

• fase-fase $U_{rw} = 188.74 \times 1.05 \times 1.13$ $U_{rw} = 223.94 \text{ kV}$

Para los otros equipos:

– aislamiento externo:

• fase-tierra $U_{rw} = 90.22 \times 1.05 \times 1.13$ $U_{rw} = 107 \text{ kV}$

• fase-fase $U_{rw} = 135.65 \times 1.05 \times 1.13$ $U_{rw} = 161 \text{ kV}$

– aislamiento interno:

• fase-tierra $U_{rw} = 90.22 \times 1.15$ $U_{rw} = 103.8 \text{ kV}$

• fase-fase $U_{rw} = 165.35 \times 1.15$ $U_{rw} = 190 \text{ kV}$.

3) Para las sobretensiones de frente rápido:

– aislamiento externo:

• fase-tierra y fase-fase $U_{rw} = 156.28 \times 1.05 \times 1.13$ $U_{rw} = 185.43 \text{ kV}$

– aislamiento interno:

• fase-tierra y fase-fase $U_{rw} = 133.14 \times 1.15$ $U_{rw} = 153.11 \text{ kV}$

4.1.8.4 Etapa 4: Conversión a tensiones soportadas normalizadas para la gama I

En la gama I, el nivel de aislamiento está normalmente descrito por un conjunto de dos valores como se indica en la tabla 2 de la Norma IEC 60071-1:2006 una tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial y una tensión soportada a impulso tipo rayo.

Conversión hacia la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial (SDWV)

Para los equipos en entrada de línea:

– aislamiento externo:

- fase-tierra $SDWV = 155.67 \times (0,6 + 155.67 / 8\,500) = 96.25 \text{ kV}$
- fase-fase $SDWV = 223.94 \times (0,6 + 223.94 / 12\,700) = 138.31 \text{ kV}$

Para los otros equipos:

– aislamiento externo:

- fase-tierra $SDWV = 107 \times (0,6 + 107 / 8\,500) = 65.55 \text{ kV}$
- fase-fase $SDWV = 161 \times (0,6 + 161 / 12\,700) = 98.64 \text{ kV}$

– aislamiento interno:

- fase-tierra $SDWV = 103.8 \times 0.5 = 51.9 \text{ kV}$
- fase-fase $SDWV = 190 \times 0.5 = 95 \text{ kV}$

Conversión hacia la tensión soportada a impulso tipo rayo (LIWV)

Para los equipos en entrada de línea:

– aislamiento externo:

- fase-tierra $LIWV = 155.67 \times 1,30 = 202.37 \text{ kV}$
- fase-fase $LIWV = 223.94 \times (1.05 + 223.94 / 9\,000) = 240.71 \text{ kV}$

Para los otros equipos:

– aislamiento externo:

- fase-tierra $LIWV = 107 \times 1,30 = 139.1 \text{ kV}$
- fase-fase $LIWV = 161 \times (1.05 + 161 / 9\,000) = 171.93 \text{ kV}$

– aislamiento interno:

- fase-tierra $LIWV = 103.8 \times 1.10 = 114.18 \text{ kV}$
- fase-fase $LIWV = 190 \times 1.10 = 209 \text{ kV}$

4.1.8.5 Etapa 5: Selección de valores tensiones soportadas normalizadas

La tabla 33 resume los valores $U_{rw}(s)$ de las tensiones soportadas mínimas especificadas obtenidas por los estudios de red (resultados de la etapa 3). Estos valores son los valores mínimos a aplicar en las pruebas para verificar la tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración a impulso tipo maniobra y a impulso tipo rayo. En la gama I, la tensión soportada especificada a impulso tipo maniobra está normalmente cubierta, ya sea por la prueba normalizada de corta duración de frecuencia industrial, o bien por la prueba normalizada a impulso tipo rayo. En la tabla, los valores obtenidos después de esta conversión están indicados como $U_{rw}(c)$ (resultados de la etapa 4). En este ejemplo, los valores se consideran convertidos para una prueba a impulsos tipo rayo mientras que los valores convertidos para una prueba de corta duración a frecuencia industrial no son considerados.

Tabla 33. Resumen de las tensiones soportadas especificadas mínimas

Valores de U_{rw} kV		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos			
		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$
Corta duración a frecuencia industrial (valor eficaz)	fase-tierra	46	96.25	46	65.55	45	51.9
	fase-fase	74	138.31	74	98.64	72	95
Impulso tipo maniobra (valor de pico)	fase-tierra	155.67		107	-	103.8	-
	fase-fase	223.94	-	161	-	190	-
Impulso tipo rayo (valor de pico)	fase-tierra	185.43	202.37	185.43	139.1	153.11	114.18
	fase-fase	185.43	240.71	185.43	171.93	153.11	209

NOTA Los números se han obtenido a partir de la primera parte, sin maniobra de condensadores a la estación alejada (subestación 2)

[Fuente: Elaboración propia]

La tabla 2 de la Norma IEC 60071-1:2006 establece, para $U_m = 52$ kV una tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial normalizada de 95kV. Esto es adecuado para cubrir las exigencias relativas a las sobretensiones temporales y todas las sobretensiones de frente lento salvo las exigencias relativas al aislamiento externo entre fases que pueden resolverse por las distancias en el aire adecuadas. La elección del valor de 250 kV cubre las exigencias relativas a impulso tipo rayo, así como aquellas relativas a la tensión soportada a impulso tipo maniobra para el aislamiento externo entre fases.

Tabla 34. Selección de las tensiones soportadas normalizadas

Etapa 5	Corta duración a frecuencia industrial	Impulso tipo rayo (BIL)
	95kV	250kV

[Fuente: Elaboración propia]

CONCLUSIONES

- La norma IEEE std 998 se utiliza para realizar un diagnóstico del sistema en cuanto a blindaje de una Subestación de potencia y la norma IEEE std 1313.2 contiene el aislamiento de los elementos de protección y nivel básico de aislamiento de impulso de rayo (BIL). En ellas se encuentra diferentes métodos y procedimientos que deben seguirse correspondiente al nivel de tensión del sistema de energía. En nuestro país solo se toman en cuenta el sistema de distribución (4.16-23kV), Subtransmisión (34.5-46kV) y transmisión (115, 230kV).
- El estudio de coordinación de aislamiento muestra que los valores de rigidez dieléctrica de los materiales se encuentran dentro del nivel de aislamiento normalizado y los valores de las tensiones que pueden aparecer en la red; 95kV a corta duración a frecuencia industrial y un nivel al impulso tipo rayo de 250kV lo cual demuestra que estos materiales están destinados a una aplicación óptima teniendo en cuenta las condiciones eléctricas del sistema y las condiciones ambientales.
- La corrosión de componentes de una subestación de distribución es un problema común en la industria eléctrica. La corrosión atmosférica en elementos metálicos y no metálicos de equipos y componentes de líneas y en una subestación de distribución de energía es un tema importante en la investigación.
- La consideración de la sismicidad en el diseño de subestaciones eléctricas es vital para garantizar su funcionamiento óptimo y la protección de los equipos ante posibles eventos sísmicos.

RECOMENDACIONES

- Los niveles sísmicos del país son altos, por lo tanto, se deben tomar en cuenta condiciones de carga generalmente en sentido horizontal. El tipo de suelo tiene gran influencia en la gravedad local real de un terremoto y el daño que puede provocar. En cuanto a la parte técnica los esfuerzos sísmicos suelen definirse con el valor máximo de aceleración horizontal la norma IEEE 693 especifica $2,5$ y $\frac{5m}{s^2}$ que corresponde a 0.25 y 0.5 g para proteger los transformadores y equipos que conforman la subestación. Por lo tanto, existe un software STAAD.PRO que se utiliza para hacer análisis a cualquier estructura expuesta a cargas estáticas. Esto contribuirá a una mayor confiabilidad en la subestación eléctrica.
- Crear una base de datos para los componentes: Transformadores de Potencia, Interruptores de potencia, Transformadores de potencial capacitivo, seccionador de potencia y otros. En dicha base de datos se debe llevar un historial de cada componente ficha técnica para poder cuantificar costos anuales.
- La prueba de ultrasonido, es una herramienta importante pues nos ayuda anticipar una falla para ello se recomienda emplear un software que permita comparar los espectros de patrones ultrasónicos de fallas características, (como en el caso del efecto corona, tracking o arco eléctrico), con los espectros de los ultrasonidos detectados con equipos especializados, (preferiblemente de alta sensibilidad); de este modo se evitan las ambigüedades en el diagnóstico causadas por un exceso de confianza en los sonidos percibidos; existen ultrasonidos que pueden confundir al oído humano, pero no a los analizadores de espectros ultrasónicos. Una de las ventajas es una técnica no invasiva no daña los equipos. Además, se integra con otras técnicas de mantenimiento predictivo como la termografía, detecta fallas reversibles que se encuentran en su etapa inicial, aunque sean muy pequeñas.
- Para el buen funcionamiento de la red de tierra en una subestación es importante principalmente para la seguridad de las personas que ahí trabajan, por tal razón la red de tierra en la subestación tomada como modelo de estudio se han implementado los pasos expuestos en IEEE 80 para obtener las condiciones de seguridad requeridas en esta norma. Para mantener la resistividad eléctrica se recomienda remover la superficie de grava debido a que ha sido contaminada con (tierra y zacate).

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Moraga, H. A., & Lemus, J. R. (1997). *Elaboración de un mapa de niveles Isocerámico de El Salvador*. San Salvador: Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de El Salvador.
- [2] Gustavo Salloum (2021), *LÍNEAS ELÉCTRICAS Acorde con las normatividades CORROSIÓN EN SUBESTACIONES Y LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN*.
- [3] Ramiro Castaño José Samuel and Cano Plata Eduardo Antonio (2010), "*SISTEMA DE PUESTA A TIERRA: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*," Colombia
- [4] Ing. Numa Pompilio Jiménez (2014), "*Diseño de sistemas de puesta a tierra*," Universidad de El Salvador, San Salvador, Notas de clase.
- [5] Tecnología Total (2023), *Determinación de la agresividad de suelos*.
- [6] Universidad de El Salvador, Facultad de Ciencias Agronómicas / Instituto Geográfico, Departamento de Suelos. (1974). *Mapa Pedológico de El Salvador*. San Salvador, El Salvador.
- [7] IEEE Std. 80 (2000), "*IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*"
- [8] IEEE Std 998 (1996), *Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations*.
- [9] IEEE Std 1313.1 (1999), "*IEEE Standard for Insulation Coordination - Definitions, Principles, and Rules*".
- [10] IEEE Std 1313.2 (1999), *IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination*
- [11] IEC 60071-1 (1993), *Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*, 1993.
- [12] IEC 60071-2 (2006), *Insulation co-ordination – Part 2: Application guide*, 2006.
- [13] IEEE Std C37.91 (2000), "*IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers*," IEEE.
- [14] IEEE Std C37.32 (2002), "*American National Standard for High Voltage Switches, Bus Supports, and Accessories Schedules of Preferred Ratings, Construction Guidelines, and Specifications*".
- [15] ABB Power T&D Company Inc.(1997), *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, 5th Edition, 13th printing.
- [16] SIGET(2000), "*Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica*." Normas Técnicas Y Concesiones, Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, San Salvador, Documento Anexo 2000.
- [17] MARN (2014), "*Boletín Climatológico Anual de 2013*" , San Salvador.
- [18] Álvarez G., J.(1982), *Informe técnico sobre aspectos sismológicos del terremoto en El Salvador, del 19 de junio de 1982*. Centro de Investigaciones Geotécnicas, Ministerio de Obras Públicas, San Salvador.

[19] Manuel Antonio Barahona and Ángel Alberto Umaña, (2010), "Elaboración de propuesta de estándar para la construcción de subestaciones de transformación Media tensión/Media tensión, nivel de voltaje 46KV a 23/13.2/4.16KV," Universidad de El Salvador, San Salvador, Trabajo de Graduación 2011.

[20] BILLY ARMANDO HERNÁNDEZ GUTIÉRREZ, OSCAR EUGENIO LÓPEZ ALVARADO, MARIO ARTURO SOTO VARGAS (junio 2015). *Propuesta diseño confiable de subestación de distribución 46/23 kV en zona urbana con capacidad de 50 MVA*. [Tesis doctoral o de maestría, UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR].

[21] José Alberto Salazar-Jiménez. (2015). *Guía Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales para la Aplicación de la Coordinación de Aislamiento*. Revista Tecnología en Marcha, Vol. 28, Nº 3, Julio-Setiembre. , pp. Pág 127-136.

[22] Yépez Bennett, F. V. (2016). *Análisis termográfico de la subestación San Lorenzo y su alimentador primario principal para elaborar un plan de mantenimiento predictivo* [TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE INGENIERO DE MANTENIMIENTO ELECTRICO, UNIVERSIDAD TECNICA DEL NORTE].

<http://repositorio.utn.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/5681/1/04%20MEL%20016%20TRABAJO%20DE%20GRADO.pdf>

[23] Ramírez Sanabria, I. D., & Cárdenas Peñaranda, W. M. (2018). *Análisis De Resultado De Técnicas De Ultrasonido Y Termografía Que Permitan Pronosticar Las Fallas En Redes Eléctricas Aéreas Y Subestaciones De Media Y Baja Tensión De Ebsa* [TESIS PARA OPTAR EL TITULO DE ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA, Universidad Industrial de Santander, Ingeniería Eléctrica, Electrónica y...].

<http://noesis.uis.edu.co/bitstream/123456789/37364/1/172998.pdf>

[24] Weatherspark (2023). *El clima y el tiempo promedio en todo el año en San Salvador El Salvador*. weatherspark.com. <https://es.weatherspark.com/y/12243/Clima-promedio-en-San-Salvador-El-Salvador-durante-todo-el-a%C3%B1o>

[25] Departamento de Agricultura de los Estados Unidos (2017). *Clasificación de los rangos de pH de los suelos*, wikipedia.org. https://es.wikipedia.org/wiki/PH_del_suelo#Clasificaci%C3%B3n_de_los_rangos_de_pH_de_los_suelos

[26] nuestroclima (2024). *La inversión térmica y la contaminación ambiental*. <https://nuestroclima.com/la-iversion-termica-y-la-contaminacion-ambiental/>

[27] Igesur Soluciones Técnicas (2024). *Cómo identificar y solucionar la corrosión por picadura o pitting*. <https://www.igesur.com/blog/que-es-la-corrosion-por-picadura-o-pitting/>

ANEXOS

ANEXO 1. PLANOS DE DISEÑO

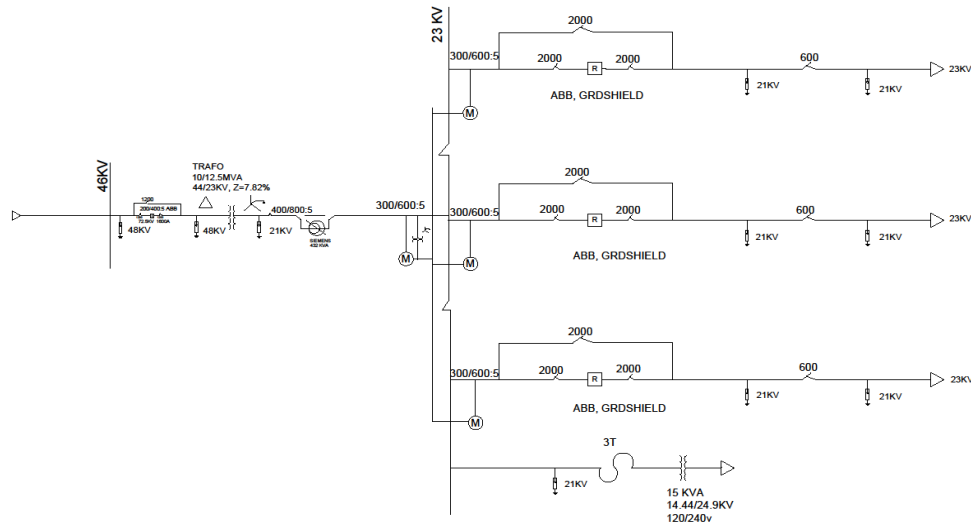
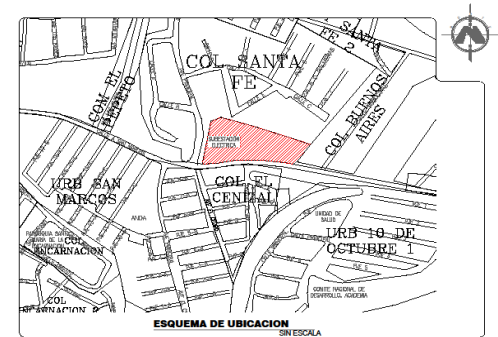


DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION SAN MARCOS 46/23KV

Ene. 1: S/E

SIMBOLOGIA

	SECCIONADOR		CONEXIÓN ESTRELLA SÓLIDAMENTE ATERORIZADA		RELÉ DE BAJO VOLTAJE
	INTERRUPTOR DE POTENCIA		CONEXIÓN DELTA		RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO
	RECLOSER MONOFASICO		REGULADOR DE VOLTAJE MONOFASICO		RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DEL NEUTRO
	DESCARGADOR DE OXIDO DE ZING		MEDIDOR		RELÉ DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL		TRANSFORMADOR DE POTENCIA		RELÉ DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DEL NEUTRO
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		TRANSFORMADOR DE POTENCIA		RELÉ DE SOBREVOLTAJE
			TRANSFORMADOR DE POTENCIA		RELÉ DE FRECUENCIA
			TRANSFORMADOR DE POTENCIA		RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL



ESQUEMA DE UBICACION SIN ESCALA

AREA PARA SELLOS

SELLOS:

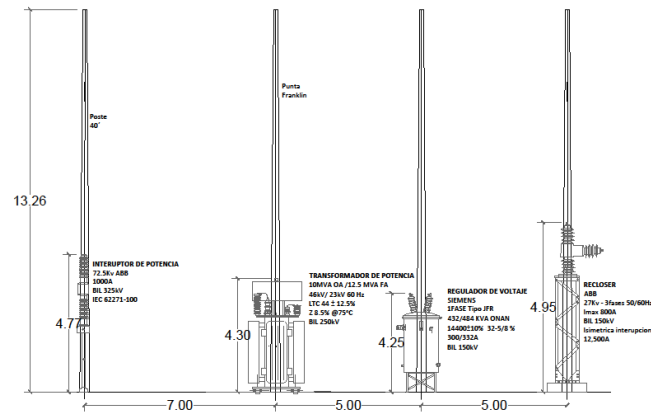
PROYECTO: ANALISIS Y PROYECCION DEL DETERIORO DEL BLINDAJE Y LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCION 23 KV EN EL SALVADOR

CONTENIDO:
PLANO UNIFILAR DE SUBESTACION

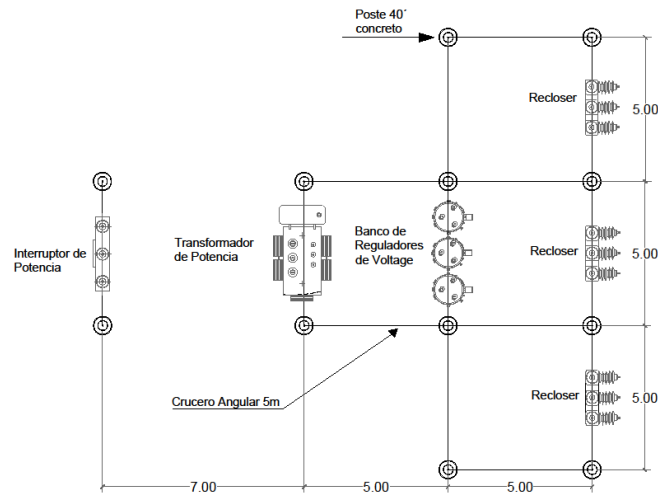
UBICACION:
KILOMETRO 7 1/2 CARRITERA ANTOLLA A ZAGATECOLUCA SAN MARCOS

PROPIETARIO:
DEL SUR S.A. DE C.V.

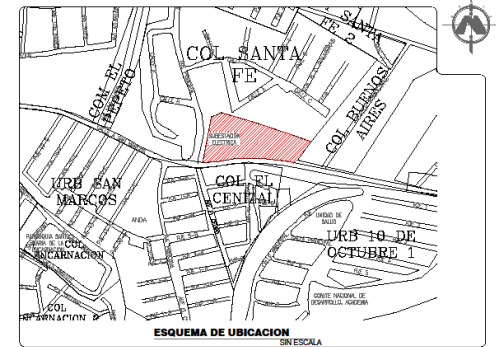
<p>PRESENTA: SR. LUIS ANTONIO SANCHEZ FLORES SR. JOSE ALBERTO PALACIOS HERNANDEZ</p>	REVISION: ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
	SUPERVISA: ING. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
	DEBILLO: JORGE PALACIOS
	FECHA: JULIO 2024
ESCALA: INDICADAS	HOJA: A- 1/6



Vista de Perfil Subestación Santo Tomas 12.5MVA 46/23kV



Vista de Planta Subestación Santo Tomas 12.5MVA 46/23kV



AREA PARA SELLOS

SELOS:

PROYECTO ANALISIS Y PROYECCION DEL DETERIORO DEL BLINDAJE Y LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCION 46/23 KV EN EL SALVADOR

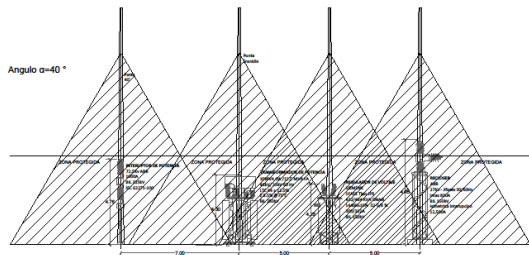
CONTENIDO:
 PLANO VISTA EN PLANTA Y VISTA DE PERFIL DE SUBESTACION DE DISTRIBUCION 46/23

UBICACION:
 KILOMETRO 7 1/2 CARRETERA ANTIGUA A ZACATECOLUJA SAN MARCOS

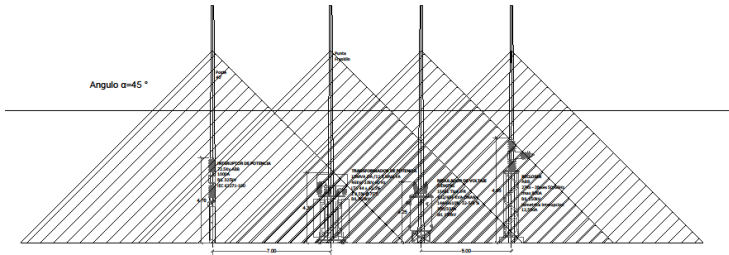
PROPIETARIO:
 DEL SUR S.A. DE C.V.

PRESENTA:
 DR. LUIS ANTONIO SANCHEZ FLORES
 SR. JORGE ALBERTO PALACIOS HERRANDEZ

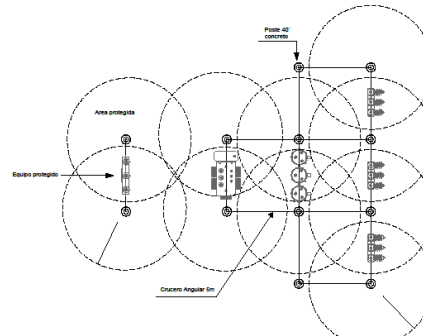
REVISION:	MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
SUPERVISA:	MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
DEBILLO:	JORGE PALACIOS
FECHA:	JULIO 2024
ESCALA:	INDICADAS
HOJA:	A-2/6



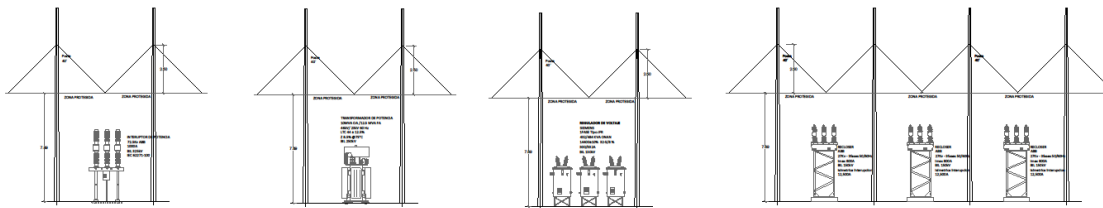
Vista de Perfil Subestación San Marcos 12.5MVA 45/23kV



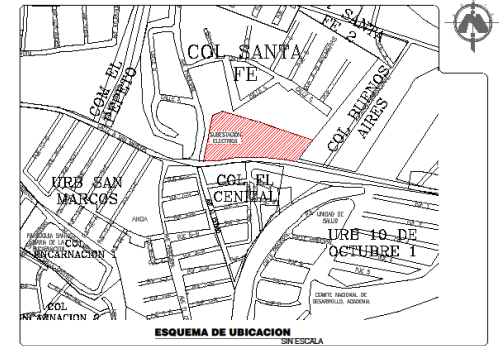
Vista de Perfil Subestación San Marcos 12.5MVA 45/23kV



Vista de planta del blindaje con ángulo fijo $\alpha = 45^\circ$



Vista de perfil de equipos protegidos con ángulo fijo $\alpha = 45^\circ$



ESQUEMA DE UBICACION

AREA PARA SELLOS


SELLOS

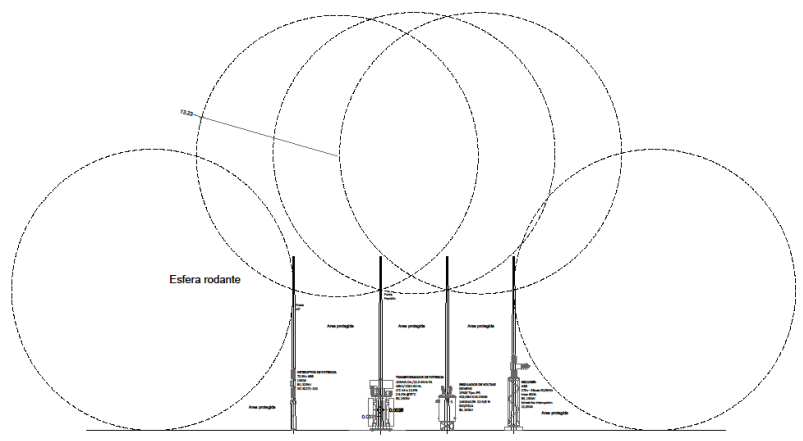
PROYECTO: ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DEL DETERIORO DEL BLINDAJE Y LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN 23 KV EN EL SALVADOR

CONTENIDO:
EVALUACIÓN DEL BLINDAJE POR EL METODO DE ÁNGULOS FIJOS

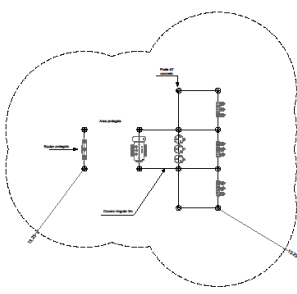
UBICACION:
KILOMETRO 7 1/2 CARRETERA ANTIGUA A ZAPATECOLUCA SAN MARCOS

PROPIETARIO:
DEL SUR S.A. DE C.V.

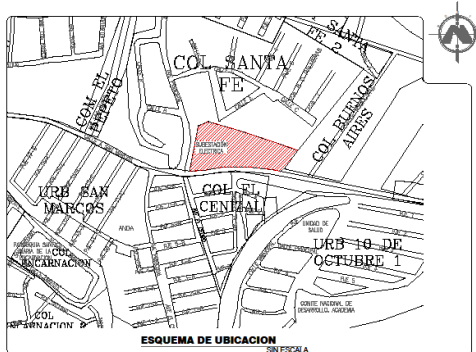
 PRESENTA: DR. LUIS ANTONIO SÁNCHEZ FLORES DR. JORGE ALBERTO PALACIOS HERNÁNDEZ	REVISIÓN: MSc. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
	SUPERVISIÓN: MSc. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
	DIBUJO: JORGE PALACIOS
	FECHA: JULIO 2024
	ESCALA: INDICADAS



Blindaje mediante EGM por esfera rodante Sc, sección A-A



Vista de planta de la zona de protección



ESQUEMA DE UBICACION

ESCALA

AREA PARA SELLOS

SELLOS:

PROYECTO: ANALISIS Y PROYECCION DEL DETERIORO DEL BLINDAJE Y LOS ELEMENTOS DE UNA SUBSTACION DE DISTRIBUCION 22 KV EN EL SALVADOR

CONTENIDO: EVALUACION DEL BLINDAJE POR EL METODO DE LA ESFERA RODANTE.

UBICACION: KILOMETRO 7 1/2 CARRETERA ANTIGUA A ZACATEPECALGA SAN MARCOS

PROPIETARIO: DEL SUR S.A. DE C.V.

REVISION: MSc. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

SUPERVISA: MSc. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

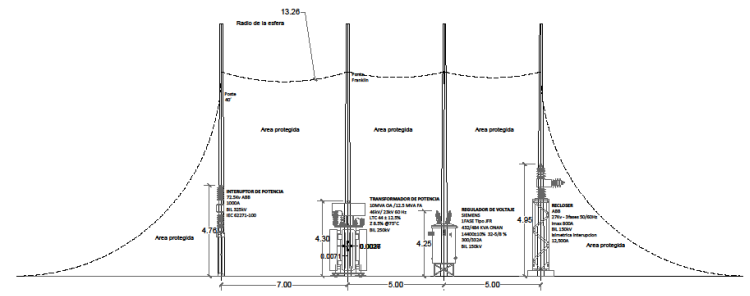
DIBUJO: JORGE PALACIOS

FECHA: JULIO 2024

PRESENTA: DR. LUIS ANTONIO SANCHEZ FLORES
DR. JOSE ALBERTO PALACIOS HERNANDEZ

ESCALA: INDICADAS

HORA: A-4/6



Zonas de protección obtenidas al hacer rodar la esfera, sección A-A

• **Formulas de derivadas**

$$Z = \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 + \left(\frac{H}{2}\right)^2}$$

$$Z = \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 + \left(\frac{H}{2}\right)^2}$$

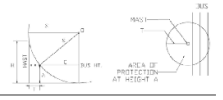
• **Formulas de derivadas**

$$Z = \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 + \left(\frac{H}{2}\right)^2}$$

• **Almohadilla**

• **Almohadilla**

• **Almohadilla**

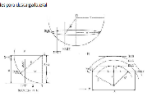


Almohadilla

• **Almohadilla**

• **Almohadilla**

• **Almohadilla**



Formulas de derivadas de la esfera rodante

Para determinar el radio de la esfera rodante se debe utilizar las formulas de derivadas de la esfera rodante.

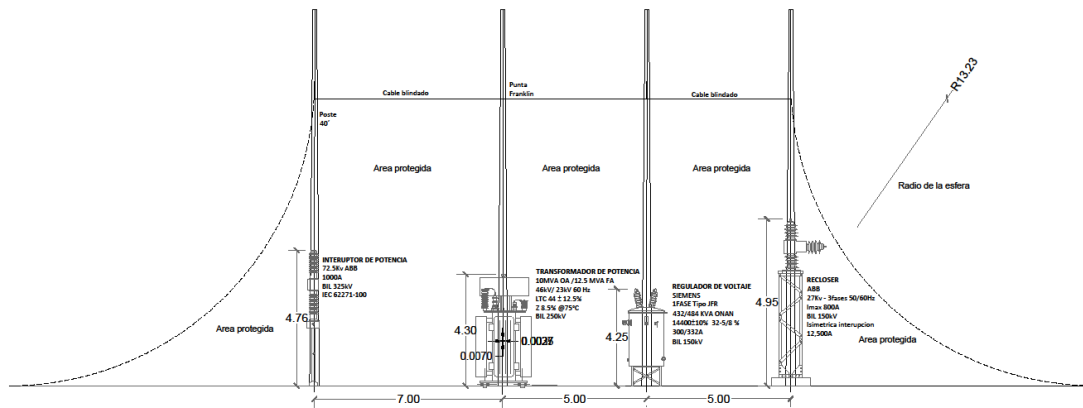
Formulas de derivadas de la esfera rodante	Formulas de derivadas de la esfera rodante
$Z = \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 + \left(\frac{H}{2}\right)^2}$	$Z = \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 + \left(\frac{H}{2}\right)^2}$
$Z = \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 + \left(\frac{H}{2}\right)^2}$	$Z = \sqrt{\left(\frac{D}{2}\right)^2 + \left(\frac{H}{2}\right)^2}$

Formulas de derivadas de la esfera rodante

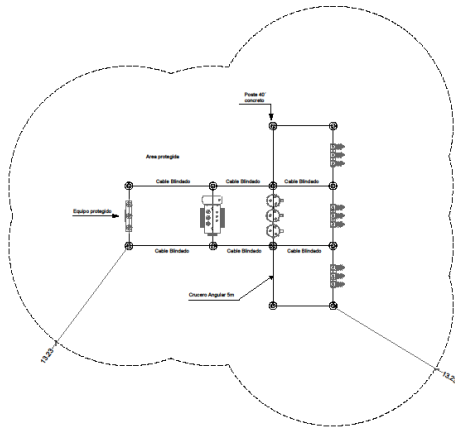
• **Formulas de derivadas de la esfera rodante**

Formulas de derivadas de la esfera rodante

• **Formulas de derivadas de la esfera rodante**



Blindaje mejorado con mástil y cable blindado, sección A-A



Vista de planta de la zona de protección

Cálculo de blindaje con cable de guarda

Con los datos de la tabla 4.33 anterior se proyecta y calcula lo siguiente:
 Impedancia de radiación en el espacio exterior

$$Z_0 = 120 \ln \left(\frac{4L}{\lambda} \right)$$

• Constante entre la línea:

$$k_1 = \frac{300 \times 10^3}{Z_0}$$

$$k_2 = \frac{300 \times 10^3 \times \cos(130^\circ)}{Z_0} = 1.611 \times 10^5$$

• Distancia de descarga crítica (C) (radio de la esfera):

$$r_c = 50 \times 10^3$$

Fase cable blindado en tierra h-C-D

$$S_1 = 50 \times 10^3$$

$$S_2 = 50 \times 10^3 \times \cos(130^\circ)$$

$$S_3 = 50 \times 10^3$$

• Separación mínima entre el cable y el filo protegido:

$$\text{Altura del bus de 48 kV, Altura del cable} = 10.23 \text{ m}$$

$$A = 5.81 \text{ m} \quad B = 11.27 \text{ m}$$

$$h = \sqrt{A^2 - C^2} = 4.27 \text{ m}$$

$$h = 4.27 \text{ m}$$

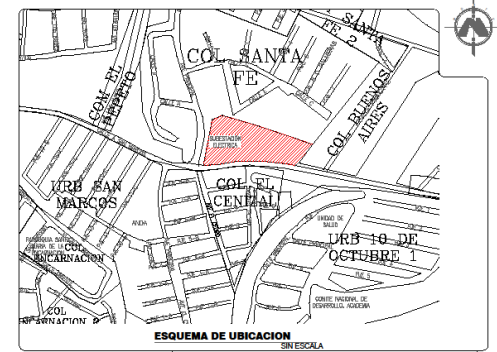
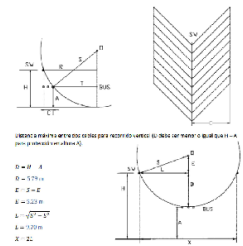
$$F = \sqrt{h^2 + C^2} = 4.27 \text{ m}$$

$$F = 4.27 \text{ m}$$

$$A = h + C = 4.27 + 5.81 = 10.08 \text{ m}$$

$$F = 10.08 \text{ m}$$

Entes valores con la capacidad máxima de los cables blindados como se proyectaron en el caso de altura A.



ESQUEMA DE UBICACION SIN ESCALA

AREA PARA SELLOS

SELLOS

PROYECTO: ANÁLISIS Y PROYECCIÓN DEL DETERIORO DEL BLINDAJE Y LOS ELEMENTOS DE UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCIÓN 28 KV EN EL SALVADOR

CONTENIDO: MEJORAS EN EL BLINDAJE POR MÁSTIL Y CABLE DE GUARDA.

UBICACION: KILOMETRO 7 1/2 CARRETERA ANTIGUA A ZACATEPECALUA SAN MARCOS

PROPIETARIO: DEL SUR S.A. DE C.V.

REVISOR: MSc. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

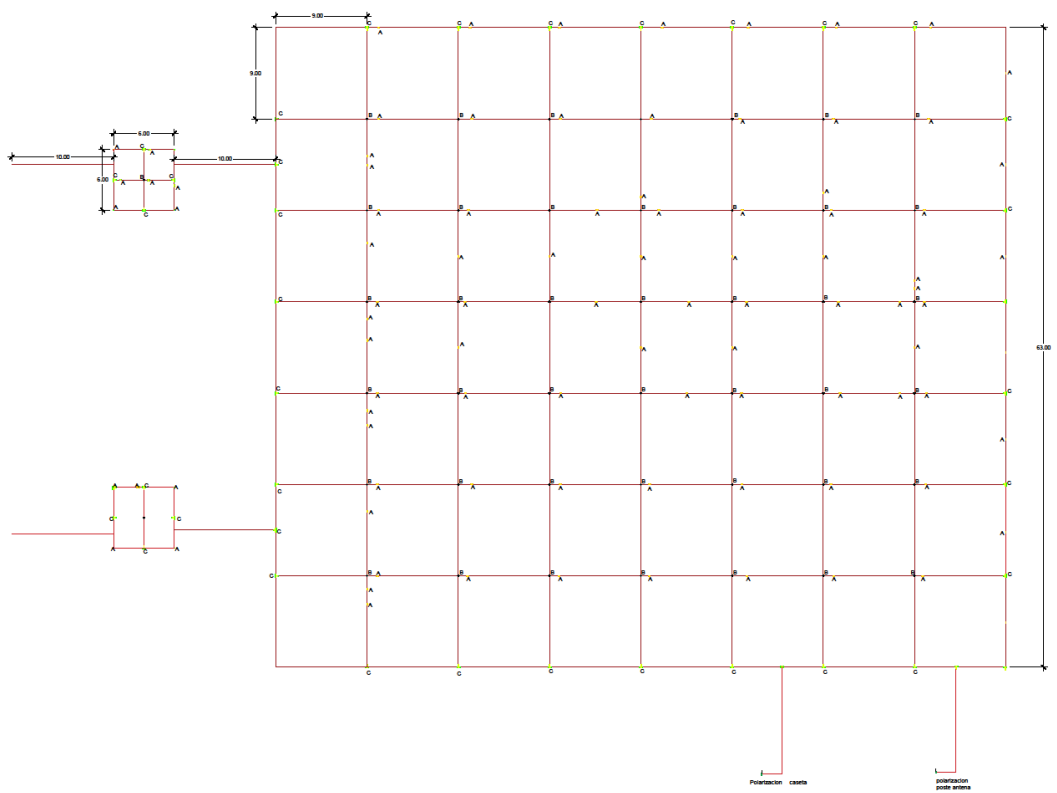
SUPERVISOR: MSc. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

DEBIDO: JORGE PALACIOS

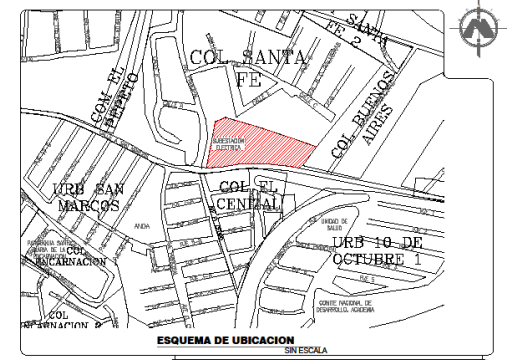
FECHA: JULIO 2024

ESCALA: INDICADAS

HOJA: A-5/6



RED DE TIERRA SUBSTACION SAN MARCOS 46/23KV
 Esc. 1:50



AREA PARA SELLOS

SELLOS:

PROYECTO: ANALISIS Y PROYECCION DEL DETERIORO DEL BLINDAJE Y LOS ELEMENTOS DE UNA SUBSTACION DE DISTRIBUCION 46 KV EN EL SALVADOR

CONTENIDO:
 EVALUACION DEL BLINDAJE POR EL METODO DE ANGULOS FIJOS

UBICACION:
 KILOMETRO 7 1/2 CARRETERA ANTIGUA A ZACATECOLUJA (SAN MARCOS)

PROPIETARIO:
 DEL SUR S.A. DE C.V.



REVISION:
 MSr. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

SUPERVISA:
 MSr. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ

DEBUCO:
 JORGE PALACIOS

FECHA:
 JULIO 2024

ESCALA:
 INDICADAS

HOJA:
 A-6/6

ANEXO 2. Evaluación de Es y Et

Cálculo de Rg 0.46 Ω	
Criterio del voltaje de toque y de paso	
Peso de evaluación	70 kg
Corriente letal: 176 mA	
Voltaje de toque:	1255.0 V
Voltaje de paso:	4493.6 V
Cálculo del GPR y primera condición de seguridad	
GPR:	1676.0 V
Etouch	262.6 V
GPR < Etouch No Cumple	
Verificar el voltaje de malla	
Em :	262.6 V
Etouch :	1255.0 V
Em < Etouch Cumple	
Verificar el voltaje de paso	
Es :	103.9 V
Estep:	4493.6 V
Es < Estep Cumple	

calculos para un Rg= 0.40 Ω	
Criterio del voltaje de toque y de paso	
Peso de evaluación	70 kg
Corriente letal: 176 mA	
Voltaje de toque:	1091.6 V
Voltaje de paso:	3839.9 V
Cálculo del GPR y primera condición de seguridad	
GPR:	1964.9 V
Etouch	354.5 V
GPR < Etouch No Cumple	
Verificar el voltaje de malla	
Em :	354.5 V
Etouch :	1091.6 V
Em < Etouch Cumple	
Verificar el voltaje de paso	
Es :	130.4 V
Estep:	3839.9 V
Es < Estep Cumple	

calculos para un Rg= 0.45 Ω	
Criterio del voltaje de toque y de paso	
Peso de evaluación	70 kg
Corriente letal: 176 mA	
Voltaje de toque:	1255.0 V
Voltaje de paso:	4493.6 V
Cálculo del GPR y primera condición de seguridad	
GPR:	1648.8 V
Etouch	183.9 V
GPR < Etouch No Cumple	
Verificar el voltaje de malla	
Em :	183.9 V
Etouch :	1255.0 V
Em < Etouch Cumple	
Verificar el voltaje de paso	
Es :	118.5 V
Estep:	4493.6 V
Es < Estep Cumple	

ANEXO 3. Distribución de probabilidad de Weibull

Distribución de probabilidad de Weibull

B.1 Observaciones generales

En la gran mayoría de la literatura que trata del aislamiento externo, la probabilidad de descarga disruptiva del aislamiento como función del valor de cresta de la tensión aplicada $P(U)$, está representado por una función de distribución de frecuencia acumulativa de Gauss, la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$P(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{1}{2}y^2} dy \quad (\text{B.1})$$

y

$$x = (U - U_{50}) / Z$$

donde

U_{50} la tensión de descarga al 50% de probabilidad ($P(U_{50}) = 0,5$);

Z la desviación típica de acuerdo con la Norma IEC 60061-1.

Una observación fundamental, sin embargo, es que no existe un apoyo físico en la adopción de esta función para $P(U)$. Una evidencia de esta falta de fundamento es que físicamente no puede ocurrir una descarga por debajo de un valor mínimo de U . La función, por consiguiente está truncada a ($U_{\text{spec}} = U_{50} - 3 Z$) o a ($U_{\text{spec}} = U_{50} - 4 Z$), por lo que $P(U) = 0$ para $U \leq U_{\text{spec}}$. La razón principal por la que se ha adoptado la expresión (B.1) es que se adapta razonablemente bien a los resultados experimentales.

Además la distribución de probabilidad acumulativa de las sobretensiones es descrita usualmente por una función acumulativa de Gauss $F(U)$ la cual es frecuentemente truncada a ($U_{\text{et}} = U_{e50} + 3 S_e$) o a ($U_{\text{pt}} = U_{p50} + 3 S_p$) con intención de representar un límite previsto más alto para las sobretensiones.

Para tener en cuenta estos puntos, esta guía recomienda el uso de las funciones de probabilidad de Weibull tanto para las sobretensiones como para las descargas disruptivas de un aislamiento autorregenerable, porque ofrece las siguientes ventajas:

- los valores de truncamiento U_{spec} y U_{et} están matemáticamente incluidos en la expresión de Weibull;
- las funciones son fácilmente evaluables por calculadoras de bolsillo;
- las funciones inversas $U = U(P)$ y $U_e = U_e(F)$ pueden ser expresadas matemáticamente y son fácilmente evaluables por calculadoras de bolsillo;

- las expresiones de Weibull modificadas son definidas por los mismos parámetros que caracterizan las dos expresiones gaussianas truncadas: $(U_{50}, Z$ y $U_{\text{spec}})$ para $P(U)$, y por ejemplo $(U_{e2}, S_e$ y $U_{et})$ para $F(U_e)$;
- la función de probabilidad de descarga disruptiva de varios aislamientos idénticos en paralelo tiene la misma expresión que para un aislamiento y sus características pueden ser fácilmente determinadas desde las del aislamiento simple.

A partir de la distribución de probabilidad acumulativa de Weibull con tres parámetros, el anexo B describe las dos funciones modificadas de Weibull para emplearlas en la representación de la función de probabilidad de descarga disruptiva en un aislamiento externo bajo impulsos tipo maniobra y tipo rayo, y por otra parte, en la distribución de probabilidad acumulativa de los valores de cresta de las sobretensiones que ocurren en una red.

B.2 Probabilidad de descarga disruptiva de un aislamiento externo

La expresión general para la distribución de Weibull es:

$$P(U) = 1 - e^{-\left(\frac{U-U_0}{\beta}\right)^\gamma} \quad (\text{B.2})$$

donde

U_0 es el valor de truncamiento;

β es el parámetro de escala;

γ es el parámetro de forma.

Esta expresión puede ser modificada adecuadamente para la descripción de la probabilidad de descarga de un aislamiento con una función truncada de probabilidad de descarga mediante sustitución del valor de truncamiento U_0 y el factor de escala β :

$$U_0 = U_{50} - NZ \quad (\text{B.3})$$

$$\beta = NZ(\ln 2)^{\frac{1}{\gamma}} \quad (\text{B.4})$$

lo cual conduce a la función modificada de Weibull:

$$P(U) = 1 - 0,5^{\left(1 + \frac{U-U_{50}}{ZN}\right)^\gamma} \quad (\text{B.5})$$

en la cual la constante N es igual al número de desviaciones típicas por debajo de U_{50} que corresponden a la tensión de truncamiento ($P(U) = 0$) y el exponente se determina mediante la condición de que ($P(U_{50} - Z) = 0,16$) resultante en:

$$\gamma = \frac{\ln \left[\frac{\ln(1 - 0,16)}{\ln 0,5} \right]}{\ln(1 - (1/N))} \quad (\text{B.6})$$

Para aislamiento externo, se asume que la descarga no es posible (probabilidad de soportabilidad = 100%) al valor de truncamiento ($U_{\text{spec}} = U_{50} - 4Z$), por ejemplo para $N = 4$. Introduciendo $N = 4$ en la ecuación (B.6) da como resultado un exponente de $\gamma = 4,80$, el cual puede ser aproximado a $\gamma = 5$ sin cometer un error significativo.

Introduciendo la variable normalizada ($x = (U - U_{50})/Z$) como para la función de Gauss, la función modificada de distribución de probabilidad de descarga de Weibull es entonces:

$$P(U) = 1 - 0,5 \left(1 + \frac{x}{4} \right)^5 \quad (\text{B.7})$$

La figura 5 ilustra esta función de distribución de Weibull modificada junto con la función de distribución gaussiana a la que corresponde. La figura 6 muestra las mismas distribuciones en escalas de probabilidad gaussianas.

Si la misma sobretensión incide simultáneamente en M aislamientos idénticos en paralelo, la probabilidad de descarga resultante de los aislamientos en paralelo [$P'(U)$] viene dada por la ecuación (B.8):

$$P'(U) = 1 - [1 - P(U)]^M \quad (\text{B.8})$$

Combinando las ecuaciones (B.7) y (B.8), la probabilidad de descarga para M aislamientos en paralelo es:

$$P'(U) = 1 - 0,5 \left(1 + \frac{x}{4} \right)^{5M} \quad (\text{B.9})$$

Introduciendo la variable reducida ($x_M = (U - U_{50M})/Z_M$), la ecuación (B.9) puede expresarse de la siguiente forma:

$$P'(U) = 1 - 0,5 \left(1 + \frac{x_M}{4} \right)^5 \quad (\text{B.10})$$

De las ecuaciones (B.9) y (B.10) se obtiene:

$$1 + \frac{x_M}{4} = \sqrt[5]{M} \left(1 + \frac{x}{4}\right) \quad (\text{B.11})$$

En general, si el riesgo de fallo de un aislamiento (R) es pequeño (del orden de 10^{-5}), entonces el riesgo de fallo de M aislamientos idénticos en paralelo en los que se incide simultáneamente puede ser aproximado como el producto de M por R .

Sustituyendo en la ecuación (B.11) x y x_M por sus respectivas definiciones extendidas, y debido al punto de truncamiento ($U_{50} - 4Z = U_{50M} - 4Z^M = U_{\text{spec}}$), se obtienen las relaciones siguientes:

$$Z_M = \frac{Z}{\sqrt[5]{M}} \quad U_{50M} = U_{50} - 4Z \left(1 - \frac{1}{\sqrt[5]{M}}\right) \quad (\text{B.12})$$

Esas relaciones se muestran en la figura B.1 la cual nos da la característica de soportabilidad de M aislamientos idénticos en paralelo relacionada con la característica de soportabilidad de un aislamiento.

Por ejemplo aplicando las fórmulas precedentes para $M = 200$:

$$U_{50(200)} = U_{50} - 2,6Z$$

$$U_{10(200)} = U_{50(200)} - 1,3 Z_{200} = U_{50} - 3,1 Z$$

Como otro ejemplo, para 100 aislamientos en paralelo, cada uno de ellos con $U_{50} = 1\,600$ kV y $Z = 100$ kV, entonces $Z_M = 100/(100)^{1/5} = 39,8$ kV y $U_{50M} = 1\,359,2$ kV. La tabla C.1 completa este ejemplo dando los valores de U y U_M para varias probabilidades de descarga $P(U)$.

Tabla B.1 - Tensión de descarga disruptiva en función de la probabilidad acumulativa de descarga - Aislamiento único y 100 aislamientos en paralelo

$P(U)$ (%)	50	16	10	2	1,	0,1	0 ^a
U (kV)	1 600	1 500	1 475	1 400	1 370	1 310	1 200
U_M (kV)	1 359	1 319	1 308	1 280	1 268	1 244	1 200
a El valor de truncamiento permanece constante.							

Cálculo del riesgo de fallo

Para calcular el riesgo de fallo en el ejemplo precedente, se asume $U_{e2} = 1\,200$ kV y $S_e = 100$ kV. Entonces para un aislador:

$$K_{CS} = U_{10}/U_{e2} = 1\,475 / 1\,200 = 1,23$$

y $R = 10^{-5}$

Para 100 aislamientos idénticos en paralelo:

$$K_{CS} = 1\,308/1\,200 = 1,09$$

y $R = 10^{-3}$ (compárese con la figura 8)

Como una aproximación, se puede calcular el riesgo de fallo de M aislamientos en paralelo utilizando la siguiente ecuación, para $R < 0,1$:

$$R = M\Phi \left[\frac{U_{e50} - U_{50}}{\sqrt{S_e^2 + Z^2}} \right] \quad (\text{B.13})$$

donde

M es el número de aislamientos simultáneamente sometidos a sollicitación;

Φ es la función integral de Gauss sin truncar;

U_{e50} es el valor medio de la distribución de sobretensión, obtenido como $U_{e2} - 2S_e$, de acuerdo con el anexo D (kV);

U_{50} es la tensión de descarga al 50% determinado como tensión soportada dividida por $(1 - 1,3Z)$ (kV);

S_e es la desviación típica de la función de distribución de probabilidad de sobretensión (kV);

Z es la desviación típica de la probabilidad de descarga (kV).

Entonces

$$R = 100 \Phi((1\,000 - 1\,600) / 140) = 100 \Phi(-4,3) = 100 (10^{-5}) = 10^{-3};$$

el cual es el mismo resultado que el anterior. Para valores de riesgo bajos, el uso de esta fórmula podría ser demasiado conservadora.

B.3 Función de distribución de frecuencia acumulativa de las sobretensiones

Para representar la función de distribución de frecuencia acumulativa de las sobretensiones con una función de Weibull modificada, es suficiente con cambiar el signo de las tensiones dentro del exponente de la ecuación (C.2) para tener en cuenta que la función deberá ser truncada para valores de tensión más elevados. Por ejemplo, para sobretensiones de fase a tierra:

$$F(U_e) = 1 - e^{-\left(\frac{U_{et} - U_e}{\beta}\right)^\gamma} \quad (\text{B.14})$$

Con las hipótesis hechas en el anexo C en las que el valor de truncamiento ($U_{et} = U_{e50} + 3 S_e$) y el valor del 2% es igual a ($U_{e2} = U_{e50} + 2,05 S_e$), el exponente de la ecuación (B.6) llega a ser $\gamma = 3,07$, el cual puede ser aproximado a $\gamma = 3$. El parámetro de escala con estas hipótesis llega a ser $\beta = 3,5 S_e$, para ser usado en la ecuación (B.14).

Alternativamente, la función de distribución de frecuencia de sobretensión puede ser expresada de una forma similar a la ecuación (B.5) para la probabilidad de descarga disruptiva:

$$F(U_e) = 1 - 0,5 \left[1 - \frac{1}{3} \left(\frac{U_e - U_{e50}}{S_e} \right) \right]^3 \quad (B.15)$$

Con estos factores, ambas ecuaciones (B.14) y (B.15) dan una probabilidad del 2,2% para el valor del 2%, lo cual es considerado de una precisión suficiente.

Si el método del valor de cresta por caso (caso-cresta) y el método del valor de cresta por fase (fase-cresta) (para la definición véase 4.3.3.2.1) se comparan, y las sobretensiones en las tres fases son estadísticamente independientes, entonces la función de distribución de probabilidad es:

$$F_{c-p} = 1 - (1 - F_{p-p})^3 = 1 - e^{-3 \left(\frac{U_{et} - U}{B} \right)^\gamma} \quad (B.16)$$

donde c - p y p - p se refieren al método del valor de cresta por caso y al método del valor de cresta por fase, respectivamente, y con los parámetros $\gamma = 3$ y $\beta = 3,5 S_e$.

Esto significa que los parámetros β para los dos métodos siguen la relación:

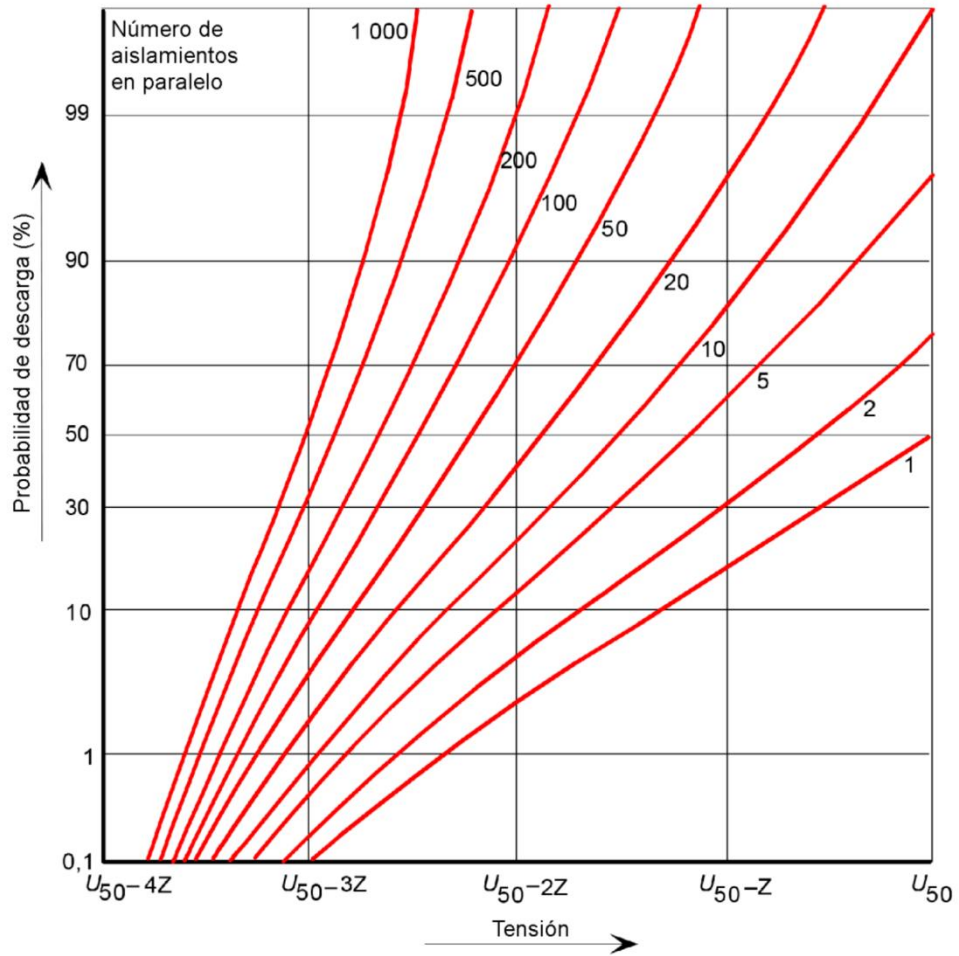
$$\beta_{c-p} = 3^{-1/3} \beta_{p-p} = 0,69 \beta_{p-p} \quad (B.17)$$

y consecuentemente, la relación entre las desviaciones típicas es:

$$S_{c-p} = 0,69 S_{p-p} \quad (B.18)$$

y, como el valor de truncamiento debe ser el mismo para ambos métodos:

$$u_{e2c-p} = 1,08 u_{e2p-p} - 0,08 \quad (B.19)$$



U_{50} : tensión de descarga al 50% de un único intervalo
 Z : desviación típica de un único intervalo

Figura B.1 – Gráfico de conversión para la reducción de la tensión soportada debido a la instalación de configuraciones de aislamientos en paralelo

ANEXO 4. Pruebas de Ultrasonido en subestaciones eléctricas

Funcionamiento

El ultrasonido son ondas de presión sonora con una frecuencia de 20 kHz o superior. Estas ondas sonoras son inaudibles para el oído humano, y solo pueden detectarse mediante la tecnología de ultrasonidos se aplica enviando pulsos de alta frecuencia a través del material, y al detectar variaciones en la velocidad de propagación de las ondas, es posible determinar la presencia y ubicación de posibles anomalías. Esta metodología permite realizar un monitoreo detallado y preciso de la estructura, contribuyendo a mantener su seguridad y eficiencia de una subestación eléctrica.

Utilización del ultrasonido para detectar fallos en subestaciones eléctricas.

El ultrasonido es una técnica de mantenimiento predictivo que permite detectar fallas en subestaciones eléctricas y otros equipos eléctricos, especialmente en alta tensión. La técnica consiste en la detección de sonidos ultrasónicos generados por problemas eléctricos, como efectos corona, descargas parciales y contaminación. El análisis de ultrasonidos es una técnica complementaria a otras técnicas de mantenimiento predictivo, como el análisis térmico y de vibraciones, y es de vital importancia para detectar fallas en la infraestructura eléctrica. La técnica permite detectar fallas en su etapa temprana, antes de que se produzcan daños en la infraestructura eléctrica y riesgos para la seguridad de las personas. Las inspecciones de ultrasonidos para detección de fallas eléctricas en subestaciones incluyen escaneos de ultrasonidos para detectar posibles fallos antes de que ocurran. La técnica de ultrasonido es una potente herramienta que permite monitorear y controlar equipos eléctricos de forma ágil, rápida y sobre todo fiable a la hora de detectar averías. En resumen, el ultrasonido es una técnica de mantenimiento predictivo efectiva para detectar fallas en subestaciones eléctricas y otros equipos eléctricos.

Fallas detectables por ultrasonido acústico.

Efecto Corona.

Es un fenómeno eléctrico causado por la ionización del aire circundante a los conductores eléctricos debido a la colisión de electrones libres que se escapan del sistema o por adición de electrones al pasar por una órbita de algún átomo capaz de contener esa energía. En el momento que las moléculas de aire se ionizan, éstas son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire. Cuando ocurre el Efecto Corona este crea ozono, el ozono deteriora material dieléctrico con base de goma y/o plástico; si existen condiciones de humedad el ozono puede crear ácido nítrico que es capaz de atacar al cobre y otros metales causando corrosión. El efecto corona usualmente no produce un cambio significativo en la temperatura como para poder ser detectado por una cámara termográfica. De cualquier manera, el sonido de alta frecuencia que genera puede ser captado por un instrumento de ultrasonido. Existen instrumentos capaces de grabar el sonido detectado en la anomalía e ingresarlo a un *software* que puede analizar su espectro. El efecto corona, *tracking* y *arc flash* tienen una firma característica y onda que permiten su identificación por medio del análisis del archivo de sonido. Actualmente se cuenta con equipos de ultrasonido con la capacidad de grabar los sonidos detectados en campo. Esto permite llevar esa información a una plataforma que permita graficar las señales detectadas,

permitiéndonos de una manera gráfica ver las características contenidas en dicha señal. En la fig.6.1 podemos observar un *software que analiza el espectro*.

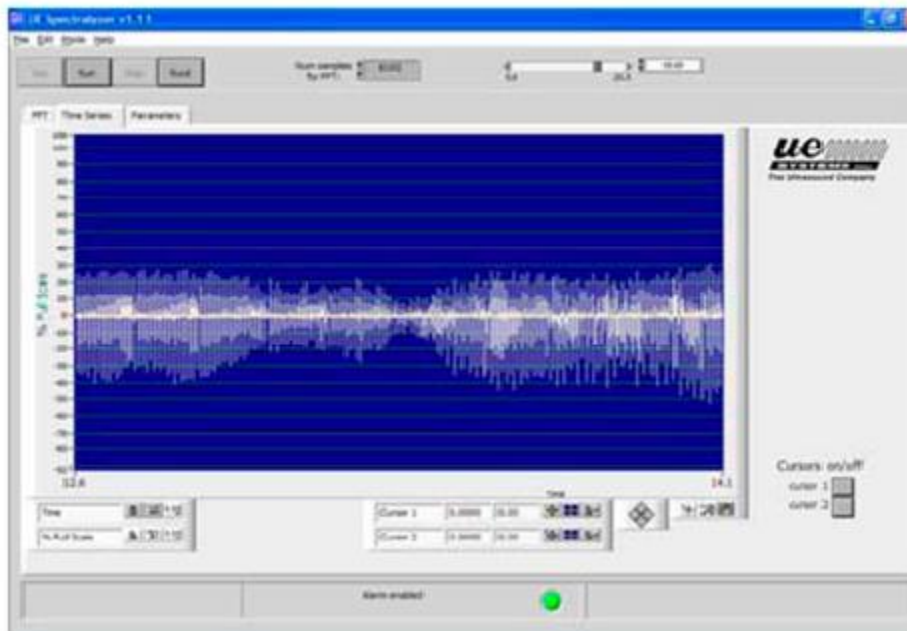


Fig.5.3.1 Software que analiza Espectro de sonido

Efecto Corona en la plataforma de análisis espectral, buscamos en FFT (Transformada Rápida de Fourier) identificar picos armónicos consecutivos a la frecuencia de la electricidad, en este caso 60 Hz.

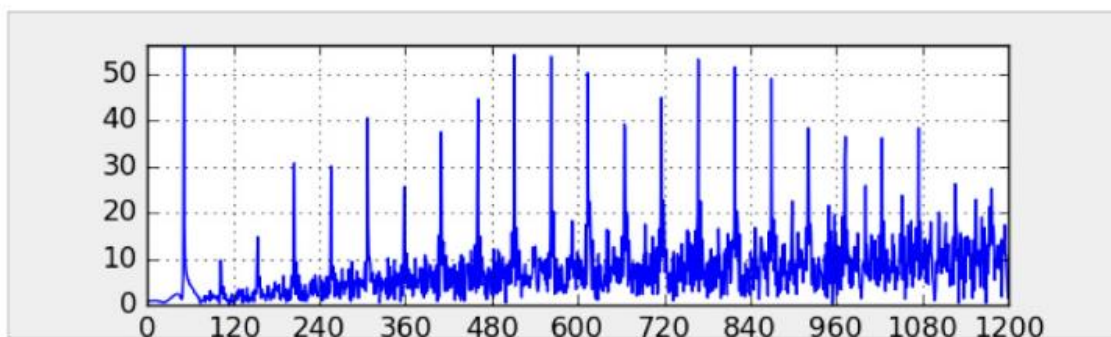


Fig. 5.3.2 Espectro del efecto Corona a 60hz.Con picos Armónicos.

La forma de onda (Amplitud a través del Tiempo) del Efecto Corona debe mostrar la uniformidad del sonido de interferencia, ya que este fenómeno no carga potencial y como consecuencia no genera descargas que serían evidentes en la forma de onda. El Efecto Corona no genera cambios de temperatura, por lo que es indetectable para la termografía infrarroja, sin embargo, genera fotones en el rango ultravioleta que también pueden ser detectados con instrumentos de alto rango frecuencial/visual.

El Detector de ultrasonido acústico **PowerBeam 300** puede localizar con precisión fuentes de ultrasonido a 1 grado del objetivo desde una distancia de hasta 300 pies (91,44 metros). Abajo en la Fig. 5.3 podemos ver sus características técnicas.



Especificaciones Técnicas

- Distancia de recepción**
hasta 300 pies
- Umbral de sensibilidad**
0 dB SPL
- Frecuencia de resonancia**
40 kHz +/- 1 kHz
- Temperatura de funcionamiento**
-4 ° a + 130 ° F
(-20 ° a + 54 ° C)
- Fuente de alimentación**
pila AAA estándar (x 2)
- Duración de la batería**
30 horas continuas

Detección de fallas Eléctricas con un Detector de Ultrasonido acústico UL 101.

Fig. 5.3.3 Detector de Ultrasonido Acústico UL 101 y sus Especificaciones Técnicas.

Descargas parciales (Tracking)

Cuando el material ha sido deteriorado por el Efecto Corona se da un fenómeno conocido como Tracking, que es el camino eléctrico superficial por donde aparecen arborescencias eléctricas bidimensionales, cuando la superficie de aislantes está sometida a un gran estrés eléctrico, o contaminación por polvo, sales minerales o humedad. Este fenómeno presenta las siguientes características:

- El Tracking se escucha como un sonido de zumbido y chisporroteo intermitentes, con pausas caídas y crecimiento en intensidad.
- La intensidad puede aumentar hasta llegar al punto de combustión súbita (flashover) después este sonido se convierte en silencio.
- La presentación de la onda de la señal de Tracking muestra altas cumbres muy cortas, con elevada amplitud.
- El espacio e Tiempo entre picos y las amplitudes de los picos no son regulares.
- La amplitud de los picos muestra la gravedad del defecto. La señal en frecuencia no muestra picos predominantes

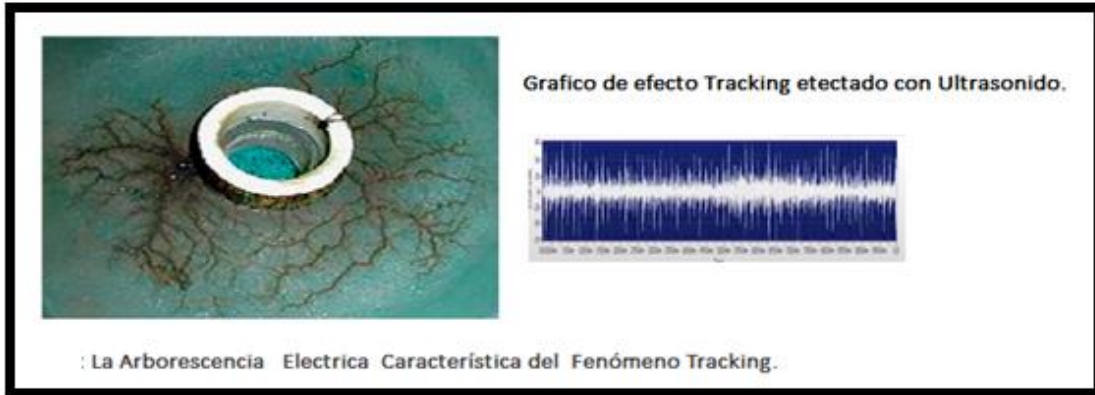


Fig. 5.3.4 Característica Eléctrica del Fenómeno Tracking y sus respectivo Ultrasonido.

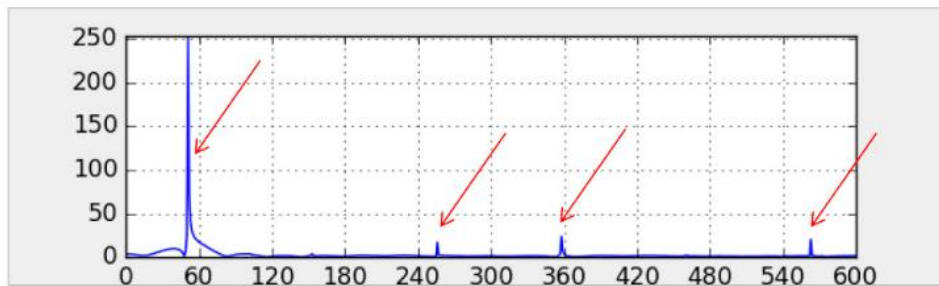


Fig. 5.3.5 Disminución de los Armónicos a 60hz Característica del Tracking

Diagnóstico Tracking en la plataforma de análisis espectral, buscamos en FFT (Transformada Rápida de Fourier) identificar picos armónicos a la frecuencia de la electricidad, en este caso 60 Hz, se pierde la cantidad de armónicos que se tenían en el Efecto Corona debido a que el proceso de carga de potencial evita que ocurra de una manera cíclica en la onda de 60 Hz sin embargo mantiene algunos de esos picos que evidencian que es un problema eléctrico y no mecánico.

Arco eléctrico

Se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa enrarecida, normalmente a baja presión, o al aire libre, forma entre ellos una descarga luminosa similar a una llama. Durante el tiempo de la descarga se produce una luminosidad muy intensa y un gran desprendimiento de calor. Ambos fenómenos, en caso de ser accidentales, pueden ser sumamente destructivos, como ocurre con la perforación de aisladores o de los aislantes de conductores y otros elementos eléctricos o electrónicos. Una descarga de arco es en esencia un corto circuito y el mecanismo de ionización del aire es similar al del Efecto Corona.



Fig. 5.3.6 Descargas de Arco Eléctrico y su Grafico Detectado con Ultrasonido Acústico.

El Arco se escucha como un sonido violento al comenzar y desvanecimiento brusco, el zumbido presente en el efecto corona y tracking están ausentes. La onda de la señal del arco muestra picos elevados de amplitud que aparecen aleatoriamente en el tiempo. La principal diferencia con el tracking es la duración de cada descarga es mas larga la señal temporal del arco muestra picos más anchos. En el fenómeno del tracking el espectro de frecuencia de la señal no muestra ningún pico predominante.

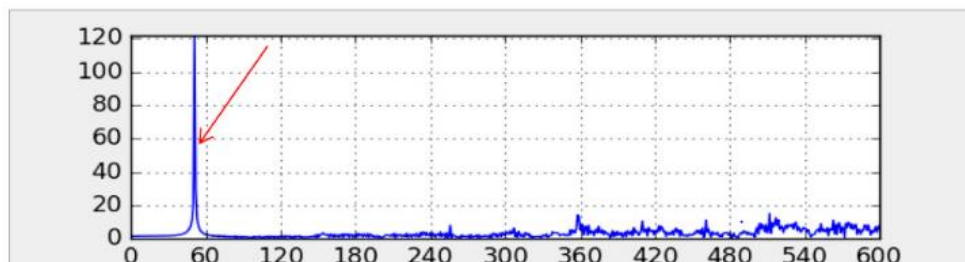


Fig. 5.3.7 Característica el Arco Eléctrico con Frecuencia Fundamental (1X).

La forma de onda (Amplitud a través del Tiempo) del Arco Eléctrico muestra la variación en la amplitud y la duración de la descarga, mostrándose significativamente diferente a los otros fenómenos.

Procedimiento general para realizar pruebas de ultrasonido en una subestación eléctrica.

- Verifica los parámetros exigidos por el fabricante del equipo (Distancia máxima y mínima del instrumento, verifica carga de Batería, frecuencia Angulo de medición etc.)
- Revisa los ajustes del instrumento.
- Ejecuta la evaluación con el ultrasonido con la distancia mínima y máxima permitida por el instrumento.
- Hacer las Comparaciones de ultrasonido grabadas en forma auditiva.
- Verifica los archivos grabados de cada evaluación.
- Retira y guarda los datos obtenidos del receptor de ultrasonido.
- Los datos generados se almacenan en la unidad extraíble y se descargan en una PC.
- Empleamos el software idóneo de procesamiento de archivos compatible con el receptor utilizado en la prueba

- Se evalúa cada archivo y lo compara con el patrón de ultrasonido respectivo que se encuentra software (Compatible con el instrumento de ultrasonido).
- Se procede hacer el análisis de cada archivo de ultrasonido obtenido.
- Se emite conclusiones de cada archivo analizado, identificando cada falla (Efecto corona, Tracking o Arco eléctrico etc.)
- Se indica el grado de severidad si es: Bajo, Medio, Alto, Muy alto o Crítico.
- Como último paso hacemos un reporte de inspección.

Tabla comparativa entre termografía y ultrasonido

Ultrasonido	Termografía
No existe ninguna restricción en cuanto a temperatura y humedad en el ambiente circundante.	Humedad, radiación solar, humedad relativa, vientos elevados se convierten en un problema.
No hay ninguna restricción para evaluar Efecto Corona, Tracking y Arco Eléctrico.	La Termografía detecta diferencias de Temperatura, Armónicas, Desbalance de fases, puntos Calientes.
Detecta Fallas en cualquier etapa de evolución avanzada.	Se detectan fallas en etapa de degradación al instante de poner en marcha un equipo o después de una maniobra.
Detecta muchas fallas que no producen huellas de calor.	No detecta fallas que no producen calor.
En cuanto a seguridad se puede usar en equipos energizados.	Requiere desenergizar los equipos para impresiones seguras.

Utilización del estándar ISO-29821-1 para realizar pruebas de ultrasonido.

El análisis espectral de ultrasonido acústico basado en las recomendaciones de la norma ISO 29281-1 potencia la capacidad de toma de decisiones de mantenimiento cuando se realizan inspecciones y diagnósticos sobre fallas en Subestaciones Eléctricas. Actualmente, los detectores de ultrasónico y las plataformas de análisis facilitan el proceso de documentación y reporte. Este documento proporciona orientación específica sobre la interpretación de las lecturas ultrasónicas archivos en el dominio de la frecuencia y el tiempo. Es necesario destacar que en la sección que habla sobre el procedimiento para realizar mantenimiento predictivo en una subestación eléctrica ha sido diseñado bajo la norma ISO 29281-1 El Detector de ultrasonido acústico **Power Beam 300** que recomendamos está fabricado siguiendo las normas ISO 29281-1 los instrumentos ultrasónicos empleados para monitorear equipos detectan frecuencias superiores a 20 kHz, que es por encima del rango de audición humana (20 Hz a 20 kHz). que especifica la norma. La norma ISO 29821-1 se ha adoptado para el diagnóstico de fallas eléctricas, lo que ha permitido estandarizar el proceso de detección y diagnóstico de fallas eléctricas. En la Fig. podemos ver un tipo de software SPECTRALYZER que es una herramienta importante para realizar diagnósticos de fallas eléctricas basado en la plataforma de análisis espectral, FFT (Transformada Rápida de Fourier)

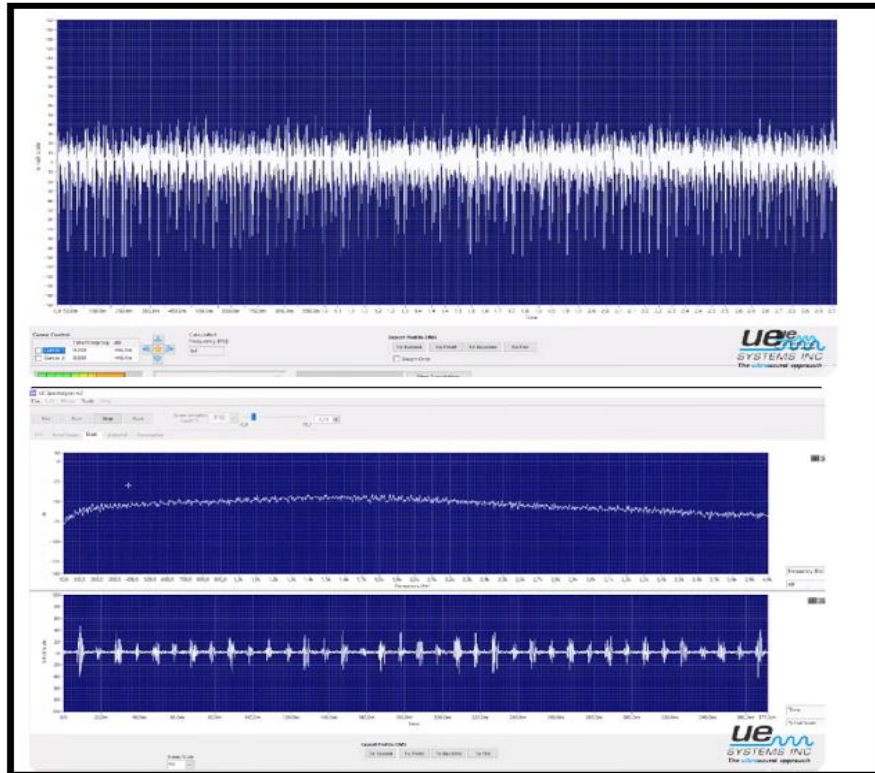


Fig.5.5.1 Software Spectralyzer para Análisis de espectro de ultrasonido bajo la norma ISO29281-1

ANEXO 5. Uso de Termografía para análisis térmico en Equipos

La termografía es una técnica que permite medir temperaturas a distancia sin necesidad de contacto físico con el objeto a estudiar, captando la radiación infrarroja del espectro electromagnético. Esta técnica revela la información térmica de los objetos, imperceptible a simple vista, a través de cámaras termográficas. La información térmica representa un patrón puntual en cuanto a la temperatura de los objetos, considerando las condiciones cambiantes y el entorno en el que se encuentran. La termografía por infrarrojos es la ciencia que utiliza dispositivos óptico-electrónicos para detectar y medir la radiación y obtener la temperatura de las superficies o equipos inspeccionados. Las cámaras térmicas generan imágenes basadas en la temperatura de los objetos, midiendo la energía infrarroja que emiten y convirtiendo esta información en imágenes con colores que representan la temperatura superficial de los objetos. En conclusión, la termografía infrarroja es una técnica valiosa que permite medir temperaturas a distancia y obtener información térmica detallada de los objetos sin contacto físico, facilitando la detección y medición de la temperatura de superficies y equipos de forma precisa y eficiente.

Aplicaciones de la Termografía

Algunas de las aplicaciones de la termografía más interesantes para poder conocer ciertas características de objetos son:

- Temperaturas elevadas: gracias a la distancia de medición de la cámara termográfica, se puede detectar si hay elementos que se encuentran a una temperatura muy elevada y que no es posible utilizar sensores de calor convencionales.
- Detectar fugas: tanto fugas de aire como fugas eléctricas que sean invisibles al ojo humano.
- Deterioro de aislantes: se puede conocer cómo se encuentran los aislantes eléctricos y si existe un problema en los recubrimientos de los cables.
- Así como las paredes que soportan calor como calderas u hornos. Sobrecalentamientos de dispositivos: las cámaras termográficas permiten monitorizar si un dispositivo está sufriendo un sobrecalentamiento y disminuir su velocidad, sobre todo en sistema que producen fricción.
- Detectar puntos calientes: la termografía en electricidad permite detectar fugas o sobrecalentamientos del circuito eléctrico y tomar medidas para evitar el deterioro de la instalación.

Causa de puntos calientes en un sistema eléctrico.

Detectar diferencias de temperatura en la instalación eléctrica nos ayudará a trabajar con criterio. En cuanto a la radiación emitida por un circuito eléctrico podemos obtener diferentes causas. Las causas más comunes de puntos calientes en un sistema eléctrico son:

- Sobrecalentamiento por malos contactos: es muy frecuente que en las instalaciones eléctricas existen entre conductores y componentes eléctricos un mal contacto. Esta anomalía de manera continuada puede subir la temperatura, hasta llegar a destruir algunos de los componentes.
- Carga excesiva de los componentes eléctricos y conductores: el termógrafo determina cuál es la sobrecarga de estos elementos y permite darnos un patrón de las temperaturas. De esta manera, se comprueba el estado del componente sin tener que tocar manualmente el circuito.
- Desequilibrio de fases: mediante una inspección termográfica se puede conocer las diferentes fases de tensiones e intensidades en sistemas trifásicos.

La Termografía en la inspección de Sistemas Eléctricos.

La termografía infrarroja es una técnica ampliamente utilizada para la inspección de equipos eléctricos, ya que cualquier dispositivo que conduzca corriente eléctrica produce calor debido a las pérdidas de energía por resistencia eléctrica. Esto genera "puntos calientes" que pueden ser detectados por una cámara termográfica. El incremento del flujo de corriente por sobrecargas, deterioro, ruptura de aislamiento o desbalances, produce más calor y eleva la resistencia, lo que a su vez genera más calor en un ciclo que puede llevar a fallas en el sistema eléctrico. La corrección de este problema a tiempo permite que el sistema sea confiable y que se mantenga dentro de los niveles establecidos de confiabilidad y productividad.

Características de los Sistemas Termográficos.

Un sistema termográfico proporciona un medio rápido de adquisición de conocimiento relacionado a los patrones de temperatura, “termogramas” que se encuentran en la superficie de un cuerpo.

Ventajas tecnológicas que nos proporciona un sistema termográfico, basado en imágenes infrarrojas, son las siguientes:

- Habilidad para planear reparaciones.
- Determinar la confiabilidad y eficiencia de un sistema.
- Prevención de accidentes.
- Es no intrusivo; por lo tanto, no requiere contacto físico ni modificación de las variables, sustancias o elementos del sistema analizado.
- Alta resolución en temperaturas: Incluso 0.1 ° C
- Amplia resolución espacial: Se pueden medir temperaturas en áreas tan pequeñas como 100 [μm^2].
- Medición en un amplio rango de temperaturas: - 20 [° C] hasta 2500 [° C].
- Seguridad y velocidad en las inspecciones.
- Practico y portátil, sobre todo en áreas peligrosas de trabajo.

CRITERIOS DE EVALUACION.

La norma NETA hace las siguientes recomendaciones en cuanto a inspección termográfica y valores térmicos a considerar:

- Realizar una inspección visual y mecánica de las instalaciones a evaluar.
- Tomar en cuenta la condición física, eléctrica, y mecánica.
- Retire las cubiertas necesarias antes de la inspección termográfica.
- La inspección de los equipos incluye todos los dispositivos de transporte de corriente.

El informe debe incluir lo siguiente:

- a. Diferencias.
- b. Diferencia de temperatura entre el área en evaluación y el área de referencia.
- c. Causa de la diferencia de temperatura.
- d. Las áreas inspeccionadas. Identifique las áreas inaccesibles y / u ocultas y / o equipos.
- e. Identifique las condiciones de carga en momento de la inspección.
- f. Proporcione fotografías (termogramas) del área deficiente.

Parámetros de prueba

- a) Inspeccione los sistemas de distribución con un equipo capaz de detectar una diferencia de temperatura mínima de 1°C a 30°C.
- b) El equipo debe detectar la radiación emitida y luego a esta, convertirla a una señal visual.

- c) Las inspecciones termográficas deben realizarse durante los periodos de máxima carga posible pero no menos del 40 % de la carga nominal del equipo eléctrico a ser inspeccionado. Refiérase a NFPA 70B-1994, Sección 18-16 (Inspección infrarroja).

Resultados de prueba

- Una diferencia de temperatura de 1°C a 3°C indica una posible deficiencia e investigación de garantía.
- Una diferencia de temperatura de 4°C a 15°C indique deficiencia; repare si el tiempo lo permite.
- Una diferencia de temperatura de 16°C y mayores indica una deficiencia mayor; repare inmediatamente.

Tabla 6.1. Criterios NETA (National Electric Testing Association).

NIVEL	TEMPRATURA MEDIDA	CALIFICACION	ACCION
1	De 1 °C a 10 °C O/A. De 1 °C a 3 °C O/S	Posible Deficiencia	Se requiere más información
2	De 11 °C a 20 °C O/A De 4 °C a 15 °C O/S	Probable Deficiencia	Reparar en la próxima parada disponible
3	De 21 °C a 40 °C O/A >15 °C O/S	Deficiencia	Reparar tan pronto como sea posible
4	>40 °C O/A >15 °C O/S	Deficiencia Mayor	Reparar inmediatamente

O/A: Over Ambient (Sobre Temperatura Ambiente)

O/S: Over Similar (Sobre Temperatura de un cuerpo similar en condición normal).

Seguridad

El personal deberá contar con todo el equipo de seguridad:

- Zapatos industriales, antideslizantes y de preferencia dieléctricos.
- Overol o camisa material lee con cinta reflectiva.
- Guantes dieléctricos de preferencia
- Gafas de seguridad según ANSI Z87
- Casco y orejeras de preferencia
- Chaleco reflectivo
- Conos para señalización en la vía
- Extintor CO2 o polvo seco
- Botiquín de primeros auxilios

Tabla A2. Acciones sugeridas basadas en el incremento de temperatura según ANSI NETA MTS 2019.

CATEGORIA	DIFERENCIA DE TEMPERATURA (ΔT) BASADAS EN COMPARACION ENTRE COMPONENTES SIMILARES BAJO CARGA SIMILARES	DIFERENCIA DE TEMPERATURA (ΔT) BASADAS SOBRE COMPARACIONES ENTRE COMPONENTES Y TEMPERATURA AMBIENTE DEL AIRE	ACCIÓN RECOMENDADA
I	1°C – 3°C	1°C – 10°C	Prohíbe deficiencia: empezar una investigación
II	4°C – 15°C	11°C – 20 °C	Indica probable deficiencia: reparar cuando el tiempo lo permita
III	-----	21°C – 40 °C	Monitorear hasta que las medidas correctivas puedan ser efectuadas
> 15°C	> 40°C	Mayor discrepancia: reparación inmediata	

Publicado por la American national standard (standard for maintenance testing specifications for electrical power equipment and systems).

Aspectos a tener en cuenta para realizar un diagnóstico termográfico

Emisividad

La emisividad es una propiedad de los materiales que describe la eficiencia con la que un objeto irradia o emite calor, cuando un objeto está más caliente, emitirá más energía infrarroja. Conocer los valores de Emisividad de los materiales es fundamental para obtener resultados confiables.

- La emisividad se expresa como un valor que varía entre 0 y 1:
- Los metales brillantes tienen baja emisividad.
- Los materiales no metálicos o los metales pintados o muy oxidados tienen mayor emisividad.

La mayoría de las superficies orgánicas, pintadas u oxidadas tienen valores de emisividad cercanos a 0.95. Si se van a realizar inspecciones cualitativas, se deja la emisividad fijada entre 0.9 y 1.0 Si se necesitan medir valores reales de temperatura, se fija el valor de emisividad según el material del

objeto que se vaya a medir. Si se necesita precisión, se tendrá que buscar el valor de la emisividad del material antes de tomar la medición para tener resultados confiables.

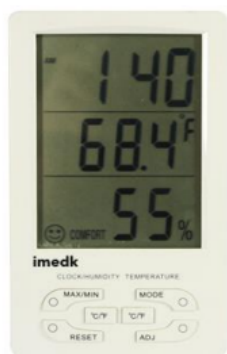
Valores de emisividad

Los valores de emisividad para muchos materiales se pueden encontrar en el cuadro, los cuales están organizados de menor a mayor valor.

Cuadro de Emisividad de algunos Materiales

Material de Temperatura (°C)	Emisividad
Cobre, pulido, recocido	0,01
Oro, Pulido	0,02
Latón, pulido	0,03
Aluminio, Pulido	0,05
Estaño, bruñido	0,05
Níquel, en hierro fundido	0,05
Níquel, puro pulido	0,05
Tungsteno	0,05
Aluminio, superficie rugosa	0,07
Cobre, bruñido comercial	0,07
Platino, puro, pulido	0,08
Plomo, brillante	0,08
Bronce, Pulido	0,1
Cromo, pulido	0,1
Mercurio, puro	0,1
Latón, pulido	0,1
Acero, plancha, niquelado	0,11
Hierro, brillante, grabado	0,16
Zinc, plancha	0,2
Zinc, feuille	0,2
Hierro fundido, Pulido	0,21
Latón, mate, deslustrado	0,22
Hierro, plancha galvanizada, bruñida	0,23
Acero, laminado fresco	0,24
Aluminio, fuertemente oxidado	0,25
Acero, galvanizado	0,28
Hierro, plancha, galvanizado, oxidado	0,28
Hierro, forjado, pulido	0,28
Plomo, gris	0,28
Pintura, acabado de plata	0,31
Hormigón	0,54
Bronce, poroso, rugoso	0,55
Acero, plancha, laminada	0,56
Plomo, oxidado	0,63
Cobre, oxidado	0,65
Acero, rojo herrumbrado	0,69
Hierro, oxidado	0,74
Hierro, laminado en caliente	0,77
Asbesto, tela	0,78

Termo higrómetro



Especificaciones técnicas de Termo Higrómetro
<ul style="list-style-type: none"> • El rango: Suele definirse indicando el límite inferior y superior. (valores para los cuales el equipo proporciona una lectura fiable.)
<ul style="list-style-type: none"> • La resolución: Es el incremento más pequeño (dígito menos significativo). Un medidor con un rango de 0,0 a 50,0 °C y una resolución de 0,1, proporciona valores fiables en el intervalo de 0 a 50 con variaciones mínimas de 0,1 °C
<ul style="list-style-type: none"> • La exactitud: Es la diferencia entre el valor medido y el valor real, muestra la capacidad de instrumento de acercarse al valor real .

Fig. Termo higrómetro y sus respectivas especificaciones Técnicas.

Distancia mínima de enfoque para hacer una termografía

A una distancia focal mínima de 15 centímetros puede medir un blanco definido ligeramente más pequeño que 7 milímetros o ¼ de pulgada. Siempre que se pueda, se debe acercarse a la menor distancia segura posible para poder llenar la imagen con el objeto que se desea medir.

Ser prudente cuando se este próximo a equipos eléctricos y trabajar de forma segura:

- Se debe cumplir las normas locales de seguridad.
- No trabajar solo.
- Cuando corresponda, trabajar con un acompañante cualificado cuya tarea sea:
- Abrir y cerrar los cuadros eléctricos - Tomar lecturas de carga
- Estar atento al que está realizando la inspección
- Tener en cuenta que todas las tensiones son potencialmente peligrosas.
- Se debe usar equipo de protección personal apropiado.
- No invadir el espacio interior de un armario eléctrico abierto.
- Minimizar el tiempo que se pasa en zonas donde se puedan formar arcos eléctricos.
- Al usar la cámara térmica se deben tomar las siguientes precauciones adicionales:
- Planificar todas las inspecciones.
- Estar siempre atento al entorno.
- Tener cuidado con los riesgos asociados entorno (tropezos, etc.).
- No caminar mientras se mira la imagen en la cámara.
- Usar ropa muy visible y reflectante en la parte superior del cuerpo.
- Si la situación planeada cambia, se debe detener, salir y volver a planificar.
- Cumplir con todas las prácticas de seguridad locales y de la compañía

Mantenimiento predictivo

La cámara térmica Thermopro TP8 es una valiosa herramienta en diversas situaciones de mantenimiento: El mantenimiento predictivo, involucra equipos de prueba para garantizar el funcionamiento adecuado de un equipo o sistema a lo largo del tiempo. Esto incluye una serie de instrumentos para examinar las características operativas del equipo o sistema, como son vibraciones, temperatura y parámetros eléctricos.

Mediciones y análisis termográfico con la cámara térmica thermopro tp8

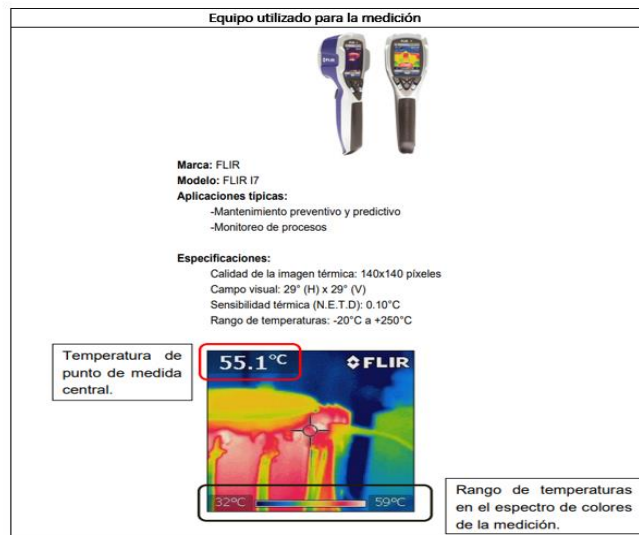
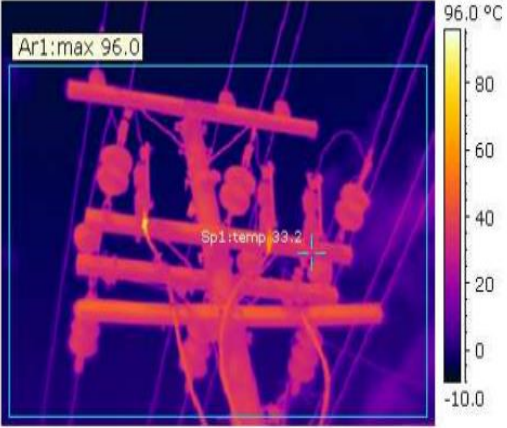



Fig. especificaciones de cámara termográfica

Ejemplo de Informe Termográfico

IMAGEN TERMICA	IMAGEN VISUAL																
 <p>Fig.A Termograma de Acometida 13.2 Kv</p>	 <p>Fig.B Acometida 13.2 Kv de alimentación</p>																
<table border="1" data-bbox="321 783 748 1052"> <thead> <tr> <th>Parámetro de objeto</th> <th>Valor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Valor Emisividad</td> <td>0,92</td> </tr> <tr> <td>Distancia del objeto</td> <td>10.0m</td> </tr> <tr> <td>Temperatura atmosférica</td> <td>33.0 °C</td> </tr> <tr> <td>Humedad relativa</td> <td>60.0 %</td> </tr> <tr> <td>Etiqueta Valor Sp1</td> <td>33.2 °C</td> </tr> <tr> <td>Ar1: máx.</td> <td>96.0 °C</td> </tr> <tr> <td>Diff</td> <td>62.8</td> </tr> </tbody> </table> <p>Termograma de acometida 13.2 Kv</p>	Parámetro de objeto	Valor	Valor Emisividad	0,92	Distancia del objeto	10.0m	Temperatura atmosférica	33.0 °C	Humedad relativa	60.0 %	Etiqueta Valor Sp1	33.2 °C	Ar1: máx.	96.0 °C	Diff	62.8	<p>Análisis: El equipo a evaluar es el corta-circuito de una acometida de 13.2 V, el cual según la figura (imagen térmica), muestra una coloración diferente (amarillo intenso), lo que nos indica que en ese punto existe una temperatura anormal, superior a los demás elementos según la escala térmica ilustrada en la figura A. Si se compara la diferencia de temperaturas entre el valor medido y la referencia, con los valores que arroja la tabla 4 (grupo C), tenemos que para 62.8°C, la falla del equipo es de clasificación “crítica”</p>
Parámetro de objeto	Valor																
Valor Emisividad	0,92																
Distancia del objeto	10.0m																
Temperatura atmosférica	33.0 °C																
Humedad relativa	60.0 %																
Etiqueta Valor Sp1	33.2 °C																
Ar1: máx.	96.0 °C																
Diff	62.8																
<p>Acciones Recomendadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desconectar e inspeccionar el estado de los terminales. • Limpiar las superficies y la presión de los contactos. • Reconectar Realizar otra termografía para verificación que la falla ha desaparecido. 	<table border="1" data-bbox="906 1104 1318 1325"> <thead> <tr> <th>Subestación: San Jacinto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Modelo de cámara: FLIR 17</td> </tr> <tr> <td>Nombre de Archivo IR 001954</td> </tr> <tr> <td>Velocidad de Viento (km/h): 0</td> </tr> <tr> <td>Prioridad: Grave</td> </tr> <tr> <td>Inspector: Jorge Palacios</td> </tr> <tr> <td>Fecha: viernes 24 de mayo 2024</td> </tr> </tbody> </table>	Subestación: San Jacinto	Modelo de cámara: FLIR 17	Nombre de Archivo IR 001954	Velocidad de Viento (km/h): 0	Prioridad: Grave	Inspector: Jorge Palacios	Fecha: viernes 24 de mayo 2024									
Subestación: San Jacinto																	
Modelo de cámara: FLIR 17																	
Nombre de Archivo IR 001954																	
Velocidad de Viento (km/h): 0																	
Prioridad: Grave																	
Inspector: Jorge Palacios																	
Fecha: viernes 24 de mayo 2024																	

Frecuencia de inspecciones

FRECUENCIA DE INSPECCIONES TERMOGRÁFICAS	
EQUIPAMIENTO	FRECUENCIA
Subestaciones	1 a 3 años
Transformadores	Anualmente
Motores	6 a 12 meses
Sistemas de refrigeración	4 a 6 meses
Tableros de distribución	6 meses

ANEXO 6. Ejemplo Coordinación de aislamiento para subestaciones de redes de distribución con U_m hasta 36 kV en la gama I

G.4.1 Generalidades

Para el material de esta gama de tensión, la Norma IEC 60071-1 especifica las tensiones normalizadas asignadas de corta duración a frecuencia industrial, así como las tensiones soportadas a impulso tipo rayo. Estos valores se presentan en la tabla G.3 para $U_m = 24$ kV, sólo constituyen ejemplos no permitiendo una aplicación de carácter general.

Para el propósito de este ejemplo, se partirá de los datos de base siguientes:

- la tensión más elevada de la red es: $U_s = 24$ kV;
- el nivel de contaminación es ligero;
- la altura es: $H = 1\ 000$ m.

La altura elegida se supone cubre todas las ubicaciones posibles.

G.4.2 Etapa 1: determinación de las sobretensiones representativas – valores de U_{rp}

G.4.2.1 Sobretensiones temporales de frecuencia industrial

Debido a la práctica consistente en conectar el neutro a tierra, las sobretensiones fase-tierra más elevadas están provocadas por defectos a tierra. A menudo se alcanza la tensión de red más elevada. En este ejemplo, la sobretensión temporal representativa es el valor máximo estimado igual a la tensión más elevada de la red 24 kV.

El origen de las sobretensiones entre fases es la pérdida de carga. Una pérdida de carga total en la red de distribución no provoca sobretensiones muy fuertes. No obstante, una pérdida de carga en la red de transporte a la cual está conectada la red de distribución puede requerir un examen. En este ejemplo, se supone que la sobretensión temporal debida a la pérdida de carga alcanza 1,15 veces la tensión más elevada de la red, es decir $1,15 \times U_s = 27,6$ kV o aproximadamente 28 kV. Este valor se supone que es la solicitación más fuerte de tensión posible y es así la sobretensión temporal representativa entre fases $U_{rp} = 28$ kV.

G.4.2.2 Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento pueden resultar de defectos a tierra, de la conexión o del reenganche de la línea. En la medida en que los transformadores de distribución permanezcan generalmente conectados durante un reenganche, y como el cierre no es rápido, la presencia de cargas residuales es improbable. Las sobretensiones debidas al reenganche presentan por tanto la misma distribución de probabilidad que las sobretensiones en la conexión. Los valores al 2% de la tabla G.3 se han determinado de acuerdo con el anexo C según el método de valor de cresta por fase, teniendo en cuenta las condiciones de explotación habituales sin resistencia de cierre, una red-fuente de configuración compleja y ninguna compensación paralela. Los valores al 2% se toman iguales a $u_{e2} = 2,6$ p.u. entre fase y tierra y a $u_{p2} = 3,86$ p.u. entre fases.

Dado que el procedimiento determinista de coordinación del aislamiento es suficiente para las redes de distribución y puesto que los pararrayos no limitan generalmente las sobretensiones de frente lento en esta gama de tensión, las sobretensiones representativas de frente lento U_{rp} se consideran como correspondientes a los valores de truncamiento U_{et} y U_{pt} de la distribución estadística de las sobretensiones. Con las fórmulas del anexo C, se obtienen los valores de truncamiento $u_{et} = 3,0$ p.u. lo que conduce a $U_{rp} = 59$ kV entre fase y tierra y $u_{pt} = 4,4$ p.u., que conduce a $U_{pt} = 86$ kV entre fases.

G.4.2.3 Sobretensiones de frente rápido

Salvo en caso de maniobra de motores mediante algunos interruptores automáticos, pueden despreciarse las sobretensiones de frente rápido debidas a maniobras.

Las subestaciones conectadas a las líneas aéreas se someten a sobretensiones tipo rayo de frente rápido transmitidas por estas líneas. El método estadístico simplificado descrito en el capítulo E.4 se aplica para estimar los períodos de retorno de las sobretensiones tipo rayo representativas. No está especificado ningún valor γ , en consecuencia, no puede darse ningún valor en la tabla G.3.

G.4.3 Etapa 2: determinación de las tensiones soportadas de coordinación – valores de U_{cw}

G.4.3.1 Sobretensiones temporales

Como las sobretensiones temporales representativas anteriormente definidas corresponden a las solicitaciones de tensión estimada máxima, es aplicable el procedimiento determinista de coordinación del aislamiento (véase el capítulo 5). El factor de coordinación determinista es $K_c = 1$ y las tensiones soportadas de coordinación de frecuencia industrial U_{cw} resultantes corresponden a las sobretensiones representativas U_{rp} ($U_{cw} = K_c U_{rp} = U_{rp}$).

G.4.3.2 Sobretensiones de frente lento

Las tensiones soportadas de coordinación U_{cw} se obtienen por: $U_{cw} = K_{cd} U_{rp}$. El factor de coordinación determinista es $K_{cd} = 1$ porque el procedimiento de coordinación del aislamiento se aplica a los valores de truncamiento de las distribuciones de las sobretensiones (sin efectos de asimetría como se indica en el apartado 5.3.3.1). En consecuencia, en este ejemplo, los valores de las tensiones soportadas de coordinación son las mismas que aquellas de las sobretensiones representativas de frente lento: $U_{cw} = 59$ kV entre fase y tierra y $U_{cw} = 86$ kV entre fases.

G.4.3.3 Sobretensiones de frente rápido

Para la determinación de las tensiones de coordinación soportadas a impulso tipo rayo, se parte de los datos siguientes:

- el nivel de protección contra los impulsos tipo rayo del pararrayos es $U_{pl} = 80$ kV;
- cuatro líneas en poste de madera ($n = 4$) se conectan a la subestación. Refiriéndose a la tabla F.2, el valor correspondiente para el factor A es 2 700;

- el número observado de fulminaciones de estas líneas es de $R_{km} = 6/(100 \text{ km}\cdot\text{año})$, o, en las unidades aconsejadas $R_{km} = 6 \cdot 10^{-5}/(\text{m}\cdot\text{año})$;
- la longitud del vano es $L_{sp} = 100 \text{ m}$;
- la tasa de fallo admisible es $R_a = 1/400 \text{ año}$.

La práctica normal consiste en implantar los pararrayos en las proximidades de los transformadores de potencia. La distancia entre el pararrayos y el aparato considerado puede por tanto ser diferente según si se trata de un aislamiento interno (ejemplo: 3 m) o externo (ejemplo: 5 m). Las tensiones soportadas de coordinación U_{cw} pueden por tanto variar en función del equipo considerado.

Con estos valores, la parte de la línea aérea en la cual la tasa de defectos sea igual a la tasa de fallo aceptable, estará de acuerdo con la ecuación (E.18):

$$L_a = 42 \text{ m}$$

Esto significa que la protección contra los impactos de rayo es necesaria en el primer vano de la línea aérea.

Las tensiones soportadas a impulso tipo rayo de coordinación se obtienen de acuerdo con la ecuación (E.19). Los valores son $U_{cw} = 94 \text{ kV}$ para el aislamiento interno (transformador de potencia, distancia del pararrayos = 3 m) y $U_{cw} = 104 \text{ kV}$ para el aislamiento externo más alejado.

G.4.4 Etapa 3: determinación de las tensiones soportadas especificadas – valores de U_{rw}

G.4.4.1 Generalidades

Las tensiones soportadas especificadas pueden obtenerse aplicando los factores de seguridad recomendados (véase 6.3.5) y la corrección de la altura (véase 6.2.2). Para el ejemplo mencionado, se supone que las subestaciones de igual configuración se utilizan hasta una altura de 1 000 m.

G.4.4.2 Factores de seguridad

Los factores de seguridad recomendados en el apartado 6.3.5 son los siguientes:

- para el aislamiento interno: $K_s = 1,15$;
- para el aislamiento externo: $K_s = 1,05$.

G.4.4.3 Factor de corrección de altura

El factor de corrección de altura se define en el apartado 6.2.2. Se aplica solamente al aislamiento externo y su valor depende de la forma de la sobretensión (parámetro m en la ecuación (11)).

- Para la frecuencia industrial (aisladores limpios), $m = 1,0$.

- Para las sobretensiones de frente lento, el valor de m depende del valor de U_{cw} . Para los valores de U_{cw} inferiores a 300 kV entre fase y tierra o 1 200 kV entre fases, $m = 1,0$.
- Para las sobretensiones de frente rápido, $m = 1,0$ y $K_a = 1,13$.

G.4.4.4 Sobretensiones temporales

Los valores de las sobretensiones temporales son los siguientes:

- Entre fase y tierra:
 - aislamiento interno $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,15 = 24 \times 1,15 = 28 \text{ kV};$
 - aislamiento externo $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,05 \times 1,13 = 24 \times 1,05 \times 1,13 = 28 \text{ kV}.$
- Entre fases:
 - aislamiento interno $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,15 = 28 \times 1,15 = 32 \text{ kV};$
 - aislamiento externo $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,05 \times 1,13 = 28 \times 1,05 \times 1,13 = 33 \text{ kV}.$

G.4.4.5 Sobretensiones de frente lento

Los valores de las sobretensiones de frente lento son los siguientes:

- Entre fase y tierra:
 - aislamiento interno $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,15 = 59 \times 1,15 = 68 \text{ kV};$
 - aislamiento externo $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,05 \times 1,13 = 59 \times 1,05 \times 1,13 = 70 \text{ kV}$
- Entre fases:
 - aislamiento interno $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,15 = 86 \times 1,15 = 99 \text{ kV};$
 - aislamiento externo $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,05 \times 1,13 = 86 \times 1,05 \times 1,13 = 102 \text{ kV}.$

G.4.4.6 Sobretensiones de frente rápido

Los valores de las sobretensiones de frente rápido son los siguientes:

- aislamiento interno $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,15 = 95 \times 1,15 = 109 \text{ kV};$
- aislamiento externo $\Rightarrow U_{rw} = U_{cw} \times 1,05 \times 1,13 = 95 \times 1,05 \times 1,13 = 125 \text{ kV}.$

G.4.5 Etapa 4: Conversión hacia las tensiones soportadas normalizadas a corta duración a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo

G.4.5.1 Generalidades

Para seleccionar las tensiones soportadas normalizadas en la tabla 2 de la Norma IEC 60071-1:2006, es preciso convertir las tensiones especificadas soportadas a impulso tipo maniobra en tensiones soportadas de corta duración a frecuencia industrial y en tensiones soportadas a impulso tipo rayo aplicando los factores de conversión de ensayo de la tabla 2 (para el aislamiento interno, se seleccionan los valores relativos al líquido en el que está sumergido el aislamiento).

G.4.5.2 Conversión hacia la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial (SDWV)

Los valores de conversión a SDWV son los siguientes:

– Fase-tierra:

- aislamiento interno \Rightarrow $SDWV = U_{rw} \times 0,5 = 68 \times 0,5 = 34\text{kV}$;
- aislamiento externo \Rightarrow $SDWV = U_{rw} \times 0,6 = 70 \times 0,6 = 42\text{ kV}$.

– Fase-fase:

- aislamiento interno \Rightarrow $SDWV = U_{rw} \times 0,5 = 99 \times 0,5 = 50\text{ kV}$;
- aislamiento externo \Rightarrow $SDWV = U_{rw} \times 0,6 = 102 \times 0,6 = 61\text{ kV}$.

G.4.5.3 Conversión hacia la tensión soportada a impulso tipo rayo (LIWV)

Los valores de conversión a LIWV son los siguientes:

Fase-tierra:

- aislamiento interno \Rightarrow $LIWV = U_{rw} \times 1,10 = 68 \times 1,1 = 75\text{ kV}$;
- aislamiento externo \Rightarrow $LIWV = U_{rw} \times 1,06 = 70 \times 1,06 = 74\text{ kV}$.

Fase-fase:

- aislamiento interno \Rightarrow $LIWV = U_{rw} \times 1,10 = 99 \times 1,1 = 109\text{ kV}$;
- aislamiento externo \Rightarrow $LIWV = U_{rw} \times 1,06 = 102 \times 1,06 = 108\text{ kV}$.

G.4.6 Etapa 5: elección de las tensiones soportadas normalizadas

La tabla 2 de la Norma IEC 60071-1:2006 establece, para $U_m = 24\text{ kV}$ una tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial normalizada de 50 kV. Esto es adecuado para cubrir las exigencias relativas a las sobretensiones temporales y todas las sobretensiones de frente

lento salvo las exigencias relativas al aislamiento externo entre fases que pueden resolverse por las distancias en el aire adecuadas. La tabla 2 de la Norma IEC 60071-1:2006 propone para $U_m = 24$ kV tres valores posibles para la tensión soportada a impulso tipo rayo normalizada. La elección del valor de 125 kV cubre las exigencias relativas a impulso tipo rayo así como aquellas relativas a la tensión soportada a impulso tipo maniobra para el aislamiento externo entre fases.

G.4.7 Resumen del procedimiento de coordinación del aislamiento para el ejemplo del capítulo G.4

La tabla G.3 resume los valores obtenidos durante el desarrollo del procedimiento de coordinación del aislamiento para este ejemplo relativo a una tensión de servicio máxima $U_s = 24$ kV.

Tabla G.3 – Valores relativos al procedimiento de coordinación de aislamiento para el ejemplo del capítulo G.4

Tipo de sobretensión		Temporal				Frente lento				Frente rápido			
		Fase-tierra		Fase-fase		Fase-tierra		Fase-fase		Fase-tierra y fase fase			
Aislamiento		Interno	Externo	Interno	Externo	Interno	Externo	Interno	Externo	Interno	Externo		
Etapa 1	Solicitud de tensión en servicio representativa	Valores de U_{rp} :		24 k	24 kV	28 kV	28 kV	59 kV	59 kV	86 kV	86 kV	-	-
Etapa 2	Tensiones soportadas de coordinación	Valores de K_c o K_{cd} :		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	-	-
		Valores de U_{cw} :		24 kV	24 kV	28 kV	28 kV	59 kV	59 kV	86 kV	86 kV	95 kV	105 kV
Etapa 3	Tensiones soportadas especificadas	Factor de seguridad K_s		1,15	1,05	1,15	1,05	1,15	1,05	1,15	1,05	1,15	1,05
		Factor de corrección atmosférico K_a		-	1,13	-	1,13	-	1,13	-	1,13	-	1,13
		Valores de U_{rw}		28 kV	28 kV	32 kV	33 kV	68 kV	70 kV	99 kV	102 kV	109 kV	125 kV
Etapa 4	Tensiones soportadas normalizadas	1) Factor de conversión de ensayo	De corta duración a frecuencia industrial				0,5	0,6	0,5	0,6			
			A impulso tipo rayo				1,10	1,06	1,10	1,06			
		2) Tensiones soportadas especificadas resultantes	Corta duración a frecuencia industrial				34 kV	42 kV	50 kV	61 kV			
			Impulso tipo rayo				75 kV	74 kV	109 kV	108 kV			
Etapa 5	Selección de las tensiones soportadas normalizadas	Corta duración a frecuencia industrial 50 kV								Impulso tipo rayo 125 kV			

ANEXO 7. Ejemplo Coordinación de aislamiento para una red de la gama I (con tensión nominal de 230 kV)

La red analizada es la de la figura 11. El procedimiento de coordinación de aislamiento se aplica a la subestación 1 suponiendo que es una subestación nueva.

Para el material de la gama I, la Norma IEC 60071-1 especifica las tensiones normalizadas soportadas de corta duración a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo.

La evaluación de las tensiones soportadas especificadas para las sobretensiones de frente lento (maniobra) está seguida de su conversión en tensiones equivalentes soportadas a frecuencia industrial y a su impulso de frente rápido (rayo). El ejemplo mostrado en el capítulo G.2 incluye este procedimiento de conversión.

Para las redes normales de la gama I, el procedimiento de coordinación de aislamiento conduce a especificar un nivel de aislamiento normalizado (un conjunto de tensiones soportadas normalizadas) aplicable entre fases y entre fase y tierra.

Esto está ilustrado en la primera parte del ejemplo (G.2.2) donde no se consideran las condiciones de servicio "anormales".

No obstante, en una segunda parte de este ejemplo (G.2.3), para mostrar la importancia de considerar los esfuerzos de cualquier procedencia y su influencia en la filosofía general, se consideran las condiciones de servicio especiales (que consisten en la maniobra de condensadores en la subestación 2).

En la tercera parte de este ejemplo (G.2.4), los diagramas de flujo resumen los resultados intermedios y finales, obtenidos durante las diferentes etapas del procedimiento de coordinación de aislamiento.

Para el propósito de este ejemplo, se consideran los datos de base siguientes:

- la tensión más elevada de la red es $U_s = 245$ kV;
- el nivel de contaminación es fuerte (consúltese el apartado 5.3.2.2);
- la altura es $H = 1\ 000$ m.

G.2.2 Primera parte: ausencia de condiciones de servicio particulares

G.2.2.1 Etapa 1: determinación de las sobretensiones representativas – valores de U_{rp}

G.2.2.1.1 Tensión a frecuencia industrial

Para el procedimiento de coordinación de aislamiento, la tensión de referencia más importante es la tensión de servicio continuo máximo U_s . Para la red considerada, aunque la tensión nominal sea 230 kV, el valor de U_s a considerar es 245 kV (eficaz, fase-fase). La red, compensación incluida, está creada para funcionar a este límite o por debajo. Evidentemente, conviene que el equipo instalado tenga un valor U_m igual o superior a U_s .

La nueva subestación debe estar implantada a lo largo de una importante vía de comunicación donde la sal, esparcida sobre la carretera en invierno, pueda entrañar una contaminación fuerte. A causa de este ambiente, las condiciones exigidas para el aislamiento externo se obtendrán especificando un ensayo de contaminación artificial que corresponde al nivel de contaminación

"fuerte" del apartado 5.3.2.2. De acuerdo con la Especificación Técnica IEC TS 60815-1, la línea de fuga mínima recomendada para los aisladores será de 25 mm/kV.

G.2.2.1.2 Sobretensiones temporales

Una de las fuentes de sobretensiones temporales proviene de las fallas a tierra (consúltese el apartado 4.3.2.2) que engendran sobretensiones fase-tierra. Se han realizado estudios de red teniendo en cuenta las características de puesta a tierra del neutro. El factor de defecto a tierra se ha encontrado igual a $k = 1,5$ (este valor sólo está justificado para las necesidades del ejemplo, en efecto, un valor de 1,5 es inusual sobre una red a 230 kV donde está previsto normalmente un valor que no sobrepase 1,3). La sobretensión representativa fase-tierra correspondiente es $U_{rp} = 212$ kV.

Otra fuente de sobretensiones temporales es la pérdida de carga (consúltese el apartado 4.3.2.3) que produce sobretensiones que afectan al mismo tiempo el aislamiento entre fases y fase-tierra. El análisis y los estudios de red han mostrado que la sobrevelocidad del generador y la regulación se combinan para conducir a sobretensiones de 1,4 p.u. en la subestación 1 (lo que es bastante elevado), lo cual se traduce por sobretensiones representativas fase-tierra y fase-fase de $U_{rp} = 198$ kV y $U_{rp} = 343$ kV.

Como se indica en el apartado 4.3.2.6, un defecto a tierra puede combinarse con una pérdida de carga para dar lugar a otras sobretensiones. En este ejemplo, una combinación así no se produce porque, después de la pérdida de carga, la configuración de la red ha cambiado: los interruptores automáticos de la subestación 1 están abiertos, las líneas están desconectadas y el factor de defecto a tierra (k) a la subestación 1 es inferior a 1 (con el transformador elevador del alternador triángulo/estrella con neutro a tierra).

Las sobretensiones representativas más elevadas obtenidas considerando todas las causas posibles son:

- fase-tierra: $U_{rp} = 212$ kV;
- fase-fase: $U_{rp} = 343$ kV.

G.2.2.1.3 Sobretensiones de frente lento

Los estudios de red han confirmado que las sobretensiones de frente lento que proceden de impactos de rayo alejados (consúltese el apartado 4.3.3.6) no constituyen un problema en la red considerada. Por otra parte, las sobretensiones de frente lento debidas a defectos a tierra sólo se consideran para las redes conectadas a tierra mediante bobina de compensación (consúltese el apartado 4.3.3.3) lo cual no es el caso.

Para la determinación de sobretensiones representativas, puede ser necesario, en caso de conexión o reenganche, distinguir entre el equipo situado en la entrada de línea y que puede estar ya sea en las condiciones de la extremidad alejada de línea abierta (subestación 1), ya sea

en la extremidad cercana del lado de la alimentación (subestación 2). Según su posición, estos equipos estarán sometidos a esfuerzos diferentes.

1) Sobretensiones particulares que afectan al equipo situado en la línea de entrada (en la estación 1).

Los estudios de red que utilizan el método valor de cresta por fase (consúltese el anexo C) han mostrado que el reenganche de líneas en la subestación 2 puede traducirse en la subestación 1 por sobretensiones al 2% en la extremidad abierta de $ue2 = 3,0$ p.u. y $up2 = 4,5$ p.u. Las sobretensiones representativas para el equipo de extremidad de línea, en ausencia de pararrayos, son los valores de truncamiento de las distribuciones de sobretensiones. Como se indica en el anexo C:

$$- \quad u_{et} = 1,25 u_{e2} - 0,25 \quad \Rightarrow \quad u_{et} = 700 \text{ kV};$$

$$- \quad u_{pt} = 1,25 U_{p2} - 0,43 \quad \Rightarrow \quad u_{pt} = 1\,039 \text{ kV}.$$

2) Sobretensiones que afectan a todos los equipos (en la estación 1)

Todos los equipos situados en la subestación 1 están sometidos a las sobretensiones de frente lento debidas a la conexión y al reenganche local. No obstante, las sobretensiones en la subestación donde tiene lugar la maniobra son muy inferiores a las de la subestación alejada. Para la subestación 1, los estudios de red dan $ue2 = 1,9$ p.u y $up2 = 2,9$ p.u. Los valores correspondientes son $U_{et} = 425$ kV y $U_{pt} = 639$ kV.

3) Pararrayos en entrada de línea (en la estación 1)

Para controlar las sobretensiones severas que puedan proceder del reenganche en la otra extremidad, los pararrayos de óxido metálico -idénticos a los previstos para la protección de los transformadores- se instalan en la entrada de la línea (consúltese el apartado 4.3.3.8). Las características de estos pararrayos son aquellas que pueden soportar el peor ciclo alcanzado de sobretensión temporal (amplitud y duración). Sus características de protección son las siguientes:

– nivel de protección a impulso tipo maniobra: $U_{ps} = 410$ kV;

– nivel de protección a impulso tipo rayo: $U_{pl} = 500$ kV.

Tal como se explica en el apartado 4.3.3.8, con el uso de pararrayos, las sobretensiones representativas de frente lento pueden ser directamente dadas por U_{ps} (fase-tierra) p 2 U_{ps} (fase-fase) si estos valores de protección son inferiores a las correspondientes solicitaciones máximas de sobretensión de frente lento (valores de U_{et} y U_{pt}). Es el caso para cualquier solicitud, excepto para el equipo instalado entre fases en entrada de línea, de modo que las sobretensiones representativas de frente lento son las siguientes:

– fase-tierra: $U_{rp} = 410$ kV para cualquier equipo;

– fase-fase:

- $U_{rp} = 639$ kV para cualquier equipo salvo en entrada de línea,
- $U_{rp} = 820$ kV para el equipo en entrada de línea.

G.2.2.1.4 Sobretensiones de frente rápido

En este ejemplo, sólo deben considerarse las sobretensiones de frente rápido debidas al rayo. Se utilizará una aproximación estadística simplificada, la cual conducirá directamente (etapa 2 siguiente) a la tensión soportada de coordinación, que puentea la necesidad de una sobretensión representativa.

G.2.2.2 Etapa 2: determinación de las tensiones soportadas de coordinación – valores de U_{cw}

G.2.2.2.1 Generalidades

De acuerdo con el capítulo 5, deben aplicarse diferentes factores a los valores de sobretensiones representativos determinados anteriormente. Estos factores, que pueden variar en función de la forma de las sobretensiones, integran el criterio de cumplimiento elegido (la tasa de defecto aceptable desde el punto de vista económico u operacional) y las imprecisiones de los datos de entrada (por ejemplo las características de los pararrayos).

G.2.2.2.2 Sobretensiones temporales

Para esta clase de sobretensiones, la tensión soportada de coordinación es igual a la sobretensión temporal representativa (consúltese el apartado 5.3.2). En otros términos, el factor de coordinación K_c es igual a 1. Por lo tanto:

- fase-tierra: $U_{cw} = 212$ kV;
- fase-fase: $U_{cw} = 343$ kV.

G.2.2.2.3 Sobretensiones de frente lento

Se utiliza la aproximación determinista. Con esta aproximación, se debe tener en cuenta que el límite de sobretensiones mediante pararrayos deforma la distribución estadística de estas sobretensiones, lo que crea una deformidad considerable en la distribución de las sobretensiones en torno al nivel de protección del pararrayos (consúltese el apartado 5.3.3.1). Así, pequeñas imprecisiones en cuanto a las características de protección del pararrayos o a la rigidez del equipo pueden traducirse en un incremento anormalmente elevado de la tasa de fallos. La figura 4 tiene en cuenta este efecto aplicando al nivel de protección del pararrayos un factor de coordinación determinista K_{cd} para obtener el valor de U_{cw} .

Para el equipo en entrada de línea:

- fase-tierra: $U_{ps}/U_{e2} = 410/600 = 0,68 \Rightarrow K_{cd} = 1,10;$
- fase-fase: $2 U_{ps}/U_{p2} = 820/900 = 0,91 \Rightarrow K_{cd} = 1,00$

Para todos los otros equipos:

- fase-tierra: $U_{ps}/U_{e2} = 410/380 = 1,08 \Rightarrow K_{cd} = 1,03;$
- fase-fase: $2 U_{ps}/U_{p2} = 820/580 = 1,41 \Rightarrow K_{cd} = 1,00$

Los valores de las tensiones soportadas de coordinación que resultan son: $K_{cd} \times U_{rp}$:

Para el equipo en entrada de línea:

- fase-tierra: $U_{cw} = 1,1 \times 410 \Rightarrow U_{cw} = 451 \text{ kV};$
- fase-fase: $U_{cw} = 1,0 \times 820 \Rightarrow U_{cw} = 820 \text{ kV}.$

Para todos los demás equipos:

- fase-tierra: $U_{cw} = 1,03 \times 410 \Rightarrow U_{cw} = 422 \text{ kV};$
- fase-fase: $U_{cw} = 1,0 \times 639 \Rightarrow U_{cw} = 639 \text{ kV}.$

G.2.2.2.4 Sobretensiones de frente rápido

Se utiliza una aproximación estadística (consúltese el apartado 5.3.4.2) y más concretamente una aproximación estadística simplificada (consúltese el capítulo E.4). Aquí el factor a aplicar a U_{rp} se basa en la experiencia con una construcción particular de línea y en el efecto calculado de la distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger.

Se determina la longitud L_a de la línea aérea con una tasa de defecto igual a la tasa aceptable R_a . Después, teniendo en cuenta la distancia de separación (del pararrayos) L , del número de líneas n que llega a la subestación y el vano L_{sp} , se calcula el nivel de protección efectivo del pararrayos, que es el valor buscado U_{cw} .

En este ejemplo, están disponibles los datos siguientes: se sitúan en diferentes lugares (en la entrada de la línea y cerca de los transformadores) numerosos pararrayos con un nivel de protección a impulso tipo rayo de 500 kV. La distancia máxima de separación para el aislamiento interno es de 30 m, para el aislamiento externo es de 60 m. Se conectan a la estación dos líneas sobre torres de acero, caracterizadas por $A = 4\,500$ (consúltese la tabla E.2) y con un vano de 300 m. Las prestaciones obtenidas en relación al rayo de estas líneas es de un defecto por 100 km y por año. Para el equipo a instalar en la subestación 1, se define una tasa de defecto aceptable de 1 en 400 años.

Utilizando la ecuación (E.18) se halla primero un valor de $L_a = 0,25 \text{ km}$. Introduciendo este valor y el de otros parámetros en la ecuación (E.19), se obtiene la tensión soportada de coordinación:

- para el aislamiento interno:

$$U_{cw} = 500 + [(4\,500 / 2) \times 30 / (300 + 250)] \Rightarrow U_{cw} = 622 \text{ kV};$$

– para el aislamiento externo:

$$U_{cw} = 500 + [(4\ 500 / 2) \times 6 / (300 + 250)] \quad \Rightarrow \quad U_{cw} = 745 \text{ kV.}$$

Las sobretensiones de frente rápido afectan a los aislamientos fase-fase y fase-tierra de la misma forma.

G.2.2.3 Etapa 3: determinación de las tensiones soportadas especificadas - valores de Urw

G.2.2.3.1 Generalidades

Las tensiones soportadas especificadas se obtienen aplicando a las tensiones soportadas de coordinación dos factores de corrección (consúltese el capítulo 6): el factor K_a que tiene en cuenta la altura de la instalación y el factor de seguridad K_s .

G.2.2.3.2 Factor de seguridad

Los valores recomendados de los factores de seguridad K_s se definen en el apartado 6.3.5. El factor K_s se aplica a todo tipo de sobretensión (temporal, de frente lento, de frente rápido) fase-fase o fase-tierra:

– para el aislamiento interno: $K_s = 1,15$;

– para el aislamiento externo: $K_s = 1,05$.

G.2.2.3.3 Factor de corrección atmosférica

El factor de corrección de altura K_a se define en el apartado 6.2.2 (ecuación 11)). El factor K_a sólo se aplica al aislamiento externo y su valor depende de la forma de la sobretensión (mediante el parámetro m en la ecuación (11)).

Para la tensión soportada a frecuencia industrial, son necesarios ensayos de corta duración sobre los aisladores contaminados y

$$m = 0,5.$$

Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra, el valor de m es una función de la tensión soportada de coordinación de acuerdo con la figura 9:

– fase-tierra: $U_{cw} = 451 \text{ kV} \quad \Rightarrow \quad m = 0,94$;

– fase-fase: $U_{cw} = 820 \text{ kV} \quad \Rightarrow \quad m = 1,00$.

Para la tensión soportada a impulso tipo rayo $\Rightarrow m = 1,00$.

La instalación estando a una altura H de 1 000 m, los valores correspondientes de K_a son los siguientes:

– para la tensión soportada a frecuencia industrial: $K_a = 1,063$ (fase-fase y fase-tierra);

- para la tensión soportada a impulso tipo maniobra: $K_a = 1,122$ (fase-tierra);
 $K_a = 1,130$ (fase-fase);
- para la tensión soportada a impulso tipo rayo: $K_a = 1,130$ (fase-fase y fase-tierra).

G.2.2.3.4 Tensiones soportadas especificadas

Los valores de las tensiones soportadas especificadas se deducen de $U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$ con los valores de U_{cw} hallados en la etapa 2 (G.2.2.2) y los valores de K_s y K_a obtenidos en la etapa 3 (G.2.2.3).

1) Para las sobretensiones temporales:

- aislamiento externo:

- fase-tierra $\Rightarrow U_{rw} = 212 \times 1,05 \times 1,063 \Rightarrow U_{rw} = 237$ kV;
- fase-fase $\Rightarrow U_{rw} = 343 \times 1,05 \times 1,063 \Rightarrow U_{rw} = 383$ kV;

- aislamiento interno:

- fase-tierra $\Rightarrow U_{rw} = 212 \times 1,15 \Rightarrow U_{rw} = 243$ kV;
- fase-fase $\Rightarrow U_{rw} = 343 \times 1,15 \Rightarrow U_{rw} = 395$ kV.

2) Para las sobretensiones de frente lento:

Para los equipos en entrada de línea:

- aislamiento externo:

- fase-tierra $\Rightarrow U_{rw} = 451 \times 1,05 \times 1,122 \Rightarrow U_{rw} = 531$ kV;
- fase-fase $\Rightarrow U_{rw} = 820 \times 1,05 \times 1,13 \Rightarrow U_{rw} = 973$ kV.

Para los otros equipos:

- aislamiento externo:

- fase-tierra $\Rightarrow U_{rw} = 422 \times 1,05 \times 1,122 \Rightarrow U_{rw} = 497$ kV;
- fase-fase $\Rightarrow U_{rw} = 639 \times 1,05 \times 1,13 \Rightarrow U_{rw} = 758$ kV;

- aislamiento interno:

- fase-tierra $\Rightarrow U_{rw} = 422 \times 1,15 \Rightarrow U_{rw} = 485$ kV;
- fase-fase $\Rightarrow U_{rw} = 639 \times 1,15 \Rightarrow U_{rw} = 735$ kV.

3) Para las sobretensiones de frente rápido:

- aislamiento externo:

• fase-tierra $\Rightarrow U_{rw} = 745 \times 1,05 \times 1,13 \Rightarrow U_{rw} = 884 \text{ kV};$

• fase-fase $\Rightarrow U_{rw} = 745 \times 1,05 \times 1,13 \Rightarrow U_{rw} = 884 \text{ kV};$

- aislamiento interno:

• fase-tierra $\Rightarrow U_{rw} = 622 \times 1,15 \Rightarrow U_{rw} = 715 \text{ kV};$

• fase-fase $\Rightarrow U_{rw} = 622 \times 1,15 \Rightarrow U_{rw} = 715 \text{ kV}.$

G.2.2.4 Etapa 4: conversión hacia las tensiones soportadas normalizadas para la gama I

G.2.2.4.1 Generalidades

En la gama I, el nivel de aislamiento está normalmente descrito por un conjunto de dos valores como se indica en la tabla 2 de la Norma IEC 60071-1:2006 una tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial y una tensión soportada a impulso tipo rayo. La tabla 1 da el factor de conversión de ensayo a aplicar a la tensión soportada especificada para las sobretensiones de frente lento, para obtener dicho conjunto de valores equivalentes.

G.2.2.4.2 Conversión hacia la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial (SDWV)

Para los equipos en entrada de línea:

- aislamiento externo:

• fase-tierra $\Rightarrow \text{SDWV} = 531 \times (0,6 + 531 / 8\,500) = 352 \text{ kV};$

• fase-fase $\Rightarrow \text{SDWV} = 973 \times (0,6 + 973 / 12\,700) = 658 \text{ kV}.$

Para los otros equipos:

- aislamiento externo:

• fase-tierra $\Rightarrow \text{SDWV} = 497 \times (0,6 + 497 / 8\,500) = 327 \text{ kV};$

• fase-fase $\Rightarrow \text{SDWV} = 758 \times (0,6 + 758 / 12\,700) = 500 \text{ kV};$

- aislamiento interno:

• fase-tierra $\Rightarrow \text{SDWV} = 485 \times 0,5 = 243 \text{ kV};$

• fase-fase $\Rightarrow \text{SDWV} = 735 \times 0,5 = 367 \text{ kV}.$

G.2.2.4.3 Conversión hacia la tensión soportada a impulso tipo rayo (LIWV)

Para los equipos en entrada de línea:

- aislamiento externo:

- fase-tierra \Rightarrow LIWV = $531 \times 1,30$ = 690 kV;
- fase-fase \Rightarrow LIWV = $973 \times (1,05 + 973 / 9\ 000)$ = 1 127 kV.

Para los otros equipos:

aislamiento externo:

fase-tierra \Rightarrow LIWV = $497 \times 1,30$ = 646 kV;

fase-fase \Rightarrow LIWV = $758 \times (1,05 + 758 / 9\ 000)$ = 860 kV;

- aislamiento interno:

fase-tierra \Rightarrow LIWV = $485 \times 1,10$ = 534 kV;

fase-fase \Rightarrow LIWV = $735 \times 1,10$ = 808 kV.

G.2.2.5 Etapa 5: Selección de valores tensiones soportadas normalizadas

La tabla G.1 resume los valores $U_{rw}(s)$ de las tensiones soportadas mínimas especificadas obtenidas por los estudios de red (resultados de la etapa 3). Estos valores son los valores mínimos a aplicar en los ensayos para verificar la tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración a impulso tipo maniobra y a impulso tipo rayo. En la gama I, la tensión soportada especificada a impulso tipo maniobra está normalmente cubierta, ya sea por el ensayo normalizado de corta duración de frecuencia industrial, o bien por el ensayo normalizado a impulso tipo rayo. En la tabla G.1, los valores obtenidos después de esta conversión están indicados como $U_{rw}(c)$ (resultados de la etapa 4). En este ejemplo, los valores se consideran convertidos para un ensayo a impulsos tipo rayo mientras que los valores convertidos para un ensayo de corta duración a frecuencia industrial no son considerados.

Tabla G.1 – Resumen de las tensiones soportadas especificadas mínimas para el ejemplo del apartado G.2.2

Valores de U_{rw} kV		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos			
		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$
Corta duración a frecuencia industrial (valor eficaz)	fase-tierra	237	352	237	327	243	243
	fase-fase	383	658	383	500	395	367
Impulso tipo maniobra (valor de pico)	fase-tierra	531		497	-	485	-
	fase-fase	973	-	758	-	735	-

Impulso tipo rayo (valor de pico)	fase-tierra	884	690	884	646	715	534
	fase-fase	884	1 127	884	860	715	808
NOTA Los números se han obtenido a partir de la primera parte (G.2.2), sin maniobra de condensadores a la estación							

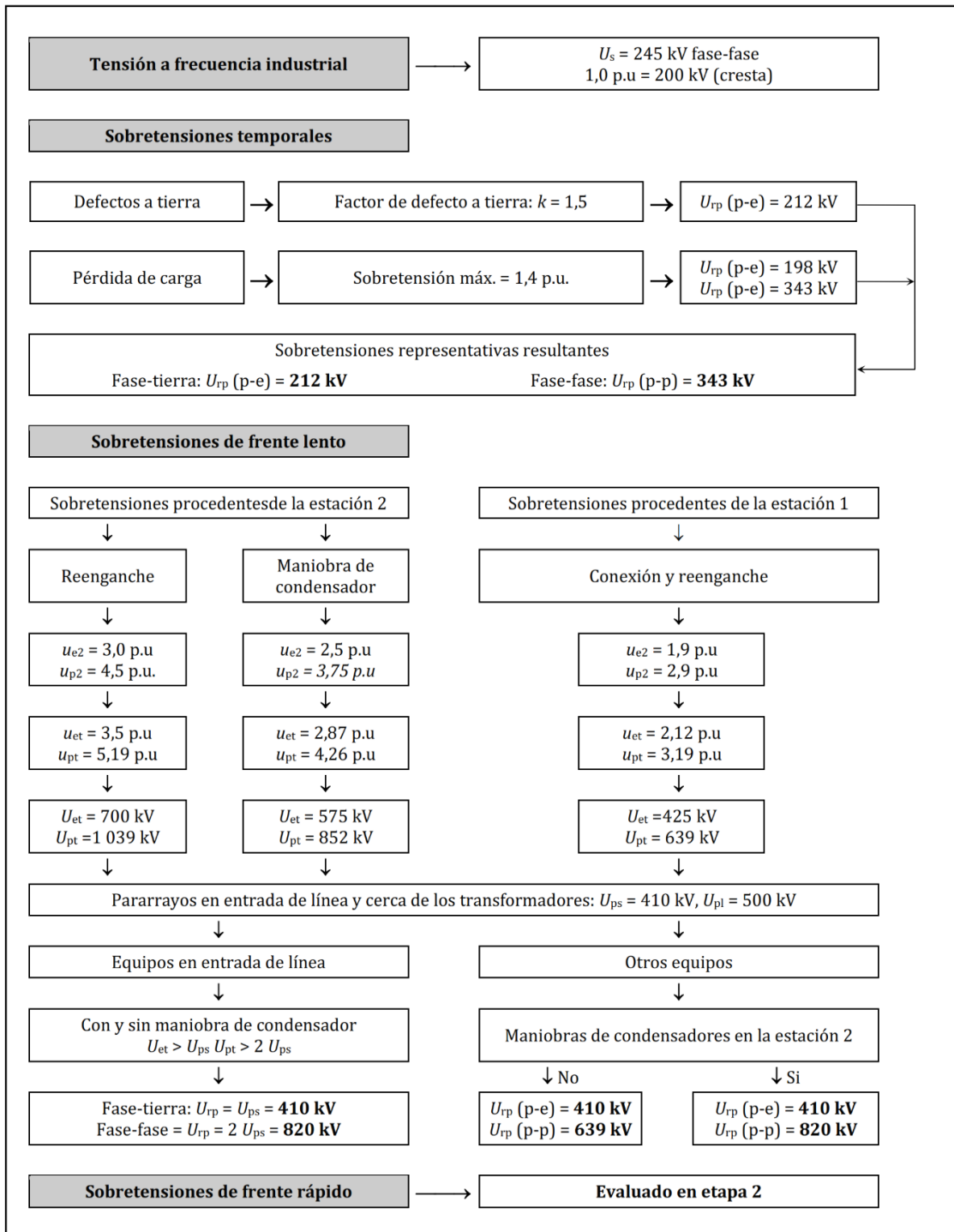
Las tensiones normalizadas que deben definirse para los ensayos de corta duración a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo, deben elegirse teniendo en cuenta los resultados indicados en negrita en la tabla G.1 (valor más alto de las tensiones especificadas mínimas $U_{rw}(s)$ o valor convertido $U_{rw}(c)$) y los valores normalizados propuestos en 5.6 y 5.7 de las Normas IEC 60071-1:2006 e IEC 60071-1:2006/AMD1:2010. Normalmente, los valores de las tensiones especificados se eligen de forma que corresponda a un nivel de aislamiento normalizado definido en el apartado 3.36 de la Norma IEC 60071-1:2006 e indicado en la tabla 2 de la Norma IEC 60071-1:2006.

Los valores normalizados de 395 kV (para corta duración a frecuencia industrial) y de 950 kV (para el impulso tipo rayo) corresponden a un nivel de aislamiento para una red con $U_m = 245$ kV. Estos valores cubren todos los aislamientos, fase-tierra y fase-fase, excepto los valores de aislamiento externo fase-fase en entrada de línea, para el cual es necesario un valor mínimo soportado de 1 127 kV. No obstante, dado que en este ejemplo no hay equipo trifásico instalado en entrada de línea, antes que prever un ensayo, es suficiente especificar una distancia de aislamiento fase-fase. De acuerdo con la Norma IEC 60071-1, sería necesario una distancia de 2,35 m entre fases para el equipo en entrada de línea, lo que corresponde a una tensión soportada a impulso tipo rayo normalizada de 1 175 kV. Es necesario una distancia de aislamiento mínima fase-tierra y fase-fase de 1,9 m para todos los otros aislamientos que no estén situados en entrada de línea. Estas distancias sólo se basan en prescripciones de coordinación del aislamiento.

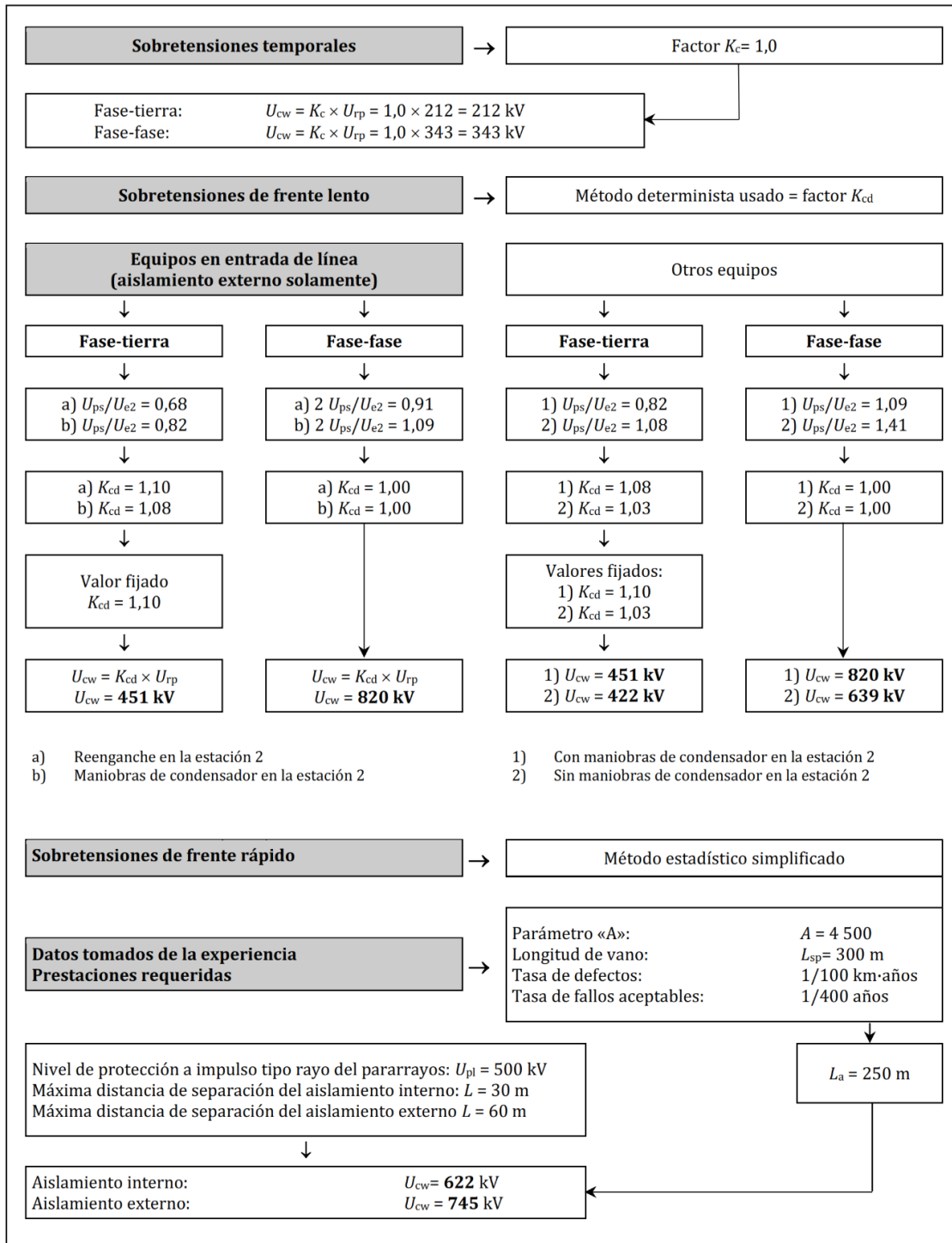
Es preciso destacar que para el aislamiento externo fase-tierra, el alto valor especificado para el ensayo de corta duración a frecuencia industrial (395 kV) está bastante por encima del valor mínimo requerido por las sobretensiones temporales (237 kV). No obstante, el valor de 395 kV corresponde al nivel de aislamiento normalizado que tiene una tensión soportada especificada a impulso tipo rayo de 950 kV. Haciendo una mayor precisión sobre los estudios se podría llegar a reducir en un nivel las condiciones relativas al aislamiento externo fase-tierra (360 kV/850 kV).

Para el aislamiento interno, la elección del mismo nivel de aislamiento normalizado que para el aislamiento externo podría considerarse que conduce a un margen demasiado alto en relación a la tensión soportada especificada a impulso tipo rayo (715 kV fase-tierra y 808 kV fase-fase). Son posibles otras selecciones, considerando el aspecto económico (véase 5.10 de las Normas IEC 60071-1:2006 e IEC 60071-1:2006/AMD1:2010): especificación de una tensión soportada a impulso tipo rayo de 850 kV fase-fase y fase-tierra, o 750 kV fase-tierra con un ensayo especial entre fases a 850 kV. No obstante debe conservarse el ensayo de corta duración de frecuencia industrial con un valor mínimo de 395 kV. Estas posibilidades, aunque son aceptables, conducirían en definitiva a un nivel de aislamiento especificado no correspondiente a un nivel de aislamiento normalizado, de acuerdo con la Norma IEC 60071-1.

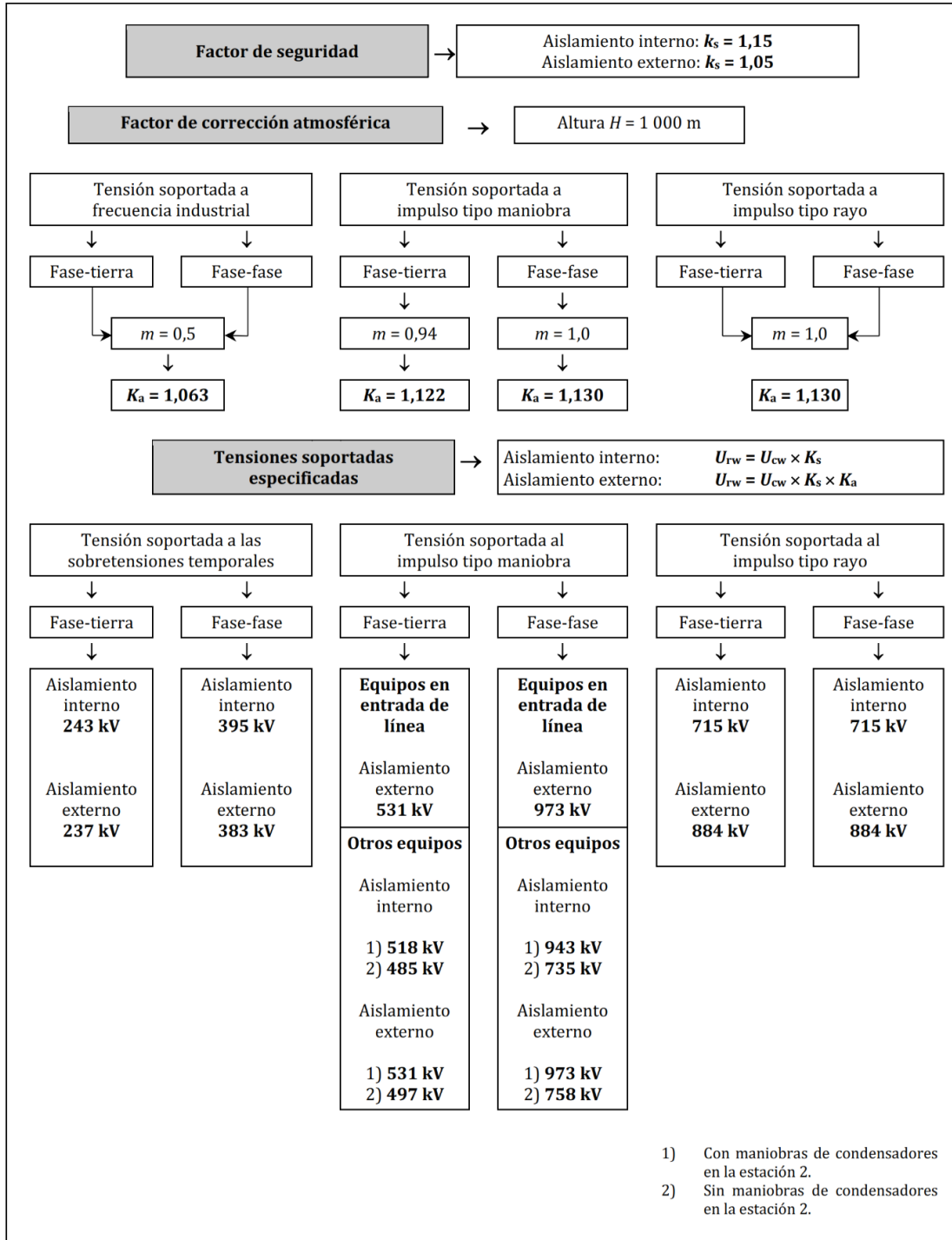
Etapa 1: Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})



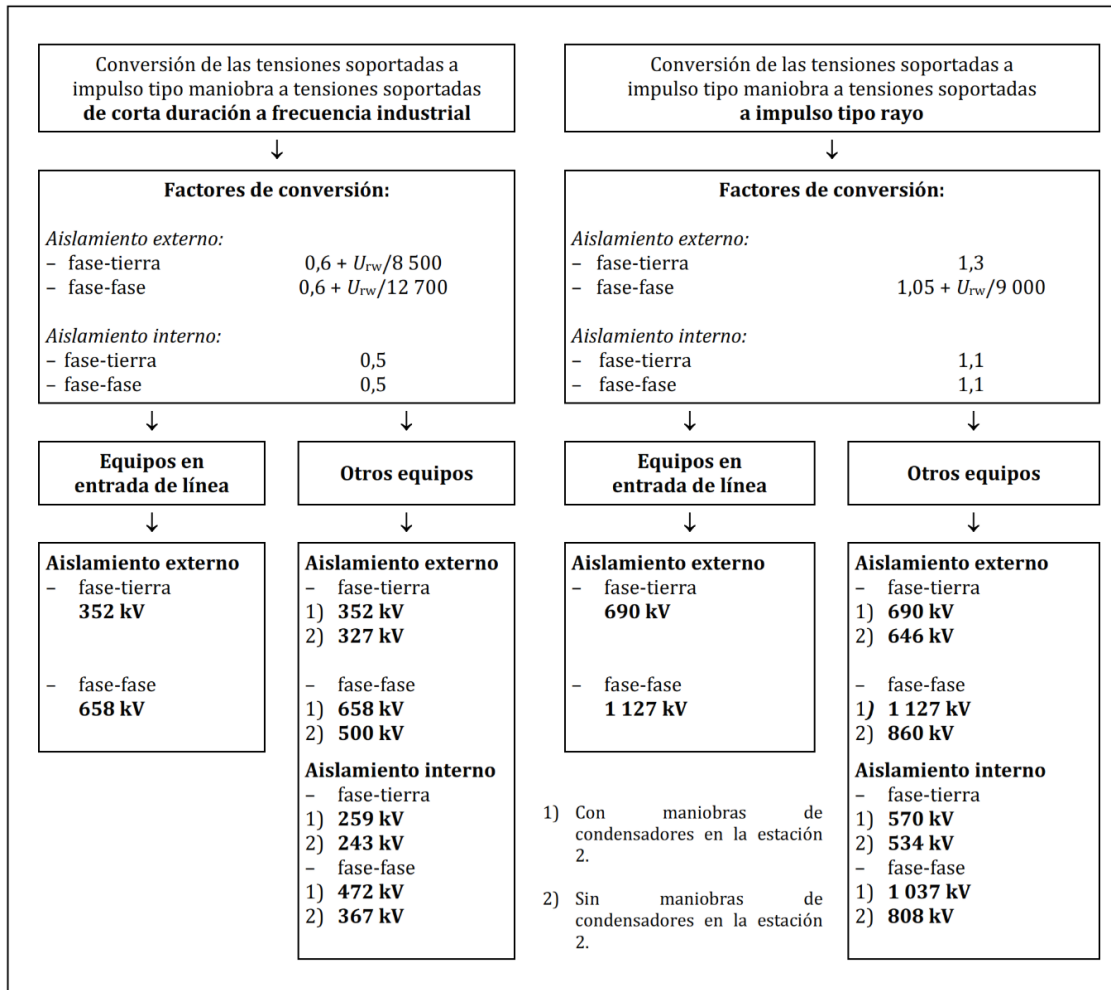
Etapa 2: Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})



Etapa 3: Determinación de las tensiones soportadas especificadas (U_{rw})



Etapa 4: Conversión hacia las tensiones soportadas normalizadas para la gama I



Etapa 5: Selección de los valores de tensiones soportadas normalizadas

	<u>Sin</u> maniobra de condensadores en la estación alejada Para los detalles, véase la tabla G.1	<u>Con</u> maniobra de condensadores en la estación alejada Para los detalles véase la tabla G.2
<u>Nivel de aislamiento normalizado:</u>	395 kV / 950 kV Aplicable a cualquier aislamiento	395 kV / 950 kV Aislamiento externo 460 kV / 1 050 kV Aislamiento interno
<u>Aislamiento externo:</u> No se requiere ensayo fase-fase si las distancias son:		
- para equipo en entrada de línea	2,35 m	2,35 m
- para los demás equipos	1,90 m	2,35 m
<u>Aislamiento interno:</u> Mínimo nivel normalizado a impulsos tipo rayo		
- fase-tierra	750 kV	750 kV
- fase-fase	850 kV	1 050 kV