

Guía de requerimientos para subestaciones provisionales utilizadas en el proceso de normalización de activos de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Daniel Fadid Bautista Zambrano

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con énfasis en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Fabian Alirio Remolina Reyes

Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2023

Agradecimientos

A la escuela de la Subestación Sur, por sus enseñanzas y la oportunidad de desarrollar este proyecto. En especial a los ingenieros Fabian Remolina, Alvaro Fuentes y Oscar Gomez por su orientación; y a los técnicos Alvaro Quiroga e Ivan Esparragoza por sus conocimientos técnicos. Su apoyo fue esencial para el éxito de este trabajo.

Tabla de Contenido

Introducción	15
1. Generalidades	20
1.1 Información para solicitar	21
1.2 Verificación del terreno	21
1.2.1 Iluminación.....	22
1.3 Diagrama unifilar	23
2. Señalización e identificación.....	26
2.1 Señal de riesgo eléctrico	27
2.2 Identificación de fases.....	29
2.2.1 Código de colores.....	30
2.3 Identificación de circuitos y nivel de tensión	31
2.4 Identificación de activos	32
2.5 Nomenclatura de activos.....	33
2.5.1 Nomenclatura de equipos de patio	33
2.5.2 Nomenclatura de tableros.....	35
3. Equipos y materiales.....	36
3.1 Conductor de potencia	36
3.2 Reconnectador.....	37
3.3 Seccionador.....	39
3.4 Transformador de potencia	40
3.5 Transformadores de medida.....	42
3.6 Dispositivo de protección contra sobretensión	45

GUÍA DE REQUERIMIENTOS PARA SUEBSTACIONES PROVISIONALES	4
3.7 Servicios auxiliares	47
3.7.1 Transformador de servicios auxiliares	47
3.7.2 Tablero de servicios auxiliares	48
3.7.3 Acometida	50
3.7.4 Protección contra sobrecorrientes	51
3.7.5 Régimen de conexión a tierra	51
3.8 Aislador	52
3.9 Pórtico	53
3.9.1 Poste	54
3.9.2 Herraje	56
3.9.3 Acero estructural	59
3.9.4 Conector	60
3.10 Canalización	62
3.11 Bandeja portacables	63
3.12 Malla de tierra	64
4. Distancias de seguridad	65
4.1 Distancias de seguridad de partes energizadas	65
4.2 Circulación de personal	66
4.3 Espacio de trabajo	68
4.4 Encerramiento perimetral	69
4.4.1 Distancias para malla eslabonada	71
4.5 Dimensionamiento del pórtico	73
4.5.1 Ancho de bahía y barra	73

4.5.2	Alto de bahía	76
4.6	Distancias de seguridad en zonas con construcciones	78
4.7	Distancias de seguridad para redes de distribución	79
4.8	Trabajos cerca de circuitos aéreos energizados	80
5.	Apantallamiento.....	81
5.1	Método de los ángulos fijos	81
5.2	Terminales de captación y bajantes	83
6.	Puesta a tierra.....	85
6.1	Procedimiento de diseño	86
6.2	Parámetros críticos.....	87
6.3	Corriente de falla.....	89
6.3.1	Tiempo de despeje de falla.....	89
6.4	Selección del conductor	89
6.4.1	Selección del material	90
6.4.2	Selección del calibre.....	91
6.5	Medición de resistividad del suelo.....	92
6.6	Capa superficial de material.....	94
6.7	Tensiones tolerables de paso y contacto	94
6.8	Geometría de la malla	95
6.9	Resistencia de la malla.....	96
6.10	Corriente de malla.....	97
6.10.1	Factor de división de corriente	98
6.11	Equipotencialización.....	99

6.12	Medición de resistencia de puesta a tierra	99
6.13	Medición de las tensiones de paso y contacto	100
7.	Puesta en servicio	102
7.1	Análisis de riesgo eléctrico	102
7.2	Lista de chequeo	104
8.	Subestación provisional modelo.....	106
8.1	Configuración	106
8.2	Dimensionamiento de pórtico	106
8.2.1	Pórtico de 34,5 kV.....	108
8.2.2	Pórtico de 13,8 kV.....	109
8.2.3	Disposición física	110
8.3	Puesta a tierra.....	112
8.4	Apantallamiento.....	113
	Conclusiones.....	115
	Referencias.....	117

Lista de Tablas

Tabla 1. Capacidad de transformación de las subestaciones reducidas	16
Tabla 2. Clasificación de los niveles de tensión	17
Tabla 3. Equipos de Trabajo que intervienen en el proceso	20
Tabla 4. Convenciones para el diagrama unifilar	23
Tabla 5. Proporciones de las dimensiones del pictograma de riesgo eléctrico	28
Tabla 6. Características de la placa para malla eslabonada	28
Tabla 7. Características de la placa de marcación de fases.....	30
Tabla 8. Código de colores para conductores en corriente alterna	31
Tabla 9. Código de colores para conductores en corriente continua	31
Tabla 10. Características de la placa de identificación de circuitos	32
Tabla 11. Características de la placa de identificación de activos	33
Tabla 12. Nomenclatura de equipos de patio.....	35
Tabla 13. Nomenclatura de tableros	35
Tabla 14. Clasificación de puntos de medición	43
Tabla 15. Requisitos de exactitud mínima para medición	43
Tabla 16. Relación de transformación de transformadores de corriente	44
Tabla 17. Calibre mínimo del conductor puesto a tierra de la acometida.....	50
Tabla 18. Protección contra sobrecorriente del transformador de servicios auxiliares	51
Tabla 19. Características de postes de concreto.....	55
Tabla 20. Carga de servicio de los postes	56
Tabla 21. Factor de llenado de canalizaciones.....	63
Tabla 22. Distancias de seguridad para partes energizadas	66

Tabla 23. Altura de aisladores y partes energizadas	67
Tabla 24. Profundidades de espacio de trabajo.....	68
Tabla 25. Espacio de trabajo para tableros de baja tensión	69
Tabla 26. Distancias de seguridad del encerramiento perimetral	70
Tabla 27. Restricciones de la distancia de seguridad R.....	71
Tabla 28. Distancias de seguridad en zonas con construcciones	79
Tabla 29. Distancias mínimas para redes de distribución.....	80
Tabla 30. Distancias de seguridad para trabajos cerca de líneas aéreas energizadas	80
Tabla 31. Características mínimas de los terminales de captación y bajantes.....	84
Tabla 32. Características mínimas de los electrodos	90
Tabla 33. Constantes del material cobre.....	91
Tabla 34. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	97
Tabla 35. Matriz de análisis de riesgo eléctrico.....	103
Tabla 36. Acciones para ejecutar trabajos	103
Tabla 37. Dimensiones de referencia de equipos y materiales	106
Tabla 38. Valor básico	107
Tabla 39. Cálculos de apantallamiento de la subestación provisional.....	114

Lista de Figuras

Figura 1. Subestaciones reducidas que incumplen RETIE	18
Figura 2. Iluminación portátil	22
Figura 3. Bahía de transformación	24
Figura 4. Bahía de línea	24
Figura 5. Bahía de servicios auxiliares	25
Figura 6. Señal de riesgo eléctrico y dimensiones del pictograma	27
Figura 7. Placa para malla eslabonada	28
Figura 8. Marcación de las fases en un transformador de potencia	29
Figura 9. Placas de marcación de fases	29
Figura 10. Placa de identificación de circuitos	32
Figura 11. Placa de identificación de activos	32
Figura 12. Conductores Cobre XLPE y ACSR desnudo	36
Figura 13. Reconectador ENTEC EPR para 34,5 kV y NOJA OSM para 13,8 kV	38
Figura 14. Seccionador tipo cuchilla monopolar y tipo fusible cortacircuitos	40
Figura 15. Transformador 34,5/13,8 kV 6 MVA SUNTEC	41
Figura 16. CT Analyzer y Votano 100 de Omicron Energy	45
Figura 17. Transformadores de medida para 13,8 kV de Esitas y para 34,5 kV de Ritz	45
Figura 18. DPS polimérico tipo subestación	47
Figura 19. Transformador trifásico 34,5/0.228 kV y transformador monofásico 13.8/0.240 kV	48
Figura 20. Tablero y cofre de servicios auxiliares	49
Figura 21. Régimen de conexión a tierra TN-C-S	52
Figura 22. Aislador compuesto tipo bastón y tipo pin	52

GUÍA DE REQUERIMIENTOS PARA SUBESTACIONES PROVISIONALES	10
Figura 23. Pórtico de subestación provisional de 13,8 kV	53
Figura 24. Grapas.....	57
Figura 25. Abrazaderas	57
Figura 26. Cinta y hebilla.....	58
Figura 27. Eslabones y adaptadores.....	58
Figura 28. Varilla de anclaje y pernos de ojo	59
Figura 29. Bayonetas	60
Figura 30. Perfiles y crucetas.....	60
Figura 31. Terminales y conectores de conductores.....	61
Figura 32. Terminales de transformador.....	61
Figura 33. Tipos de terminales de transformador	62
Figura 34. Canalizaciones de uso exterior	62
Figura 35. Bandejas portacables tipo escalera	64
Figura 36. Materiales para malla de tierra	64
Figura 37. Distancias de seguridad de las barreras de seguridad.....	67
Figura 38. Distancia de seguridad del encerramiento perimetral	70
Figura 39. Gráfico de la Ecuación (7).....	72
Figura 40. Ancho de barra	74
Figura 41. Ancho de bahía.....	75
Figura 42. Alto de bahía.....	77
Figura 43. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.....	78
Figura 44. Área de protección en vista lateral	82
Figura 45. Área de protección en vista superior	83

Figura 46. Procedimiento de diseño del sistema de puesta a tierra 88

Figura 47. Configuración del método de Wenner..... 92

Figura 48. Curva típica de resistividad 93

Figura 49. Equipo MI 2088..... 94

Figura 50. Factor de división de corriente 98

Figura 51. Configuración del método de caída de potencial 100

Figura 52. Equipo MI 3295..... 101

Figura 53. Formato de lista de chequeo para puesta en servicio 105

Lista de Apéndices

Los apéndices están adjuntos y pueden ser consultados en la base de datos de la Biblioteca UIS

- Apéndice A. Instructivo de requerimientos mínimos para el montaje de subestaciones provisionales de 34,5/13,8 kV
- Apéndice B. Memoria de cálculo de la malla de tierra
- Apéndice C. Análisis de riesgo eléctrico
- Apéndice D. Lista de chequeo para puesta en servicio
- Apéndice E. Diagrama unifilar de subestación modelo
- Apéndice F. Plano de disposición física de subestación modelo
- Apéndice G. Plano de puesta a tierra de subestación modelo
- Apéndice H. Plano de apantallamiento de subestación modelo

Resumen

Título: Guía de requerimientos para subestaciones provisionales utilizadas en el proceso de normalización de activos de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. ¹

Autor: Daniel Fadid Bautista Zambrano ²

Palabras clave: subestación provisional, subestación convencional reducida, RETIE.

Descripción:

El presente proyecto de práctica empresarial expone el desarrollo de criterios de diseño para subestaciones reducidas de media tensión, cuya necesidad nace del equipo de trabajo de Expansión y Reposición de Subestaciones de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P en el marco de intervención a subestaciones de potencia para su normalización y cumplimiento RETIE.

Así, se elabora un instructivo que sirva como guía de requerimientos a considerar en el diseño electromecánico y montaje de las subestaciones provisionales en lo concerniente a la selección y cumplimiento de requisitos técnicos para equipos de patio y materiales, criterios técnicos para la determinación de distancias de seguridad, y criterios de diseño del sistema de puesta a tierra y apantallamiento.

Finalmente, con base en los criterios establecidos se desarrolla los cálculos y planos de una subestación provisional de media tensión en los aspectos de disposición física de los equipos y cables de guarda en el pórtico, y cálculo de la malla de puesta a tierra.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de de Ingenierías Eléctrica, Electrónica, y de Telecomunicaciones. Ingeniería Eléctrica. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Doctor en Ciencias con énfasis en Ingeniería Eléctrica. Codirector: Fabian Alirio Remolina Reyes, Ingeniero Eléctrico especialista en Gerencia de Mantenimiento.

Abstract

Title: Guide to requirements for provisional substations used in the asset standardization process of Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. ¹

Autor: Daniel Fadid Bautista Zambrano ²

Keywords: provisional substation, reduced conventional substation, RETIE.

Description:

This internship project exposes the development of design criteria for medium voltage reduced substations, whose need arises from the Substation Expansion and Replacement work team of Electrificadora de Santander S.A. E.S.P in the process of intervention to power substations for their standardization and RETIE compliance.

Thus, an instructive is prepared that serves as a guide to requirements to be considered in the electromechanical design and erection of provisional substations regarding the selection and compliance with technical requirements for switchyard equipment and materials, technical criteria for the determination of electrical clearances, and design criteria of the grounding and shielding system.

Finally, based on the established criteria, the calculations and plans of a provisional medium voltage substation are developed in the aspects of physical arrangement of the equipment and guard cables in the gantry, and calculation of the grounding mesh.

¹ Degree Work

² Faculty of Physicomechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Electrical Engineering. Director: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Doctor of Science with emphasis in Electrical Engineering. Codirector: Fabian Alirio Remolina Reyes, Electrical Engineer specialist in Maintenance Management.

Introducción

El sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. – ESSA está conformado actualmente por 80 subestaciones de potencia, de las cuales 45 corresponden a subestaciones convencionales reducidas de 34,5 kV, conformadas por bahías cuyo elemento principal de maniobra es el reconectador automático trifásico de media tensión. Estas subestaciones reducidas fueron objeto de un estudio de riesgo eléctrico realizado por la Subgerencia de Subestaciones y Líneas – SSL de la ESSA, el cual determinó riesgo alto en 30 subestaciones, específicamente en lo concerniente a distancias de seguridad. En aras de mitigar el riesgo asociado, y mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, la ESSA implementó a partir del año 2021 el Plan 649 «Cumplimiento RETIE en subestaciones» cuyo objeto es la adecuación de subestaciones convencionales reducidas para el cumplimiento a cabalidad del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE (Ministerio de Minas y Energía – MME, 2013). Este plan conlleva realizar adecuaciones civiles, eléctricas y electromecánicas de las subestaciones en operación, siendo necesario la implementación de subestaciones provisionales en espacios reducidos que garantice la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios afectados del área de influencia de ESSA.

Para la implementación de la subestación provisional, la ESSA mediante el Equipo de Trabajo – E.T. Expansión y Reposición de Subestaciones realiza el montaje en función de cada caso en particular con base en la experiencia de su personal técnico, evidenciándose la necesidad de implementar una guía de requerimientos, a considerar en el montaje y puesta en servicio de subestaciones provisionales, que reúna los criterios mínimos de cumplimiento técnico que garantice la seguridad de las personas.

Las 45 subestaciones convencionales reducidas con las que cuenta la ESSA son del nivel de tensión 34,5/13,8 kV con configuración en 34,5 kV de tres hilos en delta; y en 13,8 kV de tres hilos en estrella. Estas instalaciones se utilizan para la distribución local de energía eléctrica, ubicándose su mayoría en zonas rurales.

Las capacidades de transformación se encuentran relacionadas en la Tabla 1 donde se evidencia que aproximadamente el 55% de las subestaciones reducidas es igual o menor a 2 MVA, seguido por un 38% con capacidad de hasta 6 MVA, y finalmente un 7% corresponde a subestaciones puntuales que tienen capacidad de hasta 10 y 12.5 MVA.

Tabla 1

Capacidad de transformación de las subestaciones reducidas

Cantidad de subestaciones	Porcentaje de subestaciones	Capacidad instalada [MVA]
25	55%	$0.2 \leq S \leq 2.0$
17	38%	$2.5 \leq S \leq 6.0$
3	7%	$10.0 \leq S \leq 12.5$
45	100%	

El RETIE (MME, 2013) Art. 12 establece que las instalaciones eléctricas se deben asociar al grupo de la tensión más elevada de acuerdo con la clasificación de los niveles de tensión adaptada de la NTC 1340 (2013), como lo muestra la Tabla 2. Por lo tanto, las subestaciones provisionales se clasifican según su tensión como «Media tensión 34,5/13,8 kV». Además, con base en la clasificación de subestaciones del RETIE Art. 23, las subestaciones convencionales reducidas se clasifican como «Subestación de patio de distribución de media tensión».

Tabla 2*Clasificación de los niveles de tensión*

Clasificación		Tensión
Nombre	Sigla	
Extra alta tensión	EAT	$Un > 230 \text{ kV}$
Alta tensión	AT	$57,5 \text{ kV} \leq Un \leq 230 \text{ kV}$
Media tensión	MT	$1 \text{ kV} < Un < 57,5 \text{ kV}$
Baja tensión	BT	$25 \text{ V} \leq Un \leq 1 \text{ kV}$
Muy baja tensión	MBT	$Un < 25 \text{ V}$

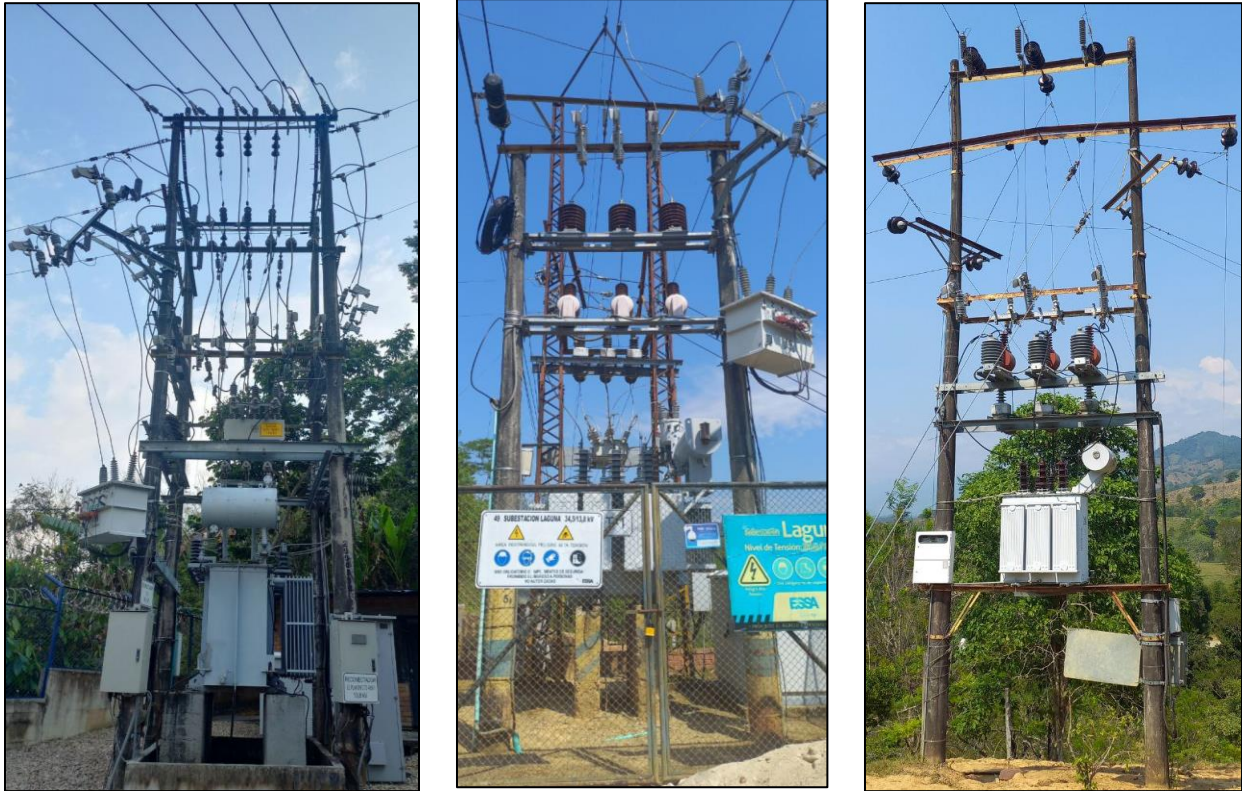
Nota: Tomado de NTC 1340 (2013).

En las subestaciones reducidas sujetas a intervención para fines de normalización se evidencia que debido a los espacios reducidos se genera incumplimiento RETIE principalmente en distancias de seguridad de partes energizadas, distancias del encerramiento, espacios de trabajo, malla de puesta a tierra y apantallamiento, como se ilustra en la Figura 1.

Las subestaciones provisionales por su proceso de transformación de energía eléctrica y nivel de tensión, además de estar cubierta bajo los requisitos del RETIE (MME, 2013) tales como Capítulo 1. Disposiciones generales y Capítulo 2. Requisitos técnicos esenciales, están sujetas a los requisitos del Capítulo 3. Requisitos de producto, Capítulo 6. Proceso de transformación, y Capítulo 7. Proceso de distribución. Así, siguiendo los lineamientos del RETIE (MME, 2013) y considerando la naturaleza de provisionalidad de la instalación eléctrica es, necesario realizar el diseño de ingeniería con base en normas internacionales de la Comisión Electrotécnica Internacional – IEC y del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos – IEEE. Así, se desarrollan los siguientes capítulos que contienen los requerimientos a considerar en la implementación de subestaciones provisionales.

Figura 1

Subestaciones reducidas que incumplen RETIE



1. **Generalidades:** equipos de trabajo involucrados, información a solicitar, consideraciones del terreno, y la elaboración del diagrama unifilar.
2. **Señalización e identificación:** identificación de activos y circuitos, señalización del riesgo eléctrico.
3. **Equipos y materiales:** equipos de patio, postes, herrajes, otros materiales y sus requisitos técnicos.
4. **Distancias de seguridad:** distancias mínimas de seguridad respecto a partes energizadas en diferentes situaciones, y dimensionamiento del pórtico.
5. **Apantallamiento:** criterios para el posicionamiento de los cables de guarda, y requisitos de materiales.

6. **Puesta a tierra:** criterios para el cálculo y construcción de la malla, equipotencialización de la instalación eléctrica, y requisitos de materiales.
7. **Puesta en servicio:** aspectos a verificar de la subestación provisional previo a la energización.
8. **Subestación provisional modelo:** ejemplo de diseño electromecánico de una subestación provisional con base en los criterios desarrollados.

1. Generalidades

El E.T. Expansión y Reposición de Subestaciones es el responsable de la implementación de las subestaciones provisionales, el cual se realiza con el apoyo de diferentes equipos de trabajo de la electrificadora con el fin de cumplir las condiciones continuidad, calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica. En la Tabla 3 se relacionan los equipos de trabajo que intervienen en el proceso con sus respectivas funciones. Así, el E.T. Expansión y Reposición de Subestaciones debe articular con los otros equipos de trabajos la solicitud de la información e intervención requerida.

Tabla 3

Equipos de Trabajo que intervienen en el proceso

Dependencia	Equipo de Trabajo	Función
Subgerencia Subestaciones y Líneas	Expansión y Reposición de Subestaciones	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Responsable del proceso. ▪ Diseño y montaje electromecánico. ▪ Puesta en servicio.
	Mantenimiento de Subestaciones	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pruebas eléctricas a los transformadores. ▪ Medición de resistencia de malla y tensiones de paso y contacto, si es necesario.
	Control, Medida y Protecciones	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Parametrización de los reconectores.
Área Gestión Operativa	Planificación y Gestión	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Análisis de fallas a tierra. ▪ Análisis de suplencias.
	Operación Integrada	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Curva de demanda de la subestación. ▪ Traslado de cargas y apoyos. ▪ Consignaciones. ▪ Aprobación de nomenclatura de activos.
	Operación y Calidad	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Actualización de los planos unifilares.
	Soportes a las Tecnologías de la Operación	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Integración al sistema SCADA.
Subgerencia Mantenimiento de Distribución	Planeación y Línea Viva	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ejecución de trabajos con línea energizada. ▪ Verificación de la secuencia de fases.
Subgerencia Conexiones	Equipos de Medida	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verificación de cumplimiento de los equipos de medida.
Área Servicios Corporativos	Tecnologías de la Información	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verificación de los puntos de conexión del tablero de comunicaciones.

1.1 Información para solicitar

Se debe realizar la solicitud de la siguiente información a los correspondientes Equipos de Trabajo del Área de Gestión Operativa, para fines de diseño y ejecución de la subestación provisional.

- **Curva de demanda:** demanda de la subestación y circuitos, incluyendo las suplencias que puede asumir la subestación provisional, para verificación de la capacidad de transformación y dimensionamiento de los conductores.
- **Suplencias de circuitos:** traslados de carga y sus apoyos mecánicos para realizar las suplencias durante la desenergización de la subestación intervenida y montaje de la subestación provisional.
- **Análisis de fallas a tierra:** corriente de cortocircuito de las fallas a tierra trifásica, bifásica, monofásica, y sus relaciones X/R , para fines de protección y diseño de la malla del sistema de puesta a tierra.

1.2 Verificación del terreno

Una vez identificada la subestación a intervenir, se debe realizar una visita técnica con el fin de verificar que el terreno tenga condiciones aptas para la implementación de la subestación provisional, especialmente:

- Identificación del área disponible para la instalación de la subestación provisional.
- Terreno nivelado, libre de capa vegetal, y apto para el manejo o canalización de aguas lluvias.
- Ausencia de elementos aéreos como líneas eléctricas que impidan labores de izaje en el área de trabajo.

- Provisión de iluminación que asegure las condiciones de visibilidad necesarias para realizar maniobras en horas nocturnas.

En caso contrario, se debe realizar las adecuaciones civiles y eléctricas necesarias para satisfacer las condiciones mencionadas que permitan dar inicio al diseño y montaje de la subestación provisional.

1.2.1 Iluminación

La iluminación es el suministro de luz artificial en el área de trabajo para mejorar la visibilidad. Su importancia consiste en establecer condiciones en los niveles de iluminación, luminancia y uniformidad con el fin de reducir los riesgos laborales y evitar accidentes debido a carencia de luz, especialmente para maniobras en horas nocturnas.

Figura 2

Iluminación portátil



La NTC 2050 (1998) Sec. 110-34.d) que trata de los requisitos de iluminación de instalaciones eléctricas de más de 600 V nominales, establece que debe existir iluminación con una iluminancia media de mínimo 100 luxes, en todos los espacios de trabajo alrededor de los equipos eléctricos. Además, las salidas de alumbrado deben estar dispuestas de tal manera que no





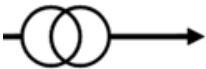

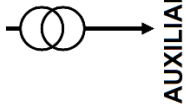

exista peligro por contacto eléctrico en la operación o mantenimiento del alumbrado. Es decir, se debe asegurar un flujo luminoso de por lo menos 100 lúmenes por metro cuadrado. Sin embargo, no es necesario tener iluminación permanente en subestaciones desatendidas. Es posible utilizar iluminación portátil cuando se realice labores en la subestación, como se ilustra en la Figura 2. En el caso de utilizar iluminación con planta generadora, se debe verificar que se cuente con el combustible necesario para realizar las maniobras que requieran iluminación.

1.3 Diagrama unifilar

Se debe realizar el diagrama unifilar de la subestación provisional con fines de reportar al E.T. Operación y Calidad la subestación en servicio en el sistema de potencia; utilizando las convenciones establecidas en la Tabla 4 para representar los equipos de la subestación. La configuración de las subestaciones reducidas en ESSA es barra sencilla.

Tabla 4

Convenciones para el diagrama unifilar

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Transformador de potencia		Reconectador
	Transformador de corriente		Seccionador
	Transformador de tensión		Cortacircuitos
	Transformador de servicios auxiliares		Dispositivo de protección contra sobretensiones

La bahía se define como el conjunto de elementos de interrupción, corte, medición y protección asociados a la línea o transformador. Las subestaciones provisionales están conformadas por los siguientes elementos.

- Transformador de potencia.
- Bahía de transformación: seccionador de barra, transformador de tensión, transformador de corriente, y reconectador.
- Bahía de línea: seccionador de barra, reconectador, y seccionador de línea.
- Servicios auxiliares: cortacircuitos, y transformador de servicios auxiliares.

Además, los reconectores y transformadores de potencia están protegidos por dispositivos de protección contra sobretensiones – DPS, los cuales están instalados en el tanque del respectivo equipo. En la Figura 3, Figura 4 y Figura 5 se ilustran los diagramas unifilares omitiendo los DPS para fines de visualización simplificada.

Figura 3

Bahía de transformación

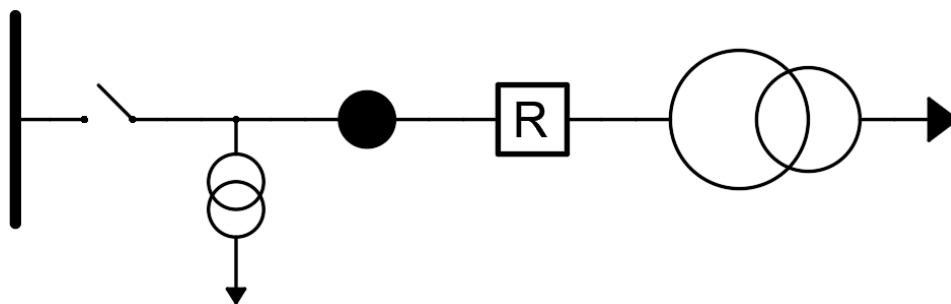


Figura 4

Bahía de línea

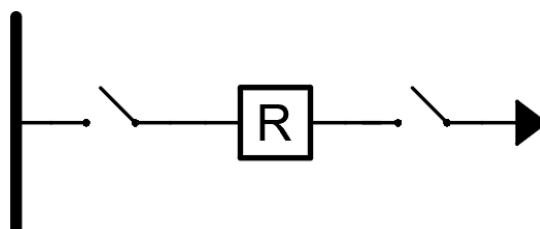
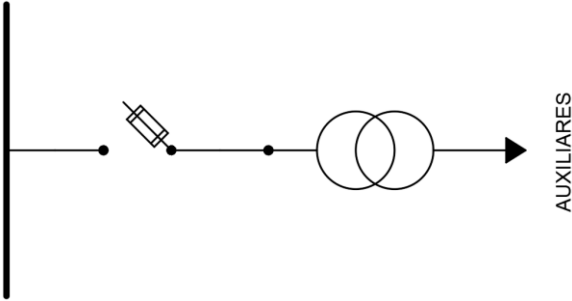


Figura 5

Bahía de servicios auxiliares



2. Señalización e identificación

Es obligatorio la implementación de la señalización e identificación en la subestación provisional, puntualmente: señalización del riesgo eléctrico, identificación de fases, identificación de activos, e identificación de circuitos y nivel de tensión, con el propósito de transmitir mensajes de prevención e información de la instalación eléctrica y así advertir a las personas de peligros potenciales. Esta identificación se realiza con base en requisitos RETIE (MME, 2013) y especificaciones técnicas para «Marcación y Señalización de Elementos de Subestaciones» del Centro de Excelencia Técnica – CET de la ESSA.

Las placas utilizadas para identificación en subestaciones deben cumplir las siguientes especificaciones técnicas generales:

- Material de poliéster reforzado con fibra de vidrio; libre de fibras de expuestas.
- Resina de poliéster insaturado termoestable; compatible con fibra de vidrio y resistente a los rayos UV.
- Película adhesiva retroreflectiva tipo IX o superior.
- Impresión de la letra mediante el proceso de serigrafía.
- Resistente a la intemperie.
- Tolerancia de $\pm 5\%$ en las dimensiones.
- Fijación por perforación o pegante, según el caso:
 - Perforación: 4 perforaciones en los extremos de 12 mm de diámetro.
 - Pegante: medio pegante para fijación en superficies metálicas o plásticas.

Los siguientes subcapítulos establecen los requisitos específicos de placa para cada tipo de identificación.

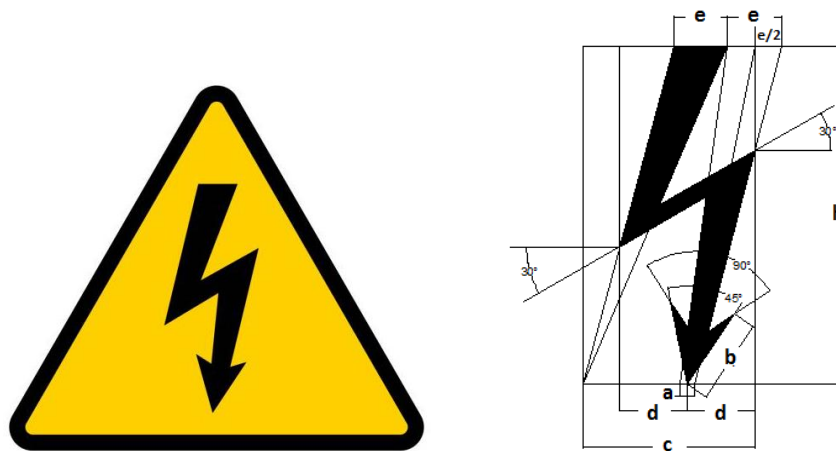
2.1 Señal de riesgo eléctrico

El RETIE (MME, 2013) Art. 23.1 establece que debe fijarse una señal con el símbolo de riesgo eléctrico en la entrada de la subestación, y en la parte exterior de la malla eslabonada cuando sea accesible a personas. Además, el RETIE (MME, 2013) Art. 20.23.1.4 establece que se debe tener adherida de forma permanente y visible el símbolo de riesgo eléctrico en los tableros de baja tensión.

El RETIE (MME, 2013) Art. 6.2.2 establece que la señal de riesgo eléctrico debe tener forma de triángulo equilátero, pictograma y borde de color negro, y fondo de color amarillo como lo muestra la Figura 6. Los valores típicos del lado del triángulo son 25, 50, 100, 200, 400, 600, y 900 mm.

Figura 6

Señal de riesgo eléctrico y dimensiones del pictograma



Nota: Tomado del RETIE (MME, 2013) Figura 6.1

El RETIE (MME, 2013) Art. 6.1.1 establece las proporciones de las dimensiones del pictograma de riesgo eléctrico, como está dado por la Figura 6 y la Tabla 5 y en las cuales se aceptan tolerancias de $\pm 10\%$ de los valores señalados.

Tabla 5

Proporciones de las dimensiones del pictograma de riesgo eléctrico

h	a	b	c	d	e
25	1	6.25	12.75	5	4
50	2	12.5	25.5	10	8
75	3	18.75	38.25	15	12
100	4	25	51	20	16
125	5	31	64	25	20
150	6	37.5	76.5	30	24
175	7	43.75	89.25	35	28
200	8	50	102	40	32

Nota: Tomado del RETIE (MME, 2013) Tabla 6.2

El diseño de la placa para malla eslabonada de subestación debe ser el de la Figura 7 y cumplir las características de la Tabla 6.

Figura 7

Placa para malla eslabonada



Tabla 6

Características de la placa para malla eslabonada

Dimensiones	Placa				Letra	
	Espesor mínimo	Color del adhesivo	Fijación	Tipo	Color	Altura
400x300 mm	2 mm	Amarillo fluorescente	Perforación	Arial Bold	Negro	–

2.2 Identificación de fases

La ESSA tiene implementado la designación de fases con las letras R, S, y T emparejado con los colores rojo, amarillo, y azul, respectivamente como lo muestra la Figura 9. Se debe implementar esta identificación de fases en la subestación, puntualmente en transformadores, seccionadores y barras, como se ilustra en la Figura 8. En el caso de cables aislados, se recomienda colocar cinta de colores en los cables lo más cercano posible a los equipos.

Figura 8

Marcación de las fases en un transformador de potencia



El diseño de la placa de marcación de fases debe ser el de la Figura 9 y cumplir las características de la Tabla 7.

Figura 9

Placas de marcación de fases

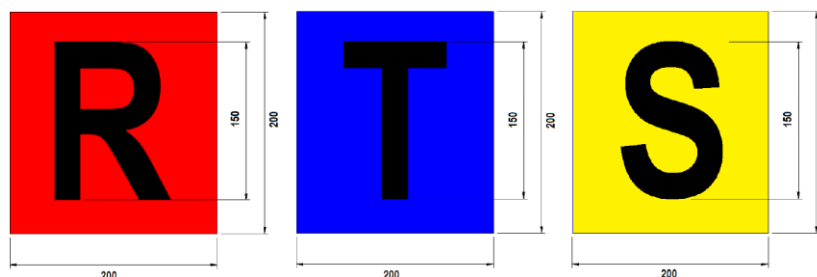


Tabla 7*Características de la placa de marcación de fases*

Dimensiones	Placa			Letra		
	Espesor mínimo	Color del adhesivo	Fijación	Tipo	Color	Altura
200x200 mm	3 mm	Convención	Pegante	Arial Narrow Negrita	Negro	150 mm

2.2.1 Código de colores

Actualmente no se adopta el código de colores para conductores de potencia que establece la Tabla 6.5 del RETIE (MME, 2013) Art. 6.3 debido a que establece colores diferentes entre sistemas estrella y delta, y aplica únicamente para conductores aislados de potencia, o desnudos que actúen como barraje en interiores. Además, la convención ESSA descrita anteriormente es utilizada en todo el sistema de potencia de la electrificadora; la adopción supondría un riesgo eléctrico en la instalación al momento de realizar operaciones de maniobra y mantenimiento en la subestación al no ser uniforme el código de colores en el sistema de potencia.

En la Tabla 8 se establece la convención existente de ESSA, junto una propuesta para la adopción del código de colores del RETIE (MME, 2013) para cada fase R, S, T, según su nivel de tensión y configuración de conexión. En el caso de sistemas monofásicos, se debe adoptar el mismo color de la fase que alimenta el circuito. El neutro se identifica con el color blanco y la tierra de protección se identifica con el color verde o conductor desnudo; en ningún caso se debe utilizar el color blanco o verde para las fases.

En el caso de circuitos en corriente continua, se debe respetar la codificación de colores de la Tabla 6.6 del RETIE (MME, 2013) Art. 6.3, la cual se reproduce en la Tabla 9.

Tabla 8*Código de colores para conductores en corriente alterna*

Fase	ESSA		RETIE ^a	
	3ΦY/Δ	3ΦY	3ΦY	3ΦΔ
	≥ 208 V	208 V	≥ 1 kV	
R	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo
S	Amarillo	Amarillo	Amarillo	Café
T	Azul	Azul	Violeta	Violeta

^a Propuesta de adopción del código de colores RETIE.**Tabla 9***Código de colores para conductores en corriente continua*

Conductor	Con conductor		Sin conductor medio	
	TN-S	TN-C y T-T	TN-S	TN-C y T-T
Positivo	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo
Negativo	Azul	Azul	Blanco	Blanco
Medio	Blanco	Blanco	No aplica	No aplica
Tierra de protección	Verde o Verde/Amarillo	No aplica	Verde o Verde/Amarillo	No aplica

2.3 Identificación de circuitos y nivel de tensión

Las salidas de las líneas y circuitos de la subestación se identifican con la misma nomenclatura ya existente de la subestación intervenida. El diseño de la placa de identificación de circuitos debe ser el de la Figura 10 y cumplir las características de la Tabla 10.

El RETIE (MME, 2013) Art. 6.3 establece que en sistemas con tensión superior a 380 V se debe colocar en los tableros y en los puntos accesibles de conductores, una leyenda con la identificación del nivel de tensión respectivo. Sin embargo, no se prevé el uso de tensión superior a 208 V en los tableros eléctricos de servicios auxiliares o de los re conectadores, por lo tanto, la identificación del nivel de tensión solo se haría para las líneas de 34,5 kV y circuitos de 13,8 kV.

Figura 10

Placa de identificación de circuitos



Tabla 10

Características de la placa de identificación de circuitos

Placa					Letra	
Dimensiones	Espesor mínimo	Color del adhesivo	Fijación	Tipo	Color	Altura
700x230 mm	2 mm	Amarillo	Perforación	Arial Bold	Negro	—

2.4 Identificación de activos

Los activos de la subestación se deben codificar con el fin de identificarlos en las operaciones de maniobra. El diseño de la placa de identificación de activos debe ser el de la Figura 11 y cumplir las características de la Tabla 11.

Figura 11

Placa de identificación de activos



Tabla 11*Características de la placa de identificación de activos*

Dimensiones	Placa			Tipo	Letra	
	Espesor mínimo	Color del adhesivo	Fijación		Color	Altura
400x230 mm	2 mm	Amarillo	Perforación	Arial Bold	Negro	–

2.5 Nomenclatura de activos

Para el caso de las subestaciones provisionales, se implementa la nomenclatura existente en la subestación intervenida. Sin embargo, para el proceso de normalización de la subestación se debe implementar la nomenclatura de activos establecida por el instructivo ESSA IPSOS045.

Como se describe en el instructivo, el proceso consta de 3 pasos:

- **PASO 1:** Definir la nomenclatura para los equipos y tableros de la subestación normalizada, según el instructivo IPSOS045.
- **PASO 2:** Enviar el unifilar al E.T. Operación Integrada con la nomenclatura definida, para su validación y aprobación.
- **PASO 3:** Una vez validada la nomenclatura, se debe enviar el unifilar a E.T. Operación y Calidad para implementarla en los unificables ESSA.

A continuación, se describe la metodología de la versión 2 correspondiente a la versión vigente al momento de redactar este instructivo, aplicada al contexto de subestaciones de 34,5/13,8 kV. En todo caso, se debe verificar la versión más reciente del instructivo.

2.5.1 Nomenclatura de equipos de patio

Primero se debe realizar la asignación de los siguientes códigos y consecutivos.

- **X:** Nivel de tensión. Su código corresponde al nivel de tensión del campo: **3** para 34,5 kV y **4** para 13,8 kV.

- **YY:** Consecutivo de campo. Su código corresponde al consecutivo asignado, cumpliendo los siguientes criterios:
 - El consecutivo es independiente para cada nivel de tensión.
 - El consecutivo inicia en **01**.
 - El consecutivo se asigna de abajo hacia arriba y de izquierda a derecha, según la disposición del unifilar.
 - El orden de asignación es: bahías de línea, bahías de transformación, bahías servicios auxiliares.
- **Z:** Equipo de corte. Su código corresponde al tipo de equipo:
 - **1** para seccionador de barra,
 - **2** para interruptor o reconectador.
 - **7** para seccionador de línea o transformador.
- **N:** Consecutivo para transformadores de potencia, cumpliendo los siguientes criterios:
 - No se discrimina el consecutivo entre transformador y autotransformador.
 - El consecutivo inicia en **01**.
 - El consecutivo se asigna iniciando en el transformador de mayor potencia, continuando con los transformadores de igual o menor potencia.

Una vez determinado los códigos y sus consecutivos, se asigna la nomenclatura según la

Tabla 12.

Tabla 12*Nomenclatura de equipos de patio*

Equipo de patio	Nomenclatura
Equipo de corte	XYZ
Transformador de potencia	TN
Transformador de corriente de bahía	CTXYY
Transformador de tensión de bahía	PTXYY
Transformador de tensión de barra	PTBXZZ
Dispositivos de protección contra sobretensiones de bahía	PXYYY
Dispositivos de protección contra sobretensiones de bornes de transformador	PYXTN

2.5.2 Nomenclatura de tableros

La nomenclatura de los tableros está dada por la Tabla 13.

Tabla 13*Nomenclatura de tableros*

Nivel de tensión	Tablero	Nomenclatura
13,8 kV	Bahía de línea	KCY Y
	Bahía de transformación	KTY Y
34,5 kV	Bahía de línea	HL Y Y
	Bahía de transformación	HT Y Y
General	Comunicaciones	COM
	Control y protecciones	CSE
	Calidad de potencia	CPE
	Servicios Auxiliares Alterna	SACA
	Caja de agrupamiento CT	TIJ Y Y
	Caja de agrupamiento PT	TUJ Y Y TUJ BX
	Refrigeración y protecciones mecánicas del transformador de potencia	GCV TN
	Caja de agrupamiento de cambia tomas del transformador de potencia	GCT N

3. Equipos y materiales

3.1 Conductor de potencia

Los conductores son los elementos diseñados para conducir corriente y son utilizados para interconectar los terminales de los diferentes equipos eléctricos. Los materiales comunes son de cobre o aluminio, siendo los conductores de ACSR desnudo y Cobre XLPE los implementados en las subestaciones reducidas, como se ilustra en la Figura 12. La selección de los conductores se debe realizar en base a la capacidad de transformación, la demanda de los circuitos, supencias que asume la subestación, y las especificaciones de los fabricantes de los conductores. En todo caso, se debe garantizar que la ampacidad de los conductores sea mayor o igual a la existente en la subestación intervenida.

Figura 12

Conductores Cobre XLPE y ACSR desnudo



Para el dimensionamiento de los conductores se debe tener en cuenta:

- Bahías de transformación se debe considerar la potencia nominal del transformador
- Barras se debe considerar los flujos de carga y la configuración de la subestación.
- Bahías de línea se debe considerar la demanda máxima de los circuitos y las supencias que puedan realizar.

En todos los casos se debe considerar un factor de seguridad o sobrecarga del 20%, como se indica la Ecuación (1).

$$I = 1,2 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (1)$$

Donde,

I es la ampacidad del conductor en A.

S es la potencia nominal en VA.

V es la tensión nominal en V.

Para la selección del calibre del conductor ya sea conductor desnudo o aislado, se debe remitir a la ampacidad (capacidad de corriente) descritas por el fabricante. Adicionalmente, en el caso de cables aislados como el XLPE se debe verificar la tensión nominal del aislamiento, siendo recomendado un nivel de aislamiento del 133% por razones de seguridad y la reducción de ampacidad para el caso de uso subterráneo.

Los conductores de la barra se deben instalar en retención y tensionados con el fin de no permitir desplazamiento del conductor debido a fuerzas de cortocircuito o del viento y así mantener la distancia de seguridad de las partes energizadas.

3.2 Reconector

El reconector trifásico automático de media tensión es el equipo principal de maniobra y protección de la subestación provisional. Este equipo tiene la capacidad de establecer, conducir, e interrumpir corrientes bajo condiciones normales de operación y condiciones anormales de falla. Este equipo consiste en tres dispositivos: un dispositivo de interrupción, una unidad de control, y transformadores de corriente. El tablero de control cuenta con la unidad electrónica que monitorea el reconector y que en caso de detectar una condición de falla ejecuta automáticamente una secuencia de apertura y recierre del interruptor; si una corriente de falla no se despeja al final de

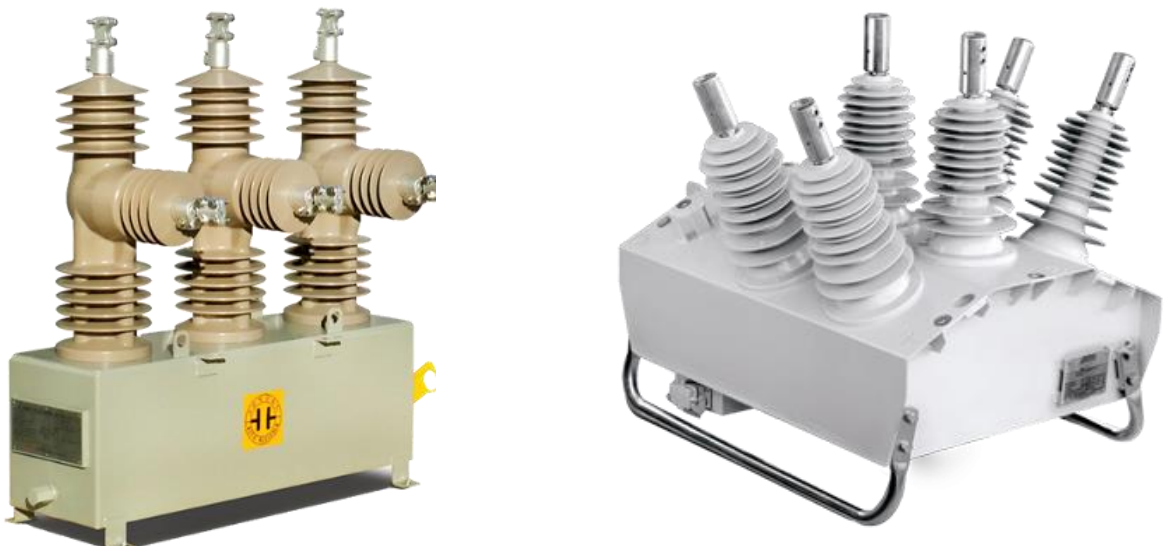
la secuencia el reconectador se bloqueará y permanecerá abierto hasta la próxima operación de cierre. En el caso de la subestación provisional, el tablero es instalado a poca altura en un poste para permitir la operación por parte del personal y requiere de una tensión de alimentación.

Conforme al RETIE (MME, 2013) Art. 20.16.4, respecto a los requerimientos de los productos, los reconectadores deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional como IEC 62271-111 (2012). Así mismo, se debe verificar que el reconectador cumpla con las siguientes características:

- Tensión asignada mayor o igual a la tensión del sistema.
- Corriente asignada mayor o igual a la corriente de demanda máxima.
- Corriente de interrupción del cortocircuito mayor al del estudio de cortocircuito.
- Frecuencia asignada de 60 Hz.
- Integración al sistema SCADA de ESSA.
- Funcionamiento de las baterías del tablero de control.
- Parametrización del equipo por el E.T. Control, Medida y Protecciones.

Figura 13

Reconectador ENTEC EPR para 34,5 kV y NOJA OSM para 13,8 kV



Entre los de reconectores identificados en las subestaciones reducidas se encuentran las referencias EPR de ENTEC y OSM de NOJA Power, y otros fabricantes como ABB, Schneider Electric y Travida Electric.

Los reconectores automáticos se deben implementar en las bahías de transformación y línea de la subestación, con el fin de implementar esquemas de protección de sobrecorrientes 50/51, en conformidad con RETIE (MME, 2013) Art. 20.25.e) y Art. 23.1.x).

3.3 Seccionador

El seccionador es el equipo de maniobra mecánico que en posición cerrada conduce la corriente indefinidamente en condiciones normales de operación y en tiempos especificados para condiciones anormales de falla y en posición abierta establece una distancia de aislamiento longitudinal entre los terminales del seccionador. Solamente se puede operar cuando circula corrientes insignificantes o no hay variación de tensión en sus terminales. La función del seccionador es realizar seccionamiento de circuitos para fines de operación o para aislar componentes del sistema.

En las subestaciones provisionales los tipos de seccionadores a implementar son la cuchilla monopolar para las bahías de transformación y circuito, y el cortacircuitos para el transformador de servicios auxiliares. Conforme al RETIE (MME, 2013) Art. 201.16 los seccionadores tipo cuchilla o cortacircuitos deben cumplir los requisitos de una norma internacional o nacional como IEC 60282-1, IEC 60282-2, IEC 62271-102, IEEE C37.41, IEEE C37.42, NTC 2132 y NTC 2133.

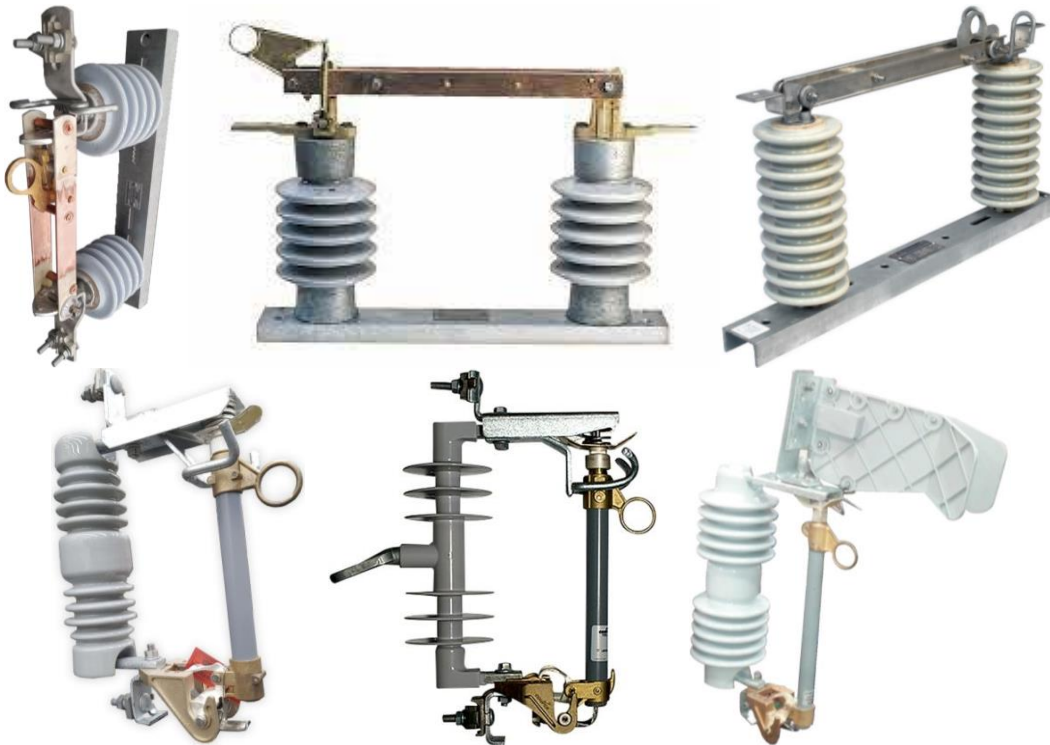
En todos los casos, se debe verificar que los seccionadores cumplan las siguientes características:

- Tensión asignada mayor o igual a la tensión del sistema.
- Corriente asignada mayor o igual a la corriente de demanda máxima.

- Corriente de interrupción del cortocircuito mayor al del estudio de cortocircuito.
- Verificar la operación mecánica del seccionador.

Figura 14

Seccionador tipo cuchilla monopolar y tipo fusible cortacircuitos



3.4 Transformador de potencia

El transformador de potencia es la máquina eléctrica de corriente alterna que transforma un nivel de tensión a otro mediante inducción electromagnética, manteniendo la potencia eléctrica.

El principal grupo vectorial implementado en los transformadores de potencia es Dyn11, pero en algunos casos es Dyn1 o Dyn5; con el neutro del transformador aterrizado sólidamente a tierra. Sin embargo, según la necesidad operativa del sistema eléctrico puede ser necesario cambiar el grupo vectorial del transformador por lo cual se debe verificar dicha necesidad.

Entre los fabricantes identificados de transformadores de potencia en las subestaciones reducidas se encuentran Suntec (ahora Weg), Tesla Nacional de Transformadores y Siemens.

En lo posible se debe implementar en la subestación provisional el mismo transformador de potencia de la subestación intervenida, con el fin de asegurar las mismas características eléctricas previstas para la operación del sistema eléctrico regional. En caso de que sea necesario utilizar otro transformador, se debe verificar que el transformador provisional cumpla con las siguientes características respecto al transformador de la subestación intervenida:

- Transformador 34,5/13,8 kV.
- Corriente asignada mayor o igual a la corriente de demanda máxima.
- Capacidad de transformación igual o superior.
- Frecuencia asignada de 60 Hz.
- Grupo vectorial idéntico; o el requerido por razones operativas.
- Misma posición del cambiador de tomas; o el requerido por razones operativas.
- Verificar el estado del transformador: fugas de aceite, y condición de los DPS.

Figura 15

Transformador 34,5/13,8 kV 6 MVA SUNTEC



3.5 Transformadores de medida

Los transformadores de tensión y corriente son equipos que transforman las altas tensiones y corrientes en magnitudes inferiores y proporcionales que reflejen de forma precisa las señales eléctricas de alta tensión para la medición, protección y control. En el caso de las subestaciones reducidas, estos deben ser instalados en las bahías de transformación de 34,5 kV y 13,8 kV para fines de medición como frontera de distribución, balance y control de pérdidas.

Entre los requisitos se encuentran:

- Tensión primaria asignada mayor o igual a la tensión del sistema.
- Corriente primaria asignada mayor o igual a la corriente nominal del transformador.
- Frecuencia asignada de 60 Hz.
- En transformadores de corriente:
 - Corriente primaria nominal según Tabla 16.
 - Corriente secundaria nominal de 5 A.
- En transformadores de tensión:
 - Tensión primaria nominal igual a la tensión del sistema.
 - Tensión secundaria nominal de 115 V.
- Clase de exactitud exigido por CREG, según Tabla 14 y Tabla 15.
- Carga real entre el 25% y 100% de la carga nominal (*Burden*).

Para fines de cumplimiento del Código de Redes y conforme a la Resolución CREG 038 de 2014 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014), el punto de medición de la frontera de distribución debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador, es decir, en la bahía de transformación de 34,5 kV. Con el fin de no declarar la frontera en falla en la duración de la instalación provisional, se recomienda implementar los mismos transformadores de medida de la

subestación intervenida. Así, se adoptan en la Tabla 15 los requisitos de exactitud mínima para los transformadores de medida de 34,5 kV, según el tipo de punto de medición establecido en la Tabla 14. En el caso de la bahía de transformación de 13,8 kV no existen requisitos mínimos de precisión, por lo que la clase mínima recomendada es 0,5.

Tabla 14*Clasificación de puntos de medición*

Tipo de punto de conexión	Transferencia de energía C [MWh-mes]	Capacidad Instalada CI [MVA]
1	$C \geq 15000$	$CI \geq 30$
2	$15000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$50 > C \geq 500$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

Nota: Tomado de Resolución CREG 038 de 2014 Tabla 1

El tipo de punto de conexión está determinado por la transferencia de energía, la cual se calcula como el promedio de los últimos doce meses, y la capacidad instalada. En caso de que la clasificación por transferencia de energía y capacidad instalada determine diferentes tipos de punto de medición, se debe elegir el tipo con mayor exigencia de exactitud conforme a la Tabla 15.

Tabla 15*Requisitos de exactitud mínima para medición*

Tipo de punto de conexión	Transformador de corriente	Transformador de tensión
1	0,2S	0,2
2 y 3	0,5S	0,5
4	0,5	0,5
5	–	–

Nota: Tomado de Resolución CREG 038 de 2014 Tabla 2

En el caso de que haya transformadores de tensión y corriente existentes en el punto de conexión, se pueden emplear para fines de frontera de distribución solamente si su exactitud de medición es mínimo 0,5.

Estos transformadores de medida no se utilizan para fines de protección, debido a que el esquema de protección por sobrecorriente se implementa mediante los transformadores de medida integrados en los reconectadores. Así, los devanados secundarios de protección estarán fuera de servicio, por lo tanto, los devanados de secundarios de protección se deben cortocircuitar en el caso de los transformadores de corriente y mantener en circuito abierto en el caso de los transformadores de tensión.

Adicionalmente, en la Tabla 16 se adapta la NTC 5019 (2018) Tabla 5 sobre la relación de transformación de transformadores de corriente para mediciones indirectas.

Tabla 16

Relación de transformación de transformadores de corriente

Corriente a plena carga I_{pc} [A]	Corriente primaria nominal CT [A]	Corriente a plena carga I_{pc} [A]	Corriente primaria nominal CT [A]
$30 \leq I_{pc} \leq 32$	30	$90 \leq I_{pc} \leq 96$	80, 100
$32 \leq I_{pc} \leq 36$	30, 40	$96 \leq I_{pc} \leq 120$	100
$36 \leq I_{pc} \leq 40$	40	$120 \leq I_{pc} \leq 160$	150
$40 \leq I_{pc} \leq 48$	40, 50	$160 \leq I_{pc} \leq 180$	150, 200
$48 \leq I_{pc} \leq 60$	50, 60	$180 \leq I_{pc} \leq 200$	200
$60 \leq I_{pc} \leq 64$	60, 75	$200 \leq I_{pc} \leq 240$	200, 250
$64 \leq I_{pc} \leq 80$	75, 80	$240 \leq I_{pc} \leq 300$	250, 300
$80 \leq I_{pc} \leq 90$	75, 80, 100	$300 \leq I_{pc} \leq 320$	300

Nota: Tomado de NTC 5019 (2018) Tabla 5

Con el objetivo de cumplir los requisitos de la Resolución CREG 038 de 2014 respecto a la clase de exactitud de los transformadores de tensión y corriente, el E.T. de Mantenimiento de Subestaciones dispone de los equipos CT Analyzer para el análisis de transformadores de corriente

y el Votano 100 para el análisis de transformadores de tensión del fabricante Omicron Energy, como se ilustra en la Figura 16.

Figura 16

CT Analyzer y Votano 100 de Omicron Energy



Entre los fabricantes identificados de transformadores de medida en las subestaciones reducidas se encuentran Arteche, Esitas y Ritz, como se ilustra en la Figura 17.

Figura 17

Transformadores de medida para 13,8 kV de Esitas y para 34,5 kV de Ritz



3.6 Dispositivo de protección contra sobretensión

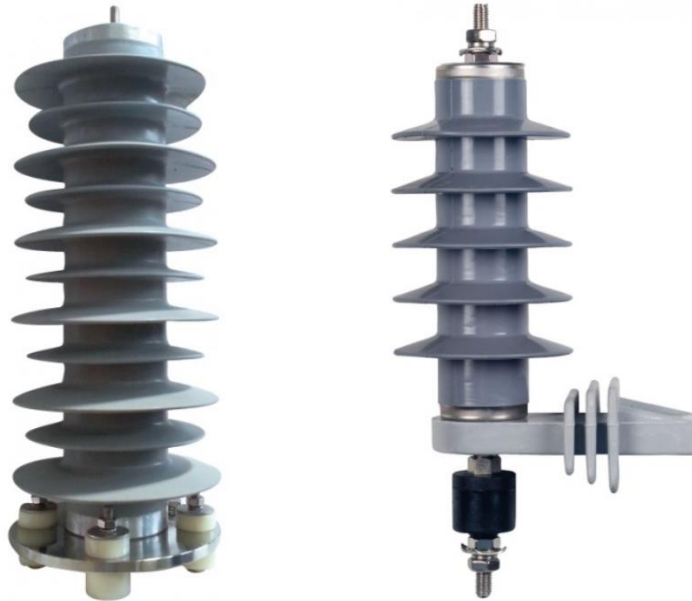
Los dispositivos de protección contra sobretensiones – DPS, descargadores de sobretensión o pararrayos son dispositivos que limitan las sobretensiones transitorias en el sistema eléctrico

debido a rayos o conmutaciones al dirigir la corriente a tierra. El RETIE (MME, 2013) Art. 201.4. establece los requisitos de los DPS, entre los cuales se destacan:

- La tensión máxima de operación continua debe ser mayor o igual 1,1 la tensión a tierra del sistema.
- Corriente de descarga preferiblemente de 10 kA; seleccionar según zona geográfica.
- Deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional o nacional, como IEC 60099 o IEEE C62.
- Todo transformador debe disponer de DPS.
- Los reconectores automáticos deben disponer de DPS en ambos terminales.
- Toda transición de línea aérea a cable aislado debe disponer de DPS.
- La distancia entre los terminales de los DPS y los del equipo a proteger debe ser la menor posible, con una referencia máximo recomendado de 50 cm.
- La instalación de los DPS se debe realizar de fase a tierra.
- El calibre de los conductores de conexión a la red y a tierra no debe ser inferior a 6 AWG en cobre o 4 AWG en aluminio. En todo caso se debe verificar la capacidad de cortocircuito del conductor.
- La conexión a tierra se debe hacer directamente a la malla de puesta a tierra, en una bajante independiente.
- Los conductores de conexión a tierra deben estar dispuestos lo más directamente posible entre el DPS y tierra.

Figura 18

DPS polimérico tipo subestación y tipo distribución

**3.7 Servicios auxiliares**

Los servicios auxiliares – SS.AA. de una subestación consisten conjunto de elementos que permiten la alimentación de energía eléctrica a los equipos de control, medida, protección y supervisión de la subestación. En el caso de la subestación provisional son el transformador de servicios auxiliares, cajas cortacircuitos y el tablero de servicios auxiliares.

3.7.1 Transformador de servicios auxiliares

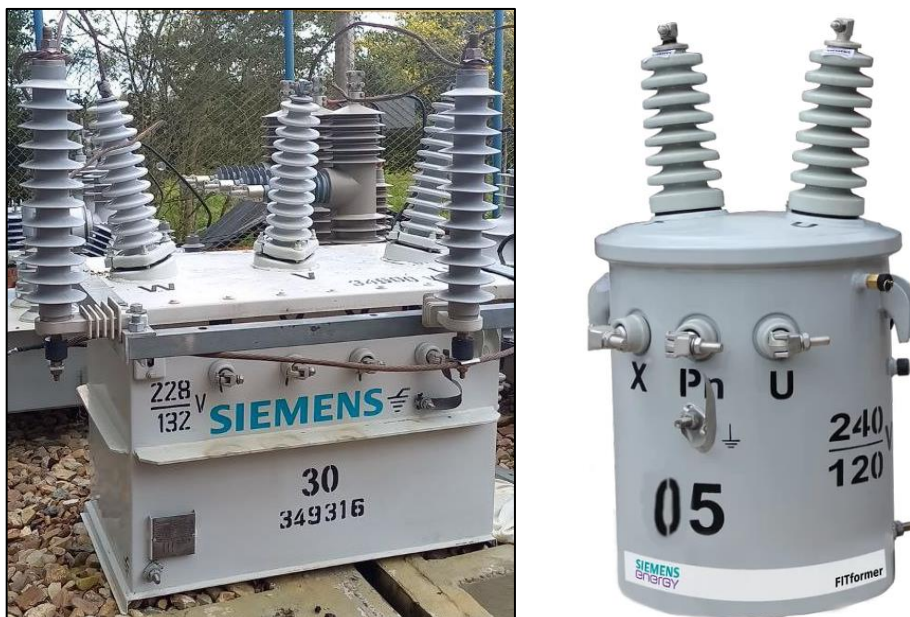
El transformador de servicios auxiliares es el equipo eléctrico que permite mediante alimentación primaria de 34,5 kV o 13,8 kV, según la conveniencia del caso, la reducción a tensiones normalizadas de baja tensión 208/120V y 220/127V para sistemas trifásicos, y 240/120 V para sistemas monofásicos. Se sugiere que la alimentación del transformador de auxiliares se realice desde una línea o barra de 34,5 kV con el fin de asegurar el funcionamiento de los servicios auxiliares en el caso de que el transformador de potencia de la subestación esté fuera de servicio.

Para el transformador de servicios auxiliares se debe realizar las siguientes consideraciones:

- La capacidad nominal del transformador suple la carga instalada de servicios auxiliares.
- Verificar que la carga esté balanceada, mediante un cuadro de cargas.
- Verificar que no existen cargas trifásicas, antes de implementar transformadores monofásicos.
- Coordinar la protección del transformador con fusibles según su corriente nominal.

Figura 19

Transformador trifásico 34,5/0.228 kV y transformador monofásico 13.8/0.240 kV



3.7.2 Tablero de servicios auxiliares

Los tableros son encerramientos tipo armario o caja que solo son accesibles por el frente y alojan elementos de corte y de protección contra sobrecorrientes, y puede estar equipado con interruptores para accionamiento de circuitos de fuerza o alumbrado. El RETIE (MME, 2013) Art. 20.23.1 establece los requisitos de los tableros de baja tensión, entre los cuales destacan:

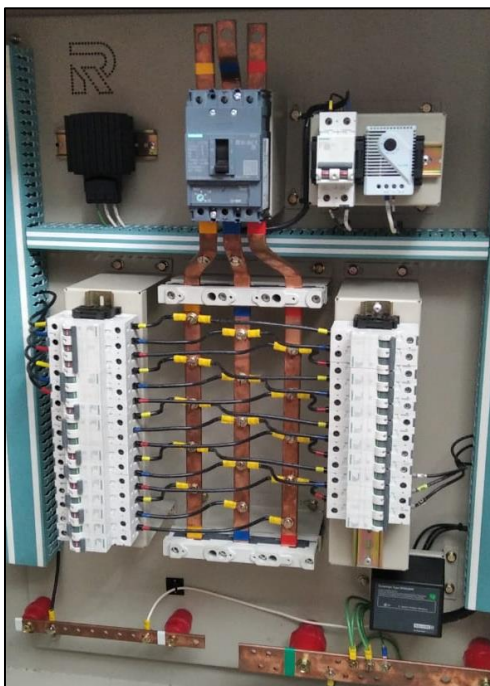
- Envoltente en lámina de acero.
- Apto para uso exterior; resistente a la humedad y corrosión
- Grado de protección mínimo de IP65 y IK05, o sus equivalentes.
- Conexión de conductores mediante terminales de presión o sujeción por tornillo.
- Cumplir el código de colores.

Además, deben tener de forma adherida mínimo la siguiente información:

- Tensión nominal de operación,
- Corriente nominal de operación,
- Número de fases e hilos,
- Símbolo de riesgo eléctrico,
- Cuadro para identificar los circuitos.
- Diagrama unifilar.

Figura 20

Tablero y cofre de servicios auxiliares



3.7.3 Acometida

Para la acometida de servicios auxiliares, se adoptan los requisitos del RETIE (MME, 2013) Art. 27.3 y de la NTC 2050 (1998) Sec. 230, entre los cuales se encuentran:

- Ampacidad suficiente para la carga calculada.
- Calibre mínimo de conductor de 8 AWG en cobre o 6 AWG en aluminio.
- Calibre mínimo de conductor puesto a tierra según Tabla 17.
- Apto para uso exterior, se recomienda tipo antifraude concéntrico o trenzado.
- Tomar las medidas necesarias para evitar la canalización de aguas lluvia en el cable de la acometida.
- El medio de desconexión de la acometida debe desconectar simultáneamente todos los conductores no puestos a tierra.
- El dispositivo de protección contra sobrecorriente debe formar parte integral del medio de desconexión de la acometida o estar situado inmediatamente al lado de este.

La NTC 2050 (1998) Tabla 250-94 establece el calibre mínimo del conductor puesto a tierra según el calibre de los conductores de la acometida, la cual se adapta en la Tabla 17.

Tabla 17

Calibre mínimo del conductor puesto a tierra de la acometida

Calibre del conductor de la acometida		Calibre mínimo del conductor puesto a tierra	
Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
2 AWG o menor	1/0 AWG o menor	8 AWG	6 AWG
1 o 1/0 AWG	2/0 o 3/0 AWG	6 AWG	4 AWG
2/0 o 3/0 AWG	4/0 AWG o 250 MCM	4 AWG	2 AWG
4/0 hasta 350 MCM	300 a 500 MCM	2 AWG	1/0 AWG

Nota: Tomado de NTC 2050 (1998) Tabla 250-94

3.7.4 Protección contra sobrecorrientes

El RETIE (MME, 2013) Art. 27.4.3 establece que las instalaciones eléctricas de uso final deben contar con de protección contra sobrecorriente, para lo cual se adoptan los lineamientos de la NTC 2050 (1998) Sec. 450. En todo caso, la corriente nominal o ajuste de disparo de las protecciones contra sobrecorrientes no debe ser mayor a la ampacidad de los conductores que protege.

El transformador de servicios auxiliares es protegido en el terminal primario por fusibles de expulsión cortacircuitos y en el terminal secundario por un interruptor automático correspondiente al totalizador de la acometida. La corriente nominal máxima para las protecciones de sobrecorrientes en transformadores supervisados y atendidos por personal calificado está dada por la NTC 2050 (1998) Tabla 450-3.a).2), la cual se adapta en la Tabla 18.

Tabla 18

Protección contra sobrecorriente del transformador de servicios auxiliares

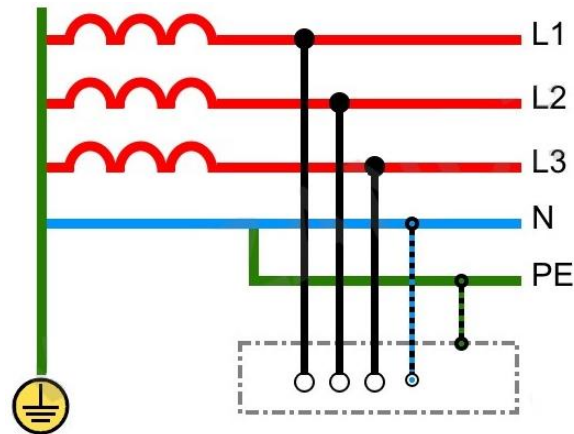
Primario		Secundario
34.5 kV	13.8 kV	≤ 1 kV
Corriente nominal del fusible	Ajuste del interruptor automático	
300% ^a	250% ^a	

^a Los porcentajes corresponden a la corriente nominal del transformador.

Nota: Tomado de NTC 2050 (1998) Tabla 450-3.a).2)

3.7.5 Régimen de conexión a tierra

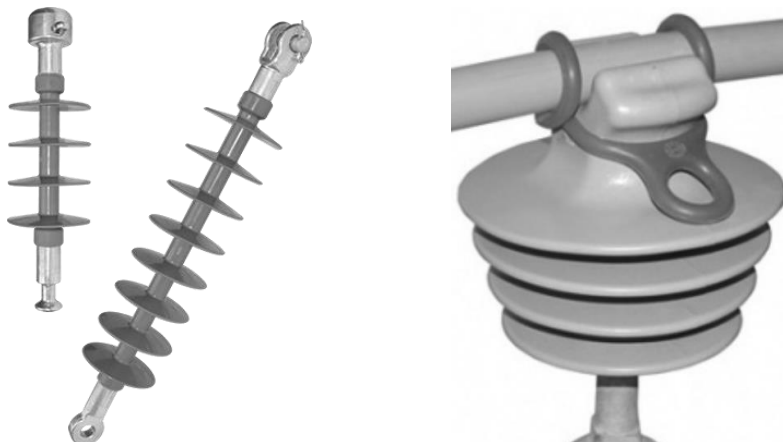
Conforme al RETIE (MME, 2013) Art. 27.2 respecto a los regímenes de conexión a tierra, se establece que se debe adoptar la configuración TN-C-S para el tablero de servicios auxiliares, como se ilustra en la Figura 21.

Figura 21*Régimen de conexión a tierra TN-C-S*

El régimen de conexión a tierra TN-C-S consiste en la combinación de la configuración TN-C en el punto de suministro de energía eléctrica, es decir, aguas arriba del totalizador de la acometida, y la configuración TN-S en el punto de uso final de la energía eléctrica, es decir, aguas abajo del totalizador de la acometida.

3.8 Aislador

Los aisladores que se implementan en la subestación provisional son del tipo bastón o varilla larga y tipo espiga o pin en material compuesto como se ilustra en la Figura 22.

Figura 22*Aislador compuesto tipo bastón y tipo pin*

Entre los requisitos se encuentran:

- Tensión primaria asignada mayor o igual a la tensión del sistema.
- Apto para uso exterior.
- Aislador bastón en retención; para asegurar las distancias de seguridad.

3.9 Pórtico

El pórtico de la subestación provisional consiste en la estructura de apoyo donde se soportan los conductores y equipos, y que en el caso de las subestaciones provisionales está conformado por postes, perfiles y crucetas, con diferentes accesorios de herraje. En la Figura 23 se ilustra un pórtico provisional de 13,8 kV.

Figura 23

Pórtico de subestación provisional de 13,8 kV



3.9.1 Poste

Los postes de concreto es el material comúnmente implementado como estructura de apoyo en las subestaciones provisionales. El RETIE (MME, 2013) Art. 20.17 establece los requisitos de producto e instalación para postes, entre los cuales destacan las alturas normalizadas, las cargas de rotura normalizadas y la profundidad de enterramiento. Así mismo, el RETIE (MME, 2013) Art. 25.4 establece que se deben utilizar postes o estructuras de soporte con dimensiones y cargas de rotura normalizadas, y sus factores de seguridad.

Las alturas normalizadas de los postes son 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 18, 20 y 22 metros.

La profundidad de empotramiento de los postes corresponde a 60 cm más 10% de la longitud total del poste, como se indica en la Ecuación (2). Los postes deben tener marcada con pintura la sección transversal correspondiente a esta distancia.

$$h_e = \frac{h}{10} + 0,6 \quad (2)$$

Donde,

h_e es la profundidad de empotramiento en m.

h es la longitud del poste en m.

Además, la geometría de un poste corresponde al de un cono truncado o tronco de cono, por lo cual se puede utilizar la fórmula de conicidad descrita en la Ecuación (3) para calcular el diámetro del poste a su nivel de empotramiento, es decir, el diámetro a su nivel de suelo. El RETIE (MME, 2013) Art. 20.17.1.d) establece que los postes de concreto deben presentar una conicidad entre 2,0 y 1,5 cm/m.

$$d_e = D - c \cdot h_e \quad (3)$$

Donde,

d_e es el diámetro al nivel de empotramiento en cm.

c es la conicidad del poste en cm/m.

D es el diámetro de la base en cm.

h_e es la profundidad de empotramiento en m.

La Tabla 19 establece la altura efectiva, profundidad de empotramiento y diámetro al nivel de suelo para algunas alturas normalizadas de postes. El diámetro al nivel de suelo se calcula para una conicidad de 1,5 cm/m y diámetros de la base de postes de 1050 kgf.

Tabla 19

Características de postes de concreto

Altura [m]	8	10	12	14	16
Altura efectiva [m]	6,60	8,40	10,20	12,00	13,80
Profundidad de empotramiento [m]	1,40	1,60	1,80	2,00	2,20
Diámetro de la base [mm]	310	320	370	400	430
Diámetro al nivel de empotramiento [mm]	289	296	343	370	397

El factor de seguridad mecánico se define como la relación entre la carga mínima de rotura y la carga máxima aplicada (carga de trabajo o servicio), como se indica en la Ecuación (4). Se debe utilizar los postes con factor de seguridad mínimo de 2,5 para concreto y 2,0 para metálico o polimérico reforzado. Las cargas de rotura normalizadas son 510, 750, 1050, 1800 y 2000 kgf.

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Carga de servicio}} \quad (4)$$

La Tabla 20 establece la carga de trabajo o servicios de los postes según su carga de rotura.

Adicionalmente, los postes deben tener marcada la sección transversal correspondiente al centro de gravedad con el fin de realizar maniobras de izaje con menor riesgo

Tabla 20*Carga de servicio de los postes*

Carga de rotura [kgf]	Carga de servicio [kgf]	
	Concreto	Metálico o polimérico
510	204	255
750	375	375
1050	420	525
1800	720	900
2000	800	1000

3.9.2 Herraje

Los herrajes son todos los elementos utilizados para la fijación y el soporte de aisladores, conductores, o cables de guarda a la estructura como conectores, grapas, bayonetas, abrazaderas o collarines, cintas y hebillas, espárragos, anclaje roscado con ojo, arandelas, pernos, etcétera. Con base en las normas NTC se establecen los requisitos para los herrajes.

- Superficie libre de defectos, sin protuberancias, grietas ni bordes cortantes.
- Resistente a la corrosión, galvanizado en caliente o recubrimiento órgano metálico.
- Resistente a la intemperie, apto para uso exterior.
- Del mismo material del conductor a sujetar, o apto para conexión bimetálica.

3.9.2.1 Grapas. Los requisitos de producto para las grapas de retención, suspensión y prensora están dados por la NTC 2973 (2020), NTC 2772 (2011), y NTC 2665 (2019), respectivamente.

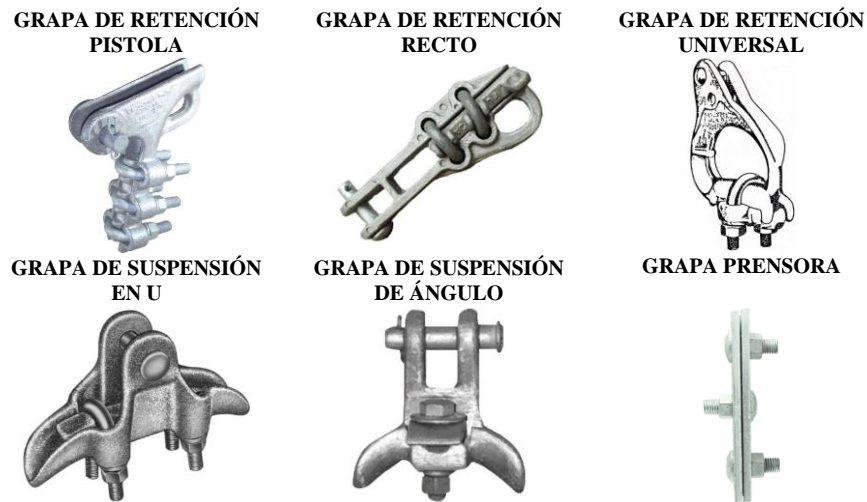
Grapa de retención: Herraje utilizado para fijación de conductores a los aisladores en las estructuras de retención o terminales.

Grapa de suspensión: Herraje utilizado para sujetar cables y conductores en las estructuras de suspensión en ángulo y recta.

Grapa prensora: Herraje utilizadas para sujetar el cable del templete.

Figura 24

Grapas



3.9.2.2 Abrazadera. Los requisitos de producto para las cintas y hebillas están dados por la NTC 2663 (2017).

Abrazadera o collarín: Herraje que se utiliza para montar o fijar otros elementos a los postes.

Abrazadera sin salida: Utilizadas para la sujeción de templetes en postes.

Abrazadera de una o dos salidas: Utilizadas para la sujeción de herrajes, templetes y otros elementos.

Abrazadera universal: Utilizada con o sin salida para sujetar herrajes, templetes y otros elementos.

Figura 25

Abrazaderas



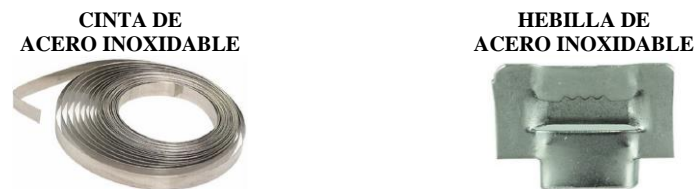
3.9.2.3 Cinta y hebilla. Los requisitos de producto para las cintas y hebillas están dados por la NTC 3496 (2009).

Cinta o fleje: Tira de material laminada en frío, de espesor menor que 5 mm y ancho menor que 60 mm, utilizadas para sujetar a los postes herrajes y otros elementos.

Hebilla: Elemento de cierre de la cinta de un material similar al de ésta, el cual une sus dos extremos.

Figura 26

Cinta y hebilla



3.9.2.4 Eslabones y adaptadores. Los requisitos de producto para los eslabones y adaptadores están dados por la NTC 2995 (2019).

Eslabones y adaptadores: Herrajes que se utilizan para el ensamble de cadenas de aisladores, así como en elementos de suspensión y retención en redes eléctricas.

Figura 27

Eslabones y adaptadores



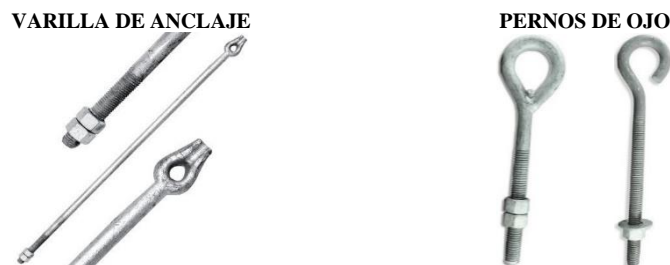
3.9.2.5 Anclajes y pernos roscados con ojos. Los requisitos de producto de los anclajes y pernos roscados con ojos están dados por la NTC 2575 (2012) y NTC 2617 (2017), respectivamente.

Varilla de anclaje: Elemento alargado de sección circular con rosca en un extremo y ojo en el otro.

Perno de ojo: Elemento de fijación roscado parcialmente en su extremo, compuesto de un cuerpo cilíndrico y una cabeza en forma de ojo o argolla, además de las tuercas requeridas.

Figura 28

Varilla de anclaje y pernos de ojo



3.9.3 Acero estructural

El acero estructural consiste en perfiles, crucetas, diagonales, y bayonetas. Conforme al RETIE (MME, 2013) Art. 20.17, Art. 25.5, y NTC 2616 (2014) se establecen los requisitos para el acero estructural utilizado en el pórtico de la subestación provisional.

- Deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional o nacional.
- Material de acero estructural.
- Estructura de una sola pieza.
- Factor de seguridad mecánico mínimo de 2,5.
- Superficie libre de defectos, sin protuberancias, grietas ni bordes cortantes.
- Resistente a la corrosión, galvanizado en caliente o recubrimiento órgano metálico.
- Resistente a la intemperie.

Figura 29*Bayonetas***Figura 30***Perfiles y crucetas*

3.9.4 Conector

Entre los conectores y terminales utilizados para los conductores, se encuentran:

- Terminal premoldeado.
- Terminal de ojo a compresión.
- Conector de ranuras paralelas a compresión o con pernos.
- Conector en T con pernos.

Figura 31

Terminales y conectores de conductores

**TERMINAL
PREMOLDEADO****TERMINAL
DE OJO****CONECTOR DE
RANURAS PARALELAS****CONECTOR
EN T**

Los terminales de media y baja tensión que disponen los transformadores, con base en NTC 2501-1 y NTC 2501-2, son:

- Terminal de ojo.
- Terminal de pala.
- Terminal de ojo-pala.
- Terminal de tornillo.

Figura 32

Terminales de transformador

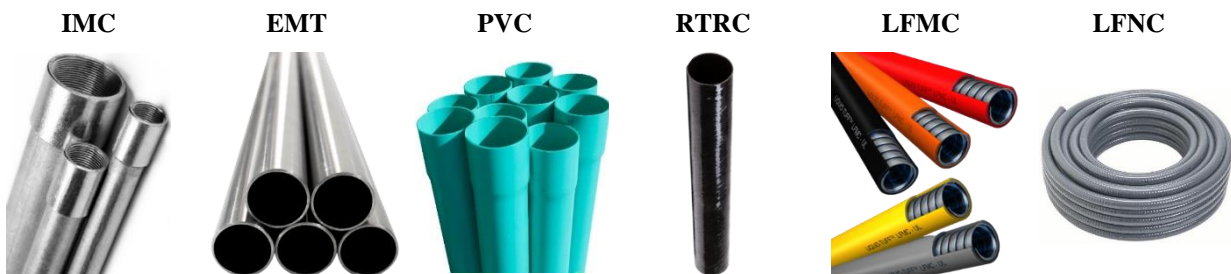


Figura 33*Tipos de terminales de transformador***TERMINAL DE OJO****TERMINAL DE PALA****TERMINAL DE OJO-PALA****TERMINAL DE TORNILLO**

3.10 Canalización

Las canalizaciones son un canal cerrado de material metálico o no metálico, expresamente diseñado para contener alambres, cables o barras. Los siguientes tipos de tuberías son aptas para uso exterior.

- Tubo metálico intermedio – IMC.
- Tubería eléctrica metálica – EMT.
- Tubo rígido de cloruro de polivinilo – PVC.
- Tubo de resina termofija reforzada – RTRC.
- Tubo metálico flexible hermético a los líquidos – LFMC.
- Tubo no metálico flexible hermético a los líquidos – LFNC.

Figura 34*Canalizaciones de uso exterior*

En todo caso, se debe garantizar los siguientes aspectos de las canalizaciones.

- Se debe verificar que las canalizaciones y sus accesorios sean aptos para uso externo.
- Se deben cumplir los requisitos de instalación establecidos en la NTC 2050 (1998) para cada tipo de canalización.
- Los sistemas completos de tubería deben cumplir el factor de llenado de la NTC 2050 (1998) Tabla 1, la cual se adapta en la Tabla 21. Esta tabla no aplica para secciones de tubería implementadas para proteger los conductores contra daños físicos.

Tabla 21

Factor de llenado de canalizaciones

Número de conductores	Factor de llenado
1	53%
2	31%
Más de 2	40%

Nota: Tomado de NTC 2050 (1998) Tabla 1

3.11 Bandeja portacables

Las bandejas portacables es un conjunto de elementos rígidos utilizados para proveer de soporte a conductores y canalizaciones, como se ilustra en la Figura 35. Conforme al RETIE (MME, 2013) Art. 20.3 y NTC 2050 (1998) Sec. 318 se establecen los requisitos para las bandejas portacables.

- Cumplir los requisitos de instalación de la NTC 2050 (1998) Sec. 318.
- Cumplir los requisitos de producto de una norma técnica internacional o nacional.
- Libre de elementos cortantes que puedan afectar el aislamiento de los conductores.

- En una misma bandeja no soportar conductores de baja y media tensión.
- En una misma bandeja no soportar canalizaciones no eléctricas.
- No superar el 40% de llenado para conductores de potencia.
- Resistente a la corrosión.
- Resistente a la intemperie.

Figura 35

Bandejas portacables tipo escalera



3.12 Malla de tierra

La malla de puesta a tierra está conformada por los siguientes 3 elementos:

- Conductor cobre desnudo 2/0 AWG.
- Varilla en cobre o en acero recubierto de cobre Copperweld 5/8" x 2,40 m
- Conector Panduit Tipo E.

Figura 36

Materiales para malla de tierra



4. Distancias de seguridad

Las distancias de seguridad son aquellas distancias mínimas en el aire que se deben respetar entre partes energizadas, y entre partes energizadas y tierra, con el propósito de evitar arco eléctrico y contactos accidentales del personal que realice labores de operación o mantenimiento en la subestación. Las distancias de seguridad a considerar en la subestación provisional consisten en las distancias mínimas en aire para partes vivas, altura para la circulación de personal, distancias al encerramiento perimetral, y distancias a edificaciones. Para fines de distancias de seguridad, los conductores aislados de baja tensión no se consideran partes energizadas.

El RETIE (MME, 2013) Art. 25.6.1.a que trata de las distancias de seguridad del proceso de distribución, establece que se deben cumplir las distancias del RETIE (MME, 2013) Art. 23.2 concerniente a subestaciones exteriores la cual adopta la metodología del CIGRE (2018).

La metodología del CIGRE (2018) determina las distancias de seguridad como la suma de un valor mínimo, dependiente de la tensión soportada al impulso tipo rayo de la subestación, y un factor variable con el fin de determinar la zona de seguridad, el cual depende de la altura del operador y la naturaleza del trabajo a ser realizado en el equipo.

4.1 Distancias de seguridad de partes energizadas

La IEEE 1427 (2020) y la IEC 61936-1 (2021) establecen las distancias mínimas de aislamiento, de los cuales se relacionan en la Tabla 22 los BIL normalizados aplicables para tensión nominal de 34,5 kV y 13,8 kV. La distancia de seguridad de partes energizadas adoptada está dada por el Valor Básico, el cual corresponde a la distancia mínima aumentada 5-10% para considerar las diferencias geométricas debido a tolerancias de fabricación de los equipos. Se consideran partes energizadas los conductores desnudos o semiaislados, y los aisladores de los equipos. Estas distancias de seguridad aplican tanto para fase-fase como fase-tierra. Sin embargo, debido a que

los circuitos pueden estar sometidos a sobretensiones diferentes, la distancia de seguridad entre fases de circuitos diferentes debe ser mayor al Valor Básico, siendo recomendado un aumento del 20-25%.

La Tabla 22 recopila las distancias de seguridad de partes energizadas.

Tabla 22

Distancias de seguridad para partes energizadas

Tensión nominal del sistema [kV _{rms}]	Tensión soportada al impulso tipo rayo BIL [kV _p]	Distancia mínima ^c [mm]	Valor Básico ^d VB [mm]
13,8	75 ^a	160	250
	95 ^a	160	
	95 ^b	180	
	110 ^b	230	
34,5	145 ^a	270	450
	170 ^a	320	
	200 ^b	420	

^a Serie normalizada IEC 61936-1 (2021).

^b Serie normalizada IEEE 1427 (2020).

^c IEC 61936-1 (2021): Distancia mínima N. IEEE 1427 (2020): Distancia mínima fase-fase.

^d Distancia de seguridad fase-fase y fase-tierra adoptada.

4.2 Circulación de personal

La distancia de seguridad para la circulación de personal es la altura de las partes energizadas respecto al suelo, que se debe garantizar con el fin de que el personal pueda circular debajo de los equipos. La metodología del CIGRE (2018) determina esta altura como el Valor Básico más 2250 mm, como lo indica la Ecuación (5), con un mínimo recomendado de 3,00 m. Además, la IEC 61936-1 (2021) establece que la altura mínima de los aisladores respecto al suelo es de 2250 mm.

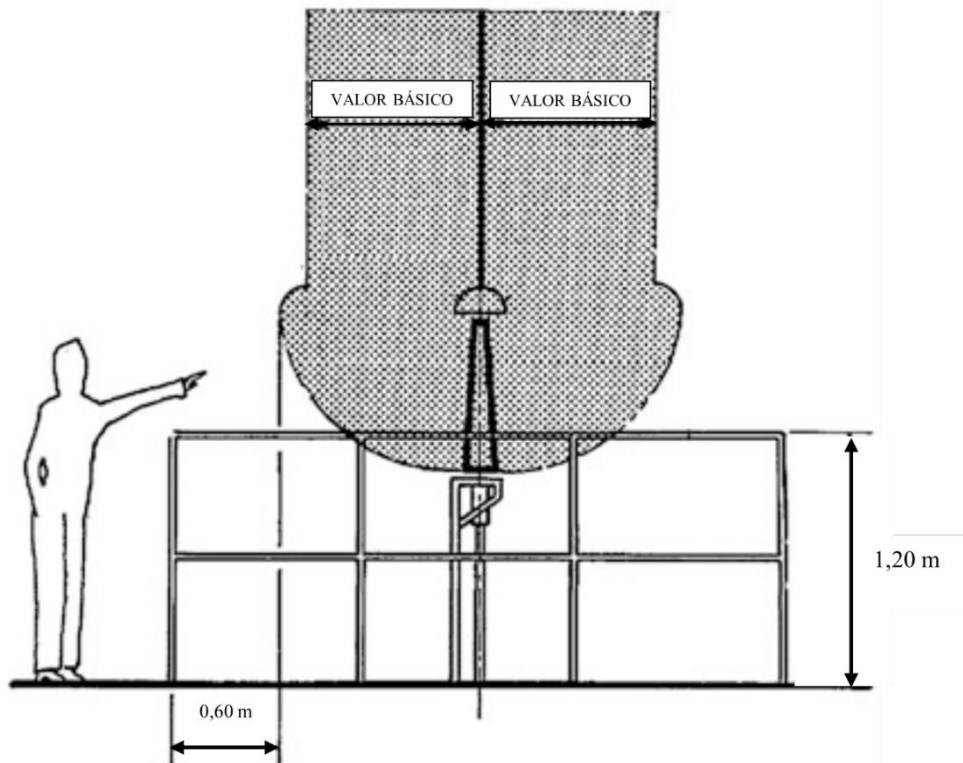
$$H = VB + 2250 \text{ [mm]} \quad (5)$$

La Tabla 23 recopila las alturas mínimas para circulación de personal.

Tabla 23*Altura de aisladores y partes energizadas*

Tensión nominal	Altura de aisladores		Altura de partes energizadas H	
	Mínimo	Mínimo	Mínimo	Recomendado
13,8 kV	2,25 m	2,50 m	3,00 m	
34,5 kV		2,70 m		

En el caso que no se pueda garantizar la distancia mínima de altura para circulación de personal, el CIGRE (2018) recomienda la implementación de barreras de seguridad que impidan la aproximación del personal a las partes energizadas. Estas barreras deben tener una altura mínima de 1,20 m y una separación horizontal de los equipos o partes energizadas igual al Valor Básico más 600 mm, como lo ilustra la Figura 37.

Figura 37*Distancias de seguridad de las barreras de seguridad*

Nota: Tomado de *Substations* (CIGRE, 2018)

Se recomienda que las barreras de seguridad sean de un material aislante; o en caso de ser conductivas estas deben ser puestas a tierra. En todo caso, se debe impedir el acceso de personal no calificado a elementos energizados.

4.3 Espacio de trabajo

El espacio de trabajo corresponde al espacio libre de obstáculos que debe existir alrededor de todos los equipos eléctricos para fines de acceso y trabajo, que permita realizar de forma fácil y segura la operación y mantenimiento en dichos equipos.

En la Tabla 24 se establecen las profundidades mínimas del espacio de trabajo según su nivel de tensión, adaptadas de la NTC 2050 (1998) Tabla 110-34.a) para la Condición 2 correspondiente a partes energizadas expuestas a un lado y puestas a tierra en el otro.

Tabla 24

Profundidades de espacio de trabajo

Tensión nominal	Profundidad
≤ 1 kV	1,20 m
13,8 kV	1,50 m
34,5 kV	1,80 m

Nota: Tomado de NTC 2050 (1998) Tabla 110-34.a)

En el caso de los tableros de baja tensión, conforme a la NTC 2050 (1998) Tabla 110-16.a) se debe considerar también el ancho y la altura del espacio de trabajo, como se establece en la Tabla 25. El ancho mínimo es 0,75 m y la altura mínima es 1,90 m. En caso de tableros con dimensiones mayores a las anteriores, se deberá asegurar un espacio de por lo menos el mismo ancho y alto de los tableros.

Tabla 25*Espacio de trabajo para tableros de baja tensión*

Profundidad	Ancho	Altura
1,20 m	0,75 m	1,90 m

Nota: Tomado de NTC 2050 (1998) Tabla 110-16.a)

Además, el espacio de trabajo debe permitir abrir al menos a 90° las puertas o paneles abisagrados. Así mismo, que se tenga el espacio adecuado que necesita el operario para para sustraer, reparar o mantener los componentes.

4.4 Encerramiento perimetral

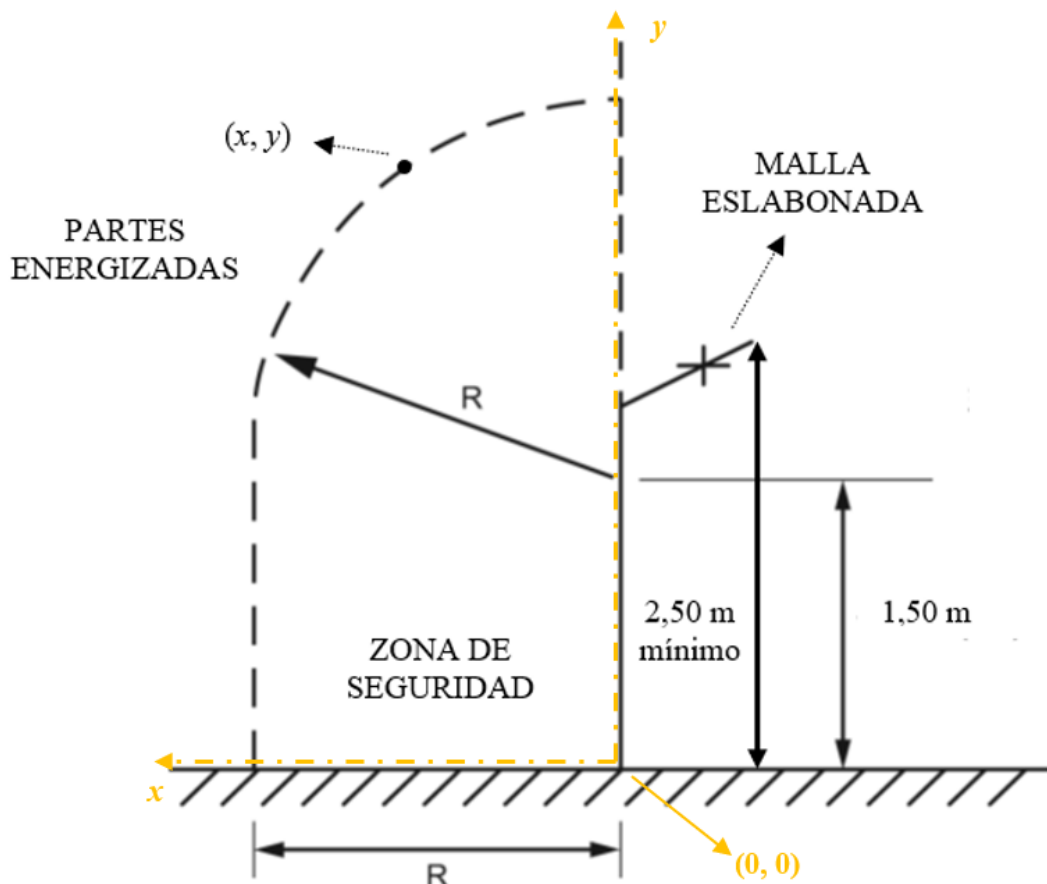
El propósito del encerramiento perimetral es prevenir que el público en general se acerque a los conductores y equipos. El RETIE (MME, 2013) Art. 23.1 inciso c), d) y e), y Art. 23.2 establecen los requisitos del encerramiento perimetral para subestaciones con partes energizadas expuestas. Se debe garantizar la permanencia del encerramiento perimetral como cercas, pantallas, tabiques o paredes, y sus puertas cuenten con elementos de seguridad que restringen el acceso de personal no autorizado. Así mismo, en las entradas y en las partes exteriores de las mallas eslabonadas accesibles a personal no calificado se debe fijar una señal de riesgo eléctrico. En el caso de encerramientos metálicos como la malla eslabonada, este debe ser puesto a tierra.

El RETIE (MME, 2013) establece que la zona de seguridad entre el encerramiento perimetral y las partes energizadas está dada por la dimensión R , la cual es una distancia horizontal para altura menores o iguales 1,50 m y una distancia radial para alturas mayores a 1,50 m, como se ilustra en la Figura 38. Alternativamente, si la barrera perimetral es de tipo pared y no cuenta con orificios donde se puedan introducir elementos conductores que se acerquen a partes energizadas, la dimensión R puede reducirse a los valores contemplados en la NTC 2050 (1998)

Tabla 110-34.a) Condición 2, correspondientes a las distancias establecidas en la Tabla 24. En todo caso, la altura mínima del encerramiento es 2,50 m.

Figura 38

Distancia de seguridad del encerramiento perimetral



La Tabla 26 recopila las distancias de seguridad del encerramiento perimetral.

Tabla 26

Distancias de seguridad del encerramiento perimetral

Tensión nominal	Altura mínima de barrera perimetral	Dimensión R	
		Malla eslabonada	Pared
≤ 1 kV		3,00 m	1,20 m
13,8 kV	2,50 m	3,10 m	1,50 m
34,5 kV		3,20 m	1,80 m

4.4.1 Distancias para malla eslabonada

En el caso de implementar encerramiento perimetral en malla eslabonada, debido a la restricción de área limitada no siempre se podrá garantizar la distancia de seguridad R de manera horizontal. Por lo tanto, es necesario conocer a cuál altura y deben estar las partes energizadas en función de la distancia horizontal x respecto al encerramiento; o viceversa.

Se define la Ecuación (6) con base en la Figura 38, donde R depende de la tensión nominal según la Tabla 26.

$$R^2 = x^2 + (y - 1,5)^2 \quad (6)$$

Donde,

R es la distancia de seguridad en m.

x es la distancia horizontal en m.

y es la distancia vertical en m.

Se debe considerar como restricción de y que su valor mínimo corresponde al establecido en la Tabla 23 para efectos de altura mínima para partes energizadas. Así mismo, se debe considerar como restricción de x que su valor mínimo corresponde al establecido en Tabla 24 para efectos de profundidad de espacio de trabajo. Así, se calcula mediante la Ecuación (6) el valor $x/y_{\text{mín}}$ correspondiente a la distancia horizontal para altura mínima, y $y/x_{\text{mín}}$ correspondiente a la altura para distancia horizontal mínima, como se establece en la Tabla 27.

Tabla 27

Restricciones de la distancia de seguridad R

Tensión nominal	$x_{\text{mín}}$	$y/x_{\text{mín}}$	$y_{\text{mín}}$	$x/y_{\text{mín}}$
13,8 kV	1,50 m	4,22 m	2,50 m	2,94 m
34,5 kV	1,80 m	4,15 m	2,70 m	2,97 m

Despejando la Ecuación (6) en función de x , considerando las restricciones de la Tabla 27, se obtiene la Ecuación (7) se la cual establece la distancia horizontal mínima respecto al encerramiento a la que deben estar las partes energizadas en función de su altura (distancia vertical).

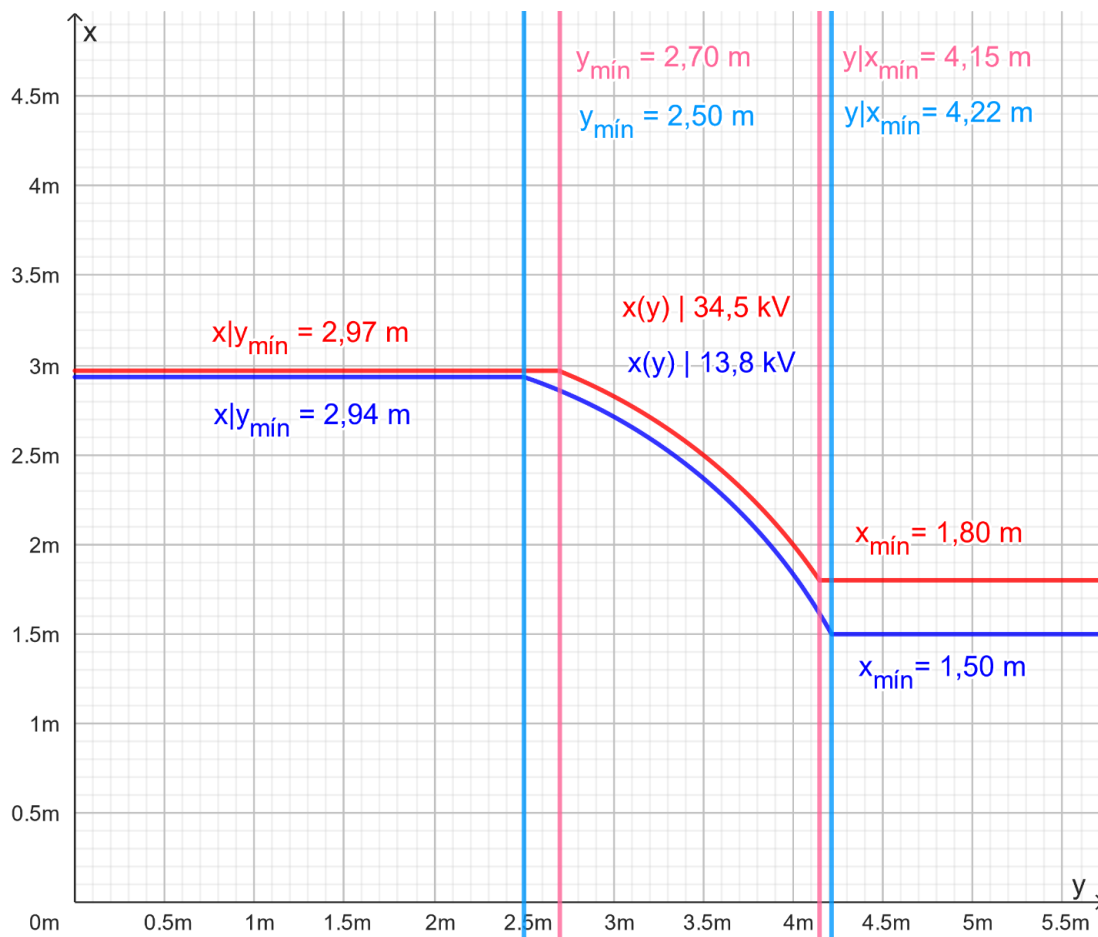
$$x = x|y_{\text{mín}}; 0 \leq y \leq y_{\text{mín}} \tag{7}$$

$$x = \sqrt{R^2 - (y - 1,5)^2}; y_{\text{mín}} < y < y|x_{\text{mín}}$$

$$x = x_{\text{mín}}; y \geq y|x_{\text{mín}}$$

Figura 39

Gráfico de la Ecuación (7)



La Ecuación (7) se grafica en la Figura 39 en color rojo para 34,5 kV y color azul para 13,8 kV.

Alternativamente, se puede implementar encerramiento tipo pared para tener una dimensión R correspondiente a la profundidad de espacio de trabajo de la Tabla 24, como se establece en la Tabla 26.

Sin embargo, en el caso de líneas aéreas se debe respetar la altura mínima de 5,60 m para áreas fuera de la subestación sujetas a tráfico vehicular o peatonal como se estipula en la Tabla 28.

4.5 Dimensionamiento del pórtico

El dimensionamiento del pórtico está dado por el ancho y alto de las bahías, y el ancho de la barra, cuyas dimensiones mínimas están determinadas por las distancias de seguridad para partes energizadas (Valor Básico – VB) y circulación de personal, dimensiones de los equipos y perfiles, y la disposición de estos en el pórtico.

Las dimensiones mínimas estarán determinadas si es una bahía de transformación o de línea, debido al uso de transformadores de medida o no. En caso de que se utilicen equipos de diferentes referencias, se deben utilizar aquellos con las mayores dimensiones.

4.5.1 Ancho de bahía y barra

El ancho de la bahía está dado por las distancias de seguridad fase-fase entre partes energizadas y fase-tierra entre parte energizada y poste, y por el ancho de los equipos, como se indica en la Ecuación (8) y se ilustra en Figura 40 y Figura 41.

$$W_B = \text{máx}[W_R + 2 \cdot VB, 3 \cdot \text{máx}(W_S, W_{CT}, W_{VT}, W_A) + 4 \cdot VB] \quad (8)$$

Donde,

W_B es el ancho mínimo de bahía o barra en mm.

W_R es el ancho del reconector en mm.

W_S es el ancho del seccionador en posición vertical en mm.

W_{CT} es el ancho del transformador de corriente en mm.

W_{VT} es el ancho del transformador de tensión en mm.

W_A es el ancho del aislador de la barra en mm.

VB es el Valor Básico en mm.

Figura 40

Ancho de barra

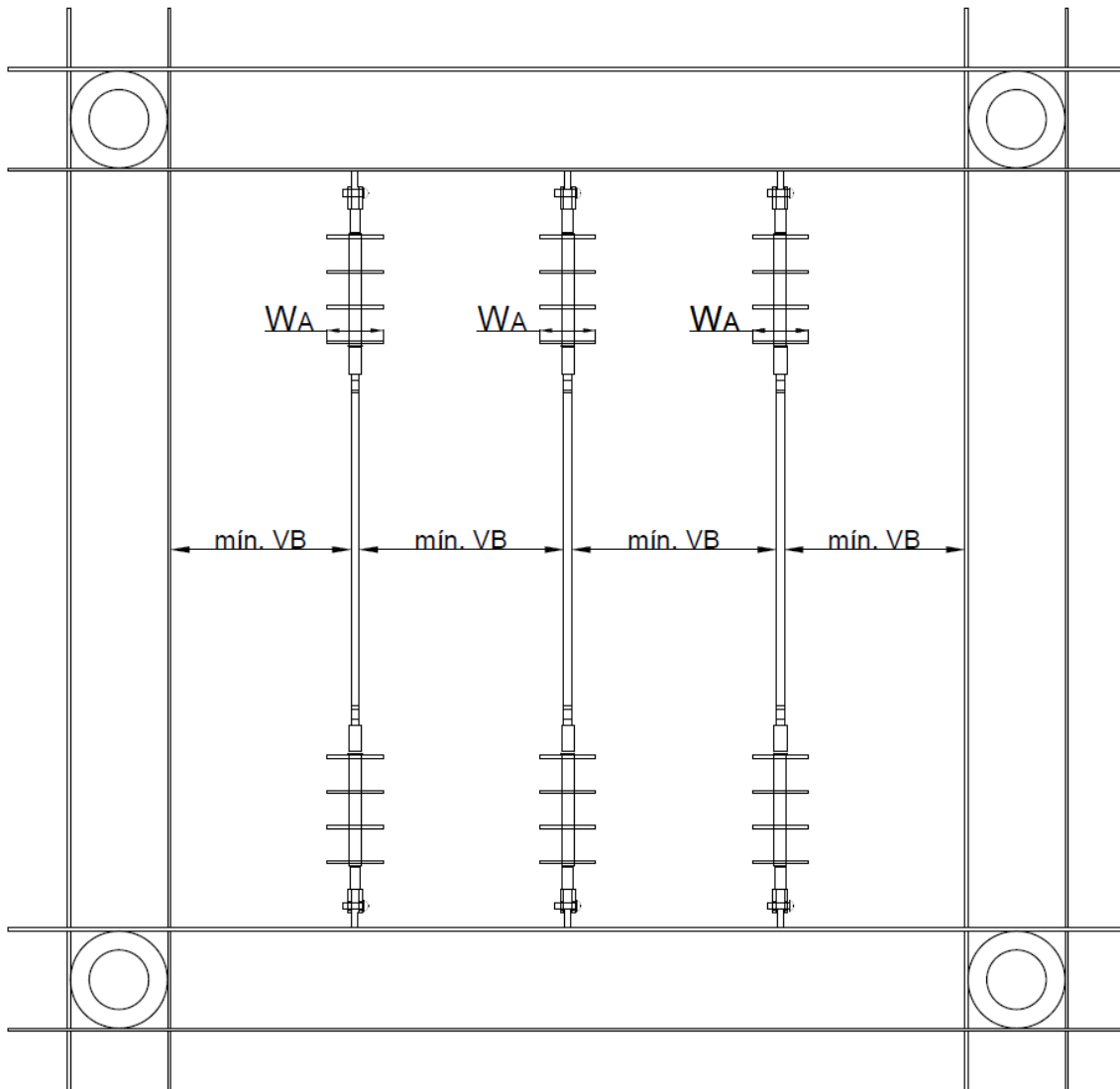
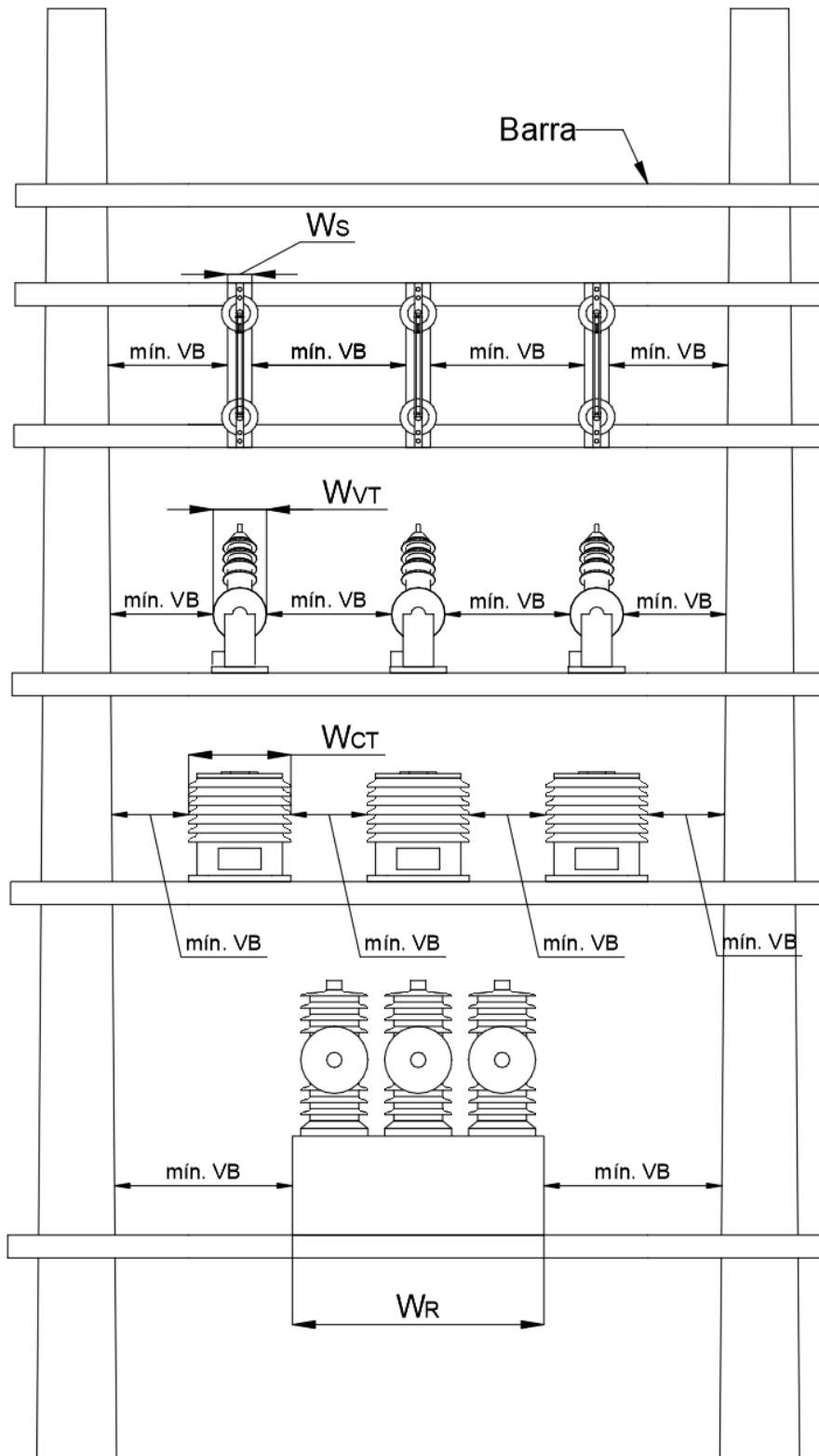


Figura 41

Ancho de bahía



Para fines de simplificación en el cálculo del ancho de bahía el Valor Básico se establece entre equipos, pero realmente este corresponde entre partes energizadas, es decir, entre conductores.

4.5.2 *Alto de bahía*

La altura mínima de la bahía está dada por las alturas de circulación de personal, la altura de los equipos y crucetas, y la distancia fase-tierra entre los terminales de los equipos y la cruceta del nivel superior, como se indica en la Ecuación (9) y se ilustra en la Figura 42. Para el dimensionamiento de un pórtico implementado como módulo común se debe elegir el valor mayor para la selección de la altura de los postes que corresponde a la bahía de transformación con transformadores de medida.

$$H_P = H + H_R - H_{R-PE} + H_{CT} + H_{VT} + H_S + (N - 2) \cdot H_P + (N - 1) \cdot VB \quad (9)$$

Donde,

H_P es la altura mínima del pórtico en mm.

H es la altura de circulación de personal en mm.

H_R es la altura del reconector en mm.

H_{R-PE} es la altura de la parte energizada del reconector respecto a su base en mm.

H_{CT} es la altura del transformador de corriente en mm.

H_{VT} es la altura del transformador de tensión mm.

H_S es la altura del seccionador en posición vertical en mm.

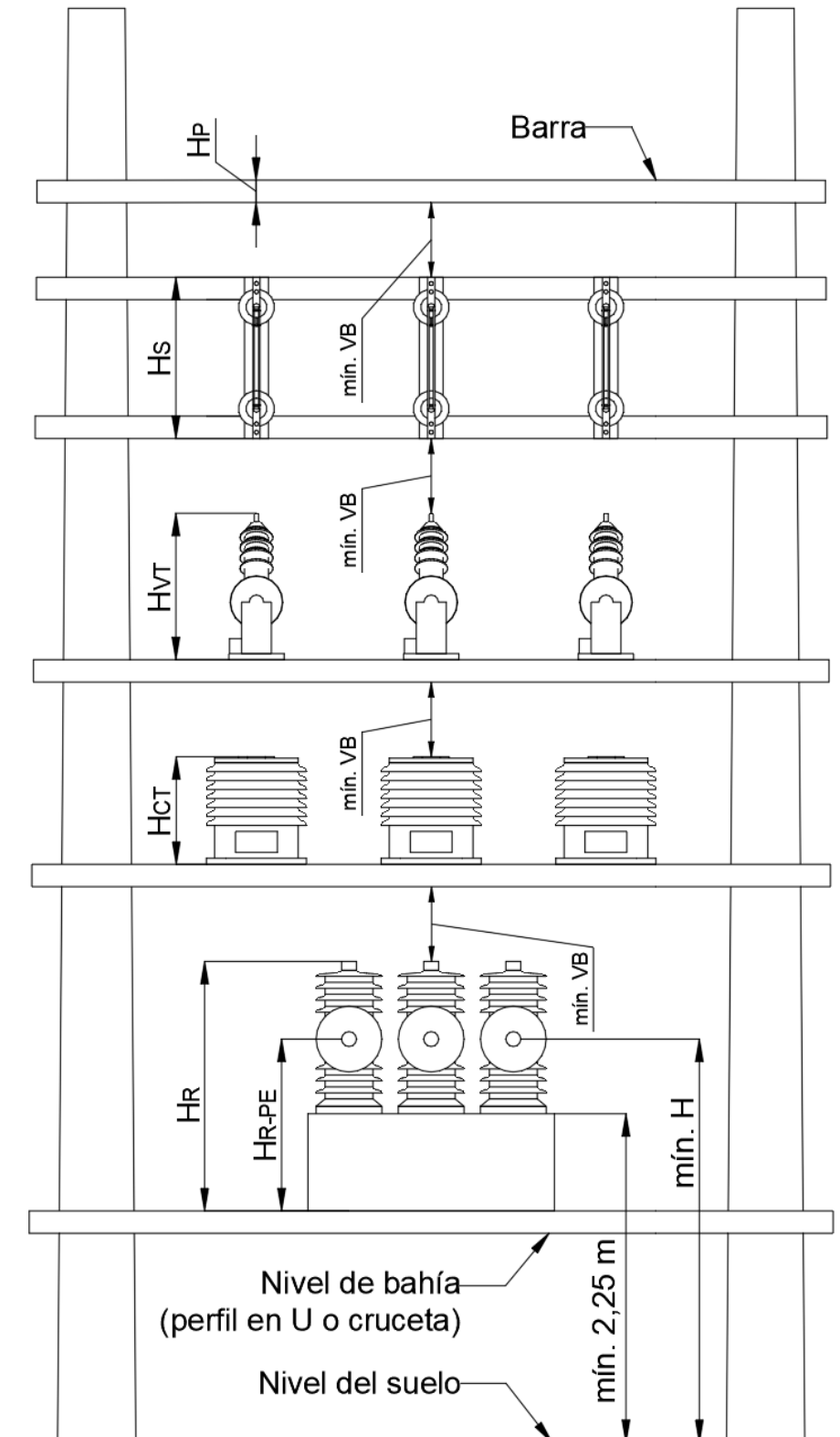
N es el número de niveles de la bahía

H_P es la altura del perfil en mm.

VB es el Valor Básico en mm.

Figura 42

Alto de bahía

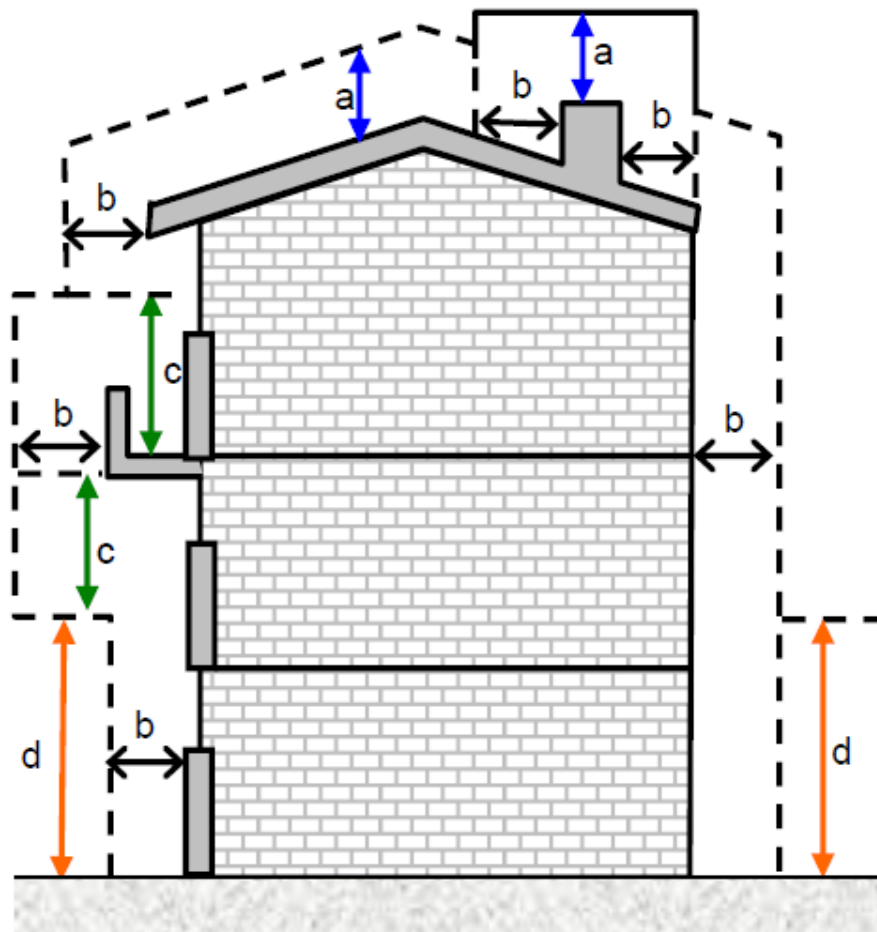


4.6 Distancias de seguridad en zonas con construcciones

El RETIE (MME, 2013) Art. 13.1 define las distancias mínimas entre partes energizadas y construcciones, las cuales se adoptan en la Tabla 28 y su interpretación se realiza con la Figura 43. Únicamente se permite el paso de conductores encima de construcciones si la electrificadora posee control absoluto (administración, operación y mantenimiento) tanto de la instalación eléctrica como de la edificación o estructura.

Figura 43

Distancias de seguridad en zonas con construcciones



Nota: Tomado de RETIE (MME, 2013) Figura 13.1

Tabla 28*Distancias de seguridad en zonas con construcciones*

Descripción	Tensión nominal	Distancia
Distancia vertical “a” sobre proyecciones y techos de difícil acceso a personas	≤ 1 kV	0,45 m
	13,8 kV	3,80 m
	34,5 kV	
Distancia horizontal “b” a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas, independientemente de la facilidad de acceso a personas	≤ 1 kV	1,70 m
	13,8 kV	2,30 m
	34,5 kV	
Distancia vertical “c” sobre o debajo de balcones, techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura	≤ 1 kV	3,50 m
	13,8 kV	4,10 m
	34,5 kV	
Distancia vertical “d” a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, y áreas sujetas a tráfico vehicular para vehículos de más de 2,45 m de altura	≤ 1 kV	5,00 m
	13,8 kV	5,60 m
	34,5 kV	

Nota: Tomado de RETIE (MME, 2013) Tabla 13.1

4.7 Distancias de seguridad para redes de distribución

En el caso que se implementen nuevos apoyos mecánicos de líneas de distribución de manera permanente, aplican las distancias de seguridad del RETIE (MME, 2013) Art. 13.2 y Art. 13.3. En la Tabla 29 se adoptan las distancias mínimas para conductores apoyados en la misma estructura, y recorridos paralelos o cruces de redes de distribución. En el caso de que en la misma estructura haya líneas con diferente nivel de tensión, se debe utilizar la distancia correspondiente al nivel de tensión mayor. Las líneas de 34,5 kV siempre deben estar a mayor altura que los circuitos de 13,8 kV.

Tabla 29*Distancias mínimas para redes de distribución*

Tensión nominal	Distancia mínima [mm]		
	Conductores soportados en la misma estructura		Recorridos paralelos o cruces de redes
	Horizontal	Vertical	Vertical
13,8 kV	360	670	600
34,5 kV	560	870	1300

Nota: Tomado de RETIE (MME, 2013) Tabla 13.3 y Tabla 13.4

4.8 Trabajos cerca de circuitos aéreos energizados

El RETIE (MME, 2013) Art. 18.5 establece las distancias de seguridad que se deben respetar cuando se instalen, trasladen o retiren postes cerca de líneas aéreas energizadas, las cuales se adoptan en la Tabla 30; y las precauciones que debe tomar el personal en tierra para evitar el contacto directo con las fases, tales como:

- Evitar ponerse en contacto con el poste.
- Si se está en contacto con objetos puestos a tierra, evitar contacto con vehículos o equipos no puestos a tierra que estén siendo utilizados para mover postes.

Tabla 30*Distancias de seguridad para trabajos cerca de líneas aéreas energizadas*

Tensión nominal	Distancia de seguridad	
	Personal calificado	Personal no calificado
≤ 1 kV	0,80 m	
13,8 kV	0,95 m	3,00 m
34,5 kV	1,10 m	

Nota: Tomado de RETIE (MME, 2013) Tabla 13.7

5. Apantallamiento

El apantallamiento consiste en el sistema de protección contra rayos implementado para reducir los daños físicos por las descargas de rayos. Este sistema está conformado por los terminales de captación, las bajantes y la puesta a tierra. Los terminales de captación son los elementos metálicos destinados a interceptar el rayo. Las bajantes son los conductores utilizados para conducir la corriente del rayo desde los terminales de captación al sistema de puesta a tierra. El sistema de puesta a tierra tiene como función conducir y dispersar la corriente del rayo en el terreno.

El RETIE (MME, 2013) Art. 16 establece que el diseño e implementación del sistema de protección contra rayos, debe basarse en normas técnicas internacionales o NTC. Al tratarse de un sistema de distribución, es fundamental garantizar la continuidad del servicio público. Sin embargo, debido a la complejidad de realizar un análisis detallado de un sistema de protección contra rayos, es preciso adoptar un método empírico de diseño.

5.1 Método de los ángulos fijos

Se adopta el método empírico de los ángulos fijos como sistema de protección contra rayos debido a su simplicidad de diseño, como lo describe la IEEE 998 (2012). El método de los ángulos fijos utiliza ángulos verticales para determinar la cantidad, posición y altura de los cables de guarda que harán la función de terminales de captación. En la Figura 44 se ilustran dos cables de guarda paralelos; el ángulo alfa es comúnmente 45° y ángulo beta varía en 30° y 45° . El método sugiere el uso del ángulo beta entre 40° y 45° para altura de hasta 15 metros, 30° para altura entre 15 y 25 metros, y de 20° para altura mayor a 25 metros.

Debido a que no se prevé el uso de postes con una altura efectiva mayor a 15 metros, se adopta el valor de 45° para los ángulos alfa y beta, con el fin de simplificar los cálculos del método.

Así, la altura y de los cables de guarda respecto a los objetos a proteger está dado por la Ecuación (10), donde S es la distancia entre dos cables de guarda paralelos, que en el caso de un pórtico rectangular corresponde a la distancia del lado más corto.

$$y = \frac{S}{2} \cdot \frac{1}{\tan(45^\circ)} = \frac{S}{2} \tag{10}$$

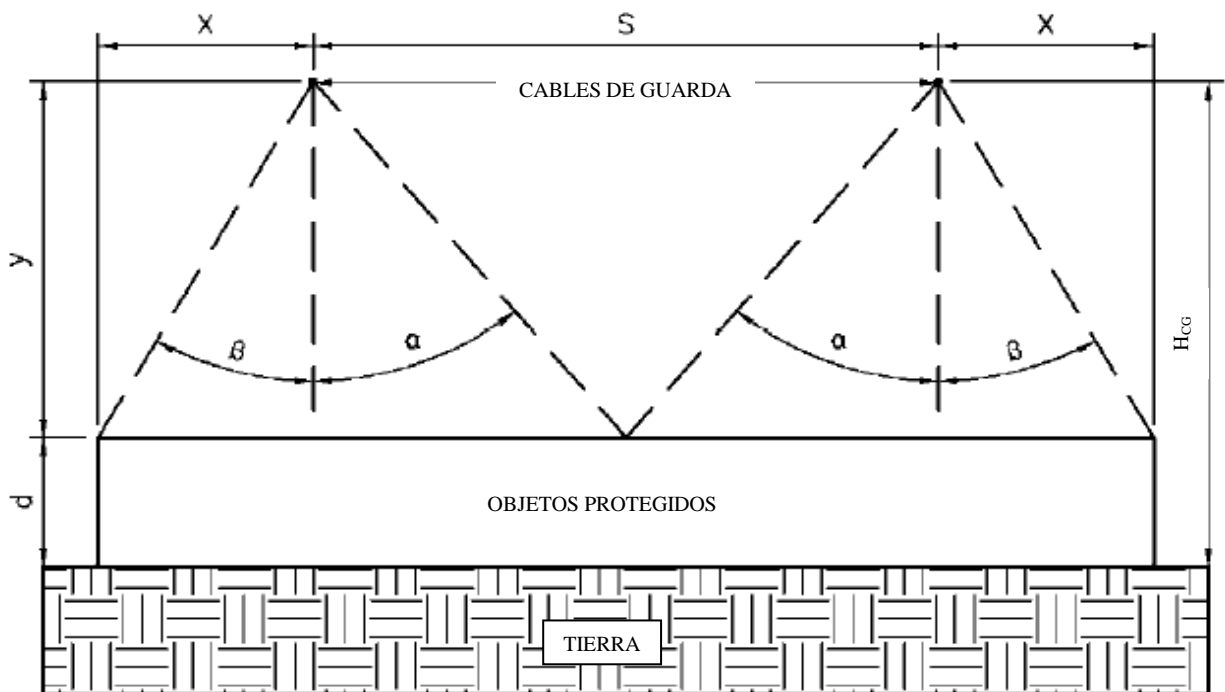
Donde,

y es la altura mínima del cable de guarda respecto a los objetos protegidos en m.

S es la distancia entre dos cables de guarda paralelo en m.

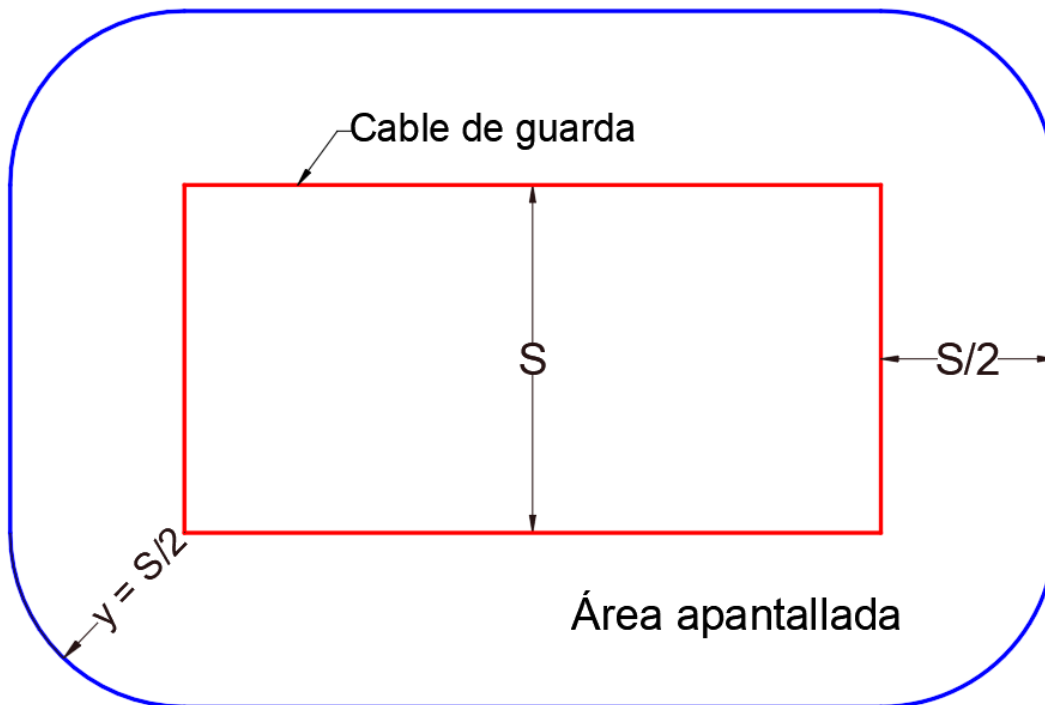
Figura 44

Área de protección en vista lateral



Nota: Tomado de IEEE 998 (2012) Figura 11.

Los cables de guarda se deben instalar en todo el perímetro del pórtico; el área protegida por en vista superior está ilustrada por la Figura 45.

Figura 45*Área de protección en vista superior*

Así, la altura mínima respecto al suelo del cable de guarda está dado por la Ecuación (11).

$$H_{CG} = y + d = \frac{S}{2} + d \quad (11)$$

Donde,

H_{CG} es la altura mínima del cable de guarda respecto al suelo en m.

y es la altura mínima del cable de guarda respecto a los objetos protegidos en m.

S es la distancia entre dos cables de guarda paralelo en m.

d es la altura de los objetos a proteger en m.

5.2 Terminales de captación y bajantes

Con base en RETIE (MME, 2013) Art. 16.3, se adoptan los siguientes requisitos mínimos para los terminales de captación y sus bajantes, que para el caso de los terminales de captación se contempla el uso de conductores en material de acero galvanizado 3/8" o 7/16", o acero

aluminizado Alumoweld 7 No 9. soportados en bayonetas. Se debe verificar que los terminales de captación y bajantes soporten la corriente de cortocircuito.

La Tabla 31 establece las características mínimas que deben cumplir los terminales de captación y bajantes, la cual fue adaptada de la Tabla 16.1 del RETIE (MME, 2013).

Tabla 31

Características mínimas de los terminales de captación y bajantes

Material	Configuración	Dimensión mínima ^a		
		Área [mm ²]	Diámetro [mm]	Espesor [mm]
Cobre	Alambre	50	8	—
	Cable	50	1,7 por hilo	—
	Varilla	200	16	—
	Cinta sólida	50	—	2
Acero recubierto en zinc o cobre ^b	Alambre	50	8	—
	Cable	50	1,7 por hilo	—
	Varilla	200	16	—
	Cinta sólida	50	—	2,5
Acero inoxidable	Alambre	50	8	—
	Cable	70	1,7 por hilo	—
	Varilla	200	16	—
	Cinta sólida	50	—	2,5

Nota: Tomado de RETIE (MME, 2013) Tabla 16.1.

^a En las dimensiones de diámetro y espesor se admite una tolerancia de $\pm 10\%$.

^b El espesor mínimo de la capa es 50 μm .

En caso de ser necesario, se implementará el uso de bayonetas en los extremos superiores de los postes con el fin de aumentar la altura de los cables de guarda. En cada cable de guarda, el número de bajantes no puede ser inferior a dos y se deben instalar de tal manera que sean una continuación de los terminales de captación y terminar puestos a tierra.

6. Puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra – SPT es implementado con el fin de proveer a la corriente un camino a tierra durante condiciones operacionales normales y de falla, sin exceder los límites de los equipos eléctricos ni exponer al personal a tensiones peligrosas. Así, se garantiza la continuidad del servicio y la seguridad de las personas. Adicionalmente, provee un camino a tierra a las descargas de rayos y permite la puesta a tierra del equipo eléctrico durante el mantenimiento. Previo a la instalación de la subestación provisional, se debe realizar la construcción o reforzamiento de la malla de puesta a tierra, y posteriormente realizar la medición de la resistencia de la malla.

El RETIE (MME, 2013) Art. 23.1.f) establece que todas las subestaciones deben cumplir los requisitos de puesta a tierra establecidos por el RETIE (MME, 2013) Art. 15, exigencia que queda explícita para subestaciones de distribución en el RETIE (MME, 2013) Art. 23.5.a). Por lo tanto, es necesario realizar la construcción o reforzamiento de la malla de puesta a tierra para la subestación provisional. El RETIE (MME, 2013) Art. 15 a su vez adopta el estándar IEEE 80 (2013) para el diseño de la malla de puesta a tierra. Así mismo, el RETIE (MME, 2013) Art. 23.1.g) establece que en todas las subestaciones se deben calcular las tensiones de paso y contacto para asegurar que las personas no se expongan a niveles por encima del umbral de soportabilidad. La IEEE 80 (2013) plantea un procedimiento para una malla de tierra rectangular compuesta por electrodos horizontales espaciados uniformemente, y electrodos verticales ubicados preferiblemente en el perímetro de la malla, donde el criterio fundamental de diseño de la puesta a tierra es la tensión máxima permitida de paso y contacto.

Ver Apéndice B. Memoria de cálculo de la malla de tierra.

6.1 Procedimiento de diseño

En la Figura 46 elaborada por Enel-Codensa (2014), se describe el diagrama de flujo para el diseño de la malla del sistema de puesta a tierra, la cual está conformado por los siguientes 12 pasos.

- 1. Datos de campo:** Se debe conocer el área disponible para la instalación de la malla de puesta a tierra, y la resistividad del suelo cuya medición se expone en 6.5.
- 2. Selección del conductor:** Seleccionar el calibre del conductor según la corriente de falla y tiempo de falla, como se expone en 6.4.
- 3. Tensiones tolerables de paso y contacto:** Determinar las tensiones máximas tolerables de paso y contacto, según la resistividad del suelo y capa superficial, y tiempo de falla, como se expone en 6.7.
- 4. Diseño inicial:** Realizar un diseño de la geometría de la malla: largo y ancho de la malla, número de conductores paralelos a lo largo y ancho. profundidad de enterramiento, número de varillas, como se expone en 6.8.
- 5. Resistencia de malla:** Calcular la resistencia de malla estimada, según la geometría de la malla y resistividad del suelo, como se expone en 6.9.
- 6. Corriente de malla:** Calcular la corriente máxima que asume la malla, según la corriente de falla y su relación X/R , factor de división de corriente, y resistencia de malla estimada, como se expone en 6.10.
- 7. Tensión de malla:** Calcular la tensión de la malla respecto a tierra remota, como el producto de la corriente de malla y resistencia de malla. Si la tensión de malla es menor a la tensión de contacto, termina el diseño y se realiza el detalle del paso 12.

- 8. Tensiones estimadas de paso y retícula:** Calcular las tensiones estimadas de paso y contacto de la malla, cuya explicación se omite por su extensión.
- 9. Comparación de tensión de contacto estimada y tolerable:** Si la tensión de contacto estimada es menor a la tensión de contacto tolerable, continua el diseño en el paso 10. En caso contrario, se debe modificar en el paso 11.
- 10. Comparación de tensión de paso estimada y tolerable:** Si la tensión de malla estimada es menor a la tensión de paso tolerable, finaliza el diseño en el paso 12. En caso contrario, se debe modificar el diseño en el paso 11.
- 11. Diseño modificado:** Si alguna de las tensiones de paso y contacto estimadas es mayor a sus máximas tolerables correspondientes, se debe realizar una revisión y modificación a la geometría de la falla, y continua el diseño en el paso 5.
- 12. Diseño final detallado:** Si ambas tensiones de paso y contacto estimadas cumplen el criterio de ser menor a sus máximas tolerables correspondientes, termina el diseño y se debe realizar la memoria de cálculo.

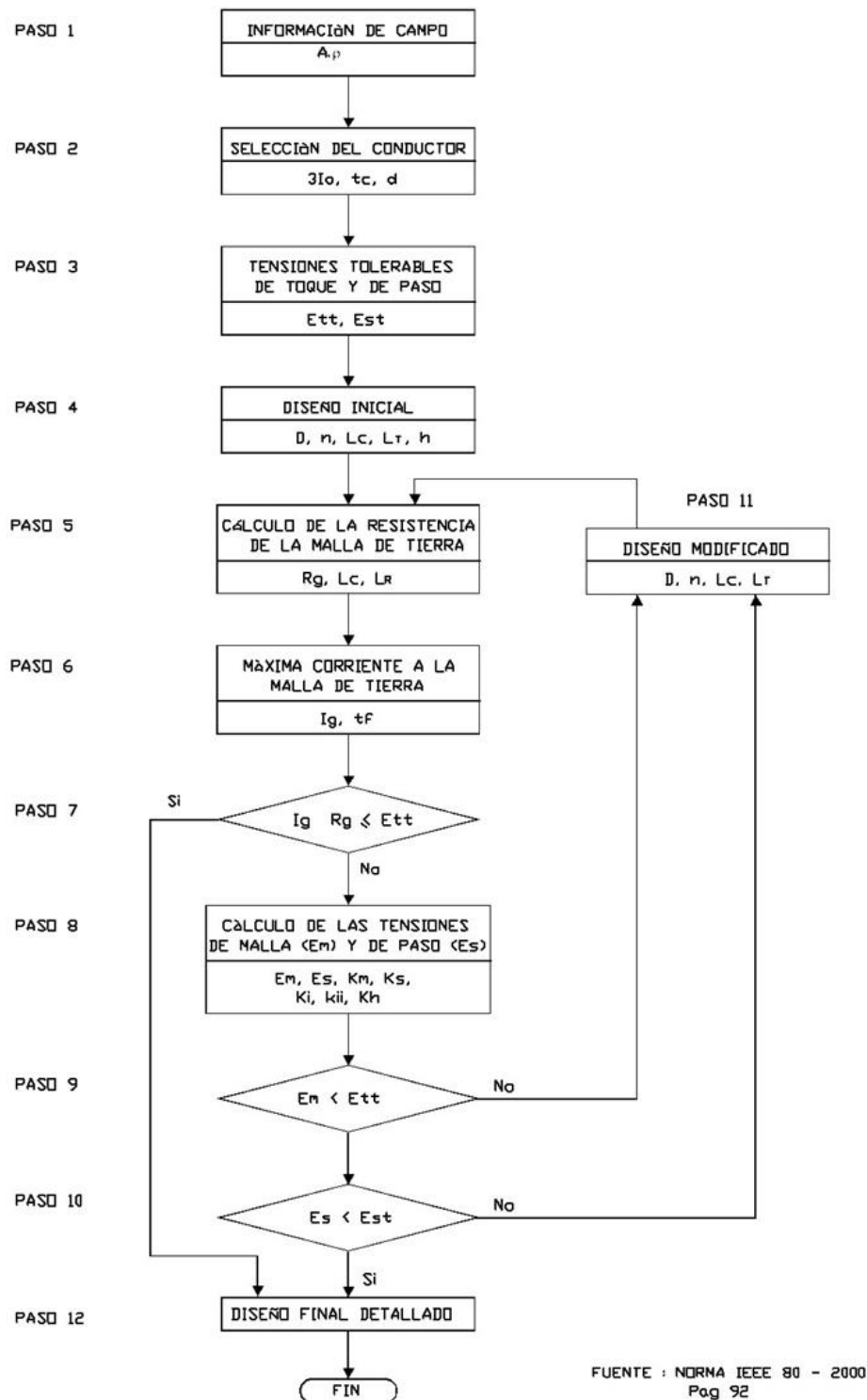
6.2 Parámetros críticos

Los siguientes parámetros son los principales determinantes del diseño de la malla del sistema de puesta a tierra.

- Corriente de malla, I_G .
- Tiempo de despeje de falla, t_f .
- Resistividad del suelo, ρ .
- Resistividad de la capa superficial de material, ρ_s .
- Geometría de la malla: área, total de conductor, profundidad de enterramiento.

Figura 46

Procedimiento de diseño del sistema de puesta a tierra



Nota: Figura adaptada de Enel-Codensa (2014).

6.3 Corriente de falla

La corriente de falla a tierra, I_f , corresponde al máximo valor RMS de la componente simétrica de la corriente de falla, en el instante justo después del inicio de la falla a tierra. Para cada nivel de tensión se considera únicamente las fallas monofásicas a tierra y bifásicas a tierra, debido a que son las que tienen mayor de probabilidad de ocurrencia. Esta información junto con la relación X/R del sistema para cada falla debe ser solicitada al E.T. de Planeación y Gestión del Área de Gestión Operativa; proyectada a futuro con el fin de realizar el reforzamiento de la malla.

6.3.1 Tiempo de despeje de falla

La duración de la falla corresponde al tiempo de despeje de falla t_f que en el caso de los reconectores automáticos corresponde al tiempo nominal de despeje de falla de 500 ms como lo establece el estándar IEC 62271-111 (2012) salvo se indique lo contrario en los datos de placa del equipo. A su vez, se considera esta corriente es igual a la duración de la corriente t_c y tiempo de exposición a la corriente t_s , como se indica en la Ecuación (12).

$$t_f = t_c = t_s = 0.5 \text{ [s]} \quad (12)$$

6.4 Selección del conductor

La selección del conductor consiste en la selección del material y calibre adecuado de los conductores. Según IEEE 80, los diferentes elementos del sistema de puesta a tierra como conductores, varillas y conexiones deberían:

- a. Tener la conductividad suficiente de manera que no haya caídas de tensión considerables.
- b. Resistir la deterioración mecánica y fusión del material bajo la peor condición de falla.

- c. Ser mecánicamente confiables y robustos.
- d. Mantener su función incluso al estar expuestos a corrosión y maltrato físico.

El RETIE (MME, 2013) Art. 15.3.1 y Art 15.3.3 establece los requisitos que deben cumplir los electrodos y los conductores de protección de los equipos, respectivamente.

La Tabla 32 establece las características mínimas que deben cumplir los electrodos de los sistemas de puesta a tierra, la cual fue adaptada de la Tabla 15.2 del RETIE (MME, 2013).

Tabla 32

Características mínimas de los electrodos

Material	Electrodo	Dimensión mínima ^a		
		Área [mm ²]	Diámetro [mm]	Espesor [mm]
Cobre	Alambre	50	8	—
	Cable	50	1,8 por hilo	—
	Varilla	—	12.7	—
	Cinta sólida	50	—	2

^a En las dimensiones de diámetro y espesor se admite una tolerancia de $\pm 10\%$.

Nota: Tomado de RETIE (MME, 2013) Tabla 15.2

6.4.1 Selección del material

En el caso del material, el cobre es el más utilizado para sistemas de puesta a tierra debido a su alta conductividad y resistencia a la corrosión. Alternativamente, se utiliza el acero galvanizado o acero inoxidable con protección catódica, en los casos de que el suelo sea corrosivo para el cobre. Finalmente, el aluminio está prohibido en los electrodos de puestas a tierras según RETIE (MME, 2013) 15.3.1.b. En todo caso, se debe garantizar para el material elegido que la protección contra la corrosión durante la vida útil de la instalación, y la resistividad no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

6.4.2 Selección del calibre

El RETIE (MME, 2013) Art. 15.3.2 establece la fórmula para el cálculo del área mínima de los conductores del SPT, la cuál es adoptada del IEEE 80 (2013) y se describe en la Ecuación (13).

$$A_{\text{mm}^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1,9737} \text{ [mm}^2\text{]} \quad (13)$$

Donde,

A_{mm^2} es el área mínima del conductor en mm^2 .

I_f es la corriente de falla a tierra en kA.

K_f es la constante de la Tabla 33.

t_c es el tiempo de corriente en s.

El tiempo de corriente t_c se considera igual al tiempo de despeje de falla t_f .

La Tabla 33 establece los coeficientes K_f para el cobre, la cual fue adaptada de la Tabla 15.3 del RETIE (MME, 2013).

Tabla 33

Constantes del material cobre

Material	Conductividad [%]	T_m [°C]	K_f
Cobre blando	100	1083	7,00
Cobre duro, con soldadura exotérmica	97	1084	7,06
Cobre duro, con conector mecánico	97	250	11,78

Nota: Tomado de RETIE (MME, 2013) Tabla 15.3

Debido a las restricciones de dimensiones mínimas de la Tabla 32, el calibre mínimo para un conductor de cobre es 1/0 AWG. Sin embargo, se recomienda un cable trenzado con calibre mínimo de 2/0 AWG por los requisitos de robustez y resistencia mecánica.

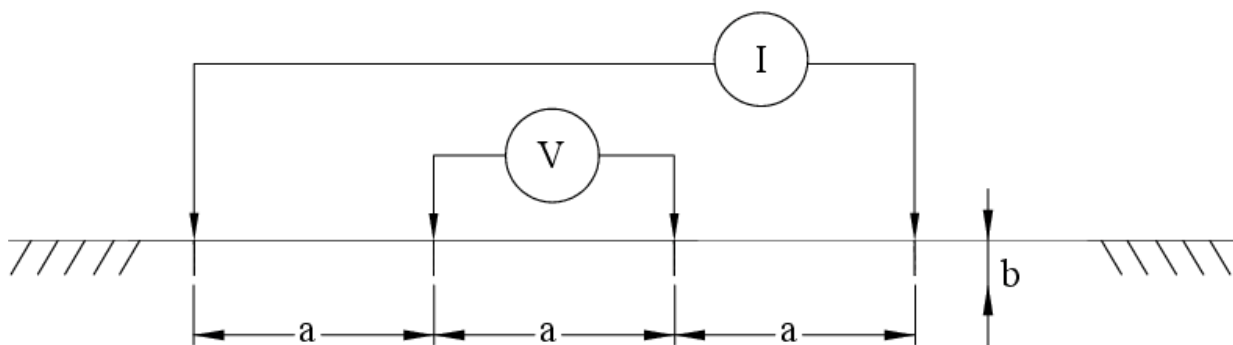
6.5 Medición de resistividad del suelo

Respecto a la medición de resistividad del suelo, el RETIE (MME, 2013) Art. 15.5 establece que se debe utilizar métodos reconocidos y documentados en estándares de ingeniería, y además describe el método de Wenner o método de los cuatro electrodos, el cual es adoptado. Como se describe en la IEEE 81 (2012), en el método de Wenner cuatro electrodos son enterrados en el suelo a una profundidad b a lo largo de una línea recta con una separación equidistante a , como se ilustra en la Figura 47. La tensión medida entre los dos electrodos internos (electrodos de tensión) es dividida por la corriente medida entre los dos electrodos externos (electrodos de corriente), lo cual da un valor de resistencia R y mediante la Ecuación (14) se calcula la resistividad del suelo a una profundidad a .

Así, realizando mediciones a diferentes espaciamentos a , se puede graficar la resistividad del suelo respecto a su profundidad la cual evidencia las capas de resistividad del suelo, como se ilustra en la Figura 48.

Figura 47

Configuración del método de Wenner



Nota: Tomado de IEEE 81 (2012) Figura 2

$$\rho_a = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{(a^2 + b^2)}} - \frac{a}{\sqrt{(a^2 + b^2)}}} \quad (14)$$

Donde,

ρ_a es la resistividad aparente del suelo en $\Omega \cdot m$.

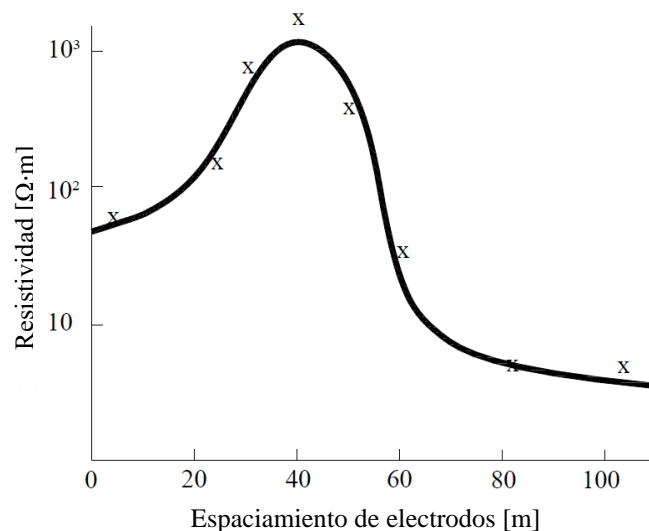
R es la resistencia medida en Ω .

a es la distancia entre los electrodos en m.

b es la profundidad de los electrodos en m.

Figura 48

Curva típica de resistividad



Nota: Tomado de IEEE 81 (2012) Figura 3

La interpretación de los resultados de resistividad es la parte del proceso de mayor dificultad. Sin embargo, para efectos de la malla de puesta a tierra el modelo de una o dos capas es suficiente. En caso de resultar en modelo de dos capas, se recomienda utilizar el valor de la capa superior para fines de cálculo de las tensiones estimadas de paso y contacto, y el valor menor de resistividad para efectos de la resistencia estimada de la malla.

En la Figura 49 se ilustra el equipo telurómetro Metrel MI 2088 el cual permite realizar la medición de la resistividad del suelo y resistencia de puesta a tierra. Este equipo se encuentra a disposición del E.T. Mantenimiento de Subestaciones.

Figura 49*Equipo MI 2088***6.6 Capa superficial de material**

El uso de una capa superficial de material ayuda a limitar la corriente que fluye en el cuerpo humano en caso de un choque eléctrico, aumentando la resistencia equivalente. Es necesario que el material de superficie tenga una resistividad mayor a la del suelo para poder limitar la corriente que va a la superficie en caso de una falla. Usualmente se utiliza una capa de grava con un espesor h_s de 8 a 15 cm, la cual se debe extender en toda el área dispuesta para la malla incluyendo la que se encuentre exterior al encerramiento perimetral. En caso de desconocer el valor de resistividad del material, se recomienda usar un valor típico para grava de $\rho_s = 3000 \Omega \cdot m$.

6.7 Tensiones tolerables de paso y contacto

La seguridad de una persona depende de que la corriente que circule por ella en un determinado tiempo no provoque una fibrilación ventricular. La IEEE 80 (2013) establece las ecuaciones (15), (16), (17) y (18) para determinar las tensiones máximas tolerables de paso y contacto; habiendo dos criterios para una población con peso promedio de 50 y 70 kg, respectivamente, donde el RETIE (MME, 2013) Art. 15.1 adopta el criterio de 50 kg. El tiempo de exposición a la corriente t_s , se considera igual al tiempo de despeje de falla t_f .

$$E_{step50} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (15)$$

$$E_{touch50} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (16)$$

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (17)$$

$$E_{touch70} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (18)$$

Donde,

C_s es el factor de corrección de superficie, aproximado por la Ecuación (19).

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} \quad (19)$$

t_s es el tiempo de exposición a la corriente en s.

ρ es la resistividad del suelo en $\Omega \cdot m$.

ρ_s es la resistividad del material de superficie en $\Omega \cdot m$.

h_s es el espesor de la capa del material de superficie en m.

6.8 Geometría de la malla

La malla de puesta a tierra es una cuadrícula rectangular compuesta por electrodos horizontales, conductores, espaciados uniformemente y electrodos verticales, varillas, ubicados preferiblemente en las esquinas y perímetro de la malla y cerca de las bajantes de los DPS y neutro del transformador.

El área de la malla es la variable más importante para determinar la resistencia de la malla. Entre mayor sea el área de la malla de puesta tierra, menor será la resistencia de la malla y, por lo tanto, menor será el valor de la tensión de la malla relativa a tierra remota.

El total de conductor enterrado, es decir, el número de conductores paralelos a lo largo y ancho de la cuadrícula es la variable más importante para determinar las tensiones estimadas de

retícula y paso. Entre mayor conductor se disponga en la malla, menor será el valor de estas tensiones estimadas y, por lo tanto, se cumplirá el criterio de ser menores a los valores máximos tolerables.

6.9 Resistencia de la malla

La resistencia de la malla, dada una resistividad del suelo que se asume constante, depende de la geometría de la malla: el área, la longitud total de electrodos enterrados y su profundidad de enterramiento. La malla se diseña como una cuadrícula rectangular uniforme de conductores espaciados a distancias iguales y de varillas ubicadas preferiblemente en las esquinas y/o perímetro de la malla. La Ecuación (20) permite estimar la resistencia de la malla.

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

Donde,

R_g es la resistencia de la malla en Ω .

ρ es la resistividad del suelo en $\Omega \cdot m$.

A es el área ocupada por la malla en m^2 .

L_T es la longitud total de los conductores enterrados en m.

h es la profundidad de enterramiento de los conductores en m.

El RETIE (MME, 2013) Art. 15.4 expone valores máximos de referencia para la resistencia de la malla, siendo de 10 para subestaciones de media tensión como lo indica la Tabla 34. Sin embargo, lo que determina el diseño correcto de la malla no es la resistencia de la malla sino la garantía de que las tensiones de paso y contacto no superen los máximos tolerables por el ser humano.

La Tabla 34 expone valores máximos de resistencia para diferentes aplicaciones de puesta a tierra, la cual fue adaptada de la Tabla 15.4 del RETIE (MME, 2013).

Tabla 34

Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

Aplicación	Resistencia máxima de puesta a tierra [Ω]
Estructuras metálicas de líneas con cables de guarda	20
Subestaciones de media tensión	10
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1

Nota: Tomado de RETIE (MME, 2013) Tabla 15.4

6.10 Corriente de malla

La corriente de malla, I_G , es la corriente de diseño de la malla la cual se calcula como el producto de la máxima corriente simétrica de falla a tierra, el factor de decremento para considerar la asimetría, y el factor de división de corriente, como se indica en la Ecuación (21).

$$I_G = I_f \cdot D_f \cdot S_f \quad (21)$$

Donde,

D_f es el factor de decremento de la corriente de falla, calculado por la Ecuación (22).

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{X}{t_f 120\pi R} \left(1 - e^{-2 \frac{t_f 120\pi R}{X}}\right)} \quad (22)$$

t_f es la duración de falla en s.

X/R es la relación del sistema de la falla.

S_f es el factor de división de corriente.

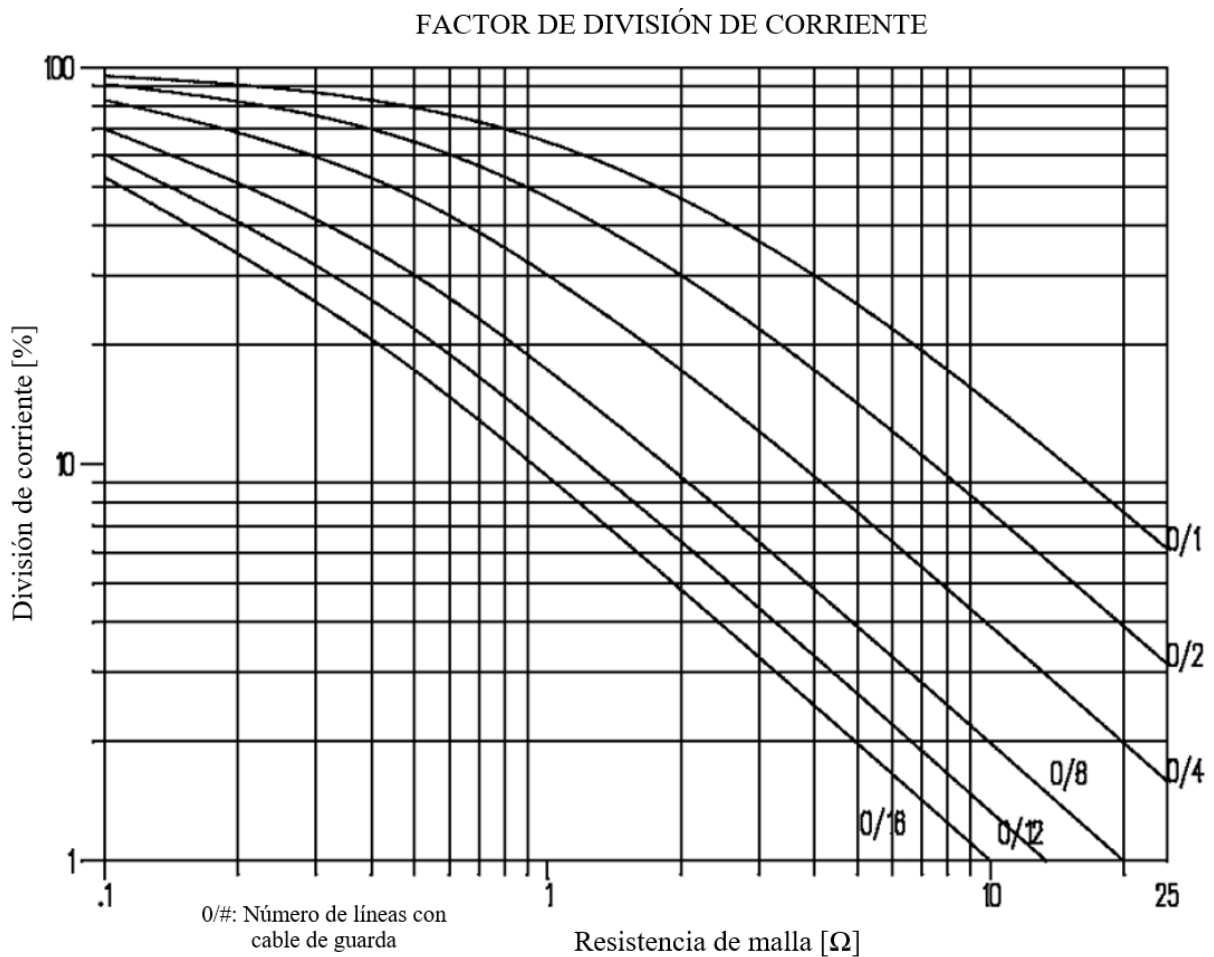
I_f es la corriente de falla a tierra en A.

6.10.1 Factor de división de corriente

El factor de división de corriente es el porcentaje de la corriente de falla que circula entre la malla y tierra, ya que cierta parte de la corriente falla circula en los cables de guarda y neutros del sistema de potencia. Debido a la complejidad de su cálculo, se adopta el método gráfico descrito en el Anexo 3 de la IEEE 80 (2013), adoptando la Figura C.15 como se adapta en la Figura 50, siendo este el caso de mayor similitud para subestaciones de 34,5/13,8 kV.

Figura 50

Factor de división de corriente



Nota: Tomado de IEEE 80 (2013) Figura C.15

El factor depende del número de líneas de transmisión con cable de guarda, que llegan a la subestación. Para valores intermedios, se debe extrapolar su valor.

6.11 Equipotencialización

Se debe realizar la equipotencialización en la subestación provisional, con el fin de que la diferencia de potencial sea mínima entre los puntos interconectados y así reducir los riesgos eléctricos. Por lo tanto, se deben interconectar los sistemas de puesta a tierra y apantallamiento, las envolventes de los equipos, tableros, malla eslabonada, tuberías metálicas, bandejas portacables metálicas, etcétera. Se recomienda implementar bajantes en todos los postes, las cuales se deben realizar lo más rectas posibles y sin bucles, y realizar las conexiones con conectores mecánicos resistentes a la corrosión y aptos para conexiones bimetálicas si es el caso.

Para asegurar la equipotencialización eléctrica se debe realizar la medición de continuidad con multímetro en todos los puntos de conexión y bajantes respecto a la malla de puesta a tierra.

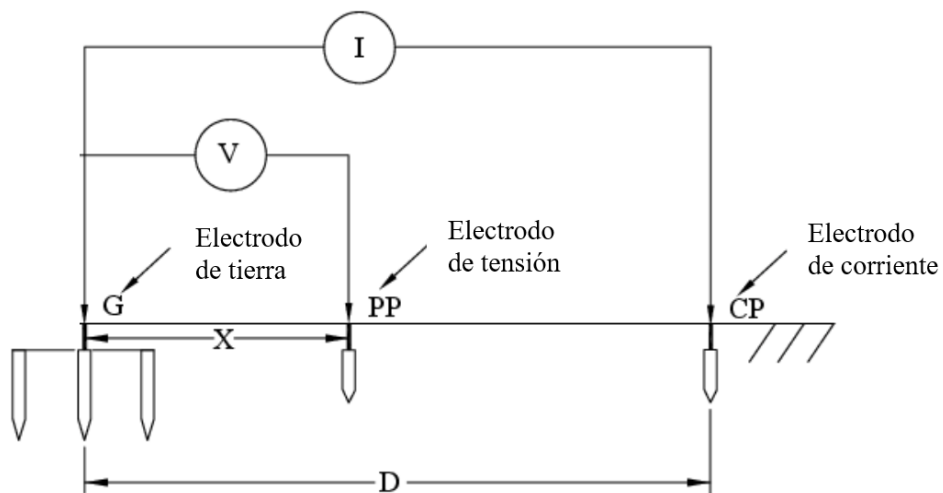
6.12 Medición de resistencia de puesta a tierra

El RETIE (MME, 2013) Art. 15.5.2 establece que la resistencia del sistema de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en servicio de la subestación, no obstante, se recomienda realizar esta medición lo más pronto posible con el fin de realizar oportunamente los refuerzos de la malla si es necesario. Para este fin, se adopta el método de caída de potencial aplicando la regla del 62%, como se describe en el RETIE (MME, 2013). La configuración de la prueba de caída de potencial consiste en dos electrodos auxiliares o sondas, uno de potencial PP y uno de corriente CP separados a una distancia X y D , respectivamente, de un electrodo G de la malla, como lo indica la Figura 51. Según la regla del 62%, una distancia de $X = 0.62D$ corresponde al valor más exacto de resistencia. Se inyecta una corriente I a través de G y CP , lo cual produce una caída de potencial V ; la relación V/I da el valor real de la resistencia de la malla R_g .

Para la medición de la resistencia de la malla de puesta a tierra se deben desconectar los equipos eléctricos del sistema de puesta a tierra con el fin de evitar daños a estos, y preferiblemente desconectar los cables de guarda con el fin de obtener una medida más exacta. Los tres electrodos deben estar ubicados en una línea recta que se aleje de la malla. El electrodo de corriente debe estar ubicado lo más alejado posible del electrodo de tierra, preferiblemente al menos cinco veces la diagonal máxima del sistema de puesta a tierra.

Figura 51

Configuración del método de caída de potencial



Nota: Tomado de IEEE 81 (2012) Figura 6

En la Figura 49, la cual se encuentra en la sección de medición de resistividad, se ilustra el equipo telurómetro MI-2088 el cual permite realizar la medición de la resistividad del suelo y resistencia de puesta a tierra. Este equipo se encuentra a disposición del E.T. Mantenimiento de Subestaciones.

6.13 Medición de las tensiones de paso y contacto

El RETIE (MME, 2013) Art. 15.5.3 no exige la medición de tensiones de paso y contacto para subestaciones de media tensión salvo en dos excepciones:

- a) Si la corriente de falla es superior a 10 kA.
- b) Si la medición de la resistencia de puesta a tierra es igual o mayor a dos veces el valor considerado en el diseño.

La medición de las tensiones de paso y contacto se debe realizar antes de la puesta en servicio. Igualmente, el RETIE (MME, 2013) Art. 15.5.3 establece los criterios para la medición de las tensiones de paso y contacto, tales como:

- Seguir los criterios de una norma técnica como IEEE 81.2 o IEC 61936-1.
- Realizar mediciones preferiblemente en la periferia de la puesta a tierra.
- Medir hasta un metro por fuera del encerramiento.
- Corriente inyectada del 1% de la corriente de falla; no inferior a 50 A.

En la Figura 52 se ilustra el equipo Metrel MI 3295 el cual permite realizar la medición de las tensiones de paso y contacto, para comprobar y verificar la protección de la puesta a tierra. Este equipo se encuentra a disposición del E.T. Mantenimiento de Subestaciones.

Figura 52

Equipo MI 3295



7. Puesta en servicio

7.1 Análisis de riesgo eléctrico

Conforme al RETIE (MME, 2013) Art. 10.1 toda instalación eléctrica debe tener un análisis del nivel de riesgos de origen eléctrico y sus medidas para mitigarlos. Así mismo, el RETIE (MME, 2013) Art. 9 expone la metodología para este análisis incluyendo entre otros, la matriz de riesgos eléctricos, matriz de control de riesgo, y factores de riesgos eléctricos.

Los factores de riesgo eléctrico más comunes son:

- Arco eléctrico.
- Ausencia de electricidad.
- Contacto directo.
- Contacto indirecto.
- Cortocircuito.
- Electricidad estática.
- Equipo defectuoso.
- Rayos.
- Sobrecarga.
- Tensión de contacto.
- Tensión de paso.

En la Tabla 35 se establece la matriz de riesgos eléctricos, adaptada del RETIE (MME, 2013) Tabla 9.3. El procedimiento para la evaluación del nivel de riesgo eléctrico es:

1. Definir el riesgo eléctrico a evaluar.
2. Definir si el riesgo es real o potencial.
3. Realizar la valoración del riesgo: para cada clase de pérdida (personas, económicas, ambientales, imagen de empresa) se busca el cruce entre la consecuencia y la frecuencia.
4. Repetir el procedimiento para los diferentes riesgos.
5. El nivel de riesgo eléctrico de la instalación corresponde al caso más crítico.
6. Adoptar las acciones de la Tabla 36, y las medidas para mitigación del riesgo.

Tabla 35

Matriz de análisis de riesgo eléctrico

SUBESTACIÓN						FECHA	DD/MM/AAAA			
RIESGO A EVALUAR		por				en				
		EVENTO		REAL		FACTOR DE RIESGO			FUENTE	
		POTENCIAL		REAL		FRECUENCIA				
		CLASE				E	D	C	B	A
		PERSONAS	ECONÓMICAS	AMBIENTALES	IMAGEN EMPRESA	No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
CONSECUENCIA	5	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura, interrupción general.	Contaminación irreparable	Internacional	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	4	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	3	Incapacidad temporal	Daños severos, interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	2	Lesión menor sin incapacidad	Daños importantes, interrupción breve	Efecto menor	Local	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	1	Molestia funcional que afecta rendimiento laboral	Daños leves, no interrupción	Sin efecto	Interna	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Nota: Tomado de RETIE (MME, 2013) Tabla 9.3.

Ver Apéndice C. Análisis de riesgo eléctrico.

Tabla 36

Acciones para ejecutar trabajos

Color	Nivel de riesgo	Acciones para ejecutar trabajos
	Muy alto	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El Jefe de Trabajo participa y diligencia el Análisis de Trabajo Seguro – ATS, planeación general de trabajo, y formato de trabajo en altura. ▪ El Subgerente de Subestaciones y Líneas participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y autoriza su realización mediante Orden de Trabajo.
	Alto	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El Jefe de Trabajo participa y diligencia el Análisis de Trabajo Seguro – ATS, planeación general de trabajo, y formato de trabajo en altura. ▪ El Profesional 4 (SSL) aprueba el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y Orden de Trabajo presentados por el Jefe de Trabajo a cargo.
	Medio	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El Jefe de Trabajo participa y diligencia el Análisis de Trabajo Seguro – ATS, planeación general de trabajo, y formato de trabajo en altura. ▪ El Profesional 4 (SSL) aprueba la Orden de Trabajo presentada por el Jefe de Trabajo.
	Bajo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El Jefe de Trabajo participa y diligencia el Análisis de Trabajo Seguro – ATS, planeación general de trabajo, y formato de trabajo en altura. ▪ El Profesional 4 (SSL) aprueba la Orden de Trabajo presentada por el Jefe de Trabajo.
	Muy bajo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ El Jefe de Trabajo participa y diligencia el Análisis de Trabajo Seguro – ATS, planeación general de trabajo, y formato de trabajo en altura. ▪ El Profesional 4 (SSL) aprueba la Orden de Trabajo presentada por el Jefe de Trabajo.

Nota 1: El formato de planeación de trabajo debe ser socializado por el Jefe de Trabajo, y firmado por cada uno de los ejecutantes de la Orden de Trabajo. En el formato de planeación se verifican los riesgos para el desarrollo de los trabajos, y se establecen las medidas de mitigación en caso de ser necesarias.

Nota 2: El formato de planeación general de trabajo es FPSMT005.

Nota 3: El formato de Análisis de Trabajo Seguro – ATS es FTHSO036.

Nota 4: El formato de trabajo en altura es FTHSO110. El manual de trabajo en alturas es MTHSO021.

Entre las diferentes medidas para mitigar el riesgo eléctrico durante la ejecución de trabajos se encuentran:

- Control administrativo rutinario.
- Utilizar los elementos de protección personal – EPP.
- Aplicar los sistemas de control establecidos como procedimientos, protocolos y listas de verificación.
- Valorar los riesgos eléctricos en grupo.
- Buscar alternativas que presenten menor riesgo.
- Demostrar cómo se va a controlar el riesgo.
- Eliminar, minimizar o aislar fuentes potenciales de riesgo eléctrico.


7.2 Lista de chequeo

Se anexa una lista de chequeo que contiene los aspectos a considerar antes de la puesta en servicio de la subestación provisional, como se ilustra parcialmente en la Figura 53.

Ver Apéndice D. Lista de chequeo para puesta en servicio.

Figura 53

Formato de lista de chequeo para puesta en servicio

		MACROPROCESO PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA				Versión N° 1			
		DESARROLLO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN				Página ___ de 2			
		FORMATO LISTA DE CHEQUEO PARA PUESTA EN SERVICIO DE SUBESTACION PROVISIONAL REDUCIDA DE TRANSFORMACIÓN				Código			
SUBESTACIÓN					FECHA	DD/MM/AAAA			
Marque con una X si cumple, no cumple o no aplica, y documente los comentarios u observaciones que considere se deben tener en cuenta.									
ÍTEM	ASPECTO A VERIFICAR				SÍ	NO	NO APLICA	OBSERVACIÓN	
1	GENERALIDADES	Con el fin de asegurar que la subestación provisional cumpla con las condiciones de calidad y confiabilidad del servicio requeridas, se solicitó la información y/o apoyo requeridos a los Equipos de Trabajo de ESSA, previamente a la puesta en servicio de la subestación provisional. Los E.T. que pueden estar involucrados son: - E.T. Mantenimiento de Subestaciones (SSL) - E.T. Control, Medida y Protecciones (SSL) - E.T. Planificación y Gestión (AGO) - E.T. Operación Integrada (AGO) - E.T. Operación y Calidad (AGO) - E.T. Soporte a Tecnologías de la Operación (AGO) - E.T. Planeación y Línea Viva (SMD) - E.T. Equipos de Medida (SCNX) - E.T. Tecnologías de la Información (ASC)							
		El terreno donde se va a emplazar la subestación provisional está nivelado, libre de capa vegetal, y apto para el manejo o canalización de aguas lluvias.							
		La subestación provisional no cuenta con elementos aéreos, como líneas de transmisión o distribución ni cables de guarda, sobre el área de trabajo que afecten las labores de izaje.							
		La subestación provisional cuenta con iluminación permanente o portátil, que permita asegurar condiciones de visibilidad para efectuar maniobras sobre sus activos en horas nocturnas.							
		Se realizó el análisis de riesgo eléctrico de la subestación provisional conforme al RETIE Art. 9.							
2	ZONACIÓN E IDENTIFICACIÓN	Los equipos de patio cuentan con letreros que los identifiquen según su nomenclatura de equipos de patio.							
		Las líneas y circuitos cuentan con letreros que los identifiquen según la codificación correspondiente de ESSA, en el pórtico provisional y en los apoyos de transiciones subterráneas-aéreas.							
		Los tableros eléctricos cuentan con letreros que los identifique según la nomenclatura de tableros, y letreros con el símbolo de riesgo eléctrico.							
		Las fases de las bahías, los barrajes y los terminales de transformador de potencia están identificados con letreros según la convención ESSA: R-Rojo, S-Amarillo, T-Azul.							

8. Subestación provisional modelo

A continuación, se realiza el diseño de una subestación modelo en los aspectos de diagrama unifilar, disposición física de los equipos, apantallamiento, y puesta a tierra, que se puede implementar como pórtico de subestación provisional adaptándola a la subestación intervenida y realizando los cálculos eléctricos respectivos.

8.1 Configuración

La subestación modelo consiste en un transformador de potencia 34,5/13,8 kV de 6 MVA, con un pórtico rectangular en 4 postes de 13,8 kV con 1 bahía de transformación de 13,8 kV, 4 bahías de línea de 13,8 kV, 1 bahía de servicios auxiliares de 13,8 kV, y 1 barra de 13,8 kV; y un pórtico tipo H en 2 postes de 34,5 kV con 1 bahía de transformación de 34,5 kV.

La línea de 34,5 kV llega directamente al seccionador de la bahía de transformación y no dispone de barra. Las bahías de 13,8 kV se interconectan mediante barra sencilla. Las salidas y llegadas de las líneas pueden ser aéreas en ACSR, o subterráneas en cable de media tensión XLPE canalizado en tubería soportada en los postes.

Ver Apéndice E. Diagrama unifilar de subestación modelo.

8.2 Dimensionamiento de pórtico

En la Tabla 37 se encuentran las dimensiones de referencia de los equipos considerados en la subestación modelo para dimensionamiento de las bahías y el pórtico.

Tabla 37

Dimensiones de referencia de equipos y materiales

Equipo	Nivel de tensión	Referencia	Largo [mm]	Ancho [mm]	Alto [mm]
Reconectador ^a	13,8 kV	ENTEC EPR-1	825	275	835
	34,5 kV	ENTEC EPR-3	960	275	1075
Transformador de corriente	13,8 kV	Ritz GIFS-17.5	335	335	360
	34,5 kV	Ritz GIFS-36	335	335	460

Equipo	Nivel de tensión	Referencia	Largo [mm]	Ancho [mm]	Alto [mm]
Transformador de tensión	13,8 kV	Ritz VEF-17.5	310	185	490
	34,5 kV	Ritz VEF-36	320	240	620
Cuchilla	13,8 kV	Celsa	540	120	195
	34,5 kV	Celsa	600	120	265
Cortacircuitos	13,8 kV	Celsa	360	80	520
Aislador bastón	13,8 kV	Asus	90	90	330
Transformador de potencia	34,5/13,8 kV 6 MVA	WEG	3500	2850	3900
Transformador de auxiliares	13,8/0,208 kV 30 kVA	Nacional de Transformadores	1050	600	950
Perfil en U	–	6"	–	–	150
Poste de concreto ^b	–	8 m 1050 kgf	290	290	6600

^a La altura de la parte energizada del reconector, H_{R-PE} , es 550 mm para 13,8 kV y 670 mm para 34,5 kV.

^b El ancho y largo corresponde al diámetro al nivel de empotramiento, y la altura corresponde a la altura efectiva del poste.

Se adapta en la Tabla 38 el Valor Básico – VB de la Tabla 22

Distancias de seguridad para partes energizadas.

Tabla 38

Valor básico

Tensión nominal [kV _{rms}]	Valor Básico – VB
13,8 kV	250 mm
34,5 kV	450 mm

Con base en la Ecuación (9), Tabla 23, Tabla 37 y Tabla 38 se dimensiona el alto mínimo de bahía.

$$H_P = H + H_R - H_{R-PE} + H_{CT} + H_{VT} + H_S + (N - 2) \cdot H_P + (N - 1) \cdot VB \quad (9)$$

Tabla 23*Altura de aisladores y partes energizadas*

Tensión nominal	Altura de aisladores		Altura de partes energizadas H	
	Mínimo	Mínimo	Recomendado	
13,8 kV	2,25 m	2,50 m	3,00 m	
34,5 kV		2,70 m		

Con base en la Ecuación (8), Tabla 37 y Tabla 38 se dimensiona el ancho mínimo de bahía y barra.

$$W_B = \text{máx}[W_R + 2 \cdot VB, 3 \cdot \text{máx}(W_S, W_{CT}, W_{VT}, W_A) + 4 \cdot VB] \quad (8)$$

8.2.1 Pórtico de 34,5 kV

El alto mínimo de bahía de transformación de 34,5 kV es

$$H = 2700 \text{ mm.}$$

$$H_R = 1075 \text{ mm.}$$

$$H_{R-PE} = 670 \text{ mm.}$$

$$H_{CT} = 460 \text{ mm.}$$

$$H_{VT} = 620 \text{ mm.}$$

$$H_S = 600 \text{ mm.}$$

$$N = 4.$$

$$H_P = 150 \text{ mm.}$$

$$VB = 450 \text{ mm.}$$

$$H_p = 2700 + 1075 - 670 + 460 + 620 + 600 + (4 - 2)(150) + (4 - 1)(450) = 6435 \text{ mm.}$$

El ancho de bahía de transformación de 34,5 kV es

$$W_R = 960 \text{ mm.}$$

$$W_S = 120 \text{ mm.}$$

$$W_{CT} = 335 \text{ mm.}$$

$$W_{VT} = 240 \text{ mm.}$$

$$VB = 450 \text{ mm.}$$

$$W_B = \text{máx}[960 + 2 \cdot 450,3 \cdot \text{máx}(120,335,240) + 4 \cdot 450] = \\ \text{máx}[1860, 2005] = 2805 \text{ mm.}$$

8.2.2 *Pórtico de 13,8 kV*

El alto mínimo de bahía de transformación de 13,8 kV es

$$H = 2500 \text{ mm.}$$

$$H_R = 835 \text{ mm.}$$

$$H_{R-PE} = 550 \text{ mm.}$$

$$H_{CT} = 360 \text{ mm.}$$

$$H_{VT} = 490 \text{ mm.}$$

$$H_S = 540 \text{ mm.}$$

$$N = 5.$$

$$H_P = 150 \text{ mm.}$$

$$VB = 250 \text{ mm.}$$

$$H_p = 2500 + 835 - 550 + 360 + 490 + 540 + (5 - 2)(150) + (5 - 1)(250) = 5625 \text{ mm.}$$

El ancho de bahía de transformación de 13,8 kV es

$$W_R = 825 \text{ mm.}$$

$$W_S = 120 \text{ mm.}$$

$$W_{CT} = 335 \text{ mm.}$$

$$W_{VT} = 185 \text{ mm.}$$

$$VB = 250 \text{ mm.}$$

$$W_B = \text{máx}[825 + 2 \cdot 250, 3 \cdot \text{máx}(120, 335, 185) + 4 \cdot 250] = \\ \text{máx}[1325, 2005] = 2005 \text{ mm.}$$

El ancho de bahía de línea de 13,8 kV es

$$W_R = 825 \text{ mm.}$$

$$W_S = 120 \text{ mm.}$$

$$VB = 250 \text{ mm.}$$

$$W_B = \text{máx}[825 + 2 \cdot 250, 3 \cdot 120 + 4 \cdot 250] = \text{máx}[1325, 1360] = 1360 \text{ mm.}$$

El ancho de la barra de 13,8 kV es

$$W_A = 90 \text{ mm.}$$

$$VB = 250 \text{ mm.}$$

$$W_B = 3 \cdot 90 + 4 \cdot 250 = 1270 \text{ mm.}$$

8.2.3 Disposición física

Con base en las distancias de seguridad, la dimensión del transformador de potencia y las dimensiones mínimas de las bahías calculadas previamente, se tiene que:

- El alto mínimo del pórtico de 34,5 kV es 5875 mm.
- El alto mínimo del pórtico de 13,8 kV es 5625 mm.
- Pórticos dispuestos en postes de 8 m 1050 kgf con:
 - Altura efectiva de 6600 mm, que satisface las alturas mínimas de pórtico.
 - Diámetro de poste al nivel de empotramiento de aproximadamente 290 mm.
- El ancho mínimo de la bahía de transformación de 34,5 kV es 2805 mm.
- El ancho mínimo de la bahía de transformación de 13,8 kV es 2005 mm.
- El ancho mínimo de la bahía de línea de 13,8 kV es 1360 mm.

- El ancho mínimo de la barra de 13,8 kV es 1270 mm.

Así, las áreas requeridas para los módulos de la subestación provisional son:

- Área para el pórtico rectangular de 13,8 kV de 2585 mm x 3300 mm.
 - Ancho: 1 bahía de transformación en un costado y 1 bahía de servicios auxiliares en el otro costado.
 - Largo: 2 bahías de líneas en ambos costados.
- Área para el pórtico en H de 34,5 kV de 290 x 3380 mm.
 - 1 bahía de transformación.
- Área para el transformador de potencia de 2850 x 3500 mm.

Finalmente, se dispone el transformador de potencia entre las bahías de transformación de los pórticos de 13,8 kV y 34,5 kV, con una separación de 1,50 m y 1,80 m, respectivamente, conforme a la Tabla 24

Profundidades de espacio de trabajo. Por lo tanto, en total la subestación provisional requiere un ancho de 3500 mm correspondiente al largo del transformador de potencia; y un largo de 9740 mm correspondiente a la suma del ancho del pórtico de 34,5 kV de 290 mm, profundidad de trabajo para 34,5 kV de 1800 mm, el ancho del transformador de potencia de 2850 mm, profundidad de trabajo para 13,8 kV de 1500 mm, y el ancho del pórtico de 13,8 kV de 3300 mm.

Adicionalmente se debe considerar área necesaria que se pueda necesitar para circulación, distancia respecto al encerramiento, y operaciones de mantenimiento y maniobra en los activos.

Ver Apéndice F. Plano de disposición física de subestación modelo.

Como alternativas a la disposición física de la subestación, se encuentran:

- Bahía de transformación de 34,5 kV:
 - Disponer horizontalmente el reconectador y transformadores de medida, y disponer las cuchillas de seccionamiento en el poste de llegada de la línea.
 - Disponer horizontalmente los transformadores de medida, y disponer el reconectador y las cuchillas de seccionamiento en el poste de llegada de la línea.
- Servicios auxiliares:
 - Disponer en el poste de la llegada de la línea un transformador de servicios auxiliares de 34,5 kV con alimentación derivada de la línea.
- Conductores:
 - Conexión entre transformador de potencia y bahías de transformación en cable aislado de media tensión XLPE, los cuales permiten flexibilidad en la disposición de los pórticos y el transformador de potencia.

8.3 Puesta a tierra

Para el sistema de puesta a tierra, se consideran los siguientes datos de entrada:

$I_f = 2000$ A, corriente de falla.

$X/R = 3$, relación X/R del sistema de la falla.

$t_c = 0,5$ s, tiempo de falla.

$\rho = 150 \Omega \cdot \text{m}$, resistividad del suelo.

$\rho_s = 3000 \Omega \cdot \text{m}$, resistividad de la capa superficial de material.

$h_s = 0,01$ m, espesor de la capa superficial de material.

$L_x = 9,74$ m, largo de la malla.

$L_y = 3,50$ m, ancho de la malla.

$D = 0,875$ m, espaciamiento ideal entre conductores (lado del cuadrado), el cual da como resultado una cuadrícula 5 conductores paralelos al largo y 12 conductores paralelos al ancho.

$h = 0,70$ m, profundidad de enterramiento de los conductores.

$n_R = 4$, número de varillas de 2,40 m (en este caso dispuestas en las esquinas).

Ver Apéndice B. Memoria de cálculo de la malla de tierra.

Ver Apéndice G. Plano de puesta a tierra de subestación modelo.

Nota: Esta puesta a tierra es únicamente un ejemplo de aplicación para la subestación modelo que se está considerando. Para cada caso en particular se debe realizar el respectivo diseño de puesta a tierra.

8.4 Apantallamiento

El cálculo de la altura del cable de guarda para realizar el apantallamiento de la subestación está establecido en la Ecuación (11).

$$H_{CG} = y + d = \frac{S}{2} + d \quad (11)$$

Donde,

H_{CG} es la altura mínima del cable de guarda respecto al suelo en m.

y es la altura mínima del cable de guarda respecto a los objetos protegidos en m.

S es la distancia entre dos cables de guarda paralelo en m.

d es la altura de los objetos a proteger en m.

Considerando que los cables de guarda se disponen en todo el perímetro de la subestación utilizando como apoyo los 6 postes de los 2 pórticos, se calcula la altura total del cable guarda para los pórticos y el transformador de potencia, y se selecciona como mínimo la más exigente.

Tabla 39*Cálculos de apantallamiento de la subestación provisional*

Objeto a proteger	S	y	d	H_{CG}
Transformador de potencia	2850 mm	1425 mm	3900 mm	5325 mm
Pórtico 34,5 kV	290 mm	145 mm	6600 mm	6745 mm
Pórtico 13,8 kV	2585 mm	1293 mm	6600 mm	7893 mm

Así, la altura mínima del cable del guarda es de 7893 mm y debe estar a mínimo 1293 mm sobre la cima del poste. Se disponen de bayonetas de 2000 mm sujetas 300 mm en los postes, por lo cual tienen una altura efectiva de 1700 mm y satisfacen el criterio de apantallamiento.

Ver Apéndice H. Plano de apantallamiento de subestación modelo.

Conclusiones

Se desarrolló la guía requerimientos para subestaciones provisionales que garantizan la seguridad de las personas y la instalación, conforme a la necesidad del equipo de trabajo de Expansión y Reposición de Subestaciones de estandarizar la implementación de dichas instalaciones, como se evidencia a lo largo del libro y en el instructivo ESSA del Apéndice A.

Inicialmente se expuso los equipos de trabajo involucrados en el proceso de implementación de subestaciones provisionales con sus respectivas funciones, la información y apoyos requeridos de dichos equipos, y aspectos a verificar del terreno en el inicio del proceso, como se evidencia en el Capítulo 1.

Posteriormente se establecieron los requerimientos de señalización del riesgo eléctrico, código de colores e identificación de las fases, activos, y circuitos conforme a las metodologías de ESSA, así como las especificaciones técnicas de los letreros. Esto es importante para la realización segura de las labores de operación y mantenimiento en los activos de la subestación, lo cual se evidencia el Capítulo 2.

Se identificaron los equipos eléctricos de patio utilizados en subestaciones reducidas y materiales implementados en el montaje del pórtico. Para cada equipo y material se establecieron sus respectivos requerimientos o aspectos a verificar para su selección, como se evidencia en el Capítulo 3.

Conforme a las necesidades del equipo, se definió que los aspectos fundamentales a abordar eran las distancias de seguridad, puesta a tierra y apantallamiento. Los requerimientos de estos aspectos fueron establecidos en concordancia con el RETIE (MME, 2013) y con base en normas técnicas internacionales de la IEEE e IEC, como se evidencia en el Capítulos 4, 5 y 6 y Apéndice B.

Como terminación de la guía de requerimientos se estableció los aspectos a verificar en la subestación provisional previo a su energización, para lo cual se desarrolló una lista de chequeo y se expuso los lineamientos para el análisis de riesgo eléctrico, como se evidencia en el Capítulo 7 y en los Apéndices C y D.

Así, con base en los criterios de la guía de requerimientos se desarrollaron los cálculos y planos para el dimensionamiento de una subestación provisional con el fin de que sirva como modelo de subestación y ejemplo de aplicación. Se abordaron los aspectos de disposición física de los equipos eléctricos en el pórtico, diseño de la malla de puesta a tierra y ubicación de los cables de guarda para apantallamiento. Esto se evidencia en el Capítulo 8 y en los Apéndices B, E, F, G y H.

Referencias

- CIGRE Study Committee B3. (2018). *Substations* [Subestaciones]. Springer International Publishing.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2014). *Resolución 038 de 2014. Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo General del Código de Redes.*
- Electrificadora de Santander. (2018). *Especificación técnica para marcación y señalización de elementos de subestación.*
- Electrificadora de Santander. (2021). *Instructivo para la aplicación de nomenclatura operativa en subestaciones eléctricas de potencia.* (IPSOS045)
- Enel Codensa. (2014). *Centros de transformación industriales de 34,5 kV. Cálculo malla de puesta a tierra.*
- HMV Ingenieros. (2021). *Subestaciones de alta y extra alta tensión.*
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2012). *Direct lightning stroke shielding of substations.* [Apantallamiento de subestaciones contra impacto directo de rayo]. (IEEE Std 998-2012).
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2012). *Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a grounding system* [Guía para medir la resistividad de tierra, la impedancia de tierra y los potenciales de superficie de tierra de un sistema de puesta a tierra]. (IEEE Std 81-2012).
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2013). *Guide for safety in AC substation grounding* [Guía para la seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de C.A.]. (IEEE Std 80-2013).

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2020). *Guide for recommended electrical clearances and insulation levels in air insulated electrical power substations* [Guía para distancias eléctricas y niveles de aislamiento recomendados en subestaciones de energía eléctrica aisladas en aire]. (IEEE Std 1427-2020).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (1998). *Código Eléctrico Colombiano*. (NTC 2050:1998).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2009). *Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Cintas y hebillas de acero inoxidable*. (NTC 3496:2009).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2011). *Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Grapas de suspensión*. (NTC 2772:2011).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2012). *Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Varillas de anclaje roscados con ojo*. (NTC 2575:2012).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2013). *Electrotecnia. Tensiones y frecuencias nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público*. (NTC 1340:2013).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2014). *Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Crucetas, diagonales y bayonetas metálicas*. (NTC 2616:2014).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2017). *Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Abrazaderas o collarines*. (NTC 2663:2017).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2017). *Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Pernos de ojo*. (NTC 2617:2017).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2018). *Selección de componentes del sistema de medición de energía eléctrica*. (NTC 5019:2018).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2019). *Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Grapas prensoras*. (NTC 2665:2019).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2019). *Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Eslabones y adaptadores*. (NTC 2995:2019).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2020). *Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica. Grapas de retención*. (NTC 2973:2020).

International Electrotechnical Commission. (2012). *High-voltage switchgear and controlgear – Part 111: Automatic circuit reclosers and fault interrupters for alternating current systems up to 38 kV* [Aparata de alta tensión. Parte 111: Reconnectores automáticos de circuitos e interruptores de falla para sistemas de corriente alterna de hasta 38 kV] (IEC 62271-111:2012).

International Electrotechnical Commission. (2021). *Power installations exceeding 1 kV AC and 1,5 kV DC. – Part 1: AC* [Instalaciones eléctricas de tensión nominal superior a 1 kV en corriente alterna y 1,5 kV en corriente directa. Parte 1: Corriente alterna]. (IEC 61936-1:2021).

McDonald, J. D. (2012) *Electric power substations engineering* [Ingeniería de subestaciones de potencia eléctrica]. CRC Press.

Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Resolución 90708 de 2013. Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.*